

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO
PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE
LA TECNOLOGÍA STEAM INJECTION EN EL CAMPO
HUMBERTO SUÁREZ ROCA

Proyecto de Grado Presentado Para Optar el Título de Licenciatura en
Ingeniería en Petróleo, Gas y Procesos

POSTULANTE: MARCO ANTONIO CONDORI COPA

TUTOR: M. SC. ING. GABRIEL ALEJANDRO PÉREZ ORTIZ

LA PAZ - BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA**



LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivo personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionado la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARÁ EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR

DEDICATORIA

Dedico este Proyecto de Grado a mi Papa Benito Condori Huallpa, a mi Mama Lucia Copa Acero. Todo el esfuerzo que hicieron para que pudiera estudiar una de las carreras que siempre soñé desde la adolescencia y todo cariño que me dieron cada día. También por haberme inculcado con los buenos modales, valores que me sirvieron para poder salir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Les agradezco a mis Docentes de mi carrera de Ingeniería Petrolera, que me enseñaron y me formaron en todo el camino desde el primer semestre hasta mi decimo semestre, sin sus enseñanzas no hubiera sido posible.

Gracias a toda mi familia por a verme apoyado todo el camino, y por haber estado en las buenas y en las malas momentos que pase.

Gracias a mi carrera de ingeniería Petrolera, Por haberme acogido en mi formación Profesional.

RESUMEN

El Método de steam injection es un proceso de desplazamiento, que es considerado como el más eficiente en el barrido de petróleo en la formación y como una recuperación final de los procesos de recuperación térmica. El método consiste en generar vapor en la superficie con un generador de vapor luego inyectar el vapor de un pozo inyector desde la superficie del cabezal de pozo hasta hacer llegar a la formación deseada y producir el petróleo por otros pozos productores de petróleo.

Los mecanismos de recuperación en Steam injection consta de tres mecanismos básicos, destilación vapor, expansión térmica, reducción de la viscosidad por el efecto de calor y como uno de los mecanismos de recuperación más importante es la destilación por vapor.

En el proceso de recuperación con la inyección continua de vapor se forman tres zonas, la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Entonces el petróleo recuperado es consecuencia de los mecanismos de cada una de estas tres zonas. En la zona de vapor caliente se destaca la destilación con vapor. En la zona de agua caliente el petróleo está gobernado por características térmicas del petróleo, la viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de temperatura. Por ultimo en la zona de agua fría, la recuperación de petróleo será igual a la inyección de agua convencional, excepto que la fase efectiva de inyección será mayor que lo que se inyecta vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.

El objetivo principal del proyecto es recuperar los hidrocarburos del Campo Humberto Suarez Roca, especialmente de los pozos productores del campo para incrementar su factor de recobro con el método de steam injection y analizar la viabilidad del proyecto tanto la parte técnica como también económica. Para la parte técnica se analiza por los criterios metodológicos de aplicar el método, también utilizando los modelos matemáticos como el modelo de Marx y Langenheim, Volek, para colaborar los resultados se utilizará el modelo matemático de Myhill y Stegemeier.

En el ámbito ambiental y medidas de seguridad se profundiza las leyes y normas ambientales del país, como también el manejo de equipos del método de steam injection.

En la parte de análisis técnico se utilizan los métodos de evaluación de proyectos los más conocidos como el VAN Y TIR.

TABLA DE CONTENIDOS

CAPITULO I	1
GENERALIDADES DEL PROYECTO	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3.1. Identificación del problema	3
1.3.1.1. Árbol de Problemas	4
1.3.2. Formulación del problema.....	4
1.4. OBJETIVOS	4
1.4.1. Objetivo General.....	4
1.4.2. Objetivos Específicos	5
1.5. JUSTIFICACIÓN	5
1.5.1. Justificación Técnica	5
1.5.2. Justificación Económica.....	5
1.5.3. Justificación Social.....	6
1.5.4. Justificación Medio Ambiental.....	6
1.6. ALCANCE.....	7
1.6.1. Alcance Temático.....	7
1.6.2. Alcance Geográfico	7
CAPITULO II.....	8
PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y FLUIDOS.....	8
2.1. Propiedades de las Rocas de reservorio.....	8
2.1.1. Calor específico de las rocas	8
2.1.2. Capacidad calorífica de las rocas saturadas.....	8
2.1.3. Conductividad Térmica de las rocas.....	9
2.2. Propiedades Térmica del Fluido y de la mezcla	11
2.2.1. Saturación residual del petróleo	11
2.2.2. Densidad de petróleo	11
2.2.3. Densidad de agua.....	12

2.2.4.	Viscosidad de los líquidos	13
2.2.4.1.	Correlación del método de Sauder	13
2.2.4.2.	Correlación del método de Thomas	14
2.2.5.	Viscosidad del petróleo	14
2.2.5.1.	Correlación de Andrade	15
2.2.5.2.	Técnica de un solo punto.....	15
2.2.5.3.	Carta ASTM de Viscosidad- temperatura	16
2.2.6.	Viscosidad de las mezclas líquidas.....	18
2.2.7.	Viscosidad del agua y del vapor	18
2.2.8.	Efecto del gas en solución sobre la viscosidad del petróleo.....	20
2.2.9.	Calor específico de hidrocarburos líquidos	21
2.2.10.	Correlación de Gambill para calor específico de los hidrocarburos gaseosos	21
2.2.11.	Correlación de Gambill para calor específico de agua saturada.....	22
2.2.12.	Conductividad térmica de los líquidos y gases.....	22
2.3.	Difusividad Térmica	24
CAPITULO III		26
PROPIEDADES TÉRMICAS DE VAPOR DE AGUA		26
3.1	DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL AGUA Y VAPOR	26
3.1.1	Propiedades de térmicas de agua	26
3.1.1.1	Temperatura de Saturación del agua.....	26
3.1.1.2	Calor sensible de agua	27
3.1.1.3	Calor específico de Agua	29
3.1.1.4	Diagrama de Temperatura- Entalpía.....	29
3.1.2	Propiedades Térmicas de Vapor	31
3.1.2.1	Calor específico de Vapor.....	31
3.1.2.2	Volumen Específico.....	31
3.1.2.3	Calor Latente de Vaporización	32
3.1.2.4	Entalpía del vapor seco y Saturado o Calor total	33
3.1.2.5	Entalpía disponible.....	33
3.1.2.6	Calidad de Vapor	34
3.1.2.7	Calidad de Vapor Húmedo.....	34
3.1.2.8	Calidad de Vapor en el pozo.....	35

3.1.2.9	Densidad de Vapor.....	35
3.1.2.10	Vapor Sobre Calentado	36
3.1.2.11	Determinación de la Calidad de Vapor	36
3.1.2.12	Medición del flujo del Vapor	41
3.1.2.13	Distribución del Vapor.....	43
3.2	PROCESO DE TRANSMISIÓN DE CALOR.....	43
3.2.1	MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	43
3.2.1.1	Conducción	43
3.2.1.2	Convección	45
3.2.1.3	Radiación	45
3.3	PERDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE LA TRANSMISIÓN FLUIDOS CALIENTES.....	47
3.3.1	PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE	48
3.3.1.1	Pérdidas de Calor en las líneas de superficie	48
3.3.2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE	55
3.3.2.1	Cálculo Matemático.....	55
3.3.2.2	Caídas de presión en líneas de superficie	56
3.3.2.3	Calidad del Vapor en el cabezal de pozo	58
3.3.3	PÉRDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE INYECCIÓN EN EL POZO	60
3.3.3.1	Caídas de Presión.....	60
3.3.3.2	Cálculos de las pérdidas de Calor	61
3.3.3.3	Calidad del Vapor	69
3.3.3.4	Pérdidas de calor durante la inyección del fluido caliente monofásico	69
CAPITULO IV	71
CALENTAMIENTO EN LA FORMACIÓN POR INYECCIÓN DE FLUIDOS CALIENTES	71
4.1.	MECANISMO DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN LA FORMACIÓN.....	71
4.2.	CALENTAMIENTO DE LA FORMACIÓN POR INYECCIÓN DE VAPOR ...	71
4.3.	MODELO DE MARX Y LANGENHEIM.....	72
4.3.1.	Tasa de inyección de calor al tiempo.....	73
4.3.2.	Tasa de utilización de calor al tiempo	73

4.3.3.	Tasa de pérdidas de calor al tiempo.....	74
4.4.	MODIFICACIÓN DE MANDL Y VOLEK.....	77
4.4.1.	Procedimiento para calcular tiempo critico t_c	77
4.5.	INYECCIÓN A TASAS VARIABLES.....	79
CAPITULO V.....		80
DESCRIPCIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR		80
5.1.	MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	81
5.2.	CÁLCULO DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	83
5.2.1.	Método de Myhill y Stegemeir.....	85
5.2.2.	Método de Goma	86
5.2.2.1.	Procedimiento de Cálculos:.....	87
5.2.3.	Método de Van Lookeren.....	88
5.3.	OCHO MODELOS PARA CALCULAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	89
5.3.1.	Modelo de Davies, Silberberg y Caudle.....	90
5.3.2.	Modelo de Shutler	90
5.3.3.	Modelo de Abdalla y Coatas	90
5.3.4.	Modelo de Vinsome.....	90
5.3.5.	Modelo de Coats, George, Chu y Marcum.....	90
5.3.6.	Modelo de Coats.....	90
5.3.7.	Modelo de Rincon, Diaz Muñoz y Farouq Ali	91
5.3.8.	Modelo de Ferrer y Farouq Ali.....	91
5.4.	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR..	91
5.5.	TÉCNICAS DE OPERACIÓN Y PROBLEMAS.....	91
5.6.	OTRAS TECNOLOGÍA ASOCIADAS A LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	92
5.6.1.1.	Encendido del Generador de Vapor	93
5.6.1.2.	Monitoreo de las variables durante el proceso de inyección de vapor	94
5.6.1.3.	Parámetros de operación	95
5.6.2.	EQUIPOS DE COMPLETACIÓN DE PROCESOS TÉRMICOS	96

5.6.3. TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN POR INTERCAMBIO IÓNICO PARA UN SISTEMA DE ALTA CALIDAD DE VAPOR	99
5.6.3.1. Tratamiento biológico de agua.....	101
CAPITULO VI.....	102
APLICACIÓN POR EL PROCESO DE TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PARA MEJORAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA.....	102
6.1. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA.....	102
6.1.1. Descripción del campo Humberto Suárez Roca.....	102
6.1.2. Ubicación Geográfica.....	102
6.1.2.1. Columna Estratigráfica.....	103
6.1.3. Descripción el estado mecánico de los pozos de estudio.....	107
6.1.4. Diagnóstico de historial de producción y pronóstico de Producción de la producción del campo Humberto Suárez Roca.....	109
6.1.5. Selectividad de pozos Inyectores y Productores en un análisis de la factibilidad.....	111
6.2. DEMOSTRACIÓN DE PROCESO DE LA TECNOLOGÍA STEAM INJECTION AL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA.....	112
6.2.1. Mapa mental de la Tecnología de Steam Injection.....	112
6.2.2. Diagnóstico de probabilidad de implementar el proyecto de Steam Injection en Bolivia.....	113
6.2.3. Análisis de la Posibilidad de ocurrencia.....	114
6.3. DETERMINAR EL FACTOR DE RECOBRO DE CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA UNA VEZ APLICANDO LA TECNOLOGÍA DE STEAM INJECTION.....	115
6.3.1. Recolección de Datos.....	115
6.3.1.1. Datos del campo y del reservorio Sara.....	115
6.3.1.2. Datos de las propiedades de las rocas y de los fluidos.....	116
6.3.1.3. Datos para el cálculo de inyección continua de vapor.....	116
6.3.2. Plantear la secuencia de instalación en superficie.....	116
6.3.3. La secuencia Operativa de Steam Injection del Barrido y Factor de Recuperación.....	117
6.3.4. Aplicabilidad del método de inyección continua de vapor utilizando el modelo de Marx y Langnheim y modelo de Myhill y Stegemeier.....	117

6.3.5.	Determinar el nuevo factor de Recobro.....	132
6.3.6.	Análisis de la productividad del campo Humberto Suárez Roca.	133
	Fuente: Reporte YPF Chaco S.A. 2018	133
6.3.7.	Práctica experimental	133
CAPITULO VII.....		137
CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD		137
7.1.	CONSIDERACIONES AMBIENTALES	137
7.1.1.	DESCARGA DE AGUAS DE FORMACIÓN EN LA SUPERFICIE.	137
7.1.2.	TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA DEL YACIMIENTO	137
7.1.2.1.	Clasificación de tratamientos de aguas de formación	138
7.1.2.2.	Tratamiento anticorrosivo	139
7.1.2.3.	Unidad de micro filtración	139
7.2.	MEDIDAS DE SEGURIDAD DE GENERACIÓN DE VAPOR.....	139
7.2.1.	Condiciones de seguridad e higiene	139
7.2.2.	Dispositivos de seguridad en los equipos	140
7.2.3.	Pruebas de Generador de Vapor	140
7.2.4.	Riesgos físicos y Químicos.....	141
7.2.4.1.	Riesgos Físicos	141
7.2.4.2.	Riesgos Químicos.....	142
7.2.5.	Puntos de seguridad diversos.....	142
7.2.6.	Cuidados en la operación.....	142
7.2.6.1.	Falta de Agua	142
7.2.6.2.	Exceso de Presión.....	143
7.2.6.3.	Falla de control de flama.....	143
7.2.7.	Ventilación.....	143
7.3.	CONTROL Y MEDIDAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE VAPOR POR LOS DUCTOS.....	144
7.3.1.	Mantenimiento de tuberías de vapor	144
7.3.2.	Rupturas de las tuberías.....	144
7.3.3.	Aislamiento de tuberías de vapor	144
7.3.4.	Materiales para aislar las tuberías.....	145
CAPITULO VIII.....		146

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	146
8.1. VIABILIDAD TÉCNICA.....	146
8.2. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTO	146
8.2.1. Inversión	146
8.2.2. Valor Actual Neto (VAN)	146
8.2.3. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	147
8.2.4. Relación costo y beneficio.....	147
8.2.5. Tiempo de recuperación de inversión.....	147
8.2.6. Flujo de caja.....	147
8.3. EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA Y ECONÓMICA DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.	148
8.3.1. Análisis costos de inversión	148
8.3.2. Análisis de costos de operación y tratamiento de agua	149
8.3.3. Ingreso	150
8.3.4. Proyección de la venta de petróleo y el costo total.....	151
8.3.5. El valor actual neto (VAN).....	152
8.3.6. Tasa interna de rentabilidad (TIR).....	152
8.3.7. Costo/ Beneficio (C/B)	152
8.3.8. Flujo de caja.....	153
8.4. Conclusión del análisis Financiero	154
CAPITULO IX	155
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	155
9.1. CONCLUSIONES	155
9.2. RECOMENDACIÓN	157
BIBLIOGRAFÍA	158
ANEXOS	161
ANEXO 1. DATOS DE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE CAMPO HUMBERTO SUÁREZ	161
ANEXO 2. CABEZALES DE POZOS DE CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA.	165
ANEXO 3. PROPIEDADES DE LA ROCA.....	167

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 Correlación generalizada de viscosidad- Temperatura.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.2 Viscosidad de Petr6leos libres de gas Vs Temperatura.</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2.3 Viscosidad del Petr6leo crudo saturado de gas a presi3n y Temperatura del Yacimiento</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.4 Viscosidad del petr6leo muerto a presi3n Atmosf6rica y Temperatura del Yacimiento</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.1 Temperatura de Saturaci3n del Agua a Diferentes Presiones</i>	<i>27</i>
<i>Figura 3.2 Calor Sensible, Calor Latente de Vaporizaci3n y Entalpia del Vapor Seco y Saturaci3n en Funci3n de la Presi3n de Saturaci3n.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3.3 Diagrama de Temperatura-Entalpia para el Agua.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.4 Volumen Especifico del agua y del Vapor en Funci3n de la presi3n de Saturaci3n.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.5 Conexi3n t6pica de la celda de presi3n diferencial a la l6nea de flujo de vapor</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.6 Diagrama Esquemático de la inyecci3n de vapor a dos Pozos.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 3.7 Flujo de Calor a trav6s de un Cilindro hueco.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.8 Perdidas de Calor Durante la Inyecci3n de Fluidos Calientes</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3.9 Conversi3n natural en tuberías horizontales</i>	<i>53</i>
<i>Figura 3.10 Convecci3n forzada en tuberías Horizontales</i>	<i>54</i>
<i>Figura 3.11 Rugosidad relativa de los materiales de las tuberías y factor de fricci3n para flujo.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 3.12 Factor de Fricci3n como funci3n de numero de Reynolds, con la rugosidad relativa como parámetro</i>	<i>58</i>
<i>Figura 3.13 Determinaci3n grafica de las p6rdidas de calor en la tuberías desnudas y tubería asistida</i>	<i>59</i>
<i>Figura 3.14 Distribuci3n de la temperatura en un pozo de inyecci3n.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 3.15 Conducci3n Transitoria de calor en un sistema radial infinito</i>	<i>65</i>
<i>Figura 3.16 Para la condici3n de contrato por Radiaci3n.....</i>	<i>66</i>

<i>Figura 4.1 Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada.</i>	72
<i>Figura 4.2 Función F_i de Marx y Langenheim</i>	75
<i>Figura 4.3 Función F_2 de Marx y Langenheim</i>	76
<i>Figura 4.4 Función F_3 de Mandl y Volek</i>	79
<i>Figura 5.1 Diagrama de la Inyección Continua de Vapor y Distribución de los fluidos en el Yacimiento</i>	82
<i>Figura 5.2 Función F_4 de Myhill y Stegemeier</i>	85
<i>Figura 5.3 Perdidas de calor hacia las capas supra y subyacentes</i>	86
<i>Figura 5.4 Factor de utilización del calor como función de la calidad del Vapor</i>	86
<i>Figura 5.5 Petróleo recuperado como función del calor neto inyectado y de la saturación de petróleo movable</i>	87
<i>Figura 5.6 Comparación del análisis de núcleos de dos pozos</i>	88
<i>Figura 5.7 Generador de vapor NAKASAWA SMT</i>	93
<i>Figura 5.8 Tubería de alto rendimiento térmico NK - VIT</i>	97
<i>Figura 5.9 Especificaciones Técnicas</i>	97
<i>Figura 5.10 Otras características</i>	98
<i>Figura 5.11 Cabezales de pozos para inyección de vapor</i>	98
<i>Figura 5.12 Especificaciones de cabezal de pozo</i>	99
<i>Figura 5.13 Sistema de Tratamiento del agua</i>	100
<i>Figura 5.14 Planta de Tratamiento</i>	101
<i>Figura 5.15 Tratamiento biológico</i>	101
<i>Figura 6.1 Ubicación de Campo Humberto Suarez</i>	102
<i>Figura 6.2 Ubicación y Accesos</i>	103
<i>Figura 6.3 Columna Estratigráfica</i>	104
<i>Figura 6.4 Perfil Geológico - Estructural</i>	105
<i>Figura 6.5 Mapa estructural tope arena Sara</i>	105

<i>Figura 6.6 Campo Humberto Suárez Roca</i>	<i>109</i>
<i>Figura 6.7 Historial de producción de pozo HSR- 6 de 1984 a 2004.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6.8 Historial de producción de pozo HSR – 10 de 1991 a 2009</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6.9 Historial de Producción del Campo Humberto Suarez Roca 1982 - 2017</i>	<i>111</i>
<i>Figura 6.10 Mapa mental de Steam Injection</i>	<i>113</i>
<i>Figura 6.11 Armado de la maqueta experimental.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 6.12 Maqueta Experimental</i>	<i>135</i>
<i>Figura I Cabezal de pozo HSR - 6.....</i>	<i>165</i>
<i>Figura II Cabezal de pozo de HSR - 10.....</i>	<i>166</i>
<i>Figura III Propiedades Termicas de las Rocas.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura IV Propiedades físicas del agua a presión estándar o presión de saturación</i>	<i>168</i>
<i>Figura V. Propiedades físicas del aire a 1atm.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura VI Funciones F1 y F2 de Marx y Langenheim.....</i>	<i>170</i>
<i>Figura VII Propiedades de agua Saturada de Libro de Cengel.....</i>	<i>171</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Correlación de valores Calculados.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2.2 Tabla de valores.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2.3 Variación de la viscosidad del agua con la Temperatura</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2.4 Propiedades Térmicas de las Rocas.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 3.1 Constantes del Medidor de Orificio.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3.2 Emisividades aproximadas de algunos metales.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3.3 Conductividad Térmica de metales.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3.4 Conductividad Térmica de algunos materiales aislantes</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 5.1 Criterios para la Selección de un Yacimiento en un Proceso de Inyección Continua de Vapor.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 5.2 Parámetros de Generador de vapor NK 30 TTS 25 MMBTU/hr.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 5.3 Calidad de Vapor 95 % Vs 80 %.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 6.1 Propiedades petrofísicas de campo Humberto Suárez Roca</i>	<i>106</i>
<i>Figura 6.2 Reserva de bloque.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 6.3 Pozos de Campo Humberto Suarez Roca.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 6.4 Selectividad del Pozo Inyector</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 6.5 Análisis de Ocurrencia.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 6.6 Criterios de selección del método</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 6.7 Datos del Campo Humberto Suarez Roca.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 6.8 Tablas de Propiedades térmicas de la Roca.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 6.9 Datos para el cálculo del método Steam Injection</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 6.10 Secuencia de Operación.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 6.11 Datos de entrada para el cálculo I.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 6.12 Datos de entrada para el cálculo II.....</i>	<i>125</i>

<i>Tabla 6.13 Resumen de los métodos aplicados para el.....</i>	<i>132</i>
<i>steam injection.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 6.14 Producción Diaria Pozos de Campo Humberto Suárez Roca</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 7.1 Matriz de riesgos físicos presentes en las calderas</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 7.2 Valoración del nivel de Seguridad.....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 7.3 Factores de Riesgo Con mayor grado de Peligrosidad.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla 8.1 Reacondicionamiento del pozo HSR - 10.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla 8.2 Costos de equipo de instalación para el proyecto</i>	<i>149</i>
<i>Tabla 8.3 Costos de operación de generador de vapor y costo de producción</i>	<i>149</i>
<i>Tabla 8.4 Costos de tratamiento de agua.....</i>	<i>149</i>
<i>Tabla 8.5 Producción de petróleo y precio de petróleo a nivel Internacional (WTI)</i>	<i>150</i>
<i>Tabla 8.6 Producción de petróleo y precio de petróleo a nivel Bolivia.....</i>	<i>151</i>
<i>Tabla 8.7 Cálculos de la utilidad del proyecto con los impuestos al País durante un año</i>	<i>151</i>
<i>Tabla 8.8 Cálculos de la utilidad del proyecto con los impuestos al País durante un año</i>	<i>151</i>
<i>Tabla 8.9 Cuadro de flujo de caja (Precio de Petróleo en WTI)</i>	<i>153</i>
<i>Tabla 8.10 Cuadro de flujo de caja (Precio de Petróleo de Bolivia).....</i>	<i>154</i>
<i>Tabla I. Historial de Producción de 1984 a 2004 Pozo HSR – 6.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabla II. Historial de produccion de pozo HSR – 10 de 1991 a 2009.</i>	<i>163</i>

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

A: Área, ft^2

a: Gradiente geotérmico, $\frac{F}{ft}$

B_f : Factor volumétrico de formación, $\frac{BY}{BN}$

C: Compresibilidad, psi^{-1}

C: Calor específico, $\frac{BTU}{lb - F}$

C_m : Contenido de combustible, lb/ft^3

d: Diámetro, ft

d_e : Distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, ft

d_h : Diámetro exterior, ft

d_w : Diámetro de pozo, ft

D: Profundidad, ft

E: Eficiencia, fracción

E: Módulo de elasticidad de Young, lpc, ft^2

f: Factor de fricción adimensional

F: Factor de corrección adimensional

F: Constante de aceleración (Gravedad), $\frac{ft}{s^2}$

h: Espesor de la formación, ft

h_h : Espesor afectado por el vapor, $\frac{BTU}{h - ft^2 - F}$

h_{cr} : Coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación, $\frac{BTU}{h - ft^2 - F}$

h_f : Coeficiente de transferencia de calor, $\frac{BTU}{h - ft^2 - F}$

h_h : Coeficiente de transferencia de calor por radiación, $\frac{BTU}{h - ft^2 - F}$

H_f : Tasa de calor removida por los fluidos producidos, BTU/D

H_r = Entalpía disponible, BTU/lb

H_w = Entalpía del agua saturada, BTU/lb

H_s = Entalpía del vapor seco y saturado, BTU/lb

I_{st} = Tasa de inyección de vapor, Bbl/D

J = Índice de productividad, $\frac{\text{Psia}}{\text{BPD}}$

K : Permeabilidad absoluta, Darcy

K_o : Permeabilidad efectiva de petróleo, Darcy

K_w : Permeabilidad efectiva de agua, Darcy

K_g : Permeabilidad efectiva de gas, Darcy

K_h : Conductividad Térmica, $\frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{ft} - \text{F}}$

L : Distancia, Longitud, ft

L_v : Calor latente de vaporización, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

m : Masa, lb

M : Peso molecular, $\frac{\text{lb}}{\text{lb} - \text{mol}}$

M_o : Capacidad calorífica, $\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 - \text{F}}$

N_p : Producción acumulado de petróleo, Bbl

OSR : Razón petróleo producido/vapor inyectado, acumulado, fracción

$OSR(t)$: Razón petróleo producido/vapor inyectado, instantánea, fracción

P : Presión, psia

P_e : Presión en el límite exterior, psia

P_i : Presión del pozo de inyección, psia

P_s : Presión de saturación, psia

P_w : Presión del pozo de producción, psia

Q : Caudal, BPD

Q_o : Tasa de producción de petróleo, BPD

Q_{oc} : Tasa de producción de petróleo antes de la inyección de vapor, BPD

Q_{oh} : Tasa de producción de petróleo después de la inyección de vapor, BPD

Q : Tasa de flujo de calor, $\frac{BTU}{D}$

Q : Tasa de pérdidas de calor, $\frac{BTU}{D}$

r : Radio, ft

r_d : Radio de drenaje, ft

r_e : Radio externo, ft

r_h : Radio de la zona calentada, ft

R_e : Número de Reynolds, adimensional

R_s : Razón gas – petróleo, PCN/BN

R_w : Razón agua – Petróleo, $\frac{BN}{BN}$

S : Factor de daño, adimensional

S_g : Saturación de gas, fracción

S_w : Saturación de agua, fracción

S_{or} : Saturación residual de petróleo, fracción

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

t : Tiempo de inyección de vapor, días

t_D : Tiempo adimensional

t_i : Tiempo de ignición, días

T_r : Temperatura de yacimiento, F

T_s : Temperatura de saturación, F

T_{surf} : Temperatura superficial, F

U : Coeficiente de transferencia de calor total, $\frac{BTU}{h - ft^2 - F}$

v : Volumen específico, $\frac{ft^3}{lb}$

V_p : Volumen poroso, ft^3

α : Difusividad térmica, ft^2/h

β : Coeficiente de expansión volumétrica, $\frac{1}{F}$

γ_o : Gravedad específica de petróleo, Adimensional

γ_g : Gravedad específica de gas, Adimensional

ΔH : Calor de combustión, $\frac{BTU}{lb}$

Δp : Caída de presión, psia

Δt : Incremento de tiempo, días

λ : Movilidad $\left(\frac{k}{\mu}\right)$, $\frac{Darcy}{cp}$

ε : Emisividad, Adimensional

δ : Pérdidas de calor debido a los fluidos producidos, Adimensional

σ : Constante de Stefan – Boltzmann, $\frac{BTU}{h - ft^2 - R^4}$

μ_o : Viscosidad del petróleo, cp

μ_g : Viscosidad del gas, cp

ρ_o : Densidad del petróleo, lb/ft³

ϕ : Porosidad, fracción

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1. INTRODUCCIÓN

Los métodos de Recuperación Mejorada de petróleo (EOR-Enhanced oil Recovery), que consta en inyectar dentro del reservorio ciertos fluidos. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos inyectores y desplazan petróleo hacia otros pozos productores. Uno de los métodos de recuperación mejorada es recuperación térmica, que consiste en inyectar intencionalmente calor dentro del reservorio, los procesos térmicos de extracción se clasifican en dos tipos, unos que implican en la inyección de un fluido caliente y los que utilizan la generación de calor propio del reservorio. En desplazamiento térmicos, la viscosidad de petróleo disminuye debido al calor suministrado, también añade una fuerza que aumenta las tasas de flujo. A continuación, se describe los procesos térmicos más comunes utilizados que es inyección de vapor, este es un proceso que se proporciona energía térmica al reservorio inyectando vapor de agua residual. El proceso se puede inyectar de manera continua o alternada. Los principales mecanismos que contribuyen al movimiento del petróleo de este tipo son la disminución de la viscosidad de petróleo, expansión térmica de los fluidos del reservorio, y la destilación con vapor además de estos mecanismos se puede notar los mecanismos de empuje por gas (Alvarado & Banzer S., 2002).

En algunos países especialmente la empresa Chevron que el líder de aplicar el método de recuperación térmica, la empresa aplica el proceso de inyección de vapor a los pozos que producen petróleo pesado, y que con el proceso de inyección de vapor tiende a mejorar el factor de recuperación de los campos. La mayoría de los reservorios en todo el mundo su factor de recuperación se encuentra entre 10 a 30 % durante la recuperación primaria. En los procesos de recuperación Secundaria el factor de recuperación aumenta a 20 a 50 %, seguidamente en los procesos de recuperación mejorada aumenta entre su factor de recuperación de reservorios de 35 a 75%. (Alvarado & Banzer S., 2002)

En el país de Bolivia los métodos de recuperación mejorada de petróleo no son aplicados en sus campos, pero si son aplicados como levantamiento artificial (mecánico, gas lift,) que son más usados en el área de optimización o de recuperación de los hidrocarburos. Aunque no se aplica los métodos de recuperación mejorada como (inyección de CO₂, Vapor, Agua caliente,

solventes miscibles, Desplazamiento con espumas). En un futuro más adelante conociendo estos métodos de recuperación mejorada se podría implementar a los campos que producen petróleo. Una de las propuestas podría ser la Tecnología de steam injection a los campos petroleros de Bolivia para incrementar la producción de petróleo.

1.2. ANTECEDENTES

La importancia en los procesos térmicos, se inició con trabajos de investigación artículos en 1865, con la inyección de calor en los yacimientos petroleros para mejorar la extracción de petróleos viscosos. Los primeros Personajes como Perry y Warner inventaron calentadores de Fondo, consistía en reducir la viscosidad y incrementar el factor de recobro de líquidos pesados, aunque los calentadores de fondo eran usados para mantener encima de fluidez durante su asenso hacia la superficie, también lo usaban este método para inhibir deposición de solidos orgánicos, como Parafinas Y asfáltenos. En 1931-1932 donde empezó el uso de la inyección continua de vapor en el país de EE.UU. En uno de los reservorios inyectó por 235 días a una arena productora de 18 pies a una profundidad de 380 pies en la Parcela de Wilson y Swain cerca de Texas, después de 20 años el proyecto piloto funcionó en Yorba Linda, California, EE.UU. Los Primeros Proyectos de Steam injection en una gran escala comenzaron en Schoonebeek, Holanda y en el país de Sudamérica en Venezuela (Alvarado & Banzer S., 2002, pág. 1).

En la actualidad hay una elevada demanda de combustibles como son, gasolina y diésel, también se observó que en nuestro país Bolivia, hasta el momento es considerado como país gasífero y no así un país petrolífero, porque producimos más gas que el petróleo. Nosotros hemos visto que en los últimos años no hubo nuevos descubrimientos como mega campos de gas o petróleo, por otra parte, en el Sub-andino del Sur hay reservorios de gas, pero en el Sub-andino Norte se observó que al lado de departamento de Santa Cruz se produce una cantidad de condensados de que ya los reservorios tienen petróleo y gas, si nosotros nos entramos más allá de Sub-andino del norte los pozos producen petróleo. En los últimos años la declinación de pozos de petróleo de Bolivia ha significado un golpe de solventar la demanda de combustibles de automotor.

Uno de los métodos de recuperación mejorada podría aplicarse al campo Humberto Suarez Roca por primera vez en Bolivia, como el método de steam injection, para incrementar el factor

de recobro del campo. La tecnología de steam injection tiene mejor perspectiva que la inyección cíclica de vapor. El factor de recobro por el método de inyección de cíclica de vapor tiene 6-15%, mientras la steam injection tiene un factor de recobro de 40-50%. Además tiene un proceso de desplazamiento más eficiente del barrido, es mucho mejor que por inyección de agua caliente. (Alvarado & Banzer S., 2002).

En el campo Humberto Suárez Roca se perforaron 11 pozos de los cuales tres pozos salieron pozos secos, el pozo HSR-4 la terminación es dual (uno de línea corta y una línea larga), los otros pozos se terminaron con arreglos simples. Y en el año 1998 implementaron a los siguientes pozos HSR-1, HSR-4, HSR-6, HSR-8, HSR-10, el método de levantamiento artificial Hidráulico pero los caudales de producción eran menores a los esperados, por tales situaciones cerraron el pozo en mayo de 2003 y en diciembre de 2003 hicieron un rediseño de las bombas hidráulicas resulto positivo e habilitaron para la producción. (YPFB-CHACO, 2010)

El pozo HSR- 6 a la fecha 4 de diciembre de 2018 entro a una intervención con equipo (WO) para habilitar la formación Sara en el tramo 2115-2127 m posterior a ello se rebaleo y bajar el arreglo final simple de 2 3/8 con mandriles instalados para la instalación de Gas lift, es esto de la intervención se recuperó el arreglo final de 2 7/8 se corrió los registros para determinar la integridad de la cañería de 7in, la intervención finalizo el 5 de enero de 2019. El pozo es productora de petróleo de 33 API, y estuvo cerrado desde año 2004 dicho proyecto fue creado para drenar el petróleo de la reserva y sumarse como pozo productor. La secuencia estratigráfica del campo Humberto Suarez Roca, El Reservorio Sara está conformado de edad Terciaria (Formación tariquia, formación Yecua, formación petaca) Edad Cretácica (Formación Cajones, Yantata, Ichoa)-Edad Devónico (Formación Limoncito, Robore) Edad Silúrico (Formación el Carmen). (YPFB-CHACO, 2018-2019)

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. Identificación del problema

Sin embargo, casi en la mayoría de pozos petroleros en Bolivia lo dejan abandonados de forma permanente debido a que no hay proyectos de una recuperación mejorada de hidrocarburos por parte de las empresas petroleras de Bolivia.

La población crece en la actualidad más y más e hay una mayor demanda de combustibles por parte del automotor, y el estado lo único que hace es importar los combustibles desde el exterior, cosa que no debería de pasar ese caso. La comercialización de gasolina y diésel resulta que los volúmenes son menores, esto se debe también en la declinación de los pozos petroleros y abandono de los pozos productores de petróleo.

En el campo Humberto Suarez Roca se está presentando un agotamiento de energía del reservorio, incluso en la actualidad sus pozos están produciendo con el método de levantamiento artificial de gas lift y con el pasar de tiempo las caudales de producción de petróleo están disminuyendo.

1.3.1.1. Árbol de Problemas

CAUSA	PROBLEMA	EFEECTO
1 Reducción de Caudal de producción de petróleo del pozos HSR-6, HSR-4, HSR-5, HSR –X1	Reducción constante de presión del reservorio	Ingresos reducidos por la comercialización de los hidrocarburos
2 Cerrado por Zona Agotada	Mecanismo de empuje natural agotado	Perdidas económicas
3 Corte de agua	Incremento de producción de H2O por conificación	Cierre de pozos

1.3.2. Formulación del problema

¿Es posible incrementar el caudal de producción de petróleo del campo Humberto Suárez Roca aplicando el proceso de recuperación mejorada mediante la Tecnología Steam Injection para incrementar el factor de recobro del campo Humberto Suarez Roca?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Evaluar la implementación del proceso de recuperación mejorada aplicando la tecnología steam injection para poder incrementar el factor de recobro en el campo Humberto Suárez Roca.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar las principales características petrofísicas y del fluido del yacimiento de campo Humberto Suárez para aplicar la tecnología de steam injection.
- Demostrar el proceso de la Tecnología steam injection al campo Humberto Suarez para incrementar la producción del campo Humberto Suárez Roca.
- Determinar el factor de recobro del pozo del campo Humberto Suárez Roca una vez aplicando la tecnología de steam injection.
- Mostrar y explicar en una maqueta experimental modelando la tecnología de steam injection.

1.5. JUSTIFICACIÓN

1.5.1. Justificación Técnica

El presente proyecto se necesitará aplicar recuperación mejorada el campo Humberto Suarez Roca, tomando en cuenta las propiedades del reservorio y cumpliendo con los criterios de aplicación de la tecnología steam injection, este proceso consiste en inyectar vapor de manera continua al reservorio, los líquidos que van produciendo debido a la reducción de la viscosidad del Petróleo pesados y livianos y por expansión térmica. Para que ser un proyecto éxito dependen de las propiedades de petróleo y propiedades petrofísicas del campo.

El proceso se hace por un pozo inyector de vapor y un pozo productor de petróleo, este tipo proyecto se propone para campo Humberto Suarez Roca, para incrementar el factor de recobro del campo Humberto Suárez Roca, al aumentar factor de recobro, aumentara también la producción de petróleo del campo.

1.5.2. Justificación Económica

En cuanto a los beneficios que tiene por el incremento de producción de petróleo, también hay un incremento económico para el Estado boliviano, que podría una parte a la exploración de nuevos campos.

En la Ley 3058, Sección II, Artículo 53 (creación del impuesto Directo a los Hidrocarburos-IDH). Que se aplicara en todo el territorio nacional, a la producción de Hidrocarburos en Boca de pozo, que se medirá y pagara como regalías, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley

y su reglamentación, Y en el artículo 55 (Base imponible, Alícuotas, liquidación y Periodo de Pago). 2, La sumatoria de los ingresos establecidos del 18% por regalías y 32% del impuesto Directo a los hidrocarburos (IDH), no será en ningún caso menor al 50% del valor de la producción de los hidrocarburos en favor del Estado Boliviano, en concordancia con el artículo 8 de la presente Ley. (La Ley 3058, 2005)

Con la incrementación de producción de petróleo de pozo en campo Humberto Suárez Roca, se abastecería mayor cantidad volumen de petróleo a las refinerías, para que puedan producir mayor cantidad de combustible e cubrir la demanda de parte de auto motor.

El presente proyecto PGE 2024 pronostica un crecimiento de PIB 3,71% y se amplía en 3.000 millones de dólares, que garantiza la subvención de los hidrocarburos. (Ibáñez E. ,2024).

1.5.3. Justificación Social

Con la implementación del proceso de recuperación mejorada mediante el método de steam injection, incrementara la caudal de producción en el campo Humberto Suárez Roca.

Con el incremento de caudal de producción de petróleo podrá tener construcciones como escuelas, postas de salud sanitaria, y proyectos de desarrollo, también se puede invertir en la exploración de hidrocarburos.

1.5.4. Justificación Medio Ambiental.

En la ley nro. 1333, Titulo IV, Capitulo XII, Artículo 73. Las actividades hidrocarburíferas, realizadas por YPFB y otras empresas, en todas sus fases, deberán contemplar medidas ambientales de prevención y control de contaminación, deforestación, erosión y así como la protección de flora y de fauna silvestre y áreas protegidas. (Reglamento de Medio Ambiente, 1996).

En el presente reglamento ambiental para el sector hidrocarburo (RASH), Titulo II, Capitulo IV Artículo 57. Para la adecuada disposición del agua de producción, dicha operación deberá realizarse de acuerdo a lo establecido en el Reglamento en Materia de Contaminación Hídrica de la Ley Medio Ambiente N 1333. Para este efecto se recomienda prioritariamente el uso de la técnica de reinyección, la cual será efectuada de acuerdo con un diseño de sistema y operación incluido en el ETA o el MA. (Reglamento Ambiental Para el Sector Hidrocarburo). Durante el análisis y desarrollo del proyecto, se mejorará en gran medida al ámbito ambiental, ya que los otros pozos producen agua residual, con la misma agua residual se puede aplicar la tecnología de steam injection al pozo (Reglamento Ambiental del Sector De

Hidrocarburos-RASH).

1.6. ALCANCE

1.6.1. Alcance Temático

En el presente proyecto se propone de mejorar o incrementar el factor recobro del campo Humberto Suárez Roca para mejorar la producción de petróleo crudo, el campo tiene potencial de recuperar el petróleo remanente en el yacimiento, mediante la tecnología de steam injection. También haciendo una pequeña maqueta experimental para demostrar el desplazamiento de los fluidos.

El proceso de recuperación mejorada de steam injection tiene un criterio de selección del fluido a 12-25 de API hay casos que se aplicaron este método a nivel internacional hasta crudos de 45 API (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002). También la profundidad de pozo influye por las pérdidas de calor de vapor hay ciertos proyectos resultaron exitosos a mayores profundidades. El proyecto es incrementar con estos métodos el factor de recobro de todo el campo de Humberto Suárez Roca.

1.6.2. Alcance Geográfico

El campo Humberto Suárez Roca se encuentra a 111 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Santa Cruz. Morfo estructuralmente el campo está ubicado en la parte central de los lomeríos de Santa Rosa o Boomerang Hills, dentro de la zona de Pie de Monte del Sub-andino en la provincia Santa Rosa del Sara del departamento de Santa Cruz de la Sierra.

El campo Humberto Suarez fue descubierto en 1982, se encuentra en la provincia Sara del Departamento de Santa Cruz. Donde comenzó con el primer pozo HSR-1 como productor de gas y condensado y sus reservorios se encuentran en la cuenca sub-andino Norte. El campo tiene cuatro pozos productores como HSR-1, HSR-3, HSR-4 y HSR- 6 y como inyector de pozo de gua el pozo HSR - 10. (YPFB-CHACO, REVISTA ANUARIO, 2010)

CAPITULO II

PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y FLUIDOS

2.1. Propiedades de las Rocas de reservorio

2.1.1. Calor específico de las rocas

El calor específico es la cantidad de calor que suministrar a una unidad de masa, para poder incrementar la temperatura a un promedio de 60,5 °F. y se calcula con la siguiente correlación:

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045 * T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.1)$$

Donde:

C_o = Calor específico, BTU/lb-F

γ_o = Gravedad específica del Petróleo

T = Temperatura, °F

2.1.2. Capacidad calorífica de las rocas saturadas

La capacidad calorífica o llamada capacidad térmica es de gran importancia en el diseño de proceso térmicos con propósitos de recuperación mejorada de hidrocarburos, la capacidad calorífica es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o más de unos fluidos, y el valor depende de cuánto calor se administra para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que están en medio poroso, en un determinado incremento (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

La siguiente ecuación de la capacidad de una roca saturada contenidos como fluidos, petróleo, agua y gas, es la siguiente:

$$M = (1 - \emptyset) * \rho_r * C_r + \emptyset * (S_o * \rho_o * C_o + S_w * \rho_w * C_w + S_g * \rho_g * C_g) \quad (2.2)$$

Donde:

M = Capacidad calorífica, BTU/ft³-F

S = Saturación de fluidos, fracción

C = Calor específico, BTU/lb-F

O, w,r,g = Subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

2.1.3. Conductividad Térmica de las rocas

La conductividad térmica de un medio porosos depende de un numero de factores como la, densidad, porosidad, temperatura, saturación de los fluidos, tipos de fluidos y el desplazamiento de los fluidos en medio porosos. Ya que es una propiedad difícil de medir y disminuye con la temperatura, mientras aumenta la saturación del agua, densidad de la roca, presión y la conductividad térmica del fluido saturante (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Las correlaciones y las ecuaciones para poder determinar son las cinco las cuales son:

➤ **Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto de la temperatura**

$$K_h = 0,047 * K_{h20c}^{4,98} * T^{(0,17*\ln T - 1,61\ln K_{h20c} + 0,12)} \quad (2.3)$$

Donde:

K_h = Conductividad térmica de la roca a la temperatura T, milicalorias/s-cm-K (multiplicar por 0,24175 para convertir a BTU/h-ft-F)

T = Temperatura, K

$K_{h20c}^{4,98}$ = Conductividad térmica a 20 °C

➤ **Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto de la densidad de la roca:**

$$K_{h20c}^{4,98} = e^{\left(\frac{\rho_r - 1,60}{1,53}\right)} \quad (2.4)$$

Donde:

ρ_r es la densidad de la roca en gr/cm³ y $K_{h20c}^{4,98}$ ya fue definida.

➤ **Ecuación de Assad para considerar el efecto de la saturación de fluido y tipo de fluido saturante:**

$$K_h = K_1 * \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^m \quad (2.5)$$

Donde:

K_h = conductividad térmica de la roca saturada de fluido, BTU/ h-ft-F

K_1 = Conductividad térmica de la roca seca, BTU/ h-ft-F

K_2 = Conductividad térmica del fluido saturante, BTU/ h-ft-F

$M = C * \emptyset$

C= Factor de correlación, En la Tabla

\emptyset = Porosidad, fracción.

Tabla 2.1 Correlación de valores Calculados

ROCA	\emptyset	K1	m	C
Arenisca	0,196	5,7	0,46	2,3
Arenisca	0,4	2,2	0,395	1
Arena cienosa	0,43	2,3	0,395	0,9
Limocita	0,36	2,2	0,41	1,1
Caliza	0,186	4,8	0,325	1,7
Arena (Fina)	0,38	5,4	0,445	1,2
Arena (Gruesa)	0,34	5,4	0,41	1,2

Fuente: *Recuperación Térmica de petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

- **Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura**

$$K_h = \frac{26,31}{T^{0,55}} * e^{0,6 * (\rho_r + S_w)} \quad (2.6)$$

Donde:

K_h = Conductividad térmica de la roca parcialmente saturada de agua a la temperatura T, mili calorías/s-cm-K (multiplicar por 0,24175 para convertir BTU/h-ft-F

T= Temperatura, K.

- **Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de porosidad de la roca, saturación de líquido y temperatura:**

Los valores de conductividad térmica y otras propiedades se muestran en la anterior tabla.

$$K_h = \frac{6,36 * e^{0,6 * (2,65 * (1 - \emptyset) + S_l)}}{(0,556 * T + 255,3)^{0,55}} \quad (2.7)$$

Donde:

K_h =Conductividad Térmica de la roca, BTU/h-ft-F

S_l = Saturación total de líquido, fracción

T= temperatura, K.

\emptyset = Porosidad, fracción

2.2. Propiedades Térmica del Fluido y de la mezcla

2.2.1. Saturación residual del petróleo

La saturación residual de petróleo remanente en la zona de vapor, después del paso del vapor, Sorst, es usada de recuperación térmica. Esta es principalmente una función de la viscosidad original del petróleo y de la temperatura prevaleciente T. (Bursell).

Tiene los siguientes valores Sorst, son representativos para fluidos pesados (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Tabla 2.2 *Tabla de valores*

VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO A LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, μ_o , cp.	SATURACIÓN RESIDUAL DEL PETRÓLEO Sorst A LA TEMPERATURA DEL VAPOR, F		
	240 F	300 F	400 F
460	0,13	0,1	0,05
2.000	0,15	0,11	0,06
18.000	0,18	0,13	0,08

Fuente: *Recuperación Térmica de petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Los valores se pueden ajustar por medio de la siguiente ecuación para posterior interpolar:

$$Sor_{st} = \frac{1}{T} * 54 + 0,01004787 * \ln \mu_o - 0,14881 \quad (2.8)$$

El cálculo de las propiedades de líquido y rocas saturadas de líquidos como función de temperatura.

2.2.2. Densidad de petróleo

La densidad de petróleo es más liviano que del agua, su peso depende de factores físicos y la composición química, la gravedad API y la gravedad específica de petróleo está dada por la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \quad (2.9)$$

Donde:

γ_o = Es la gravedad especifica del petróleo, Adimensional

La gravedad especifica del petróleo para llevar a la densidad se multiplica la referencia del agua 62,4 lb/ft³ y para las unidades de Kg/m³ multiplica por 1000, ambas condiciones están en condiciones estándar (60 F y 288K).

Para calcular la densidad a cualquier temperatura se aplica la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1,885}} \quad (2.10)$$

O también de la siguiente manera

$$\frac{\rho_o}{\rho_{osc}} = 1,0341 - 0,0565 * 10^{-2}T + 0,237510^{-6}T^2 \quad (2.11)$$

Donde:

T= La temperatura en F

ρ_{osc} =la densidad de petróleo a condiciones normales

2.2.3. Densidad de agua

La densidad del agua juega un papel muy importante en la recuperación mejorada de hidrocarburos, la densidad de agua es influenciado con la temperatura y la salinidad e también densidad de agua depende de la presión de saturación y de la calidad, al igual que las otras propiedades del vapor. Y podemos calcular con la siguiente ecuación:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023 * G} \quad (2.12)$$

$$G = -6,6 + 0,0325 * T + 0,000657 * T^2 \quad (2.13)$$

Donde:

ρ_w = Densidad de agua, lb/ft³

T= Temperatura, °F

2.2.4. Viscosidad de los líquidos

La viscosidad es una propiedad importante de los líquidos que describe como la resistencia del líquido al flujo afectada por la, temperatura, presión, el contenido de gas disuelto en el petróleo. La viscosidad en los procesos de recuperación térmica es de vital importancia, ya que determina la movilidad del desplazamiento de los fluidos.

La viscosidad es la propiedad de los fluidos que más se ha investigado y se han publicado varios artículos, también hoy en día no hay un solo teoría sino varias teorías que se publicaron para los cálculos de la viscosidad, las correlaciones empíricas que permite calcular la viscosidad a cualquier presión y temperatura (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Para ello se presenta los siguientes métodos:

2.2.4.1. Correlación del método de Sauder

El autor de esta correlación publica en 1938 en el Journal of American Chemical Society. Proponiendo la siguiente ecuación:

$$\text{Log}_{10}\mu = 10^{m\rho-2,9} - 1 \quad (2.14)$$

Donde:

μ = Viscosidad, cp

ρ = Densidad del liquido a la temperatura de interés, gr/cm³

m = constante= l/M

M= Peso molecular del liquido

l= constante, calculada a partir de las constantes que tienen la siguiente estructura atómica

H	2,7
C	50,2
O	29,7
OH	57,1
Doble enlace	-15,5
Anillo de 6 C	-21,0
Grupo de alquinos	13

2.2.4.2. Correlación del método de Thomas

Thomas lo Publico en el año 1946 en el Journal Of American Chemical Society y es válido si cumple la siguiente condición:

$$\frac{T}{T_c} \leq 0,7$$

Se usa la siguiente correlación:

$$\mu = 0,1167 * \rho^{0,5} * 10^a \quad (2.15)$$

$$a = \frac{B * (1 - T_r)}{T_r} \quad (2.16)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (2.17)$$

Donde:

μ = Viscosidad, cp

ρ = Densidad del liquido a la temperatura deseado, gr/cm³

T_r = Temperatura, K

T = Temperatura, K

B = Constante según la tabla



H	0,249
C	-0,462
O	0,054
Doble enlace	0,478

2.2.5. Viscosidad del petróleo

La Viscosidad del petróleo reduce debido al incremento de temperatura, este proceso pasa cuando tienen contacto con el valor inyectado, si el petróleo es más viscoso la disminución será notable. Faroud Ali sugirió la viscosidad del petróleo, menos de 1000 Cp, para proyectos de inyección de valor sea exitoso. Para calcular la viscosidad de los procesos térmicos hay correlaciones o métodos que son:

- Correlación de Andrade
- Técnica de un solo Punto

2.2.5.1. Correlación de Andrade

La correlación de Andrade se basa en una relación lineal entre la viscosidad y el recíproco de temperatura, su correlación es la siguiente:

$$\mu = a * e^{\frac{b}{T}} \quad (2.18)$$

O también

$$\ln(\mu) = \ln(a) + \frac{b}{T} \quad (2.19)$$

Donde:

μ = Viscosidad, en cp.

T= temperatura, R o K

a y b = son constantes.

Para hallar la viscosidad se puede remplazar en cualquier de esas dos ecuaciones. La viscosidad estimada va estar en función de la temperatura y rango de temperaturas entre el punto normal de ebullición y punto de congelamiento, y los valores constantes a y b pueden ser calculadas mediante ajuste por mínimos cuadrados. Un gráfico de viscosidad vs 1/T sería una línea recta en coordenadas semilogarítmicas.

2.2.5.2. Técnica de un solo punto

A menudo es necesario estimar la viscosidad de un petróleo a una alta temperatura teniendo solamente un valor de viscosidad a baja temperatura. Una de las pocas técnicas disponibles bajo estas condiciones es la de Lewis y Squires , la cual envuelve el uso de la gráfica presentada en la figura 64, denominada correlación generalizada de viscosidad- temperatura. La gráfica de la figura 64, se basa en datos de diferentes líquidos orgánicos incluyendo agua, y su desviación en la predicción de μ vs. T es generalmente menor de 20% (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

2.2.5.3. Carta ASTM de Viscosidad- temperatura

En el método de carta ASTM se basa en la ecuación exponencial de Walther, y este método se aplica a líquidos como el petróleo crudo y es la siguiente correlación que presta:

$$\log\{\log(v + 0,8)\} = -n \log\left(\frac{T^*}{T_1^*}\right) + \log\{\log(V_1 + 0,8)\} \quad (2.20)$$

$$V = \frac{\mu}{\rho} = (V_1 + 0,8)^{10^{-n}} - 0,8 \quad (2.21)$$

y

$$n = \frac{\log\left(\frac{T}{T_1}\right)}{\log\left(\frac{T_2}{T_1}\right)} \{ \log[\log(V_1 + 0,8)] - \log[\log(V_2 + 0,8)] \} \quad (2.22)$$

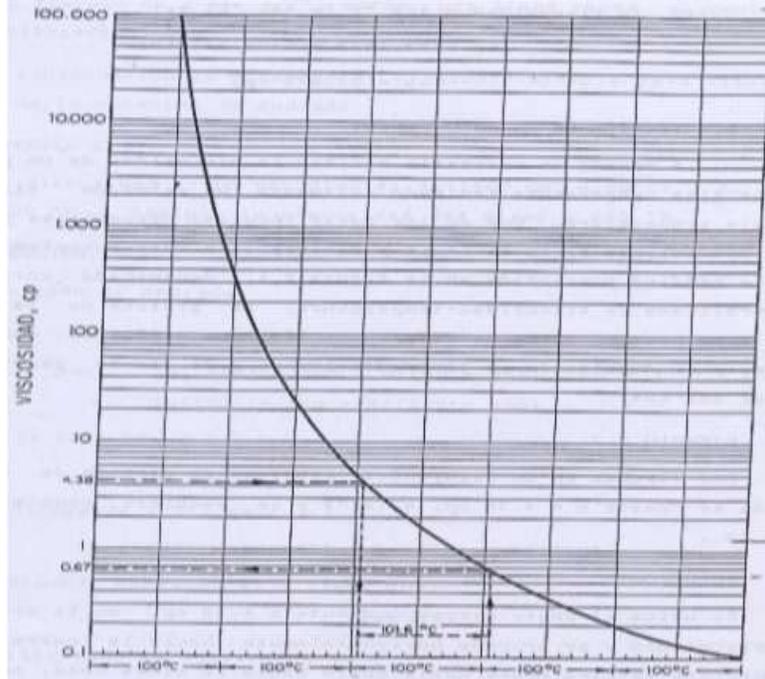
Donde:

v= viscosidad cinemática a la temperatura T, en centistokes

v1 y v2 = Viscosidad cinemática la temperatura T1 Y T2, en centistokes

v= constantes a determinar

Figura 2.1 Correlación generalizada de viscosidad- Temperatura



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Conociendo los valores de v a las temperaturas T_1 Y T_2 pueden determinar el valor de la constante n , obteniéndose así una expresión matemática para predecir v en función de T , el valor de la constante n se puede determinarse mediante ajuste por mínimos cuadrados.

La viscosidad- temperatura da una línea recta, y se puede extrapolar para obtener viscosidades a altas temperaturas. Así también se puede utilizar la carta en vez de la ecuación 3.32 siempre y cuando disponga los valores de v vs T figura 3.2.

La viscosidad cinemática presenta la siguiente ecuación:

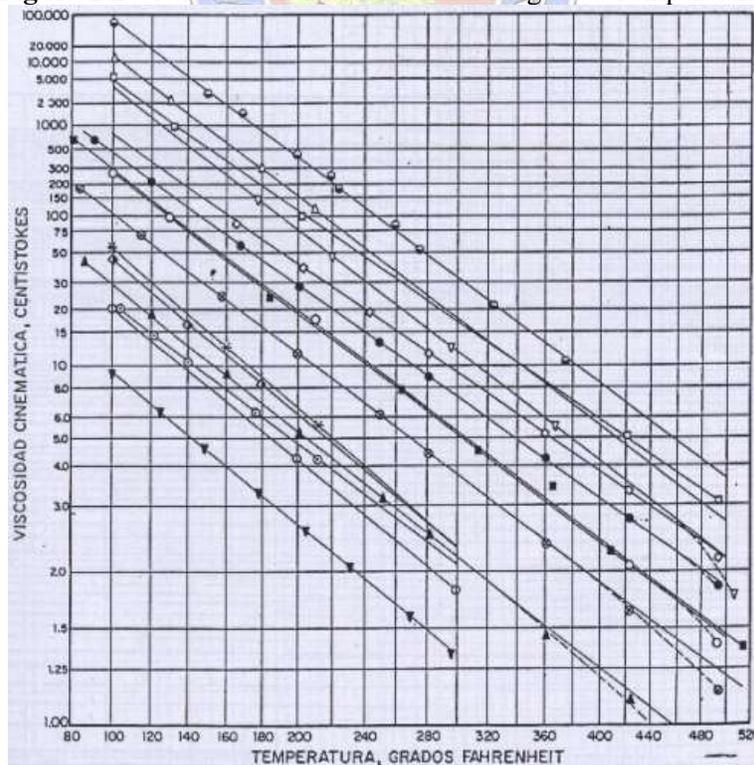
$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.23)$$

Donde:

ρ = La densidad del petróleo en gr/cm^3

La ecuación requiere conocimiento de la densidad en función de la temperatura, la cual se puede obtener experimentalmente. A continuación, se presenta la ecuación de Walther.

Figura 2.2 Viscosidad de Petróleos libres de gas Vs Temperatura.



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

2.2.6. Viscosidad de las mezclas líquidas

Para estimar muchos han propuesto diferentes métodos para estimar la viscosidad de la mezcla de los líquidos, el método de Cragoe ha propuesto la combinación de las licuicidades respectivas de los líquidos a mezclar, de acuerdo a la razón de sus fracciones de peso f . La licuicidad L , se escribe su ecuación de la siguiente manera (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

$$L = \frac{2.995,73}{\ln \mu + 7,6009} \quad (2.24)$$

Las mezclas de los dos líquidos contienen una fracción en peso F_1 del líquido, entonces la licuicidad de la mezcla, L_m está dada por:

$$L_m = f_1 * L_1 + (1 - f_1) * L_2 \quad (2.25)$$

Donde

L_1 y L_2 = Son licuicidades de los líquidos

Se tiene que estimar el valor de L_m y la viscosidad de la mezcla μ_m con esas ecuaciones se puede calcular por la ecuación (3.22)

2.2.7. Viscosidad del agua y del vapor

La viscosidad de los líquidos y de vapor está en función de la temperatura y se puede expresar de la siguiente manera su ecuación por Gottfried.

$$\mu_w = \frac{1.776 - T_s}{26,5 * T_s - 89} \quad (2.26)$$

Donde:

μ_w = Viscosidad del agua, en cp

T_s = Temperatura de saturación, en °F

➤ Para vapor seco y saturado, está dada de la siguiente manera

$$\mu_s = (0,2 * T_s + 81,97) * 10^{-4} \quad (2.27)$$

Donde:

μ_s = Viscosidad del vapor seco y saturado, en cp

Para vapor húmedo, la viscosidad se puede, estimar mediante:

$$\mu_{ws} = X_{st} * \mu_s + (1 - X_{st}) * \mu_w \quad (2.28)$$

O también,

μ_{ws} =Es la viscosidad del vapor húmedo, cp.,

X_{st} =la calidad de vapor en fracción.

Tabla 2.3 Variación de la viscosidad del agua con la Temperatura

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (CP)
50	1,308
60	1,124
70	0,978
80	0,861
90	0,764
100	0,684
150	0,432
160	0,4
170	0,372
180	0,347
190	0,325
200	0,305
210	0,287
220	0,271
248	0,232
284	0,196
302	0,184
320	0,174

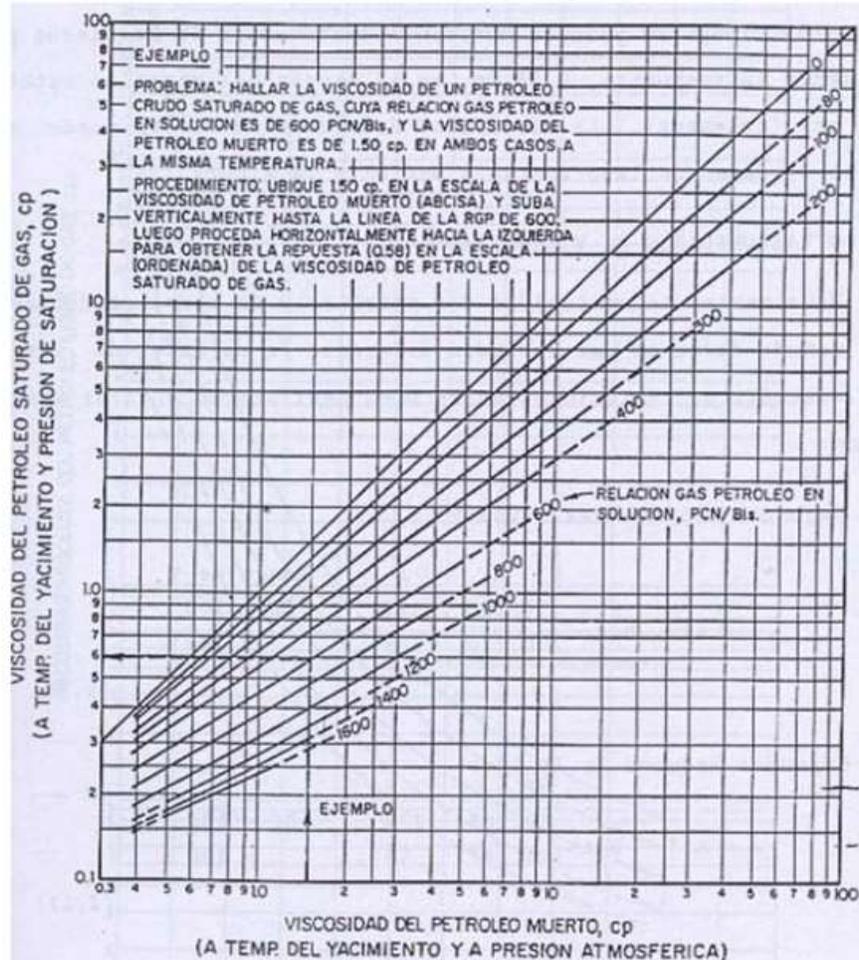
Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

2.2.8. Efecto del gas en solución sobre la viscosidad del petróleo

En petróleos pesados el gas está disuelto en pocas proporciones como menos de 100 ft³/lb en el caso de petróleos moderadamente pesados, está entre de 20-50 ft³/lb, en los petróleos muy pesados=15 API, la viscosidad de petróleo a cualquier temperatura puede ser corregida por gas en solución, usando las curvas de la figura 66.

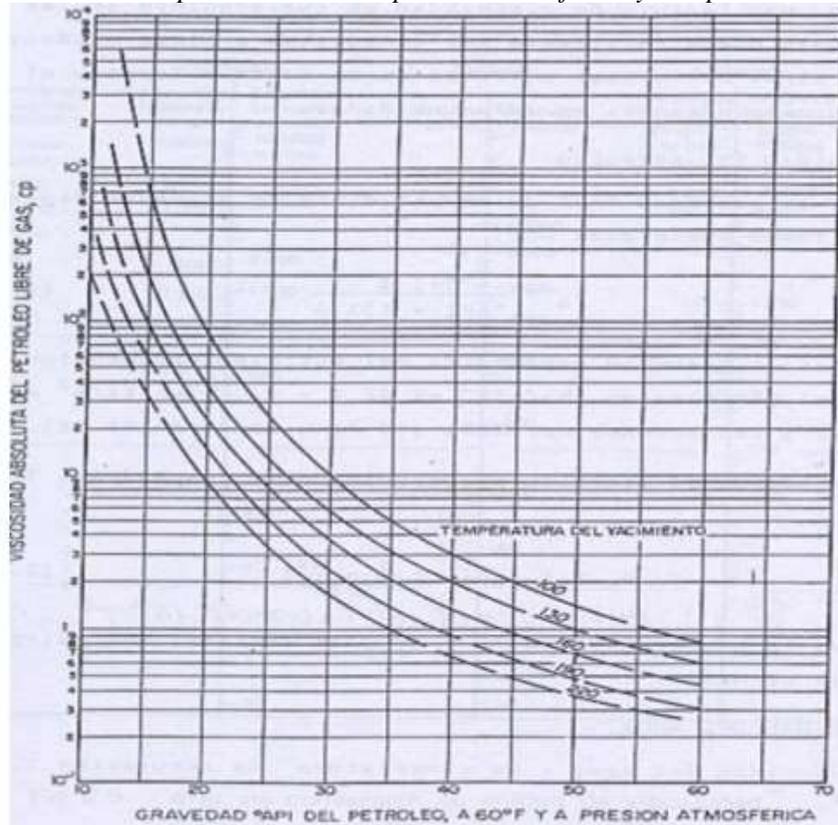
Cuando la temperatura se incrementa a un fluido, el gas que estaba disuelto la solubilidad se decrece y crece cuando la presión incrementa, la solubilidad en el agua es muy baja entre de 4 a 10 ft³/ft a una presión de 500- 1500 psi, nos es necesario la corrección de viscosidad de agua ya que el gas es en pocas proporciones en la solución se necesita como referencia al gas en solución como función de temperatura la figura 67 (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

Figura 2.3 Viscosidad del Petróleo crudo saturado de gas a presión y Temperatura del Yacimiento



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura 2.4 Viscosidad del petróleo muerto a presión Atmosférica y Temperatura del Yacimiento



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

2.2.9. Calor específico de hidrocarburos líquidos

El calor específico se define como el calor requerido para incrementar un grado de temperatura a una unidad de masa, depende de temperatura esta un promedio general de 60,5 °F.

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045 * T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.29)$$

Donde:

C_o = Calor específico, BTU/lb-F

T = Temperatura, F

2.2.10. Correlación de Gambill para calor específico de los hidrocarburos gaseosos

$$C_g = 4 + 1,30 * n + 0,012 * n * T (n \geq 3) \quad (3.30)$$

Donde:

C_g = Calor específico, BTU/lb-mol-F

n = número de átomos de carbono/mol

T = Temperatura, K

2.2.11. Correlación de Gambill para calor específico de agua saturada

$$C_w = 1,0504 - 6,05 * 10^{-4} + 1,79 * 10^{-6} * T^2 \quad (2.31)$$

Donde:

C_w = Calor específico, BTU/lb-F

T : Temperatura, F ($T \leq 500$ F)

2.2.12. Conductividad térmica de los líquidos y gases

La conductividad térmica es una propiedad material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal. La conductividad térmica varía con la presión y la temperatura (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

La Ley de Fourier expresa de la siguiente manera:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h * \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2.32)$$

Donde:

$\frac{Q_c}{A}$ = Tasa de transferencia de calor, BTU/ft²

K_h = Conductividad térmica, en BTU/h-ft-F

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura, F/ft

La semejanza que hay entre la ley de Fourier y la ley de Darcy

$$\frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} * \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2.33)$$

Por tanto, las comparaciones que se pueda dar que la conductividad térmica es el mismo trabajo que cumple que la movilidad en la ley de Darcy.

$$1 * \frac{\text{milicalorias}}{\text{Seg} - \text{cm} - \text{C}} = 4,13 * \frac{\text{BTU}}{\text{hr} - \text{ft} - \text{F}}$$

➤ **Ecuación de la conductividad térmica de los líquidos y gases**

La conductividad térmica varía entre 0,05 y 0,2 BTU/hr*ft*°F y cuando se incrementa la temperatura disminuye a 0,08, la conductividad cuando se aumenta hasta 130 C llega el valor de 0,398 mili calorías/seg-cm-K.

➤ **Para el agua se escribe la siguiente ecuación.**

$$K_w = 0,004 * T + 0,228 \quad (2.34)$$

$$10 \text{ C} \leq T \leq 80 \text{ C}$$

T= Temperatura, K

Para determinar la conductividad térmica para los líquidos es la siguiente:

$$K_h = 0,57 * \left[0,0984 + 0,109 * \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right] \quad (2.35)$$

O también se lo puede expresar de la siguiente manera.

$$K_h = 41,2 * C_p * \left(\frac{\gamma_o}{M} \right)^{1,33} * \frac{T_b}{L_v} \quad (2.36)$$

Donde:

K_h =Conductividad Termica, BTU/h-ft-F

γ_o = Calor específico, BTU/lb-F

T_b =Temperatura de ebullición, K

L_v =Calor latente de Vaporización a T_b , BTU/lb

M= Peso molecular, lb/lb-mol

➤ **Para las fracciones de petróleo crudo y para mezclas de hidrocarburos, Cragoe propone la siguiente ecuación.**

$$K_h = \frac{0,0677[1 - 0,0003 * (T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.37)$$

Donde:

K_h =Conductividad Termica, BTU/h-ft-F

T = Temperatura, F

γ_o = Gravedad especifica del petroleo

- Para los gases de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0,002 y 0,025 BTU/h-ft-F, siendo 0,007 a 0,008 que es un buen promedio.
- Para calcular la conductividad térmica de los gases Gambill plantea la siguiente Ecuación:

$$K_h = \mu * \left(C_p + \frac{2,48}{M} \right) \quad (2.38)$$

Donde:

μ = Viscosidad de gas, (lb/ft-h)*hr

M = Peso molecular, lb/lb-mol

La conversión 1cp=2,4191*lb/ft-h

- La siguiente ecuación se propone para vapor a altas temperaturas

$$K_h = 0,5778 * 10^{-4}(176 + 0,587T) + 1,04 * 10^{-3}T^2 - 4,51 * 10^{-7}T^3 \quad (2.39)$$

Donde:

K_h = Conductividad Térmica, BTU/h-ft-F

T = Temperatura, F

2.3. Difusividad Térmica

La difusividad térmica es una propiedad de cada material para caracterizar la conducción de calor en condiciones no estacionarias, también la difusividad térmica depende proporcionalmente de la conducción térmica, por tanto es necesario definir la difusividad

térmica, y que se designa con la letra α (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Se escribe su ecuación de la siguiente manera:

$$\alpha = \frac{K_m}{M} \quad (2.40)$$

Dónde:

α = Difusividad Térmica, ft²/h

K_m = Capacidad calorífica, BTU/ h-ft-°F

M = Capacidad calorífica, BTU/ ft³-F

Tabla 2.4 *Propiedades Térmicas de las Rocas*

ROCA	DENSIDAD (lb/ft ³)	CALOR ESPECIFICO (BTU/lb-F)	COND. TÉRMICA (BTU/h-ft-F)	DIF. TÉRMICA (FT ² /h)
Rocas secas				
Areniscas	130	0,183	0,507	0,0213
arena cienosa	119	0,202	0,4	0,0167
Limolita	120	0,204	0,396	0,0162
Lutita	145	0,192	0,603	0,0216
Cañiza	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				
Areniscas	142	0,252	1,592	0,0445
arena cienosa	132	0,288	1,5	0,0394
Limolita	132	0,276	1,51	0,0414
Lutita	149	0,213	0,975	0,0307
Cañiza	149	0,266	2,05	0,0517
Arena (fina)	126	0,339	1,59	0,0372
Arena (Gruesa)	130	0,315	1,775	0,0433

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

CAPITULO III

PROPIEDADES TÉRMICAS DE VAPOR DE AGUA

3.1 DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL AGUA Y VAPOR

3.1.1 Propiedades de térmicas de agua

3.1.1.1 Temperatura de Saturación del agua

La temperatura de saturación significa el punto de ebullición o donde se produce la ebullición del agua a determinadas presiones, también se podrá decir es cuando el agua hierve y entra a la fase de vapor, y puede decirse que el agua está saturada de energía térmica.

La temperatura de saturación se puede obtener en las tablas, también se puede utilizar ecuaciones para poder calcular la temperatura de saturación y para la siguiente ecuación que propuesto Faoung para hallar la temperatura de saturación (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$T_s = 115,1 * p_s^{0,225} \quad (3.1)$$

Donde:

T_s = Temperatura de saturación, °F

P_s = Presión de saturación, psi

El error porcentual que tiene la ecuación es de menor a 1%

➤ **La correlación de Sanford y Moss**

Las condiciones que tienen que validar la correlación es la siguiente:

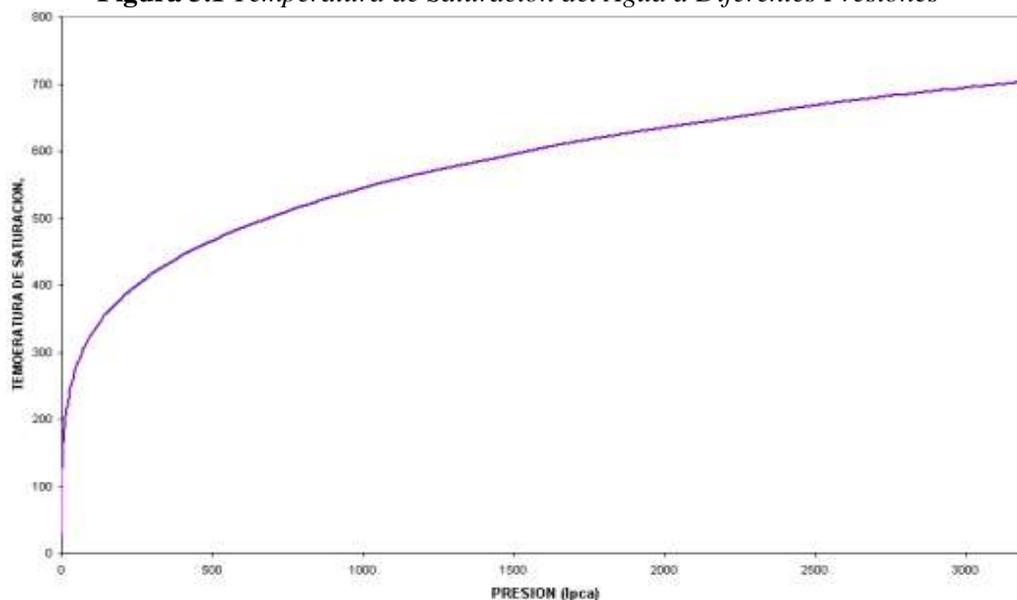
$$0,1MPa < P_s < 6Mpa$$

$$T_s = \frac{326,57}{\sqrt{9,8809 - \log p_s} - 2,42223} - 273,15 \quad (3.2)$$

T_s = Temperatura de saturación, °C

A continuación, se presenta la gráfica de temperatura de saturación del agua en distintas presiones, si se incrementa la temperatura y presión, incrementa la saturación de agua.

Figura 3.1 Temperatura de Saturación del Agua a Diferentes Presiones



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

3.1.1.2 Calor sensible de agua

El calor sensible de agua es una de las formas de energía térmica relacionado a variaciones de temperatura, o también es el calor que se necesita para aumentar la temperatura para que el líquido alcance a una temperatura de saturación a una presión dada, la energía aumenta con la presión, y la presión del sistema aumenta, la saturación de líquido aumentará también (Alvarado & Banzer S., *Recuperación Térmica de Petróleo*, 2002).

El calor sensible puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$H_w = C_w * (T_s - 32) \quad (3.3)$$

Donde:

H_w = Entalpia del agua saturada o calor sensible, BTU/lb

T_s = Temperatura de saturación, °F

C_w = Calor específico del agua, 1 BTU/lb-F

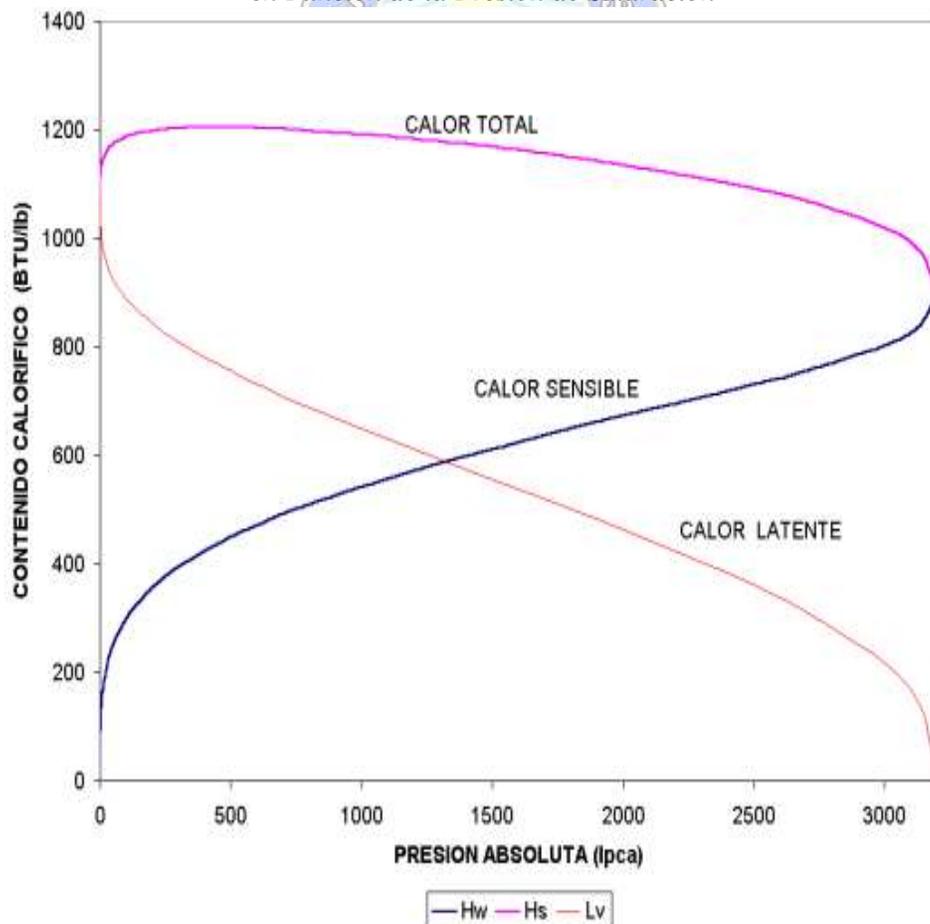
La temperatura de la saturación y el calor sensible está en función de la presión, Para poder determinar calor sensible se puede leer de las tablas o también con las ecuaciones, y una de la ecuación es la siguiente.

$$H_w = 91 * p^{0,2574} \quad (3.4)$$

Para poder utilizar la ecuación tiene un porcentaje error de confiabilidad de 0,3 % de rango de presiones entre 15 a 1000 psi.

A continuación, se presenta la figura de calor latente e calor de vaporización y entalpia que están en función a la presión de saturación y que muestran la variación.

Figura 3.2 Calor Sensible, Calor Latente de Vaporización y Entalpia del Vapor Seco y Saturación en Función de la Presión de Saturación



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

3.1.1.3 Calor específico de Agua

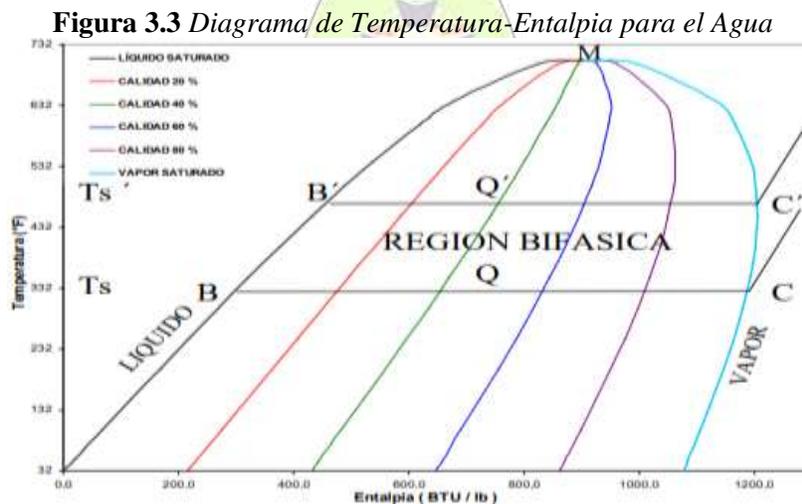
Se define como la capacidad calorífica del agua a diferentes temperaturas, también se conoce como calor específico, y que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar para elevar su temperatura de una sustancia y se mide en BTU, el calor específico será mayor cuando se suministre el aumento de temperatura y por tanto mayor será la cantidad de calor que va desprender al enfriarse. El calor específico de una sustancia depende de la temperatura a la cual se mide, pero no es constante. Las propiedades de agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura.

El calor específico de agua a condiciones estándar tiene 1BTU/Lb-F.

3.1.1.4 Diagrama de Temperatura- Entalpía

En el comportamiento de fases del agua, puede condensarse y se puede presentar gráficamente en un diagrama de Temperatura – Entalpía, como se muestra en la Figura, en donde puede observarse las relaciones existentes entre la presión, la temperatura y la entalpía (contenido de calor) del agua, con el estado físico en que ella se encuentre. (Alvarado, 2002)

La entalpía cero a una temperatura de 32 °F y la presión corresponde para que exista agua saturada (0,088psia), Una vez que se suministra calor, la temperatura incrementa hasta alcanza a la temperatura de saturación que corresponde a la presión de saturación actual corresponde en el punto B del diagrama, y la entalpía en el punto B es el calor sensible, H_w , del agua saturada a la presión P_s (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Si se continúa con el suministro de calor, el agua comienza a vaporizarse y cuando haya alcanzado el punto C se tendrá vapor seco y saturado con contenido de calor. $H_s = H_w + L_v$. Cualquier punto intermedio entre B y C, Q por ejemplo, representa estado bifásico (vapor húmedo), de entalpía $H_{w_s} = H_w + X * L_v$, El X es la calidad de Vapor, en fracción, representada en el diagrama por la distancia BQ expresada como fracción de BC, la cual representa el calor latente de vaporización L_v .

Si luego de llegar al punto C se continúa suministrando calor, la temperatura comenzará a aumentar de nuevo y se tendrá vapor sobrecalentado, con entalpía $H_{sh} = H_s + C_s(T_{sh} + T_s)$ siendo T_{sh} la temperatura de sobrecalentamiento y C_s el calor específico del vapor.

Si la presión del sistema aumenta a $P's > P_s$, se observará un desarrollo similar, solo que la trayectoria en este caso será: $A' \rightarrow B' \rightarrow Q' \rightarrow C' \rightarrow D'$, lo cual pone de manifiesto lo siguiente:

- La temperatura de saturación $T's$ será mayor que T_s , puesto que $P's > P_s$.
- La entalpía H_w en B' será mayor que en B, debido a que $T's > T_s$
- El valor de L_v será menor a $p's$ que a p_s puesto que $B'C'$ es menor que BC
- El valor de H_s a $P's$ (punto C') puede ser menor o mayor que el valor de H_s a P_s (punto C), dependiendo del valor de $P's$. Si $P's < 460$ Psia, el valor de H_s a $P's$ será mayor que a P_s , pero si $P's > 460$ Psia, el valor de H_s a $P's$ será menor que a P_s .
- El vapor sobrecalentado a $P's$ tendrá menos entalpía que a P_s a una misma temperatura.

Continuando con el aumento de presión, se observará que T_s aumenta, H_w aumenta, L_v disminuye y H_s disminuye (por encima de 460 Psia), hasta alcanzar el punto crítico M (705,4 °F y 3.206,2 lpca), en el cual $H_w = H_s$, puesto que $L_v = 0$.

La línea AM representa estado líquido a la temperatura de saturación, la línea MN representa estado de vapor a la temperatura de saturación, y la región entre ellas es la zona de dos fases, vapor y líquido. Las líneas BCD y $B'C'D'$, representan presiones constantes (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

3.1.2 Propiedades Térmicas de Vapor

3.1.2.1 Calor específico de Vapor

El calor específico de vapor es mucho menor del 0,56 BTU/lb-F, Y al igual que el agua varia un poco con la temperatura, pero en casos practico lo consideran constante.

3.1.2.2 Volumen Específico

$$V_{ws} = V_s * X + (1 - X) * V_w = X * (V_s - V_w) + V_w \quad (4.5)$$

Donde:

V_{ws} = Volumen especifico del vapor húmedo, en ft³/lb

V_s = Volumen especifico del vapor seco y saturado, en ft³/lb

V_w = Volumen especifico del agua saturada, en pie³/lb

El volumen especifico del agua satura a bajas presiones se considera despreciable en comparación con el volumen de vapor seco y saturado, y se calculan con la siguiente ecuación.

$$V_{ws} = X * V_s \quad (3.6)$$

Para determinar volumen especifico del vapor seco y saturado y del agua saturada, plantea Faround la siguiente ecuación.

$$V_s = 363,9 * p_s^{-0,9588} \quad (3.7)$$

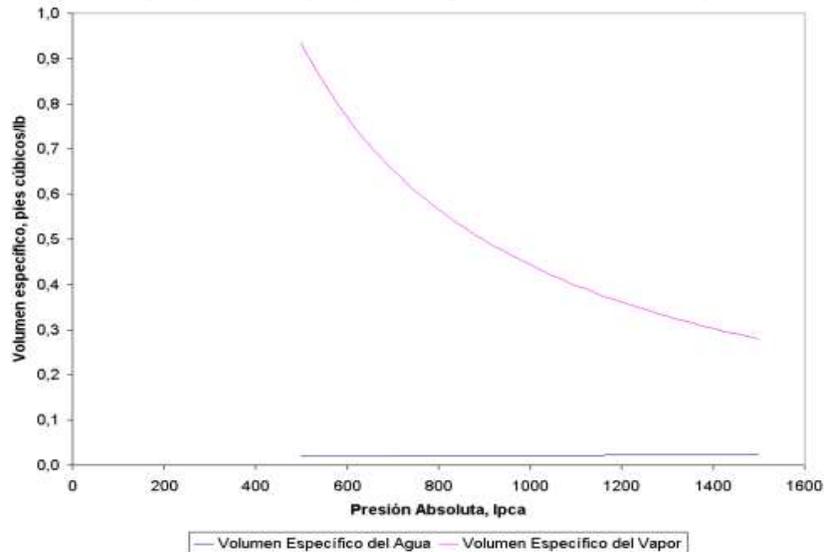
$$V_w = 0,01602 + 0,000023(-6,6 + 3,74075p_s^{0,225} + 8,70394257p_s^{0,45}) \quad (3.8)$$

P_s = Presión de Saturación, Psi

La ecuación solo está comprendida entre 15 a 1000 psia con un error de 1,2 %

En la siguiente grafica se muestra los volúmenes específicos del vapor, en un rango de 500 a 1500 psi.

Figura 3.4 *Volumen Específico del agua y del Vapor en Función de la presión de Saturación*



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002

3.1.2.3 Calor Latente de Vaporización

El calor latente de vaporización se define como la cantidad de calor requerida por un líquido para cambiar de fase líquido o también se puede decir que el calor suministrada a un líquido a la temperatura de saturación para que cambie de fase líquido a vapor. El calor que lleva al vapor, y la energía disminuye con la presión, a mayor presión la energía del vapor saturado es menor. La variación de calor latente de vaporización está en función de la presión (Alvarado & Banzer S., *Recuperación Térmica de Petróleo*, 2002).

El calor latente de vaporización se puede determinar por ecuaciones o leer las tablas de vapor, y una de las ecuaciones para poder calcular es la siguiente:

$$L_v = 1318 * P_s^{-0,08774} \quad (3.9)$$

Donde:

L_v = Calor latente de vaporización, BTU/lb-F

El error de la ecuación esta inferior al 1,9% en rango de presión de 15 a 1000 psia.

El calor latente de vaporización de agua está por $8,54 * 10^5$ J/kg

3.1.2.4 Entalpía del vapor seco y Saturado o Calor total

La entalpía se puede definir como la cantidad de calor contenida en 1 Kg y el calor total se determina sumando de los diferentes estados en este caso el calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua. La entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, el calor total también depende de la presión (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Se puede calcular con la siguiente ecuación:

También se puede observar en la figura

$$H_s = H_w + L_v \quad (3.10)$$

Donde:

H_s = Entalpía del vapor seco y saturado, BTU/lb

La entalpía de vapor seco y del saturado se calcula con la siguiente ecuación:

$$H_s = 1119 * p_s^{0,01267} \quad (3.11)$$

El error porcentual que tiene la ecuación es de inferior al valor de 0,3 % entre un rango de presión de 15 a 1000 psia.

3.1.2.5 Entalpía disponible

La entalpía es la cantidad de calor que en un sistema libera, Si el vapor a una presión de saturación (Temperatura de saturación) es inyectado a un yacimiento de temperatura de yacimiento, La entalpía para calentar está dada por la siguiente ecuación:

$$H_r = H_s - C_w(T_r - 32) \quad (3.12)$$

Donde

H_r = Entalpía disponible, BTU/lb

C_w = Calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, BTU/lb-F

T_r = Temperatura del yacimiento, °F

3.1.2.6 Calidad de Vapor

La calidad de vapor es la proporción del vapor saturado en una mezcla de condensado saturado que va existir líquido y vapor. La mezcla de vapor y agua coexisten a la temperatura de saturación se lo denomina Vapor Húmedo y tiene contenido de vapor en la mezcla, expresado en fracción. El vapor seco y saturado tiene una calidad de 100 % no existe líquido alguna (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

3.1.2.7 Calidad de Vapor Húmedo

La calidad de vapor saturado se define como el vapor que arrastra pequeñas gotas de agua o líquidos. El contenido de calor del vapor húmedo depende de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la saturación del agua es muy baja, decimos que en entalpía de vapor húmedo esta entre intermedio de líquido saturado y vapor seco e para determinar se usa la siguiente ecuación:

$$H_{ws} = H_w + X * L_v \quad (3.14)$$

Donde:

H_{ws} = Calor Total o Entalpía del vapor Húmedo, BTU/lb

H_w = Calor Sensible del agua o Entalpía del agua saturada, BTU/lb

L_v = Calor de vapor o vapor latente de vaporización, BTU/lb

X = Calidad del Vapor, Fracción

La reducción de la calidad del calor latente, en el vapor húmedo disminuye normalmente. El vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, porque puede transportar más calor que el agua caliente y además puede mantener impurezas solidas en la solución.

Una calidad de vapor que se utilizan en proceso de inyección de vapor ronda de 80% y 90%, los porcentajes pueden variar debido a las propiedades de agua usada y al tratamiento solicitada.

3.1.2.8 Calidad de Vapor en el pozo

Satter presento el procedimiento para calcular la calidad de vapor en el pozo, Una alternativa de poder calcular en la formación, $X_{st.wh}$ es mediante el siguiente balance de calor:

Contenido de calor del vapor en el cabezal del pozo= contenido del vapor en el fondo del pozo + perdidas de calor en el pozo

La ecuación matemática es la siguiente:

$$w * (H_w + X_{st.wh}L_v) = w * (H_w + X_{st}L_v) + q * Z = \quad (3.15)$$

De donde:

$$X_{st} = X_{st.wh} + \frac{q * Z}{w * L_v} \quad (3.16)$$

Donde:

Z= es la profundidad del Pozo, ft

En el balance de calor implica que no existe ganancias de calor en el pozo se considera despreciable, Las ganancias de presión pueden ser determinados considerando el cambio en la energía cinética, el cambio al peso del fluido (presión estática) y las pérdidas de presión debido a fricción.

3.1.2.9 Densidad de Vapor

La densidad de vapor se define como la cantidad de masa sobre el volumen de un vapor, la densidad de vapor cambia debido a incremento de temperatura y la presión, La Densidad de vapor también se puede determinar a través de la tabla de vapor.

La densidad del vapor seco y saturado se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_s = 0,0000440189 * p_s^{0,9588} \quad (3.17)$$

Donde:

ρ_s = Densidad del vapor seco y saturado, gr/cm³

3.1.2.10 Vapor Sobre Calentado

El vapor sobrecalentado se define como el vapor de agua a una temperatura por encima de la saturación de vapor a una presión deseada, por otro lado, se puede incrementar su temperatura mediante el calentamiento al vapor seco y saturado, a ello se lo denomina vapor sobrecalentado.

El Uso de las empresas petroleras para el proceso de la recuperación mejorada de hidrocarburos en el proceso de inyección de vapor, no lo justifica el uso de vapor sobrecalentado en procesos térmicas, pero si se puede ser de uso el vapor calentado en estas operaciones térmicas tiene sus ventajas si se consideran las pérdidas de calor a través del hojo del pozo.

Pero en uso de las empresas industriales es ventajoso, pero en el área de industria petrolera hay una gran duda de su uso si es ventajoso o no, por lo que se utilizan los tipos de generadores disponibles en la actualidad. Vapor sobrecalentado ronda $C_s = 0,56 * \frac{BTU}{lb-F}$ (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

3.1.2.11 Determinación de la Calidad de Vapor

En la actualidad para determinar la calidad de vapor hay muchas correlaciones de los actores que propones, y es difícil determinar con presión el valor de la calidad de vapor, entonces no hay ninguna ecuación precisó para determinar siempre con un margen error porcentual, a continuación, citaremos los métodos:

- Método de separador
- Método de los Cloruros
- Método de la Conductividad
- Método del Medidor de Orificio

➤ MÉTODO DEL SEPARADOR

En el método de separador se puede usar un recipiente cilíndrico, horizontal o vertical y debe está bien aislada con el propósito de separar la fase de vapor de la fase de agua saturada. Funciona igual que un separador de petróleo y gas. Las medidas de las tasas de flujo por peso de las dos fases cuando éstas dejan el separador, dan una indicación directa de la calidad.

En algunas instalaciones utilizan medidores de orificio en ambas líneas, en un medidor de desplazamiento positivo o un medidor de turbina en el lado del líquido pueda resultar satisfactorio, si se realizan las correcciones por temperatura.

Para determinar la calidad de vapor, la tasa de flujo másica del vapor se divide entre la suma de las tasas másicas de las corrientes de agua y vapor. Si la unidad generadora de vapor opera bajo condiciones de flujo continuo (como generalmente lo hacen), la calidad puede hallarse dividiendo la tasa másica de vapor en el separador por la tasa másica de agua entrante. Algunos generadores comerciales tienen separadores a fin de determinar la calidad (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

➤ **MÉTODO DE LOS CLORUROS**

Se ha mencionado que una de las razones por las cuales se usa vapor húmedo en recuperación térmica, es con el fin de prevenir la formación de escamas en las 76 calderas debido a la deposición de sólidos disueltos. Estos sólidos presentes en el agua de alimentación se concentran en la porción líquida de la descarga del generador y sirven para proveer una medida del porcentaje de la alimentación aún en fase líquida.

El ion cloruro Cl^- , constituye un instrumento conveniente para esta medición. Por medio de titulación química, la concentración del ion cloruro en la parte líquida del vapor se compara con la concentración del mismo ion en el agua de alimentación (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Para determinar la calidad de vapor es la siguiente:

$$X = 100 - \frac{\%Cl \text{ en el agua de alimentasion}}{\% Cl \text{ en parte liquida}} * 100 \quad (3.18)$$

➤ **MÉTODO DE LA CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA**

El método de la conductividad Eléctrica depende de la concentración de sales disueltos en el líquido. Determinando el aumento de la conductividad entre el líquido de alimentación y la parte líquida de vapor a la descarga de la caldera, se puede calcular la calidad del vapor

mediante la siguiente ecuación dada (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$X = 100 - \frac{\sigma \text{ en agua de alimentacion}}{\sigma * \text{ en la parte liquida del vapor}} * 100 \quad (3.19)$$

Donde:

σ = La conductividad Eléctrica

Este método tiene parecido al método de los cloruros, a diferencia que en este caso se toman en cuenta las sales disueltas, en lugar de solamente cloruros, en algunos casos hay que tomar en cuenta si está presente el bicarbonato de sodio la conductividad no será correcta debido que el bicarbonato de sodio se descompone en NaOH, los cual tienen diferentes conductividades. Este caso en especial se tiene neutralizar la solución.

Este método se basa en las sales disueltas que son concentradas en la fase líquida en proporción directa al volumen de agua vaporizado, este método es útil para el seguimiento continuo de la calidad de vapor (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

➤ **MÉTODO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO**

La calidad del vapor también se puede calcular por medio de medidor de orificio, pero se tiene que saber la tasa de flujo de vapor, por ejemplo, en las generadoras de vapor son diseñadas para operar a un flujo continuo y la flujo de agua entrante se puede determinar por un simple medición (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

El caudal del flujo se puede calcular teniendo los datos de diámetro de la tubería, la caída de presión, densidad de líquido con la siguiente ecuación:

$$q = \frac{\pi * d^2}{4 * 144} * 18,288 * \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} = 0,0997 * d^2 * \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} \quad (3.20)$$

Donde:

q = Tasa de flujo del líquido, ft³/s

d = Diámetro interno de la tubería, in

h_w =Diferencial de presión, in de agua

ρ_f = Densidad del fluido, lb/ft³

Para el cálculo de la tasa másica se puede calcular con la siguiente ecuación

$$W = 0,0997 * d^2 * \sqrt{\rho_f * h_w} \quad (3.21)$$

Donde:

W = Tasa másica de flujo, lb/s,

O también se puede expresar de la siguiente manera

$$W = 3,* d^2 * \sqrt{\rho_f * h_w} \quad (3.22)$$

Donde:

W = Tasa másica de flujo, Ton/d

Para las condiciones que cuando esta circulado vapor seco por la tubería, La densidad del fluido seria ρ_s y en este caso se deben tener en cuenta varios factores que implica en hacer circular vapor por el orificio:

- Numero de Reynolds, R
- El factor de expansión Y
- Coeficiente de descarga, que depende entre el diámetro del orificio y la tubería.

Considerando todos los factores mencionados se deduce a nueva ecuación para el cálculo de la tasa equivalente de agua:

$$q^* = C * \sqrt{\rho_s} * \sqrt{h_w} \quad (3.23)$$

Donde:

q^* = tasa equivalente de flujo de vapor a 100 % de calidad, gal/min

C = Constante del orificio

La calidad de vapor se puede calcular si se conoce la tasa de flujo equivalente de agua con la siguiente ecuación:

$$\sqrt{X} = \frac{q^*}{q} \quad (3.24)$$

Donde:

q = tasa de flujo equivalente de agua, gal/min

A continuación, se presenta los constantes del orificio en la siguiente tabla.

Tabla 3.1 Constantes del Medidor de Orificio

Diámetro del Orificio, in	Tubería del medidor de 2,626 in Di		
	100 in agua	200 in agua	400 in agua
2,125	2,640	3,702	5,280
2,000	2,196	3,092	4,392
1,875	1,844	2,600	3,688
1,750	1,524	2,148	3,048
1,625	1,272	1,796	2,544
1,500	1,048	1,480	2,096
Diámetro del orificio, in	Tubería del medidor de 3,068 in Di		
2,375	3,144	4,440	6,288
2,250	2,692	3,800	5,384
2,125	2,312	3,260	4,624
2,000	1,980	2,788	3,960
1,875	1,688	2,380	3,376
1,750	1,424	2,004	2,848
1,625	1,208	1,704	2,416
1,500	1,016	1,432	2,032
1,375	0,844	1,192	1,688
1,250	0,692	0,976	1,384
Diámetro del Orificio, in	Tubería del medidor de 3,438 in Di		
2,750	4,380	6,200	8,760
2,625	3,820	5,400	7,640
2,500	3,320	4,692	6,640
2,375	2,872	4,060	5,740
2,250	2,504	3,544	5,008
2,125	2,192	3,100	4,384
2,000	1,892	2,672	3,784
1,875	1,624	2,300	3,248
1,750	1,400	1,980	2,800
1,625	1,192	1,684	2,384
1,500	1,000	1,416	2,000

1,375	0,836	1,180	1,668
1,250	0,688	0,972	1,376
1,125	0,556	0,784	1,108
1,000	0,436	0,616	0,872
Diámetro del Orificio, in	Tubería del medidor de 4,026 in Di		
3,000	4,840	6,860	9,680
2,875	4,320	6,116	8,640
2,750	3,828	5,420	7,652
2,625	3,400	4,808	6,800
2,500	3,008	4,260	6,012

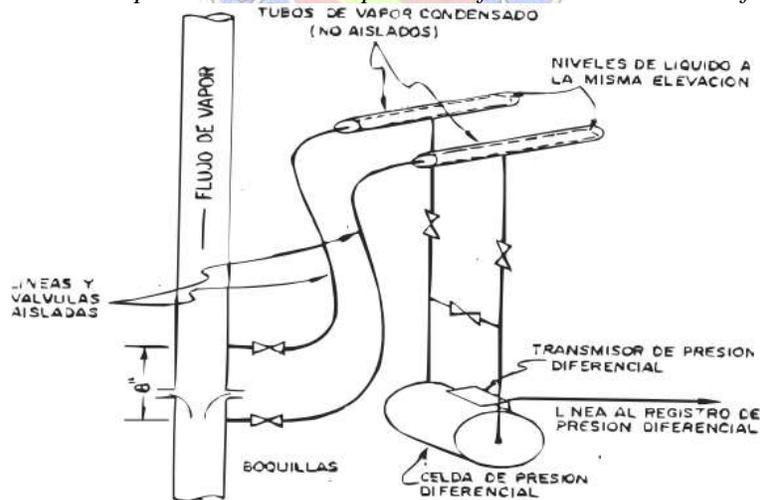
Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

3.1.2.12 Medición del flujo del Vapor

Durante la medición del flujo de vapor se obtiene la información del rendimiento del sistema de vapor, y se debe medir en la región de dos fases. También existe muchas correlaciones adecuadas para medir el vapor saturado o sobrecalentado, solo que ya no se aplica cuando la calidad de vapor es inferior a 90 %.

Para medir la caída de presión diferencial a través de un orificio se muestra en la figura la conexión de la celda de presión diferencial a la línea de vapor (Alvarado & Banzer S., *Recuperación Térmica de Petróleo*, 2002).

Figura 3.5 Conexión típica de la celda de presión diferencial a la línea de flujo de vapor



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

En los procesos de inyección al vapor el volumen de vapor inyectado será lo mismo que el volumen de agua que alimenta al generador, La determinación de las tasas de vapor

correspondiente a dos pozos, cada pozo es equipado con medidor de orificio idéntico y la calidad de vapor es la misma en cada orificio, la tasa de flujo de vapor será proporcional a la caída de presión diferencial y a la presión del flujo corriente arriba.

Si hablamos de un solo generador de vapor y para dos pozos inyectoros podemos ver en la gráfica, y también se presenta la ecuación del flujo de vapor inyectado a cada pozo (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$W = C * (\Delta p * p)^{\frac{1}{2}} \quad (3.25)$$

Donde:

W = tasa de flujo de vapor, lb/h

C = Constante del medidor de orificio

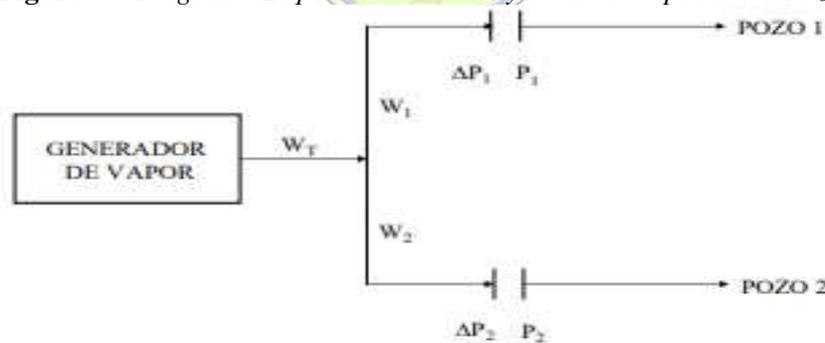
Δp = Diferencial de presión in de agua

P = Presión absoluta, psia

La relación entre los pozos, pozo 1 y pozo 2 será la siguiente ecuación

$$\frac{W_1}{W_2} = \left(\frac{\Delta p_1 * p_1}{\Delta p_2 * p_2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.26)$$

Figura 3.6 Diagrama Esquemático de la inyección de vapor a dos Pozos



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Con:

$$W_t = W_1 + W_2 \quad (3.27)$$

3.1.2.13 Distribución del Vapor

En la distribución desde el generador de vapor, es transportado hasta el cabezal de pozo, el generador de vapor tiene que están en una distancia mínima o pequeña, ya que se disminuyeran las pérdidas de calor y las condiciones de diseño serán menor, la distancia que tiene que ser maso menos a una distancia de 100 ft (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

3.2 PROCESO DE TRANSMISIÓN DE CALOR

3.2.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Los mecanismos de transferencia de calor es el resultado de una diferencia de temperatura entre dos cuerpos, líquidos, y es indetenible no se puede frenar el proceso, la transferencia se transferirá a través de los mecanismos como conducción, convección, radiación, aunque la transferencia de calor es una combinación de los tres mecanismos (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

3.2.1.1 Conducción

La conducción se define como el mecanismo de transferencia de calor de un cuerpo de alta temperatura a otro cuerpo de baja temperatura, esto mecanismo ocurre cuando está en contacto a otro cuerpo. La conducción se calor solo ocurre cuan hay la diferencia de calor entre dos cuerpos, una vez que están en contacto uno al otro llegan a un equilibrio de temperatura y las temperaturas de los cuerpos no camban con el tiempo. En caso de fluidos ocurre bajo las condiciones de flujo continuo (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Fourier propone la primera ley y es la siguiente ecuación:

La ecuación aplica para la conducción de gases, sólidos, líquidos.

$$\frac{Q_c}{A} = -K_H * \frac{\partial T}{\partial x} \quad (3.28)$$

Donde:

Q_c = Tasa de flujo de calor por conducción, BTU/h

A = Área a través de la cual ocurre el flujo en ft²

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura en F/ft

K_H = Conductividad térmica del material, BTU/h-ft-F

$$\text{Conversión } 1 \frac{\text{BTU}}{\text{h-ft-F}} = 4,136 \times 10^{-3} * \frac{\text{BTU}}{\text{Seg-cm-K}}$$

El negativo indica la transferencia de calor es en la dirección de menor temperatura.

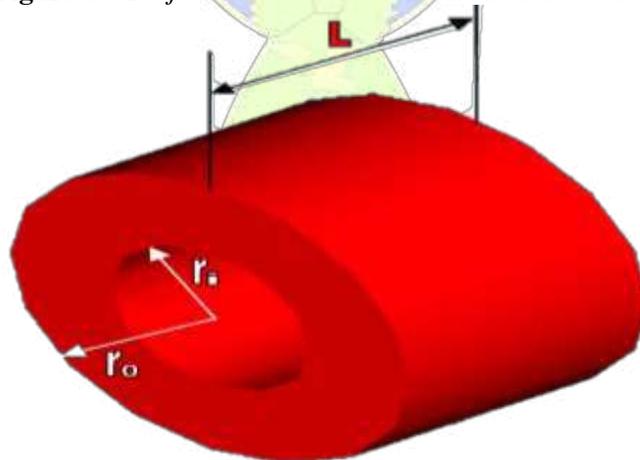
La siguiente ecuación puede considerar diferentes tipos de cuerpos, aplicando a un cuerpo área A, espesor con flujo lineal de calor, y diferencias de temperatura igual, de temperatura, se presenta la siguiente ecuación:

$$Q_c = \frac{K_H * A * \Delta T}{\Delta X} \quad (3.29)$$

Se aplica en un tubo cilíndrico, de una longitud L, con radios interno y externo respectivamente, y se presenta la siguiente ecuación para un flujo radial:

$$Q_c = \frac{2 * \pi * K_H * L * \Delta T}{\ln \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)} \quad (3.30)$$

Figura 3.7 Flujo de Calor a través de un Cilindro hueco



Fuente: *Transferencia de calor, Universidad Nacional, Experimental del Tachira, Internet.*

3.2.1.2 Convección

La transferencia de calor por convección se define como el calor transmitido en un líquido o en un gas como consecuencia del movimiento hacia la superficie, en contacto con ella, o parte de un modo en desplazamiento a mayor temperatura hacia mismo fluido con menor temperatura. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencia de temperaturas, se dice que hay convección libre si da la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_c}{A} = h_c * [T_f - T_s] \quad (3.31)$$

Donde:

Q_c = Tasa de Flujo de calor por convección en BTU/h

A = Es el área a través de la cual ocurre el flujo de calor en ft^2 ,

h_c = Coeficiente de transferencia de calor por convección en $\frac{BTU}{h-ft^2-F}$

T_f y T_s = Las temperaturas del fluido y de la superficie, F.

La convección es un combinación y radiación, influye por el movimiento del fluido. h_c se puede definir de la siguiente manera:

$$h_c = \frac{\frac{Q_c}{A}}{|T_f - T_s|} = -K_h * \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)_{superficie}}{|T_f - T_s|} \quad (3.32)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección el gradiente es adimensional y a una temperatura deseado, también depende de la geometría de la superficie y las propiedades del líquido e velocidad de flujo.

3.2.1.3 Radiación

La Transferencia por radiación se define como el calor se transporta en forma de ondas electromagnéticas, que se propagan a la velocidad de la luz, Stefan descubierto en por 1879 la ecuación y derivada por Boltzmann en 1884 y propone la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_r}{A} = \sigma \varepsilon * (T_1^{*4} - T_2^{*4}) \quad (3.33)$$

Cuando $T_1^* > T_2^*$

Donde:

$\frac{Q_r}{A}$ = La tasa de flujo de calor por radiación en BTU/h

A = Área del flujo de calor, ft²

σ = Es la constante de Stefan- Boltzman

$$\sigma = 0,1713 \times 10^{-8} \frac{BTU}{h - ft^2 - F^4} \text{ o } 1,355 * 10^{-12} * \frac{cal}{Seg - cm^2 - K^4}$$

T1 = Temperatura absoluto del cuerpo. °R

T2 = Temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura en °R

ε = Es la emisividad de la superficie

La emisividad es adimensional no tienen unidades, son menores o iguales a uno sus valores como se puede mostrar a continuación los valores:

Tabla 3.2 Emisividades aproximadas de algunos metales

METAL	TEMPERATURA F	EMISIVIDAD
Aluminio oxidado	400 - 1100	0,11 - 0,19
Aluminio no oxidado	400 - 1100	0,04 - 0,08
Hierro, acero oxidado	401 - 1100	0,75 - 0,95
Hierro, acero no oxidado	350 - 1200	0,05 - 0,3
Acero inoxidable	75 - 210	0,07 - 0,3
Acero pulido	430 - 1600	0,05 - 0,06

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

La ecuación de transferencia por radiación.

$$\frac{Q_r}{A} = h_r * (T_1^* - T_2^*) \quad (3.34)$$

Donde se define hr por:

$$h_r = \sigma \varepsilon * (T_1^{*2} - T_2^{*2}) * (T_1^* - T_2^*) \quad (3.35)$$

Donde:

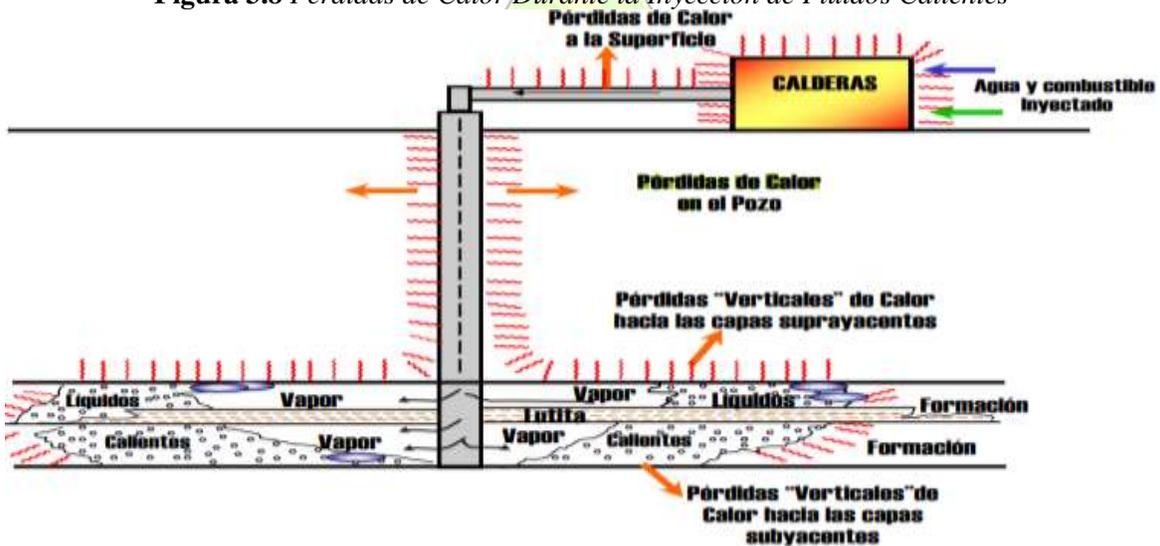
$$h_r = \text{BTU/h-ft}^2\text{-F}$$

3.3 PERDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE LA TRANSMISIÓN FLUIDOS CALIENTES

En el medio ambiente o en la superficie están instaladas las líneas de tuberías de vapor hasta llegar hasta el cabezal pozo, en ese trayecto existe una diferencia de temperatura entre el vapor y medio ambiente y la tubería de inyección entre el hoyo del pozo, parte del contiendo de calor que pierde en su trayectoria y se pierde el calor antes de llegar a la formación. Es importante en el proceso de recuperación mejorada por el método de inyección de vapor determinar la cantidad de calor que va perder en su recorrido (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Los métodos que son usados para determinar las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el hoyo del pozo, las mayores pérdidas de calor se presentan en las líneas de inyección de tuberías, en el cabezal de pozo, en el pozo, en la formación. A continuación, se mostrará una gráfica las pérdidas que hay en todo el proceso de inyección de vapor. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 3.8 *Perdidas de Calor Durante la Inyección de Fluidos Calientes*



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

3.3.1 PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE

3.3.1.1 Pérdidas de Calor en las líneas de superficie

Las pérdidas de calor en el proceso de inyección, se encuentra en las líneas de transmisión de calor del generador al cabezal de inyección del pozo, en las perdidas de calor les incluye los tres métodos, conducción, convección, radiación depende de la longitud de la tubería, ya que, si la línea de tuberías es muy grande la distancia entre el cabezal de pozo y el generador de vapor, las pérdidas de calor serán mucho mayor.

Todos los factores para el diseño de inyección de vapor se deberán tomar en cuenta hasta el mínimo detalle que pueda existir (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

➤ **Para el cálculo de pérdidas de calor en las líneas de superficie**

Para poder determinar la perdida de calor se van a utilizar las siguientes ecuaciones:

$$Q = A * U * (T_S - T_{\alpha}) \quad (3.36)$$

Donde:

Q = Tasa de pérdidas de calor, BTU/h

A = Área con una de la superficie a través se determina las pérdidas de calor, BTU/h

U = Coeficiente de transferencia de calor total, BTU/h-ft² – F

T_S = Temperatura del fluido fluyendo en la tubería, °F

T_α= Temperatura del medio ambiente donde se encuentra la línea, °F

- a) Fluido en movimiento a la pared interna de la interna de la tubería existe convección forzada, por lo que la tasa de flujo de calor viene dada por:

$$Q_1 = 2 * \pi * r_{ti} * h_f * (T_S - T_{ti}) * \Delta L \quad (3.37)$$

Donde:

h_f = Coeficiente de película o coeficiente de condensación

b) A través de la tubería existe conducción, luego:

$$Q_2 = \frac{2\pi * K_{Hs}(T_{ti}-T_{to}) * \Delta L}{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)} \quad (3.38)$$

c) A través del aislante existe conducción, luego:

$$Q_3 = \frac{2\pi * K_{hins}(T_{ti}-T_{ins}) * \Delta L}{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad (3.39)$$

d) Aislante hacia el medio ambiente existe convección y radiación, Luego:

$$Q_4 = 2 * \pi * K_{hins} * (h_c + h_r) * (T_{surf}-T_a) * \Delta L \quad (3.40)$$

Donde:

h_c = Coeficiente de transferencia de calor por convección

h_r = Coeficiente de transferencia de calor por radiación

➤ **Condiciones de flujo continuo**

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q_4 = Q = AU * (T_s-T_a) \quad (3.41)$$

➤ **Para diferencias de temperaturas**

$$(T_s-T_a) = \frac{Q}{2 * \pi * \Delta L} \left[\frac{1}{r_{ti} * h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} + \frac{1}{r_{ins} * (h_c + h_r)} \right] \quad (3.42)$$

Donde:

$2 * \pi * r_{ti} \Delta L$ = El área interior de la tubería

$2 * \pi * r_{to} \Delta L$ = El área exterior de la tubería

$2 * \pi * r_{ins} \Delta L$ = El área exterior del aislante

➤ Tomando en cuenta área exterior de la tubería

$$Q = 2 * \pi * r_{to} * U_{to} * (T_s - T_a) * \Delta L \quad (3.43)$$

Remplazando el valor de en $T_s - T_a$ ecuación 3.79 y simplificada queda de la siguiente manera:

$$U_{to} = \left[\frac{1}{r_{ti} * h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right) * r_{to}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right) * r_{to}}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} * (h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (3.44)$$

➤ Cuando se utiliza el área interior de la tubería

$$Q = 2 * \pi * r_{ti} * U_{ti} * (T_s - T_a) * \Delta L \quad (3.45)$$

Y

$$U_{to} = \left[\frac{1}{h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right) * r_{ti}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right) * r_{ti}}{K_{hins}} + \frac{r_{ti}}{r_{ins} * (h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (3.46)$$

➤ Cuando se utiliza el área exterior del aislante

$$Q = 2 * \pi * r_{ins} * U_{ins} * (T_s - T_a) * \Delta L \quad (3.47)$$

Y

$$U_{ins} = \left[\frac{1}{r_{ti} * h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right) * r_{ins}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right) * r_{ins}}{K_{hins}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (3.48)$$

El U se puede calcularse para tuberías desnuda o sea sin aislante:

Donde:

r_{ti} = Radio interno de la tubería, ft

r_{to} = Radio externo de la tubería, ft

r_{ins} = Radio de aislante, ft. ($r_{to} + \Delta r_{ins}$)

K_{hs} = Conductividad térmica del material, BTU/h-ft-F

K_{hins} = Conductividad térmica del material aislante, BTU/h-ft-F

h_f = Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre superficie exterior de la tubería, BTU/h-ft-F

T_{surf} = Temperatura del ambiente, F

T_a = se calcula utilizando ecuación 3.70 reemplazando T1 por Tsurf y T2 por Ta y la emisividad de la superficie exterior de la tubería.

Se presenta las propiedades físicas del agua a presión atmosférica o presión de saturación

Tabla 3.3 Conductividad Térmica de metales

METAL	TEMPERATURA F	$K_h \left(\frac{BTU}{h-ft-F} \right)$
Hierro puro	64	170
Hierro Puro	42	39
Hiero Dulce	64	34,9
Hierro Dulce	212	34,6
Acero (1% C)	64	26,2
Acero (1% C)	212	25,9

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Tabla 3.4 Conductividad Térmica de algunos materiales aislantes

MATERIAL	TEMPERATURA °F	$K_{hins} \left(\frac{BTU}{h-ft-F} \right)$
Asbestos	68	0,043
Algodón	86	0,024
Balsa	86	0,025-0,030
Corcho	86	0,025
Fibra	70	0,028
Magnesio	70	0,034
Porcelana	392	0,88

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

- **Para Cálculos de coeficiente de transferencia (hf) de calor por radiación entre superficie exterior de la tubería.**

Para líquidos que fluyen sin cambio de fase, $Re > 2100$ dada por Dittus- Boelter la siguiente ecuación.

$$\frac{h_f d_{ti}}{K_{hf}} = 0,23 * \left(\frac{d_{ti} * G}{\mu_f} \right)^{0,5} * \left(\frac{C_{pf} * \mu_f}{K_{hf}} \right)^{0,4} \quad (3.49)$$

Donde:

d_{ti} = Diametro interior de la tubería, ft

K_{hf} = Conductividad térmica del fluido, BTU/ h-ft-F

G = Velocidad de la masa, lb/h-ft³

μ_f = viscosidad de fluido, lb/h-ft

Re = número de Reynolds, $Re = \frac{d_{ti} * G}{\mu_f}$

Para aceites viscosos o líquidos de baja viscosidad en la región laminar $Re < 2100$, se utiliza Sieder- Tate

$$\frac{h_f d_{ti}}{K_{hf}} = 0,027 * \left(\frac{\mu_f}{\mu_s}\right)^{0,14} * \left(\frac{d_{ti} * G}{\mu_f}\right)^{0,8} * \left(\frac{C_{pf} * \mu_f}{K_{hf}}\right)^{0,33} \quad (3.50)$$

Donde:

μ_s = Viscosidad del vapor, lb/ft-h

h_c = Coeficiente de transferencia de calor por convección entre el fluido y medio ambiente, BTU/h-ft²-F

➤ **Para calcular coeficiente de transferencia de calor por convección (h_c).**

I. Convección libre o natural

➤ **Ecuación de Mcdams**

El coeficiente de transferencia de calor por convección libre puede ser calculado cuando las velocidades de viento son despreciables o cero, con la siguiente ecuación:

$$\frac{h_c d_c}{K_{ha}} = 0,53 * \left[d_e^3 (T_{surf} - T_a) * \frac{g * \beta_a * C_{pa} * \mu_a}{V_a^2 * K_{ha}} \right]^{0,25} \quad (3.51)$$

Donde:

d_e = Diámetro exterior de la tubería, ft

K_{ha} = Conductividad térmica del aire, BTU/h-ft-F

β_a = Coeficiente de expansión volumétrica del aire, F⁻¹

V_a = viscosidad cinemática del aire, ft²/h

G = Gravedad, 4,17*10⁸ ft/h²

C_{pa} = Calor específico del aire a presión constante, BTU/h-F

μ_a = Viscosidad dinámica del aire, lb/ft-h

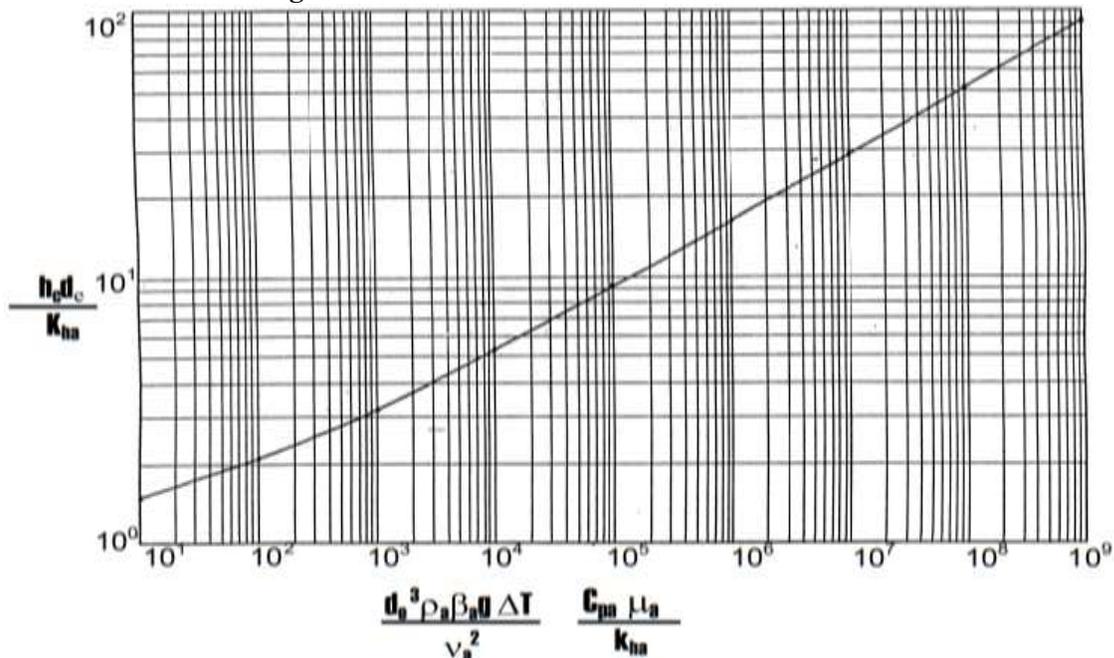
La relación entre la viscosidad cinemática y viscosidad dinámica

$$v_a = \frac{\mu_a}{\rho_a} \quad (3.52)$$

Donde:

ρ_a = Densidad del aire, lb/ft³

Figura 3.9 Conversión natural en tuberías horizontales



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

II. Convección Forzada

Si el aire se está desplazando a la velocidad normal a la tubería, el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada se aumenta, los factores de velocidad de viento en las pérdidas de calor por las líneas de superficie, has presentado en la siguiente gráfica, la correlación de Nusselt y numero de Reynolds se pueden calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada (Alvarado & Banzer S., *Recuperacion Termica de Petroleo*, 2002).

$$\log\left(\frac{h_c d_e}{K_{ha}}\right) = -0,0757 + 0,3082(\log R_e) + 0,0379(\log R_e)^2 \quad (3.53)$$

Donde:

R_e = Numero de Reynolds, adimensional

d_e = Diámetro exterior de la tubería, ft

ρ_a = Densidad del aire, lb/ft³

v_a = Velocidad de viento, millas/h

μ_a = Viscosidad dinámica del aire, lb/ft-h

(hc) también se puede calcular con las siguientes ecuaciones

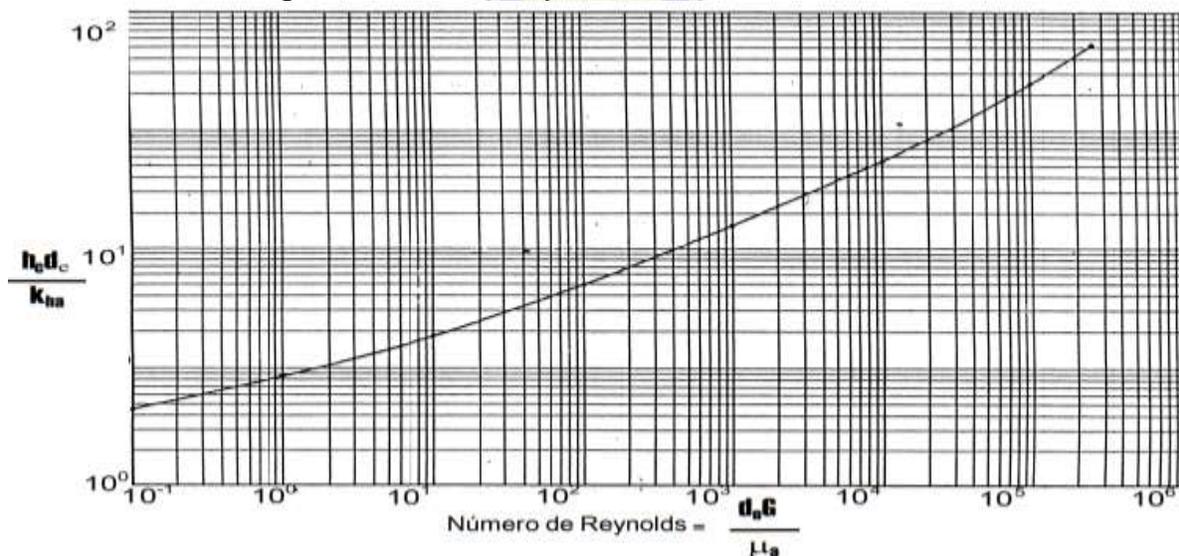
$$1000 \leq 8800 d_e v_a \leq 50000$$

$$h_c = 19,3 * C_{pa} * \frac{(\rho_a * v_a)^{0,6}}{d_e^{0,4}} \quad (3.54)$$

$$8000 d_e v_a \geq 50000$$

$$h_c = 0,0239 * \frac{K_{ha}}{d_e} * \left[\frac{5,280 * \rho_a * v_a * d_e}{\mu_a} \right]^{0,805} \quad (3.55)$$

Figura 3.10 Convección forzada en tuberías Horizontales



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Las propiedades del aire y su variación con temperatura fueron ajustadas por mínimos cuadrados para la siguiente ecuación que está en función de la temperatura y presión estándar.

$$K_{ha} = 0,01328 + 2,471x10^{-5}T - 4,247x10^{-9}T^2 \quad (3.56)$$

$$\mu_a = 0,04 + 6,155x10^{-5} - 1,22x10^{-8} * T^2 \quad (3.57)$$

$$C_{pa} = 0,2382 + 1,39x10^{-5}T + 1,027x10^{-8}T^2 \quad (3.58)$$

$$\rho_a = 0,0771 - 8,848x10^{-5}T - 3,744x10^{-8} * T^2 \quad (3.59)$$

$$\beta_a = 0,0024 - 0,757x10^{-5}T + 0,169x10^{-7}T^2 - 0,148x10^{-10}T^3 \quad (3.60)$$

3.3.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE

3.3.2.1 Cálculo Matemático

- Suponer un valor T_{surf} y calcular h_c y h_r con la ecuación 3.88 o 3.90, 3.91 o 3.92.
- Calcular valor de U_{ins} con la ecuación 3.85
- Calcular Q mediante la ecuación 3.84
- Dado que Q es constante se puede escribir de la siguiente manera.

$$Q = AU^* * (T_S - T_{surf}) \quad (3.61)$$

T_{surf} se puede calcularse con la siguiente ecuación

Donde:

$$U^* = \frac{K_{hins}}{r_{ins} * \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad (3.63)$$

3.3.2.2 Caídas de presión en líneas de superficie

La caída de presión ocurre debido a la fricción en la línea o tubería de vapor a lo largo de su recorrido, la línea tiene una longitud L ft, Diámetro interno y tasa de vapor transportado w, lb/h, que se da la siguiente ecuación (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

$$\Delta p = 1,35231 \times 10^{-11} * \frac{f * L * V_{ws} * W^2}{d_{ti}^5} \quad (3.64)$$

Donde:

Δp = Caída de presión, psia

V_{ws} = Volumen específico del vapor húmedo y saturado, ft³/lb

F = factor de fricción, adimensional

W = tasa de vapor, Ton/D

La siguiente ecuación que se va utilizar es la siguiente correlación de Colebrook-White

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7065} + \frac{1,2613}{R_e * \sqrt{f}} \right) \quad (3.65)$$

La rugosidad absoluta en ft $\varepsilon = 1,5 \times 10^{-4}$ ft para tuberías de acero ordinario es $\varepsilon = 5 \times 10^{-6}$

El número de Reynolds está dado por:

$$R_e = 0,5264166 * \frac{w}{\mu_{ws} * d_{ti}} \quad (3.66)$$

μ_{ws} = Viscosidad de vapor húmedo y saturado, cp

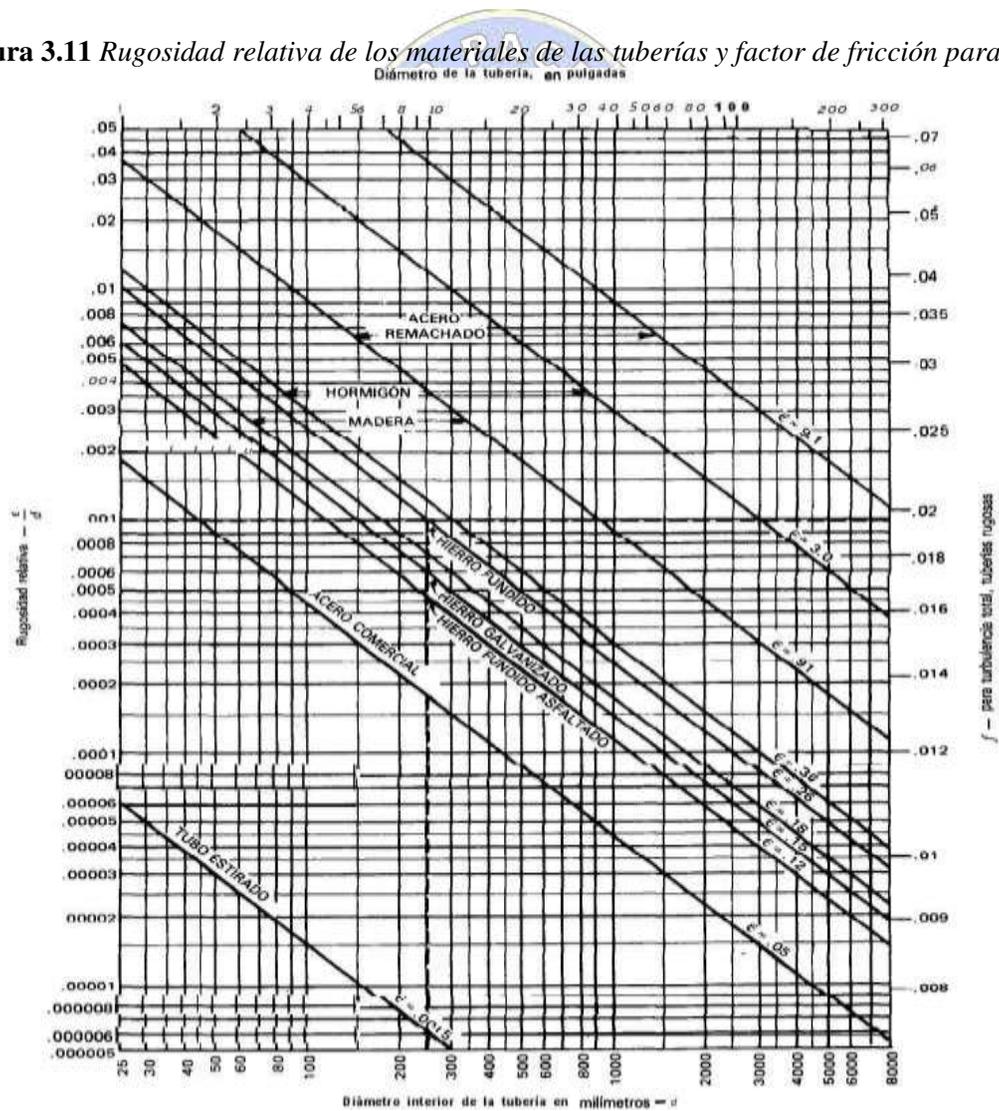
Para poder calcular f se tienen que hacer una iteración muchas y como sugerencia el f se da por la siguiente ecuación.

$$f = 0,316 * R_e^{-0,25} \quad (3.67)$$

La correlación de Chen

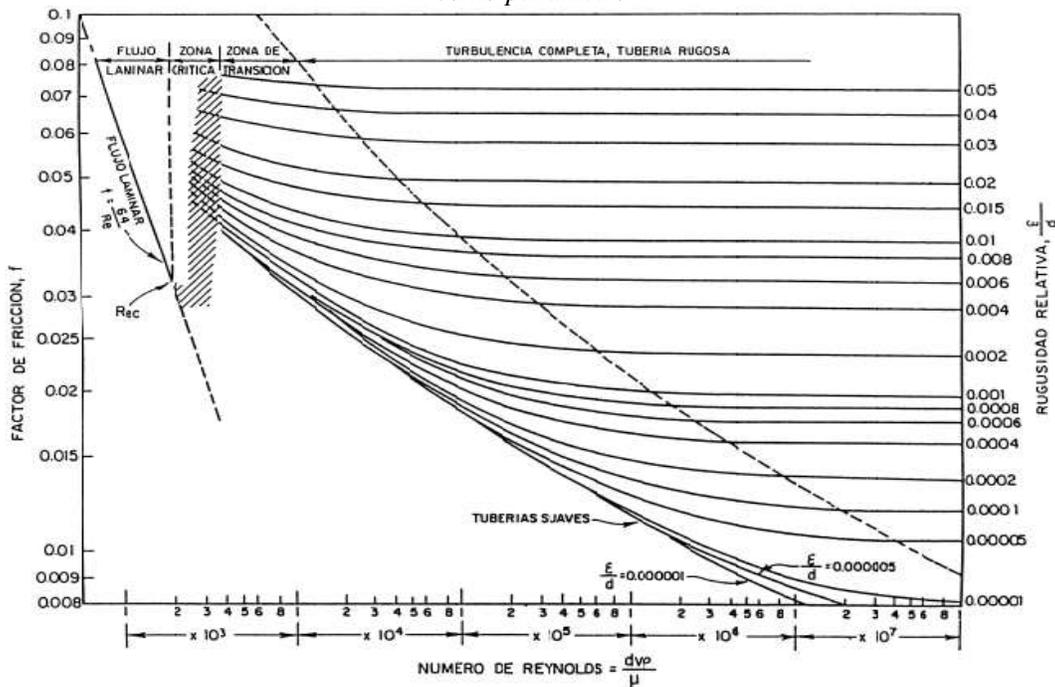
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7065 R_e} - \frac{5,0452}{R_e} * \log \left[\frac{\epsilon^{1,1098}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{R_e} \right)^{0,8981} \right] \right) \quad (3.68)$$

Figura 3.11 Rugosidad relativa de los materiales de las tuberías y factor de fricción para flujo



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura 3.12 Factor de Fricción como función de número de Reynolds, con la rugosidad relativa como parámetro



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002

3.3.2.3 Calidad del Vapor en el cabezal de pozo

La calidad de vapor se puede calcular en el cabezal de pozo, mediante un balance de calor. El balance que no considera la caída de presión en la tubería.

Cantidad de calor a la salida del generador= cantidad de calor en el balance en el cabezal del pozo + pérdidas de calor en las líneas de superficie

Se puede expresar de la siguiente manera:

$$w * (H_w + X_{st,gen} * L_v) = w * (H_w + X_{st,wh} * L_v) + qL \quad (3.69)$$

De donde se puede expresar

$$X_{st,wh} = X_{st,gen} - \frac{qL}{w * L_v} \quad (3.70)$$

Donde:

$X_{st,gen}$ = calidad de vapor en el generador, Fracción

W = Flujo de Vapor, lb/h

L = Longitud de la tubería, ft

$X_{st,wh}$ = Calidad de vapor en el cabezal de pozo, Fracción

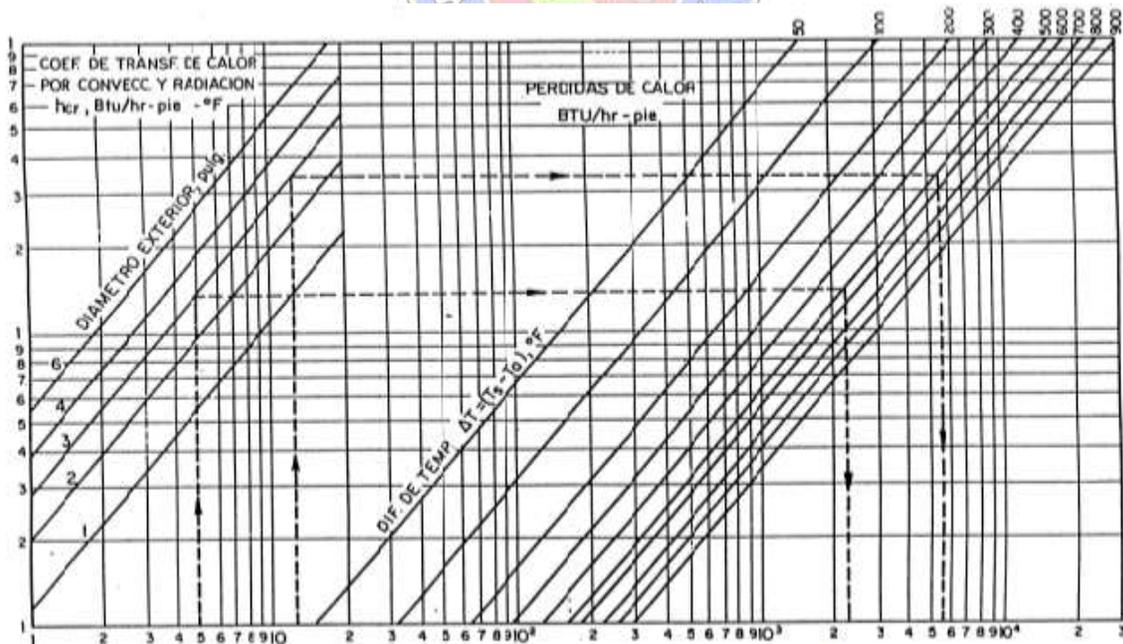
Q = Flujo de vapor, BTU/h

L_v = Calor latente de Vaporización, BTU/lb

En el caso de existir caídas de presión considerables, la temperatura del generador las propiedades del vapor serian (H_w/L_v)

Las consideraciones como la caída de presión y las pérdidas de calor, se resuelven con las ecuaciones de energía total y energía mecánica, sin embargo, puede haber algunos estimados del comportamiento. Calculando caída de presión por fricción y luego las pérdidas de calor, utilizando la temperatura de saturación correspondiente, Se debe aplicar por intervalos cortos de longitud de tubería, puede resultar en mejores resultados (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 3.13 Determinación gráfica de las pérdidas de calor en la tuberías desnudas y tubería asistida



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

3.3.3 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE INYECCIÓN EN EL POZO

3.3.3.1 Caídas de Presión

$$P_2 = P_1 + 1,687 \times 10^{-12} * (v_{ws1} - v_{ws2}) * \frac{w^2}{r_{ti}^4} + 6,944 \times 10^{-3} \frac{\Delta Z}{v_{ws1}} - \Delta p_f \quad (3.71)$$

Dónde:

P1 = Presión del vapor en el cabezal del pozo, psia.

P2 = Presión del vapor en el fondo del pozo, psia.

W = tasa de flujo del vapor, lb/h.

r_{ti} = Radio interno de la tubería, ft.

ΔZ = Profundidad, ft

f = Factor de fricción, adimensional.

v_{ws1} = Volumen específico del vapor en cabeza de pozo, ft³/lb.

v_{ws2} = Volumen específico del vapor húmedo en el fondo de pozo, ft³/lb.

Δp_f = Caída de presión por la fricción, psi.

$$\Delta p_f = 1,68391 * 10^{-12} * \frac{w^2 * v_T * \Delta Z f}{r_{ti}^5} \quad (3.72)$$

v_T = Volumen específico total de fluido ft³/lb.

A continuación, se puede calcular con la siguiente fórmula el Número de Reynolds

$$R_e = \left(\frac{0,2632 * w}{r_{ti}} \right) * \left(\frac{1}{\mu_w^{H_i} * \mu_s^{(1-H_i)}} \right) \quad (3.73)$$

Donde:

H_i = Factor holdup del líquido, adimensional.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

μ_s = Viscosidad del vapor seco y saturado, cp.

Se puede calcular con la siguiente ecuación Factor de Holdup.

$$H_I = \frac{(1 - X_{st})}{v_T} \quad (3.74)$$

3.3.3.2 Cálculos de las pérdidas de Calor

A. MÉTODO DE WILLHITE

$$U_{to} = \left[\frac{1}{r_{ti} * h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right) * r_{to}}{K_{hs}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right) * r_{to}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right) * r_{to}}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (3.75)$$

➤ Para tubería de inyección aisladas con un cierto espesor K_{hins} , (BTU/h-ft-F)

$$= U_{to} = \left[\frac{1}{r_{ti} * h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right) * r_{to}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right) * r_{to}}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} * (h_c + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right) * r_{to}}{K_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right) * r_{to}}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (3.76)$$

Donde:

r_{ti} = Radio interno de la tubería de inyección, ft.

r_{to} = Radio externo de la tubería de inyección, ft.

r_{ins} = Radio hasta la superficie externa del aislante, ft

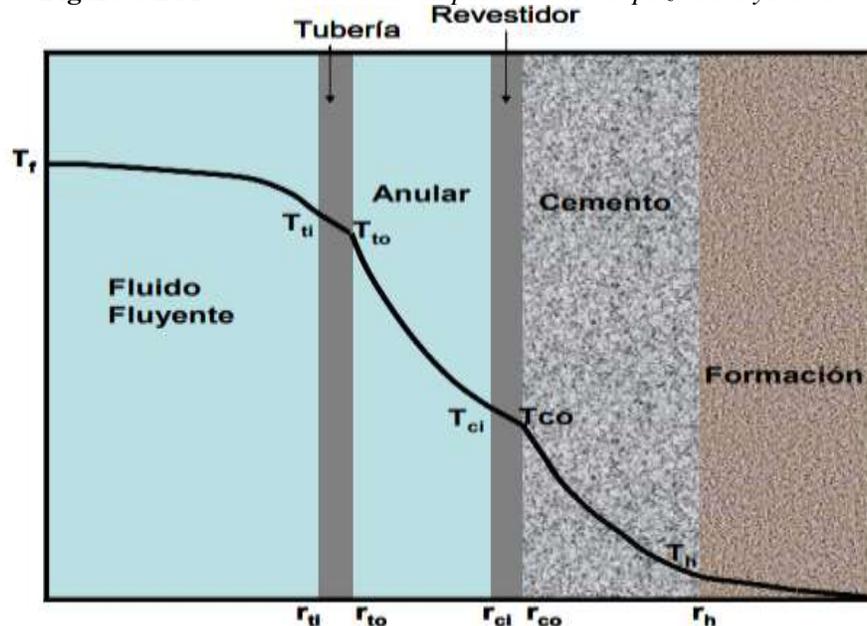
r_{ci} = Radio interno del vestidor, ft.

r_h = Radio del hoyo del pozo, ft.

K_{hins} = Conductividad térmica del aislante. BTU/h-ft-F

En las siguientes ecuaciones han sido considerados el mecanismo de transferencia de calor, convección forzada desde el vapor hacia la superficie interna de la tubería de inyección, conducción a través de las paredes de tubería de inyección y de revestimiento, del aislante y del cemento.

Figura 3.14 Distribución de la temperatura en un pozo de inyección



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

K_{hs} = Conductividad térmica del material (acero), BTU/h-ft-F.

K_{hcem} = Conductividad térmica del cemento, BTU/h-ft-F.

h_f = Coeficiente de condensación entre el fluido fluyente y la superficie interna de la tubería de inyección, BTU/h-ft-F.

h_r = Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de tubería de inyección y la interna de revestimiento, BTU/h-ft-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, BTU/h-ft-F.

- **Coeficiente de transferencia de calor por radiación. Presentado la ecuación por Stefan-Boltzmann.**

$$h_r = \sigma * \varepsilon * (T_{to}^{*2} + T_{ci}^{*2}) * (T_{to}^* + T_{ci}^*) \quad (3.77)$$

Donde ε es el factor de forma

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} * \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.78)$$

Donde:

ε_{to} = Emisividad de la superficie externa de la tubería de inyección.

ε_{ci} = Emisividad de la tubería interna de revestimiento.

➤ **La tubería inyección está recubierta con aislante.**

$$h_r = \sigma * \varepsilon * (T_{ins}^{*2} + T_{ci}^{*2}) * (T_{ins}^* + T_{ci}^*) \quad (3.79)$$

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} * \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.80)$$

En caso de las líneas de superficie, emisividad es cero para superficies reflectantes emisividad es uno.

➤ **Los coeficientes de transferencia de calor por convección natural h_c se puede evaluar de acuerdo a valores experimentales correlacionados mediante análisis dimensional.**

$$h_c = \frac{0,049 * K_{han} * (G_r * P_r)^{0,033} * (P_r)^{0,074}}{r_{to} * \ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{to}} \right)} \quad (3.81)$$

Con,

$$G_r = \left(\frac{(r_{ci} - r_{to})^3 * g * \rho_{an}^2 * \beta_{an} * (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (3.82)$$

Y

$$P_r = \frac{C_{pan} * \mu_{an}}{K_{han}} \quad (3.83)$$

Con aislante

$$h_c = \frac{0,049 * K_{han} * (G_r * P_r)^{0,033} * (P_r)^{0,074}}{r_{ins} * \ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}} \right)} \quad (3.84)$$

$$G_r = \left(\frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 * g * \rho_{an}^2 * \beta_{an} * (T_{ins} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (3.85)$$

$$P_r = \frac{C_{pan} * \mu_{an}}{K_{han}} \quad (3.86)$$

Donde:

K_{han} = Conductividad térmica del fluido en espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, BTU/h-ft-F.

μ_{an} = Viscosidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, lb/ft-h.

β_{an} = Coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio, F⁻¹.

ρ_{an} = Densidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, lb/ft³

C_{pan} = Calor específico del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, BTU/lb-F.

G = Gravedad, 4,17x10⁸ ft² / h

- Interior de la tubería de inyección hasta la interface cemento-formación, puede evaluarse mediante.

$$Q = 2 * \pi * r_{to} * U_{TO} * (T_S - T_h) * \Delta L \quad (3.87)$$

Ramey resolvió para determinar la distribución de temperatura en función de r (distancia radial del pozo) y t (tiempo de inyección). La ecuación para calcular la transferencia de calor entre la interface cemento-formación y formación es la siguiente:

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{he} * (T_S - T_e) * \Delta L}{f(t)} \quad (3.88)$$

Donde:

T_e = Temperatura original de la formación, F,

K_{he} = Conductividad térmica de la formación, BTU/h-ft-F

$f(t)$ =Función transitorio de calor, adimensional.

$$f(t) = \ln \frac{2 * \sqrt{\alpha * t}}{r_h} \quad (3.89)$$

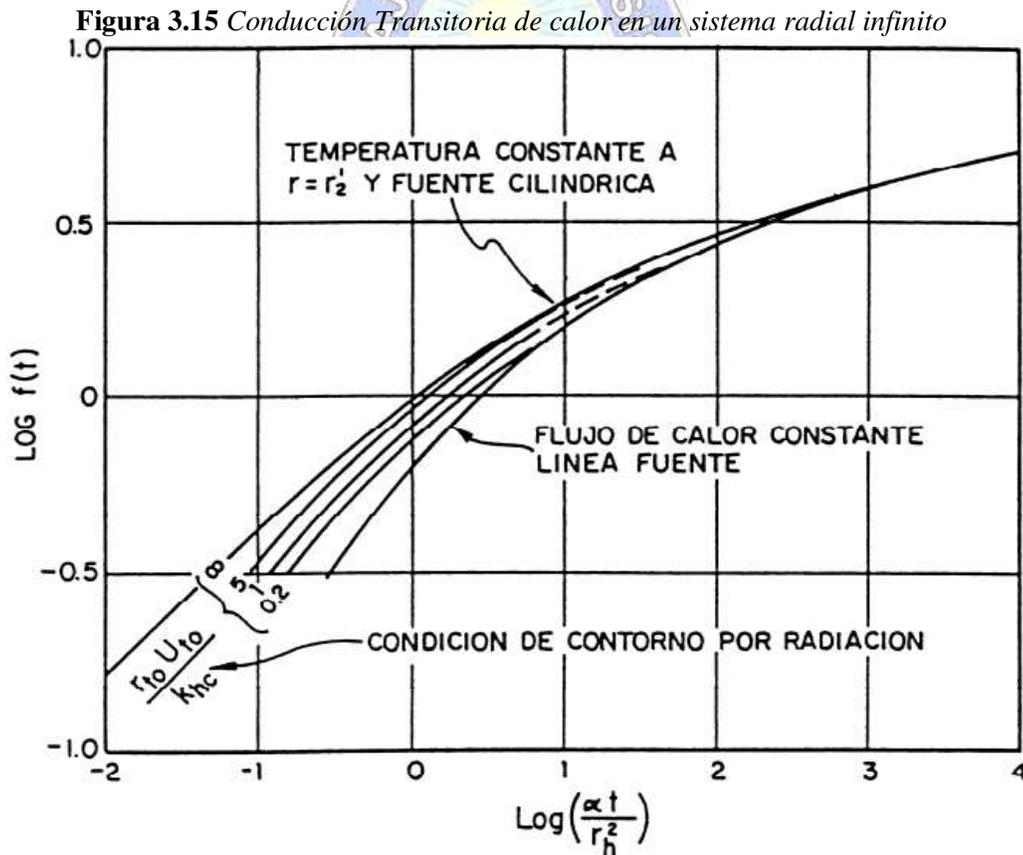
Donde:

α = Difusividad térmica de la tierra, ft²/h

t = Tiempo de inyección, horas.

r_h = Radio del hoyo del pozo, ft.

A continuación, se muestra valores en función $f(t)$ puede obtenerse de la siguiente tabla



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura 3.16 Para la condición de contrato por Radiación

$\frac{r_o U_{to}}{k_a}$ \diagdown $\frac{\alpha t}{r_A^2}$	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

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Dado q el valor de U_{to} (h_r , h_r' , h_c , h_c'), depende de las temperaturas T_{to} , T_{ins} y T_{ci} , las cuales no son conocidas; el procedimiento para evaluar U_{to} y luego Q es un proceso de ensayo y error, diferente de acuerdo a si existe o no aislante. A continuación, se presentan ambos casos (Alvarado & Banzer S., *Recuperacion Termica de Petroleo*, 2002).

1) Tubería de inyección sin aislante

Se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$T_h = \frac{T_s * f(t) + \frac{K_{hc} * T_e}{r_{to} * U_{to}}}{f(t) + \frac{K_{he}}{r_{to} * U_{to}}} \quad (3.90)$$

En vista de que h_r y h_c dependen de T_{to} y T_{ci} , se hace necesario relacionar estas temperaturas con valores conocidos (T_s o T_e) o calculables (T_h). Al considerar despreciable los términos que contienen h_f y K_{hs} se tiene que: $T_{ti} \cong T_{to} \cong T_s$ y que $T_{co} \cong T_{ci}$. El valor de T_{co} se puede relacionar con T_h , considerando la transferencia de calor a través del cemento, la cual viene dada por:

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{hcem} * (T_{co} - T_h) * \Delta L}{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)} \quad (3.91)$$

$$T_{co} = T_h + \frac{r_{to} * U_{to} * \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{hcem}} * (T_s - T_h) \quad (3.92)$$

2) Tuberías de inyección con aislante

En este tipo de caso es despreciable los términos hf y Khs. Se considera que los cementos tienen mismas propiedades térmicas que la tierra Khcem= Khe, por el cual las expresiones Uto y Q.

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} * \left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (3.93)$$

$$Q = 2 * \pi * r_{to} * U_{to} * (T_s - T_{co}) * \Delta L \quad (3.94)$$

La transferencia de calor desde la interfase cemento-formación se modifica para que representa la transferencia de calor desde el exterior del re vestidor hacia la tierra, puesto que al suponer **Khcem= Khe** se considera en vez del cemento y luego la tierra.

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{hc} * (T_{co} - T_e) * \Delta L}{f(t)} \quad (3.95)$$

Con la finalidad de relacionar la temperatura $T_s \cong T_i \cong T_{to}$ con la temperatura del aislante T_{ins} , requerida para evaluar h'r y h'c se hace necesario considerar la transferencia de calor a través del aislante (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

A cualquier tiempo (flujo continuo)

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{ins} * (T_{to} - T_{ins}) * \Delta L}{\ln\left(\frac{T_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad (3.96)$$

$$T_{co} = T_e + \frac{K_{hins} * f(t)}{K_{he} * \ln\left(\frac{T_{ins}}{r_{to}}\right)} * (T_s - T_{ins}) \quad (3.97)$$

B. MÉTODO DE RAMEY

➤ Vapor inyectado a través de la tubería de inyección

$$Q = \frac{2 * \pi * r_{to} * U_{to} * K_{he}}{K_{he} + r_{to} * U_{to} * f(t)} \left[(T_s - T_a) * Z - \frac{a * Z^2}{2} \right] \quad (3.98)$$

➤ **Vapor inyectado a través de la tubería de revestimiento**

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{he}}{f(t)} * \left[(T_s - T_a) * Z - \frac{a * Z^2}{2} \right] \quad (3.99)$$

Donde:

Q = Tasa de pérdidas de calor, BTU/h.

U_{to} = Coeficiente de transferencia de calor total al área del exterior de la tubería de inyección, BTU/h-ft²-F.

r_{to} = Radio externo de la tubería de inyección, ft.

K_{he} = Conductividad térmica de la tierra, BTU/h-ft-F

T_s = Temperatura de saturación del vapor, F

T_a = Temperatura ambiente en la superficie, F.

a = Gradiente Geotérmico, F/ft.

Z = Profundidad del intervalo considerado, ft.

$f(t)$ = Función Transitorio de calor.

C. MÉTODO DE SATTER

$$X_{st}(Z, t) = X_{st} * (Z - \Delta Z, t) + \frac{a(\Delta Z)^2}{2A} + \frac{(AB + T_a + a(Z - \Delta Z) - T_s)\Delta Z}{A} \quad (3.100)$$

Donde A y B

$$A = \frac{w * L_v * (K_{he} + r_{to} * U_{to} * f(t))}{2 * \pi * U_{to} * K_{he}} \quad (3.101)$$

$$B = \frac{g}{778 * g_c * L_v} \quad (3.102)$$

Los variables son:

$X_{st}(Z, t)$ = Calidad del vapor a la profundidad Z y al tiempo t, fracción.

$X_{st}(Z - \Delta Z, t)$ = Calidad del vapor a la profundidad (Z - ΔZ) y al tiempo t, fracción.

w = Tasa de inyección de vapor, lb/h

L_V = Calor latente de vaporización, BTU/lb

G = Gravedad, $4,17 \times 10^8 \text{ ft}^2/\text{h}$

g_c = Factor de conversión de unidades, $4,17 \times 10^8 \text{ lb-ft/lbf-h}^2$

ΔZ = Intervalos de longitud hasta profundidad total del pozo.

Recomendaciones a mayor número de intervalos la mayor la precisión.

3.3.3.3 Calidad del Vapor

Para determinar la calidad de vapor en la cara de la formación se usa la siguiente ecuación que fue presentado por Satter.

Primero se hizo un balance de materia:

$$w(H_w + X_{st,wh} * L_V) = w(H_w + X_{st} * L_V) + q * Z \quad (3.103)$$

Calor de vapor en el cabezal de pozo = vapor del fondo del pozo + pérdidas en el pozo

De donde:

$$X_{st} = X_{st,wh} - \frac{q * Z}{w * L_V} \quad (3.104)$$

Z = Profundidad de donde se quiere calcular la calidad, ft.

En la ecuación anterior no existe ganancias de presión en el pozo se consideran despreciables, si quiere ser calculado puede ser calculado considerando el cambio en la energía cinética, al cambio debido al peso del fluido (presión estatista) y las pérdidas de presión debido a fricción.

3.3.3.4 Pérdidas de calor durante la inyección del fluido caliente monofásico

Para los fluidos bifásico como vapor húmedo y saturado durante el proceso de inyección al pozo se mantienen de manera constante. Pero en el caso de agua caliente es inaceptable donde ocurren las pérdidas de calor, varían a lo largo de la inyección hasta llegar fondo de pozo.

Ramey , desarrollo ecuaciones que pueden determinar la temperatura de un fluido monofásico caliente (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

A. Para los líquidos inyectados a través de la tubería

$$T(Z,t) = a * Z - a * A + (T_a + a * A - T_o) * e^{-\frac{Z}{A}} \quad (3.105)$$

$$A = \frac{w * C_p * (K_{he} + r_{to} * U_{to} * f(t))}{2 * \pi * r_{to} * U_{to} * K_{hc}} \quad (3.106)$$

Donde:

T(Z,t) = Temperatura del líquido a la profundidad Z en ft y al tiempo t en días luego de iniciada la inyección.

A = Gradiente térmico, F/ft

T_a = Temperatura ambiente en la superficie, F

T_o = Temperatura del líquido en la superficie, F.

W= Tasa de inyección del líquido, lb/día.

C_p = Calor específico del líquido, BTU/lb-F.

K_{he} = Conductividad térmica de la tierra, BTU/h-ft-F.

U_{to} = Coeficiente de transferencia de calor total referido al área exterior de la tubería de inyección, BTU/día-ft²-F.

r_{to} = Radio de la tubería de inyección, ft.

F(t) = Función transitoria de calor, adimensional

Z = Profundidad del intervalo considerado, ft

B. Líquidos inyectados a través del re vestidor.

$$A = \frac{w * C_p * f(t)}{2 * \pi * K_{hc}} \quad (3.107)$$

C. Determinar temperatura en función de profundidad y tiempo para caso de gases.

$$T(Z,t) = a * Z - A * \left(a \pm \frac{1}{778 * C_p} \right) + \left[T_o - T_a + A * \left(a \pm \frac{1}{778 * C_p} \right) \right] e^{-\frac{Z}{A}} \quad (3.108)$$

El gas caliente con la profundidad aumenta positivamente desde la superficie hacia abajo, negativo en caso de flujo vertical hacia arriba. Los signos dobles se utilizan cuando es positivo se usa el caso de flujo vertical hacia abajo (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

CAPITULO IV

CALENTAMIENTO EN LA FORMACIÓN POR INYECCIÓN DE FLUIDOS CALIENTES

El propósito de los métodos de recuperación térmica es aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento, de esta manera puede fluir más fácilmente y más rápido. Por lo tanto, es necesario calentar el yacimiento ya que el calor inyectado no permanece en él, ya que parte de este calor se pierde con los fluidos producidos y una parte se pierde en las formaciones supra yacentes y subyacentes (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Cuando se disipa el calor hacia la formación adyacente, el calor disipado se puede estimar fácilmente, mientras que la cantidad de calor que sale del yacimiento junto con el petróleo, es poco compleja predecir por ello se necesita la ayuda necesaria con simulador numérico. Se mostrará métodos de cálculos de las áreas calentadas y la distribución de temperatura en el yacimiento (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

4.1. MECANISMO DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN LA FORMACIÓN

En el proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos con el método de inyección de vapor, se inyecta vapor en la formación, el contenido calorífico se transfiere a la roca del reservorio, y los fluidos que se encuentran en los espacios porales y también hacia las formaciones adyacentes.

El vapor inyectado transfiere calor hacia los espacios porosos, debido a este proceso, el petróleo, gas y agua son calentados mediante el mecanismo de conducción y convección mientras que la formación es calentada por conducción y el petróleo, gas son desplazados y calentados por conducción y convección. El mecanismo de transferencia de calor conductiva su función principal es igualar o equilibrar las temperaturas de la roca y de los fluidos. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

4.2. CALENTAMIENTO DE LA FORMACIÓN POR INYECCIÓN DE VAPOR

El vapor contiene calor latente, la diferencia que existe entre la inyección de agua caliente e inyección de vapor. El agua caliente disminuye su temperatura para poder transferir su calor

sensible a la roca y a los fluidos, mientras que el vapor transfiere calor latente sin cambio de temperatura.

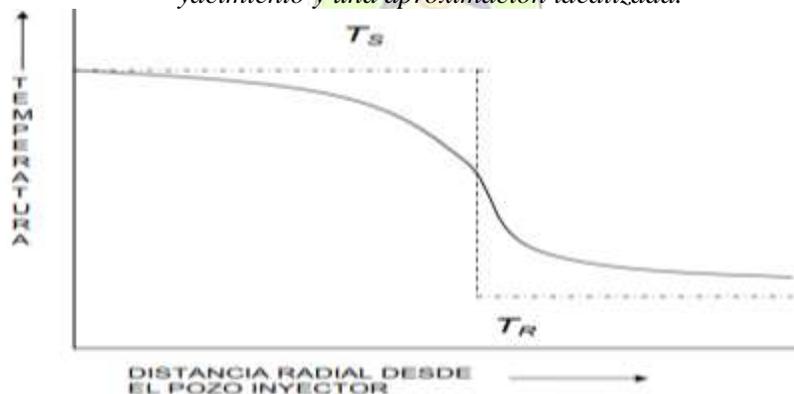
El vapor inyectado en la formación inicialmente a una temperatura T_r , esto lo desplaza al petróleo en una medida que el vapor va distribuyéndose dentro de la formación disminuye su calor o perdiendo calor, hasta un punto que el vapor inyectado se condensa completamente. A ese momento consideran condiciones ideales ya que no hay segregación del vapor por efectos de gravedad, espesor uniforme, no hay caída de presión solo hay caída de temperatura en la zona de vapor, también puede mencionar que la temperatura de vapor en la zona calentada se encuentra constante y se extiende desde un punto inicial hasta un punto final donde la temperatura disminuye a T_r .

4.3. MODELO DE MARX Y LANGENHEIM

Para Marx y Langenheim, tomaron las consideraciones para el modelo matemático que ese puede Determinarse el área calentada, las pérdidas de calor, Distribución de la temperatura durante la inyección de un fluido caliente en una arena petrolera.

El modelo que desarrollaron para la inyección de vapor húmedo es la siguiente, suponer la distribución de la temperatura en función a la temperatura de saturación hasta temperatura de la formación. Tal como se puede ilustra en la siguiente figura 4.1 mostrada, cuando se inyecta más fluido caliente, el área calentada incrementa en dirección del flujo y aumenta la conducción de calor con tiempo (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 4.1 Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada.



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Las consideraciones que se toman es hacer un balance de calor para un tiempo t

Tasa de inyección de calor al tiempo t = tasa de utilización de calor al tiempo t + Tasa de pérdidas de calor al tiempo t

$$Q_i = Q_{ob} + Q_s \quad (4.1)$$

4.3.1. Tasa de inyección de calor al tiempo

Considerando la inyección de vapor a una tasa igual a i_{st} B/D (agua equivalente), la tasa de inyección de calor BTU/hr viene dada por:

$$Q = \frac{350}{24} * i_{st} * \{(H_w - H_w) + X_{st} * L_v\} \quad (4.2)$$

O también

$$Q = \frac{350}{24} * i_{st} * \{(T_s - T_R) + X_{st} * L_v\} \quad (4.3)$$

Donde:

X_{st} = Calidad del vapor.

H_w, H_w = Entalpias de agua saturada y agua a la temperatura del yacimiento, BTU/lb.

L_v = Calor latente de vaporización, BTU/lb.

C_w = Calor específico promedio de agua, BTU/lb-F.

T_s, T_R = Temperaturas del vapor y la formulación en F.

Q = La tasa de inyección de calor, BTU/h, constante.

Ramey presento una extensión para caso de tasa de inyección variable.

4.3.2. Tasa de utilización de calor al tiempo

La cantidad de calor por unidad de tiempo es utilizada para calentar la formación del yacimiento, desde la temperatura del yacimiento T_r hasta llegar a la temperatura de vapor T_s (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

La tasa de utilización de calor Q_s , puede calcularse como:

$$Q_s = \frac{[A * (t + \Delta t) - A * t] * h_t * M_s * (T_s - T_r)}{\Delta t} \quad (4.4)$$

Donde al tomar el límite cuando Δt tiende a cero, se obtiene:

$$Q_s = h_t * M_s * (T_s - T_r) * \frac{\partial A}{\partial t} \quad (4.5)$$

Donde:

$A(t)$ = Área calentada al tiempo t , ft^2 .

$A(t + \Delta t)$ = Área calentada, in^2 .

$A(t) * h_t * M_s * (T_s - T_r)$ = Calor utilizado al tiempo t , BTU.

$A * (t + \Delta t) * h_t * M_s * (T_s - T_r)$ = Calor utilizado al tiempo, BTU.

h_t = Espesor de la formación, ft.

M_s = Capacidad calorífica de la formación, $\text{BTU}/\text{ft}^3\text{-F}$.

4.3.3. Tasa de pérdidas de calor al tiempo

Las suposiciones de este modelo, que se considera que no existen pérdidas de calor en la dirección radial, solamente en la dirección vertical hacia capas supra y subyacentes. Como se puede ilustrar en la figura, la tasa de pérdidas de calor por conducción, Q_c desde formación hacia las capas vecinales. (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002)

La siguiente fórmula es:

$$Q_c = -K_{hob} * \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0} \quad (4.6)$$

K_{hob} = Conductividad térmica de las capas supra y subyacentes en $\text{BTU}/\text{h-ft}$.

➤ La tasa de calor por unidades de área calentada se expresa de la siguiente manera:

$$Q_c = \frac{K_{hob} * (T_s - T_r)}{\sqrt{\pi * \alpha_{ob} * t}} \quad (4.7)$$

➤ Ecuación para el área A_s de la zona de vapor calentada a un tiempo t , ft^2 .

$$A_s = \frac{Q_i * M_s * h_t * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)} \quad (4.8)$$

➤ El volumen de la zona de vapor V_s , ft^3

$$V_s = \frac{Q_i * M_s * h_t^2 * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)} \quad (4.9)$$

➤ F_1 en función del tiempo adimensional, t_D

$$F_1 = e^{t_D} * erfc * (\sqrt{t_D}) + 2 * \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \quad (4.10)$$

➤ Tiempo adimensional, dado por:

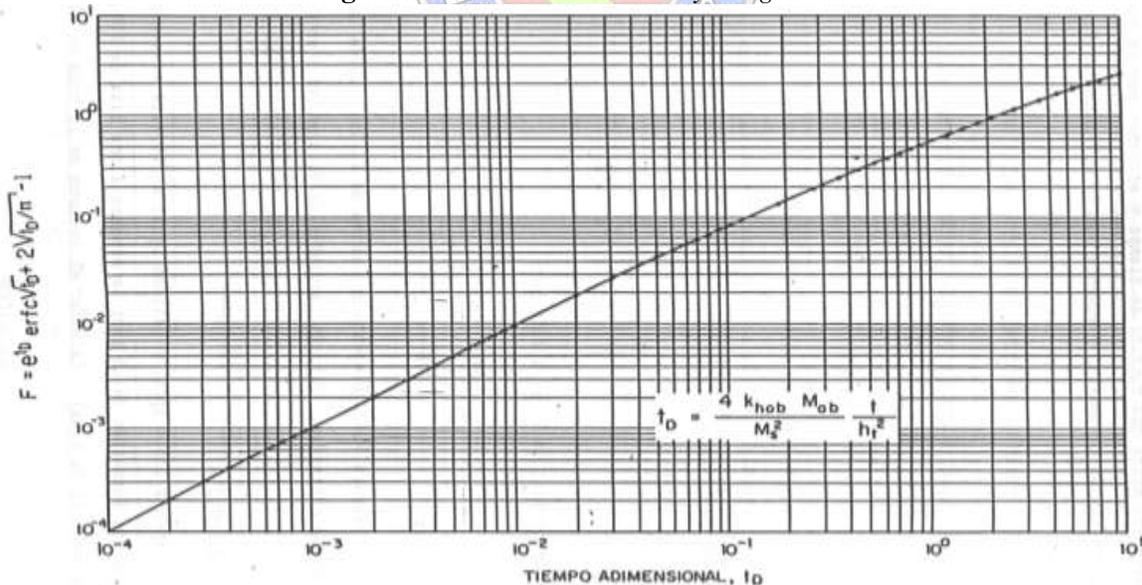
$$t_D = \frac{4 * K_{hab} * M_{ob} * t}{M_s^2 * h_t^2} \quad (4.11)$$

M_{ob} = Capacidad caloríficas de las capas supra y subyacentes, $BTU/ft^3 -F$.

T = Tiempo, Horas.

En el presente grafica 5.2 se demuestra la curva de F_1 vs T_d , La cual se puede utilizar para obtener F_1 . Hay muchos modelos matemáticos del primer término de F_1 , para poder obtener en un error máximo menor es 3%, es del Van Lookeren.

Figura 4.2 Función F_1 de Marx y Langenheim



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}} \quad (4.12)$$

El modelo de Marx y Langenheim, permite también obtener la eficiencia térmica, E_s , la cual se define como la fracción del calor inyectado que permanece en la zona de vapor a un tiempo dado:

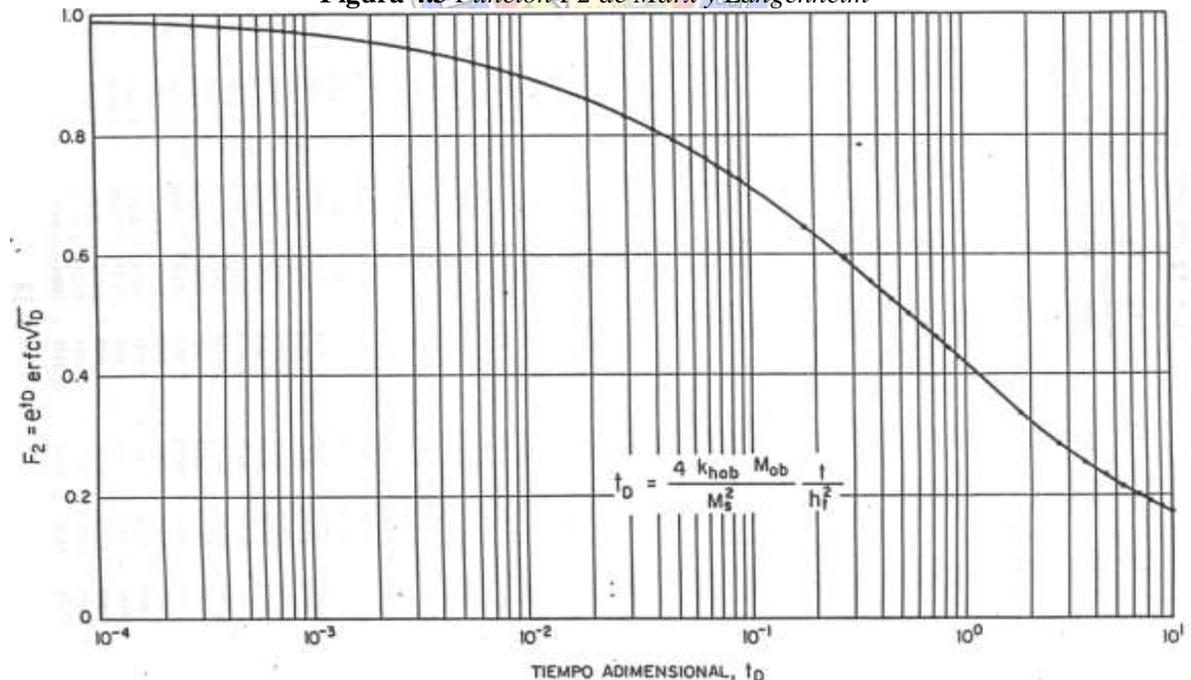
$$E_s = \frac{F_1}{t_D} \quad (4.13)$$

La eficiencia térmica está en función del tiempo adimensional T_d . Las propiedades térmicas varían a formación a formación, la eficiencia térmica es una función del tiempo y espesor, en cuanto E_s decrece cuan el tiempo aumenta y aumenta, la inyección de vapor en una formación de poco espesor no es aconsejable ya que las pérdidas de calor podrían ser prohibitivas. Del modelo Marx y Langenheim es la tasa de crecimiento de la zona calentada, donde la función de F_2 está dada por la siguiente ecuación (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$F_2 = e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} \quad (4.14)$$

En la figura se presenta una curva de F_2 vs T_d la cual se puede obtenerse F_2 .

Figura 4.3 Función F_2 de Marx y Langenheim



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

4.4. MODIFICACIÓN DE MANDL Y VOLEK

Para el modelo de Marx y Langenheim el vapor se condensa totalmente y el condensado se enfría hasta llegar a la temperatura de yacimiento, la inyección de vapor se suministra el calor latente para calentar la formación, también para satisfacer las pérdidas de calor a las capas cercanas o adyacentes, sin embargo, a un cierto tiempo, el cual Mandl y Volek llamado el tiempo crítico, esto cesa y debe tomarse en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Para determinar el tiempo critico t_c se dan la siguiente ecuación por Mandl y Volek.

$$F_{2c} = e^{t_{Dc}} \operatorname{erfc} \sqrt{t_{Dc}} = \frac{1}{1 - B} \quad (4.15)$$

Para tiempo critico adimensional, t_{Dc} .

$$t_{Dc} = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t_c}{M_s^2 * h_t^2} \quad (4.16)$$

O también se puede expresar de la siguiente manera:

$$t_c = \frac{M_s^2 * h_t^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}} \quad (4.17)$$

Para B es la siguiente ecuación:

$$B = \frac{X_{st} * L_v}{H_w - H_r} = \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)} \quad (4.18)$$

4.4.1. Procedimiento para calcular tiempo critico t_c

- Calcular B
- Calcular F_{2c}
- Determinar t_{Dc}
- Calcular el tiempo critico t_c y convertirlo a años si se desea.

Las ecuaciones pueden resolverse para t_{Dc} , la cual se convierte al tiempo crítico, t_c , en horas, usando la función F2 de la siguiente anterior Figura 4.3.

Para poder calcular la zona de vapor, se tienen que tener las consideraciones, si el tiempo es menor que el tiempo crítico, para Marx y Langenheim.

$$t \leq t_c$$

$$V_s = \frac{Q_i * h_t^2 * M_s * F_1}{4 * K_{hab} * M_{ob} * (T_s - T_r)} \quad (4.19)$$

Para Mandl y Volek es validad si el tiempo es mayor que el tiempo crítico.

$$t > t_c$$

$$V_s = \frac{Q_i * h_t^2 * M_s * F_3}{4 * K_{hab} * M_{ob} * (T_s - T_r)} \quad (4.20)$$

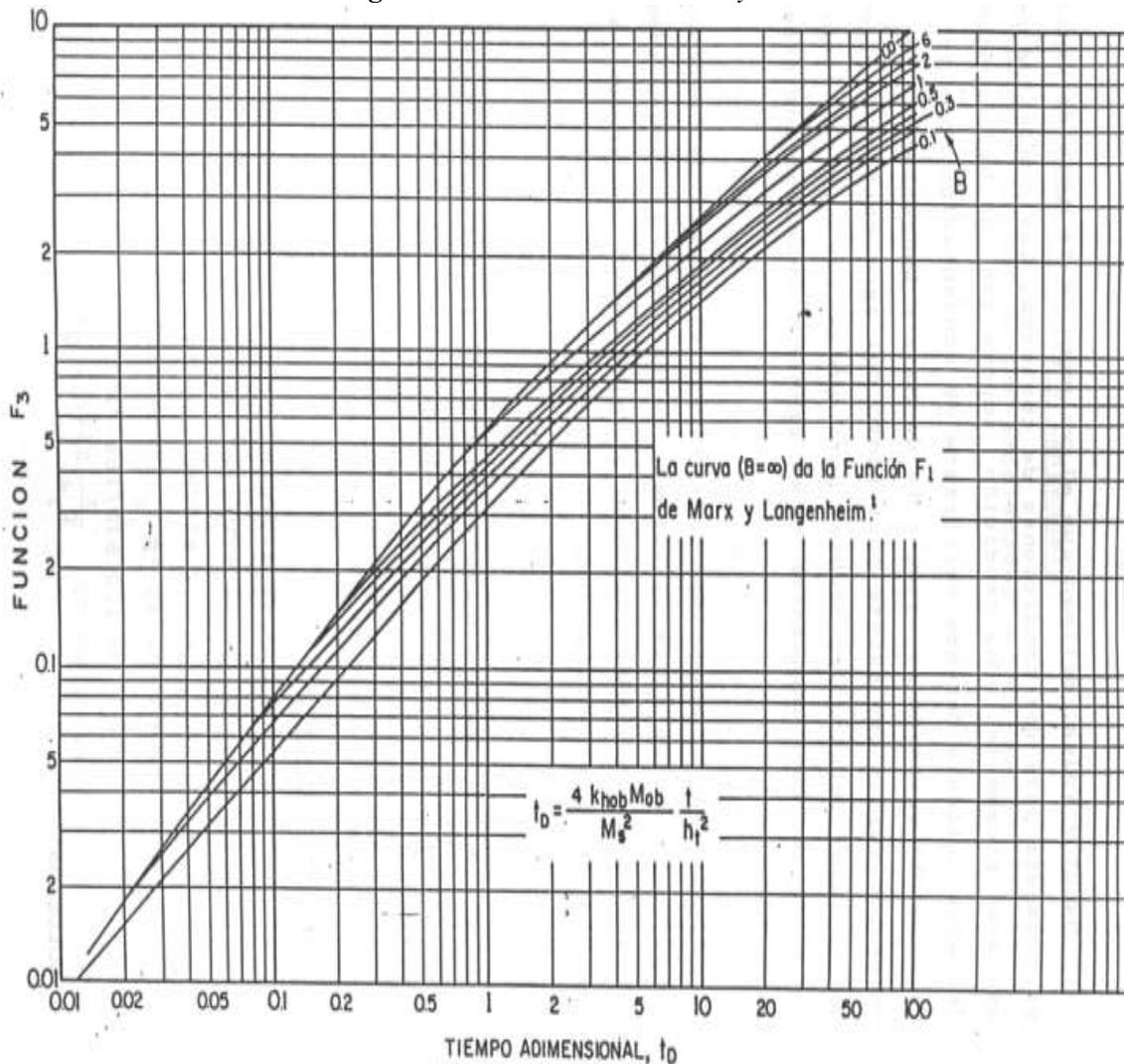
Donde la función F3 está dada por la siguiente ecuación:

$$F_3 = e^{t_D} * erfc * \sqrt{t_D} + 2 * \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 - \sqrt{\frac{t_D - t_{Dc}}{\pi}} \left[\left(1 + \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)} \right)^{-1} + \frac{t_D - t_{Dc} - 3}{3} e^{t_D} erfc \sqrt{t_D} - \frac{t_D - t_{Dc}}{3 * \sqrt{\pi * t_D}} \right] \quad (4.21)$$

En la siguiente figura presenta las curvas de F3 vs Td para valores de B.

Mandl y Volek estiman que el volumen de la zona de vapor es el promedio para dos condiciones de contorno, las cuales se resuelven analíticamente. Una condición supone que no hay movimiento del agua caliente delante del frente de condensación, por lo tanto, la solución obtenida es igual a la de Marx y Langenheim. La otra condición supone que existe movimiento del agua caliente y pérdidas de calor delante del frente, pero que no hay precalentamiento de las formaciones adyacentes en el frente (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 4.4 Función F3 de Mandl y Volek



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

4.5. INYECCIÓN A TASAS VARIABLES

La inyección de vapor en la formación puede variar ampliamente de pendiente en el campo petrolera que se haga el proyecto. Los modelos de Marx y Langenheim, Mandl y volek, son generalizados para tasa variables. Pero el estudio por Farouq muestra el caso de inyección de vapor, el uso de un promedio constante en la tasa de inyección es suficiente correcto, el error del tratamiento es alrededor del 10% y frecuentemente es menor. (Alvarado, 2002)

CAPITULO V

DESCRIPCIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Los métodos térmicos utilizan vapor para inyectar en la formación. La energía se puede generar en la superficie. En estos métodos se utiliza como fluido el agua, porque tiene su calor latente más alto y su disponibilidad lo propio de fácil acceso, los métodos térmicos se aplican principalmente para petróleos pesados, es decir con una gravedad API 25 y con una viscosidad de hasta varios miles de centipoise. El objetivo de estos métodos es inyectar y reducir la viscosidad de petróleo y al ser inyectado en la formación se eleva la temperatura del petróleo por lo que se puede disminuir la viscosidad y desplazar fácilmente. (Calgary & Alberta, 2001)

La inyección de vapor es un proceso de desplazamiento y es el más eficiente para una recuperación de estimulación de vapor o conocido también como inyección cíclica de vapor. Para este proceso consiste en inyectar el vapor de manera continua de unos pozos de inyección y recuperar el petróleo de los pozos productores. El vapor es muy distinto su comportamiento respecto al agua caliente la presencia de fase vapor hace que se destile el petróleo crudo en fracciones liviana y sean desplazados como hidrocarburos de fase gaseosa. El vapor se condensa lo propio los hidrocarburos se condensan lo hacen reduciendo la viscosidad del crudo frente a la condensación. Además, la condensación del vapor se desplaza más eficiente y mejora el barrido, ya que la recuperación es mejor que la cíclica que es 6-15% mientras con el vapor continuo de 40-50% (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

La inyección de vapor aumenta la recuperación reduciendo a viscosidad de petróleo, permitiendo que fluya fácilmente, también reduciendo la saturación de petróleo residual y mejorar la permeabilidad relativa del petróleo e mejorar la eficiente de barrido. La inyección de vapor es la técnica de recuperación más utilizada y rentable y disponible en la actualidad. (Donaldson, 1989)

5.1. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En el proceso de inyección continuo de vapor en una formación petrolera el petróleo es producido por tres mecanismos:

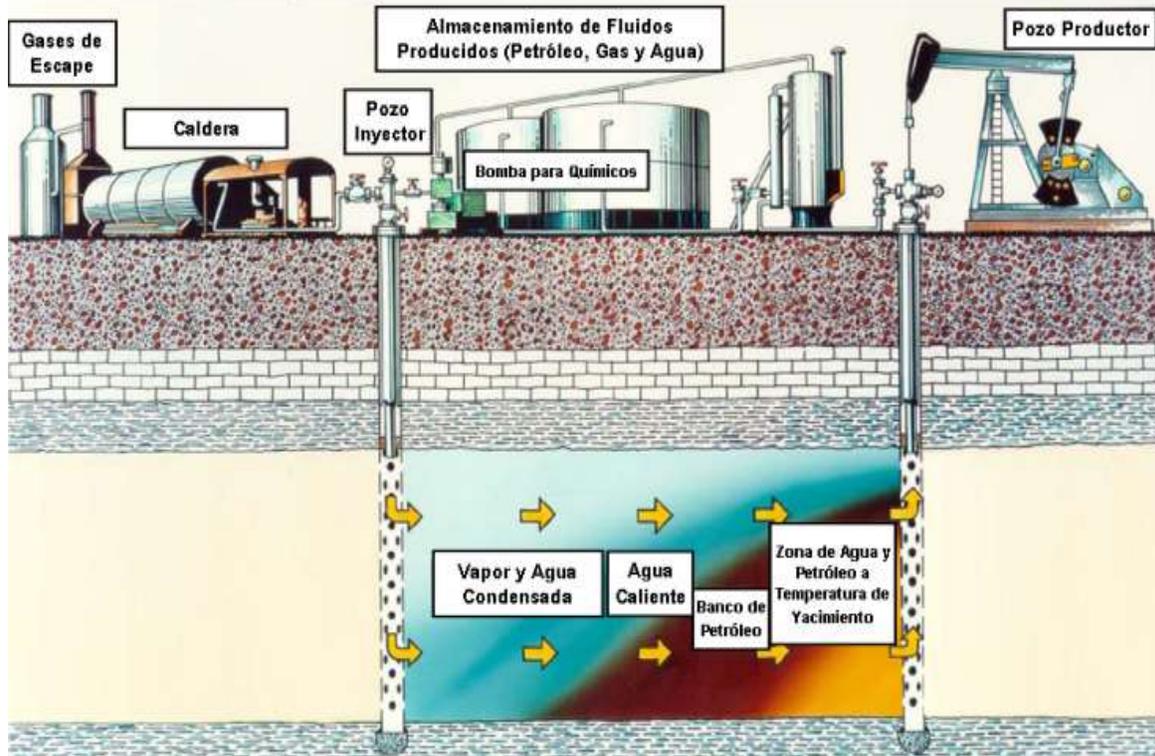
- **Destilación por Vapor**
- **Reducción de la viscosidad**
- **Expansión Térmica**

Se recomienda tomar en cuenta que el pozo inyector tiene que estar al medio de los pozos productores, una vez que se inyecta en el pozo central se forma el vapor y se expande por la formación del yacimiento cuya extensión se puede calcular de Mandl-Volek, el condensado caliente que sale de la zona de vapor crea un efecto de inundación de agua caliente delante del pozo central de la zona de vapor. La parte más importante de un impulso de vapor es la zona de vapor que se encuentra aproximadamente a una temperatura T constante. El petróleo dentro de esta región está altamente movilizado y desplazado por el efecto de impulso de gas del vapor los volúmenes de vapor en los poros reducen la saturación de petróleo en la zona de vapor desde una saturación inicial (Farouq Ali, 1997).

La expansión térmica del petróleo ayuda aún más aumentar su movilidad, también produce la destilación por el vapor al crudo a fracciones más ligeras lo que a aun más reduce la saturación de Petróleo, también están presentes los otros efectos como la permeabilidad relativa al petróleo aumenta y la permeabilidad al agua disminuye como resultado de un aumento de temperatura. El petróleo desplazado se acumula delante de la zona de vapor de condensado antes de la invasión del vapor, una determinada porción de arena ya ha sido barrida por agua fría y luego agua caliente (Farouq Ali, 1997).

En estos tipos de procesos de inundación se aumenta la producción de petróleo. Los mecanismos según la teoría de Mandl y Volek, es que el mecanismo es obvio el impulso del vapor puede estar influenciado por la formación, la calidad del vapor y la temperatura, ya que estos factores determinan la tasa de crecimiento de la zona de vapor (Farouq Ali, 1997).

Figura 5.1 Diagrama de la Inyección Continua de Vapor y Distribución de los fluidos en el Yacimiento



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

➤ Segregación por gravedad

Se creó que la segregación por gravedad es uno de los factores principales para superar y lograr un proceso de desplazamiento eficiente y recuperación del petróleo un 50 y 70 %. La inyección de vapor crece hacia abajo, el petróleo en la interfaz está caliente y por tanto puede ser extraído y fluye hacia los pozos productores junto con el agua caliente que cae de la zona de vapor. (Farouq Ali, 1997).

En la zona de vapor, el efecto predominante es la destilación con vapor. Este fenómeno básicamente consiste en la destilación por el vapor de los componentes relativamente livianos del petróleo no desplazado por las zonas de agua fría y caliente, los cuales se caracterizan por una alta presión de vapor. La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la porción más fría del yacimiento.

La recuperación por la destilación con vapor depende de la composición del petróleo envuelto, y puede alcanzar hasta el 20% del petróleo en situ. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así la recuperación. La magnitud de estos efectos aún no ha sido posible de evaluar cuantitativamente. También otro de los mecanismos que opera en la zona de vapor es el empuje por gas en solución ya que el vapor es una fase gaseosa. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002)

5.2. CÁLCULO DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Para estimar la recuperación de petróleo con el proceso de inyección continua de vapor, es la siguiente ecuación, no se toma en cuenta recuperación de petróleo de las zonas agua fría y caliente se podría mencionar que se basa solamente en la saturación de petróleo residual en la zona de vapor la cual se encuentra a una temperatura constante de saturación, más que todo este procedimiento puede resultar satisfactorio en yacimientos previamente inundados con agua hasta el límite económico. Y el procedimiento consiste básicamente en calcular el volumen de la zona de vapor para una serie de tiempos y luego calcular la recuperación de petróleo en el volumen de la zona de vapor puede calcularse en función del tiempo. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$N_p = \frac{\phi * V_S * (S_{oi} - S_{orst})}{5.615} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) \quad (5.1)$$

Donde:

N_p = Petróleo total recuperado de la zona de vapor, Bbl

V_S = Volumen de la zona de vapor, ft³

E_c = Factor de captura (Fracción de petróleo- Desplazamiento de la zona de vapor- que se produce), ft³

h_n = Espesor neto de la formación, ft.

h_t = Espesor total de la formación, ft.

ϕ = Porosidad de la formación, ft.

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

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

La relación del volumen de petróleo desplazado de la zona de vapor con respecto al volumen de agua inyectada como vapor. Se conoce como la razón de petróleo/vapor y se tiene como la ecuación:

$$OSR = \frac{N_P}{i_{st} * t} \quad (5.2)$$

Donde:

OSR = Razón de petróleo/ vapor, fracción.

i_{st} = Tasa de inyección de vapor, Bbl/Día

t = tiempo de inyección, Días

La tasa de producción de petróleo a un tiempo t, Q_o , está gobernado por la tasa de crecimiento en la zona calentada y se tienen la siguiente ecuación (Farouq Ali, 1997):

$$q_o = \frac{24 * Q_i * \phi * V_S * (S_{oi} - S_{orst})}{5.615 * M_s * (T_S - T_R)} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) * F_2 \quad (5.3)$$

Donde:

q_o = tasa de producción de petróleo, Bbl/día

Q_i = Tasa de inyección de calor, BTU/h

M_s = Capacidad calorífica de la formación, BTU/ft³ –F

T_s = Temperatura de saturación del vapor, F

T_R = Temperatura original de la formación, F.

F_2 = Función de Marx y Langenheim

Las curvas de q_o Vs t, son bastante útil para poder calcular la extensión económica del proyecto, así como la razón petróleo/vapor que puede ser graficada como función del tiempo o inyección acumulada de vapor, en un proceso de inyección continua de vapor un de interés

debe calcular relación del volumen de petróleo producido, con respecto al volumen de agua inyectada como vapor, a un tiempo dado, y se da la siguiente ecuación.

$$OSR(t) = \frac{N_p}{i_{st} * t} \quad (5.4)$$

5.2.1. Método de Myhill y Stegemeir

Myhill y Stegemeier presenta un modelo matemático basado sobre balance de energía para predecir la recuperación de petróleo y a la razón de petróleo/vapor en un proceso de inyección continua de vapor. Y la figura 8.2 es una curva de F4 Vs Td para varios valores de B. los valores de F4= F1 la función de Marx y Langenheim igual que función F3 de Mandl y Volek.

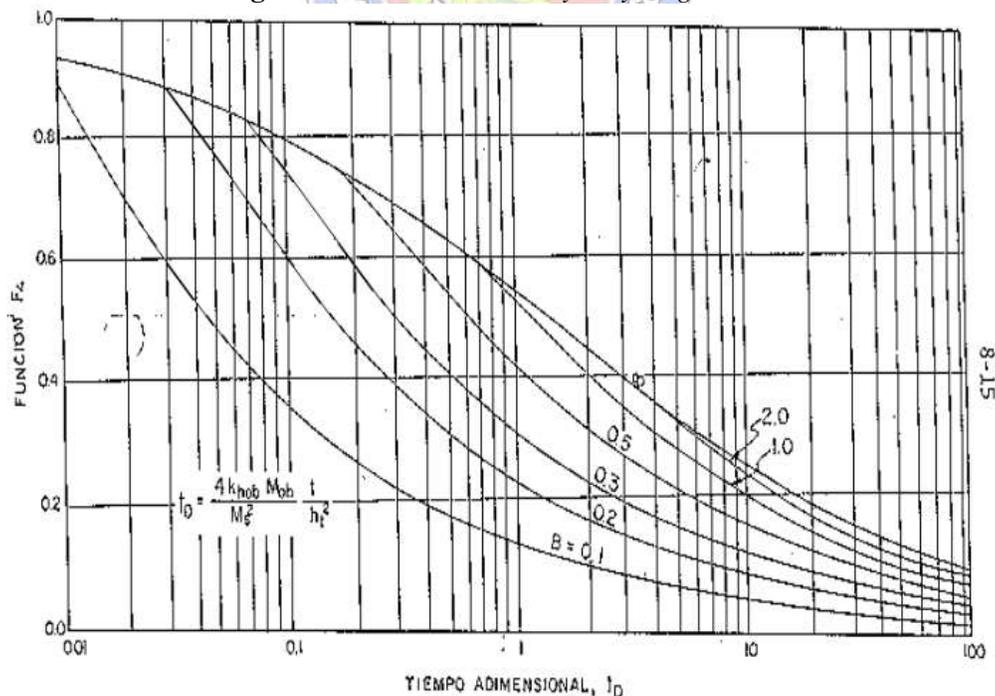
A continuación, se presenta la ecuación de la razón petróleo/vapor, Fos que tiene la siguiente ecuación (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

$$F_{OS} = \frac{\phi * (S_{oi} - S_{orst}) * (\rho_w * C_w)}{M_s} * (1 + B) * F_4 \quad (5.5)$$

Donde:

ρ_w = La densidad del agua, 62,4 lb/ft³

Figura 5.2 Función F4 de Myhill y Stegemeier

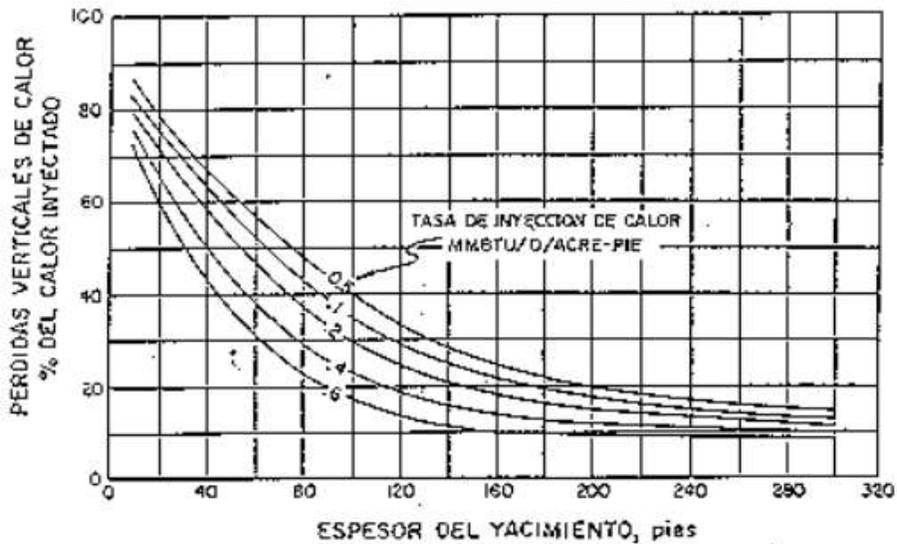


Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

5.2.2. Método de Goma

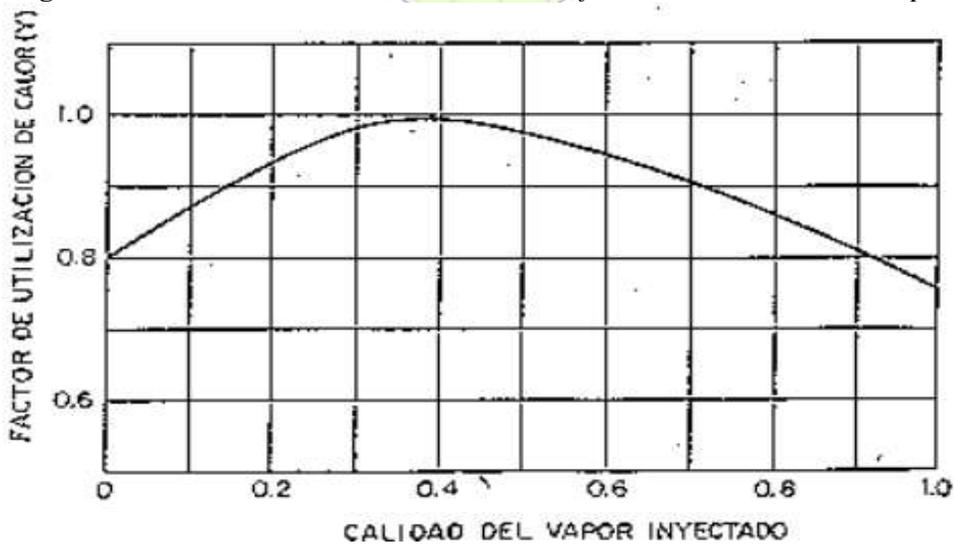
Este método se basa sobre las correlaciones graficas desarrollados para lo petróleos crudos pesados y utilizando un simulador numérico y las correlaciones obtenidas por Goma se resumen en las siguientes figuras (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 5.3 Perdidas de calor hacia las capas supra y subyacentes



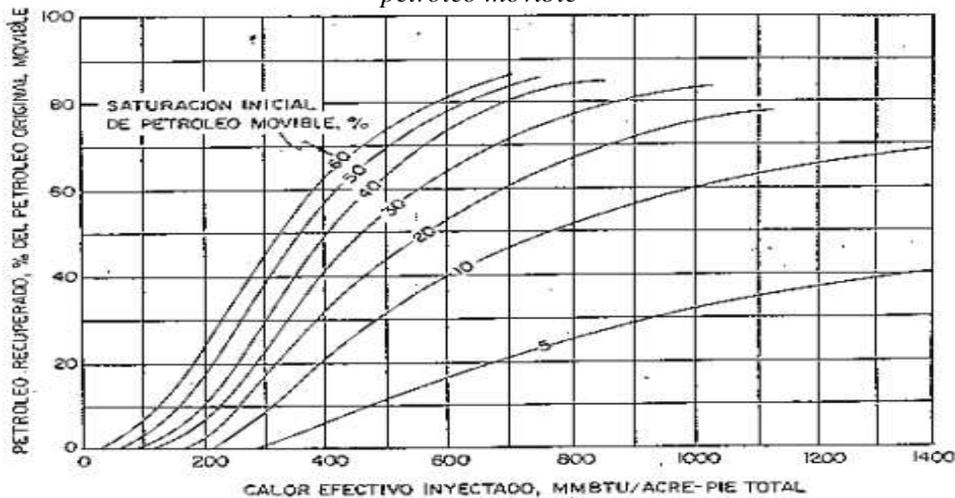
Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura 5.4 Factor de utilización del calor como función de la calidad del Vapor



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura 5.5 *Petróleo recuperado como función del calor neto inyectado y de la saturación de petróleo movable*



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

5.2.2.1. Procedimiento de Cálculos:

- Para una tasa de inyección dada (MMBTU/d-acre-ft) se puede obtener de la figura 6.3, las pérdidas verticales de calor H_L , como porcentaje del calor inyectado.
- El factor de utilización de calor, Y se obtiene de la figura 6.4.
- Se determina el calor inyectado, $Q_e = \frac{\frac{B}{D}}{\text{Acre-pietotal}}$, utilizando la siguiente ecuación.

$$Q_e = \frac{350 \times 365}{10^6} * I_{at} * H_{ws} * (1 - H_L) * t \quad (5.6)$$

Donde:

I_{at} = Tasa de inyección de vapor, $\frac{\frac{B}{D}}{\text{Acre-pietotal}}$

H_{ws} = Entalpia del vapor húmedo, BTU/lb

Y = Factor de utilización del calor, fracción

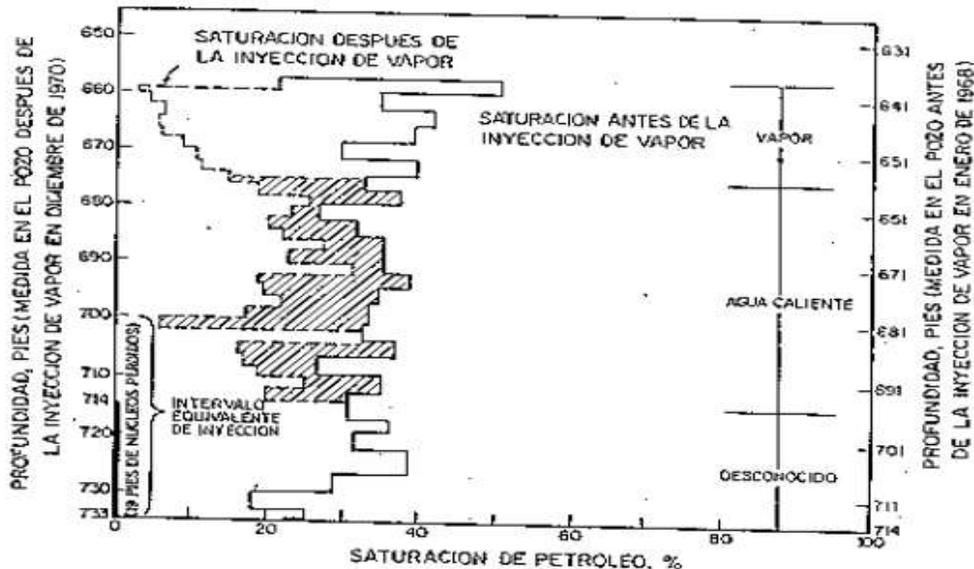
T = tiempo de inyección, días.

- Con la ecuación hallada se calcula la recuperación acumulada de petróleo como porcentaje del petróleo movable de la figura Som= Soi-Sorst, 6.5.
- Repetir los incisos c y d varias veces hasta que la recuperación ultima sea alcanzada.

5.2.3. Método de Van Lookeren

Uno de los factores más importantes dentro del yacimiento es la distribución de vapor porque se puede estimar la inyectabilidad, incremento de calor y del vapor y eficiencia de producción, también es importante la localización de la zona de vapor dentro de la extensión vertical del mismo. Uno de los métodos que desarrollo por Van Lookeren y basándose en los principios de flujo segregado, Además el método permite calcular la sección vertical de la zona de vapor bajo el influjo de las fuerzas de flotación y predecir el grado de rebasamiento por la gravedad en la zona de vapor. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

Figura 5.6 Comparación del análisis de núcleos de dos pozos



Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Las ecuaciones de Van Lookeren

$$E_{sv} = \frac{h_{st}}{h_t} = 0,5 * A_r \quad (5.7)$$

Donde:

E_{sv} = Eficiencia vertical de barrido del vapor, Adimensional.

h_{st} = Espesor promedio de la formación barrida por vapor, ft.

h_t = Espesor total de la formación, ft.

A_r = Factor de conformación vertical, adimensional.

El Factor de conformación vertical tiene la siguiente ecuación.

$$A_r = \sqrt{\frac{5.900 * \mu_{st} * i_{st} * X}{\pi * (\rho_o - \rho_{st}) * h_t^2 * K_{st} * \rho_{st}}} \quad (5.8)$$

Donde:

μ_{st} = Viscosidad del vapor seco y saturado, cp.

ρ_{st} = Densidad del vapor seco y saturado, lb/ft³.

ρ_o = Densidad de petróleo a 60 F.

i_{st} = Tasa de inyección de vapor (equivalente de agua), Bbl/Día.

K_{st} = Tasa de inyección de vapor (equivalente de agua), Bbl/Día.

X = Calidad del Vapor, fracción.

La eficiencia vertical de barrido disminuye cuando la tasa de inyección disminuye o la presión aumenta, los otros métodos solo consideran la recuperación de petróleo de la zona de vapor, y el cálculo de la recuperación de petróleo considerando las zonas de agua fría y caliente es complejo aun para caso de flujo radial. El recobro en la zona de vapor se puede determinar en la zona de agua fría se calcula el método de cálculo está basado en el modelo de William y Col. Que considera un flujo radial y se supone que se recobran todos los fluidos desplazados hacia el limite exterior del área circular. Las propiedades de los fluidos y características de la formación, las posiciones frontales y la tasa de avance, se pueden calcular en función de tiempo utilizando un modelo para el calentamiento de la formación tal como del modelo de Marx y Langenheim. El factor de recobro se calcula tomando en cuenta el efecto de la temperatura sobre las viscosidades de petróleo y del agua y la expansión de vapor sobre la tasa de inyección (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002).

5.3.OCHO MODELOS PARA CALCULAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En la actualidad hay varios métodos más completos para poder predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección continua de vapor estos modelos están en los simuladores que pueden simular los procesos térmicos como software Petrel, CMG. Las cuales se pueden mencionarse:

5.3.1. Modelo de Davies, Silberberg y Caudle

El modelo de simulación térmica numérica más completo que tiene. En el cual se utiliza tubos de corriente que son idealizados mediante canales de lados rectos y divergentes y el cual se aplica el cálculo de desplazamiento primeramente hecho por William. Este método es desarrollado para cinco pozos, los otros también toman en cuenta por desplazamiento por agua corriente del frente de condensación, para la producción de petróleo. (Alvarado & Banzer S., Recuperacion Termica de Petroleo, 2002)

5.3.2. Modelo de Shutler

Para este tipo de modelo se basa en un fluido multifase y solo en dos dimensiones, respectivamente. Las ecuaciones de flujo para petróleo, gas y agua se resuelven simultáneamente, mientras la ecuación de la energía se resuelve separadamente. La formulación de ambos métodos se considera transferencia de masa entre las fases de agua y gas, pero se considera que el petróleo no es volátil y los gases son insolubles en las fases líquidas.

5.3.3. Modelo de Abdalla y Coatas

El modelo es para fluidos multitas (Petróleo, agua y Vapor) en dos dimensiones que casi idéntico al de Shutler. El método no considera efectos de destilación por Vapor.

5.3.4. Modelo de Vinsome

Que es modelo de Abdalla y Coatas, modificando la técnica de solución con el propósito de hacerla más estable.

5.3.5. Modelo de Coats, George, Chu y Marcum

Es un modelo para tridimensional, y para fluidos multifase (Petróleo, agua y vapor) en el cual se resuelven simultáneamente las ecuaciones de flujo de energía. El modelo no considera efectos de destilación del petróleo.

5.3.6. Modelo de Coats

Es un modelo para tridimensional, y multifasico (Petróleo, agua y vapor) que toma en cuenta la destilación por vapor, el gas en solución y la permeabilidad relativa depende mucho de la temperatura. El factor recobro de petróleo aumenta la calidad del vapor y disminuye la saturación inicial de petróleo.

5.3.7. Modelo de Rincon, Diaz Muñoz y Farouq Ali

El modelo se basa en el modelo de Higgins y Leighton originalmente desarrollado para la inyección de agua convencional y modificado para caso de inyección continua de vapor. En el proceso de calentamiento de la formación, las pérdidas de calor hacia las capas supra y subyacentes en cada uno de los canales se divide el arreglo, se calculan en base al modelo de Marx y Langenheim.

5.3.8. Modelo de Ferrer y Farouq Ali

Este modelo se basa en el modelo de Coats, Ferrer y Farouq Ali desarrollado en un modelo composicional, tridimensional y trifásico del proceso de inyección de vapor. Los resultados obtenidos con este modelo muestran la importancia de los mecanismos de la destilación con vapor y segregación por gravedad en los procesos de inyección de vapor, la compactación de la roca yacimiento mejora las respuestas para inyección cíclica pero no para la inyección continua de vapor. (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002)

5.4. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Según los estudios experimentales, se pueden delinear algunos criterios para poder elegir el proyecto de inyección continua de vapor.

Tabla 5.1 Criterios para la Selección de un Yacimiento en un Proceso de Inyección Continua de Vapor

Espesor de la arena (ft)	≥ 30
Profundidad de la formación, (ft)	<3000
Porosidad, %	>30
Permeabilidad, mD	1000
Saturación de Petróleo, Bbl/acre-ft	1200-1700
Gravedad API	12-25
Viscosidad del petróleo (Cond. De Yac.)	<1000
Calidad del vapor, %	80 - 85
Presión de inyección, psi	< 2500
Espaciamiento, acres	2-8
(Kh)/Viscosidad, md-ft/cp	30-3000

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

5.5. TÉCNICAS DE OPERACIÓN Y PROBLEMAS

Para el proceso de recuperación térmica mediante la inyección continua de vapor, es importante tomar en cuenta las velocidades altas de inyección de vapor, pero altas presiones

de inyección. Según Myhill y Stengemier, menciona que se requiere presiones altas para inyectar vapor, porque el petróleo se está acumulado. En este punto el vapor se distribuye sobre el yacimiento como una manta y el petróleo calentado fluye hacia los pozos como resultado de gravedad. La presión inicial se determina por la movilidad del petróleo frío (viscosidad), la presión posterior está gobernada por la movilidad del petróleo caliente, el agua y vapor (Alvarado & Banzer S., Recuperación Térmica de Petróleo, 2002).

Las permeabilidades relativas según Myhill y Stengemier lo sugiere que puede lograr eficiencia de impulsión de vapor promoviendo la irrupción temprana del vapor y luego cubriendo con el vapor parte del yacimiento para evitar que quede el petróleo fijo, con una producción de calor posterior y propone los siguientes Procedimientos de operación.

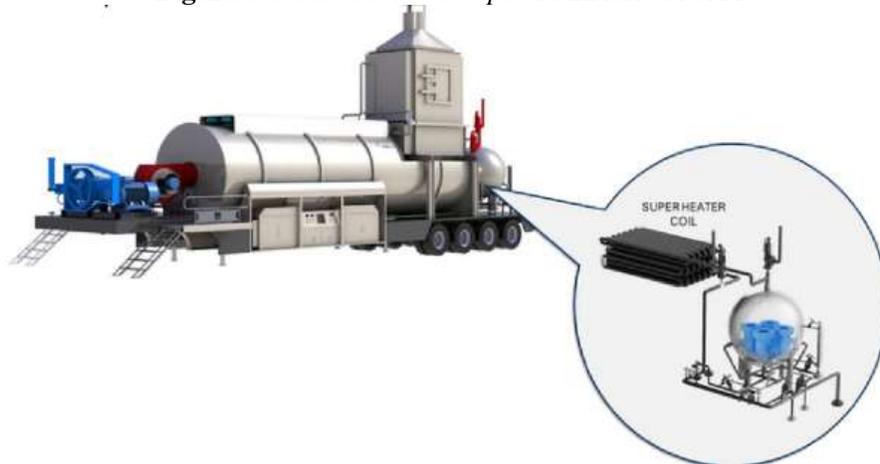
1. Se debe asegurar la movilización temprana del petróleo mediante el calentamiento en múltiples puntos. Primero se debe de precalentar la inyección de agua caliente antes de formar bancos de petróleo. Lo que puede conducir al bloqueo de la formación, si la viscosidad del petróleo es muy alta.
2. Debe ser estable un calentamiento a gran escala la formación. Esto puede requerir la producción de grandes cantidades de agua de pozos fríos, el agua aportará el calor para movilizar el Petróleo.
3. La tasa de inyección de vapor después de la penetración del calor debe reducir, en para evitar la producción de cantidades excesivas de calor. La velocidad de inyección suele estar gobernado por el flujo por gravedad del aceite calentado.

5.6. OTRAS TECNOLOGÍA ASOCIADAS A LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

5.6.1. GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor es una caldera de alta presión para la inyección de vapor, destinado a transformar agua en vapor a temperatura y presión diferente a la atmósfera en un solo paso, diseñado para la inyección de vapor y la recuperación de crudos pesados y extra pesados con gravedad 10 a 30 API (Ruiz & Rodríguez, 2020).

Figura 5.7 Generador de vapor NAKASAWA SMT



Fuente: *Las Ventajas de Estimular un Pozo con Vapor de Alta Calidad del 95%, s/f.*

5.6.1.1. Encendido del Generador de Vapor

El generador de vapor, posee un control automático a través de un PLC, con un quemador de combustible Dual Gas/Diésel. La característica del vapor a la salida del Generador de Vapor es controlada por los lazos de control de presión en conjunto con el control de combustible, lazo de control de flujo y el analizador de calidad de vapor (Ruiz & Rodriguez, 2020).

- Verificación de Permisivos

Pulsador de parada de emergencia del generador.

Pulsador de parada de emergencia en sala de control no debe estar activo.

Válvula de venteo Gas piloto abierta.

Válvula de bloque gas piloto cerrada.

Válvula de Bloqueo Gas quemador cerrada.

No debe existir alta presión de gas combustible.

Luces de permisos encendidas.

Mover el selector de encendido del programador de llama a ON

- Encendido de piloto.

Finalizada la purga, el controlador de llama inicia el proceso de generación de chispas, se cierra la válvula de venteo de piloto, se abre la válvula de bloqueo del piloto, se verifica la presencia de llamas, a través del detector de llama.

- **Encendido de quemador.**

El gas pasará al quemador a través de la válvula auto reguladora de presión y el generador se encenderá en condiciones de llama mínimo (30 – 40%). Una vez encendido el generador, el operador deberá verificar visualmente la calidad de la llama y ajustara la misma si es necesario.

5.6.1.2. Monitoreo de las variables durante el proceso de inyección de vapor

En el proceso de Generación e inyección de vapor el seguimiento continuo de los parámetros es realizado a través de un reporte de operaciones donde se toma lecturas de los mismos en los indicadores locales y transmisores y panel view ubicados en el generador de vapor, la planta de tratamiento y cabezal del pozo, además de realizar análisis físico químico del agua para comprobar dureza del agua, O₂ disuelto y calidad de vapor. Un parámetro operacional fuera del límite puede acortar la vida útil del generador, planta de tratamiento o el pozo inyector. Se describen los parámetros operacionales que se deben ser monitoreados o analizados constantemente para evitar la mala operación (Ruiz & Rodriguez, 2020).

- **Dureza del agua o CaCO₃**

Altas concentraciones de sales de calcio y magnesio en el agua de alimentación al generador de vapor favorecen la formación de depósitos e incrustaciones sobre sobre la superficie de la tubería lo cual produce las pérdidas en la transferencia de calor. El agua de alimentación al generador de vapor debe ser cero (0 ppm).

- **O₂ entrada al Generador**

Elevadas concentraciones de oxígeno en agua de alimentación al generador de vapor producen picaduras en las tuberías atacando al cobre y las aleaciones de cobre. La presencia de oxígeno en el agua favorece la corrosión de los componentes metálicos. Es por ello que se debe inyectar adecuadamente un producto secuestrante de oxígeno y su concentración debe ser menor a 0,10mg/Kg.

- Determinación del pH

Con el fin de evitar la corrosión de las partes metálicas del generador de vapor debido a la presencia de oxígeno, se recurre a la medición del grado de alcalinidad o acidez (pH). El pH representa acida o alcalina en el agua. Se presenta la siguiente escala de valores.

pH entre 0 indica agua acida.

pH igual a 7 indica agua neutra.

pH igual 8 y 12 indica agua alcalina.

Se recomienda que el PH del agua el generador de vapor este en el rango de 7 – 12.

5.6.1.3. Parámetros de operación

Tabla 5.2 Parámetros de Generador de vapor NK 30 TTS 25 MMBTU/hr

Gas combustible (MMSCFD)	0,7
Flujo de Agua (BPD)	27109
Succión Generador de Vapor (Psi)	30
Presión de descarga de Vapor (Psi)	3050
Temp. descarga de Vapor (°F)	700
Temp. zona radiante (°F)	750
Temp. Chimenea (°F)	700
Compresor de aire (Psi)	80 – 100
Calidad de vapor (%)	95
PH entrada	7
PH salida	12
O2 entrada al Generador (mg/kg)	0,10
Dureza del agua (mg/l)	0,1
Eficiencia térmica neta (%)	90
Máximo calor liberado (MMBTU/Hr)	25
Presión Cabezal de Pozo (Psi)	1800
Temperatura de Cabezal de pozo (°F)	600
Presión Rev, Producción (Psi)	1200
Temp. Rev. Producción (°F)	300
Concentración de O ₂ (%)	18 – 21
Concentración de H ₂ S (ppm)	5

Fuente: *Filosofía de operación durante la inyección de vapor a pozos petroleros*, A Ruiz & J Rodríguez, 2020.

Se elegirá el generador de vapor para el proyecto el **NK 30 TTS 25 o NAKASAWA SMT**

- **Calidad de Vapor de 80 Vs 95**

Un análisis de los datos proporcionados sobre producción muestra una ventaja significativa del método de inyección de vapor del 95 %. Cuando los pozos fueron estimulados con vapor de alta calidad de vapor 95 %, se observó una impresionante producción incremental promedio de alrededor del 420 %. Esto sugiere que la tasa de recuperación de petróleo mejoro drásticamente con la mayor calidad de vapor (NAKASAWA, s/f).

Tabla 5.3 *Calidad de Vapor 95 % Vs 80 %*

Criterio	80 % Calidad de Vapor	95 % Calidad de Vapor
Producción Incremental Promedio	Approx. 280% – 300%	Approx. 420%
Costos Operativos	\$ 15k/día	\$ 15k/día
Riesgo de Corrosión	Riesgo Mayor	Reducido Significativamente
Problemas de Hidratación	Probable	Minimizado
Eficiencia de Distribución de Vapor	Distribución Desigual	Uniforme y Optimizada
Eficiencia de Transferencia de Calor	Reducida	Mejorada
Utilización de Recursos	Utiliza más Agua y Combustible	12% Menos Agua, 15% Menos Combustible
Productividad de Pozo	Desafíos Potenciales	Optimizado para una Máxima Recuperación
Impacto Medioambiental	Mayor Huella de Carbono	Emisiones Reducidas

Fuente: *Las Ventajas de Estimular un Pozo con Vapor de Alta Calidad del 95%, s/f.*

Por tanto, en el presente proyecto se utilizará un 90 % de calidad vapor, También tomando en cuenta el parte medio ambiental y también debido a las pérdidas de calor durante la inyección de vapor.

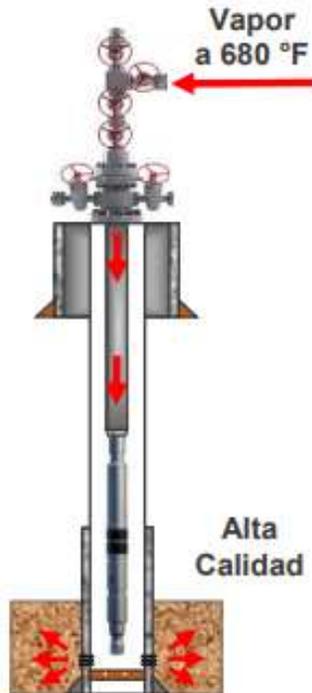
5.6.2. EQUIPOS DE COMPLETACIÓN DE PROCESOS TÉRMICOS

- **Tuberías de alto rendimiento térmico al vacío**

La tubería de alto aislamiento térmico al vacío NK – VIT, diseñada y fabricada por Nakasawa, constituye una solución técnica para los desafíos actuales de completación de

pozos sometidos a inyección de vapor o proyectos de recuperación térmica. Nuestra línea de productos NK-VIT está constituida por modelos específicos optimizados para diferentes tipos de completaciones de pozos.

Figura 5.8 *Tubería de alto rendimiento térmico NK - VIT*



Fuente: *Suministro de equipos y diseños de completaciones térmicas*, Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya. 2020.

Figura 5.9 *Especificaciones Técnicas*

DIÁMETROS	TUBERIA EXTERNA			TUBERIA INTERNA		
	Ø Ext. (pulg)	Espesor (mm)	Peso (Lb/ft)	Ø Int. (pulg)	Espesor (mm)	Peso (Lb/ft)
7" x 5-½"	7	0.317	23	5-½	0.304	17
7" x 5"	7	0.362	26	5	0.296	15
5-½" x 4"	5-½	0.361	20	4	0.226	9.5
5-½" x 3-½"	5-½	0.361	20	3-½	0.254	9.2
5" x 3-½"	5	0.296	15	3-½	0.254	9.2
4-½" x 3-½"	4-½	0.271	12.6	3-½	0.254	9.2
4-½" x 2-¾"	4-½	0.271	12.6	2-¾	0.217	6.4
4-½" x 3-½"	4-½	0.250	11.6	3-½	0.254	9.2
4-½" x 2-¾"	4-½	0.250	11.6	2-¾	0.217	6.4
4" x 2-¾"	4	0.226	9.5	2-¾	0.190	4.6
3-½" x 2-¾"	3-½	0.216	7.7	2-¾	0.190	4.6
3-½" x 2-¾"	3-½	0.254	9.2	2-¾	0.190	4.6
2-¾" x 2-⅞16"	2-¾	0.217	6.4	2-⅞16"	0.153	3,6

Fuente: *Suministro de equipos y diseños de completaciones térmicas*, Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya. 2020.

Figura 5.10 Otras características

OTRAS CARACTERISTICAS	
Tipo de Tubería (Roscado del conjunto concéntrico)	- Rosca en Tubo Interno (Flush Joint) - Rosca en Tubo Externo (Con Upset) - Conexión directa con Upset (Rosca en tubo interno)
Grado de la Tubería (Externa e Interna)	N80 / L80 / 13Cr
Longitud Total del conjunto	30 a 32" / 9,75 mtrs
Tipo de Rosca	API o Premium
Conductividad Térmica a t 360°C (λ: W/m.°C)	0.002 ≤ λ < 0.017
Factor K (BTU / Hr.Ft.°F)	0.0115586 - 0.00346758
Presión y Temperatura de Operación	3000 Psi / 680 °F
Aislamiento (Material) y N° de Capas	Multicapas de Aluminio / Fibra de vidrio / Cerámica (de 8 a 10 Capas)
Captador de Hidrogeno (Getter)	Tipo SAES Milano con 20 años de vida útil (350 a 450 grs por junta)
Soldadura entre los tubos concéntricos	Doble Soldadura reforzada (Inspección Radiográfica e inspección de partículas magnéticas (Magnaflux)
Resistencia a la Compresión y Tensión	80% (minino) y 100% respectivamente
Norma de Fabricación	API 5CT (Las Edition)

Fuente: *Suministro de equipos y diseños de completaciones térmicas*, Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya. 2020.

- Cabezales de pozos para inyección de vapor

Los Cabezales Térmicos de NAKASAWA se fabrican en las mejores instalaciones de su clase según las especificaciones requeridas en cada proceso de recuperación térmica de hidrocarburos. Basando en el estándar API GA, NAKASAWA ofrece un producto de alta calidad para satisfacer las necesidades de los clientes.

Figura 5.11 Cabezales de pozos para inyección de vapor



Fuente: *Suministro de equipos y diseños de completaciones térmicas*, Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya. 2020.

Características

Fabricación integrada verticalmente para una personalización eficiente.

Puede adaptarse a los requisitos del cliente

La válvula de compuerta es más confiable y tiene una vida útil más larga (15 a 20 años).

El colgador de tubos tiene sellos completamente metálicos.

Especificaciones

Figura 5.12 Especificaciones de cabezal de pozo

Presión de Operación	3000 Psi / 5000 Psi
Medidas del Cabezal Completo (Secciones B y C)	13-3/8" 3M x 11" 5M x 4-1/16" 5M x 3-3/8" 5M 11" 3M x 7-1/16" 3M x 3-3/8" 3M x 2-1/16" 5M 11" 3M x 7-1/16" 3M x 2-9/16" 5M x 2-1/16" 5M
Modelos	11" 3M x 7-1/16" 5M x 3-3/8" 5M x 3-3/8" 5M 11" 5M x 7-1/16" 5M x 2-9/16" 5M x 2-1/16" 5M
Temperatura de Operación	-20 a 734 °F
Ambiente de trabajo	Crudo, Agua, Vapor Saturado
Conexión del Colgador (Ø)	2-3/8", 3-1/2", 4-1/2", 5-1/2"
Rosca del Colgador	EUE, NU, LTC, Buttress, Premium
Nodo de Conexión	Bridado, sujetado con pernos
Material (Clase)	AA
Válvulas Laterales	2-9/16" 5M / 2-9/16" 3M
Válvulas Maestras	4-1/16" 5M / 4-1/16" 3M
Ring Adapter	Suministrados a requerimiento y especificaciones del cliente

Fuente: *Suministro de equipos y diseños de completaciones térmicas*, Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya. 2020.

5.6.3. TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN POR INTERCAMBIO IÓNICO PARA UN SISTEMA DE ALTA CALIDAD DE VAPOR

La importancia de la calidad del agua de alimentación, se debe conocer su composición, así como las necesidades o requerimientos específicos del proceso de inyección de vapor. Durante el proceso de un estimulado térmica con inyección de vapor, es necesario disponer de fuentes de agua confiables, para la generación del vapor que será inyectado a un yacimiento. En algunos casos el agua utilizada en el proceso proviene de pozos suplidores de agua cruda (Clautier Lainez C. E., 2020).

El tratamiento del agua por sistema de filtro e intercambio iónico con Resinas Catiónicas es de vital importancia para un sistema integral de generación de alta calidad de vapor SMH, debido a que a través del mismo se eliminan las impurezas y eliminan las sales duras (sales insolubles como Ca y Mg) contenidas en el agua de alimentación; por lo tanto, es fundamental asegurar la calidad del vapor, prolongar la vida útil de los equipos, evitar problemas de corrosión e incrustaciones en las tuberías y asegurar su correcto funcionamiento. De esta manera se reducen los costos de operación y mantenimiento de todo el sistema integral (Clautier Lainez C. E., 2020).

Figura 5.13 Sistema de Tratamiento del agua



Fuente: *Tratamiento del agua de alimentación por intercambio iónico*, Clautier L. Carmen E., 2020.

Figura 5.14 Planta de Tratamiento



Fuente: *Industria procesos producidos agua química, agua, ingeniería, s/f.*

El agua producida por los pozos productores de petróleos. El agua contiene mineral, contenidos residíos orgánicos, residuos aceitosos y H₂S.

5.6.3.1. Tratamiento biológico de agua

El proceso de tratamiento biológico de agua residuales se lleva a cabo mediante el tratamiento que tienen en común la utilización de microorganismos (Bacterias) para la eliminación de componentes solubles en el agua. Los procesos aprovechan la capacidad de los microorganismos de asimilar la materia orgánica y los nutrientes (Nitrógeno y Fósforo) disueltos en el agua residual para su propio crecimiento. Cuando se producen, se agregan entre ellos y forman unos flóculos macroscópicos con suficiente masa crítica como para decantar en un tiempo razonable. La aplicación tradicional consiste en la eliminación de materia orgánica biodegradable. Los microorganismos son capaces de degradar la materia orgánica también en condiciones anaeróbicas (Tuset, s/f).

Figura 5.15 Tratamiento biológico



Fuente: *Tratamiento Biológico de agua, Tuset Sergio, s/f.*

CAPITULO VI

APLICACIÓN POR EL PROCESO DE TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PARA MEJORAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA

6.1. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA

6.1.1. Descripción del campo Humberto Suárez Roca.

6.1.2. Ubicación Geográfica

El campo Humberto Suárez Roca se encuentra a 111 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Santa Cruz. Morfo estructuralmente el campo está ubicado en la parte central de los lomeríos de Santa Rosa o Boomerang Hills, dentro de la zona de Pie de Monte del Sub-andino en la provincia Santa Rosa del Sara del departamento de Santa Cruz de la Sierra. El campo Humberto Suárez Roca fue descubierto por YPFB en el 1982 con la perforación del pozo HSR-X1 (Antes SRW-X3) (CHACO, 2014).

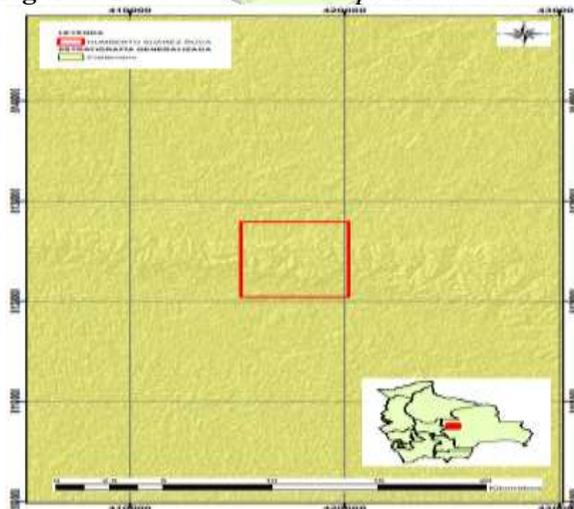
El campo Humberto Suarez, se sitúa en las siguientes coordenadas UTM Son las siguientes

X=416657,90 Y=8124349,98,21 Z=260 msnm

En las coordenadas geográfica

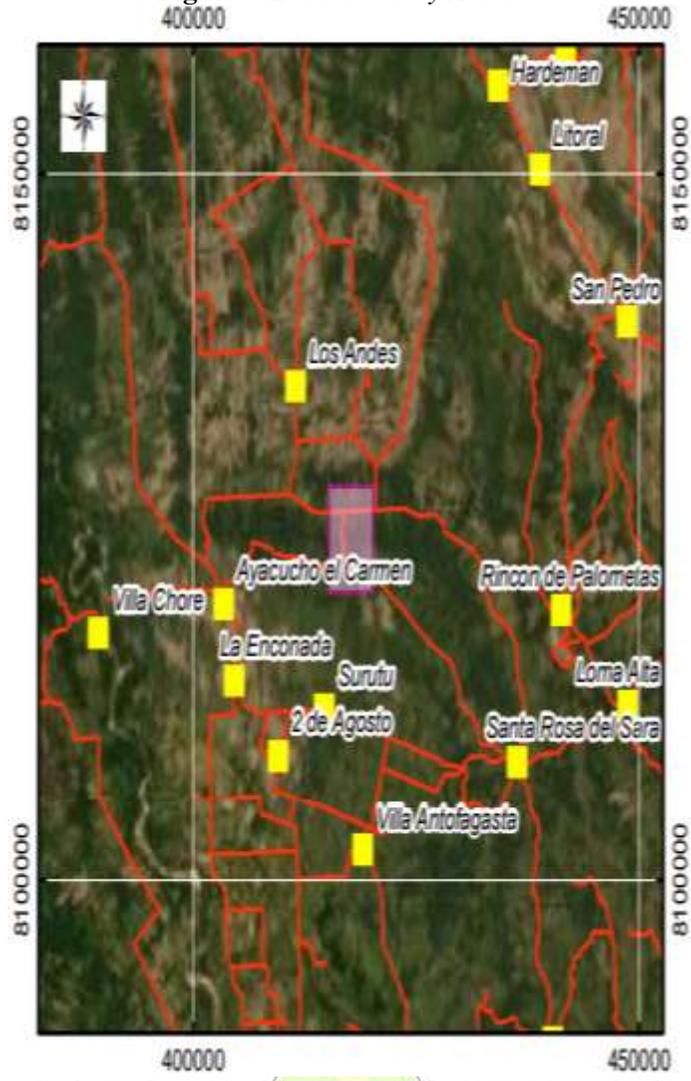
**Latitud Sur 16 °53'06",5
Latitud Oeste 63 °46'46",7**

Figura 6.1 Ubicación de Campo Humberto Suarez



Fuente: Dirección de Exploración y Explotación de ANH, Mapa Geológico del área de Explotación, versión 8, 2021

Figura 6.2 *Ubicación y Accesos*

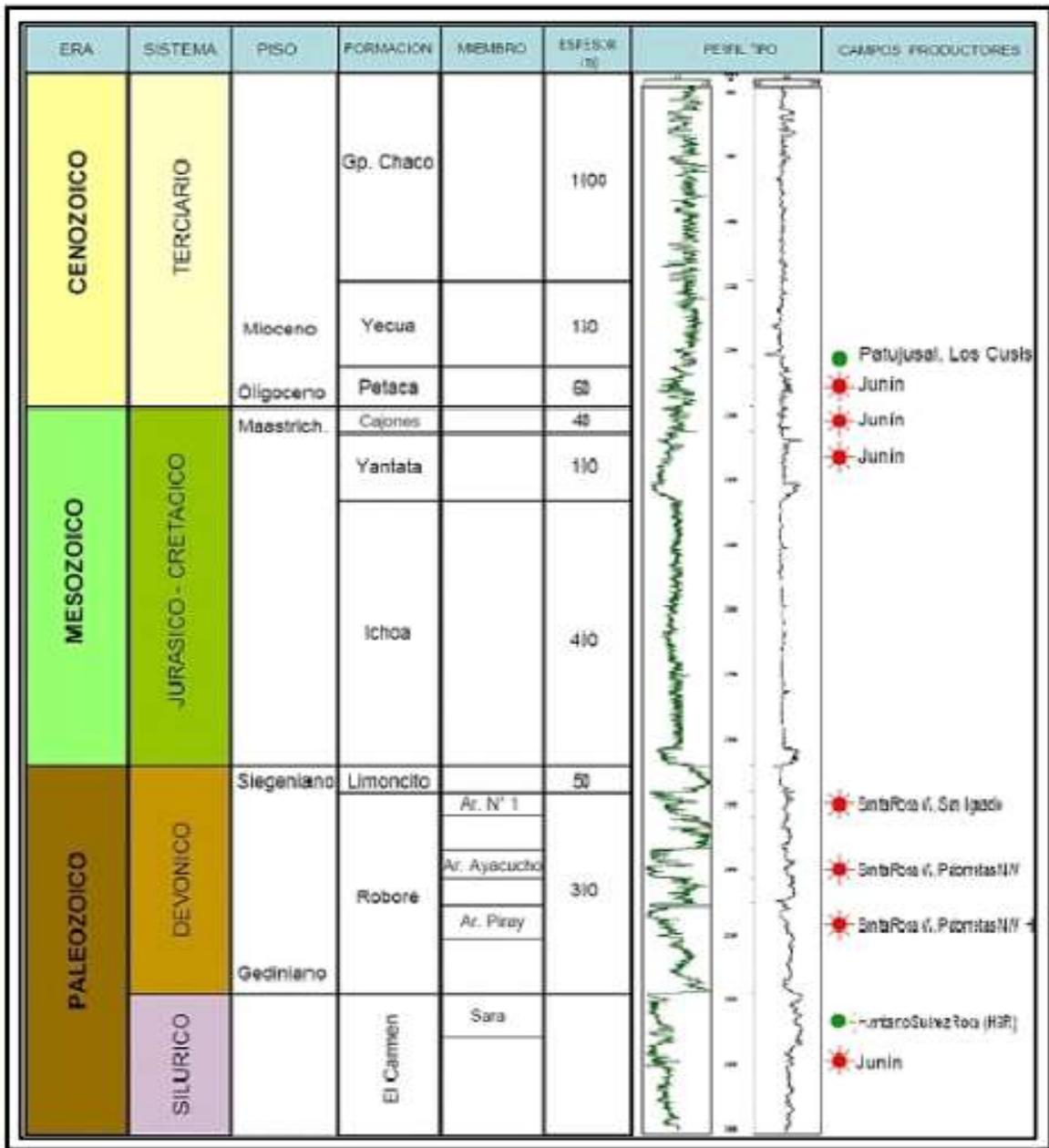


Fuente: *Dirección de Exploración y Explotación de ANH, Mapa Geológico del área de Explotación, versión 8, 2021*

6.1.2.1. Columna Estratigráfica

La secuencia estratigráfica del campo Humberto Suarez Roca se inicia en formaciones del sistema Terciario, y continua con sedimentos Cretácico estas zonas están ausentes las rocas del sistema carbonífero, e inmediatamente encuentran sedimentitos del sistema Devónico, Donde se alojan los reservorios Pirai y Sara productores de petróleo.

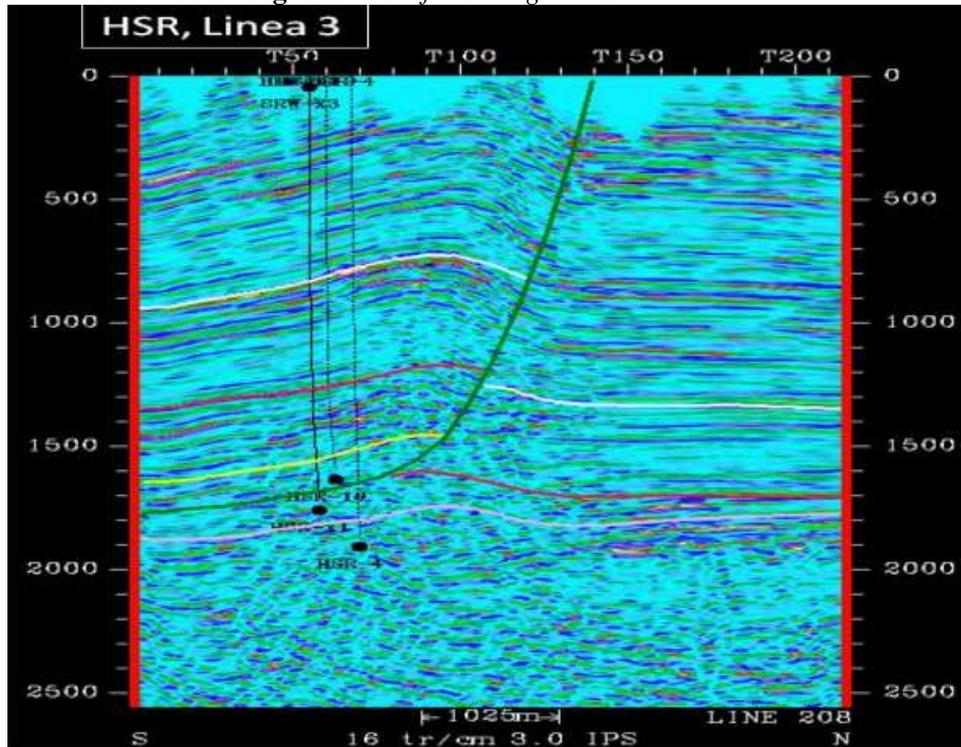
Figura 6.3 Columna Estratigráfica



Fuente: Dirección de Exploración y Explotación de ANH, Mapa Geológico del área de Explotación, versión 8, 2021

Tiene una estructura anticlinal con su eje axial de dirección Noroeste – Sudeste. Al igual que las mayorías de las estructuras su cierre sub-este lo constituye una falla. Sus reservorios Petroleros están en la lámina colgante de aquella falla.

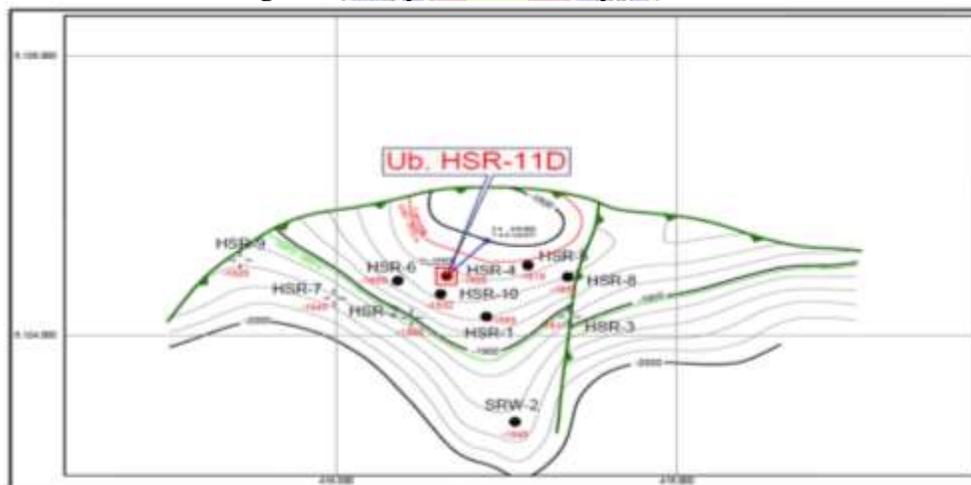
Figura 6.4 Perfil Geológico - Estructural



Fuente: Dirección de Exploración y Explotación de ANH, Mapa Geológico del área de Explotación, versión 8, 2021

El tipo de trampa que predomina para el reservorio Sara es una estructura Anticlinal

Figura 6.5 Mapa estructural tope arena Sara



Fuente: Informe anual de YPFB-CHACO, 2012.

La secuencia estratigráfica que tiene el campo Humberto Suárez Roca es la conocida en la región. La sucesión litológica se inicia en formaciones del Sistema Terciario, continúan sedimento Cretácico, (en esta zona están ausentes las rocas del Sistema Carbonífero), e

inmediatamente se encuentran sedimentos del Sistema Devónico, donde se alojan los reservorios Pirai y Sara productores de petróleo.

- **Datos Petrofísicos de campo Humberto Suárez Roca**

A continuación, se muestra en la tabla los datos petrofísicos de la arenisca Sara A los mismos están sujetos a estudio de la producción de la empresa Petrolera Chaco S.A. que fue presentado en 2006.

Tiene una litología de arenisca cuarzosa limpia gris blanquecina bien consolidada, con buena selección de grano fino a muy fino, (90 – 95 %) clastos sub – redondeadas.

Tabla 6.1 *Propiedades petrofísicas de campo Humberto Suárez Roca*

PROPIEDADES PETROFÍSICAS	SARA
ESPESOR PROMEDIO (m)	40
POROSIDAD PROMEDIO (%)	20,8
SATURACIÓN DE AGUA (%)	30
GRAVEDAD API	33
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO (ft)	7546

Fuente: *Informe anual de YPFB-CHACO,2006.*

Figura 6.2 *Reserva de bloque*

PARÁMETRO	HSR – X1	HSR – X4	HSR – X6	HSR – X10
Factor de Recuperación (%)	30	20	28	28
Radio de drenaje (m)	117	52	99	34
Radio Reserv. (m)	230	150	200	100

Fuente: *Reporte YPFB-CHACO,2018.*

La arenisca Sara comprende dos reservorios, que son las siguientes La arenisca BC que tiene un espesor de 6,8 – 33 metros que es la arena productora de gas y la arena productora de petróleo es la arenisca A Con un espesor de 5 – 29,5 metros.

6.1.3. Descripción el estado mecánico de los pozos de estudio

- Pozo HSR – X1

El pozo fue perforado por la empresa de YPFB en 1982 alcanzo 2446 metros de profundidad final, es un pozo de Petróleo y gas en el reservorio Sara del sistema silúrico. A lo largo de la perforación se cumplieron los objetivos de investigar las areniscas Ayacucho y Pirai del Devónico y arenisca Sara del silúrico.

Después de las evaluaciones correspondientes de las formaciones atravesadas, se conoció la atención en la Arenisca Sara, en las que se efectuó una prueba de producción, en el tramo 2132 – 2136 mbbp, (metros bajo boca de pozo), Con resultados altamente favorables por tratarse de hidrocarburo relativamente pesado (24 – 31) API Este nivel corresponde a reservorio Sara A con (5,3 – 29,5) metros de espesor. Actualmente es productor e sistema de extracción por Gas Lift.

- Pozo HSR – X2

El pozo HSR – X2 con 2190 mbbp, cumplió con el objetivo de demostrar la productividad del reservorio Sara hacia el oeste del pozo HSR – X1. El reservorio Sara salió como productor de petróleo (24 – 31 API) con una presión similar a la obtenida en el pozo descubridor de 2990 (psi). Este nivel corresponde al reservorio Sara A con 5,3 metros de espesor de petróleo.

- Pozo HSR – X4

Alcanzo una profundidad final de 2745,5 metros y alcanzo el bloque Bajo de la estructura y Permitiendo la evaluación del mismo. Las pruebas de producción en la arenisca Sara en el bloque Alto han resultado del mismo. Las pruebas de producción en las areniscas Sara en el Bloque Alto han resultado positivos, lográndose la producción de petróleo en el reservorio Sara A con un espesor productivo de 10,6 metros y espesor saturado de gas en el reservorio Sara BC de 33,1 metros de espesor.

- Pozo HSR – X5

Alcanzo una profundidad final de 2070 metros e resulto un pozo gasífero, esto corresponde al reservorio Sara BC de 41,4 metros de espesor productivo. La presencia de solo gas se debe a la alta posición estructural del pozo (51 metros más alto que el pozo HSR – X1).

- **Pozo HSR – X6**

El pozo HSR –X6, Alcanzo una profundidad Final de 2226 metros, que cumplió con el objetivo de mantener una adecuada producción de petróleo en el campo. Este pozo fue el menos profundo perforado hasta la fecha, sin haber penetrado la falla B. En este pozo el reservorio Sara BC tiene 6.8 metros de espesor productivo de gas y el reservorio Sara A tiene 18,9 metros de espesor productivo de petróleo.

- **Pozo HSR – X8**

Alcanzo una profundidad final de 2230 metros, cumplió satisfactoriamente los objetivos propuestos. Se determinó que las Areniscas Sara BC tiene 16 metros correspondiente al casquete gasífero y que la Arenisca Sara A tiene 26 metros correspondientes al cinturón Petrolero.

- **Pozo HSR – X10**

Alcanzo una profundidad de 2050 metros. En la arenisca Sara BC se determinó un espesor útil productivo de 5 metros para Gas y 20 metros para petróleo en la Arenisca Sara A, con una porosidad de 15 % y una saturación de agua de 38 %. El petróleo tiene una densidad de 25,5 API. Tiene una saturación de 42 % y la Arenisca Ayacucho tiene un espesor útil de 13 metros.

En la tabla se describe el estado que se tiene del campo Humberto Suarez roca de los años 2018 donde el pozo Humberto Suarez roca HSR- 6, Está cerrada por tema de zona agotada, pero en 2019 se habilito el pozo como productor implementada con el levantamiento artificial de gas lift. El pozo Humberto Suarez Roca HSR – 10 en el año 2018 está cerrado, e en la actualidad el pozo es inyector del campo, y la presente propuesta se plantea en inyectar o al pozo con vapor hasta la formación para que pueda Barrer el condensado hacia el pozo HSR – 6 mejorando el factor de recobro de condensado. Los pozos HSR – 4, HSR – 5, HSR- X1 siguen produciendo condensado y gas.

Figura 6.6 Campo Humberto Suárez Roca

POZOS	Estado actual del pozo	Resultado de la perforación	Formaciones productora	Arenas productora	SISTEMA EXTRACCION ACTUAL	PRODUCCION MENSUAL		
						PETROLEO (BBL)	GAS (MPC)	AGUA (BBL)
HSR-10	CERRADO (Invasión de agua)	Productor	Sara	Sara	Gas Lift	0	0	0
HSR-11D	ABANDONAD.	seco	Sara	Sara		0	0	0
HSR-2	ABANDONAD.	seco	Sara	Sara	Surgencia Natural	0	0	0
HSR-3	ABANDONAD.	seco	Sara	Sara				
HSR-4	Produccion	Productor	Sara	Sara	Gas Lift	50	39	76
HSR-5	Produccion	Productor	Sara	Sara	Gas Lift	30	92	372
HSR-6	CERRADO (Por zona agotada)	Productor	Sara	Sara	Bombeo Hidraulico	0	0	0
HSR-7	IW disposal	seco	Sara	Sara		0	0	0
HSR-8	CERRADO (Invasión de agua)	Productor	Sara	Sara	Gas Lift	0	0	0
HSR-9	CERRADO	seco	Sara	Sara		0	0	0
HSR-X1	Produccion	Productor	Sara	Sara	Gas Lift	76	101	550

Fuente: YPFB – CHACO, Programa y presupuesto, 2018.

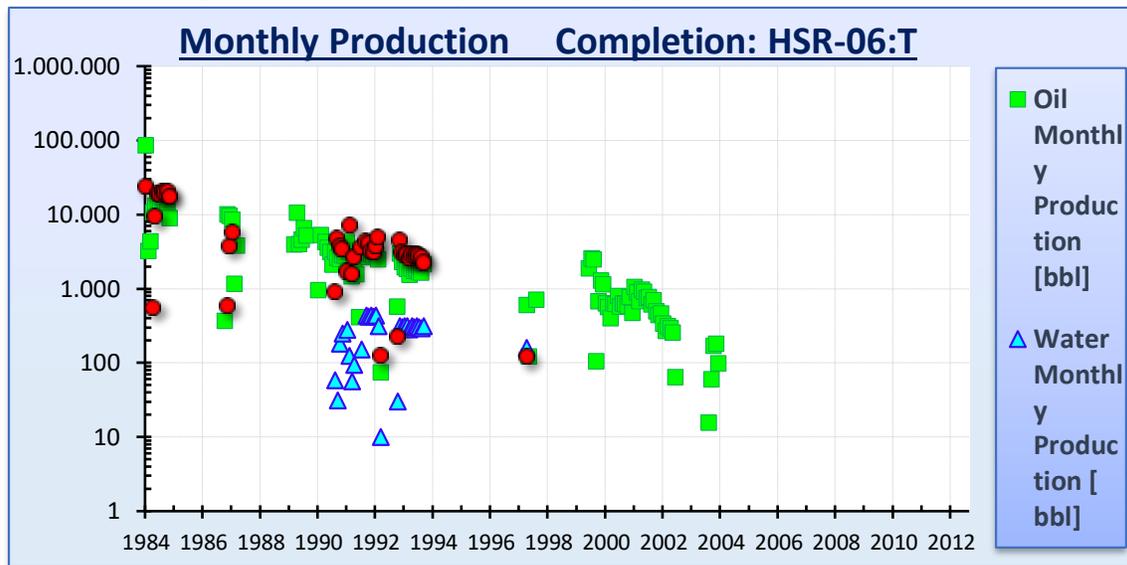
6.1.4. Diagnóstico de historial de producción y pronóstico de Producción de la producción del campo Humberto Suárez Roca

En el campo actualmente cuenta con 4 campos productores de la arenisca Sara, los pozos HSR- 1, HSR – 4, HSR – 5 y HSR-6 que tienen sistemas de extracción por el gas lift, de acuerdo a los antecedentes se utilizan como pozo inyector de agua el pozo HSR- 10.

- Pozo HSR - 6

El pozo HSR- 6 a la fecha 4 de diciembre de 2018 entro a una intervención con equipo (WO) para habilitar la formación Sara en el tramo 2115-2127 m posterior a ello se rebaleo y bajar el arreglo final simple de 2 3/8 con mandriles instalados para la instalación de Gas lift, es esto de la intervención se recuperó el arreglo final de 2 7/8 se corrió los registros para determinar la integridad de la cañería de 7in, la intervención finalizo el 5 de enero de 2019. El pozo es productora de petróleo de 33 API, y estuvo cerrado desde año 2004 dicho proyecto fue creado para drenar el petróleo de la reserva y sumarse como pozo productor.). (YPFB-CHACO, 2018-2019).

Figura 6.7 Historial de producción de pozo HSR- 6 de 1984 a 2004

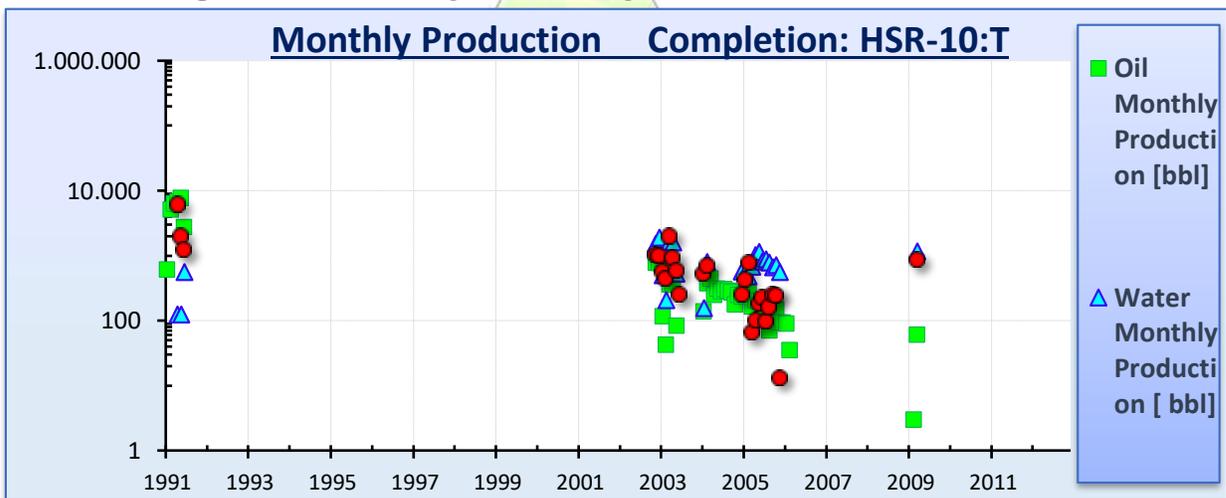


Fuente: Informe anual de YPFB-CHACO,2013.

La historial de producción de pozo HSR – 6 se produjo petróleo hasta 2004, las causas por el cual cerraron es por el agotamiento de energía de reservorio, y actualmente es rehabilitado como pozo productor. Analizando sobre el Pozo HSR – 6 que, si se puede implementar con el presente proyecto que se pretende mejorar el factor de recobro, con la finalidad de recuperar petróleo remante que existe en yacimiento y es apto este pozo debido a sus condiciones petrofísicas, fluidos y la profundidad como también del espesor que se tiene.

- Pozo HSR - 10

Figura 6.8 Historial de producción de pozo HSR – 10 de 1991 a 2009

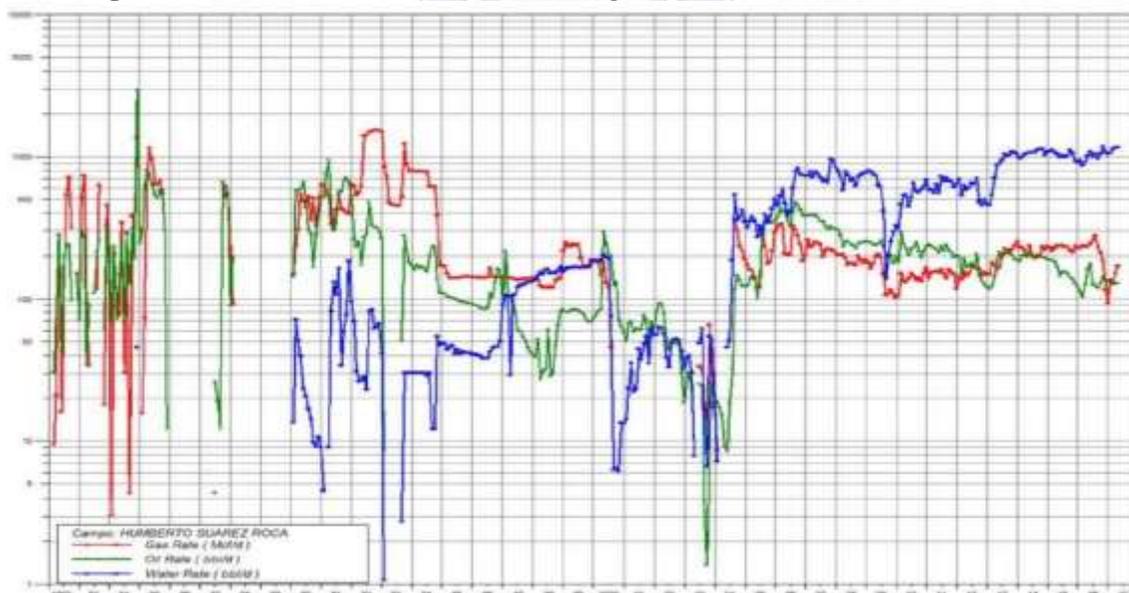


Fuente: Informe anual de YPFB-CHACO,2013.

El pozo HSR – 10 como se puede ver en la gráfica e la tabla que de 1991 era productor de petróleo – gas, posteriormente pasando los años el pozo fue produciendo mayores caudales de agua, En año 2009 dejó de ser rentable el pozo, Actualmente el pozo es como pozo inyector de agua.

El pozo HSR – 10 actualmente es como pozo inyector porque antes se produjo a grandes caudales de agua, Analizando actualmente con el presente proyecto que el pozo puede servir como pozo inyector de vapor, que también se analizó sus propiedades petrofísicas y la ubicación dentro de la estructura que si se puede servir como pozo inyector para desplazar el petróleo hacia los pozos productores de petróleo.

Figura 6.9 Historial de Producción del Campo Humberto Suarez Roca 1982 - 2017



Fuente: YPFB – CHACO, Programa y presupuesto, 2017.

6.1.5. Selectividad de pozos Inyectores y Productores en un análisis de la factibilidad

Tabla 6.3 Pozos de Campo Humberto Suarez Roca

POZOS	
PERFORADOS	11
PRODUCTORES	6
ABANDONADOS	5
PRODUCTORES ACTUALMENTE	2
CERRADOS	4
INYECTORES	0

Fuente: YPFB – CHACO, Programa y presupuesto, 2018.

Tabla 6.4 Selectividad del Pozo Inyector

Pozos	P – 90 (Caso Aceptable)	P – 50 (Caso Base)	P – 10 (Caso Critico)
HSR-10	El pozo tiene las condiciones estratégicas, la ubicación perforada y la profundidad, que son aceptables al método de inyección continua de vapor. (Pozo Inyector de vapor)		
HSR-11D			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-2			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-3			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-4	Pozo Productor		
HSR-5	Pozo Productor		
HSR-6	Pozo Productor		
HSR-7			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-8			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-9			La ubicación de perforación y la profundidad de perforación.
HSR-X1	Pozo Productor		

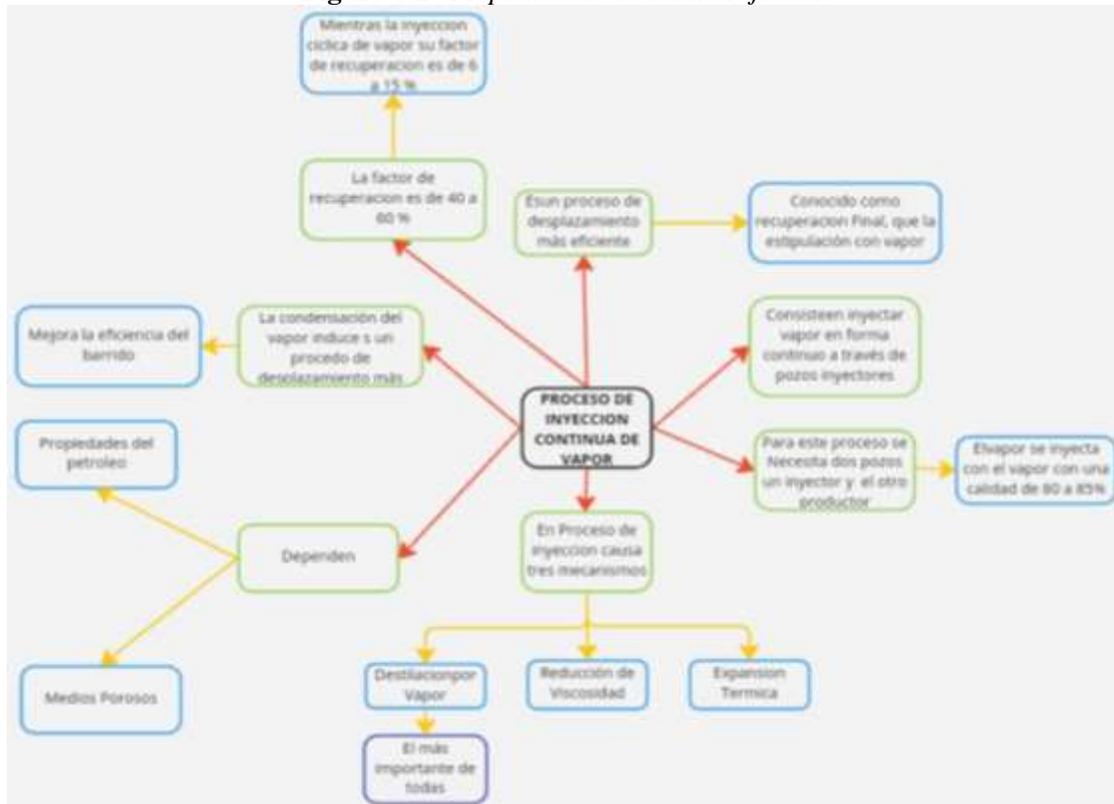
Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

Se analizaron los 7 pozos, para la inyección de vapor, como sus profundidades de perforación y como también la ubicación de perforación de los pozos, de acuerdo con el análisis más se acercó el pozo HSR – 10 ideal y estratégica para poder incrementar también no solo al pozo HSR – 6 si no los de más pozos que están alrededor del pozo, que será idóneo para la selección como pozo inyector. Si se vio los otros pozos que estaban alejados de la estructura también en algunos pozos que han sido como pozos productores de gas.

6.2. DEMOSTRACIÓN DE PROCESO DE LA TECNOLOGÍA STEAM INJECTION AL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA

6.2.1. Mapa mental de la Tecnología de Steam Injection

Figura 6.10 Mapa mental de Steam Injection



Fuente: *Elaboración Propia*

6.2.2. Diagnóstico de probabilidad de implementar el proyecto de Steam Injection en Bolivia.

En la recuperación de los hidrocarburos en el campo Humberto Suárez Roca, los pozos están depletándose. En la actualidad los pozos productores están asistidos mediante el levantamiento artificial por el gas Lift y también en la actualidad no están implementándose en ningún campo de Bolivia la recuperación mejorada de Hidrocarburos, La propuesta del presente proyecto es la evaluación del proceso de inyección continua de vapor al campo Humberto Suárez Roca inyectando el vapor por el pozo HSR – 10, aumentando el factor de recobro del campo. El presente proyecto se demostrará mediante los cálculos matemáticos, como método de Myhill y Stegemeier, Marx y Langenheim y demostrando el barrido de petróleo con una maqueta experimental. El proyecto se puede aplicar siempre tomando en cuenta el factor económico del proyecto. En un futuro se puede evaluar con un simulador como el Petrel y CMG que pueden pronosticar el comportamiento de la inyección continua de vapor en el yacimiento.

6.2.3. Análisis de la Posibilidad de ocurrencia

En la presente tabla se demuestra la posibilidad de ocurrencia para seleccionar el método adecuado, para demostrar el incremento de factor de recobro para el campo de Humberto Suarez Roca, en la tabla se analiza los tres métodos térmicos que puede ser aplicado, por tanto, se recolecto los datos del pozo HSR – 6 para productor y Pozo de HSR – 10 como pozo candidato de inyecciones. Para la selección de método adecuado se evaluará con los siguientes valores.

Deficiente

En las condiciones posibles (1punto)

Aceptable

Que el rango está dentro de los criterios de la selección del método. (3 puntos)

Bueno

Que está dentro ese rango y presenta una mayor eficiencia de operación. (5 puntos)

Tabla 6.5 Análisis de Ocurrencia

Criterios para selección del método	Inyección Continua de Vapor	Combustión in Situ
Espesor de la arena	5	1
Profundidad	1	1
Permeabilidad	1	1
Saturación de Petróleo	5	5
Gravedad API	3	3
Viscosidad de Petróleo	1	1
Porosidad	1	1
TOTAL	17	13

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

En la selección de los métodos, el método más adecuado para incrementar el factor de recobro del campo Humberto Suárez Roca, es el método de inyección continua de vapor, el más destacable para incrementar el factor de recobro.

Según el criterio de la implementación por el medio de Inyección de vapor continua, comprando con los datos del campo, se analiza todas las propiedades petrofísicas como también datos del reservorio, dando un resultado favorable y positivo en la implementación de este método térmico al campo Humberto Suárez Roca.

Tabla 6.6 Criterios de selección del método

	CRITERIO	DATOS DE CAMPO	ANÁLISIS
Espesor de la arena (ft)	≥ 30	137,5	ACEPTABLE
Profundidad de la formación, (ft)	<3000	6724	ACEPTABLE
Porosidad, %	>30	20,8	ACEPTABLE
Permeabilidad, mD	1000	15	ACEPTABLE
Saturación de Petróleo, Bbl/acre-ft	1200-1700	64	EXCELENTE
Gravedad API	(12-25)	33	BUENO
Viscosidad del petróleo (Cond. De Yac.)	<1000	3,54	ACEPTABLE

Fuente: Elaboración Propia. Software Excel.

Los criterios tomados de las propiedades del fluido como también propiedades petrofísicas de campo Humberto Suárez Roca se toma un criterio de libro de Enhanced Recovery Methods.

6.3.DETERMINAR EL FACTOR DE RECOBRO DE CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA UNA VEZ APLICANDO LA TECNOLOGÍA DE STEAM INJECTION

6.3.1. Recolección de Datos

6.3.1.1. Datos del campo y del reservorio Sara

Se muestra un resumen en la siguiente tabla las propiedades Petrofísicas y las propiedades de los fluidos en el campo Humberto Suarez Roca.

Tabla 6.7 Datos del Campo Humberto Suarez Roca

Presión de Reservorio (Psia)	2790
Presión de Burbuja (Psia)	1835
Temperatura de reservorio (F)	155
Gravedad °API	33
Permeabilidad (mD)	15
Saturación Inicial de Petróleo (%)	75,2
Saturación Actual de Petróleo (%)	64
Saturación Actual de agua (%)	36
Porosidad de la Formación (%)	20,8
Relación de la Solubilidad (PC/Bbl)	539,16
Relación Gas Petróleo	308,3
Producción Acumulado (Bbl)	1175296,70
OOIS (Bbls)	4236373,00
Gravedad especifica del gas (Yg)	0,616
Viscosidad de Petróleo (Cp)	3,54
Factor Actual de Recuperación (%)	27
Litología	Arenisca cuarzosa limpia gris Blanqueada

Fuente: Reporte YPF – CHACO S.A.,2018.

6.3.1.2. Datos de las propiedades de las rocas y de los fluidos

Tabla 6.8 Tablas de Propiedades térmicas de la Roca

PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS		
Conductividad Térmica (Kh)	1,3957	BTU/h - ft - F
Difusividad térmica	0,0531	ft ² /h
Capacidad Calorífica (Ms)	30	BTU/ft ³ - F
Calor específico de la roca (Cr)	0,19	BTU/lb - F
Calor específico del petróleo (Co)	0,49	BTU/lb-F
Calor específico del agua (Cg)	0,01	BTU/lb - F
Calor específico del gas (Cw)	1	BTU/lb - F

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

6.3.1.3. Datos para el cálculo de inyección continua de vapor

Tabla 6.9 Datos para el cálculo del método Steam Injection

DATOS CONSIDERADOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR AL POZO HSR - 10	
Presión de Inyección (Psia)	3000
Caudal de Inyección (Bbl/Día)	1000
Calidad de Vapor (%)	90
Tiempo de Inyección (Días)	365

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

6.3.2. Plantear la secuencia de instalación en superficie

Para la realización de la instalación en superficie del proyecto de Steam Injection se realizará por cuatro fases.

1. Instalación para equipos de método de Steam Injection.

- Instalar el generador de vapor como también los dos tanques.
- Instalar las tuberías de vapor hasta el cabezal de pozo HSR – 10.
- Instalar los de más accesorios.
- Hacer el aislamiento a las redes de tubería de vapor.

2. Acondicionamiento del pozo HSR – 10 para la inyección de vapor.

- Limpieza de pozo.
- Re condicionamiento de la tubería de producción para la inyección de vapor

3. Acondicionamiento de pozos productores para la producción de Petróleo.

Se realizará esta actividad si es necesario

- Limpieza de pozo.
- Realización de pruebas de restauración al pozo.

4. Realización de pruebas de inyección de Vapor

- Registrar la temperatura
- Tomar dato de presión de inyección y caudal de inyección

6.3.3. La secuencia Operativa de Steam Injection del Barrido y Factor de Recuperación

En la siguiente tabla se detallará el proceso e inyección de vapor

Tabla 6.10 *Secuencia de Operación*

NRO.	OPERACIÓN
1	Se realizará el tratamiento de agua residual de los pozos.
2	Almacenar el agua tratada de pozos producidos en el campo y de agua de río. en los dos tanques una vez tratada por intercambio iónico.
3	Encender el generador de vapor.
4	Alimentar con agua al generador de vapor.
5	Conducir el vapor hasta cabezal de pozo.
6	Inyectar el vapor por el pozo inyector (HSR - 10).
7	Controlar la presión de inyección.
8	Controlar la temperatura del vapor y la calidad de vapor.
9	Controlar el flujo de vapor.
10	Control y operación de los pozos de campo Humberto Suárez Roca.

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

6.3.4. Aplicabilidad del método de inyección continua de vapor utilizando el modelo de Marx y Langenheim y modelo de Myhill y Stegemeier.

Tabla 6.11 *Datos de entrada para el cálculo I*

DATOS CONSIDERADOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR AL POZO HSR - 6	
Presión de Inyección (Psia)	3000
Caudal de Inyección (Bbl/Día)	1000
Calidad de Vapor (%)	90
Tiempo de Inyección (Días)	15

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

En la tabla anterior se consideró los valores para inyección como la presión que se toma criterio de que si tiene que ser superior a la presión del reservorio para que desplace al petróleo. También se ve el criterio del tiempo de inyección como va afectando al campo a los 15 días de haber inyectado el vapor.

- Calor específico de roca

$$C_r = 0,18 + 0,00006 * T$$

$$C_r = 0,18 + 0,00006 * 155 = \mathbf{0,19 BTU/(lb - F)}$$

- Gravedad específica de petróleo

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{33 + 131.5}$$

$$\gamma_o = \mathbf{0,86}$$

- Calor específico del petróleo

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045 * T}{\sqrt{\gamma_o}}$$

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045 * 155}{\sqrt{0,86}}$$

$$C_o = \mathbf{0,49 BTU/(lb - F)}$$

- Densidad de agua

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023 * G}$$

$$G = -6,6 + 0,0325 * T + 0,000657 * T^2$$

$$G = -6,6 + 0,0325 * 155 + 0,000657 * 155^2$$

$$G = \mathbf{14,222}$$

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023 * 14,222}$$

$$\rho_w = \mathbf{61,2 lb/ft^3}$$

- Compresibilidad de agua

$$C_w = 1,0504 - 6,05 * 10^{-4} * T + 1,79 * 10^{-6} * T^2$$

$$C_w = 1,0504 - 6,05 * 10^{-4} * 155 + 1,79 * 10^{-6} * 155^2$$

$$C_w = \mathbf{0,99 \frac{BTU}{lb - F}}$$

- Difusividad Térmica

$$\alpha = \frac{K_h}{M}$$

$$\alpha = \frac{1,592}{30} = 0,0531 \frac{ft^2}{h}$$

- Cálculo de la viscosidad de petróleo

$$Z = 3.0324 - 0,02023 * API$$

$$Z = 3.0324 - 0,02023 * 33 = 2,365$$

$$\mathbf{Z = 2,365}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Y = 10^{2,365} = 231,74$$

$$\mathbf{Y = 231,74}$$

$$X = Y * (T - 460)^{-1,163}$$

$$X = 231,74 * (155)^{-1,163} = 0,6571$$

$$\mathbf{X = 0,6571}$$

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\mu_{od} = 10^{0,6571} - 1 = 3,54 \text{ Cp}$$

$$\mathbf{\mu_{od} = 3,54 \text{ Cp}}$$

- Determinación de la temperatura de la saturación T_s

$$T_s = 115,1 * (3000)^{0,225}$$

$$T_s = 115,1 * (3000)^{0,225}$$

$$\mathbf{T_s = 697,3127 \text{ °F}}$$

- Cálculo del calor latente de vaporización L_v .

$$L_v = 1318 * (P_s)^{-0,08774}$$

$$L_v = 1318 * (3000)^{-0,08774}$$

$$L_v = 652,8791 \text{ BTU/lb}$$

- Cálculo de la razón de B

Para los cálculos del presente proyecto de inyección continua de vapor se considera una tasa de 1000Bbl/D de agua, con una calidad de vapor de 90 %, la calidad de vapor se decide por temas de corrosión el de 80% tiene altas probabilidades de corroer a la tubería de inyección de vapor.

$$B = \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)}$$

$$B = \frac{0,90 * 652,8791}{1 * (697,3127 - 155)}$$

$$B = 1,0835$$

- Determinar el factor F2c

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + B}$$

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + 1,0835}$$

$$F_{2c} = 0,48$$

Después utilizar la tabla (4,1) e interpolando para poder Obtener el Valor t_{Dc}

$$\frac{0,48071 - 0,47670}{0,48 - 0,47670} = \frac{0,68 - 0,70}{t_{Dc} - 0,70}$$

$$t_{Dc} = 0,6835$$

- Calcular el tiempo critico t_c se lleva a Hrs

$$t_c = \frac{(M_s)^2 * (h_t)^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}}$$

$$t_c = \frac{(30)^2 * (137,5)^2 * 0,6835}{4 * 1,592 * 32,74} = 55783,3632 \text{ Hrs} = 2324,307 \text{ Dias}$$

$$t_c = 2324,307 \text{ Dias}$$

- Determinado la tasa de inyección de calor a la formación

$$Q_i = \frac{350}{24} * i_{st} * [c_w * (T_s - T_r) + X_{st} * L_v]$$

$$Q_i = \frac{350}{24} * 1000 * [1 * (697,3127 - 155) + 0,90 * 652,8791]$$

$$Q_i = 16477766,2846 \frac{BTU}{h}$$

- Cálculo del tiempo adimensional t_D , para un tiempo de **15 Días**

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{(M_s)^2 * (h_t)^2}$$

$$t_D = \frac{4 * 1,592 * 32,74 * 15 * 24}{(30)^2 * (137,5)^2} = 0,0044$$

$$t_D = 0,0044$$

- Cálculo de la función F1

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}}$$

$$F_1 = \frac{0,0044}{1 + 0,85 * \sqrt{0,0044}}$$

$$F_1 = 0,0044$$

- Calcular el volumen de la zona de vapor, Ft3

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \leq t_c.$$

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_3}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \geq t_c.$$

$$15 \leq 2324,307 \text{ Días}$$

- Por tanto, se utilizará la primera formula

$$V_s = \frac{16477766,2846 * (137,5)^2 * 30 * 0,0044}{4 * 1,592 * 32,74 * (697,3127 - 155)}$$

$$V_s = 363928,7557 \text{ ft}^3$$

- Cálculo de la recuperación acumulada de petróleo N_p

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

$$N_p = \frac{0,208 * 363928,7557 * (0,64 - 0,40)}{5,615} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right)$$

$$N_p = \mathbf{3235,4984 \text{ Bbl}}$$

- Cálculo de la tasa de producción de petróleo q_o

Calculado también F2 de la tabla 4.1, con el valor de tD, siendo un valor obtenido

$$\frac{0,004 - 0,006}{0,0044 - 0,006} = \frac{0,93245 - 0,91826}{F2 - 0,91826}$$

$$F2 = \mathbf{0,929612}$$

$$q_o = \frac{24 * Q_i * \emptyset * (S_{oi} - S_{orst})}{5,615 * M_{ob} * (T_s - T_r)} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) * F_2$$

$$q_o = \frac{24 * 16477766,2846 * 0,208 * (0,64 - 0,40)}{5,615 * 32,74 * (697,3127 - 155)} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right) * 0,929612$$

$$q_o = \mathbf{200,8931 \text{ BPD}}$$

- Cálculo de la razón de petróleo/Vapor acumulada

$$OSR = \frac{N_p}{i_{st} * t}$$

$$OSR = \frac{3235,4984}{1000 * 15}$$

$$OSR = \mathbf{0,2157}$$

Utilizando el método Myhill y Stegemeier

- Cálculo de la razón de B

$$B = \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)}$$

$$B = \frac{0,90 * 652,8791}{1 * (697,3127 - 155)}$$

$$B = 1,0835$$

- Determinar el factor F2c

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + B}$$

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + 1,0835}$$

$$F_{2c} = 0,48$$

Después utilizar la tabla (4,1) e interpolando para poder Obtener el Valor t_{Dc}

$$\frac{0,48071 - 0,47670}{0,48 - 0,47670} = \frac{0,68 - 0,70}{t_{Dc} - 0,70}$$

$$t_{Dc} = 0,6835$$

- Calcular el tiempo critico t_c se lleva a Hrs

$$t_c = \frac{(M_s)^2 * (h_t)^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}}$$

$$t_c = \frac{(30)^2 * (137,5)^2 * 0,6835}{4 * 1,592 * 32,74} = 55783,3632 \text{ Hrs} = 2324,307 \text{ Dias}$$

$$t_c = 2324,307 \text{ Dias}$$

- Determinado la tasa de inyección de calor a la formación

$$Q_i = \frac{350}{24} * i_{st} * [c_w * (T_s - T_r) + X_{st} * L_v]$$

$$Q_i = \frac{350}{24} * 1000 * [1 * (697,3127 - 155) + 0,90 * 652,8791]$$

$$Q_i = 16477766,2846 \frac{BTU}{h}$$

- Cálculo del tiempo adimensional t_D , para un tiempo de **15 Días**

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{(M_s)^2 * (h_t)^2}$$

$$t_D = \frac{4 * 1,592 * 32,74 * 15 * 24}{(30)^2 * (137,5)^2} = 0,0044$$

$$\mathbf{t_D = 0,0044}$$

- Cálculo de la función F1

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}}$$

$$F_1 = \frac{0,0044}{1 + 0,85 * \sqrt{0,0044}}$$

$$\mathbf{F_1 = 0,0044}$$

- Calcular el volumen de la zona de vapor, Ft3

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_4}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \leq t_c.$$

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_3}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \geq t_c.$$

$$\mathbf{15 \leq 2324,307 \text{ Días}}$$

- Por tanto, se utilizará la primera formula

Calculado también F4 de la Figura (4.1), con el valor de Td y B, siendo un valor obtenido

$$\mathbf{F_4 = 0,0042}$$

$$V_s = \frac{16477766,2846 * (137,5)^2 * 30 * 0,0042}{4 * 1,592 * 32,74 * (697,3127 - 155)}$$

$$\mathbf{V_s = 347170,4366 \text{ ft}^3}$$

- Cálculo de la recuperación acumulada de petróleo Np

$$N_p = \frac{\emptyset * V_s * (S_{oi} - S_{orst})}{5,615} * EC * \left(\frac{h_n}{h_t} \right)$$

$$N_p = \frac{0,208 * 347170,4366 * (0,64 - 0,40)}{5,615} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right)$$

$$N_p = 3086,5090 \text{ Bbl}$$

- Cálculo de la tasa de producción de petróleo q_o

Calculado también F2 de la tabla 4.1, con el valor de tD, siendo un valor obtenido

$$\frac{0,004 - 0,006}{0,0044 - 0,006} = \frac{0,93245 - 0,91826}{F2 - 0,91826}$$

$$F2 = 0,929612$$

$$q_o = \frac{24 * Q_i * \phi * (S_{oi} - S_{orst})}{5,615 * M_{ob} * (T_s - T_r)} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) * F_2$$

$$q_o = \frac{24 * 16477766,2846 * 0,208 * (0,64 - 0,40)}{5,615 * 32,74 * (697,3127 - 155)} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right) * 0,929612$$

$$q_o = 200,8931 \text{ BPD}$$

- Determinando la razón petróleo/vapor F_{os} ,

$$F_{os} = \frac{\phi * (S_{oi} - S_{orst}) * \rho_w * C_w}{M_s} * (1 + M) * F_4$$

$$F_{os} = \frac{0,208 * (0,64 - 0,4) * 62,4 * 1}{30} * (1 + 1,173) * 0,0042$$

$$F_{os} = 0,00095$$

- Cálculo a un tiempo de inyección de 365 Días que el proyecto se evaluara

Tabla 6.12 Datos de entrada para el cálculo II

DATOS CONSIDERADOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR AL POZO HSR - 6	
Presión de Inyección (Psia)	3000
Caudal de Inyección (Bbl/Día)	1000
Calidad de Vapor (%)	90
Tiempo de Inyección (Días)	365

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

- Determinación de la temperatura de la saturación T_s

$$T_s = 115,1 * (3000)^{0,225}$$

$$T_s = 115,1 * (3000)^{0,225}$$

$$T_s = \mathbf{697,3127} \text{ } ^\circ\text{F}$$

- Cálculo del calor latente de vaporización L_v .

$$L_v = 1318 * (P_s)^{-0,08774}$$

$$L_v = 1318 * (3000)^{-0,08774}$$

$$L_v = \mathbf{652,8791} \text{ } \text{BTU/lb}$$

- Cálculo de la razón de B

Para los cálculos del presente proyecto de inyección continua de vapor se considera una tasa de 1000Bbl/D de agua, con una calidad de vapor de 90 %, la calidad de vapor se decide por temas de corrosión el de 80% tiene altas probabilidades de corroer a la tubería de inyección de vapor.

$$B = \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)}$$

$$B = \frac{0,90 * 652,8791}{1 * (697,3127 - 155)}$$

$$B = \mathbf{1,0835}$$

- Determinar el factor F_{2c}

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + B}$$

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + 1,0835}$$

$$F_{2c} = \mathbf{0,48}$$

Después utilizar la tabla (4,1) e interpolando para poder Obtener el Valor t_{Dc}

$$\frac{0,48071 - 0,47670}{0,48 - 0,47670} = \frac{0,68 - 0,70}{t_{Dc} - 0,70}$$

$$t_{Dc} = 0,6835$$

- Calcular el tiempo critico t_c se lleva a Hrs

$$t_c = \frac{(M_s)^2 * (h_t)^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}}$$

$$t_c = \frac{(30)^2 * (137,5)^2 * 0,6835}{4 * 1,592 * 32,74} = 55783,3632 \text{ Hrs} = 2324,307 \text{ Dias}$$

$$t_c = 2324,307 \text{ Dias}$$

- Determinado la tasa de inyección de calor a la formación

$$Q_i = \frac{350}{24} * i_{st} * [c_w * (T_s - T_r) + X_{st} * L_v]$$

$$Q_i = \frac{350}{24} * 1000 * [1 * (697,3127 - 155) + 0,90 * 652,8791]$$

$$Q_i = 16477766,2846 \frac{BTU}{h}$$

- Cálculo del tiempo adimensional t_D , para un tiempo de **365 Días**

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{(M_s)^2 * (h_t)^2}$$

$$t_D = \frac{4 * 1,592 * 32,74 * 365 * 24}{(30)^2 * (137,5)^2} = 0,1073$$

$$t_D = 0,1073$$

- Cálculo de la función F1

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}}$$

$$F_1 = \frac{0,0044}{1 + 0,85 * \sqrt{0,1073}}$$

$$F_1 = 0,1027$$

- Calcular el volumen de la zona de vapor, Ft3

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \leq t_c.$$

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_3}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \geq t_c.$$

$$\mathbf{365 \leq 2324,307 \text{ Días}}$$

- Por tanto, se utilizará la primera formula

$$V_s = \frac{16477766,2846 * (137,5)^2 * 30 * 0,1027}{4 * 1,592 * 32,74 * (697,3127 - 155)}$$

$$\mathbf{V_s = 8485134,5567 \text{ ft}^3}$$

- Cálculo de la recuperación acumulada de petróleo N_p

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

$$N_p = \frac{0,208 * 8485134,5567 * (0,64 - 0,40)}{5,615} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right)$$

$$\mathbf{N_p = 75436,8508 \text{ Bbl}}$$

- Cálculo de la tasa de producción de petróleo q_o

Calculado también F_2 de la tabla 4.1, con el valor de t_D , siendo un valor obtenido

$$\frac{0,1 - 0,12}{0,1073 - 0,12} = \frac{0,72358 - 0,70379}{F_2 - 0,70379}$$

$$\mathbf{F_2 = 0,7164}$$

$$q_o = \frac{24 * Q_i * \emptyset * (S_{oi} - S_{orst})}{5,615 * M_{ob} * (T_s - T_r)} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) * F_2$$

$$q_o = \frac{24 * 16477766,2846 * 0,208 * (0,64 - 0,40)}{5,615 * 32,74 * (697,3127 - 155)} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right) * 0,7164$$

$$\mathbf{q_o = 154,8171 \text{ BPD}}$$

- Cálculo de la razón de petróleo/Vapor acumulada

$$OSR = \frac{N_p}{i_{st} * t}$$

$$OSR = \frac{75436,8508}{1000 * 365}$$

$$OSR = 0,2067$$

Utilizando el método Myhill y Stegemeier

- Cálculo de la razón de B

$$B = \frac{X_{st} * L_v}{C_w * (T_s - T_r)}$$

$$B = \frac{0,90 * 652,8791}{1 * (697,3127 - 155)}$$

$$B = 1,0835$$

- Determinar el factor F2c

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + B}$$

$$F_{2c} = \frac{1}{1 + 1,0835}$$

$$F_{2c} = 0,48$$

Después utilizar la tabla (4,1) e interpolando para poder Obtener el Valor t_{Dc}

$$\frac{0,48071 - 0,47670}{0,48 - 0,47670} = \frac{0,68 - 0,70}{t_{Dc} - 0,70}$$

$$t_{Dc} = 0,6835$$

- Calcular el tiempo critico t_c se lleva a Hrs

$$t_c = \frac{(M_s)^2 * (h_t)^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}}$$

$$t_c = \frac{(30)^2 * (137,5)^2 * 0,6835}{4 * 1,592 * 32,74} = 55783,3632 \text{ Hrs} = 2324,307 \text{ Dias}$$

$$t_c = 2324,307 \text{ Dias}$$

- Determinado la tasa de inyección de calor a la formación

$$Q_i = \frac{350}{24} * i_{st} * [c_w * (T_s - T_r) + X_{st} * L_v]$$

$$Q_i = \frac{350}{24} * 1000 * [1 * (697,3127 - 155) + 0,90 * 652,8791]$$

$$Q_i = 16477766,2846 \frac{BTU}{h}$$

- Cálculo del tiempo adimensional t_D , para un tiempo de **365 Días**

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{(M_s)^2 * (h_t)^2}$$

$$t_D = \frac{4 * 1,592 * 32,74 * 365 * 24}{(30)^2 * (137,5)^2} = 0,1073$$

$$t_D = 0,1073$$

- Cálculo de la función F1

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}}$$

$$F_1 = \frac{0,0044}{1 + 0,85 * \sqrt{0,1073}}$$

$$F_1 = 0,1027$$

- Calcular el volumen de la zona de vapor, Ft3

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_4}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \leq t_c.$$

$$V_s = \frac{Q_i * (h_t)^2 * M_s * F_3}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_s - T_r)}, \text{ Para Tiempo de inyección } \geq t_c.$$

$$15 \leq 2324,307 \text{ Días}$$

- Por tanto, se utilizará la primera formula

Calculado también F4 de la Figura (4.1), con el valor de Td y B, siendo un valor obtenido

$$F_4 = 0,70$$

$$V_s = \frac{16477766,2846 * (137,5)^2 * 30 * 0,70}{4 * 1,592 * 32,74 * (697,3127 - 155)}$$

$$V_s = 57861739,4260 \text{ ft}^3$$

- Cálculo de la recuperación acumulada de petróleo Np

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

$$N_p = \frac{0,208 * 57861739,4260 * (0,64 - 0,40)}{5,615} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right)$$

$$N_p = 514418,1714 \text{ Bbl}$$

- Cálculo de la tasa de producción de petróleo qo

Calculado también F2 de la tabla 4.1, con el valor de tD, siendo un valor obtenido

$$\frac{0,1 - 0,12}{0,1073 - 0,12} = \frac{0,72358 - 0,70379}{F2 - 0,70379}$$

$$F2 = 0,7164$$

$$q_o = \frac{24 * Q_i * \phi * (S_{oi} - S_{orst})}{5,615 * M_{ob} * (T_s - T_r)} * E_c * \left(\frac{h_n}{h_t}\right) * F_2$$

$$q_o = \frac{24 * 16477766,2846 * 0,208 * (0,64 - 0,40)}{5,615 * 32,74 * (697,3127 - 155)} * 1 * \left(\frac{137,5}{137,5}\right) * 0,7164$$

$$q_o = 154,8171 \text{ BPD}$$

- Determinando la razón petróleo/vapor Fos,

$$F_{os} = \frac{\phi * (S_{oi} - S_{orst}) * \rho_w * C_w}{M_s} * (1 + M) * F_4$$

$$F_{os} = \frac{0,208 * (0,64 - 0,4) * 62,4 * 1}{30} * (1 + 1,173) * 0,75$$

$$F_{Os} = 0,1692$$

Tabla 6.13 Resumen de los métodos aplicados para el steam injection

Método	PRIMER TIEMPO (15 DÍAS)		SEGUNDO TIEMPO (365 DÍAS)	
	Método Marx y Langenheim	Método Myhill y Stegemeier	Método Marx y Langenheim	Método Myhill y Stegemeier
Tasa de Inyección de calor (Qi) BTU/h	16477766,28	16477766,28	16477766,28	16477766,28
Volumen de la zona de vapor (Vs) ft ³	363928,7557	347170,4366	8485134,5567	57861739,4260
Recuperación acumulada de petróleo (Np) Bbl	3235,4984	3086,5090	75436,8508	514418,1714
Tasa de producción de Petróleo (Qo) BPD	200,8931	200,8931	154,8171	154,8171

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel

6.3.5. Determinar el nuevo factor de Recobro.

Calculando el factor de recobro durante 1 año de producción de petróleo

DATOS	
Factor de Recobro Anterior del Campo %	27,74
Área del campo (Acre)	33,82
N (Bbl)	4236373
Np (Bbl) después de aplicar steam injection	75436,8508

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

$$FR = \frac{1175296,70 + 75436,8508}{4236373} * 100$$

$$FR = 29,5952 \%$$

Vemos que el factor de recobro ha incrementado 1,8552 % que será por cada año, después de haber realizado la inyección continua de vapor al Campo Humberto Suárez Roca.

6.3.6. Análisis de la productividad del campo Humberto Suárez Roca.

La producción de petróleo anteriormente entre los años de 1984 a 2018 ha ido declinando su producción y la energía fue agotando cada año, por tal situación se pretende activar el campo Humberto Suárez Roca, también sus pozos incrementando la producción de petróleo, pretendiendo utilizar el método de steam injection.

Tabla 6.14 Producción Diaria Pozos de Campo Humberto Suárez Roca

Pozos	Petróleo (Bbl)	Gas (MPC)	Agua (Bbl)
HSR – X1	15	3	72
HSR – 4	25	0	0
HSR – 6	21	29	280
TOTAL	61	32	352

Fuente: Reporte YPF Chaco S.A. 2018

Con la implementación de inyección continua de vapor ha incrementado el factor de recobro del campo Humberto Suárez Roca y también el caudal de producción de petróleo. Como el pozo inyector es HSR – 10 y los pozos productores de petróleo son: HSR –X1, HSR – 4, HSR-6, HSR – 3. Comparando con la tabla de 6. 17 de la producción diaria del campo y con los datos calculados ha incrementado significativamente la producción de petróleo, por tanto, el proyecto es viable.

6.3.7. Práctica experimental

- Materiales

Dos termómetros

Dos Litros de Aceite agranel

Una Gramera

Un Botellón de 1 litro de capacidad

Un Tubo de acero

Una cantidad considerable de arena

Un Cocinilla Eléctrica

Una Olla de Presión

Una Cantidad de aserrín

- **Procedimiento**

- ❖ Instalar con los materiales una pequeña maqueta experimental en forma de un yacimiento de petróleo.
- ❖ Colocar la arena al botellón y una vez colocado la arena sellar el botellón las fugas que puede haber.
- ❖ Proceder a colocar el aceite al botellón como lo simularía al petróleo.
- ❖ Calentar la cocinilla eléctrica y colocar la olla de presión para que pueda generar vapor a 100 °C.
- ❖ Una vez teniendo el vapor inyectar el vapor por la tubería de inyección hasta hacer llegar a la formación que tiene el aceite y medir la temperatura en ambos lados como del pozo inyector y como del productor durante 30 segundos.
- ❖ Observar el desplazamiento de aceite por el vapor, como produce el petróleo por otro pozo productor.
- ❖ Medir la temperatura con termómetro que está cerca de pozo productor de aceite y anotar en un papel para luego calcular la viscosidad.
- ❖ Dejar de alimentar con vapor a la formación.
- ❖ Proceder al cálculo de viscosidad de aceite antes y después.

Figura 6.11 Armado de la maqueta experimental



Fuente: Tomado la fotografía, Condori Copa Marco Antonio, 2024.

Figura 6.12 *Maqueta Experimental*



Fuente: *Tomado la fotografía, Condori Copa Marco Antonio, 2024.*

- **Cálculos del Experimento**

DATOS	
Densidad inicial del aceite (gr/ml)	0,82
Temperatura inicial de aceite (°C)	17
Tiempo de inyección de vapor (s)	30
Temperatura final de aceite (°C)	19
Porosidad de la formación (%)	32

La temperatura de la ebullición de agua en el medio ambiente que se realizó el experimento es de 85 °C y se buscó por la tabla de libro de Termodinámica de Cengel la presión de saturación es de 8,4347 Psia

Cálculo de densidad de vapor

$$\rho_s = 0,000044018 * P_s^{0,9588}$$
$$\rho_s = 0,000044018 * 8,4347^{0,9588}$$
$$\rho_s = 3,4 * 10^{-4} \text{ gr/cm}^3$$

Cálculo de viscosidad de aceite que se utiliza para el experimento

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$$API = \frac{141.5}{0,82} - 131.5$$

$$API = 41,06$$

$$Z = 3.0324 - 0,02023 * API$$

$$Z = 3.0324 - 0,02023 * 41,06$$

$$Z = 2,202$$

$$Y = 10^Z$$

$$Y = 10^{2,202} = 159,22$$

$$Y = 159,22$$

Para una temperatura inicial de 17 °C

$$X = Y * (T - 460)^{-1,163}$$

$$X = 159,22 * (62,6)^{-1,163}$$

$$X = 1,2959$$

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\mu_{od} = 10^{1,2959} - 1$$

$$\mu_{od} = 18,765 \text{ Cp}$$

Para una temperatura de 19 °C, una vez aplicado la inyección del vapor a la formación

$$X = Y * (T - 460)^{-1,163}$$

$$X = 159,22 * (66,2)^{-1,163}$$

$$X = 1,2143$$

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\mu_{od} = 10^{1,2143} - 1$$

$$\mu_{od} = 15,38 \text{ Cp}$$

CAPITULO VII

CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD

7.1. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

7.1.1. DESCARGA DE AGUAS DE FORMACIÓN EN LA SUPERFICIE.

La descarga de aguas formación sobre la superficie contribuye a la contaminación al medio ambiente como también a aguas subterráneas. Las aguas de desechos en una corriente superficial como: lagos, ríos y mar sin ningún tipo de tratamiento ocasionan la contaminación a la flora y la fauna. Antes de ser vertidas las aguas formación deben recibir un tratamiento adecuado por las plantas de tratamientos y evaluados al reglamento de medio ambiente del país.

7.1.2. TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA DEL YACIMIENTO

La calidad de agua de alimentación para un sistema Integral de alta calidad de vapor influye directamente sobre buen funcionamiento del mismo, así como también en la vida útil de los componentes que forman parte del sistema. Se debe tener cuidado al momento de llevar a cabo el tratamiento del agua de alimentación de un sistema de inyección de vapor debido a su complejidad química, es este sentido no existe ningún procedimiento simple ni producto químico apropiado para el procedimiento de todos los tipos de agua de alimentación. Cada caso se debe considerar por separado previo realización del análisis de la composición química.

Para el tratamiento de aguas servidas, la empresa responsable debe asegurarse de que los campamentos se hallen equipados con instalaciones aprobadas para el tratamiento de tales aguas. El tipo de instalación que será usado debe ser especificado en el programa de prevención y mitigación del ETA y en el PAA del MA. Las aguas residuales no podrán ser vertidas en la superficie del terreno o cuerpos de agua excepto cuando cumplan los límites de descarga requeridos por el Reglamento en Materia de Contaminación Hídrica de la Ley, del Medio Ambiente No 1333(RASH, Capítulo VII-Artículo 111. Pag. 32)

En caso de que se interrumpa temporalmente la operación total o parcial del sistema o planta de tratamiento, se deberá dar aviso inmediato a la correspondiente Prefectura, especificando las causas y solicitando autorización para descargar el agua residual cruda o parcialmente tratada, por un tiempo definido. Además, se deberá presentar un cronograma de reparaciones

o cambios para que la planta vuelva a su funcionamiento normal en el plazo más breve posible (Ley 1333, Capítulo III-Artículo 60, Pag. 63).

Para la recarga directa o inyección de aguas residuales crudas o tratadas en acuíferos, estas aguas deben cumplir con los límites máximos permisibles establecidos para la clase del acuífero. En los acuíferos en los que en forma natural uno o más parámetros excedan en más del 50% los límites máximos permisibles, la calidad del agua residual, cruda o tratada, deberá en lo referente a los parámetros excedidos ser inferior a la del acuífero. (Ley 1333, Capítulo III-Artículo 64, Pag. 64).

El objetivo es obtener aguas con las propiedades deseadas para un fin de llevar algún tipo de proyecto de recuperación de petróleo y utilizar el agua tratada. El proceso de tratamiento de aguas de formación se puede tratar un 80 %, así reduciendo la contaminación del medio ambiente.

7.1.2.1. Clasificación de tratamientos de aguas de formación

➤ Filtración e Intercambio Iónico

El tratamiento del agua por sistemas de filtro e intercambio Iónico con resinas Catiónicas es de vital importancia para un sistema integral de generación de alta calidad de vapor SMH, debido a que a través del mismo se eliminan las impurezas y eliminar las sales duras (sales insolubles como Ca y Mg) contenidas en el agua de alimentación, por lo tanto es fundamental asegurar la calidad del vapor prolongar la vida útil de los equipos evitar problemas de corrosión e incrustaciones en las tuberías y asegurar su correcto funcionamiento. De esta manera se reduce los costos de operación y mantenimiento de todo el sistema Integral (Clautier Lainez, Tratamiento del agua de alimentación por intercambio iónico para un sistema de alta calidad de vapor SMH, 2020).

➤ Tratamiento químico

En el tratamiento química, se refiere la concentración de minerales que están en suspensión dentro del agua residual, ya que podría ser perjudiciales para algunos procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, para ello se lo realizan varios procesos como la neutralización, oxidación, floculación (Aguilar, 2002).

➤ **Tratamiento Biológicos**

En el tratamiento química lo cual utilizan microorganismos para eliminar componentes no deseados del agua residual. También uno de los objetivos que tiene es reducir la concentración de materia orgánica y la eliminación de los patógenos.

7.1.2.2. Tratamiento anticorrosivo

En agua residual puede existir ácido sulfhídrico que ocasionaría una corrosión en las tuberías por el cual se puede realizar el proceso biogénicos productores de H₂S, dada la existencia de una diversidad de microorganismos capaces de metabolizar compuestos azufrados, tanto orgánicos e inorgánicos además el agua tratada se puede utilizar en la recuperación de crudo. Es importante el tratamiento anticorrosivo, constituye a disminuir áreas de fácil asentamiento y desarrollo bacteriano que desencadenen procesos de ataques localizados más severos en el tiempo, debido a la formación de poli sulfuros y áreas catódicas también promovidas por los productos de las reacciones químicas con iones ferrosos del sistema en deterioro (Duque, 2007).

7.1.2.3. Unidad de micro filtración

La micro filtración se utiliza más que todo en la producción industrial. Cuando el agua residual tiene Excedentes propiedades para eliminar solidos que están en suspensión como bacterias, etc. Este proceso generalmente se hace antes de realizar la osmosis inversa, también en separar de aceite y agua. La unidad de micro filtración está diseñada especialmente para el tratamiento de aguas de formacion.

7.2. MEDIDAS DE SEGURIDAD DE GENERACIÓN DE VAPOR

7.2.1. Condiciones de seguridad e higiene

El equipo se debe de instalarse en el lugar donde los riesgos sean mínimos, tomando en cuenta los factores de operación, los procesos, y el fluido utilizado. También se lo debe verificar el soporte donde están instalados los equipos, verificar que no estén expuestos a cualquier fuente de calor y corrosión estos quipos deben proteger para que en posteriores no haya riesgo (Ismael, 2007).

7.2.2. Dispositivos de seguridad en los equipos

El generador de vapor para que funcione deben estar dotados de diferentes accesorios y tener como válvulas de seguridad que deben ser mantenidas, controladas así evitando los riesgos de alguna explosión (Ismael, 2007).

La instrumentación es de vital importancia en el monitoreo y control de las operaciones de inyección de vapor ya que comprende un conjunto de equipos, dispositivos y herramientas que son utilizados para ejecutar con gran exactitud y presión la medición, conversión, tratamiento, registro y evaluación de las diferentes variables necesarias para iniciar, desarrollar y controlar todas las etapas del proceso y de esta manera obtener los mejores resultados posibles en las operaciones del sistema (Clautier Lainez, 2020).

Los accesorios de seguridad son las siguiente:

- Sistema de alarma.
- Válvulas de Seguridad.
- Tapones fusibles.
- Puertas anti explosivas.

7.2.3. Pruebas de Generador de Vapor

Para el generador de vapor se debe de realizar una prueba hidrostática, con la finalidad de comprobar el buen funcionamiento para presiones de trabajo, revisar las fugas, las fisuras. Se realiza al menos 3 años las pruebas hidrostáticas (Ismael, 2007).

Las pruebas son la siguiente:

- Prueba hidrostática.
- Revisión interna y externa.
- Prueba de la válvula de seguridad.
- Revisión de red de distribución de vapor, componentes y accesorios.
- Pruebas especiales.

7.2.4. Riesgos físicos y Químicos

7.2.4.1. Riesgos Físicos

En los riesgos físicos puede haber rupturas debido a altas condiciones de presión, también puede suceder de que una expansión brusca de agua, que podría ocasionar una explosión y causar lecciones muy graves a los operadores del pozo (Sepulveda M. & Ramirez G., 2011).

Tabla 7.1 Matriz de riesgos físicos presentes en las calderas

Riesgo	Fuente	Efectos Posibles
Sobre Presión	Válvulas de Seguridad	Lesiones de gran severidad
Daño interno de materiales	Tratamiento inadecuado de agua	
Falta de Agua	Control de Nivel	
Ruido	Ventiladores Disparo de Válvula de seguridad	Malestar, Tensión, Pérdida progresiva de la audición.
Calor	Superficie Caliente sin aislamientos térmicos	Quemaduras caloríficas
Radiación no ionizante	Llama de combustión	Lesiones oftalmológicas Quemaduras en la piel Catarata profesional
Ventilación inadecuada	Instalaciones sin circulación de aire	Malestar general Afecciones respiratoria
Iluminación inadecuada	Lámparas insuficientes o defectuosas	Perdidas de la visión Golpes contra objetos

Fuente: *Condiciones de seguridad en calderas de vapor*, Sepulveda Diego L, 2011.

La seguridad de las calderas tiene que ser de vital importancia, debe de garantizar la seguridad que cumplan los objetivos de la operación y como también la parte ambiental e social. La seguridad industrial debe estar todo momento presenta tanto en el mantenimiento como también en la operación de la caldera (Sepulveda M. & Ramirez G., 2011).

Tabla 7.2 Valoración del nivel de Seguridad

Nivel de Seguridad	Rango
Excelente	95 - 100
Buena	82 - 94
Regular	66 - 81
Deficiente	0 - 65

Fuente: *Condiciones de seguridad en calderas de vapor*, Sepulveda Diego L, 2011.

En la siguiente tabla muestra la gravedad de peligrosidad.

Tabla 7.3 Factores de Riesgo Con mayor grado de Peligrosidad

Factor de riesgo	Riesgo
Físicos	Sobrepresión Falta de Agua
Físico química	Acumulación de Gases Incendios
Locativos	Señalización

Fuente: *Condiciones de seguridad en calderas de vapor*, Sepulveda Diego L, 2011.

7.2.4.2. Riesgos Químicos

En los riesgos químicos puede haber una explosión química como, por ejemplo, durante la generación de vapor, en el interior se produce por la combustión instantánea de los vapores del combustible e un destiempo en el encendido (Ismael, 2007).

7.2.5. Puntos de seguridad diversos

Las tuberías de vapor deben ser inspeccionados, luego el generador de vapor también se lo debe inspeccionar como parte de la seguridad se lo debe comprobar antes del funcionamiento, que no haya fugas, la inspección se lo realiza para que en posterior no pueda haber un paro total del generador de vapor.

La inspección periódicamente se lo debe realizar como indica en el manual de mantenimiento de generador de vapor, se debe hacer una inspección total del equipo, el correcto funcionamiento de los manómetros, termómetros, conexiones, estado de láminas, uniones, Displays.

La operación de generador de vapor se tiene que considerar varios factores como pérdidas de vidas daños, Accidentes (Graves, Leves) y también las pérdidas económicas. Más que todo en este tipo de operación de las calderas de vapor el riesgo es la presión, debido que trabajan con altas presiones e la liberación brusca de presión podría ocasionar daños materiales y muertes de los operadores.

7.2.6. Cuidados en la operación

7.2.6.1. Falta de Agua

Se recomienda purgar cada semana los tubos de agua. Con la finalidad de eliminar algún formación o incrustación dentro de la tubería de agua. Si falta el agua el sistema puede

provocar un sobrecalentamiento en el generador de vapor, puede también ocasionar una explosión de los tubos y también pérdida de propiedades mecánicas.

También se debe verificar en las tuberías de alimentación y hay alguna intrusión. Puede que ocasioné la disminución del volumen de alimentación al generador de vapor. La bomba también se lo tiene que verificar el funcionamiento de la bomba para que más adelante no provoque algún tipo de accidentes (Catarina, s/f).

7.2.6.2. Exceso de Presión

Dentro del generador se encuentra o trabaja con altas presiones, en alguna ocasión incluso se lo debe incrementar la presión, por lo que se utiliza una válvula de seguridad por donde se elimina el exceso de presión. Es importante que se verifique para que tenga buen funcionamiento al momento de existir algún aumento de presión. Si la válvula de seguridad no funcionara podría ocasionar una explosión del generador causando grandes daños a los operadores de la planta (Catarina, s/f).

Realizar en la válvula de seguridad el mantenimiento y limpieza de toda materia que pueda pegarse al asiento de la válvula, que provocaría en el rendimiento de funcionamiento de generador de vapor.

7.2.6.3. Falla de control de flama

Es recomendable conocer el estado de la alimentación del gas natural al generador de vapor. Hacer la limpieza. Realizar una inspección visual del encendido del quemador, e regulando la relación de aire e combustible en la mezcla. En algún momento hubiera un fallo de la flama y el encendido puede provocar una explosión. Las fallas que pueden causar son las fugas, corrosión, fragilizarían (Catarina, s/f).

7.2.7. Ventilación

La ventilación es muy importante en la generación de vapor ya que no poseer este ventilador puede haber sobrecalentamiento e después explotar causando grandes daños.

No encender un quemador sin ventilar y resto de los conductos de la caldera.

7.3. CONTROL Y MEDIDAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE VAPOR POR LOS DUCTOS.

7.3.1. Mantenimiento de tuberías de vapor

En el mantenimiento se deberá de realizar la inspección constante de las tuberías de vapor, que el proceso de inyección no deberá de haber perdidas de calor. La tubería para que no pueda haber perdidas de calor se tiene que aislar la tubería, para ello depende mucho de la distancia entre el cabezal de pozo y la caldera. Si la distancia es mucho mayor si o si tiene que ser aislada para disminuir la pérdida de calor.

7.3.2. Rupturas de las tuberías

En una ruptura de la tubería de vapor puede ser de preocupación, ya que puede ocasionar lecciones a los operadores. Para ello se pueden utilizar o instalar los detectores de ultrasonido que están maquinas localizan las fugas antes que convierta en un problema, es de vital importancia instalarlos instrumentos avanzados de inspección que pueden detectarlas problemas, así disminuir el riesgo en la operación de proceso de inyección continua de vapor (Systeams, 2024).

Ya que puede causar como:

Pérdida de caudal en la inyección

- Pérdida de calor Latente de vapor
- Disminución de presión de inyección
- Interrupción del proceso de inyección de continua de vapor

Para ello se recomienda las inspecciones periódicas de las tuberías para que no puede ocurrir las fugas de vapor, que el proceso de inyección continua de vapor es necesario que no tenga fugas ni perdidas de calor, para que el proceso sea de total eficiente proyectado.

7.3.3. Aislamiento de tuberías de vapor

En el aislamiento de tuberías de vapor es importante ya que evita las pérdidas de calor, así que pueda rendir eficientemente en el proceso requerido, y el aislamiento cumple las siguientes funciones (Provaisser, 2022).

- Condensación de vapor

- Riesgos de quemaduras
- Protección de las tuberías de las agresiones

7.3.4. Materiales para aislar las tuberías

- **Polietileno.**

Es un material flexible por lo que se puede acomodar de acuerdo al diámetro de la tubería, también el precio es económico.

- **Espuma elastómera.**

Es un material caucho también tiene una baja conductividad térmica, y el precio es accesible, el material aislante tenga menor conductividad térmica, será mucho mejor para aislar.

- **Silicato de Calcio**

El silicato de calcio es un aislante térmico que se utiliza para aislar las tuberías de alta temperatura. Su uso en temperaturas hasta 1200 °F (650 °C).

- **Aislantes de Perlita expandida con Silicato de Sodio**

Es un aislamiento térmico de perlita expandida con silicato de sodio ha operado en una amplia temperatura aproximadamente -30 °C hasta 650 °C.

- **Fibras minerales**

Las fibras minerales son aislantes térmicos que tiene un material en forma de fibras minerales delgadas.

CAPITULO VIII

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

8.1. VIABILIDAD TÉCNICA

La viabilidad Técnica se refiere en poder realizar un proyecto de implementación, por otro lado, es evaluar según las herramientas o métodos de evaluación del proyecto la viabilidad que se pueda tener un proyecto.

8.2. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTO

- Inversión
- El valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de rentabilidad (TIR)
- Costo / Beneficio (B/C)
- Flujo de Caja
- Tiempo de recuperación de inversión (PRI)

8.2.1. Inversión

La inversión se define como el acto de destinar recursos, como dinero que es de vital importancia para emplear para poner en marcha el proyecto.

La inversión puede tener la empresa mismo o que puede ser financiado por el estado o también por los distintos bancos.

8.2.2. Valor Actual Neto (VAN)

El (VAN) se define como la diferencia entre el valor presente de los flujos del proyecto y la inversión inicial necesario para poner la implementación del proyecto.

Los criterios del VAN establecen la siguiente:

- El VAN es mayor que cero ($VAN > 0$), Por tanto, el proyecto es factible ya que la rentabilidad es mayor que la rentabilidad requerida.
- Si el VAN es menor que cero ($VAN < 0$), El proyecto no es factible ya que la rentabilidad generada es menor que la rentabilidad requerida.
- Si el VAN es cero ($VAN = 0$), El proyecto no genera ni beneficia ni perdidas.

$$VAN = \sum_{n+1}^n \frac{V_t}{(1 + K)^t} - I_0 \quad (10.1)$$

8.2.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR de un proyecto representa la tasa de descuento que hace el VAN del proyecto valga cero. En cierta medida, representa la rentabilidad que el proyecto estaría generando para las inversionistas.

Los criterios del TIR establecen la siguiente:

Si la TIR es mayor a cero ($TIR > 0$), Por tanto, la rentabilidad del proyecto es mayor

$$TIR = \frac{V_f^t}{VAN} - 1 \quad (10.2)$$

8.2.4. Relación costo y beneficio

La relación de costo y beneficio se define como el proceso que realiza para medir la relación que existe los costos de un proyecto y los beneficios que se puede tener.

La relación entre Ingresos y (Costos + Inversión) es un criterio de decisión de van

- C/B si es mayor a cero el proyecto es aceptable.
- C/B Si el proyecto es igual a cero entonces no tienen ganancias y pérdidas.
- C/B Si el menor a cero el proyecto es inaceptable.

8.2.5. Tiempo de recuperación de inversión

El tiempo de recuperación de inversión es el tiempo en cual se necesita una inversión para recuperar todo lo invertido en un proyecto.

8.2.6. Flujo de caja

El flujo de caja es un indicador más importante, que brinda información sobre los ingresos y gastos. También abarca periodos de tiempo futuros que muestra los ingresos y los egresos efectivos y el saldo efectivo en un tiempo que se proyecta el proyecto.

Se calcula matemáticamente con la siguiente ecuación:

Flujo de caja = Ingresos – Egresos

(10.3)

8.3. EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA Y ECONÓMICA DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.

8.3.1. Análisis costos de inversión

En la implementación con el método de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección continua de vapor en el campo Humberto Suarez Roca, se necesitará realizar el reacondicionamiento del pozo inyector.

- **Reacondicionamiento del pozo inyector HSR – 10**

En la siguiente tabla se detallará los servicios y equipos que se necesita el reacondicionamiento de pozo HSR – 10.

Tabla 8.1 Reacondicionamiento del pozo HSR - 10

INVERSIÓN (\$us)	
SERVICIO	
Trabajo de Torre	81.000
4 Personal de trabajo	28.000
Químicos	2.100
Equipo del subsuelo	54.000
Cable Eléctrico	27.000
Servicio de cañoneo	108.000
EQUIPOS	
Cabezal térmico	90.200
Líneas de inyección	10.200
Tubería de inyección	77.600
Sistema de Bombeo de alta presión	426.000
TOTAL	904.100

Fuente: *Recuperación mejorada en base inyección de agua caliente para crudos medianos y pesados*, Laura Martínez, Proyecto de grado, 2019.

los siguientes equipos para que se lleve a cabo el proyecto y analizando los costos de cada equipo que se utilizara y se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 8.2 Costos de equipo de instalación para el proyecto

LISTA DE EQUIPOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (\$us)	COSTO TOTAL (\$us)
Tanque de almacenamiento	2	2.500	5.000
Material de Aislamiento Térmico			800
Reacondicionamiento de Pozo HSR – X10 (4 personas)			904.100
Generador de Vapor y Transporte del equipo	1	200.000	200.000
Sistema de Medición de Temperatura	2		200
Sistemas de Medición de Presión	1	450	450
Sistema de medición de flujo de vapor	1	1.000	1.000
Sistema de medición y regulación del gas natural	1	450	450
Válvulas de Seguridad (Desfogue)	1	4.500	4.500
Separador Vapor - Agua	1	14.000	14.000
Válvula de tipo Chisksan para la inyección de vapor a alta temperatura	1	1.500	1.500
TOTAL DE INVERSIÓN			1.132.000

Fuente: *Modificación de Selem, G. (2009).*

8.3.2. Análisis de costos de operación y tratamiento de agua

En los costos de mantenimiento y operaciones se estimó los principales gastos que se debe tomar en cuenta en el proyecto e que son las siguientes:

- Operación de generador de vapor durante un lapso de tiempo de un año.

Tabla 8.3 Costos de operación de generador de vapor y costo de producción

GASTOS DE OPERACIÓN	\$us
Costos de operación	200.000
15 Personales de operación de campo	330.000
TOTAL DE OPERACIÓN	530.000

Fuente: *Elaboración Propia, Excel.*

- Operación de Tratamiento de agua durante un lapso de tiempo de un año.

Tabla 8.4 Costos de tratamiento de agua

GASTOS DE OPERACIÓN	\$us
Costos de transporte de agua	36.000
Costos de tratamiento de agua	65.700
TOTAL DE OPERACIÓN	101.700

Fuente: *Elaboración Propia, Excel.*

8.3.3. Ingreso

La producción de petróleo se estima que produce $N_p = 75436,8508$ Bbl/Año, una vez implementado la inyección continua de vapor en el campo Humberto Suárez Roca y seguirá inyectado el vapor años, hasta ver la rentabilidad de la producción de petróleo pronosticando en un futuro con los simuladores como CMG de Campo Humberto Suárez Roca.

En la tabla se detalla el costo y la venta del petróleo.

- Precio internacional de petróleo de WTI es de **73,44 \$/Bbl**, según el Precio de Petróleo West Texas Intermediate.

Calcular la venta de petróleo

$$75436,8508 \text{ Bbl} * \frac{73,44 \text{ \$us}}{1 \text{ Bbl}} = 5540082,323 \text{ \$us}$$

Tabla 8.5 Producción de petróleo y precio de petróleo a nivel Internacional (WTI)

	Producción de petróleo anterior (FR= 27,74) Bbl/Día	Producción de petróleo anual (FR=29,5952) N_p Bbl	Precio de Petróleo	Venta de Petróleo Anual (\$us)
Petróleo	61	75.436,8508	73,44 (\$us/bbl)	5.540.082,323
Gas natural	0	0	2.889 (\$us/MMBTU)	0
INGRESO TOTAL				5.540.082,323

Fuente: *Elaboración Propia*, Excel.

- Precio de barril de petróleo de Bolivia **27 \$/Bbl**, según la entrevista en Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Calcular la venta de petróleo

$$75436,8508 \text{ Bbl} * \frac{27 \text{ \$us}}{1 \text{ Bbl}} = 2036794,972 \text{ \$us}$$

Tabla 8.6 Producción de petróleo y precio de petróleo a nivel Bolivia

	Producción de petróleo anterior (FR= 27,74) Bbl/Día	Producción de petróleo anual (FR=29,5952) Np Bbl	Precio de Petróleo	Venta de Petróleo Anual (\$us)
Petróleo	61	75.436,8508	27 (\$us/bbl)	2.036.794,972
Gas natural	0	0	2.889 (\$us/MMBTU)	0
INGRESO TOTAL				2.036.794,972

Fuente: *Elaboración Propia*, Excel.

8.3.4. Proyección de la venta de petróleo y el costo total

En el costo total se estimará cuanto de la utilidad se tendrá con la implementación de Inyección continua de vapor.

En la siguiente tabla se detalla la inversión, ingresos y egresos y la utilidad del proyecto con una proyección para 12 meses a precio de petróleo Internacional (WTI), Tomando en cuenta los impuestos del País.

Tabla 8.7 Cálculos de la utilidad del proyecto con los impuestos al País durante un año

	12 meses (\$US)
Total de Inversión	1.132.000
Total de Ingresos	5.540.082,323
Total de Egresos	3.346.340,338
TOTAL DE LA UTILIDAD	1.061.741,98

Fuente: *Elaboración Propia*, Excel.

En la siguiente tabla se detalla la inversión, ingresos y egresos y la utilidad del proyecto del proyecto con una proyección para 12 meses tomando en cuenta los impuestos del País, a precio de petróleo en Bolivia.

Tabla 8.8 Cálculos de la utilidad del proyecto con los impuestos al País durante un año

	12 meses (\$US)
Total de Inversión	1.132.000
Total de Ingresos	2.036.794,972
Total de Egresos	1.629.729,536
TOTAL DE LA UTILIDAD	-724.934,57

Fuente: *Elaboración Propia*, Excel.

8.3.5. El valor actual neto (VAN)

Determinando el VAN durante un periodo de 12 meses y utilizando la tasa requerida de retorno de 10 % anual.

- Precio de petróleo en WTI

VAN (\$us)	1.056.207,43
-------------------	---------------------

Analizando que el VAN es mayor que cero ($VAN > 0$), Por tanto, el proyecto es factible ya que la rentabilidad es mayor que la rentabilidad requerida.

- Precio de petróleo de Bolivia

VAN (\$us)	-726969,33
-------------------	-------------------

Analizando que el VAN es mayor que cero ($VAN < 0$), Por tanto, la rentabilidad del proyecto no es viable para la implementación del proyecto debido al precio de petróleo en Bolivia, que está subvencionado.

8.3.6. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Calculando el TIR

- Precio de petróleo en WTI

TIR (%)	23,708
----------------	---------------

Analizando que la TIR es menor a cero ($TIR > 0$), Por tanto, la rentabilidad del proyecto es viable para la implementación del proyecto.

- Precio de petróleo de Bolivia

TIR (%)	-26,249
----------------	----------------

Analizando que la TIR es menor a cero ($TIR < 0$), Por tanto, la rentabilidad del proyecto no es viable para la implementación del proyecto.

8.3.7. Costo/ Beneficio (C/B)

Calculando la relación de costo y beneficio

- Precio de petróleo en WTI

C/B	1,24
------------	-------------

C/B es mayor a uno el proyecto es aceptable.

- **Precio de petróleo de Bolivia**

C/B	0,74
------------	-------------

C/B es menor a uno el proyecto no es aceptable.

8.3.8. Flujo de caja

Se realiza un resumen en función a los cálculos anteriores e se presenta flujo de caja para este proyecto de inyección continua de vapor al campo Humberto Suárez Roca con la finalidad de incrementar el factor de recobro del pozo del campo.

- En la siguiente tabla se detalla el cuadro de flujo de caja al precio de petróleo internacional (WTI).

Tabla 8.9 Cuadro de flujo de caja (Precio de Petróleo en WTI)

	UNIDAD	INYECCIÓN DE VAPOR DURANTE UN AÑO
Inversión	\$us	1.132.000
Producción de Petróleo	Bbl	75.436,8508
INGRESOS		
Venta de petróleo	\$us	5.540.082,32
EGRESOS		
Regalías 11 %	\$us	609.409,0555
TGN 6 %	\$us	332.404,9394
IDH 32 %	\$us	1.772.826,343
Costos de tratamiento de agua	\$us	101.700
Costos de operación de generador de vapor y costos de producción de petróleo	\$us	530.000
TOTAL DE EGRESOS	\$us	3.346.340,338
UTILIDAD	\$us	1.061.741,98
VAN	\$us	1.056.207,43
TIR	%	23,708
C/B		1,24

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

En la siguiente tabla se detalla el cuadro de flujo de caja al precio de petróleo de Bolivia.

Tabla 8.10 Cuadro de flujo de caja (Precio de Petróleo de Bolivia)

	UNIDAD	INYECCIÓN DE VAPOR DURANTE UN AÑO
Inversión	\$us	1.132.000
Producción de Petróleo	Bbl	75436,8508
INGRESOS		
Venta de petróleo	\$us	2.036.794,97
EGRESOS		
Regalías 11 %	\$us	224047,4469
TGN 6 %	\$us	122207,6983
IDH 32 %	\$us	651774,391
Costos de tratamiento de agua	\$us	101.700
Costos de operación de generador de vapor y costos de producción de petróleo	\$us	530.000
TOTAL DE EGRESOS	\$us	1.629.729,536
UTILIDAD	\$us	-724.934,57
VAN	\$us	-726.969,33
TIR	%	-26,25
C/B		0,74

Fuente: *Elaboración Propia*, Software Excel.

8.4. Conclusión del análisis Financiero

En el presente proyecto se calculó todas las inversiones como también la parte de ingresos por la venta de petróleo a nivel internacional como también a precio de petróleo en Bolivia y egresos como regalías al estado como también la parte de operación de los pozos. Llegando al cálculo de método de evaluación de VAN y TIR que se salió un valor mucho mayor al valor cero y también salió negativo por la subvención de precio de venta de Petróleo, Por tanto, todo depende al precio de venta petróleo para ya el proyecto sea viable.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

- En cuanto a la caracterización petrofísica del campo Humberto Suarez Roca inicia en formaciones del sistema terciario y continúan sedimentos Cretácicas e también se encuentran del sistema Devónico donde se alojan los reservorios como el Piray y Sara que es productor de petróleo tiene una porosidad de 20,8 % e permeabilidad de 15 Md, que es viable en el proyecto comparando con los criterios de métodos de inyección continua de vapor. En cuanto las propiedades de fluido que tiene el reservorio Sara también tiene un análisis de factibilidad recuperar mayor cantidad de fluido en el reservorio.
- En el Diagnostico de probabilidad de selección de método de Steam injection, se indagó la situación del campo Humberto Suárez Roca debido que la declinación del campo es cada vez más está disminuyendo la presión de reservorio. Se pretendió en el presente proyecto de grado en abrir los pozos productores de petróleo para producir mayor cantidad de petróleo, se buscó distintos métodos de incrementar el factor de recobro, llegando a ver los métodos térmicos que sería uno de los métodos factibles para la aplicación al Campo Humberto Suárez Roca, se vio la necesidad de comparar los criterios de los método de steam injection, Combustión In Situ, Luego se analizaron distintos parámetros para poder seleccionar uno de estos dos métodos, llegando a concluir el método más adecuado es el método de steam injection, también se consideró que pozo será como inyector, llegando a concluir de que el pozo HSR – 10 será ideal para inyectar el vapor a la formación viendo la profundidad de pozo, la ubicación, como también la distancia entre otros pozos.
- Después de haber realizado los cálculos se determinó el factor de recobro después de haber aplicado la tecnología de steam injection al campo Humberto Suárez Roca, ha incrementado el factor de recobro. desde 27,74 % a 29, 5952 % que va ser inyectado el vapor durante un año y seguirá incrementándose a medida que vaya produciendo el petróleo por los pozos como HSR – 1, HSR – 4, HSR – 5 y HSR - 6 cada año, luego se consideró la porosidad como la permeabilidad de la formación para el proceso de inyección de vapor a la formación, también se consideró el tiempo de inyección y

caudal de inyección de vapor a la formación Sara. Más adelante se puede utilizar como los simuladores CMG para ver el comportamiento de inyección de vapor en el reservorio y pronosticar la producción de petróleo en el campo Humberto Suárez Roca.

- El experimento se realizó armando una pequeña maqueta experimental donde se puede decir un pequeño yacimiento con su pozo inyector de vapor como también un pozo productor de aceite, donde se inyectó vapor a la formación que contenía un aceite agranel como si fuera petróleo, antes de inyectar se midió la temperatura inicial midiendo un valor de 17 °C y una viscosidad del aceite 18, 765 cp. Después de haber inyectado el vapor durante 30s se midió la temperatura de aceite con un incremento de temperatura a 19 °C, también se pudo observar que la viscosidad de aceite disminuyó y se calculó con ecuaciones matemáticas resultando un valor de 15,38 cp. Por tanto, se puede enfatizar que si puede llevar a cabo el proyecto.
- En el análisis económico del proyecto de proceso de recuperación mejorada mediante la tecnología steam injection para incrementar el factor de recobro del campo Humberto Suárez Roca se calculó los valores de métodos de evaluación como el VAN, TIR, evaluando con la venta de petróleo a nivel Internacional (WTI) como también a precio de petróleo de Bolivia. En la venta de petróleo en WTI el VAN y TIR 2875347,56 \$us, 29,59 % resultando valores positivos, mientras con la venta a precio de petróleo en Bolivia el VAN Y TIR – 481934,56 \$us, -20 % resultando valores negativos por tanto se toma la decisión que el proyecto no sería viable debido al precio de venta de petróleo que en el país Bolivia es subvencionado. El proyecto sería viable en un futuro el presidente de Bolivia levantaría la subvención del precio de los hidrocarburos el proyecto de recuperación por el método de inyección continua de vapor sería una alternativa para fomentar en otros campos en Bolivia.

9.2. RECOMENDACIÓN

- Se recomienda realizar las pruebas de laboratorio para determinar las propiedades térmicas de las rocas del reservorio Sara (capacidad calorífica, calor específico).
- Se recomienda tomar en cuenta los parámetros de agua residual para el generador de vapor, para evitar las picaduras en la tubería inyección como también la corrosión en los equipos de generador de vapor.
- Para el proceso de inyección vapor se recomienda que la calidad de vapor este un valor 95 % en la superficie, con el fin de evitar las pérdidas de calor en la superficie como también durante la inyección a la formación y evitar la corrosión a la tubería de inyección de vapor.
- Para el proceso de la tecnología de Steam Inyection se recomienda tener los datos del campo como el historial de producción, propiedades petrofísicas del reservorio y propiedades del vapor. También como una gran herramienta de pronostico utilizar los softwares como CMG y Petrel para pronosticar el comportamiento de producción de petróleo durante la inyección continua de vapor
- En el campo Humberto Suárez en la actualidad se presenta en la etapa deprecación, también los caudales de sus pozos van disminuyendo y están asistidos con levantamiento artificial gas lift sus pozos productores de hidrocarburos, entonces se recomienda utilizar el proceso de recuperación térmica mediante la inyección continua de vapor para incrementar la producción de petróleo del campo y así abastecer el petróleo a las referencias para que puedan producir mayor volumen de gasolina y diésel para la demanda de la población.
- Se recomienda en la parte de cálculos de proceso de recuperación con el método de steam injection, evaluar los caudales de inyección de vapor, como también la temperatura de inyección y tiempo de inyección de vapor evaluando a diferentes valores e analizar el comportamiento del proceso de inyección de vapor.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, M. I. (2002), *Tratamiento físico – química de aguas residuales*, coagulación-Floculación. Editum.
- PNGWING, (s/f), *Industria procesos productivos agua química, agua, ingeniería, tratamiento de aguas*.
- Alvarado Douglas A. & Banzer S. Carlos, (2002), *Recuperación Térmica de Petróleo*.
- Archer J. S. & Wall C. G. , (1986), *Petroleum Engineering Principles and Practice*, British Library Cataloguing.
- Beal, C., (1946), *The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil, And Its Associated Gases at Oil – Field Temperatures and Pressures*, Trans. AIME,
- Bursell, C.G., & Pittman, G.M. (1957), *Performance of Steam Displacement in the Kern River Field*, Trans. AIME.
- Calgary & Alberta, (2001), *Enhanced oil Recovery*, Alberta.
- Calgary Alberta, (2001), *Enhanced oil Recovery*, Technica Petroleum Services Ltd.
- Calgary Alberta, *Manuel de uso y mantenimiento del generador*, s/f
- Carcona Aurel, (1992), *Applied Enhanced oil Recovery*, Prentice – Hall.
- Chilin G. U. & Donaldson E. C., (1981), *Enhanced oil Recovery I Fundamentals and Analyses*, Elsevier Science, Tokyo.
- Clautier Lainez Carmen Elena, (2020), *Tratamiento del agua de alimentación por intercambio iónico para un sistema de alta calidad de vapor*, Nakasawa.
- Cosse Rene, (s/f), *Basies of Reservoir Engineering*, Technip, Instituto Francais du Petrele.
- Curie Marie, (s/f), *Tratamiento de agua en industrias de gas y petróleo*, Setapht.
- De León Mujairo José C. & Saldaña Garza, (1995), *Diseño, Manejo y Sección de Tuberías de Producción*, PEMEX Exploración y Producción, Valle Hermosa-México.
- Donaldson, Erle C., (1989), *Enhanced oil Recovery II Processes and Operations*.
- Duque, Zoilabet, (2007), *Revisión de corrosión por sulfato biogenico en la industria petrolera*, Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad Zulia.
- Erlec Donaldson & Elsevier, (1989), *Enhanced oil Recovery II Processes and Operations*.

- Escobar Macualo Freddy Humberto, (2000), *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Primera Edición, Editorial Universidad sur colombiana.
- Fabouq Ali S. M., (1997), *Practical Heavy oil Recovery*, University of Alberta.
- Guo Boyun, 2006, *Petroleum Production Engineering*, Elsevier Science & Technology.
- Ibanez Erika, (2024), *El PGE 2024 prevé un Crecimiento del PIB de 3,71%*.
- Ismael Tuakeina Campo, (2007), *Medidas de seguridad para generadores de vapor*.
- Lake Larry & Russell Johns, (2014), *Fundamentals of Enhanced oil Recovery*, University of Texas at Austin.
- Nakasawa, (s/f), *Las Ventajas de estimular un pozo con vapor de alta calidad del 95*.
- Ley N° 3058, (17 de mayo de 2005), *Ley de Hidrocarburos*.
- Magiolo Ricardo, (11 de Julio 2008), *Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal*, ESP. Oil Engineering Consultants, Lima – Perú.
- Molina José W. & Rodríguez Jesús & Phukan Madhurjya, (2020), *Suministro de equipo y diseño de completación térmicas “ Procesos Termicos EOR”*.
- Nakasawa. (s/f). *Las Ventajas de Estimular un Pozo con Vapor de Alta Calidad del 95%*, 5.
- Palmer, G., (1948), *Thermal Conductivity of Liquids*, pag. 40, 89.
- Paris de Ferrer Magdalena, (2001), *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, Astro Data. S. A., Maracaibo – Venezuela.
- Provaiser, (2022), *Beneficios de instalar aislamiento térmico en las tuberías de vapor*.
- Bolivia, (19 de julio de 1996), *Reglamento Ambiental para el sector Hidrocarburos*.
- Ruiz A. & Rodríguez J., (2020), *Filosofía de operación durante la inyección de vapor a pozos petroleros*.
- Salager Louis Jean, (2005), *Recuperación Mejorada del Petróleo*, Universidad de los Andes, Venezuela.
- Saldaña, I. J. (1995). *Diseño, Manejo y succion de tuberías de Produccion*. Vallehermosa.
- Sepulveda Diego L. & Ramírez G. Jairo, (2011), *Condiciones de seguridad en calderas de vapor de empresas afiliadas a una administradora de riesgos profesionales*, Colombia,

- Sepulveda Diego L., (2011), *Condiciones de seguridad en calderas de vapor*.
- Syteams Ue., (2024), *Los cuatro riesgos más comunes a las instalaciones de vapor*.
- Tarek Almed, (2006), *Reservoir Engineering Handbook*, Third Edition, Elsevier.
- Tuset, S. ,(s/f). *Tratamiento Biogenico de aguas residuales*. Condorchem Enviro Solutions.
- Velázquez Cruz David & Trejo R. Arturo, (2015), *Los Trampas Petroleros*, Instituto Mexicano de Petróleo.
- YPF – CHACO, (2010), *Informe anual*.
- YPF – CHACO, (2012), *Informe anual*.
- YPF – CHACO, (2013), *Informe anual*.
- YPF – CHACO, (2017), *Programa y Presupuesto*.
- YPF – CHACO, (2018), *Programa y Presupuesto*.
- YPF – CHACO, (2010), *Revista anuario*.
- YPF – CHACO, (2018 - 2019), *Revista anuario*.

ANEXOS

ANEXO 1. DATOS DE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE CAMPO HUMBERTO SUÁREZ

- POZO HSR - 6

La historial de producción de pozo HSR – 6 se produjo petróleo hasta 2004, las causas por el cual cerraron es por el agotamiento de energía de reservorio.

Tabla I. Historial de Producción de 1984 a 2004 Pozo HSR – 6.

Date	Gas	Oil	GOR	CGR	Water Cut	WGR
[mm-yyyy]	[M scf]	[bbl]	[scf/bbl]	[bbl/MMscf]	[%]	[bbl/MMscf]
dic - 1984	23515,0	85384,0	275,4			
ene - 1985		3189,0				
feb - 1985		4296,0				
mar - 1985	553,0	10565,0	52,3			
abr - 1985	9404,0	12996,0	723,6			
may - 1985	18845,0	13751,0	1370,4			
jun - 1985	18558,0	12170,0	1524,9			
jul - 1985	19792,0	12396,0	1596,6			
ago - 1985	19851,0	11636,0	1706,0			
sep - 1985	20351,0	11039,0	1843,6			
oct - 1985	17072,0	8875,0	1923,6			
sep - 1987		364,0				
oct - 1987	577,0	9963,0	57,9			
nov - 1987	3689,0	9511,0	387,9			
dic - 1987	5721,0	8457,0	676,5			
ene - 1988		1145,0				
feb - 1988		3749,0				
feb - 1990		3878,0			8,8	
mar - 1990		10407,0			16,2	
abr - 1990		3987,0			13,8	
may - 1990		4556,0			8,3	
jun - 1990		6449,0			2,3	
jul - 1990		5173,0			2,5	
dic - 1990		953,0				
ene - 1991		5274,0				
feb - 1991						
mar - 1991		4248,0				
abr - 1991		3552,0				
may - 1991		3099,0			6,3	
jun - 1991		2085,0			6,2	
jul - 1991	897,0	3112,0	288,2	3469,3	1,8	64,7
ago - 1991	4693,0	2563,0	1831,1	546,1	1,2	6,6
sep - 1991	3710,0	2500,0	1484,0	673,9	6,7	48,5
oct - 1991	3405,0	2818,0	1208,3	827,6	8,1	72,8
nov - 1991		2772,0			9,8	

dic - 1991	1671,0	4209,0	397,0	2518,9	6,2	167,0
ene - 1992	7159,0	3205,0	2233,7	447,7	3,7	17,3
feb - 1992	1569,0	1457,0	1076,9	928,6	3,7	35,7
mar - 1992	2658,0	2071,0	1283,4	779,2	4,3	35,0
abr - 1992		1541,0			17,8	
may - 1992		409,0			20,3	
jun - 1992	3601,0	2718,0	1324,9	754,8	5,2	41,7
jul - 1992		3437,0			2,6	
ago - 1992	4329,0	3168,0	1366,5	731,8	12,0	100,3
sep - 1992	4018,0	2637,0	1523,7	656,3	13,7	104,5
oct - 1992	3139,0	2890,0	1086,2	920,7	13,1	138,3
nov - 1992	3033,0	2778,0	1091,8	915,9	13,1	138,5
dic - 1992	3731,0	2903,0	1285,2	778,1	13,0	116,3
ene - 1993	4922,0	2477,0	1987,1	503,3	11,1	63,0
feb - 1993	123,0	74,0	1662,2	601,6	11,9	81,3
sep - 1993	225,0	565,0	398,2	2511,1	5,0	133,3
oct - 1993	4440,0	2969,0	1495,5	668,7	9,5	69,8
nov - 1993	3085,0	2248,0	1372,3	728,7	11,8	97,2
dic - 1993	2848,0	1916,0	1486,4	672,8	13,9	108,8
ene - 1994	2864,0	1816,0	1577,1	634,1	14,6	108,2
feb - 1994	2580,0	1526,0	1690,7	591,5	15,5	108,5
mar - 1994	2858,0	1849,0	1545,7	647,0	14,4	108,5
abr - 1994	2764,0	1705,0	1621,1	616,9	15,0	108,5
may - 1994	2860,0	1787,0	1600,4	624,8	14,8	108,4
jun - 1994	2767,0	1697,0	1630,5	613,3	15,0	108,4
jul - 1994	2674,0	1617,0	1653,7	604,7	15,2	108,5
ago - 1994	2216,0	2122,0	1044,3	957,6	12,7	139,9
mar - 1998	118,6	591,6	200,5	4988,0	21,1	1332,1
abr - 1998		120,8			58,5	
jul - 1998		707,0			29,7	
may - 2000		1852,0			14,7	
jun - 2000		2542,3			6,7	
jul - 2000		2458,0			6,6	
ago - 2000		103,6			20,1	
sep - 2000		672,5			18,2	
oct - 2000		1268,9			6,6	
nov - 2000		1133,5			13,4	
dic - 2000		625,3			22,4	
ene - 2001		556,1			35,7	
feb - 2001		397,9			27,2	
mar - 2001		623,3			34,3	
abr - 2001		616,3			35,6	
may - 2001		793,0			11,2	
jun - 2001		570,5			35,2	
jul - 2001		628,3			37,3	
ago - 2001		621,3			32,9	
sep - 2001		574,9			39,0	
oct - 2001		766,2			28,1	
nov - 2001		466,8			29,0	

dic - 2001	1038,9	29,3
ene - 2002	891,4	31,9
feb - 2002	666,1	60,1
mar - 2002	965,5	56,3
abr - 2002	899,4	54,7
may - 2002	744,3	59,3
jun - 2002	763,6	35,5
jul - 2002	602,1	50,0
ago - 2002	686,5	45,1
sep - 2002	491,4	51,6
oct - 2002	437,7	55,6
nov - 2002	460,5	37,2
dic - 2002	337,7	48,3
ene - 2003	264,2	68,2
feb - 2003	309,0	66,1
mar - 2003	290,7	69,4
abr - 2003	254,8	64,6
may - 2003	63,3	61,7
jul - 2004	15,3	66,2
ago - 2004	59,1	87,4
sep - 2004	167,3	88,9
oct - 2004	179,9	82,3
nov - 2004	98,1	86,3
dic - 2004		100,0

Fuente: Informe anual de YPFB-CHACO,2013.

- POZO HSR - 10

El pozo HSR – 10 como se puede ver en la gráfica e la tabla que de 1991 era productor de petróleo – gas, posteriormente pasando los años el pozo fue produciendo mayores caudales de agua, En año 2009 dejó de ser rentable el pozo.

Tabla II. Historial de producción de pozo HSR – 10 de 1991 a 2009.

Date	Gas	Oil	Water	GOR	CGR	Water Cut	WGR
[mm-yyyy]	M scf	bbl	bbl	scf/bbl	bbl/MMscf	%	bbl/MMscf
sep - 1991		607,0					
oct - 1991		5107,0					
nov - 1991		6275,0					
dic - 1991	6052,0	6799,0	124,0	890,1	1123,4	1,8	20,5
ene - 1992	1958,0	7714,0	124,0	253,8	3939,7	1,6	63,3
feb - 1992	1206,0	2727,0	557,0	442,2	2261,2	17,0	461,9
jul - 2003	1034,0	781,0	1521,0	1323,9	755,3	66,1	1471,0
ago - 2003	1001,0	760,0	1914,0	1317,1	759,2	71,6	1912,1
sep - 2003	552,0	116,0	500,0	4758,6	210,1	81,2	905,8
oct - 2003	444,0	42,0	206,0	10571,4	94,6	83,1	464,0

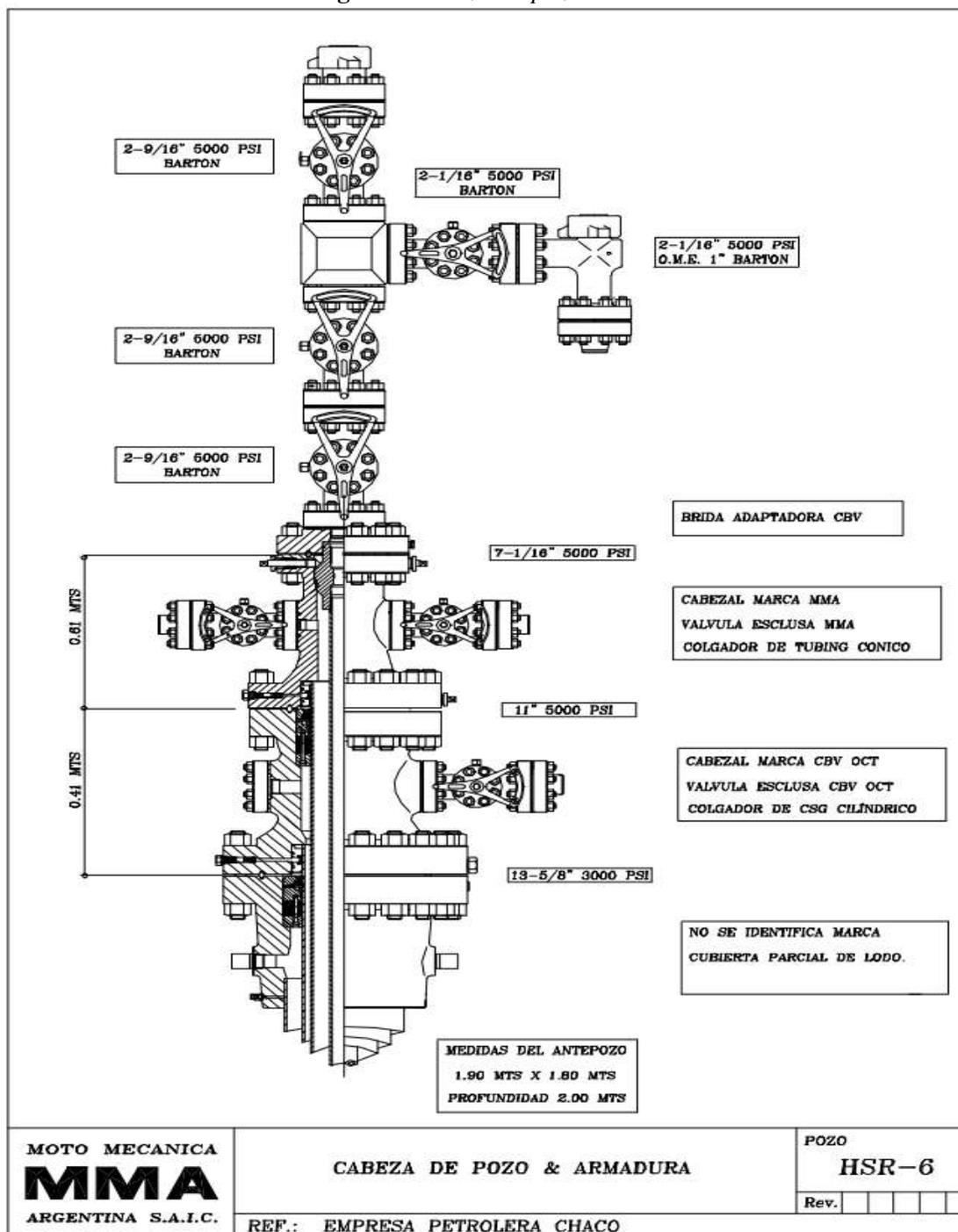
nov - 2003	1967,0	363,0	1624,0	5418,7	184,5	81,7	825,6
dic - 2003	928,0	351,5	1606,0	2639,9	378,8	82,0	1730,6
ene - 2004	576,0	83,1	533,0	6932,4	144,3	86,5	925,3
feb - 2004	248,0					100,0	838,7
sep - 2004	512,9	138,5	157,0	3704,3	270,0	53,1	306,1
oct - 2004	682,2	372,5	799,0	1831,4	546,0	68,2	1171,3
nov - 2004		443,4				61,4	
dic - 2004		245,7				69,3	
ene - 2005		309,3				78,7	
feb - 2005		280,2				76,1	
mar - 2005		304,1				68,5	
abr - 2005		288,0				70,6	
may - 2005		272,0				67,1	
jun - 2005		176,0				74,3	
jul - 2005		249,0				69,4	
ago - 2005	246,0	233,0	568,0	1055,8	947,2	70,9	2308,9
sep - 2005	421,0	247,0	546,0	1704,5	586,7	68,9	1296,9
oct - 2005	784,0	269,0	485,0	2914,5	343,1	64,3	618,6
nov - 2005	65,0	163,0	679,0	398,8	2507,7	80,6	10446,2
dic - 2005	99,0	204,0	1022,0	485,3	2060,6	83,4	10323,2
ene - 2006	184,0	193,0	1140,0	953,4	1048,9	85,5	6195,7
feb - 2006	226,0	109,0	808,0	2073,4	482,3	88,1	3575,2
mar - 2006	95,0	132,0	883,0	719,7	1389,5	87,0	9294,7
abr - 2006	162,0	70,0	781,0	2314,3	432,1	91,8	4821,0
may - 2006	250,0	115,0	661,0	2173,9	460,0	85,2	2644,0
jun - 2006	242,0	150,0	717,0	1613,3	619,8	82,7	2962,8
jul - 2006	13,0	93,0	561,0	139,8	7153,8	85,8	43153,8
ago - 2006		93,0				85,9	
sep - 2006		90,0				87,4	
oct - 2006		35,0				90,1	
oct - 2009		3,0				92,1	
nov - 2009	857,0	61,0	1174,0	14049,2	71,2	95,1	1369,9
dic - 2009							

Fuente: Informe anual de YPFB-CHACO,2013.

ANEXO 2. CABEZALES DE POZOS DE CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA

- Pozo HSR - 6

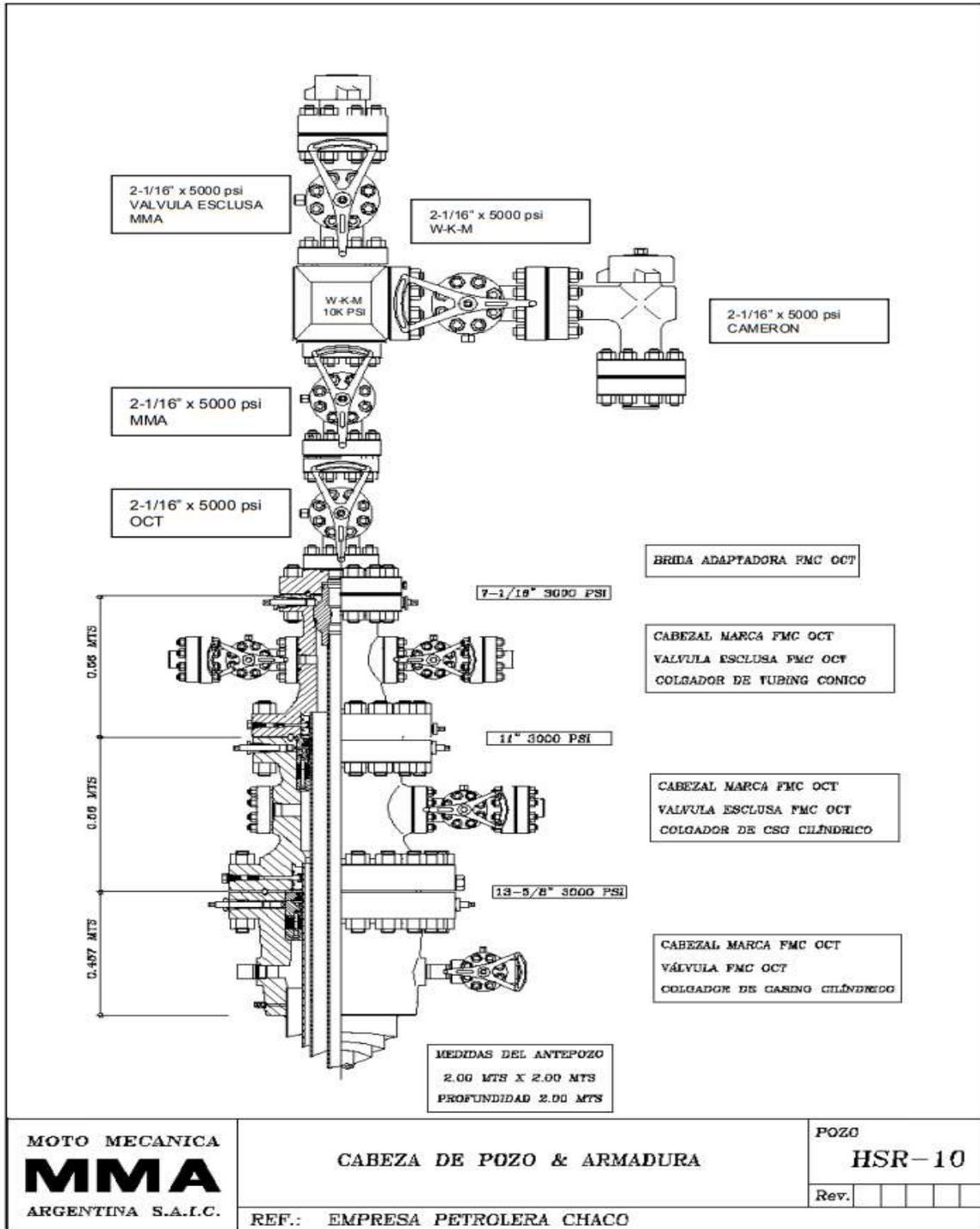
Figura I Cabezal de pozo HSR - 6



Fuente: Empresa petrolera YPFB - CHACO.

- Pozo HSR - 10

Figura II Cabezal de pozo de HSR - 10



Fuente: Empresa petrolera YPFB - CHACO.

ANEXO 3. PROPIEDADES DE LA ROCA

Figura III Propiedades Termicas 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: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura IV *Propiedades físicas del agua a presión estándar o presión de saturación*

Temperatura (F)	Presión (lpc)	Densidad ($\frac{lb}{pie^3}$)	Calor esp. ($\frac{BTU}{lb-F}$)	Cond. Térmica ($\frac{BTU}{h-pie-F}$)	Viscosidad ($\frac{lb}{pie-h}$)	Coef. de Expansión (F^{-1})
32	14,7	62,42	1,0074	0,319	3,335	0,000039
40		62,42	1,0048	0,325	3,713	0,000010
60		62,35	0,9999	0,341	2,760	0,000084
80		62,20	0,9983	0,352	2,057	0,000151
100		61,99	0,9979	0,361	1,647	0,000203
120		61,70	0,9985	0,370	1,349	0,000250
140		61,37	0,9994	0,376	1,130	0,000291
160		61,00	1,0009	0,382	0,963	0,000328
180		60,57	1,0028	0,387	0,831	0,000363
200		60,11	1,0056	0,391	0,733	0,000398
212		59,83	1,007	0,394	0,684	0,000418
240	24,97	59,10	1,013	0,395	0,586	0,000467
280	49,20	57,94	1,023	0,395	0,487	0,000534
320	89,66	56,66	1,037	0,394	0,415	0,000610
360	153,0	55,22	1,055	0,389	0,362	0,000694
400	247,0	53,55	1,080	0,383	0,322	0,000797
440	381,6	51,92	1,113	0,373	0,293	0,000932
480	566,1	50,00	1,157	0,361	0,270	0,00110
520	812,4	47,85	1,225	0,344	0,249	0,00135
560	1133,0	45,25	1,343	0,320	0,231	0,00176
600	1543,0	42,37	1,510	0,291	0,212	0,00236
640	2060,0	38,46	1,940	0,252	0,189	0,00414
680	2708,0	32,79	3,2	0,202	0,165	-
705,4	3206,2	19,90	-	0,121	0,122	-

Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura V. Propiedades físicas del aire a 1atm

Temperatura (F)	Conductividad Térmica $\left(\frac{BTU}{h - pie - F}\right)$	Densidad $\left(\frac{lb}{pie^3}\right)$	Viscosidad $\left(\frac{lb}{pie - h}\right)$	Calor Específico $\left(\frac{BTU}{lb - F}\right)$	Coefficiente Expansión $\left(\frac{1}{F}\right)$
0	0,0132800	0,0855865	0,0400000	0,2382000	0,0021584
20,0	0,0137725	0,0825460	0,0412261	0,2384871	0,0020822
40,0	0,0142616	0,0796346	0,0424425	0,2387724	0,0020092
60,0	0,0147473	0,0768491	0,0436491	0,2390710	0,0019393
80,0	0,0152296	0,0741861	0,0448459	0,2393777	0,0018725
100,0	0,0157085	0,0716423	0,0460330	0,2396927	0,0018086
120,0	0,0161840	0,0692144	0,0472103	0,2400159	0,0017477
140,0	0,0166562	0,0668990	0,0483779	0,2403473	0,0016895
160,0	0,0171249	0,0646928	0,0495357	0,2406869	0,0016341
180,0	0,0175902	0,0625925	0,0506837	0,2410348	0,0015813
200,0	0,0180521	0,0605948	0,0518220	0,2413908	0,0015311
220,0	0,0185106	0,0586964	0,0529505	0,2417551	0,0014833
240,0	0,0189658	0,0568938	0,0540693	0,2421226	0,0014380
260,0	0,0194175	0,0551839	0,0551783	0,2425083	0,0013949
280,0	0,0198658	0,0535633	0,0562775	0,2428977	0,0013541
300,0	0,0203108	0,0520287	0,0573670	0,2432943	0,0013155
320,0	0,0207523	0,0505767	0,0584467	0,2436997	0,0012789
340,0	0,0211904	0,0492040	0,0595162	0,2441132	0,0012442
360,0	0,0216757	0,0479073	0,0605769	0,2445350	0,0012115
380,0	0,0220565	0,0466833	0,0616273	0,2449650	0,0011806
400,0	0,0224845	0,0455286	0,0626680	0,2454032	0,0011515
420,0	0,0229090	0,0444399	0,0636989	0,2458496	0,0011239
440,0	0,0233302	0,0434140	0,0647201	0,2463043	0,0010980
460,0	0,0237479	0,0424474	0,0657315	0,2467671	0,0010735
480,0	0,0241623	0,0415369	0,0667331	0,2472382	0,0010505
500,0	0,0245733	0,0406792	0,0677250	0,2477175	0,0010288
520,0	0,0249808	0,0398708	0,0687071	0,2482050	0,0010083
540,0	0,0253850	0,0391086	0,0696795	0,2487007	0,0009889
560,0	0,0257857	0,0383891	0,0706421	0,2492047	0,0009707
580,0	0,0261831	0,0377091	0,0715949	0,2497168	0,0009534
600,0	0,0265771	0,0370652	0,0725380	0,2502372	0,0009370
620,0	0,0269677	0,0364540	0,0734713	0,2507658	0,0009215
640,0	0,0273548	0,0358724	0,0743949	0,2513026	0,0009067
660,0	0,0277386	0,0353769	0,0753087	0,2518476	0,0008926
680,0	0,0281190	0,0348743	0,0762127	0,2524009	0,0008791
700,0	0,0284960	0,0342712	0,0771070	0,2529623	0,0008660
720,0	0,0288696	0,0337742	0,0779915	0,2535320	0,0008534
740,0	0,0292397	0,0332901	0,0788663	0,2541099	0,0008411
760,0	0,0296065	0,0328156	0,0797313	0,2546960	0,0008291
780,0	0,0299699	0,0323473	0,0805865	0,2552903	0,0008172
800,0	0,0303299	0,0318819	0,0814320	0,2558928	0,0008054
820,0	0,0306865	0,0314160	0,0822677	0,2565036	0,0007936
840,0	0,0310397	0,0309464	0,0830937	0,2571225	0,0007817
860,0	0,0313895	0,0304697	0,0839099	0,2577497	0,0007697
880,0	0,0317359	0,0299827	0,0847163	0,2583851	0,0007574
900,0	0,0320789	0,0294819	0,0855130	0,2590287	0,0007448
920,0	0,0324185	0,0289641	0,0862999	0,2596805	0,0007318
940,0	0,0327548	0,0284259	0,0870771	0,2603406	0,0007182
960,0	0,0330826	0,0278641	0,0878445	0,2610088	0,0007042
980,0	0,0334170	0,0272752	0,0886021	0,2616853	0,0006894
1000,0	0,0337430	0,0266560	0,0893500	0,2623700	0,0006739

Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura VI Funciones F_1 y F_2 de Marx y Langenheim

t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2
0,0000	0,00000	1,00000	0,62	0,38198	0,49349	3,2	1,29847	0,27996
0,0002	0,00020	0,98424	0,64	0,39180	0,48910	3,3	1,32629	0,27649
0,0004	0,00039	0,97783	0,66	0,40154	0,48484	3,4	1,35377	0,27314
0,0006	0,00059	0,97295	0,68	0,41120	0,48071	3,5	1,38092	0,26992
0,0008	0,00028	0,96887	0,70	0,42077	0,47670	3,6	1,40775	0,26681
0,0010	0,00098	0,96529	0,72	0,43027	0,47281	3,7	1,43428	0,26380
0,0020	0,00193	0,95147	0,74	0,43969	0,46902	3,8	1,46052	0,26090
0,0040	0,00382	0,93245	0,76	0,44903	0,46533	3,9	1,48647	0,25810
0,0060	0,00567	0,91826	0,78	0,45830	0,46174	4,0	1,51214	0,25538
0,0080	0,00749	0,90657	0,80	0,46750	0,45825	4,1	1,53755	0,25275
0,0100	0,00930	0,89646	0,82	0,47663	0,45484	4,2	1,56270	0,25021
0,0020	0,01806	0,85848	0,84	0,48569	0,45152	4,3	1,58759	0,24774
0,0040	0,03470	0,80902	0,86	0,49469	0,44827	4,4	1,61225	0,24534
0,0060	0,05051	0,77412	0,88	0,50362	0,44511	4,5	1,63667	0,24301
0,0080	0,06571	0,74655	0,90	0,51250	0,44202	4,6	1,66086	0,24075
0,1000	0,08040	0,72358	0,92	0,52131	0,43900	4,7	1,68482	0,23856
0,1200	0,09467	0,70379	0,94	0,53006	0,43605	4,8	1,70857	0,23642
0,1400	0,10857	0,68637	0,96	0,53875	0,43317	4,9	1,73212	0,23434
0,1600	0,12214	0,67079	0,98	0,54738	0,43034	5,0	1,75545	0,23232
0,1800	0,13541	0,65668	1,00	0,55596	0,42758	5,2	1,80153	0,22843
0,2000	0,14841	0,64379	1,10	0,57717	0,42093	5,4	1,84686	0,22474
0,2200	0,16117	0,63191	1,20	0,63892	0,40285	5,6	1,89146	0,22123
0,2400	0,17370	0,62091	1,30	0,67866	0,39211	5,8	1,93538	0,21788
0,2600	0,18601	0,61065	1,40	0,71738	0,38226	6,0	1,97865	0,21470
0,2800	0,19813	0,60105	1,50	0,75514	0,37317	6,2	2,02129	0,21165
0,3000	0,21006	0,59202	1,60	0,79203	0,36473	6,4	2,06334	0,20875
0,3200	0,22181	0,58350	1,70	0,82811	0,35688	6,6	2,10482	0,20597
0,3400	0,23340	0,57545	1,80	0,86343	0,34955	6,8	2,14576	0,20330
0,3600	0,24483	0,56781	1,90	0,89803	0,34267	7,0	2,18617	0,20076
0,3800	0,25612	0,56054	2,00	0,93198	0,33621	7,2	2,22608	0,19832
0,4000	0,26726	0,55361	2,10	0,96529	0,33011	7,4	2,26550	0,19598
0,4200	0,27826	0,54699	2,20	0,99801	0,32435	7,6	2,30446	0,19374
0,4400	0,28914	0,54066	2,30	1,03017	0,31890	7,8	2,34298	0,19159
0,4600	0,29989	0,53459	2,40	1,06180	0,31372	8,0	2,38106	0,18952
0,4800	0,31052	0,52876	2,50	1,09292	0,30880	8,2	2,41873	0,18755
0,5000	0,32104	0,52316	2,60	1,12356	0,30411	8,4	2,45600	0,18565
0,5200	0,33145	0,51776	2,70	1,15375	0,29963	8,6	2,49289	0,18383
0,5400	0,34175	0,51257	2,80	1,18349	0,29535	8,8	2,52940	0,18208
0,5600	0,35195	0,50755	2,90	1,21282	0,29126	9,0	2,56555	0,18041
0,5800	0,36206	0,50271	3,00	1,24175	0,28734	9,2	2,60135	0,17881
0,6000	0,37206	0,49802	3,10	1,27029	0,28358	9,4	2,63682	0,17727

Fuente: *Recuperación Térmica de Petróleo*, Alvarado Douglas A. y Banzer, S. Carlos, 2002.

Figura VII *Propiedades de agua Saturada de Libro de Cengel*

Temp., T °F	Volumen específico, ft ³ /lbm			Energía interna, Btu/lbm			Entalpía, Btu/lbm			Entropía, Btu/lbm - R		
	Pres. sat., P _{sat} psia	Liq. sat., v _f	Vapor sat., v _g	Liq. sat., u _f	Evap., u _{fg}	Vapor sat., u _g	Liq. sat., h _f	Evap., h _{fg}	Vapor sat., h _g	Liq. sat., s _f	Evap., s _{fg}	Vapor sat., s _g
32.018	0.08871	0.01602	3299.9	0.000	1021.0	1021.0	0.000	1075.2	1075.2	0.00000	2.18672	2.1867
35	0.09998	0.01602	2945.7	3.004	1019.0	1022.0	3.004	1073.5	1076.5	0.00609	2.17011	2.1762
40	0.12173	0.01602	2443.6	8.032	1015.6	1023.7	8.032	1070.7	1078.7	0.01620	2.14271	2.1589
45	0.14756	0.01602	2035.8	13.05	1012.2	1025.3	13.05	1067.8	1080.9	0.02620	2.11587	2.1421
50	0.17812	0.01602	1703.1	18.07	1008.9	1026.9	18.07	1065.0	1083.1	0.03609	2.08956	2.1256
55	0.21413	0.01603	1430.4	23.07	1005.5	1028.6	23.07	1062.2	1085.3	0.04586	2.06377	2.1096
60	0.25638	0.01604	1206.1	28.08	1002.1	1030.2	28.08	1059.4	1087.4	0.05554	2.03847	2.0940
65	0.30578	0.01604	1020.8	33.08	998.76	1031.8	33.08	1056.5	1089.6	0.06511	2.01366	2.0788
70	0.36334	0.01605	867.18	38.08	995.39	1033.5	38.08	1053.7	1091.8	0.07459	1.98931	2.0639
75	0.43016	0.01606	739.27	43.07	992.02	1035.1	43.07	1050.9	1093.9	0.08398	1.96541	2.0494
80	0.50745	0.01607	632.41	48.06	988.65	1036.7	48.07	1048.0	1096.1	0.09328	1.94196	2.0352
85	0.59659	0.01609	542.80	53.06	985.28	1038.3	53.06	1045.2	1098.3	0.10248	1.91892	2.0214
90	0.69904	0.01610	467.40	58.05	981.90	1040.0	58.05	1042.4	1100.4	0.11161	1.89630	2.0079
95	0.81643	0.01612	403.74	63.04	978.52	1041.6	63.04	1039.5	1102.6	0.12065	1.87408	1.9947
100	0.95052	0.01613	349.83	68.03	975.14	1043.2	68.03	1036.7	1104.7	0.12961	1.85225	1.9819
110	1.2767	0.01617	264.96	78.01	968.36	1046.4	78.02	1031.0	1109.0	0.14728	1.80970	1.9570
120	1.6951	0.01620	202.94	88.00	961.56	1049.6	88.00	1025.2	1113.2	0.16466	1.76856	1.9332
130	2.2260	0.01625	157.09	97.99	954.73	1052.7	97.99	1019.4	1117.4	0.18174	1.72877	1.9105
140	2.8931	0.01629	122.81	107.98	947.87	1055.9	107.99	1013.6	1121.6	0.19855	1.69024	1.8888
150	3.7234	0.01634	96.929	117.98	940.98	1059.0	117.99	1007.8	1125.7	0.21508	1.65291	1.8680
160	4.7474	0.01639	77.185	127.98	934.05	1062.0	128.00	1001.8	1129.8	0.23136	1.61670	1.8481
170	5.9999	0.01645	61.982	138.00	927.08	1065.1	138.02	995.88	1133.9	0.24739	1.58155	1.8289
180	7.5197	0.01651	50.172	148.02	920.06	1068.1	148.04	989.85	1137.9	0.26318	1.54741	1.8106
190	9.3497	0.01657	40.920	158.05	912.99	1071.0	158.08	983.76	1141.8	0.27874	1.51421	1.7930
200	11.538	0.01663	33.613	168.10	905.87	1074.0	168.13	977.60	1145.7	0.29409	1.48191	1.7760
210	14.136	0.01670	27.798	178.15	898.68	1076.8	178.20	971.35	1149.5	0.30922	1.45046	1.7597
212	14.709	0.01671	26.782	180.16	897.24	1077.4	180.21	970.09	1150.3	0.31222	1.44427	1.7566
220	17.201	0.01677	23.136	188.22	891.43	1079.6	188.28	965.02	1153.3	0.32414	1.41980	1.7439
230	20.795	0.01684	19.374	198.31	884.10	1082.4	198.37	958.59	1157.0	0.33887	1.39899	1.7288
240	24.985	0.01692	16.316	208.41	876.70	1085.1	208.49	952.06	1160.5	0.35342	1.36069	1.7141
250	29.844	0.01700	13.816	218.54	869.21	1087.7	218.63	945.41	1164.0	0.36779	1.33216	1.6999
260	35.447	0.01708	11.760	228.68	861.62	1090.3	228.79	938.65	1167.4	0.38198	1.30425	1.6862
270	41.877	0.01717	10.059	238.85	853.94	1092.8	238.98	931.76	1170.7	0.39601	1.27694	1.6730
280	49.222	0.01726	8.6439	249.04	846.16	1095.2	249.20	924.74	1173.9	0.40989	1.25018	1.6601
290	57.573	0.01735	7.4607	259.26	838.27	1097.5	259.45	917.57	1177.0	0.42361	1.22393	1.6475
300	67.028	0.01745	6.4663	269.51	830.25	1099.8	269.73	910.24	1180.0	0.43720	1.19818	1.6354
310	77.691	0.01755	5.6266	279.79	822.11	1101.9	280.05	902.75	1182.8	0.45065	1.17289	1.6235
320	89.667	0.01765	4.9144	290.11	813.84	1104.0	290.40	895.09	1185.5	0.46396	1.14802	1.6120
330	103.07	0.01776	4.3076	300.46	805.43	1105.9	300.80	887.25	1188.1	0.47716	1.12355	1.6007
340	118.02	0.01787	3.7885	310.85	796.87	1107.7	311.24	879.22	1190.5	0.49024	1.09945	1.5897
350	134.63	0.01799	3.3425	321.29	788.16	1109.4	321.73	870.98	1192.7	0.50321	1.07570	1.5789
360	153.03	0.01811	2.9580	331.76	779.28	1111.0	332.28	862.53	1194.8	0.51607	1.05227	1.5683
370	173.36	0.01823	2.6252	342.29	770.23	1112.5	342.88	853.86	1196.7	0.52884	1.02914	1.5580
380	195.74	0.01836	2.3361	352.87	761.00	1113.9	353.53	844.96	1198.5	0.54152	1.00628	1.5478
390	220.33	0.01850	2.0842	363.50	751.58	1115.1	364.25	835.81	1200.1	0.55411	0.98366	1.5378

Propiedades de agua Saturada de Libro de Cengel

Temp., T °F	Pres. sat., P _{sat} psia	Volumen específico, ft ³ /lbm		Energía interna, Btu/lbm			Entalpía, Btu/lbm			Entropía, Btu/lbm · R		
		Liq. sat., v _f	Vapor sat., v _g	Liq. sat., u _f	Evap., u _{fg}	Vapor sat., u _g	Liq. sat., h _f	Evap., h _{fg}	Vapor sat., h _g	Liq. sat., s _f	Evap., s _{fg}	Vapor sat., s _g
400	247.26	0.01864	1.8639	374.19	741.97	1116.2	375.04	826.39	1201.4	0.56663	0.96127	1.5279
410	276.69	0.01878	1.6706	384.94	732.14	1117.1	385.90	816.71	1202.6	0.57907	0.93908	1.5182
420	308.76	0.01894	1.5006	395.76	722.08	1117.8	396.84	806.74	1203.6	0.59145	0.91707	1.5085
430	343.64	0.01910	1.3505	406.65	711.80	1118.4	407.86	796.46	1204.3	0.60377	0.89522	1.4990
440	381.49	0.01926	1.2178	417.61	701.26	1118.9	418.97	785.87	1204.8	0.61608	0.87349	1.4895
450	422.47	0.01944	1.0999	428.66	690.47	1119.1	430.18	774.94	1205.1	0.62826	0.85187	1.4801
460	466.75	0.01962	0.99510	439.79	679.39	1119.2	441.48	763.65	1205.1	0.64044	0.83033	1.4708
470	514.52	0.01981	0.90158	451.01	668.02	1119.0	452.90	751.98	1204.9	0.65260	0.80885	1.4615
480	565.96	0.02001	0.81794	462.34	656.34	1118.7	464.43	739.91	1204.3	0.66474	0.78739	1.4521
490	621.24	0.02022	0.74296	473.77	644.32	1118.1	476.09	727.40	1203.5	0.67686	0.76594	1.4428
500	680.56	0.02044	0.67558	485.32	631.94	1117.3	487.89	714.44	1202.3	0.68899	0.74445	1.4334
510	744.11	0.02067	0.61489	496.99	619.17	1116.2	499.84	700.99	1200.8	0.70112	0.72290	1.4240
520	812.11	0.02092	0.56009	508.80	605.99	1114.8	511.94	687.01	1199.0	0.71327	0.70126	1.4145
530	884.74	0.02118	0.51051	520.76	592.35	1113.1	524.23	672.47	1196.7	0.72546	0.67947	1.4049
540	962.24	0.02146	0.46553	532.88	578.23	1111.1	536.70	657.31	1194.0	0.73770	0.65751	1.3952
550	1044.8	0.02176	0.42465	545.18	563.58	1108.8	549.39	641.47	1190.9	0.75000	0.63532	1.3853
560	1132.7	0.02207	0.38740	557.68	548.33	1106.0	562.31	624.91	1187.2	0.76238	0.61284	1.3752
570	1226.2	0.02242	0.35339	570.40	532.45	1102.8	575.49	607.55	1183.0	0.77486	0.59003	1.3649
580	1325.5	0.02279	0.32225	583.37	515.84	1099.2	588.95	589.29	1178.2	0.78748	0.56679	1.3543
590	1430.8	0.02319	0.29367	596.61	498.43	1095.0	602.75	570.04	1172.8	0.80026	0.54306	1.3433
600	1542.5	0.02362	0.26737	610.18	480.10	1090.3	616.92	549.67	1166.6	0.81323	0.51871	1.3319
610	1660.9	0.02411	0.24309	624.11	460.73	1084.8	631.52	528.03	1159.5	0.82645	0.49363	1.3201
620	1786.2	0.02464	0.22061	638.47	440.14	1078.6	646.62	504.92	1151.5	0.83998	0.46765	1.3076
630	1918.9	0.02524	0.19972	653.35	418.12	1071.5	662.32	480.07	1142.4	0.85389	0.44056	1.2944
640	2059.3	0.02593	0.18019	668.86	394.36	1063.2	678.74	453.14	1131.9	0.86828	0.41206	1.2803
650	2207.8	0.02673	0.16184	685.16	368.44	1053.6	696.08	423.65	1119.7	0.88332	0.38177	1.2651
660	2364.9	0.02767	0.14444	702.48	339.74	1042.2	714.59	390.84	1105.4	0.89922	0.34906	1.2483
670	2531.2	0.02884	0.12774	721.23	307.22	1028.5	734.74	353.54	1088.3	0.91636	0.31296	1.2293
680	2707.3	0.03035	0.11134	742.11	269.00	1011.1	757.32	309.57	1066.9	0.93541	0.27163	1.2070
690	2894.1	0.03255	0.09451	766.81	220.77	987.6	784.24	253.96	1038.2	0.95797	0.22089	1.1789
700	3093.0	0.03670	0.07482	801.75	146.50	948.3	822.76	168.32	991.1	0.99023	0.14514	1.1354
705.10	3200.1	0.04975	0.04975	866.61	0	866.6	896.07	0	896.1	1.05257	0	1.0526

Fuente: *Termodinámica*, 7mo edición, Cengel Yunus A, (2012).

NOMBRE COMPLETO: MARCO ANTONIO CONDORI COPA

CELULAR: + 591 67339337

CORREO ELECTRÓNICO: marco202408@gmail.com



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3656/2024
La Paz, 04 de noviembre de 2024**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **04 de noviembre de 2024**, por **MARCO ANTONIO CONDORI COPA** con **C.I. N° 5989985 LP**, con número de trámite **DA 2105/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA MEDIANTE LA TECNOLOGIA STEAM INJECTION EN EL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad y los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los*



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Lfta. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chapaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urmilagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf.: 72018160

ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA MEDIANTE LA TECNOLOGIA STEAM INJECTION EN EL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA**" a favor del autor y titular: **MARCO ANTONIO CONDORI COPA** con **C.I. N° 5989985 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudiesen demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



WYnCt6Vw2Qs41E

PARA LA VALIDACION DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACION O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chiquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Umiologotia,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Giro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf.: 72018160

www.senapi.gob.bo

