

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



**“APLICACION DE MODELOS PROGRAMADOS DE INYECCION  
CONTINUA DE VAPOR PARA LA ESTIMULACION DEL POZO  
SRB-C8 DEL CAMPO SURUBI E INCREMENTAR LA  
PRODUCCION DE PETROLEO CONDENSADO”**

Proyecto de Grado presentado para optar al título de Licenciatura en  
Ingeniería en Petróleo, Gas y Procesos

**POSTULANTE:** Rolando Bladimir Mamani Uruchi

**TUTOR:** M.Sc Ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño

**La Paz - Bolivia**

**2024**



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA 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 exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando 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 DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento de mi formación profesional, a mis queridos padres FRANCISCO y JUSTINA por sus inquebrantables apoyos y por sus palabras alentadoras; a mis queridos hermanos EDWIN ANTONIO y GLADYS LIDIA, por sus apoyos incondicionales y sus palabras de aliento lo cual me motivo seguir adelante; y que hicieron posible para lograr este proyecto de grado y en especial a las personas que aportaron con la contribución del contenido de mi proyecto de grado.

Quiero agradecer a mi tutor M.Sc Ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño, quien con sus conocimientos y apoyo me guio a través de cada una de las etapas de este proyecto para alcanzar los resultados que buscaba.

También quiero agradecer a la Universidad Mayor de San Andrés, a la Facultad de Ingeniería y en especial a la Carrera Ingeniería Petrolera - Gas y Procesos; a los docentes que formaron parte de mi formación académica, por brindarme todos los recursos y herramientas que fueron necesarios para llevar a cabo este proceso. No hubiese podido arribar a estos resultados de no haber sido por su incondicional apoyo.

Muchas gracias a todos.

## DEDICATORIA

Dedicado:

A mis padres, FRANCISCO MAMANI GUTIERREZ y JUSTINA URUCHI LIMACHI, por estar ahí cuando más lo necesito, por darme su cariño incondicional, paciencia, apoyo, consejos y sobre todo valor para seguir adelante.

A mis dos hermanos mayores EDWIN ANTONIO MAMANI URUCHI y GLADYS LIDIA MAMANI URUCHI, por siempre estar ahí para darme consejos y mostrarme el camino de la vida profesional.

## RESÚMEN EJECUTIVO

Los métodos de recuperación mejorada han sido ampliamente utilizados y una herramienta necesaria dentro de la metodología de producción de hidrocarburos. Por otro lado, todos estos son evaluados por métodos cuantitativos antes de ser implementados, los cuales han sido desarrollados e implementados por muchos científicos en el campo, pero que aún no han encontrado aplicación con suficiente profundidad entre nosotros. El trabajo propuesto desarrolla una tecnología numérica innovadora basada en modelos de ecuaciones de balance de energía para pronosticar los parámetros del proceso en la tecnología de inyección de vapor para la recuperación de petróleo pesado.

Se describieron adecuadamente los siguientes: Primero, las características de EOR e Inyección Continua de Vapor. Se presenta un análisis cuantitativo basado en la conservación del modelo de los componentes de masa de petróleo y solvente y la energía del sistema de conservación para el Desplazamiento de Condensado por Inyección de Vapor. Para los casos restantes, se utilizó un programa macro de Excel para determinar la saturación del flujo de fase fraccionaria del petróleo recuperado en vapor y la presión del sistema para los parámetros del sistema de fluido del yacimiento. El método de inyección de vapor propuesto estimó IPR y un aumento del 45% en el rendimiento.

Finalmente, se realizó la evaluación técnica para albergar el proyecto de grado, que indicó que tiene más aspectos positivos que negativos. Económicamente, el estudio de IRR resultó en un resultado positivo. Esto significa que los costos serán menores con un mayor caudal de petróleo recuperado como resultado de la nueva inversión.

En conclusión, fue factible aplicar modelos de inyección de vapor programada continua para la estimulación del pozo SRB-C8 del Campo Surubí e incrementar la producción de petróleo condensado. Esto demuestra que el modelo numérico predice valores cercanos a la realidad.

## ABSTRACT

Enhanced recovery methods have been widely used and a necessary tool within hydrocarbon production methodology. On the other hand, all of these are evaluated by quantitative methods before being implemented, which have been developed and implemented by many scientists in the field, but have not yet found application with sufficient depth among us. The proposed work develops an innovative numerical technology based on energy balance equation models to forecast process parameters in steam injection technology for heavy oil recovery.

The following were adequately described: First, the characteristics of EOR and Continuous Steam Injection. A quantitative analysis based on model conservation of oil and solvent mass components and system energy conservation for Steam Injection Condensate Displacement is presented. For the remaining cases, an Excel macro program was used to determine the fractional phase flow saturation of the recovered oil in steam and the system pressure for the reservoir fluid system parameters. The proposed steam injection method estimated IPR and a 45% increase in yield.

Finally, the technical evaluation was carried out to host the degree project, which indicated that it has more positive aspects than negative ones. Economically, the IRR study resulted in a positive result. This means that costs will be lower with a higher rate of recovered oil as a result of the new investment.

In conclusion, it was feasible to apply continuous programmed steam injection models for the stimulation of the SRB-C8 well of the Surubí Field and increase the production of condensate oil. This shows that the numerical model predicts values close to reality.

## INDICE

1	CAPÍTULO I: GENERALIDADES .....	1
1.1.	INTRODUCCIÓN. ....	1
1.2.	ANTECEDENTES .....	4
1.2.1.	Antecedentes generales .....	4
1.2.2.	Antecedentes académicos .....	4
1.3.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. ....	6
1.3.1.	Identificación del problema. ....	6
1.3.2.	Árbol de problemas .....	8
1.3.3.	Formulación del problema .....	9
1.4.	OBJETIVOS .....	10
1.4.1.	Objetivo general .....	10
1.4.2.	Objetivos específicos.....	10
1.4.3.	Cuadro de actividades.....	10
1.5.	JUSTIFICACIÓN. ....	13
1.5.1.	Justificación teórica .....	13
1.5.2.	Justificación técnica.....	13
1.5.3.	Justificación económica.....	13
1.5.4.	Justificación socio – ambiental .....	14
1.6.	ALCANCE .....	15
1.6.1.	Alcance temático .....	15
1.6.2.	Alcance temporal.....	15
1.6.3.	Alcance geográfico.....	16
2	capítulo ii: MARCO TEÓRICO.....	18
2.1.	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN HIDROCARBURÍFERA .....	18

2.1.1.	Aplicación de los métodos EOR .....	18
2.1.2.	Clasificación de los métodos EOR .....	19
2.1.3.	Fenómenos Involucrados en la Recuperación Mejorada.....	34
2.2.	FENÓMENOS DE LA ESCALA DEL MEDIO POROSO .....	38
2.2.1.	Drenaje e Inhibición.....	38
2.2.2.	Ley de Darcy .....	40
2.2.3.	Fenómenos a la escala del Yacimiento .....	42
2.3.	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	43
2.3.1.	Equipos para el Tratamiento .....	45
2.3.2.	Generadores de vapor.....	46
2.3.3.	Método recuperación mejorada por inyección de vapor .....	47
2.3.4.	Parámetros de aplicación de la recuperación mejorada por Inyección de Vapor.....	49
2.3.5.	Mecanismo para la inyección de vapor .....	50
3	CAPÍTULO III: MODELO DE ANÁLISIS DE FLUJO UNIDIMENSIONAL .....	52
3.1.	ECUACIONES FUNDAMENTALES .....	52
3.2.	CONDICIONES DEL MODELO UNIDIMENSIONAL.....	57
3.3.	DESARROLLO DEL MODELO DE DESPLAZAMIENTO .....	58
3.3.1.	MÉTODOS DE ITERACIÓN.....	63
3.3.2.	Solución por diagonalización:.....	63
3.3.3.	Solución particular .....	64
4	CAPITULO IV: APLICACIÓN PRÁCTICA.....	66
4.1.	UBICACIÓN DEL LUGAR DE APLICACION .....	66
4.1.1.	Características del campo .....	66
4.1.2.	Ubicación del pozo Surubí C-8.....	67

4.1.3.	Identificación de problemas del pozo .....	68
4.1.4.	Geología .....	68
4.1.5.	Estado subsuperficial del pozo .....	69
4.1.6.	Historial de producción .....	70
4.2.	DIAGNOSTICO DEL POZO .....	70
4.2.1.	Datos generales .....	70
4.2.2.	Corte de agua.....	73
4.2.3.	Radio de drenaje de pozo .....	73
4.2.4.	Permeabilidad y factor skin de la formación .....	74
4.3.	ANALISIS TECNICO .....	76
4.3.1.	Control de los problemas de arenamiento:.....	76
4.3.2.	Problema del elevado corte agua .....	76
4.4.	APLICACIÓN DEL MODELO .....	77
4.4.1.	Análisis de la fracción de condensado y saturación .....	77
4.4.2.	Cálculo de la saturación particular.....	79
4.4.3.	Cálculo de la variación de la viscosidad de la fase gaseosa .....	81
4.5.	PROGRAMACIÓN DEL MODELO .....	83
4.5.1.	Diagrama de flujo .....	83
4.5.2.	Características del programa o algoritmo .....	84
4.6.	CALCULO DEL IPR .....	92
4.6.1.	Cálculo de la curva IPR sin método de inyección.....	92
4.6.2.	Cálculos de caudal a diferentes presiones para generar IPR actual .	93
4.6.3.	Cálculo de la curva IPR con método de inyección de vapor.....	94
4.7.	CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE VAPOR CON LOS PARÁMETROS OPTIMIZADOS .....	95

4.7.1.	Volumen recuperado .....	95
4.7.2.	Saturación residual de vapor promedio .....	98
5	CAPÍTULO V: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO .....	100
5.1.	ANÁLISIS TÉCNICO .....	100
5.1.1.	Análisis de Riesgo .....	100
5.1.2.	Análisis FODA .....	103
5.1.3.	Aspectos positivos y negativos .....	104
5.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	105
5.2.1.	Análisis de costos .....	105
5.2.2.	Inversión inicial del proyecto .....	107
5.2.3.	Estudio de TIR y VAN .....	107
5.2.4.	Análisis de costo y beneficio .....	112
5.2.5.	Resumen de las variables de rentabilidad .....	113
6	CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	114
6.1.	CONCLUSIONES .....	114
6.2.	RECOMENDACIONES .....	115
	BIBLIOGRAFÍA .....	116
	ANEXOS .....	117
	ANEXOS 1: OBTENCIÓN DE DATOS .....	117
	ANEXOS 2: DEMOSTRACIÓN DEL MODELO DE DESPLAZAMIENTO .....	120
	ANEXOS 3: ESQUEMA DE SISTEMA DE INYECCIÓN CONTÍNUA PROPUESTO .....	124

## INDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO I

Figura 1. 1: Presiones de la formación Petaca.....	7
Figura 1. 2: Árbol de problemas .....	9
Figura 1. 3: Distribución de pozos en el campo Surubí .....	17

### CAPÍTULO II

Figura 2. 1: Métodos de recuperación hidrocarburifera.....	20
Figura 2. 2: Invasión con surfactantes .....	21
Figura 2. 3: Procesos de tapones misiles .....	23
Figura 2. 4: Inyección cíclica de gas .....	25
Figura 2. 5: Inyección de agua carbonatada .....	25
Figura 2. 6: Inyección de agua caliente.....	26
Figura 2. 7: Inyección continua de vapor .....	27
Figura 2. 8: Inyección alternada de vapor .....	28
Figura 2. 9: Drenaje por gravedad asistido con vapor.....	29
Figura 2. 10: Pozo superior inyector .....	30
Figura 2. 11: Combustión convencional .....	31
Figura 2. 12: Combustión en reverso .....	32
Figura 2. 13: Thai, Toe-to-Heel Air Injection .....	33
Figura 2. 14: Método Capri .....	34
Figura 2. 15: Fenómenos en la escala de los poros.....	35
Figura 2. 16: Tensión interfacial .....	36
Figura 2. 17: Adsorción y surfactante.....	37
Figura 2. 18: Variación de la presión capilar .....	39
Figura 2. 19: Permeabilidades relativas en función de las saturaciones .....	42
Figura 2. 20: Proceso de inyección continua de vapor.....	43
Figura 2. 21: Equipos de inyección de vapor .....	45
Figura 2. 22: Generador de Vapor .....	47
Figura 2. 23: Tipos de Recuperación .....	48

Figura 2. 24: Mecanismo de Inyección.....	51
---	----

### **CAPÍTULO III**

Figura 3. 1: Diagrama de la interface en la inyección de vapor asistida por gravedad .....	55
--	----

### **CAPÍTULO IV**

Figura 4. 1: Ubicación del campo Surubí .....	66
Figura 4. 2: Ubicación del pozo Surubí – C8.....	67
Figura 4. 3: Inyección de agua de un pozo del Campo Surubí .....	68
Figura 4. 4: Columna estratigráfica del sub andino sur .....	69
Figura 4. 5: Pozo SRB – C8.....	72
Figura 4. 6: Propiedades de fluidos del Pozo SRB – C8.....	72
Figura 4. 7: Relación de fracción de condensado recuperado y saturación de aceite .....	78
Figura 4. 8: Variación de la saturación en función del desplazamiento de inyección .....	79
Figura 4. 9: Variación de la saturación en función del desplazamiento de inyección .....	80
Figura 4. 10: Variación de la viscosidad del crudo condensado .....	81
Figura 4. 11: Diagrama de flujo del modelo dinámico de desplazamiento .....	83
Figura 4. 11: Programación del modelo de desplazamiento .....	87
Figura 4. 12: IPR sin inyección.....	94
Figura 4. 13: IPR con inyección de vapor .....	95

### **CAPÍTULO V**

Figura 5. 1: Relación financiera de producción .....	109
--	-----

## INDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO I

Tabla 1. 1: Datos pozo SRB-C8 .....	8
Tabla 1. 2: Cuadro de actividades.....	11
Tabla 1. 3: Datos de Ubicación .....	16

### CAPÍTULO II

Tabla 2. 1: Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.....	34
---	----

### CAPÍTULO III

Tabla 3. 1: Parámetros de permeabilidad relativa .....	64
Tabla 3. 2: IPR sin inyección.....	93
Tabla 3. 3: IPR con inyección.....	95

### CAPÍTULO IV

Tabla 4. 1: Coordenadas del pozo SRB-C8 .....	67
Tabla 4. 2: Historial de producción del pozo SRB-C8 .....	70
Tabla 4. 3: Resumen de datos .....	71
<i>Tabla 4. 4: Tipos de geles para problemas de cortes de agua .....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4. 5: Relación de fracción de condensado .....</i>	<i>78</i>
Tabla 4. 6: variación de saturación .....	79
Tabla 4. 7: Variación de la viscosidad en función de temperatura de inyección de vapor .....	81
Tabla 4. 8: Fracción de líquido en el crudo .....	90
Tabla 4. 9: Desplazamiento de crudo.....	91

### CAPÍTULO V

Tabla 5. 1: Análisis de riesgos del proceso de inyección .....	100
Tabla 5. 2: Matriz FODA .....	103

Tabla 5. 3: Aspectos positivos y negativos del Proyecto.....	104
Tabla 5. 4 Análisis de costos fijos .....	105
Tabla 5. 5: Costos variables.....	106
Tabla 5. 6: Costos operativos.....	106
Tabla 5. 7: Inversión del proyecto .....	107
Tabla 5. 8: Relación de ingresos en función al caudal de producción recuperado .....	108
Tabla 5. 9: Flujo de caja por año para demostrar el VAN .....	109
Tabla 5. 10: Aproximación del TIR.....	111
Tabla 5. 11: Interpretación de Costo y beneficios .....	112
Tabla 5. 12: Parámetros económicos.....	113

## CAPÍTULO I: GENERALIDADES

### 1.1. INTRODUCCIÓN.

La recuperación mejorada de petróleo y crudo liviano (RMP) se refiere a un conjunto de técnicas utilizadas para mejorar la recuperación de hidrocarburos mediante la introducción de sustancias que normalmente no se encuentran en el yacimiento (Lake, 1989). La mayoría de los métodos RMP se pueden clasificar en tres categorías: térmicos, químicos y miscibles. Los métodos químicos mejoran la eficiencia del desplazamiento de fluidos al reducir la movilidad del agua. Los métodos térmicos disminuyen la viscosidad del petróleo dentro del yacimiento mediante la inyección de un fluido calentado, como vapor o agua caliente. Los métodos miscibles implican inyectar un disolvente que altera las fuerzas capilares e interfaciales. Los métodos térmicos se emplean principalmente en yacimientos con alta y mediana viscosidad del petróleo y representan más de la mitad de la producción total de petróleo RMP (Kokal y Al-Kaabi, 2010). Los métodos de recuperación térmica más utilizados son la inyección de vapor o agua caliente y la combustión in situ (Prats, 1982).

Se han implementado ampliamente métodos exitosos de recuperación mejorada de petróleo (RMP), como la inundación con vapor y agua caliente, en varios yacimientos de petróleo de alta y mediana viscosidad en todo el mundo. Sin embargo, la combustión in situ, otra técnica RMP, ha tenido un éxito comercial limitado debido a su principal inconveniente técnico: la incapacidad de controlar el avance del frente de combustión (Ezekwe, 2011). Para predecir la distribución de temperatura a lo largo de un yacimiento de condensado, se han propuesto varios modelos analíticos. Los primeros intentos se centraron en el flujo convectivo puro en geometrías lineales y radiales (Lauwerier, 1955; Marx y Langenheim, 1959). Lauwerier (1955) utilizó la transformada de Laplace para resolver el perfil de temperatura del flujo de calor lineal en una capa que contiene aceite de espesor, permeabilidad y porosidad constantes. Marx y Langenheim (1959) desarrollaron un

modelo teórico para el calentamiento de yacimientos mediante inyección de fluido caliente, que podría evaluar el área calentada acumulada dentro del yacimiento. Sin embargo, esta solución se basó en la suposición poco realista de que el crecimiento de la zona de líquido caliente por delante de la zona de vapor es insignificante. La llegada de agua caliente a los pozos productores no se puede predecir antes que la del vapor, como afirmaron Satter y Parrish en 1971. Para abordar la cuestión del desplazamiento de petróleo por fluidos calientes en un medio poroso isotrópico homogéneo dentro de un sistema incompresible, se utiliza el método de las características, como lo analizó Fayers en 1962.

El proceso conocido como proceso de solvente alterno de vapor (SAV) es una combinación de los procesos SAGD y VAPEX, diseñado para optimizar la eficiencia energética de la recuperación de crudo. Este método innovador implica la inyección secuencial de vapor y solvente, utilizando la configuración del pozo. Los resultados de investigaciones anteriores indican que el proceso SAV tiene el potencial de lograr tasas de producción de petróleo iguales o mayores que las del SAGD, particularmente cuando se utiliza propano como solvente. Por otro lado, la SAV que utiliza una mezcla de propano y metano requiere menos aporte de energía en comparación con SAGD (Zhao et al., 2005).

La coinyección de vapor y solvente no solo disminuye la viscosidad del crudo sino que también reduce la saturación del petróleo residual, lo que resulta en una mayor recuperación final (Jha et al., 2012). Este proyecto presenta un modelo unidimensional de desplazamiento de condensado de dos fases que incorpora vapor con solvente como un método combinado de recuperación mejorada de petróleo (RMP) con solvente térmico.

El problema matemático que surge de este escenario se puede dividir en tres ecuaciones hiperbólicas, cada una de las cuales representa la preservación del volumen en la fase de petróleo, la masa del solvente y la energía involucrada. Para resolver este sistema hiperbólico se emplea el método de las características, como

lo describen Polyanin y Zaitsev en 2003. La solución resultante luego se presenta en varias estructuras. Posteriormente, el modelo matemático se describe en esta propuesta, con un conjunto específico de propiedades para el fluido-yacimiento. Además, se realiza un análisis de sensibilidad para mostrar la aplicación práctica del modelo propuesto en el SRB-C8 del Campo Surubí.



## **1.2. ANTECEDENTES**

### **1.2.1. Antecedentes generales**

Ubicado dentro del bloque Mamoré en el departamento de Cochabamba, el campo Surubí fue descubierto por Repsol E&P Bolivia S.A. en 1992 a través del pozo SRB-A1. Este campo produce petróleo y gas de las formaciones Petaca y Yantata. En 2007 se implementó el Contrato de Operación del Área Campo Surubí, el cual tiene una duración de 22 años. La principal formación para la producción de petróleo en esta área es la Baja Petaca, que consiste en yacimientos arenosos que contienen areniscas calcáreas mezcladas con arcillas. Los pozos en este campo se completan utilizando empaquetamiento de grava y ha habido desafíos relacionados con la desintegración de la formación.

Hasta 2006, el mecanismo de producción de la formación Petaca dependía de una solución de gas disuelto. Se realizaron estudios PVT en varias muestras tomadas de diferentes pozos, revelando una temperatura del yacimiento de 205 oF y una disminución en las presiones de 4879 psi a 2000 psi. Como resultado, en 2011 se introdujo la asistencia de levantamiento de gas, incluido el pozo SRB-C8. (Repsol-YPFB, 2021)

### **1.2.2. Antecedentes académicos**

Shutler y Boberg (1972) obtuvieron con éxito una solución aproximada para el movimiento de vapor, petróleo y agua. También idearon un enfoque gráfico para calcular la recuperación de petróleo mediante inyección de vapor, lo que permite una evaluación precisa de los perfiles de saturación de fluidos y la formación de bancos de petróleo. El cálculo del desplazamiento de petróleo se basó en el método de Buckley-Leverett (Buckley y Leverett, 1942), que se utiliza para flujo isotérmico de dos fases en medios porosos. Para determinar las dimensiones de una zona de

vapor, se empleó el método de Marx y Langenheim, junto con la teoría del flujo de fluidos, para analizar el balance de energía y la transferencia de calor.

Colquehuanca (2019) en su proyecto de grado denominado “*Recuperación mejorada por inyección cíclica de vapor*”, propone éste método de inyección para incrementar la tasa de producción de un pozo por un periodo de tiempo previa evaluación de la viabilidad técnica y económica. Ya que también ve importante realizar el estudio de la posible aplicabilidad del proceso de inyección cíclica de vapor como método de recuperación mejorada en los campos petrolíferos de Bolivia. Por tal motivo en el presente proyecto se analizó la factibilidad técnica y económica en la aplicación del método de recuperación mejorada del petróleo por inyección cíclica de vapor de agua en el pozo HSR-X1 del campo Humberto Suárez Roca. Para los cálculos de variables se utilizó modelos matemáticos como ser el modelo de Boberg y Lanz; donde, para calcular de la tasa de producción estimulada con vapor se requirió calcular una viscosidad del petróleo en función de una temperatura promedio; así como el modelo de Marx y Langenheim para calcular el área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de las temperaturas.

### **1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

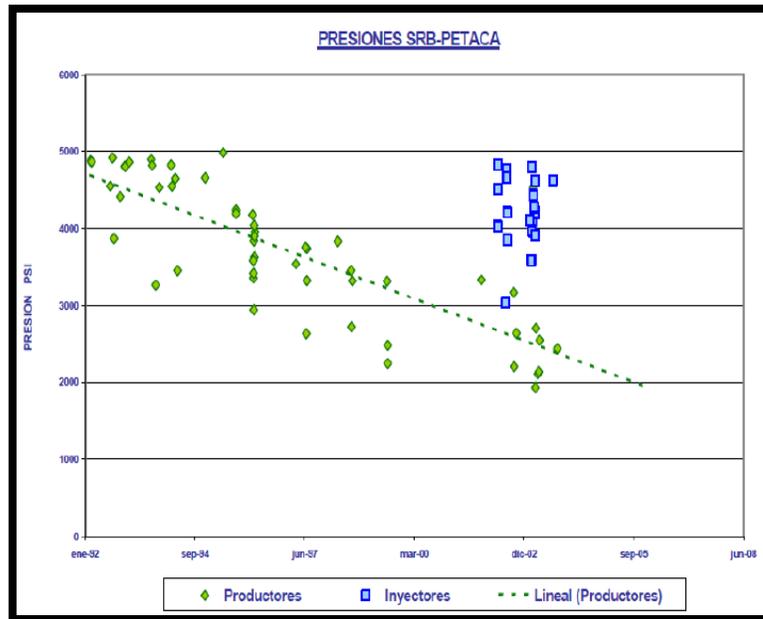
#### **1.3.1. Identificación del problema.**

El deterioro de los pozos depende tanto de las propiedades petrofísicas del yacimiento como del ritmo al que se explota. En consecuencia, es crucial poseer una comprensión profunda de la caracterización de pozos desde su inicio hasta la totalidad de su vida productiva (Aragón-Aguilar et al., 2019, p. 3).

Dentro del campo del Bloque Surubí Bajo, el límite entre agua y petróleo se identifica a una altura de 3190 metros sobre el nivel medio del mar. La compañía Repsol produce activamente petróleo en el campo de Surubi desde septiembre de 1993, tal y como se documenta en el resumen histórico. El pico de producción de la zona de Surubí se produjo en 1998, con una notable producción de aproximadamente 14.000 barriles por día (BPD). Actualmente, el campo arroja una tasa de producción de 465 BPD, acompañada de un nivel de saturación de agua del 34%.

La porosidad ha experimentado una disminución del 17% al 10%, mientras que la permeabilidad ha disminuido de 850 mDarcys a 500 mDarcys. Además, ha habido una notable disminución de la presión dentro de la formación Petaca, cayendo de 4879 psi a 2000 psi, todo ello manteniendo una temperatura de 205°F (Ministerio de Hidrocarburos, 2011, p. 365).

**Figura 1. 1: Presiones de la formación Petaca**



**Fuente:** Ministerio de hidrocarburos y energía, 2022

La extracción inadecuada de condensado de petróleo del pozo SRB-C8 en el campo Surubi puede atribuirse a múltiples factores, incluida una disminución de la presión, una disminución de la porosidad y la ausencia de energía natural del pozo. El principal problema radica en la deficiente producción de recursos del embalse. Un gráfico que muestra la disminución de las presiones de campo en Petaca a lo largo del tiempo ilustra la disminución. La formación Petaca se basó en un mecanismo de producción que involucraba una solución de gas disuelto. (Inyección En Campo Surubí de Roxana Rojas - Issuu, 2017, p. 3).

Después de cierto momento, la producción de la formación Inferior Petaca en el pozo SRB-C8 se inicia mediante la implementación de levantamiento de gas. Para abordar los problemas relacionados con la desintegración de la formación, el pozo se somete a desvío y terminación mediante empaquetamiento de grava. Después de realizar un programa de registro de presión, la empresa operadora ha elaborado una tabla que describe las características del pozo.

**Tabla 1. 1: Datos pozo SRB-C8**

Línea de Producción	Simple
Reservorio	Lower y Upper Petaca
Tramo	3310 - 3378 m (agujero abierto)
Prof. PCK. Inferior	3266 m
Prof. PCK. Superior e intermedio	-
Tubería	2 7/8 in; 6,5 #/ft; N-80
Niple asiento	3266 m; "XN" 2 7/8 in
Camisa	3255 m; "XV"; 2 7/8 in
Presión Estática	2694 psi

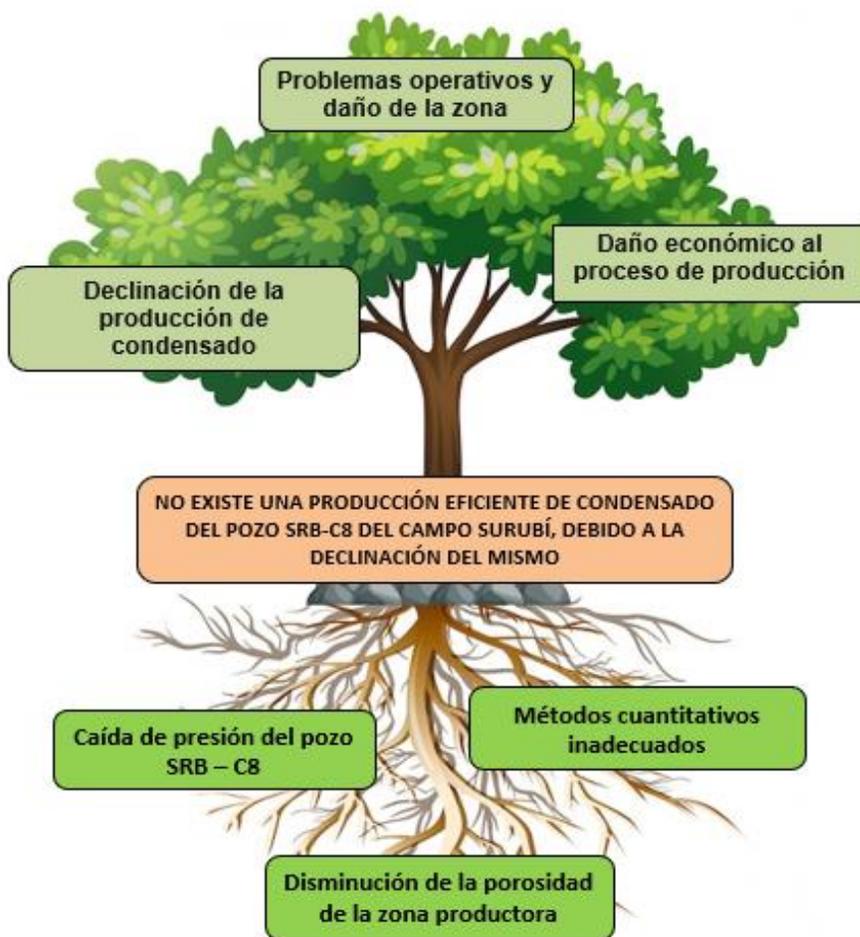
*Fuente: Repsol YPF, 2022*

El principal problema de este pozo, a pesar de los diversos factores de intrusión de agua y desgaste que se han descrito, es su potencial de abandono en unos pocos años. Esto podría tener consecuencias económicas negativas para la empresa, ya que los costes operativos disminuirían sin la correspondiente remuneración. Cualquier intento de abordar estos problemas sería inútil, ya que el pozo ya no generaría ingresos.

### **1.3.2. Árbol de problemas**

A continuación, se presenta el árbol de problemas para resumir la identificación del problema:

**Figura 1. 2: Árbol de problemas**



*Fuente: Elaboración propia en base a problema investigado, 2024*

El principal problema del proyecto de grado radica en la extracción inadecuada de petróleo condensado del pozo SRB-C8 en el Campo Surubí, causada principalmente por el deterioro del rendimiento del pozo.

### **1.3.3. Formulación del problema**

A continuación, se plantea la siguiente pregunta de investigación para desarrollar el proyecto de grado:

¿Qué estrategias se pueden implementar para potenciar y optimizar la producción de petróleo condensado del pozo SRB-C8 en el Campo Surubí, teniendo en cuenta los desafíos enfrentados en el pasado?

## **1.4. OBJETIVOS**

### **1.4.1. Objetivo general**

Aplicar modelos programados de inyección continua de vapor para la estimulación del pozo SRB-C8 del Campo Surubí e incrementar la producción de petróleo condensado.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

1. Describir las características de la recuperación mejorada de crudo (RMP) y del método de inyección continua de vapor.
2. Realizar un diagnóstico del pozo a partir de la evaluación de los datos técnicos del pozo.
3. Determinar los parámetros del sistema de fluido de yacimiento, como el flujo fraccionario de fase, saturación de crudo recuperado en el vapor y la presión del sistema mediante un programa en macros excel basado en un modelo de análisis cuantitativo basado en la conservación de la masa de los componentes, aceite y disolvente
4. Elaborar una evaluación técnica y económica del proyecto propuesto.

### **1.4.3. Cuadro de actividades**

Se propone el siguiente cuadro de actividades a partir de los objetivos específicos anteriormente propuestos.

**Tabla 1. 2: Cuadro de actividades**

OBJETIVOS ESPECÍFICOS	ACTIVIDADES
<p>Describir las características de la recuperación mejorada de crudo (RMP) y del método de inyección continua de vapor.</p>	<p>Describir el concepto recuperación mejorada de hidrocarburos y todos sus tipos en general</p>
	<p>Describir el método de inyección continua de vapor como técnica de recuperación mejorada propuesta.</p>
<p>Realizar un diagnóstico del pozo a partir de la evaluación de los datos técnicos del pozo.</p>	<p>Describir las características generales del campo donde se encuentra el pozo en estudio</p>
	<p>Describir los problemas de corte de agua y arenamiento</p>
<p>Determinar los parámetros del sistema de fluido de yacimiento, como el flujo fraccionario de fase, saturación de crudo recuperado en el vapor y la presión del sistema mediante un programa en macros Excel basado en un modelo de análisis cuantitativo basado en la conservación de la masa de los componentes, aceite y disolvente</p>	<p>Proponer un modelo de análisis cuantitativo basado en la conservación de la masa de los componentes, aceite y disolvente, y en la conservación de la energía del sistema.</p>
	<p>Describir las variables operativas productivas del pozo en estudio y su reservorio.</p>
	<p>Calcular el flujo fraccionario de fase</p>
	<p>Programar en Excel las características del modelo planteado en el anterior objetivo</p>
<p>Representar gráficamente las variaciones de saturación de condensado recuperado respecto a las variables involucradas.</p>	

Elaborar una evaluación técnica y económica del proyecto propuesto.	Para la evaluación técnica realizar un estudio FODA y análisis de aspectos positivos y negativos
	Realizar un cálculo de costos y un análisis de costo – beneficio.

**Fuente:** *Elaboración Propia, 2024*



## **1.5. JUSTIFICACIÓN.**

### **1.5.1. Justificación teórica**

A nivel teórico este proyecto es importante aplicarlo, ya que se desarrollará un análisis cuantitativo basado en la conservación de la masa de los componentes, aceite y disolvente, y en la conservación de la energía del sistema para predecir el desplazamiento de condensado mediante inyección de vapor. Lo cual permite demostrar que la carrera y la universidad está capacitada para desarrollar proyectos innovadores que no sólo repiten métodos convencionales cómo se presentan en la mayoría de las propuestas en el área de producción petrolera a nivel nacional.

El problema matemático de desplazamiento por inyección de vapor resultante involucra tres ecuaciones hiperbólicas que representan la conservación del volumen de la fase petrolera, la masa del solvente y la energía.

### **1.5.2. Justificación técnica.**

A nivel técnico Este análisis ayudará a determinar parámetros del sistema de inyección de vapor para la recuperación de condensado dentro de este pozo el estudio. Se podrá determinar la saturación de crudo del vapor recuperado que se tendrá a diferentes valores de temperatura de inyección y diferentes factores fraccionarios de flujo basados en teorías termodinámicas y obtener un buen caudal de recuperación de condensado.

### **1.5.3. Justificación económica.**

La tecnología de inyección por vapor de agua mediante un análisis numérico mejorado, tiene como objetivo apoyar el crecimiento de los combustibles líquidos. El principio fundamental económico es mejorar la extracción de petróleo condensado del campo Surubí, abasteciendo así a las refinerías y ayudando en sus

esfuerzos de modernización para satisfacer la creciente demanda. Estas iniciativas están diseñadas para disminuir la dependencia de combustibles líquidos importados y reducir los gastos en divisas del estado.

Para determinar la viabilidad del proyecto, es necesario realizar un estudio de costos, ya que el proceso puede ser beneficioso, pero potencialmente costoso. Esta evaluación se llevará a cabo mediante un análisis de costo-beneficio, así como un análisis de tir y van, que proporcionará un modelo económico para el proyecto y establecerá parámetros de desempeño financiero. El objetivo es comparar ingresos y costos para determinar si existe una disparidad significativa, confirmando así si el proyecto es una inversión que vale la pena. Si los ingresos y costos muestran una diferencia mínima, no sería prudente continuar con el proyecto.

#### **1.5.4. Justificación socio – ambiental**

El país en su totalidad, se beneficiará de las regalías asignadas por el Estado debido a la mayor producción de petróleo del campo Surubí. Estas regalías generarán empleos e ingresos para el gobierno, la alcaldía y las universidades del sector, mejorando el estilo de vida de los residentes.

A nivel ambiental, éste es el método menos contaminante que existe ya que se utiliza agua y solventes biodegradables, además que el análisis numérico no arroja contaminantes ya que la simulación es teórica y no requiere experimentación.

## **1.6. ALCANCE**

### **1.6.1. Alcance temático**

El proyecto está basado en especificar las características del método de recuperación por inyección de vapor con solventes a través de un análisis predictivo cuantitativo para obtener los caudales que se podrían recuperar aplicando esta tecnología y también las características de la misma como ser flujo fraccionado de fase que se genera, energía, presión del sistema y otras características necesarias para poder desarrollar el proyecto y tener una propuesta técnica e ingeniería que pueda mejorar la recuperación de crudo condensado en este pozo en estudio.

Las materias aplicadas dentro de este proyecto son: Recuperación mejorada de hidrocarburos, Preparación y evaluación de proyectos, Simulación numérica y Programación aplicada. Por otra parte, para justificar este proyecto se utilizarán modelos basados en la conservación de la masa de los componentes, aceite y disolvente, y en la conservación de la energía del sistema para predecir el desplazamiento de condensado mediante inyección de vapor.

El enfoque de la investigación es cuantitativo ya que se trabaja con datos exactos de caudales de recuperación y se aplican métodos numéricos para predicción de volumen recuperado de condensado.

### **1.6.2. Alcance temporal**

Para la elaboración del presente proyecto se tomará un tiempo de 2 meses a partir de este mes del año 2024 con datos históricos desde enero de 2022 hasta diciembre de 2023.

### 1.6.3. Alcance geográfico.

El 2 de mayo de 2007 se implementó el Contrato de Operación del Área Contractual Surubí, Campos Surubí, Bloque Surubí Bajo y Paloma, con vigencia hasta el año 2029, con una duración de 22 años.

Repsol E&P Bolivia S.A. es el único propietario y operador del Contrato. Dentro del área de Explotación se encuentran los campos Surubí, Bloque Surubí Bajo y Paloma.

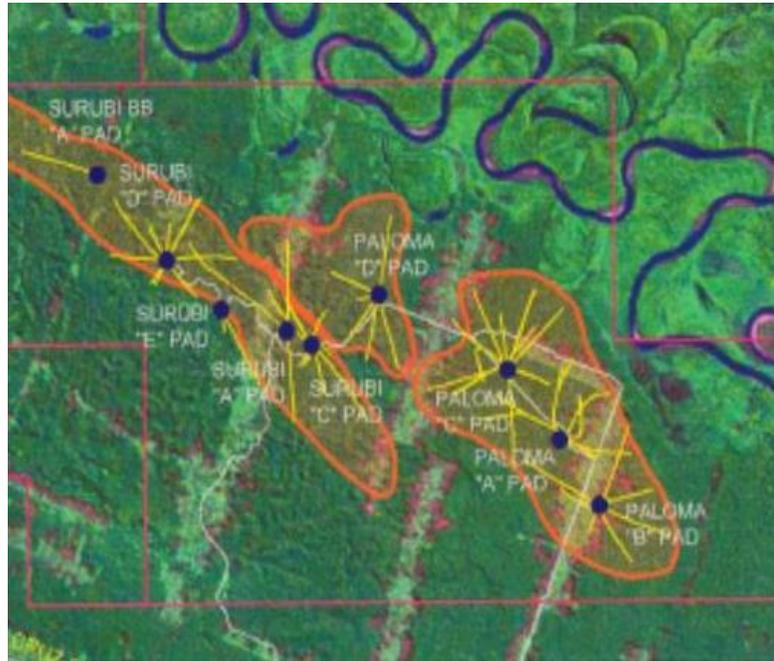
**Tabla 1. 3: Datos de Ubicación**

<b>Localidad:</b>	Eterazama
<b>Provincia:</b>	Carrasco
<b>Departamento:</b>	Cochabamba
<b>Ubicación Fisiográfica:</b>	Límite entre Pie de Monte y llanura Chaco-Beniana
<b>Distancia:</b>	176 Km al NO de la ciudad de Santa Cruz en línea recta.

*Fuente: Ubicación del Campo Surubi, Repsol E&P Bolivia S.A., 2021*

Se tiene entonces la ubicación geográfica del área de estudio:

**Figura 1. 3: Distribución de pozos en el campo Surubí**



**Fuente:** Distribución de pozos en el campo Surubí, Repsol E&P Bolivia S.A., 2021

La formación Baja Petaca, la principal fuente de petróleo en la región, está formada por yacimientos arenosos que exhiben una amplia gama de composiciones. Estos embalses fueron depositados en un ambiente continental-fluvial durante el período Terciario. Además, la formación Yantata, que se originó durante el período Cretácico, desempeña un papel importante en la producción de gas y condensado.

En los tres campos de esta región se han perforado un total de 63 pozos. De ellos, 25 pozos están actualmente produciendo, 3 están inactivos y 35 han sido cerrados permanentemente. Estos pozos están distribuidos en 8 secciones diferentes.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN HIDROCARBURÍFERA**

Se estima que para el año 2020, EOR representará el 50% de la producción mundial, el cual es patrón de participación es de un 55% para los proyectos térmicos, 35% para los de inyección a gases y 10% para los químicos.

En Venezuela el proceso dominante es la inyección cíclica de vapor con una producción cercana a los 200.000 BPD, destacándose las producciones de los Campos Lagunillas, Tía Juana y Bachaquero, las cuales han generado ganancias extraordinarias para el país.

Venezuela está programando el inicio de proyectos de inyección de nitrógeno en el occidente y oriente del país, en un futuro cercano para complementar o sustituir proyectos de inyección de gas natural. Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) realiza esfuerzos para mejorar el recobro de los yacimientos que contienen crudos livianos y medianos. De los 10 proyectos planificados, 9 incluyen laboratorios integrados de campo.

#### **2.1.1. Aplicación de los métodos EOR**

Después de la producción primaria y, posiblemente, de la inyección de agua, una cierta cantidad de petróleo denominada petróleo remanente, queda en la roca yacimiento y permanece irrecuperable.

Teóricamente en una roca humectada por agua, todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, el petróleo desplazado dependerá de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la velocidad y, también de la razón de movilidad.

## **2.1.2. Clasificación de los métodos EOR**

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales, que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no, donde los grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los térmicos son utilizados con preferencia para los crudos pesados, mientras los no térmicos son utilizados para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo.

Se han propuesto también métodos EOR los cuales son combinaciones de otros, como por ejemplo la inyección alcalina con surfactantes y polímeros. De igual manera se han sugerido y probado muchas combinaciones de vapor con químicos y solventes.

### **2.1.2.1. Métodos no convencionales no térmicos**

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles.

#### **2.1.2.1.1. Invasiones Químicas**

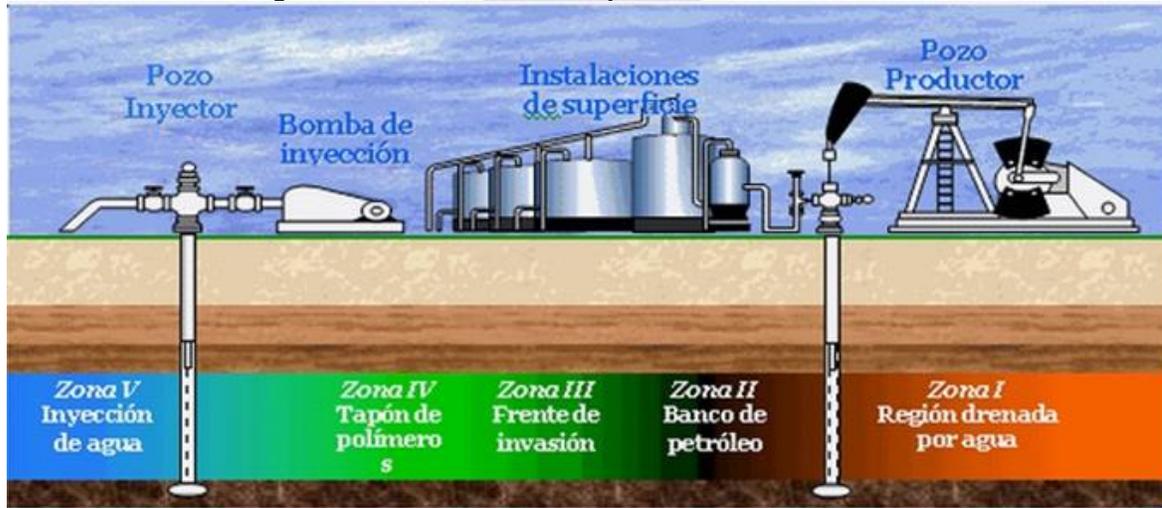
La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no se encuentran en los yacimientos.

#### **2.1.2.1.2. Invasión con Polímeros.**

La invasión con polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir el agua de inyección un tapón de polímeros de alto peso molecular antes de que esta sea inyectada en el yacimiento, ésta propiedad hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo que en la invasión con agua

convencional. Con polímeros, se forma un banco de petróleo que de empuja como en la inyección de agua convencional.

**Figura 2. 1: Métodos de recuperación hidrocarburifera**



Fuente: Distribución de pozos en el campo Surubí, Repsol E&P Bolivia S.A., 2021

#### **2.1.2.1.3. Invasión con Surfactantes.**

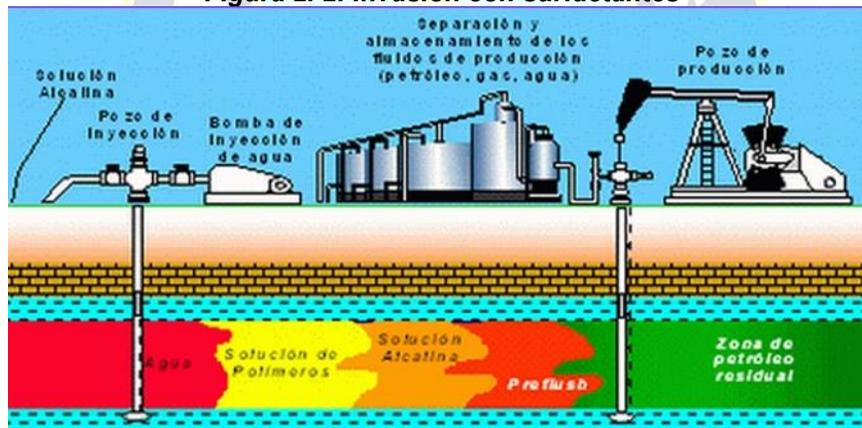
El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. En algunas de las primeras investigaciones en las invasiones con surfactantes, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por la gravedad.

Habitualmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

#### **2.1.2.1.4. Invasiones Alcalinas o Procesos de inversión de Humectabilidad.**

La inyección de soluciones alcalinas emplea un proceso de emulsificación en el sitio, este método de EOR requiere adicionar al agua de inyección de ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento.

**Figura 2. 2: Invasión con surfactantes**



Fuente: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6507/8949>

#### **2.1.2.1.5. Invasiones Micelares**

La invasión micelar o micro emulsión es un proceso muy complejo, pero es un método terciario de recuperación de petróleo muy promisorio para petróleos livianos. Ha sido extensamente probado en el laboratorio y existen varias pruebas de campo con resultados exitosos.

La técnica consiste en la inyección de un tapón micelar seguido por un volumen de solución de polímero, el cual se empuja con agua; a menudo se inyecta un preflujo delante del tapón micelar para condicionar la roca. La solución micelar que se utiliza es el elemento clave del proceso y está formada por agua, un hidrocarburo, 10-15% de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado, el cual este último se utiliza para controlar la viscosidad y el comportamiento de fase.

#### **2.1.2.1.6. Inyección de Espuma**

Las espumas son acumulaciones de burbuja de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma. Es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo, los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de espuma y la eficiencia del barrido vertical se mejora.

#### **2.1.2.1.7. Desplazamientos Miscibles**

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. En condiciones ideales el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

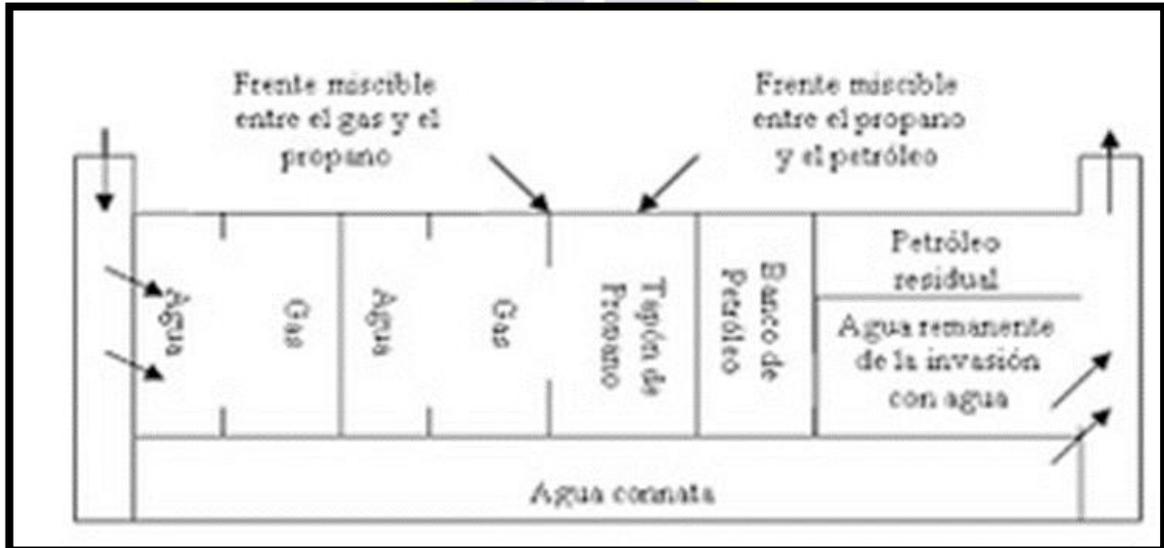
El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo por otro y cuando los dos son miscibles en todas las proporciones, es decir, la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases.

#### **2.1.2.1.8. Proceso de Tapones Misibles**

Consiste en la inyección de algún solvente líquido miscible al petróleo del yacimiento al entrar en contacto con este. La figura 1 muestra un esquema del desplazamiento de petróleo por un tapón de propano u otro LPG, seguido de agua. Para mejorar la movilidad de los fluidos se inyecta al agua y el gas de manera alternada. Asimismo,

debe alcanzarse una presión considerable que permita la miscibilidad tanto entre el tapón y el petróleo, como entre el tapón y el gas desplazante.

**Figura 2. 3: Procesos de tapones misiles**



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

#### **2.1.2.1.9. Proceso con Gas Enriquecido o Empuje con Gas Condensante.**

En este caso el tapón inyectado es de metano enriquecido con etano, propano o butano y este es seguido de gas pobre y agua. En la formación se encuentra una zona rica en C2 y C4 miscible al petróleo, debido a que este absorbe los componentes enriquecidos del gas. Para lograr la operación debe lograrse una presión en el rango de 1.450 a 2.800 lpc.

#### **2.1.2.1.10. Empuje con Gas Vaporizante o de Alta Presión.**

Consiste en la inyección continua de gas pobre como el metano o el etano a una presión por encima de 2.900 lpc para formar una zona de miscibilidad. Esta zona se alcanza en un punto más alejado del punto de inyección, a unos 100 pies antes de que el gas haya vaporizado suficiente C2 al C6 para ser miscible.

### **2.1.2.2. *Inyección Alternada de Agua y Gas.***

Este proceso, conocido como proceso WAG, consiste en inyectar tapones de agua y gas de manera alternada hasta que dichos fluidos lleguen al pozo productor, de tal forma que el tapón de agua no llegue a conseguir fluido miscible en el banco.

### **2.1.2.3. *Inyección Usando Solventes.***

Se les llama solventes a la mayoría de los fluidos que son miscibles con el petróleo de manera parcial. El proceso de inyección de solventes es uno de los primeros métodos que se empleó para extraer petróleo. Este consiste en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazarlo por medio de otro tapón de gas seco. Este mecanismo cumple funciones importantes como son la extracción del crudo, disolución, disminución de la viscosidad, incremento del petróleo y el empuje por gas en solución, siendo el principal la extracción. Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), gas natural y gas licuado (LNG), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

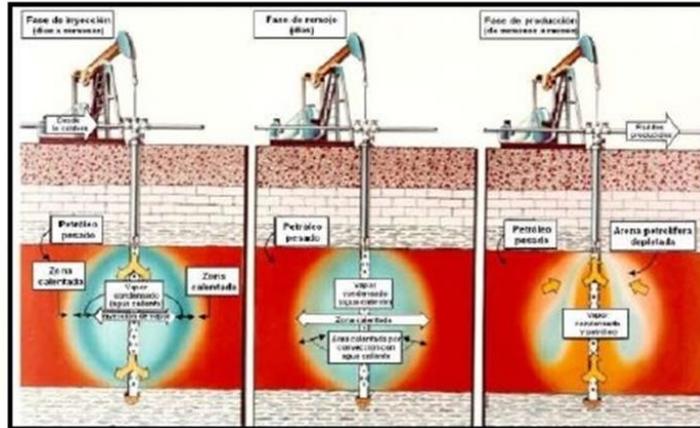
### **2.1.2.4. *Empuje con Gas***

La inyección de gas disminuye la tensión interfacial y mejora la movilidad del petróleo. Gracias a ello el desplazamiento de miscibles e inmiscibles pueden lograr altas eficiencias en la recuperación el crudo que queda en las zonas barridas y no barridas. El objetivo de utilizar dióxido de carbono u otro gas junto con el agua, es reducir la viscosidad del petróleo y aumentar la presión del yacimiento. A continuación, se explican algunas de estas técnicas:

### 2.1.2.4.1. Inyección Cíclica de Gas

En este proceso se introduce un tapón de gas, generalmente CO<sub>2</sub>, en el pozo, luego cerrarlo por un tiempo de remojo para lograr el equilibrio de las fases, y posteriormente reabrirlo.

Figura 2. 4: Inyección cíclica de gas

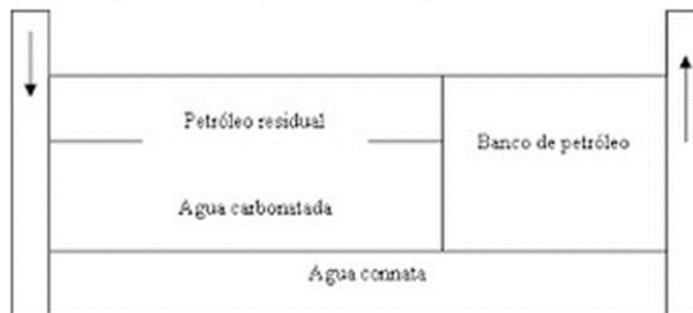


Fuente: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6507/8949>

### 2.1.2.4.2. Inyección de Agua Carbonatada

Este proceso consiste en introducir dióxido de carbono al agua que se inyecta, con la finalidad de reducir la viscosidad y facilitar la movilidad. Para remover el agua carbonatada se inyecta agua al final.

Figura 2. 5: Inyección de agua carbonatada



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

### 2.1.2.5. Métodos no Convencionales Térmicos

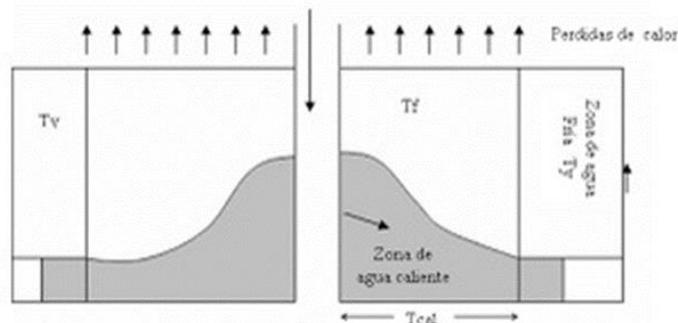
Estos procesos son especialmente útiles para los crudos pesados (5-15 ° API), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad del petróleo y optimizar su movilidad. Cabe mencionar, que estos métodos de recuperación han alcanzado el mayor éxito en los últimos años y por ello gran porcentaje de la producción diaria de EOR en Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de ellos.

A continuación, se describen brevemente los distintos métodos de recuperación térmica:

#### 2.1.2.5.1. Inyección de Agua Caliente

Este método, sencillo y convincente, consiste en desplazar el petróleo inmisciblemente al inyectar agua caliente y agua fría. La zona próxima al pozo inyector se calienta y al mismo tiempo parte de ese calor se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua introducida pierde calor rápidamente y alcanza la temperatura del yacimiento, por lo que en el borde de este frente se desplaza es el petróleo no calentado. Este proceso permite disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, reducir el petróleo residual y expandir el fluido por temperatura.

**Figura 2. 6: Inyección de agua caliente**

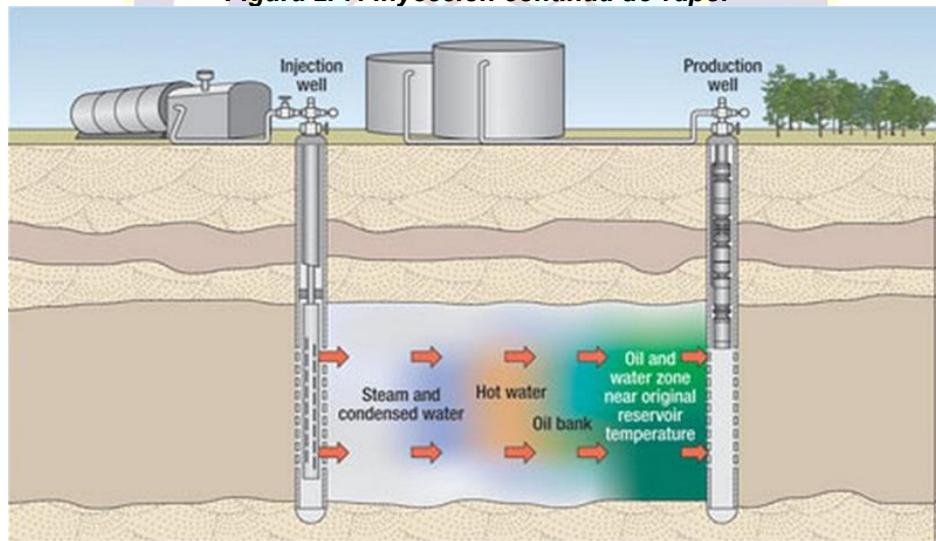


Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

### 2.1.2.5.2. Inyección Continua de Vapor

Del mismo modo que la inyección de agua, este mecanismo de empuje es un arreglo entre pozos de inyección y producción. En este caso, las pérdidas de calor son mayores, por lo que el tamaño del arreglo es un punto importante a considerar. Sin embargo, al recobro de petróleo puede pasar del 50%. El proceso consiste en inyectar continuamente el vapor, formándose una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente. Para disminuir las pérdidas de calor, se debe reducir el volumen de inyección hasta un valor conveniente, más tarde se interrumpe por completo y se introduce agua caliente o fría mientras que los productores se mantienen abiertos.

Figura 2. 7: Inyección continua de vapor



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generator-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generator-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

¿Por qué utilizar la Inyección Continua de Vapor?

- Aumenta las reservas en un factor de 2 - 10 veces– comparado con la recuperación primaria de Primaria de crudo pesado.
- Se obtienen ambas producciones, incremental y acelerada.
- Ingresos anuales adicionales en línea con los aumentos de producción.
- El rango de la eficiencia térmica está entre el 75-85%

### 2.1.2.5.3. Inyección Alternada de Vapor

Este mecanismo posee diferentes etapas. Primero se inyecta un volumen de vapor preestablecido por una a tres semanas. Luego se cierra el pozo por unos días en fase de remojo de manera que el vapor se disperse uniformemente y caliente la formación. Finalmente se abre de nuevo de pozo en fase de producción hasta que este deje de ser económicamente rentable. A este proceso también se le denomina Inyección cíclica de Vapor o Remojo con Vapor, y fue descubierto en Venezuela accidentalmente en 1957 en una prueba de inyección continua de vapor en el Campo Mene Grande.

El método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante el período de producción primaria. Y generalmente, luego del proceso se inicia una inyección continua de vapor. La recuperación de petróleo es baja frecuentemente porque sólo se ve afectada una parte de del yacimiento.

Figura 2. 8: Inyección alternada de vapor

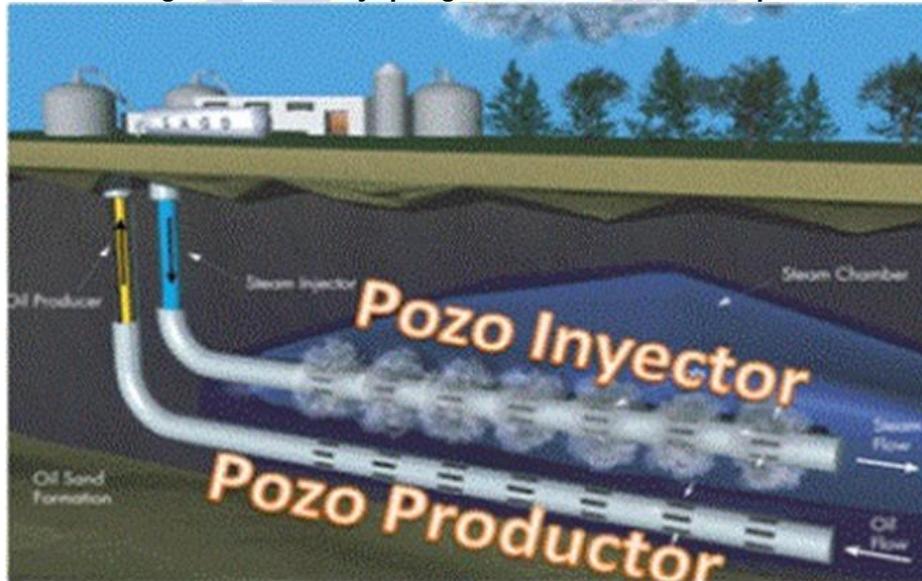


Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

#### **2.1.2.5.4. Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor**

Se inyecta vapor continuamente cerca del fondo del yacimiento, este vapor cuando se condensa tiende a subir mientras que el petróleo calentado baja hasta el fondo, esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

**Figura 2. 9: Drenaje por gravedad asistido con vapor**

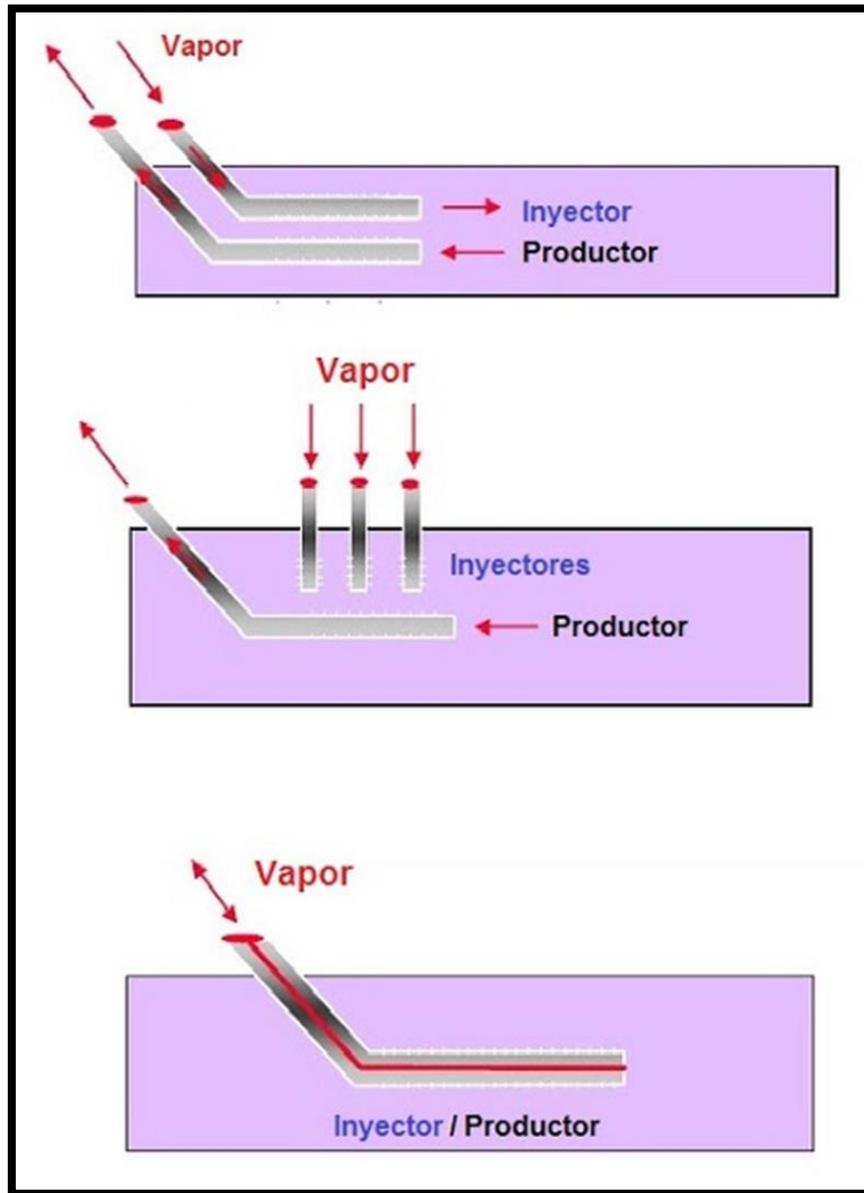


Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

El pozo superior es el inyector y el pozo más profundo, el productor. El objetivo es introducir el vapor continuamente y remover el vapor condensado que se va formando junto con el petróleo que se va calentando. El vapor se introduce cerca del fondo del yacimiento y tiende a elevarse, mientras que el petróleo calentado tiende a caer hacia el fondo. La cámara de vapor que se va formando encima del productor, se mantiene a una presión constante durante todo el proceso y está rodeada por la arena petrolífera fría a través de la cual fluye el vapor hacia la interfase y se condensa; esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

En este método existen diferentes esquemas de arreglos de los pozos. A continuación, se presentan algunos de ellos:

Figura 2. 10: Pozo superior inyector



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

#### 2.1.2.6. **Combustión in situ**

Consiste en quemar una cierta cantidad de petróleo en el yacimiento (aproximadamente 10%) para generar calor. “El proceso se inicia bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia fondo del pozo, se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido. Después se calienta los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero

se continua con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión”, lo que permite que el fluido sea menos viscoso y se pueda optimizar la producción de petróleo. Según Carol Marzuola[8], (VenEconomía Vol.20 No. 10, Julio 2003) este método posee ciertas desventajas ya que se necesita suficiente cantidad de energía para generar vapor mediante la combustión del gas, otra de ellas es que el vapor pasa por encima del yacimiento del crudo, trayendo como consecuencia que solo se recupere en un 30% del crudo del yacimiento. Existen tres tipos de procesos de combustión:

### 2.1.2.7. Combustión Convencional O “hacia adelante”

La zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos. El aire se inyecta para oxidar el petróleo, produciendo grandes volúmenes de gas. Delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del petróleo, originando el depósito de las fracciones más pesadas, en esa misma zona existe una segregación por gravedad lo que genera que la temperatura del pozo aumente y que la tasa de producción sea más elevada.

Figura 2. 11: Combustión convencional

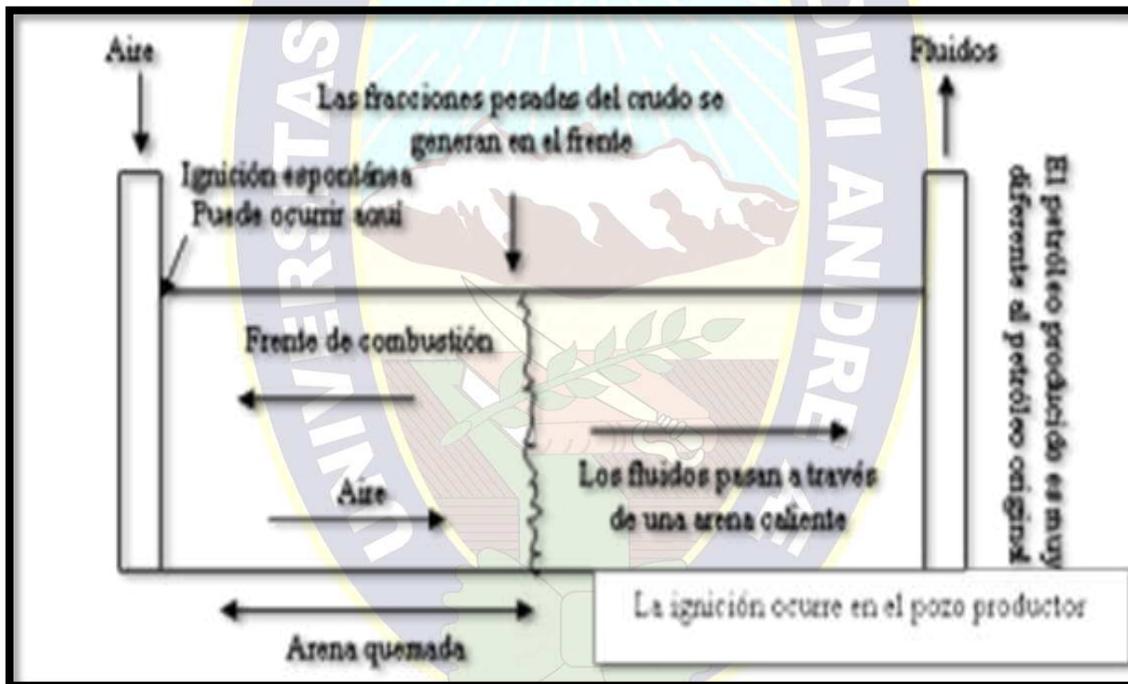


Fuente: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6507/8949>

### 2.1.2.8. Combustión en Reverso

Según Berry y Parrish [10], la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la corriente del aire, a donde exista más concentración de oxígeno. Los fluidos producidos deben fluir a través de las zonas de altas temperaturas hacia los productores, haciendo que ocurra la reducción de la viscosidad del petróleo por un factor de 10.000 o más. Esto lo hace fluir fácilmente hacia los productores. Es utilizado en petróleos viscosos.

Figura 2. 12: Combustión en reverso



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

### 2.1.2.9. Combustión Húmeda

Se inyecta agua alternada con aire. Al reducirse la viscosidad del petróleo frío se extiende la zona del vapor o zona caliente, esto hace que el petróleo se mueva más fácilmente dependiendo de la cantidad del crudo quemado y la tasa de inyección del aire.

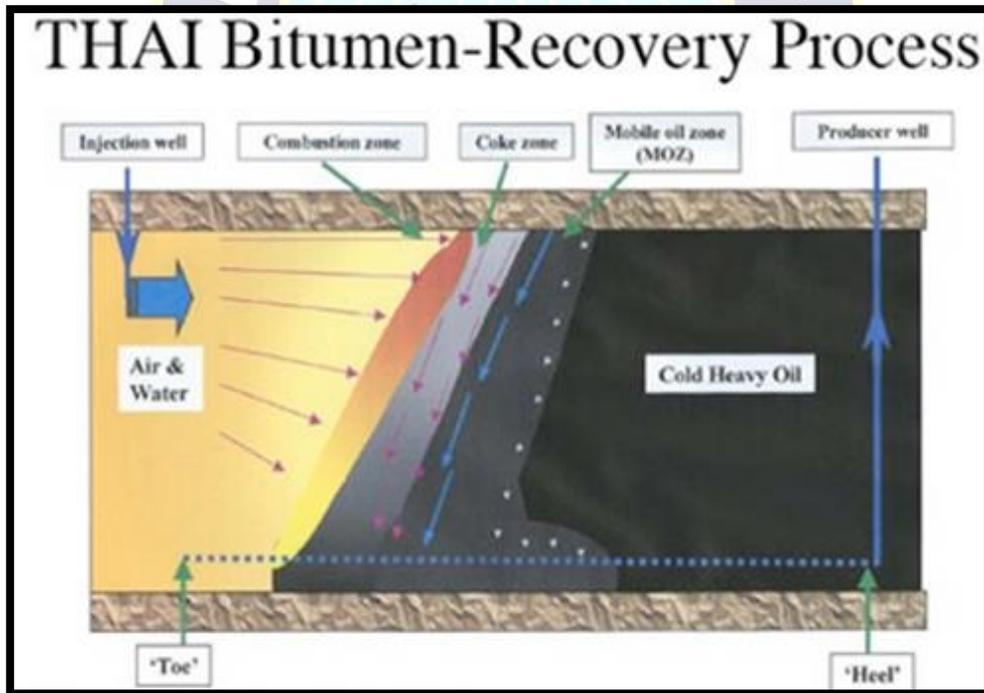
### 2.1.2.10. Thai, Toe-to-Heel Air Injection

Thai, que por sus siglas es Toe-to-Heel Air Injection, genera calor in situ en vez de inyectarlo desde superficie y dicho a grosso modo, Thai adopta una configuración especial de pozo vertical y horizontal con combustión en sitio.

THAI, puede ser utilizado en muchas zonas donde los métodos de vapor no pueden:

- Depósitos más delgados y menos de 10 metros de espesor
- En caso de agua superior o inferior está presente
- Si el gas superior está ausente
- Áreas con "lentes de esquisto" que actúan como barreras al vapor

Figura 2. 13: Thai, Toe-to-Heel Air Injection

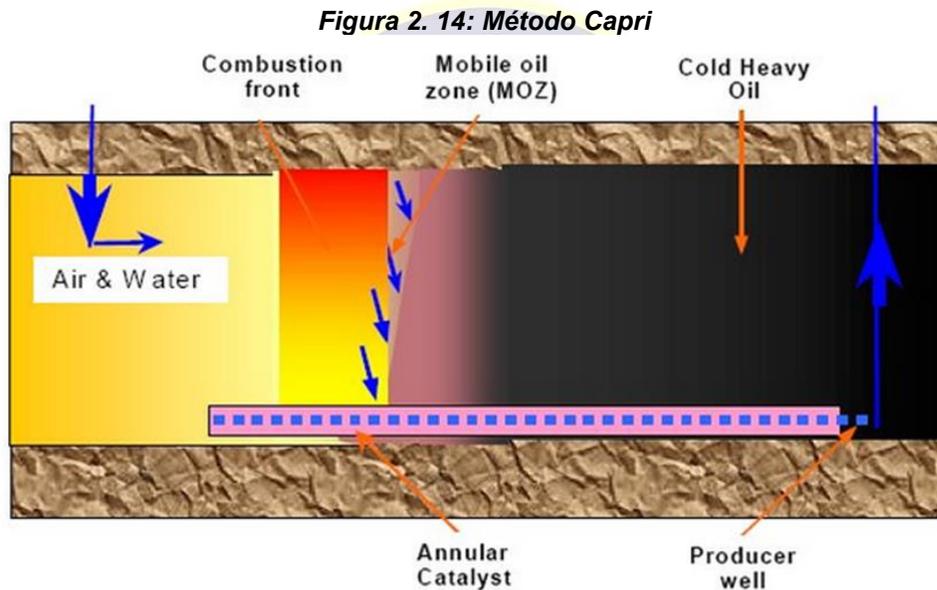


Fuente: <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2014/07/inyeccion-continua-de-vapor.html>

### 2.1.2.11. Método Capri

Capri es Thai más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción; en otras palabras Capri hace el trabajo de una refinería pero en el subsuelo. Ahora bien, combinando ambos sistemas lo que se quiere es iniciar

fuego subterráneo y hacer fluir el petróleo pesado, a la vez que se mejora la condición del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie.



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

**Tabla 2. 1: Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.**

Método	°API	Viscos. (cP)	Permeab. (mD)	Temp. (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	< 35	> 10	< 160
Inyección de Surfactantes	25-40	< 15	< 500	< 150
Inyección de Soluciones Alcalinas	15-35	< 150	< 1000	< 200

Fuente: Elaboración propia

### 2.1.3. Fenómenos Involucrados en la Recuperación Mejorada

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados. Ya que en español las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra se usarán las abreviaciones en inglés W (water) y O (oil).

### 2.1.3.1. Fenómenos en la escala de los Poros – Capilaridad – Adsorción

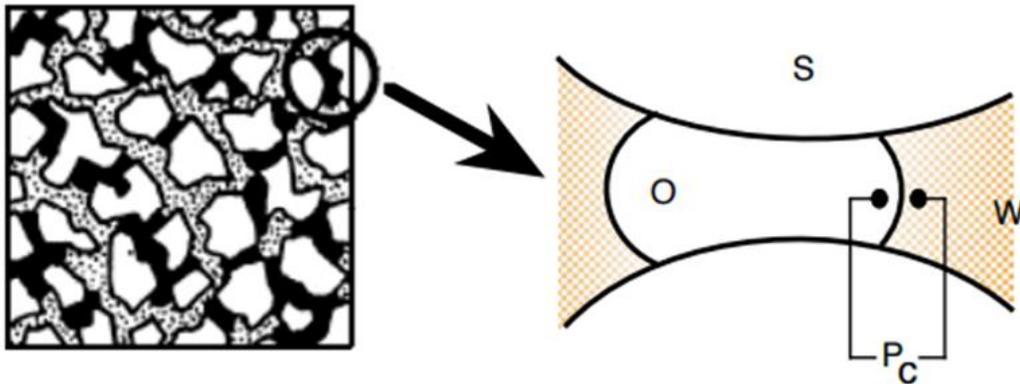
Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad.

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface (presión capilar  $P_C$ ) con la curvatura:

$$P_C = \Delta P = P_O - P_W$$

Donde  $\gamma$  es la tensión interfacial y  $H$  la curvatura promedio de la interface. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera  $H$  se expresa como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

Figura 2. 15: Fenómenos en la escala de los poros

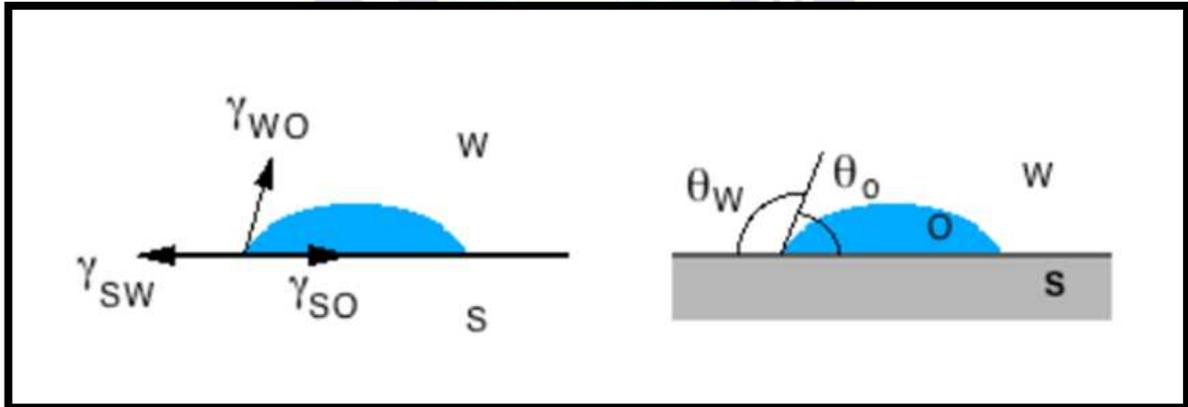


Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interface. Para agua en equilibrio con una fase

hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutirá más adelante) puede llegar a 0,001 dina/cm. El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto.

**Figura 2. 16: Tensión interfacial**



Fuente: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6507/8949>, 2014

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfaces involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada condición de Neuman:

$$\gamma_{SW} = \gamma_{SO} + \gamma_{WO} \cos \theta_O$$

$$\gamma_{SW} + \gamma_{WO} \cos \theta_W = \gamma_{SO}$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto  $\theta$  el ángulo  $\theta_W$  que corresponde a la fase agua.

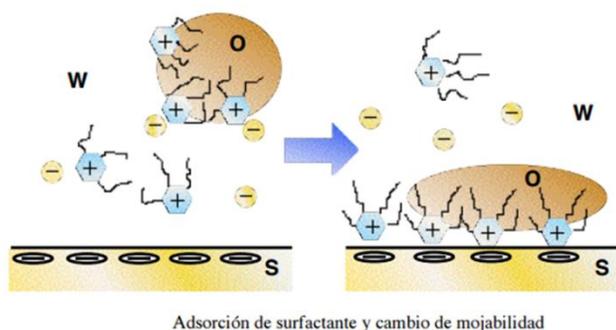
$$\cos \theta = (\gamma_{SO} - \gamma_{SW}) / \gamma_{WO}$$

El valor de  $\theta$  depende de la tensión interfacial entre O y W ( $\gamma_{WO}$ ) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos ( $\gamma_{SW}$  y  $\gamma_{SO}$ ), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a  $90^\circ$  es el fluido que moja la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo, se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto  $\theta$  supera  $90^\circ$ . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aun localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de  $\text{SiO}_2$ ) y llegar a recubrirlo como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite (véase figura 3), y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (= cambio de mojabilidad).

**Figura 2. 17: Adsorción y surfactante**



**Fuente:** [https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego\\_fig1\\_293958959](https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-de-un-generador-de-vapor-de-tubos-de-fuego_fig1_293958959)

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

## **2.2. FENÓMENOS DE LA ESCALA DEL MEDIO POROSO**

### **2.2.1. Drenaje e Inhibición**

Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural.

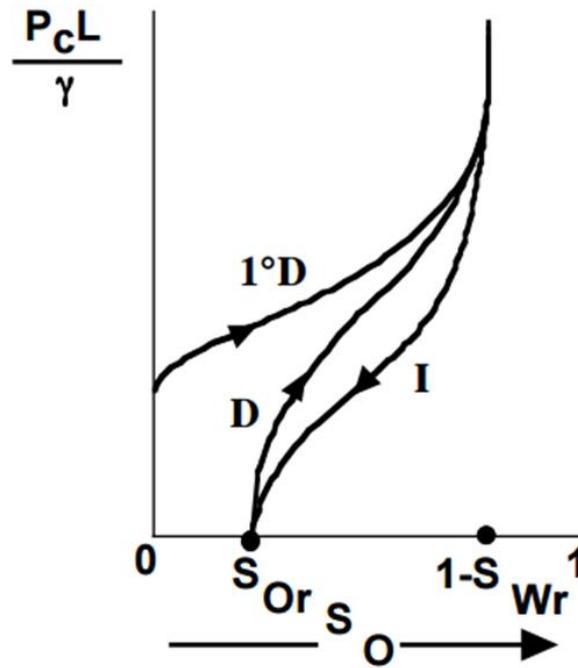
La porosidad  $\phi$  es la fracción de volumen vacío, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen dos otras, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente SO y SW son las saturaciones de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad  $PCL / \gamma$  en función de las saturaciones, donde  $L$  representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, Esta variación de  $PCL / \gamma$  corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición.

**Figura 2. 18: Variacion de la presion capilar**



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por aliquotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión  $PC$  entre los fluidos. El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva ( $1^\circ D$ ), que tiende a un valor máximo de  $S_{Or}$ , llamado ( $1 - S_{Wr}$ ) donde  $S_{Wr}$  es la saturación residual de  $W$  después del drenaje.

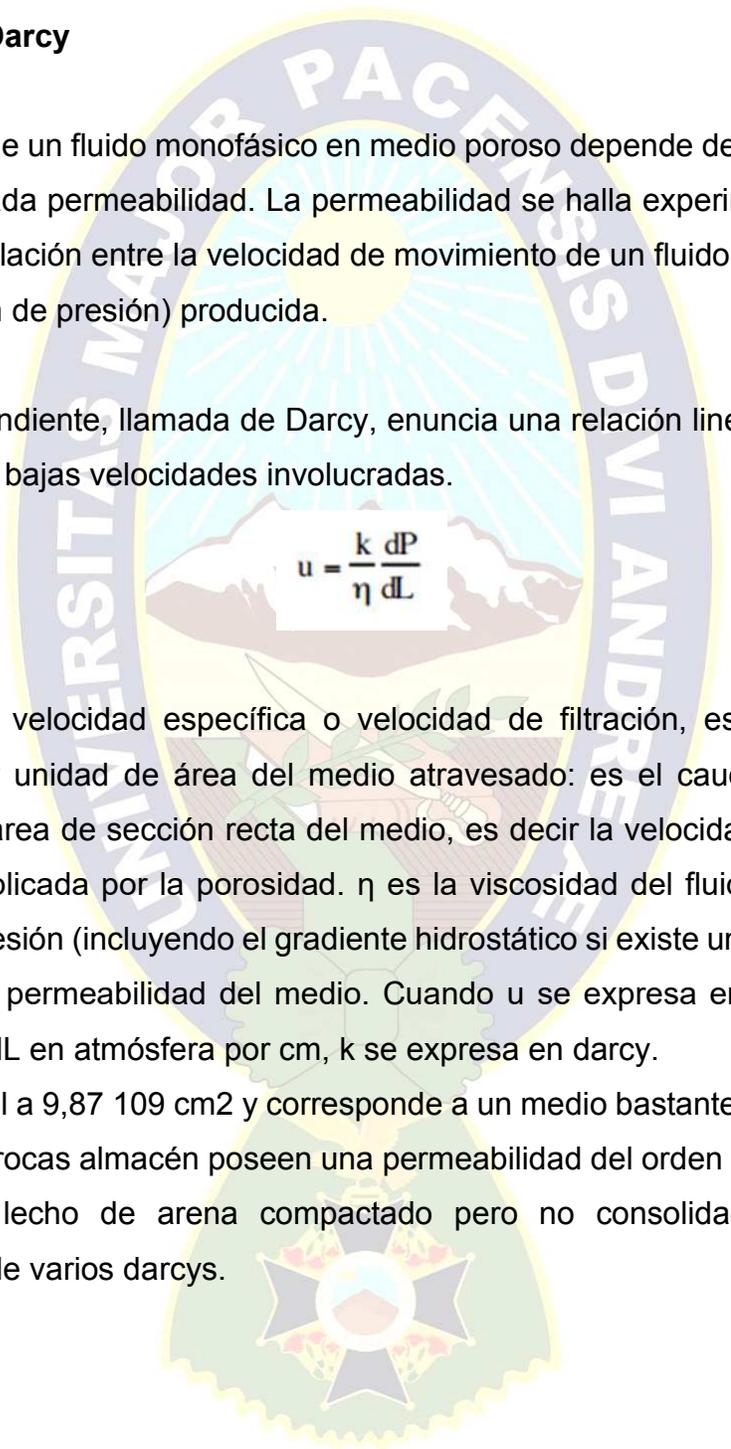
Si ahora se reduce la saturación de  $O$  inyectando  $W$ , se obtiene la curva de imbibición ( $I$ ), hasta la saturación residual  $S_{Or}$ . Al aumentar nuevamente la saturación de  $O$  se obtiene la curva de segundo drenaje ( $D$ ), y así sucesivamente. Las curvas  $I$  y  $D$  conforman el ciclo de histéresis de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso ( $S_O$ ), la presión capilar

(el valor de PC) y ó a PC dado la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

### 2.2.2. Ley de Darcy

El movimiento de un fluido monofásico en medio poroso depende de una propiedad del medio llamada permeabilidad. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida.

La ley correspondiente, llamada de Darcy, enuncia una relación lineal, la cual está satisfecha a las bajas velocidades involucradas.


$$u = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dL}$$

Donde  $u$  es la velocidad específica o velocidad de filtración, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado: es el caudal volumétrico dividido por el área de sección recta del medio, es decir la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad.  $\eta$  es la viscosidad del fluido,  $dP/dL$  es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y  $k$  es la permeabilidad del medio. Cuando  $u$  se expresa en cm/seg,  $\eta$  en centipoise,  $dP/dL$  en atmósfera por cm,  $k$  se expresa en darcy.

El darcy es igual a  $9,87 \cdot 10^9$  cm<sup>2</sup> y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys.

ley de Darcy

$$u = v \phi = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dL}$$

ley de Poiseuille

$$\langle v \rangle = \frac{R^2}{8\eta} \frac{dP}{dL}$$

La ley de Darcy suministra una información equivalente a la ley de Poiseuille para un capilar cilíndrico, pero esta vez promediada para todos los poros.

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

Las saturaciones  $S_O$  y  $S_W$

Las presiones  $P_O$  y  $P_W$  cuya diferencia es  $P_C$

Las velocidades de filtración  $u_O$  y  $u_W$

Por analogía con la ecuación de Darcy se escribe:

$$u_o = \frac{k_o}{\eta_o} \frac{dP_o}{dL} \quad \dots \quad u_w = \frac{k_w}{\eta_w} \frac{dP_w}{dL}$$

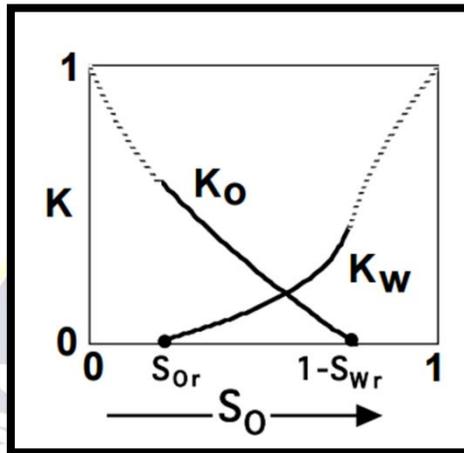
La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. La relación entre una permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio  $k$  se llama permeabilidad relativa  $K$ :

$$K_o = k_o / k$$

$$K_w = k_w / k$$

La variación de las permeabilidades relativas tiene el aspecto indicado en la figura 5 para una saturación de aceite comprendida entre los límites  $S_{Or}$  y  $1-S_{Wr}$ ; cada una de las permeabilidades relativas crece con la saturación correspondiente.

**Figura 2. 19: Permeabilidades relativas en función de las saturaciones**



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>, 2019

Se puede demostrar que la relación  $u_w/u_o$  es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad  $\lambda$  la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido.

$$WOR = (K_w/\eta_w) / (K_o/\eta_o) = \lambda_w / \lambda_o$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas  $K_w$  y  $K_o$  se desplaza hacia abajo (los  $K$  disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a  $S_{or}$  el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando  $S_o$  se acerca a  $S_{or}$  como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

### 2.2.3. Fenómenos a la escala del Yacimiento

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala.

De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor

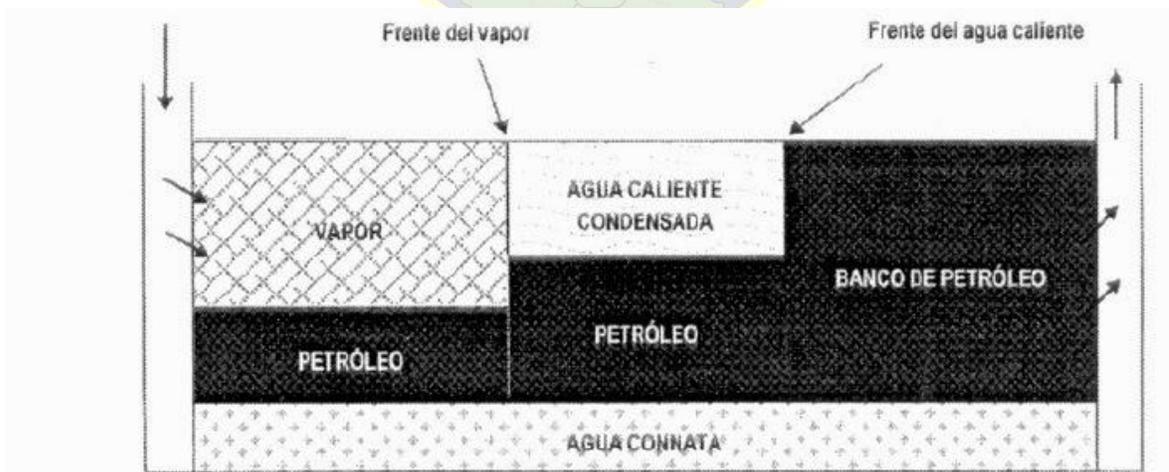
del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación SO en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte, la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todos casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (W ó W con aditivos) tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación SW aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa KW, lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales.

### 2.3. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Este tipo de proceso es similar a los patrones de inyección de agua. Este proceso puede ser usado cuando la viscosidad es muy alta para un desplazamiento eficiente mediante agua. El espaciamiento entre pozos es frecuentemente menor que para una inyección de agua.

*Figura 2. 20: Proceso de inyección continua de vapor*



Fuente: <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2014/07/inyeccion-continua-de-vapor.html>

Por ejemplo, un espaciamento de cinco acres no es muy usual para este proceso, sin embargo, espaciamentos tan pequeños como  $\frac{1}{4}$  de acre ha sido usado en reservorios someros. Los costos de capital son mayores que los de la inyección cíclica pero la recuperación es mayor. El proceso no puede ser usado para profundidades mayores a 5,000 pies, donde la presión hidrostática puede exceder considerablemente la presión crítica del vapor (3,202 psia). Las pérdidas de calor pueden ser excesivas si la zona productiva es mayor de 10 pies. Si la viscosidad es alta, puede ser necesario precalentar el pozo con vapor antes de iniciar la inyección. Electricidad también puede ser usada para el precalentamiento, empleando al reservorio de hidrocarburo.

El calor que es liberado cuando el vapor se condensa es llamado el calor latente de vaporización. Un valor grande de calor latente tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección continua y el contenido de calor latente de vapor disminuye con un incremento de la presión alcanzando cero en el punto crítico. De esta manera los proyectos a baja presión tienden a comportarse una manera mejor que proyectos a alta presión en el yacimiento. Se debe tener en cuenta para diseño de un proyecto, optimar la calidad del vapor y la tasa de inyección. La calidad del vapor es definida como la fracción de la masa de agua que es vapor. Un incremento en la calidad del vapor incrementará la tasa a la cual reservorio es calentado, pero incrementará en su totalidad la tendencia a la canalización del vapor en el yacimiento. Un adecuado suministro de agua de alta calidad es esencial.

La cantidad requerida es usualmente cercana a 5 barriles de agua por barril de petróleo producido por vapor. Ya que el vapor condensa en el reservorio puede no ser factible usar inyección de vapor en formaciones que contienen arcillas que al ser ligeramente expuestas son muy sensibles al contacto con agua fresca. El proceso forma una región saturada de vapor en la región cerca al pozo. Dentro de esta región la temperatura es cercana o igual a la del vapor inyectado. Detrás

de la zona saturada con vapor, el vapor se condensa para formar un banco de agua caliente.

Dentro de la zona de vapor, el petróleo es desplazado por vapor destilado y gas (vapor). Los factores que contribuyen al desplazamiento del petróleo desde la zona de agua caliente incluyen reducción de la viscosidad del petróleo, expansión térmica y reducción de la saturación residual del petróleo. También pueden ocurrir cambios en la permeabilidad relativa.

### 2.3.1. Equipos para el Tratamiento

En general, el equipo y el tratamiento de los fluidos producidos de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso de inyección cíclica son casi idénticos, sin embargo, existen dos principales diferencias, debido a que la inyección cíclica de vapor es también conocida como un proceso de estimulación, se entiende que el pozo es sometido a condiciones de calentamiento y enfriamiento, mientras que en un proyecto de inyección continua las condiciones que se presentan en los pozos de inyección son diferentes pues el vapor es inyectado continuamente en el pozo por algunos años y por lo tanto el pozo no es sometido a cambios de temperatura.

**Figura 2. 21: Equipos de inyección de vapor**



Fuente: <http://manu.com.ve/equipos/>

Las variaciones de temperatura que experimenta un pozo utilizado en un proceso de inyección cíclica de vapor requieren de atención especial en el diseño y desarrollo del proyecto.

La otra diferencia es que el equipo utilizado en la generación de vapor en un proceso de inyección cíclica es mucho más pequeño y por lo tanto es mucho más fácil de transportar de un pozo a otro, en cambio en la inyección continua generalmente se prefiere un equipo centralizado.

### **2.3.2. Generadores de vapor**

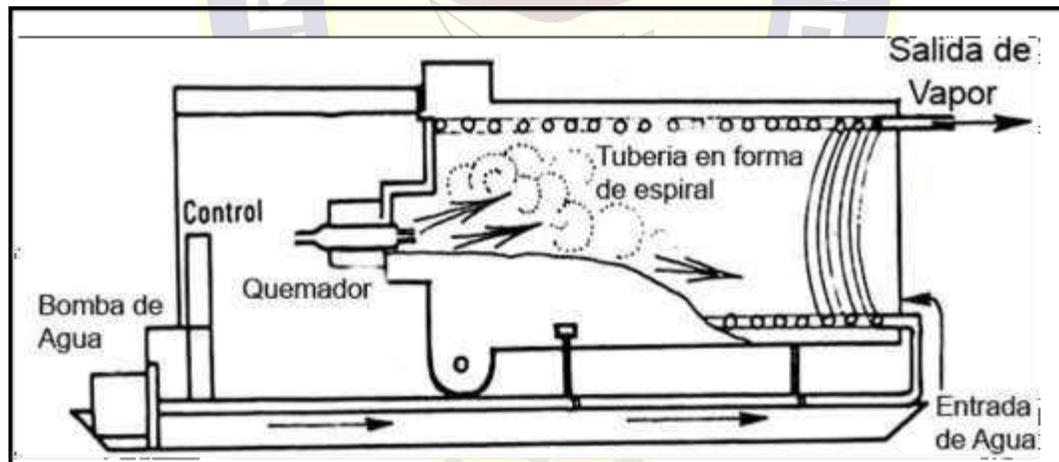
A través del tiempo, la generación de vapor en proyectos de recobro mejorado se ha realizado exclusivamente por medio de generadores en superficie. La facilidad en el mantenimiento y las altas capacidades de generación les han permitido posicionarse en la industria petrolera como la opción más acertada para llevar a cabo la generación de vapor. Sin embargo, en la actualidad una tecnología está emergiendo como una opción viable para la generación de vapor, la generación de vapor en fondo, que puede realizarse con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión.

Los generadores de vapor usados en los campos petroleros difieren significativamente de las calderas convencionales, ya que estas son usadas generalmente para producir vapor saturado e incluso sobrecalentado. En cambio, las operaciones para los proyectos de inyección de vapor requieren grandes cantidades de vapor para continuar a largo plazo la inyección de los generadores de paso, también conocidos como generadores de vapor húmedo, son usados casi exclusivamente en las operaciones de inyección de vapor. Ellos fueron específicamente desarrollados para estas operaciones en la década de los 60's, y difieren de una caldera convencional en que ellos no tienen separación de vapor y no requieren recirculación. Debido a que estos generadores no tienen separación de vapor, la máxima calidad de vapor debe estar limitada aproximadamente al 80%

para prevenir la precipitación y el depósito de los sólidos disueltos, y reduciendo así, la probabilidad de alguna falla de la tubería.

El bajo flujo de calor en los generadores de vapor de campo los hace mucho más tolerantes al sobrecalentamiento causado por las incrustaciones de sales minerales sobre las tuberías. Las incrustaciones debido a causas tales como la dureza del agua proporcionan resistencia a la transferencia de calor entre la pared de la tubería y el agua. El flujo de calor a través de esta resistencia produce un incremento en la caída de temperatura que es proporcional a la resistencia y al flujo. Aunque este efecto es menor en los generadores de vapor de campo, es muy importante suavizar el agua de alimentación para minimizar la formación de depósitos minerales. Existe, sin embargo, una considerable tolerancia a otros sólidos disueltos tales como el cloruro de sodio

*Figura 2. 22: Generador de Vapor*



*Fuente: Apuntes recuperación mejorada., 2021*

### **2.3.3. Método recuperación mejorada por inyección de vapor**

La inyección de vapor es un proceso de desplazamiento, y como tal más eficiente desde el punto de vista de recuperación final que la estimulación con vapor. Consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir

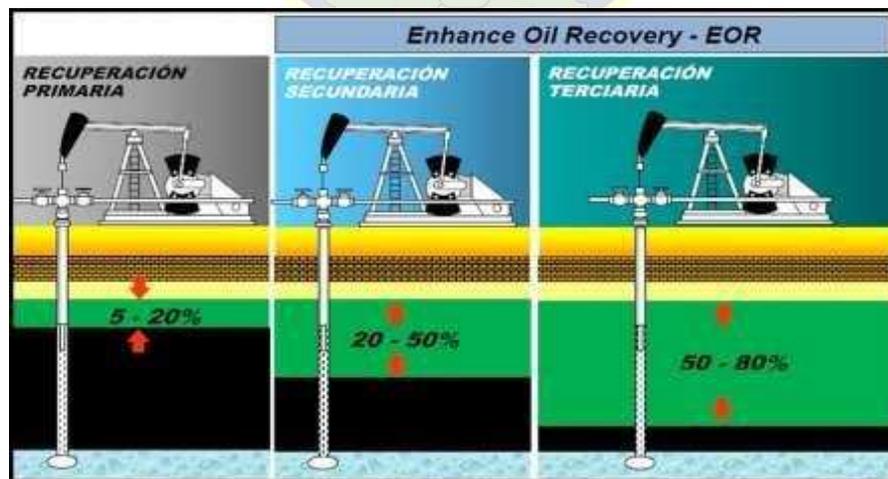
el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección de agua.

La inyección continua de vapor difiere apreciablemente en su comportamiento de la inyección de agua caliente, siendo esta diferencia producto únicamente de la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. La presencia de la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportados como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.

Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido. Así, el efecto neto es que la extracción por inyección continua de vapor es apreciablemente mayor que la obtenida por inyección de agua caliente.

En la actualidad se conocen varios proyectos exitosos de inyección continua de vapor en el mundo, muchos de los cuales fueron inicialmente proyectos de inyección cíclica, que luego se convirtieron a inyección continua en vista de las mejoras perspectivas de recuperación: 30-44% para cíclica vs. 50- 80% para continua.

**Figura 2. 23: Tipos de Recuperación**



**Fuente:** Apuntes recuperación mejorada.,2021

#### **2.3.4. Parámetros de aplicación de la recuperación mejorada por Inyección de Vapor**

Las guías de evaluación técnica que se utilizan para seleccionar los métodos de recuperación mejorada, los antecedentes y la lógica detrás de los diversos criterios están cubiertas. En este trabajo daremos énfasis en las directrices técnicas, haremos una distinción entre las propiedades del petróleo y de las características requeridas para seleccionar si un yacimiento es candidato o no para aplicar algún método de recuperación mejorada. En forma general la inyección de vapor es aplicable para los petróleos viscosos en formaciones relativamente profundas.

A continuación, se especifica los parámetros a tener en cuenta a la hora de escoger un método de recuperación mejorada siendo el hidrocarburo ideal para aplicar a nuestro pozo.

- Se cree comúnmente que el petróleo en sitio debe ser de orden 1.200Bls/acre-pie o más, con la finalidad que el proyecto resulte exitoso
- La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo
- La viscosidad del petróleo de orden mayores a 5 cps a condiciones de yacimiento, pero puede ocurrir que sea menor
- La gravedad del petróleo es conveniente que este en el rango de 20 a 30 °API
- La máxima profundidad practica es de 3500m valores menores son deseables ya que las pérdidas del pozo son menores
- El espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies y se considera conveniente que la presión del yacimiento sea moderadamente alta
- La porosidad tiene que ser de 20%
- La saturación al 25%

### 2.3.5. Mecanismo para la inyección de vapor

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos:

- destilación por vapor
- reducción de la viscosidad
- expansión térmica,

Siendo la destilación por vapor el más importante, los mecanismos de recuperación por inyección de vapor pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia delante. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás. El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento.

Llegan a existir 3 zonas:

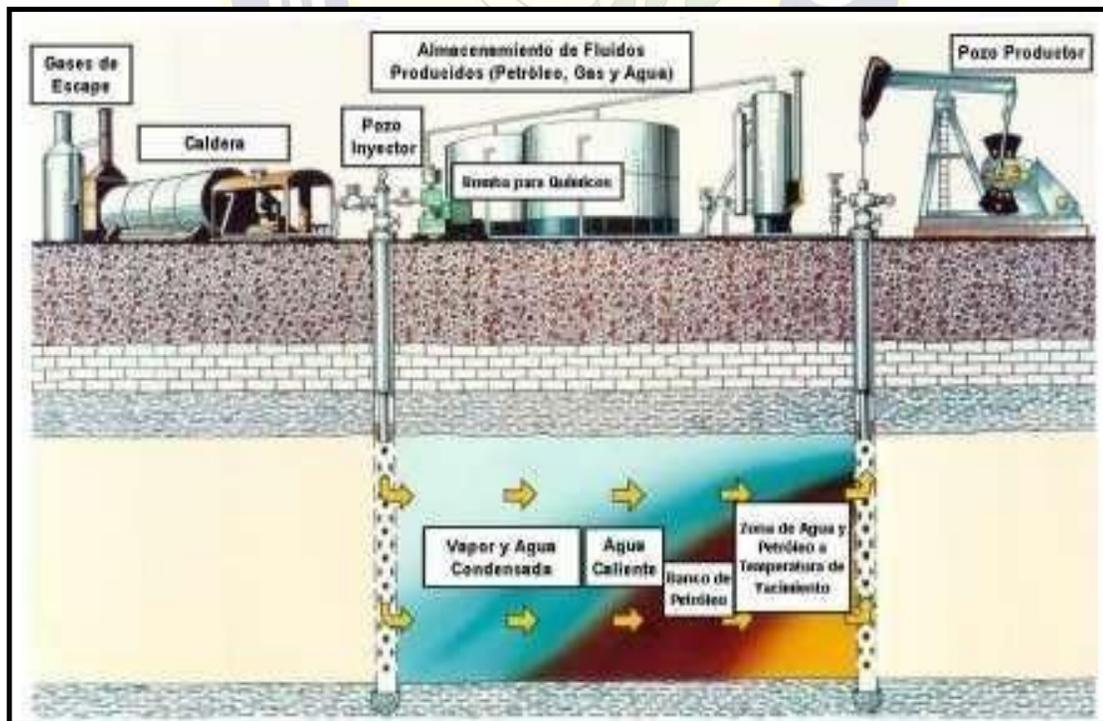
- Zona de vapor
- Zona de agua caliente
- Zona de agua fría

En la zona de agua fría será aproximadamente igual a la calculada para la inyección de agua convencional, excepto que la fase efectiva de inyección será mayor que lo que se inyecta como vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo está gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo envuelto. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo. Si, por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional.

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.

**Figura 2. 24: Mecanismo de Inyección**



**Fuente:** Apuntes recuperación mejorada., 2021

## CAPÍTULO III: MODELO DE ANÁLISIS DE FLUJO UNIDIMENSIONAL

### 3.1. ECUACIONES FUNDAMENTALES

El cálculo del volumen de hidrocarburos recuperables es un parámetro vital porque la rentabilidad de cualquier proyecto de recuperación secundaria o terciaria se basa directamente en él. En el proceso de inyección de vapor, esto se puede hacer con investigación de laboratorio o mediante un modelo numérico.

Faraq Ali propuso un método para caracterizar el comportamiento de la inyección de vapor que es muy simple. Se basa en el supuesto de que la saturación de vapor de agua disminuye hasta  $S_{osrt}$  y se descuida la recuperación de petróleo en las zonas de inyección de agua. Si en el momento  $t$  el volumen de la zona de vapor es  $V_s$  (ft<sup>3</sup>), entonces la recuperación total de STB es:

$$N_p = \frac{V_s \phi (S_{oi} - S_{osrt})}{5.615} \alpha \frac{h_n}{h_t} \quad (3.1)$$

Donde  $\alpha$  es la eficiencia de captura, debido a que  $V_s$  es calculado en base el gasto bruto ( $h_t$ ), la recuperación de crudo está basado en el gasto neto ( $h_n$ ), esto es fácil de calcular con la relación acumulada de aceite-vapor:

$$OSR = \frac{N_p}{i_s t} \quad (3.2)$$

El gasto de producción a un tiempo  $t$ ,  $q_o$ , es gobernado por el ritmo de crecimiento de la zona invadida de vapor. Empleando la teoría desarrollada por Marx-Langenheim se obtiene:

$$q_o = \frac{24 \dot{Q}_t \phi (S_{oi} - S_{osrt})}{5.615 M_s (T_s - T_R)} \alpha \frac{h_n}{h_t} F \quad (3.3)$$

Donde:

$$F = e^{t_D} \sqrt{t_D} \quad (3.4)$$

Las constantes 5.615 y 24 resultan de las conversiones del SI al sistema inglés. Una forma sencilla para el cálculo de la relación instantánea aceite- vapor:

$$OSR(t) = \frac{q_o(t)}{i_s} \quad (3.4)$$

La recuperación de petróleo por ciclo depende del volumen de vapor inyectado, el espesor de la formación, la presión de inyección en la superficie, la velocidad a la que se extrae energía de la formación a través del pozo de producción, el número de ciclos anteriores, las propiedades del vapor y el agotamiento en el que falla el mecanismo de producción primaria.

Bogerg y Lantz propusieron un enfoque basado en la presión del yacimiento como mecanismo impulsor y el flujo de petróleo en una sola fase. En el flujo radial, espesor uniforme  $h$  (pies) presión constante  $p_e$  (psia) en un radio externo  $r_e$  (pies), el flujo de petróleo está dado por:

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (3.5)$$

Donde  $p_w$  es la presión en el pozo (psi),  $r_w$  es el radio del pozo (ft) el subíndice "c" hace referencia a las condiciones del yacimiento sin calentar y la constante 1.127 se obtiene de la conversión del SI.

Si ahora la formación es estimulada por vapor a una distancia radial  $r_h$ , así que la viscosidad del aceite de la zona calentada se reduce a un valor  $\mu_{oh}$ , entonces el

sistema de flujo se compone de 2 zonas radiales de flujo y el gasto de aceite producido por la estimulación  $q_{oh}$  está dado por:

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oh} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (3.6)$$

Entonces la relación de saturación  $q_{oh}/q_{oc}$  está dado por:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}}{\frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oh} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}}} = \frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}{\mu_{oh} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}}$$

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}{\mu_{oh} \ln \frac{r_e}{r_h} \cong 0 + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}}$$

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} \ln \frac{r_h}{r_w}}$$

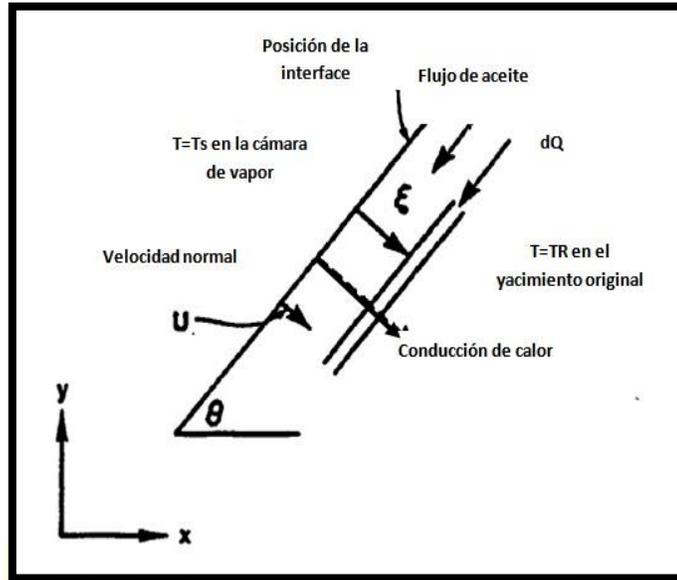
Si  $\mu_{oc} \gg \mu_{oh}$  entonces

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (3.7)$$

Suponiendo que la transferencia de calor se debe únicamente al intercambio entre el yacimiento a la temperatura original y el vapor condensado en la interfaz, la interfaz se mueve con una velocidad  $u$ .

La distribución de temperatura delante del frente depende de la difusividad térmica del yacimiento hacia el que se mueve el frente.

**Figura 3. 1: Diagrama de la interface en la inyección de vapor asistida por gravedad**



La distribución de temperatura en el frente corresponde a un pseudoestado. Se supone que el drenaje en cada elemento del yacimiento es paralelo a la interfaz. La tasa se puede calcular mediante una ley de Darcy utilizando el gradiente de gravedad a lo largo del ángulo de la interfaz y la densidad media del petróleo que fluye y el vapor para la determinación del gradiente potencial. Se supone un valor absoluto del coeficiente de permeabilidad. La viscosidad del petróleo depende principalmente de la velocidad del frente; el flujo de petróleo depende de la temperatura de distribución y la velocidad del frente está regida por el gradiente de flujo a través del balance de materiales en el que ingresa de manera dependiente.

Para el gasto drenado se propone el siguiente modelo:

$$q = 2L \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mw_h}} \quad (3.8)$$

$$\frac{1}{m\vartheta} = \int_{T_R}^{T_S} \left[ \frac{1}{\vartheta} - \frac{1}{\vartheta_r} \right] \frac{dT}{T - T_R} \quad (3.9)$$

Donde:

G: es la aceleración debida a la gravedad ( $m s^{-2}$ )

H: longitud de a cámara (m)

k: permeabilidad efectiva del aceite fluyente

L: longitud horizontal del pozo (m)

m: parámetro adimensional, típicamente entre 3-4, el cual es determinado por las características de viscosidad – temperatura del aceite

$T_R$  y  $T_s$  son las temperaturas como son mostrados en la ecuación

q: gasto del pozo productor ( $m^3 s^{-1}$ )

$\alpha$ : difusión térmica del yacimiento ( $m^2 s^{-1}$ )

$\mu$ = viscosidad del aceite (Pa s)

$\emptyset$ = porosidad en fracción

$\Delta S_o$ = saturación inicial de aceite menor a la saturación residual en la cámara de aceite.

$\vartheta$ : viscosidad cinética del aceite a T ( $^{\circ}C m^2 s^{-1}$ )

$\vartheta_R$ : viscosidad cinética del aceite a  $T_R$  ( $^{\circ}C m^2 s^{-1}$ )

$\vartheta_S$ : viscosidad cinética del aceite a  $T_S$  ( $^{\circ}C m^2 s^{-1}$ )

Esta ecuación se encuentra en unidades del sistema internacional de unidades.

Cardwell y Parson propusieron un modelo para estimar la saturación residual promedio en la cámara de vapor:

$$\bar{S}_{or} = \frac{b-1}{b} \left( \frac{\vartheta_S \emptyset Z}{b k g t} \right)^{\frac{1}{b-2}} \quad (3.10)$$

Donde:

$\bar{S}_{or}$ = Es la saturación residual de aceite después de un tiempo t Z = Altura de drene k = Permeabilidad

b = Exponente de la ecuación de permeabilidad relativa del modelo de Cardwell y

Parson  $k_r = S^b$

$\nu_s$  = Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura a la que se encuentra el vapor.

Si b es considerado valor típico de 3.5 y Z es considerado el máximo valor posible de h, entonces la ecuación se puede considerar como:

$$\bar{S}_{or} = 0.43 \left( \frac{\vartheta_s \phi h}{kgt} \right)^{0.4} \quad (3.11)$$

Para el cálculo de aceite recuperable se proponen Cardwell y Parson :

$$Q_o = \frac{\pi}{2} \phi (S_{oi} - S_{or}) h \frac{W_s}{2} L \quad (3.12)$$

### 3.2. CONDICIONES DEL MODELO UNIDIMENSIONAL

Consideramos el desplazamiento de petróleo unidimensional mediante inyección combinada de vapor y solvente en un yacimiento isotrópico homogéneo. El sistema de ecuaciones gobernantes comprende el equilibrio de masa de crudo, solvente y agua y la conservación de energía.

Las condiciones de este modelo son:

- Flujo bifásico unidimensional en medios porosos homogéneos.
- Sin difusión, dispersión o reacción química.
- Sin condensación de vapor.
- Sistema incompresible.
- Los efectos de gravedad y capilaridad son insignificantes.

- Equilibrio térmico local.
- Las entalpías son funciones de las concentraciones y la temperatura.
- Capacidad calorífica constante.
- La viscosidad de la fase oleosa es función de la concentración del disolvente y la temperatura.
- La viscosidad de la fase gaseosa es función de la temperatura.
- La densidad de los componentes puros es la misma en todas las fases.
- Sólo se produce transferencia de masa del disolvente componente entre las fases.

### 3.3. DESARROLLO DEL MODELO DE DESPLAZAMIENTO

Bajo los anteriores supuestos, la conservación de masa de los componentes aceite, solvente y agua se puede escribir como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_g c_{wg} s_o) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_o c_{oo} u_o) = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}[\phi(\rho_g c_{sg} s_g + \rho_o c_{so} s_o)] + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g c_{sg} u_g + \rho_o c_{so} u_o) = 0 \quad (3.14)$$

Y:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_g c_{wg} s_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g c_{wg} u_g) = 0 \quad (3.15)$$

Donde:

$\phi$  es la porosidad

$\rho_j$  es la densidad de la fase j

$c_{ij}$  es la fracción de masa del componente i en la fase j

$s_j$  es la saturación de la fase j

$u_j$  es la velocidad de la fase j

t es la coordenada temporal y x es la coordenada espacial.

La conservación de la energía está dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi(\rho_o s_o H_o + \rho_g c_g H_g) + (1 - \phi)\rho_r H_r] + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_o H_o u_o + \rho_g H_g u_g) = 0 \quad (3.16)$$

Donde:

$H_j$  es la entalpía de la fase  $j$

$\rho_r$  es la densidad de la roca

$H_r$  es la entalpía de la roca.

Las entalpías del agua, el gas, el petróleo y la roca se definen como:

$$H_w = C_{pw} c_{ww} T \quad (3.17)$$

$$H_g = (C_{pw} c_{wg} + C_{ps} c_{sg}) T \quad (3.18)$$

$$H_o = (C_{po} c_{oo} + C_{ps} c_{so}) T \quad (3.19)$$

Y:

$$H_r = C_{pr} T \quad (3.20)$$

y  $C_{pi}$  es la capacidad térmica del componente  $i$ .

Las variables espaciales ( $x_D$ ) y temporales ( $t_D$ ) adimensionales se pueden expresar como:

$$t_D = \frac{\int_0^t u_T(\tau) d\tau}{\phi L} \quad y \quad x_D = \frac{x}{L} \quad (3.21)$$

La velocidad de cada fase se puede expresar en términos de la función de flujo fraccional:

$$f_j = \frac{u_j}{u_T} \quad (3.22)$$

Donde:

$f_j$  es el flujo fraccional de la fase  $j$  y  $u_T$  es la velocidad total.

La ley de Darcy para el flujo multifásico unidimensional en el caso multifásico sin gravedad ni efecto capilar se lee como:

$$u_j = -k \frac{k_{rj}}{\mu_j} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (3.23)$$

Donde:

$k$  es la permeabilidad del medio poroso,  $k_{rj}$  es la permeabilidad relativa de la fase  $j$  y  $\mu_j$  es la viscosidad de la fase  $j$ .

La ley de Amagat (Prausnitz et al., 1986) es válida, y la densidad del componente puro es la misma en todas las fases. Podemos reemplazar la fracción de masa por la fracción de volumen del componente  $i$  en la fase  $j$  en las leyes de conservación usando la siguiente ecuación:

$$\hat{c}_{ij} = -k \frac{c_{ij} \rho_j}{\hat{\rho}_i} \quad (3.24)$$

Donde:

$\hat{c}_{ij}$  es la fracción de volumen y  $\hat{\rho}_i$  es la densidad del componente puro en  $P$  y  $T$ .

Como consideramos la dilución infinita del solvente en una fase de aceite, la ley de Henry se puede aplicar para determinar la fracción molar de un soluto en un solvente. Para que las fugacidades de los componentes sean las mismas en equilibrio termodinámico en todas las fases, la ecuación. debe cumplirse (Prausnitz et al., 1986):

$$\hat{f}_g^{(G)} = \hat{f}_l^{(G)} \quad (3.25)$$

Para las fases de gas y líquido ideales y la Ley de Henry para la fugacidad del solvente en la fase de aceite, la Ec. (3.25) puede escribirse como:

$$\hat{c}_{sg}P = \hat{c}_{so}K_{s,o} \quad (3.26)$$

Donde:

P: representa la presión del sistema

Ks,o: representa la constante de Henry del solvente s para la fase de aceite.

Además, hacemos uso de las relaciones auxiliares como:

$$\sum_{i=1}^{n_c} \hat{c}_{ij} = 1, \quad \sum_{j=1}^{n_p} s_j = 1, \quad \sum_{j=1}^{n_p} f_j = 1 \quad (3.27)$$

Sustituyendo las Ecs. (3.17)–(3.27) en las Ecs. (3.13)–(3.16) tenemos las ecuaciones de balances de masa y conservación de energía para aceite, solvente y agua:

$$\frac{\partial}{\partial t_D} [s_o(1 - \hat{c}_{so})] + \frac{\partial}{\partial x_D} [f_o(1 - \hat{c}_{so})] = 0 \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial}{\partial t_D} \left[ (1 - s_o)\hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} + s_o\hat{c}_{so} \right] + \frac{\partial}{\partial x_D} \left[ (1 - f_o)\hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} + f_o\hat{c}_{so} \right] = 0 \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial}{\partial t_D} \left[ (1 - s_o) \left( 1 - \hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_D} \left[ (1 - f_o) \left( 1 - \hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} \right) \right] = 0 \quad (3.30)$$

Y:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t_D} & \left[ \left( s_o(1 - \hat{c}_{so})TM_{T_o} + s_o\hat{c}_{so}TM_{T_s} + (1 - s_o)\hat{c}_{so}T \frac{K_{s,o}}{P} M_{T_s} \right. \right. \\ & \left. \left. + (1 - s_o) \left( 1 - \hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} \right) TM_{T_w} \right) + \frac{(1 - \emptyset)}{\emptyset} TM_{T_r} \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial x_D} \left[ \left( f_o(1 - \hat{c}_{so})TM_{T_o} + f_o\hat{c}_{so}TM_{T_s} + (1 - f_o)\hat{c}_{so}T \frac{K_{s,o}}{P} M_{T_s} \right. \right. \\ & \left. \left. + (1 - f_o) \left( 1 - \hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} \right) TM_{T_w} \right) \right] = 0 \quad (3.31) \end{aligned}$$

Dónde:

$$M_{Tw} = \hat{\rho}_i C_{pi} \quad (3.32)$$

Se observa que se necesita determinar solo una concentración ( $\hat{c}_{so}$ ), en la medida en que  $\hat{c}_{sg}$  se encuentra a partir de la Ley de Henry (Ec. (3.14)) y las otras concentraciones se determinan a partir de la primera relación auxiliar (Ec. (3.15)). Las incógnitas del problema son la saturación del aceite y la concentración de solvente en el crudo, aparte de la temperatura.

Después de aplicar las derivadas correspondientes, el sistema (3.16)–(3.19) resulta ser:

$$(1 - \hat{c}_{so}) \frac{\partial s_o}{\partial t_D} - s_o \frac{\partial \hat{c}_{so}}{\partial t_D} + \left[ (1 - \hat{c}_{so}) \frac{\partial f_o}{\partial s_o} \right] \frac{\partial s_o}{\partial x_D} + \left[ (1 - \hat{c}_{so}) \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{so}} - f_o \right] \frac{\partial \hat{c}_{so}}{\partial x_D} + \left[ (1 - \hat{c}_{so}) \frac{\partial f_o}{\partial T} \right] \frac{\partial T}{\partial x_D} = 0$$

$$\left[ 1 - \hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} \right] \frac{\partial s_o}{\partial t_D} + \left[ \frac{K_{s,o}}{P} (1 - s_o) \right] \frac{\partial \hat{c}_{so}}{\partial t_D} + \left[ \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \hat{c}_{so} \right) \frac{\partial f_o}{\partial s_o} \right] \frac{\partial s_o}{\partial x_D} + \left[ \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \hat{c}_{so} \right) \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{so}} + \frac{K_{s,o}}{P} (1 - f_o) \right] \frac{\partial \hat{c}_{so}}{\partial x_D} + \left[ \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \hat{c}_{so} \right) \frac{\partial f_o}{\partial T} \right] \frac{\partial T}{\partial x_D} = 0$$

$$\frac{\partial T}{\partial t_D} + \frac{\left[ f_o + \frac{\hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} (M_s - M_w) + M_w}{1 + \hat{c}_{so} \left[ \frac{K_{s,o}}{P} (M_w - M_s) + M_s - 1 \right] - M_w} \right]}{\left[ s_o + \frac{\hat{c}_{so} \frac{K_{s,o}}{P} (M_s - M_w) + M_w + \frac{(1 - \phi) M_r}{\phi}}{1 + \hat{c}_{so} \left[ \frac{K_{s,o}}{P} (M_w - M_s) + M_s - 1 \right] - M_w} \right]} \frac{\partial T}{\partial x_D} = 0 \quad (3.33)$$

Donde:

$$M_i = \frac{M_{Ti}}{M_{To}} \quad (3.34)$$

Entonces el modelo de desplazamiento unidimensional por inyección de vapor se da por:

$$\frac{\partial T}{\partial t_D} + A \frac{\partial T}{\partial x_D} = 0 \quad (3.35)$$

### 3.3.1. MÉTODOS DE ITERACIÓN

### 3.3.2. Solución por diagonalización:

Pero como es una matriz de cambios la posición respecto al flujo en los espacios  $i, j$  se puede expresar como:

$$u_{t_D} + Au_{x_D} = 0 \quad (3.35 b)$$

En la ecuación (3.35 b) se observa que se desea determinar el desplazamiento en determinados tiempos de inyección. Entonces se necesita determinar la matriz de desplazamiento  $D$  que se puede verificar su demostración en Anexos, la cual se da por:

$$D = \frac{T^+ \{ [\hat{c}_{s_o}^+ F + H] f_o^+ + \hat{c}_{s_o}^+ I + M_{T_w} \} - T^- \{ [\hat{c}_{s_o}^- F + H] f_o^- + \hat{c}_{s_o}^- I + M_{T_w} \}}{T^+ \{ [\hat{c}_{s_o}^+ F + H] s_o^+ + \hat{c}_{s_o}^+ I + G \} - T^- \{ [\hat{c}_{s_o}^- F + H] s_o^- + \hat{c}_{s_o}^- I + G \}} \quad (3.36)$$

Donde:

$$F = \frac{K_{s,o}}{P} (M_{T_w} - M_{T_s}) + M_{T_s} - M_{T_o} \quad (3.37)$$

$$H = M_{T_o} - M_{T_w} \quad (3.38)$$

$$I = \frac{K_{s,o}}{P} (M_{T_s} - M_{T_w}) \quad (3.39)$$

$$G = M_{T_w} + \frac{(1 - \phi)}{\phi} T M_{T_r} \quad (3.40)$$

### 3.3.3. Solución particular

En esta sección presentamos algunas soluciones para este problema. Se utilizó el modelo de Corey (Corey et al., 1956) para calcular la permeabilidad relativa de las fases de condensado y gas:

$$k_{rj} = k_{rj}^0 (s_j^*)^{n_j} \quad (3.29)$$

Donde:

$k_{rj}$  es la permeabilidad relativa de la fase j

$k_{rj}^0$  es la permeabilidad relativa del punto final de la fase j

$s_j^*$  es la saturación normalizada de la fase j, definida como:

Donde:

$$s_j^* = \frac{s_j - s_{rj}}{1 - \sum_{j=1}^{n_p} s_{rj}} \quad (3.30)$$

$s_{rj}$  es la saturación residual de la fase j.

Los parámetros adoptados para calcular las curvas de permeabilidad relativa se dan en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1: Parámetros de permeabilidad relativa**

Propiedad	Crudo	Gas
$s_{rj}$	0	0
$k_{rj}^0$	1	1
$n_j$	2	2

**Fuente:** (Corey et al., 1956)

La viscosidad de la fase de petróleo se calcula a partir de la Ecuación 3.1 como una función de  $\hat{c}_{s_o}$  y T,

$$\mu_o = 9704 - 94.13T - 2342\hat{c}_{so} \quad (3.31)$$

Donde:

T es la temperatura [K] y  $\hat{c}_{so}$  es la fracción de volumen de solvente.

El rango de temperatura para esta correlación es (323,15 – 573,15) K, y el rango de concentración es (0 – 0,15).

Como en la fase gaseosa las propiedades físicas son independientes de la composición, la viscosidad en fase gaseosa se calcula mediante:

$$\mu_g = 22.82 + 0.1739T + 3.2465 * 10^{-4}T^2 - 1.4334 * 10^{-7}T^3 \quad (3.32)$$

Donde:

T es la temperatura [K].

De la ecuación (3.10) y utilizando la ley de Darcy tenemos (Ecuación (3.11)) la siguiente expresión para calcular el flujo fraccional de la fase j:

$$f_j = \frac{\frac{k_{rj}}{\mu_j}}{\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j}} \quad (3.33)$$

donde las permeabilidades relativas se calculan mediante la ecuación (3.29) y las viscosidades de fase con las ecuaciones (3.31) y (3.32).

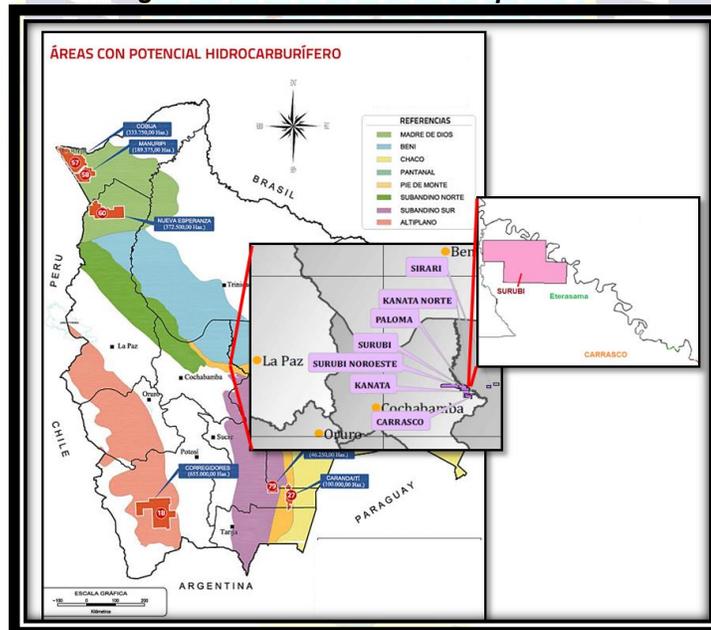
## CAPITULO IV: APLICACIÓN PRÁCTICA

### 4.1. UBICACIÓN DEL LUGAR DE APLICACION

#### 4.1.1. Características del campo

El campo Surubí fue descubierto a principios de 1992 con el pozo SRB A-1, produciendo petróleo y gas de las formaciones Petaca y Yantata, en producción desde septiembre de 1993. Está a 175 km al NO de Santa Cruz, al oeste del campo Paloma, dentro del bloque Mamoré.

**Figura 4. 1: Ubicación del campo Surubí**



**Fuente:** Ministerio de desarrollo Sostenible y mapas de campos petrolíferos de Bolivia (ANH), 2022

Presenta las siguientes características:

- Ubicación Fisiográfica: Límite entre Pie de Monte y llanura Chaco-Beniana.
- Departamento: Cochabamba
- Provincia: Carrasco
- Localidad: Eterasama

#### 4.1.2. Ubicación del pozo Surubí C-8

Según YPF Repsol las coordenadas del pozo SRB-C8 son:

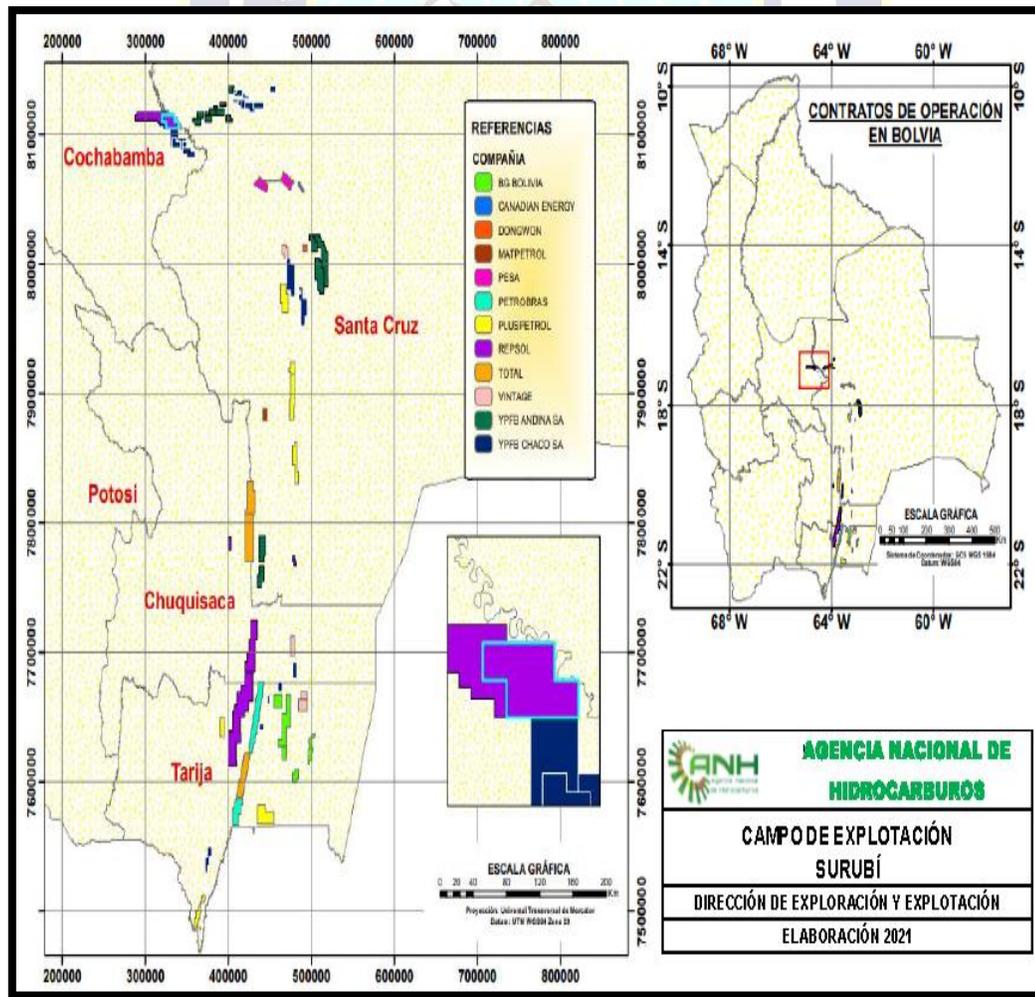
**Tabla 4. 1: Coordenadas del pozo SRB-C8**

CAMPO	POZO	COORDENADA		
		X	Y	Z
Surubí	SRB-C8	328566,63	8109965,11	255,2

*Fuente: Ministerio de desarrollo Sostenible y mapas de campos petrolíferos de Bolivia (ANH), 2021*

También se representa la ubicación en la siguiente gráfica:

**Figura 4. 2: Ubicación del pozo Surubí – C8**



*Fuente: Ministerio de desarrollo Sostenible y mapas de campos petrolíferos de Bolivia (ANH), 2021*

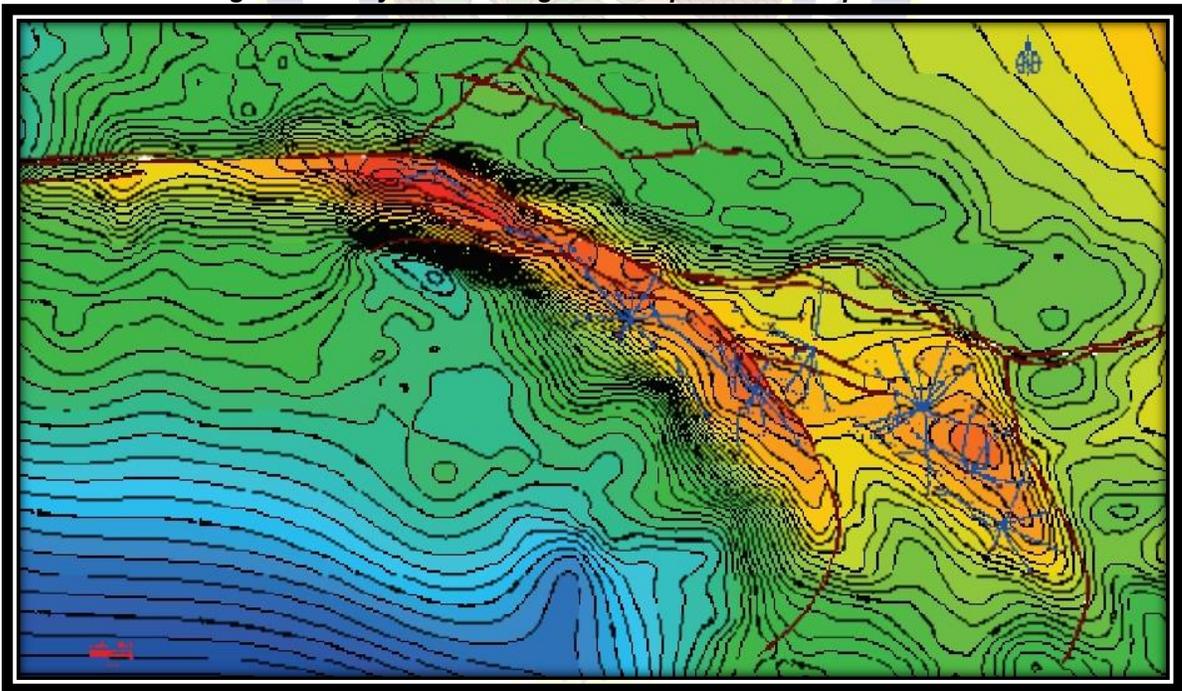
#### 4.1.3. Identificación de problemas del pozo

El campo Surubí ha tenido problemas en la producción de hidrocarburos líquidos, atribuibles en gran medida a las operaciones de campo, como el empaque de grava. El resultado es una caída en los niveles de producción de hidrocarburos líquidos y, en consecuencia, una disminución de la presión de formación alrededor del pozo, específicamente en el pozo SRB-C8. Los niveles de porosidad en el pozo no han sido altos. La recuperación secundaria de petróleo mediante levantamiento artificial por gas es ineficaz. No obstante, de resultar exitosa la aplicación de la tecnología GasGun en formaciones comparables, serviría para sustituir los métodos tradicionales y ayudar a avanzar con las técnicas de producción de hidrocarburos.

#### 4.1.4. Geología

A continuación, se presenta el reservorio dónde se encuentra el pozo en estudio

*Figura 4. 3: Inyección de agua de un pozo del Campo Surubí*

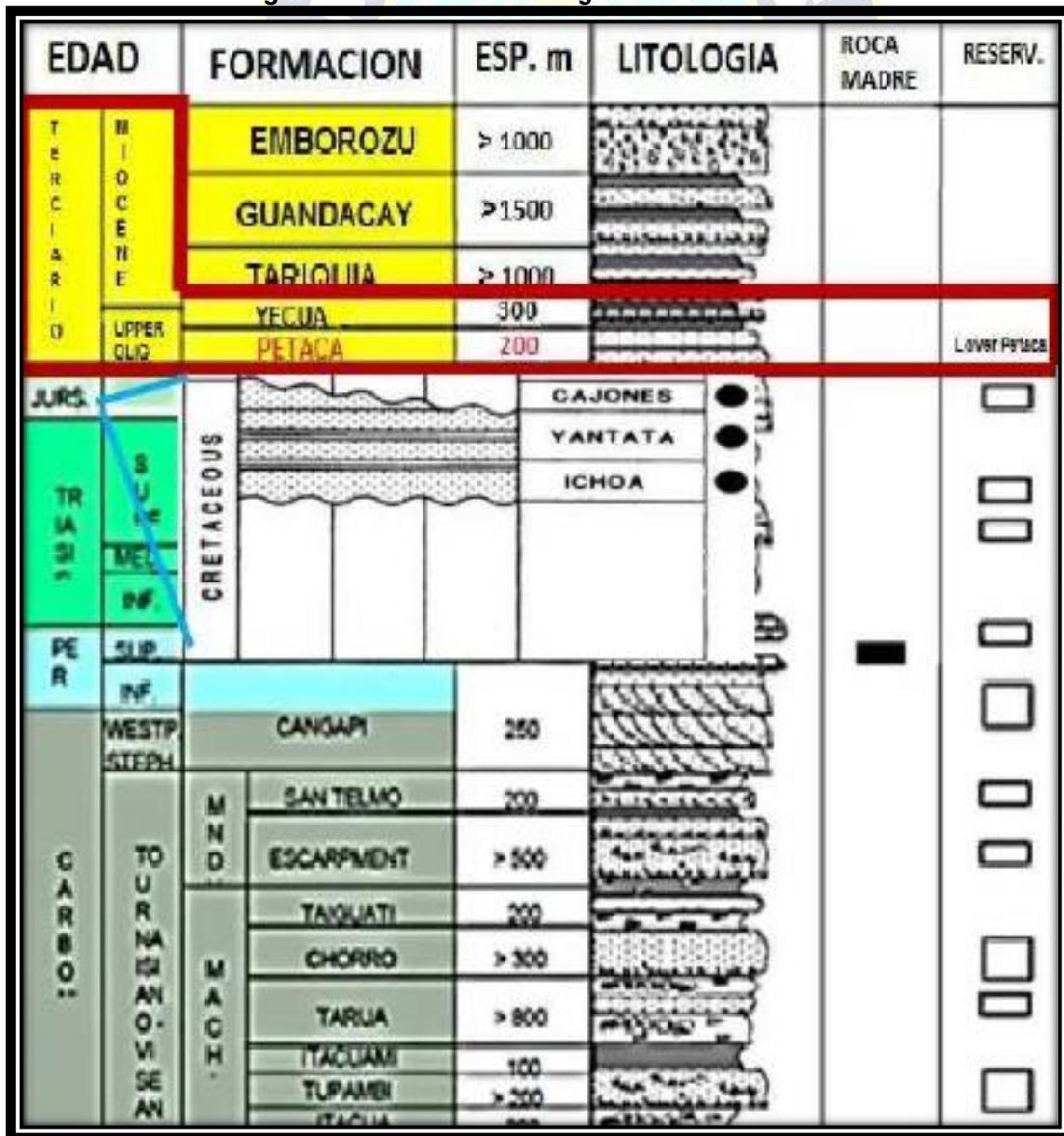


*Fuente: Repsol YPF, 2022*

#### 4.1.5. Estado subsuperficial del pozo

Litológicamente, la principal formación de la zona es la Petaca Inferior, productora de petróleo compuesta por yacimientos arenosos depositados en un ambiente continental-fluvial. La Formación Petaca presenta areniscas calcáreas intercaladas con arcillas. Las arcillas y lutitas tanto de la Formación Petaca Superior como de la Formación Yecua actúan como sellos regionales.

Figura 4. 4: Columna estratigráfica del sub andino sur



Fuente: Repsol YPF, 2022

#### 4.1.6. Historial de producción

En la siguiente tabla se muestra el historial de producción del pozo:

**Tabla 4. 2: Historial de producción del pozo SRB-C8**

FECHA	SRB-C8	
	MPCD	BPD
ene-20	0,105	168,9
feb-20	0,1043	167,8
mar-20	0,1036	166,7
abr-20	0,1029	165,5
jun-20	0,1015	163,3
jul-20	0,1008	162,3
ago-20	0,1002	161,2
sep-20	0,0995	160,1
oct-20	0,0988	159,1
nov-20	0,0921	149,1
dic-20	0,0915	146,9

*Fuente: Repsol YPFB, 2022*

Se puede observar cómo cada mes va bajando el volumen de barriles por día en aproximadamente una unidad.

#### 4.2. DIAGNOSTICO DEL POZO

##### 4.2.1. Datos generales

Se tiene el siguiente resumen de datos obtenidos:

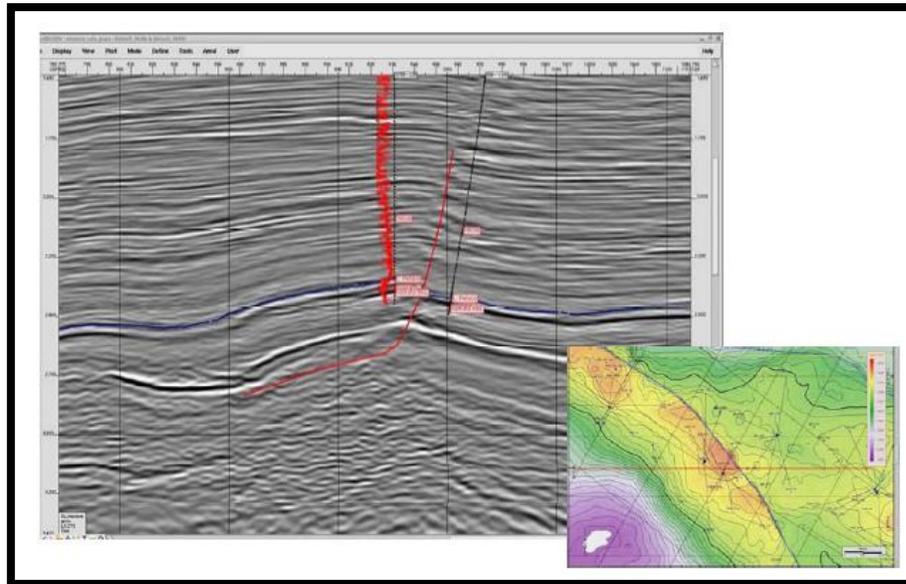
Tabla 4. 3: Resumen de datos

CASE DESCRIPTION		@3180 BLOQUE HIGH GOR	@3190 BLOQUE LOW GOR
INTERVAL			
RESERVOIR/SAND		Petaca	Petaca
MAJOR PHASE (Oil/Gas)		Oil	Oil
CATAGORY		PROVED	PROVED
DATUM (SS)		10400	10400
GAS/OIL CONTACT (SS)		10316	10316
H.C./WATER CONTACT (SS)			
GRADIENT (PSI/FT)		0.47	0.47
BHP (PSIA)		4900	4900
BHT ( F)		200	200
PRODUCTIVE AREA (AC)		871	1294
AVG. THICKNESS (FT)		133	123
BULK VOLUME (AC-FT)		115924	159088
NET TO GROSS (%)		24%	24%
NET BULK VOLUME (AC-FT)		27822	38181
AVG. POROSITY (%)		16%	16%
AVERAGE SW (%)		49%	49%
OIL GRAVITY (API)		44	43
CO2 IN GAS (MOLE %)			
GAS GRAVITY (SG)			
Rsi (SCF/STB)		2600	700
ULTIMATE GOR (SCF/STB)		2000	800
YIELD (STB/MMCF)		0	0
ULTIMATE YIELD (STB/MMCF)		0	0
Boi (RB/STB)		1.8300	1.4300
Bgi (SCF/RCF)			
OOIP (STB/AF)		346	443
OOIP (MSTB)		9624	16903
OGIP (MCF/AF)		899	310
OGIP (MMCF)		25023	11832
OGIP HC Only (MCF/AF)		899	310
GAS SHRINKAGE (%)			

Fuente: Repsol YPFB, 2022

Para la gráfica del pozo

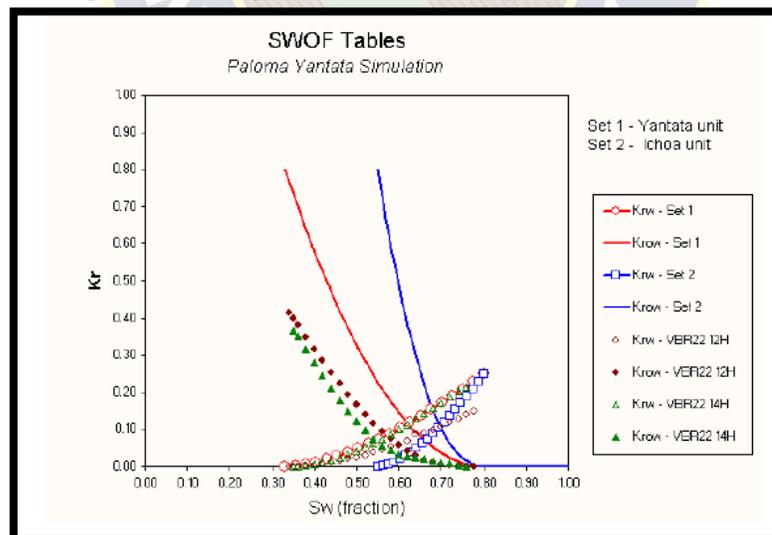
**Figura 4. 5: Pozo SRB – C8**



*Fuente: Repsol YPFB, 2022*

Para las propiedades de fluido del pozo:

**Figura 4. 6: Propiedades de fluidos del Pozo SRB – C8**



*Fuente: Repsol YPFB, 2022*

Se observa que el pozo se encuentra cercano a una falla

#### 4.2.2. Corte de agua

Teniendo el Bsw o saturación de del pozo se calcula el corte de agua

$$WOR = \frac{BSW}{1 - BSW} \quad (4.1)$$

$$WOR = \frac{0,49}{1 - 0,49}$$

$$WOR = 0,9608$$

Con el corte de agua se calcula el flujo fraccional o corte de agua:

$$F_w = \frac{WOR}{(WOR - B_o)W} \quad (4.2)$$

$$F_w = \frac{0,9608}{(0,9608 - 0,83)9,81}$$

$$F_w = 73,45 \%$$

La fracción de agua alcanza el 73 %, lo que significa que más agua que líquido hidrocarburo.

#### 4.2.3. Radio de drenaje de pozo

Es un parámetro muy necesario para el pronóstico de producción de este pozo en estudio. Esta variable debe calcularse en función del espesor neto, el factor volumétrico, la porosidad y la saturación de crudo residual y agua de acuerdo a la siguiente ecuación

$$r_e = \left( \frac{43560 \times N_p \times B_{oi}}{7758 \times h \times \pi \times \phi \times (1 - S_w - S_{oi})} \right)^{0,5} \quad (4.3)$$

$$r_e = \left( \frac{43560 \times 27822 \times 1,83}{7758 \times 10 \times \pi \times 0,16 \times (1 - 0,49 - 0,26)} \right)^{0,5}$$

$$r_e = 3,30 \text{ ft}$$

#### 4.2.4. Permeabilidad y factor skin de la formación

##### 4.2.4.1. Permeabilidad

Según Hawkins daño se da por la siguiente ecuación:

$$P_y - P_{wf} = \frac{qBu}{2\pi h} \left[ k_s^{-1} \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) + k^{-1} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right] \quad (4.4)$$

Entonces en este proyecto se desea conocer la permeabilidad actual o permeabilidad dañada qué se ha logrado con él proceso de deflagración por tanto despejamos de la anterior ecuación:

$$k_s = \left[ \frac{2(P_y - P_{wf})\pi h}{qBu} - k^{-1} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right]^{-1} \ln^{-1} \left( \frac{r_w}{r_s} \right) \quad (4.5)$$

Hallando la variación de presiones se tiene:

Según anterior gráfica se obtiene la variación de

$$P_y - P_{wf} = 2500 - 2000 \text{ [Psi]}$$

Luego

$$P_y - P_{wf} = 500 \text{ [Psi]}$$

Se observa que en los cálculos anteriores el ancho de la zona productora es de 65 ft y el radio de drenaje. El caudal es de 60 BPD. Viscosidad del condensado, 0.4 cP. B equivale a 1,83 RB/STB. El radio de drenaje es de 3 pies y el radio del pozo se calcula en 6 pies. Suponemos el radio dañado, ya que debe superar el radio de drenaje actual porque es básicamente el límite de producción. Según la figura de los datos, se puede observar que la permeabilidad promedio es de 500 md. Entonces, se tiene:

$$k_s = \left[ \left[ \frac{2(500)\pi 65}{60 \times 1,83 \times 0,4} - m \right]^{-1} - 500 \ln \left( \frac{3}{6} \right) \right] \times \ln^{-1} \left( \frac{6}{4} \right)$$

$$k_s = 854,76 \text{ mD}$$

Este incremento es lógico ya que para que exista un mayor paso de fluido en la roca mayor debe ser el valor de la permeabilidad por tanto el proyecto propuesto de deflagración es conveniente

#### 4.2.4.2. Factor skin

Para el factor se tiene la siguiente relación:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (4.6)$$

Hallando se tiene:

$$S = \left( \frac{1000}{854,76} - 1 \right) \ln \left( \frac{3,30}{7,00} \right)$$

$$S = -0,1277$$

Existe daño a la formación

## **4.3. ANALISIS TECNICO**

### **4.3.1. Control de los problemas de arenamiento:**

En este problema se realizará la cementación para asegurar que la deflagración pueda ser aplicada en la superficie.

El procedimiento es el siguiente:

- Introducción de material cementante en la zona del abandono izquierdo y problema de arenas.
- Lograr el aislamiento de la zona
- Sostener la carga axial de las sartas de revestimiento, así como otras sartas que se colocarán posteriormente
- Sostener las paredes del pozo (agujero)

La cementación es primaria y se realiza mediante:

- Bombeo de la pulpa a través de la sarta de revestimiento hasta colocarla completamente en el espacio anular.
- Sellado con una tapa y montaje de equipo secundario de reinyección.

### **4.3.2. Problema del elevado corte agua**

El alto corte de agua calculado previamente en el punto anterior es alto e idealmente debería tener su tasa de producción atada con los geles de solvente. Los geles sugeridos se presentan en la siguiente tabla para poder facilitar el proceso de recuperación y evitar que se perjudique en el sistema de inyección propuesto para evitar la intrusión de agua:

**Tabla 4. 4: Tipos de geles para problemas de cortes de agua**

Pozo productor	Pozo inyector
Geles entrecruzados para reducción de la permeabilidad relativa	Geles con efecto RPM como desviadores
Geles bloqueadores de permeabilidad para sellar canales preferenciales de flujo.	Geles de dispersión coloidal

*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2023*

Según el tipo de espesor que se tiene que es de abandono de una parte inferior se debe aplicar los geles bloqueadores, ya que en la parte superior se continúa trabajando con el método de Inyección continua con vapor y solvente

#### 4.4. APLICACIÓN DEL MODELO

##### 4.4.1. Análisis de la fracción de condensado y saturación

Se utiliza la siguiente relación explicada en el anterior capítulo:

$$f_j = \frac{\frac{k_{rj}}{\mu_j}}{\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j}}$$

Para la permeabilidad de la roca junto a la viscosidad del crudo, el fluido de inyección y vapor para diferentes saturaciones, se tiene la siguiente tabla:

$$f_j = \frac{\frac{2.5}{150}}{\frac{2.5}{150} + \frac{1.3}{200} + \frac{2.5}{180}} = 0.4497$$

Luego:

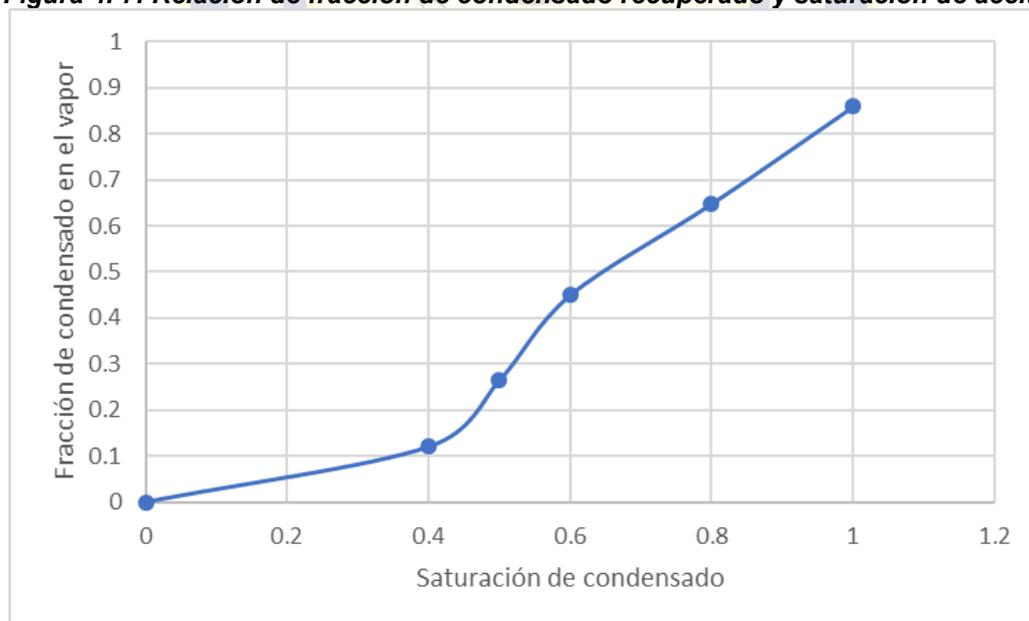
**Tabla 4. 5: Relación de fracción de condensado**

$s_o$	$f_o$
0.12	0.2953
0.22	0.3725
0.35	0.4793
0.44	0.5859
0.55	0.6846
0.67	0.7314
0.78	0.7762
0.82	0.8024
0.86	0.8236

*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

Graficando:

**Figura 4. 7: Relación de fracción de condensado recuperado y saturación de aceite**



*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

Se observa en la anterior gráfica que a mayor saturación la fracción de vapor y condensado se incrementa. Es decir, se necesita una gran cantidad de vapor para lograr el mayor arrastre de condensado.

#### 4.4.2. Cálculo de la saturación particular

Se utiliza la siguiente relación desarrollada en el anterior capítulo

$$s_j^* = \frac{s_j - s_{rj}}{1 - \sum_{j=1}^{n_p} s_{rj}}$$
$$s_j^* = \frac{0.4427 - 0.26}{1 - 0.4427 + 0.26} = 0.2235$$

Demostrando la variación de saturación se tiene la siguiente tabla:

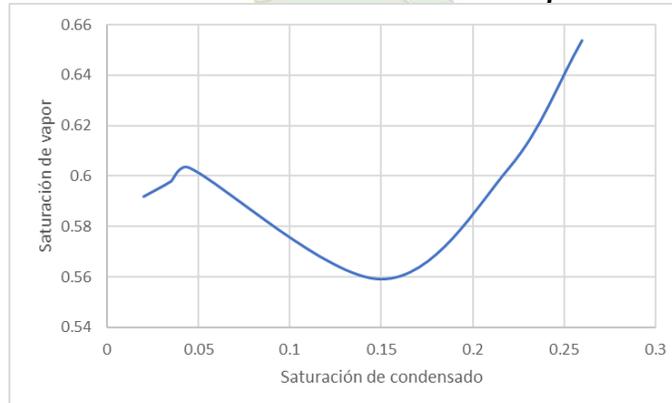
**Tabla 4. 6: variación de saturación**

<b>Sv</b>	<b>Scrudo</b>
0.02	0.59183673
0.035	0.5978836
0.045	0.60326087
0.15	0.55900621
0.26	0.65384615
0.35	0.64102564

*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

La variación de la saturación a medida que se va desplazando se puede observar en la siguiente gráfica:

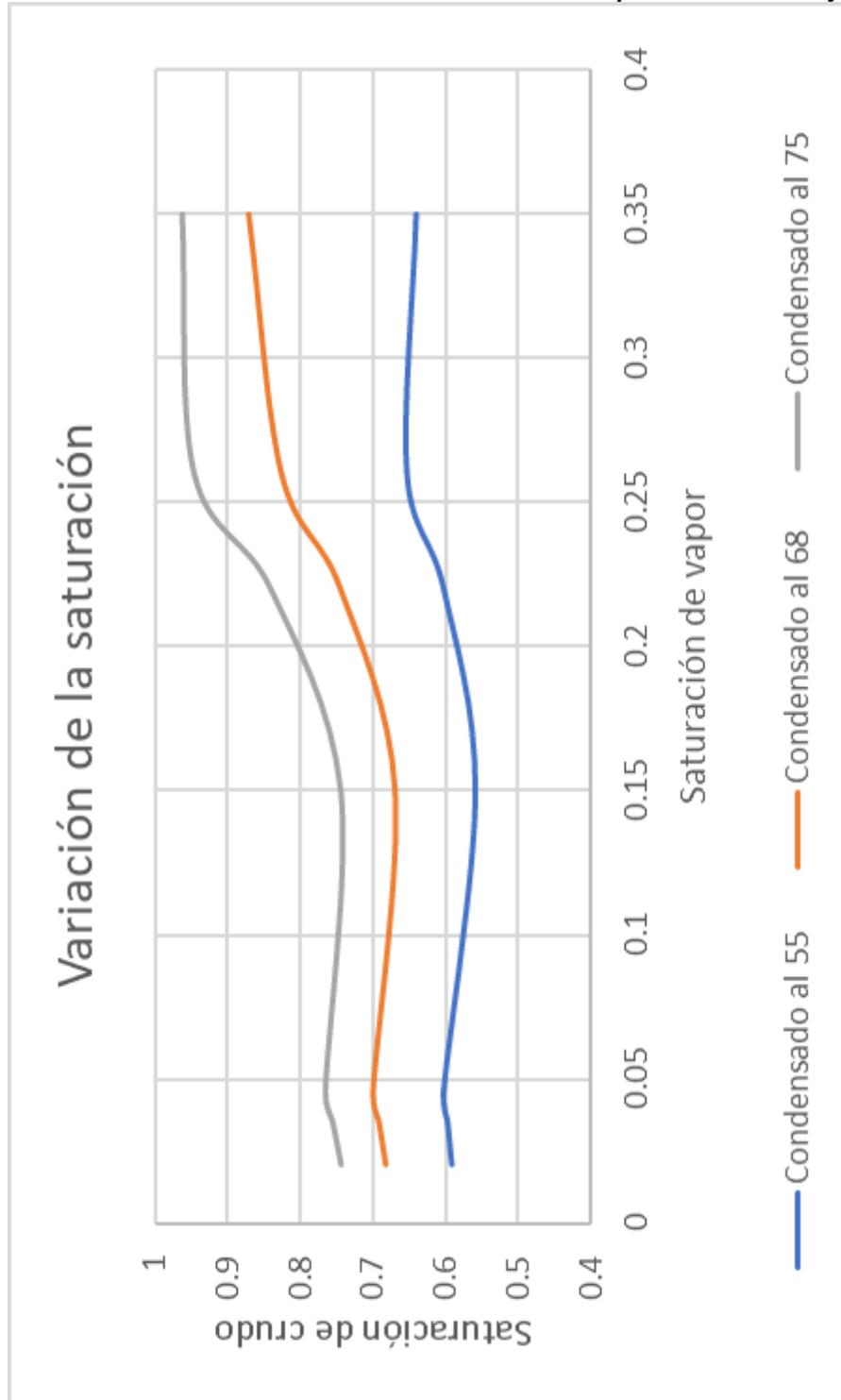
**Figura 4. 8: Variación de la saturación en función del desplazamiento de inyección**



*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

Para diferentes porcentajes de solvente se tiene:

**Figura 4. 9: Variación de la saturación en función del desplazamiento de inyección**



**Fuente:** Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024

#### 4.4.3. Cálculo de la variación de la viscosidad de la fase gaseosa

Para la viscosidad de la fase gaseosa del condensado durante la variación de temperatura de inyección, se tiene:

$$\mu_g = 228.2 + 0.1739T - 3.2465 * 10^{-4}T^2 - 1.4334 * 10^{-7}T^3$$

Para una temperatura de inyección de 110 °C se tiene:

$$\mu_g = 22.82 + 0.1739 * 110 + 3.2465 * 10^{-4} * 110^2 - 1.4334 * 10^{-7} * 110^3$$

$$\mu_g = 45.69 \text{ (cP)}$$

Para una serie de temperaturas, se tiene:

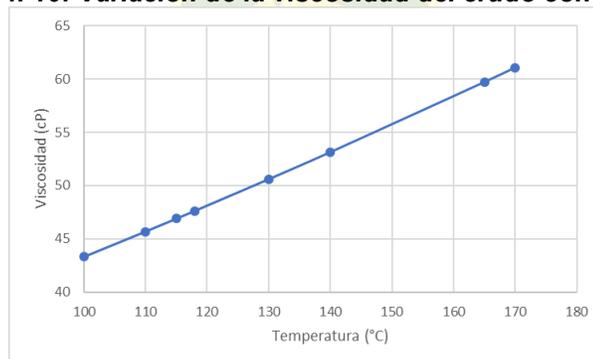
**Tabla 4. 7: Variación de la viscosidad en función de temperatura de inyección de vapor**

T (°C)	$\mu_g$ (cP)
100	43.31316
130	50.598667
140	53.135815
170	61.0611556

*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

De manera gráfica, se puede observar entonces:

**Figura 4. 10: Variación de la viscosidad del crudo condensado**



*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

Para hallar la temperatura óptima se procede a hallar la derivada de la función, que nos permite hallar el punto óptimo o temperatura óptima para poder llevar a cabo el proceso de inyección:

$$\frac{d\mu_g}{dT} = 0.1739 + 6.493 * 10^{-4}T - 4.3 * 10^{-7}T^2$$

Para el óptimo:

$$\frac{d\mu_g}{dT} = 0$$

Entonces:

$$0.1739 + 6.493 * 10^{-4}T - 4.3 * 10^{-7}T^2 = 0$$

Resolviendo:

$$T^2 - 1510T - 404418.60 = 0$$

Para la ecuación de segundo grado:

$$T_{1,2} = \frac{1510 \pm \sqrt{1510^2 - 4 * 404418.60}}{2}$$

$$T_1 = \frac{1510 \pm 813}{2}$$

$$T_1 = 348.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Se puede utilizar esta temperatura para que la viscosidad del gas permita el transporte del crudo de manera óptima y se permita su arrastre, pero también se debe evitar la saturación total de vapor en las rocas.

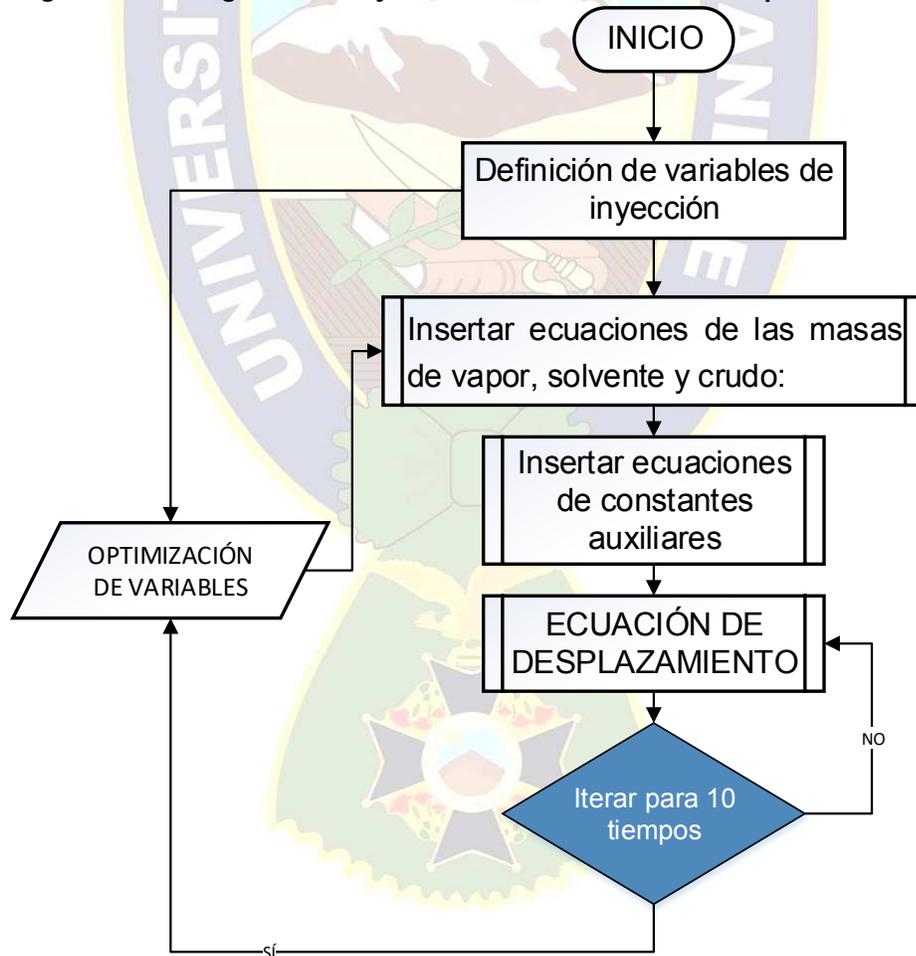
## 4.5. PROGRAMACIÓN DEL MODELO

### 4.5.1. Diagrama de flujo

Este modelo es difícil de realizarlo de manera manual, ya que para un tiempo inicial se debe reemplazar en el complejo modelo de inyección de vapor para un tiempo inicial, y volver a cambiar los datos para otro determinado tiempo, y así sucesivamente. Por tanto, se realiza un programa en el lenguaje de programación de Macros Excel para poder facilitar el cálculo.

Se propone entonces el siguiente diagrama de flujo:

**Figura 4. 11: Diagrama de flujo del modelo dinámico de desplazamiento**



**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

#### 4.5.2. Características del programa o algoritmo

Se introduce el siguiente código en función de las ecuaciones anteriormente planteadas:

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
'Definición de variables
```

```
Dim D, F, G, H, I As Double
```

```
Dim s_o, f_o, c_so As Double
```

```
Dim M_Ts, M_Tw, M_Tr As Double
```

```
Dim Cp_w, Cp_s, Cp_r As Double
```

```
Dim dens_w, dens_s, dens_r As Double
```

```
Dim K_so, P, T, por As Double
```

```
'Valores de la tabla
```

```
s_o = Hoja1.Cells(3, 4)
```

```
f_o = Hoja1.Cells(4, 4)
```

```
c_so = Hoja1.Cells(5, 4)
```

```
'Densidades
```

```
dens_w = Hoja1.Cells(7, 4)
```

```
dens_s = Hoja1.Cells(8, 4)
```

```
dens_r = Hoja1.Cells(9, 4)
```

```
'Capacidades caloríficas
```

```
Cp_w = Hoja1.Cells(11, 4)
```

```
Cp_s = Hoja1.Cells(12, 4)
```

```
Cp_r = Hoja1.Cells(13, 4)
```

```
'Variables operativas
```

```
K_so = Hoja1.Cells(15, 4)
```

P = Hoja1.Cells(16, 4)  
T = Hoja1.Cells(17, 4)  
por = Hoja1.Cells(18, 4)

'Las ecuaciones de las masas de vapor, solvente y crudo:

M\_To = dens\_o \* Cp\_o  
M\_Ts = dens\_s \* Cp\_s  
M\_Tw = dens\_w \* Cp\_w  
M\_Tr = dens\_r \* Cp\_r

'factores

f\_o = Hoja1.Cells(3, 7)  
f\_1 = Hoja1.Cells(4, 7)  
f\_2 = Hoja1.Cells(5, 7)  
f\_3 = Hoja1.Cells(6, 7)  
f\_4 = Hoja1.Cells(7, 7)  
f\_5 = Hoja1.Cells(8, 7)  
f\_6 = Hoja1.Cells(9, 7)  
f\_7 = Hoja1.Cells(10, 7)  
f\_8 = Hoja1.Cells(11, 7)  
f\_9 = Hoja1.Cells(12, 7)

'Las ecuaciones de las constantes auxiliares:

F = (K\_so / P) \* (M\_Tw - M\_Ts) + M\_Ts - M\_To  
G = M\_Tw + ((1 - por) / por) \* M\_Tr  
H = M\_To - M\_Tw  
I = (K\_so / P) \* (M\_Ts - M\_Tw)

'La ecuación de desplazamiento de la inyección en un determinado tiempo de recuperación:

'D = ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_o) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_o) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(3, 8) = ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_o) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_o) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(4, 8) = Hoja1.Cells(3, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_1) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_1) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(5, 8) = Hoja1.Cells(4, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_2) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_2) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(6, 8) = Hoja1.Cells(5, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_3) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_3) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(7, 8) = Hoja1.Cells(6, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_4) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_4) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(8, 8) = Hoja1.Cells(7, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_5) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_5) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(9, 8) = Hoja1.Cells(8, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_6) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_6) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(10, 8) = Hoja1.Cells(9, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_7) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_7) + (I \* c\_so) + G)))

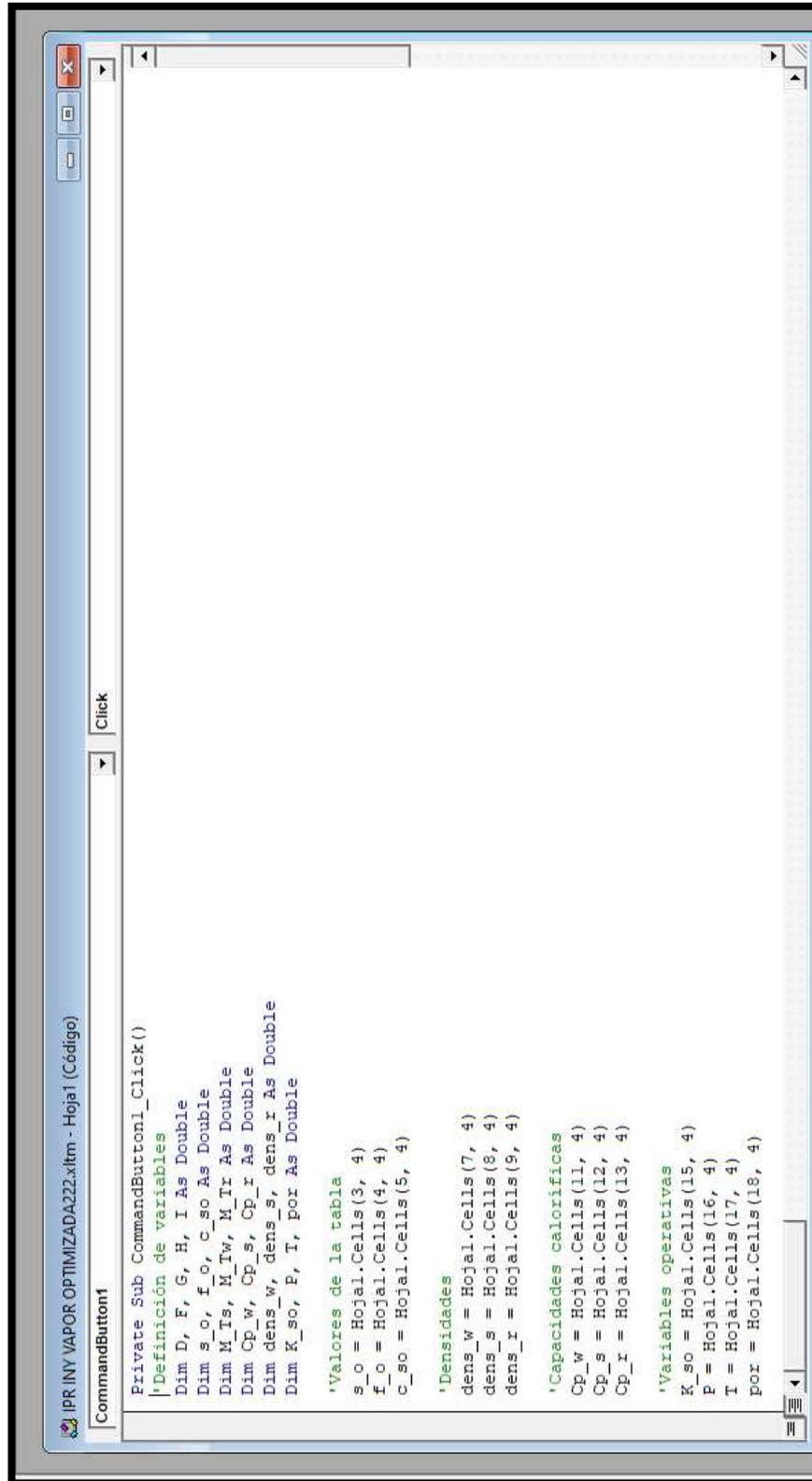
Hoja1.Cells(11, 8) = Hoja1.Cells(10, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_8) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_8) + (I \* c\_so) + G)))

Hoja1.Cells(12, 8) = Hoja1.Cells(11, 8) + ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_9) + (I \* c\_so) + M\_Tw))) / ((T \* (((c\_so \* F + H) \* f\_9) + (I \* c\_so) + G)))

End Sub

A continuación, se presenta el programa en el sistema Macros de Excel

Figura 4. 12: Programación del modelo de desplazamiento



```
CommandButton1

Private Sub CommandButton1_Click()
'Definición de variables
Dim D, F, G, H, I As Double
Dim s_o, f_o, c_so As Double
Dim M_Is, M_Iw, M_Tr As Double
Dim Cp_w, Cp_s, Cp_r As Double
Dim dens_w, dens_s, dens_r As Double
Dim K_so, P, I, por As Double

'Valores de la tabla
s_o = Hoja1.Cells(3, 4)
f_o = Hoja1.Cells(4, 4)
c_so = Hoja1.Cells(5, 4)

'Densidades
dens_w = Hoja1.Cells(7, 4)
dens_s = Hoja1.Cells(8, 4)
dens_r = Hoja1.Cells(9, 4)

'Capacidades caloríficas
Cp_w = Hoja1.Cells(11, 4)
Cp_s = Hoja1.Cells(12, 4)
Cp_r = Hoja1.Cells(13, 4)

'Variables operativas
K_so = Hoja1.Cells(15, 4)
P = Hoja1.Cells(16, 4)
I = Hoja1.Cells(17, 4)
por = Hoja1.Cells(18, 4)

```

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Figura 4. 13: Programación del modelo de desplazamiento 2da parte

```

IPR INY VAPOR OPTIMIZADA22.xlsm - Hoja1 (Código)
CommandButton1
Click
f_3 = Hojal.Cells(6, 7)
f_4 = Hojal.Cells(7, 7)
f_5 = Hojal.Cells(8, 7)
f_6 = Hojal.Cells(9, 7)
f_7 = Hojal.Cells(10, 7)
f_8 = Hojal.Cells(11, 7)
f_9 = Hojal.Cells(12, 7)

'Las ecuaciones de las constantes auxiliares:
F = (K_so / P) * (M_Iw - M_Is) + M_Is - M_Io
G = M_Iw + ((1 - por) / por) * M_Ir
H = M_Io - M_Iw
I = (K_so / P) * (M_Is - M_Iw)

'La ecuación de desplazamiento de la inyección en un determinado tiempo de recuperación:
'D = ((T * ((c_so * F + H) * f_o) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_o) + (I * c_so) + G))

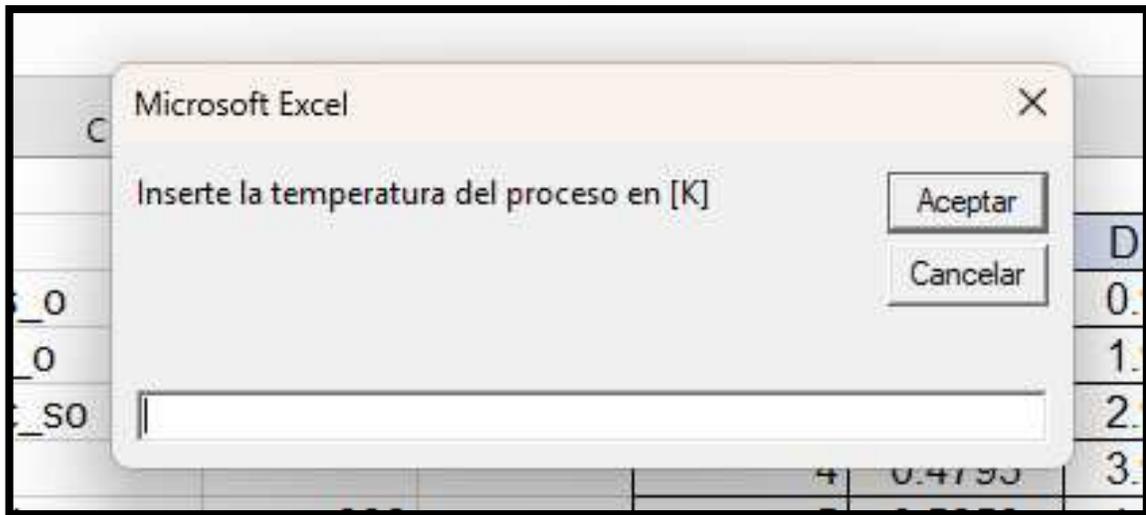
Hojal.Cells(3, 8) = ((T * ((c_so * F + H) * f_o) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_o) + (I * c_so) + G)
Hojal.Cells(4, 8) = Hojal.Cells(3, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_1) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_1) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(5, 8) = Hojal.Cells(4, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_2) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_2) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(6, 8) = Hojal.Cells(5, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_3) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_3) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(7, 8) = Hojal.Cells(6, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_4) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_4) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(8, 8) = Hojal.Cells(7, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_5) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_5) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(9, 8) = Hojal.Cells(8, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_6) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_6) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(10, 8) = Hojal.Cells(9, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_7) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_7) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(11, 8) = Hojal.Cells(10, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_8) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_8) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
Hojal.Cells(12, 8) = Hojal.Cells(11, 8) + ((T * ((c_so * F + H) * f_9) + (I * c_so) + M_Iw)) / ((T * ((c_so * F + H) * f_9) + (I * c_so) + M_Iw)) * f
End Sub

```

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Ingresando los datos en la ventana:

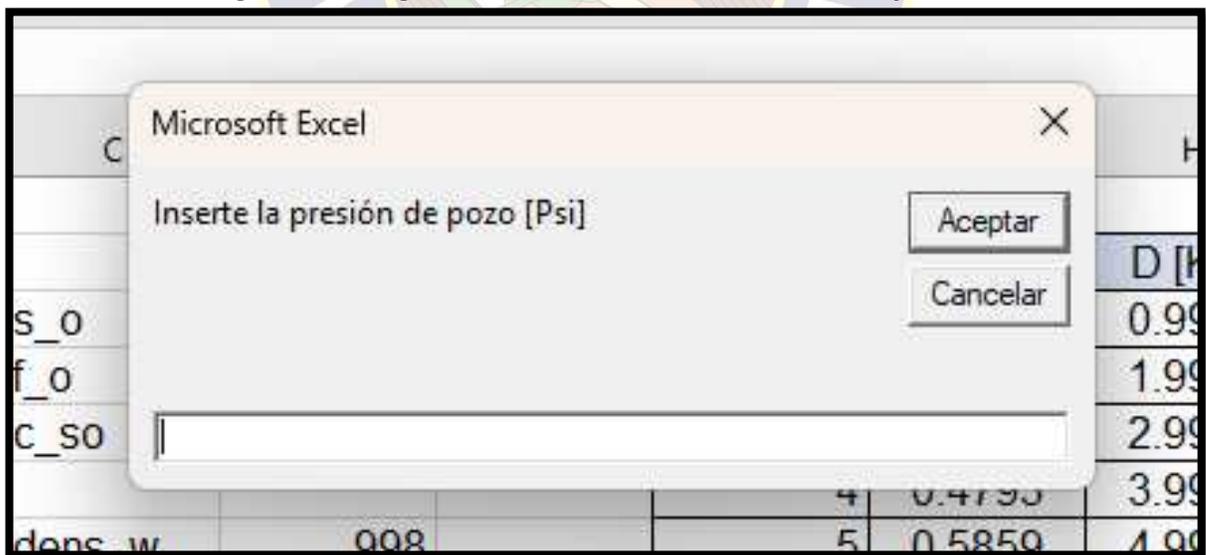
**Figura 4. 14: Ingreso de datos de Temperatura del proceso**



*Fuente: Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024*

Para la presión de pozo:

**Figura 4. 15: Ingreso de datos de Presión de fondo de pozo**



*Fuente: Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024*

Primero se calcula el factor de vapor que varía con la saturación, obteniendo los siguientes datos:

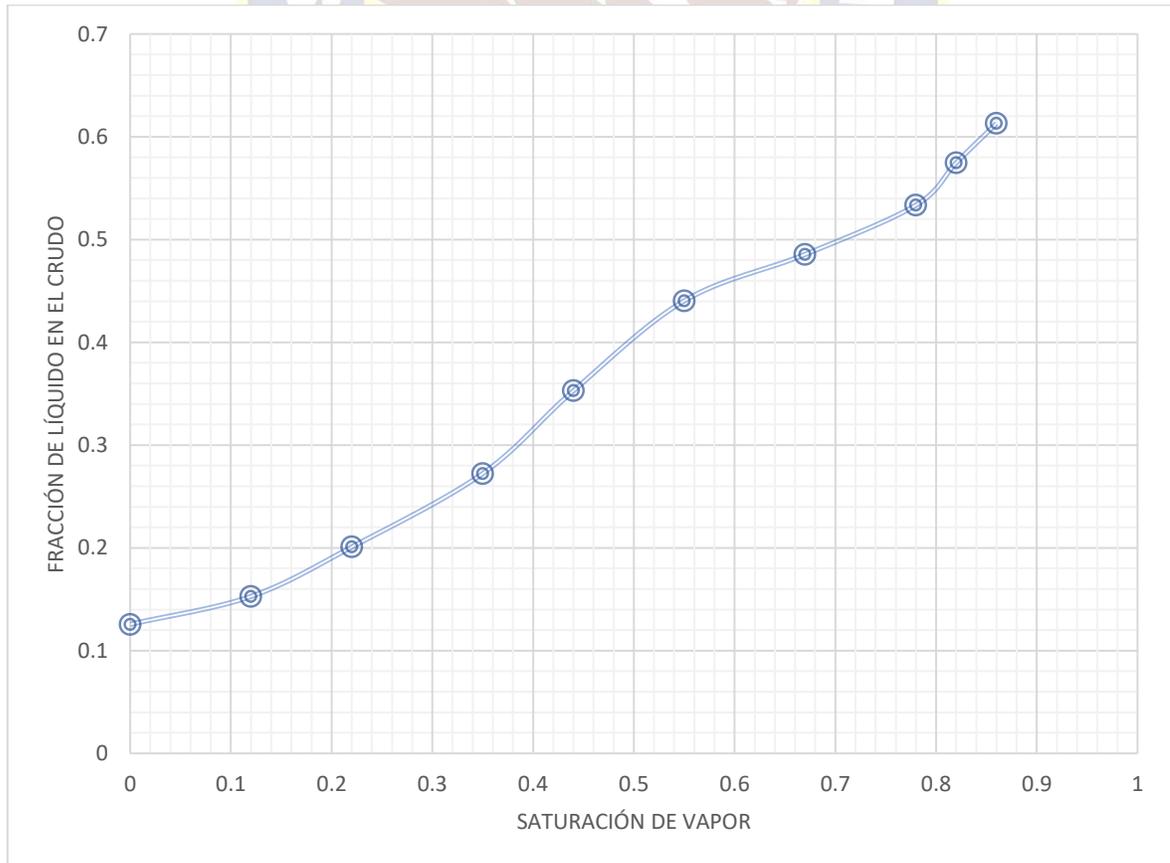
**Tabla 4. 8: Fracción de líquido en el crudo**

$S_o$	$F_j$
0	0.1256
0.12	0.15278447
0.22	0.20085026
0.35	0.2723329
0.44	0.35287558
0.55	0.44042565
0.67	0.48556428
0.78	0.53345885
0.82	0.57471827
0.86	0.61298285

**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Graficando, se tiene:

**Figura 4. 16: Fracción de líquido en el crudo**



**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Aplicando la iteración con el programa, se obtienen los siguientes datos:

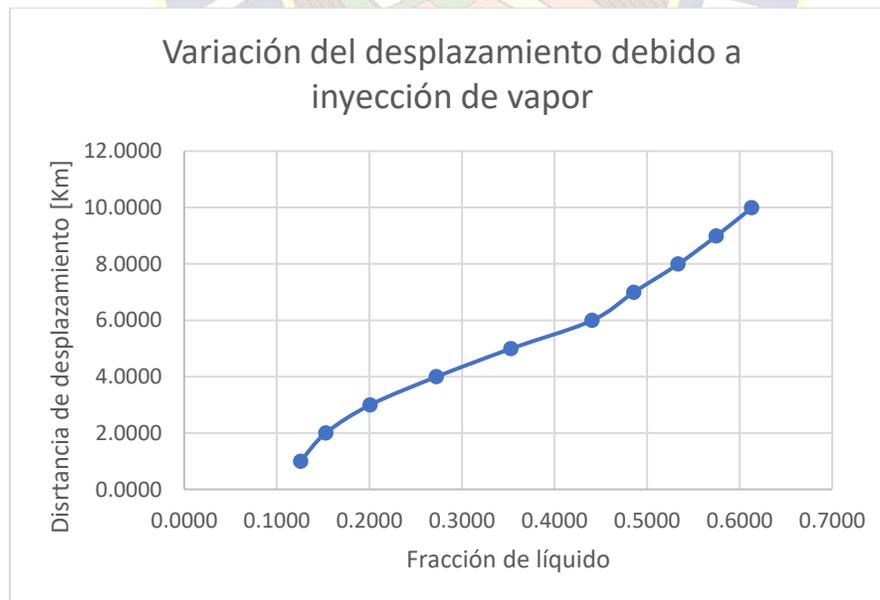
**Tabla 4. 9: Desplazamiento de crudo**

T [hrs]	$f_j$	D [Km]
0	0.1256	0.9978
1	0.1528	1.9958
2	0.2009	2.9940
4	0.2723	3.9924
5	0.3529	4.9911
6	0.4404	5.9899
7	0.4856	6.9888
8	0.5335	7.9877
9	0.5747	8.9867
10	0.6130	9.9858

**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Graficando la variación del desplazamiento respecto a la fracción de líquido, se tiene:

**Figura 4. 17: Fracción de líquido en el crudo**

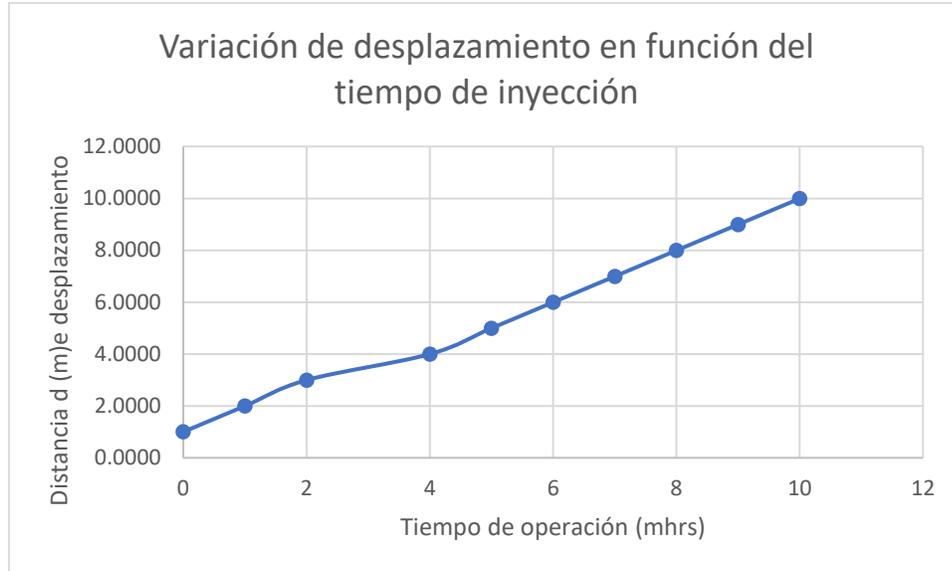


**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

Se observa que se desplaza 9000 metros de crudo con saturación de 61% de crudo

El tiempo de desplazamiento será:

**Figura 4. 18: Variación de desplazamiento en función del tiempo de inyección**



**Fuente:** Elaboración propia en base a Macros Excel, 2024

## 4.6. CALCULO DEL IPR

### 4.6.1. Cálculo de la curva IPR sin método de inyección

Para generar la curva IPR actual de pozo SRB – C8 se aplica la ecuación empírica del método Standing:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_r}\right) \quad (4.7)$$

Despejando  $Q_{max}$ , se tiene:

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{\left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_r}\right)}$$

Reemplazando datos, se tiene:

$$Q_{max} = \frac{149.1 \text{ BPD}}{\left(1 - \frac{2000}{2500}\right) \left(1 + 0.8 \frac{2000}{2500}\right)}$$

$$Q_{max} = 454.57 \text{ BPD}$$

#### 4.6.2. Cálculos de caudal a diferentes presiones para generar IPR actual

Con la ecuación de Vogel, se construye la curva IPR sin inyección de vapor a diferentes presiones de fondo fluyente:

$$Q_o = Q_{max} \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_r}\right)$$

Reemplazando datos para obtener nuestra curva sin inyección se tiene:

$$Q_o = 454.57 \left(1 - \frac{P_{wf}}{2500}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{2500}\right)$$

Iterando valores, se obtiene la siguiente tabla:

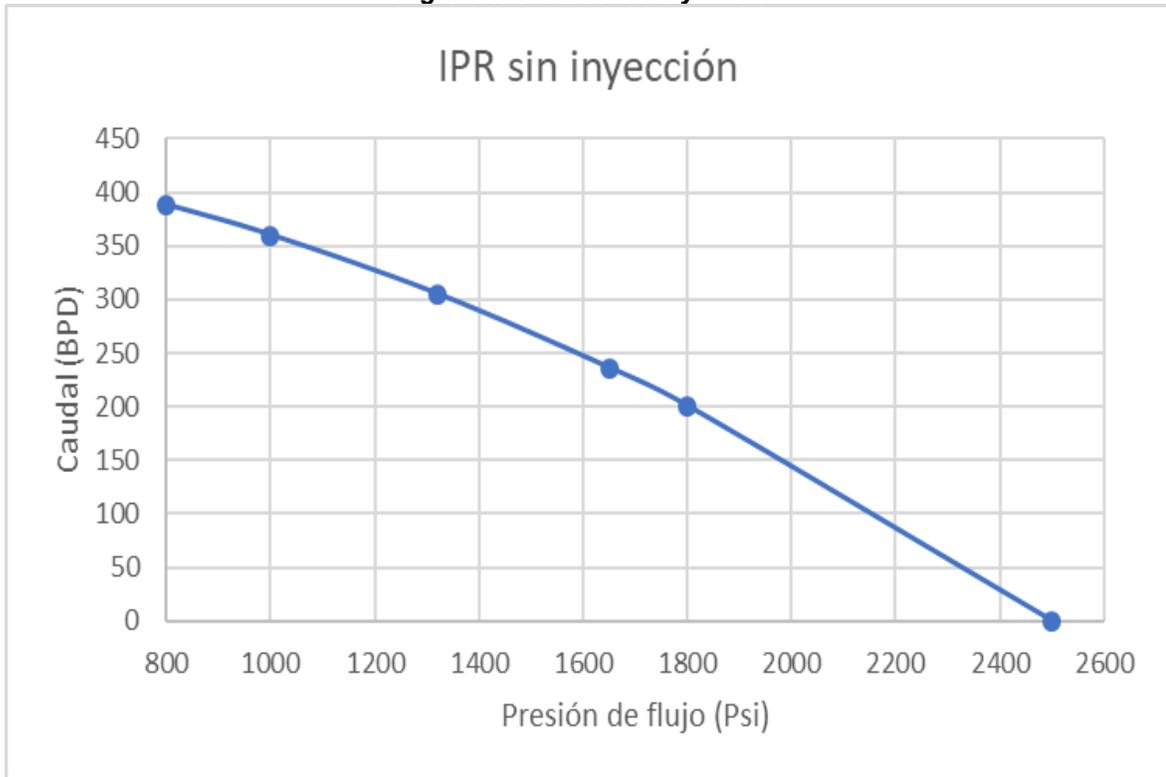
**Tabla 3. 2: IPR sin inyección**

$P_r$	$Q_o$
2500	0
1800	200.5926496
1650	236.1582064
800	388.2391456

**Fuente:** Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024

Graficando, se tiene:

**Figura 4. 19: IPR sin inyección**



*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

#### 4.6.3. Cálculo de la curva IPR con método de inyección de vapor

Para generar la nueva curva IPR con inyección de vapor del pozo SRB – C8, se procede a utilizar la ecuación empírica del método Standing:

$$Q_o = \left( J \frac{P_r}{1.8} \right) \left( 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left( 1 - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right)$$

Reemplazando datos para obtener nuestra curva sin inyección se tiene:

$$Q_o = \left( 13 \frac{149.1}{1.8} \right) \left( 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{2500} \right) \left( 1 - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{2500} \right)^2 \right)$$

Iterando valores, se obtiene la siguiente tabla:

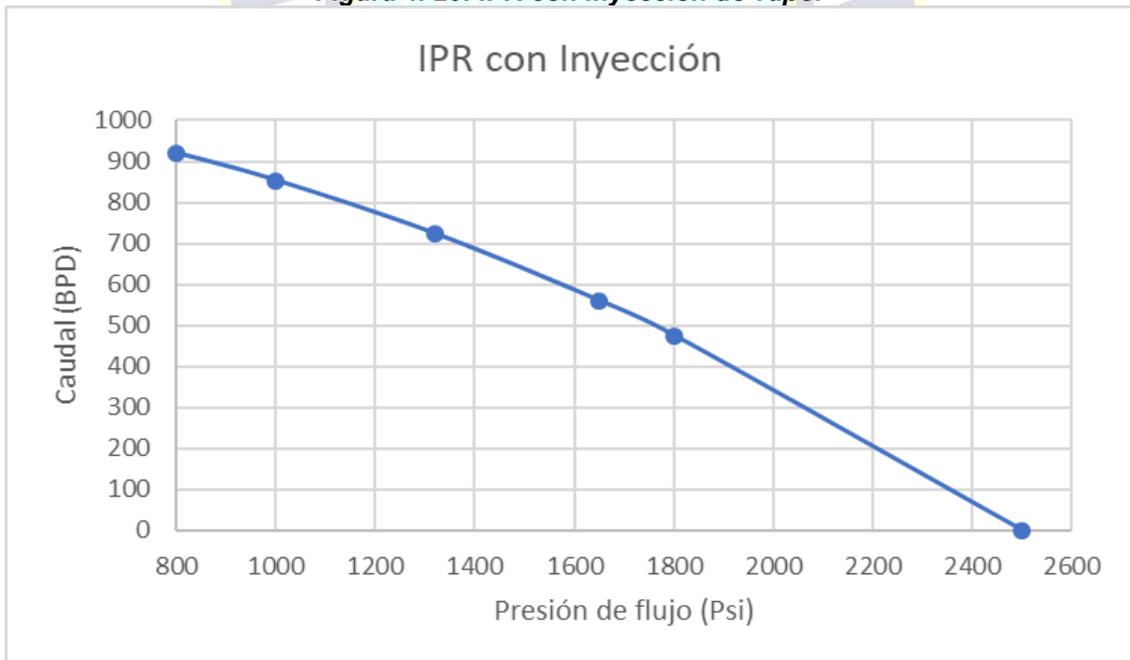
**Tabla 3. 3: IPR con inyección**

$P_r$	$Q_o$
2500	0
1800	475.1850133
1320	722.9566101
1000	852.8520000
800	919.7018133

*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

Graficando, se tiene:

**Figura 4. 20: IPR con inyección de vapor**



*Fuente: Elaboración propia en base a apuntes de Producción, 2024*

## **4.7. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE VAPOR CON LOS PARÁMETROS OPTIMIZADOS**

### **4.7.1. Volumen recuperado**

Según el anterior capítulo, la recuperación total es:

$$N_p = \frac{V_s \phi (S_{oi} - S_{osrt})}{5.615} \alpha \frac{h_n}{h_t}$$

$$N_p = \frac{149.1 * 0.16 * (0.49 - 0.26)}{5.615} 13 \frac{454.17}{919}$$

$$N_p = 6.27 \text{ BPH}$$

la relación acumulada de aceite-vapor:

$$OSR = \frac{N_p}{i_s t} \quad (3.2)$$

Luego:

$$OSR = \frac{6.27}{0.85 * 1}$$

$$OSR = 7.38$$

Se recuperan 7.38 Bbls de crudo por Bbl de agua

Empleando la teoría desarrollada por Marx- Langenheim se obtiene:

$$q_o = \frac{24 \dot{Q}_t \phi (S_{oi} - S_{osrt})}{5.615 M_s (T_s - T_R)} \alpha \frac{h_n}{h_t} F$$

Para F, se tiene:

$$F = e^{t_D} \sqrt{t_D}$$

Y  $t_D$

$$t_D = \frac{\int_0^t u_T(\tau) d\tau}{\phi L}$$

$$t_D = \frac{20 \text{ hrs}}{0.16 * 3180 \text{ m}} = 0.0393$$

Entonces hallando F:

$$F = e^{0.0393 \sqrt{0.0393}}$$

$$F = 0.206$$

Reemplazando en la ecuación de Marx- Langenheim

$$q_o = \frac{24 * 149.1 * 0.16 * (0.49 - 0.26)}{5.615 * 18 * (120 - 50)} 13 \frac{2}{1} * 0.206$$

El caudal inicial de vapor es:

$$q_o(\text{min}) = 0.099 \frac{Bbl_{\text{agua}}}{\text{día}}$$

El caudal máximo de vapor:

$$q_o = \frac{24 * 919.7 * 0.16 * (0.49 - 0.26)}{5.615 * 18 * (120 - 50)} 13 \frac{2}{1} * 0.206$$

$$q_o(\text{max}) = 0.61 \frac{Bbl_{\text{agua}}}{\text{día}}$$

Entonces la relación de saturación  $q_{oh}/q_{oc}$  está dado por:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_h}{r_w}}$$

La relación será:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{3.3}{10}}{\ln \frac{2}{3.3}}$$

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = 2.21$$

El caudal promediado de vapor será:

$$q_{oc} = \frac{919.70}{2.21} = 416.15 \text{ Bbl de fluido de inyección}$$

#### 4.7.2. Saturación residual de vapor promedio

saturación residual promedio en la cámara de vapor:

$$\bar{S}_{or} = 0.43 \left( \frac{\vartheta_s \phi h}{kgt} \right)^{0.4}$$

Reemplazando:

$$\bar{S}_{or} = 0.43 \left( \frac{150 * 0.16 * 10}{2 * 9.81 * 24} \right)^{0.4}$$

$$\bar{S}_{or} = 0.328$$

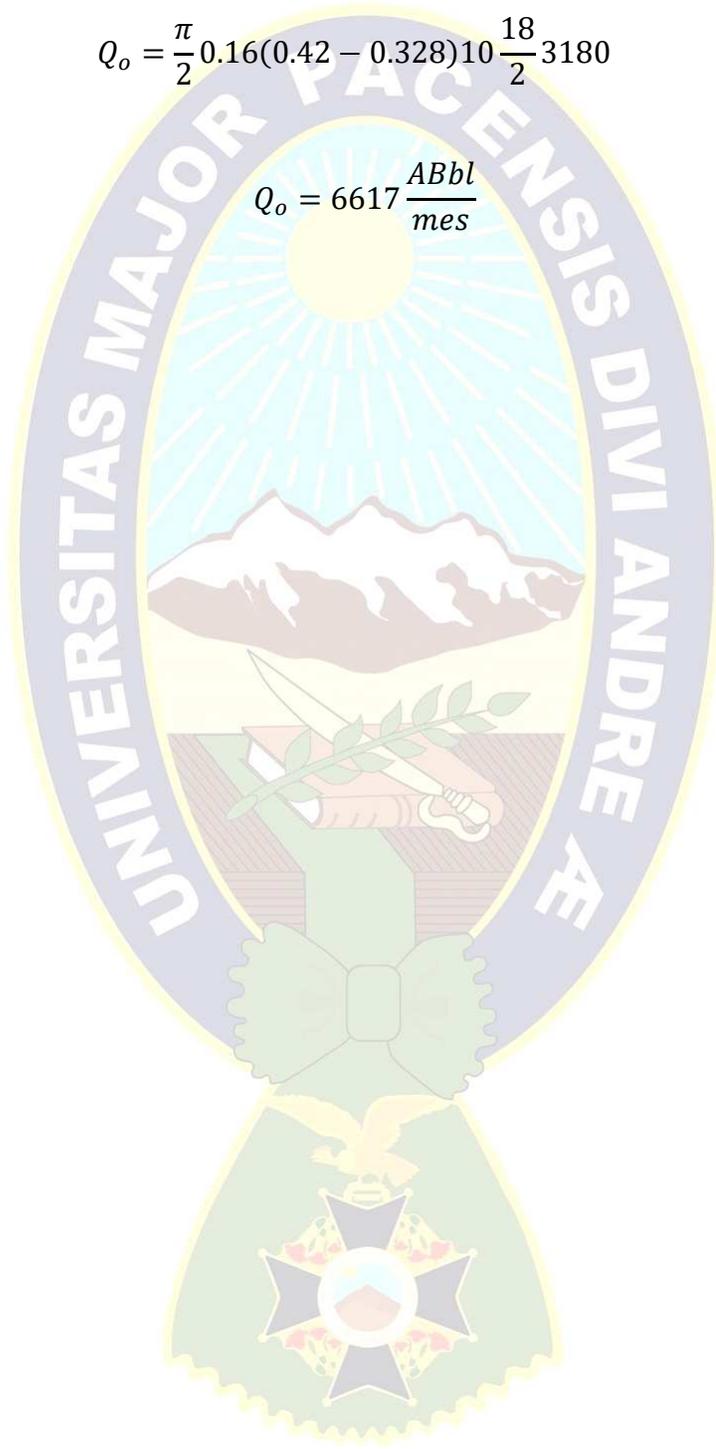
Para el cálculo de aceite recuperable se proponen Cardwell y Parson :

$$Q_o = \frac{\pi}{2} \phi (S_{oi} - S_{or}) h \frac{W_s}{2} L$$

Luego:

$$Q_o = \frac{\pi}{2} 0.16(0.42 - 0.328)10 \frac{18}{2} 3180$$

$$Q_o = 6617 \frac{ABbl}{mes}$$



## CAPÍTULO V: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO

### 5.1. ANÁLISIS TÉCNICO

#### 5.1.1. Análisis de Riesgo

Se tiene la siguiente planilla de riesgos:

**Tabla 5. 1: Análisis de riesgos del proceso de inyección**

Peligro	Evento de riesgo potencial no deseado	Evaluación de Riesgo (Puro)		Clasificación del Riesgo (Bajo, Medio, Alto)	Controles existentes y adicionales
		C	P		
1. Presencia de energía eléctrica en los equipos de producción	Contacto Directo Indirecto con Energía Eléctrica	8	1	ALTO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Verificar la entrega por parte del cliente del Formulario de Protocolo de Entrega y Devolución del Área y Permiso de Trabajo antes de iniciar la tarea. 2. Revisar la Solicitud de Desconexión e Intervención (SODI) del cliente para generar protocolo de bloqueo para el trabajo. 3. Verificar previamente personal este autorizado para intervenir sistema eléctrico 4. Verificar que dispositivo detector de ausencia de tensión esté funcionando correctamente. 5. Generar instructivo de trabajo, protocolo de bloqueo y matriz de riesgos para la tarea.
	Arco eléctrico / golpes de relámpago	8	1		

*(Continúa Tabla 5.1)*

(Continuación Tabla 5.1)

Peligro	Evento de riesgo potencial no deseado	Evaluación de Riesgo (Puro)		Clasificación del Riesgo (Bajo, Medio, Alto)	Controles existentes y adicionales
		C	P		
2. Fallas equipos secundarios del sistema de inyección por vapor.	Asfixia por agentes extinción de incendio	2	1	BAJO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Verificar la entrega por parte del cliente del Formulario de Protocolo de Entrega y Devolución del Área y Permiso de Trabajo antes de iniciar la tarea (informar la presencia de personal bbosch en el área) 2. Verificar previamente personal este autorizado para intervenir sistema eléctrico 3. Generar instructivo de trabajo y matriz de riesgos para la tarea.  <b>Controles Adicional o en Terreno:</b> 1. Verificar el tipo de extinción de incendio en el lugar de trabajo (FM200 – Extintores PQS o CO2) y el sistema de advertencia (sonora). 2. Registrar en Hoja de Control de Riesgo el número de emergencia de la zona de trabajo.
	Incendio en área de producción	2	1	BAJO	
3. Personal Baja experiencia en procesos de recuperación secundaria en campo	Daño a la personas (error humano).	4	1	BAJO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Considerar supervisión para liderar el trabajo. 3. Identificar personal con en casco de Seguridad. <b>Controles Adicional o en Terreno:</b> 1. Tutor en terreno para trabajadores

(Continúa Tabla 5.1)

(Continuación Tabla 5.1)

Peligro	Evento de riesgo potencial no deseado	Evaluación de Riesgo (Puro)		Clasificación del Riesgo (Bajo, Medio, Alto)	Controles existentes y adicionales
		C	P		
4. Mantención de equipos de inyección en altura.	Caída personas a distinto nivel.	8	1	ALTO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Verificar previamente personal este autorizado para trabajar en altura física.2. Considerar supervisión para liderar el trabajo.3. Inspección de escala según código de color (rojos).4. Inspección de elementos de protección para trabajo en altura física
4. Mantención de equipos de sistema de inyección en altura física con apoyo de escala y/o plataforma	Caída personas a distinto nivel.	8	1	ALTO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Verificar previamente personal este autorizado para trabajar en altura física. 2. Verificar previamente personal este autorizado para armar plataforma de trabajo. 3. Considerar supervisión para liderar el trabajo. 4. Inspeccionar previamente la escala y plataforma de trabajo en altura física
5. Liberación de vapor caliente en el área de trabajo.	Quemadura de la piel por vapor caliente (Durante la inyección)	4	2	MEDIO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Considerar supervisión para liderar el trabajo. 2. Entrega al personal de máscara para evitar quemaduras <b>Controles Adicional o en Terreno:</b> 1. Supervisor verificar salidas de vapor caliente

(Continúa Tabla 5.1)

(Continuación Tabla 5.1)

Peligro	Evento de riesgo potencial no deseado	Evaluación de Riesgo (Puro)		Clasificación del Riesgo (Bajo, Medio, Alto)	Controles existentes y adicionales
		C	P		
6. Manipulación de sustancia peligrosas.	Contacto con gas desde boca de pozo	2	2	BAJO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Considerar supervisión para liderar el trabajo. 2. Identificar sustancia peligros a utilizar en zona de trabajo. <b>Controles Adicional o en Terreno:</b> 1. Mantener zona de trabajo ordena con los niveles de trabajo. 2. En caso de fuga alejarse de la zona inmediatamente.
7. Materiales y herramientas en pisos.	Caída al mismo nivel	2	2	BAJO	<b>Controles Existentes:</b> 1. Considerar supervisión para liderar el trabajo. <b>Controles Adicional o en Terreno:</b> 1. Mantener zona de trabajo ordena con los pasillos de tránsito peatonal despejado.

Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2023

### 5.1.2. Análisis FODA

A continuación, se presentan las fortalezas oportunidades, debilidades y amenazas del proyecto realizado:

Tabla 5. 2: Matriz FODA

FACTORES INTERNOS	FORTALEZAS	DEBILIDADES
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La planta cuenta con un personal capacitado en la</li> </ul>

	<p>instalación de equipos de inyección.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Existe un sistema de seguridad automático</li> <li>• La metodología es fácil de instalar y controlar.</li> <li>• El modelo de optimización es fácil de aplicar y se adapta a cualquier valor de variables.</li> <li>• El caudal se recupera fácilmente con esta técnica de recuperación mejorada.</li> </ul>	<p>trabajadores para el control del proceso con métodos de optimización.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesita volúmenes de vapor de agua en gran cantidad.</li> </ul>
<b>FACTORES EXTERNOS</b>	<b>OPORTUNIDADES</b>	<b>AMENAZAS</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere menor tiempo de inyección, generando menor fluctuación de precios y riesgos de inversión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede generarse un posible arenamiento en el pozo.</li> </ul>

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2023*

### 5.1.3. Aspectos positivos y negativos

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas del proyecto propuesto:

**Tabla 5. 3: Aspectos positivos y negativos del Proyecto**

ASPECTOS POSITIVOS	ASPECTOS NEGATIVOS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajos costos operativos.</li> <li>• Los modelos de optimización son fáciles de aplicar y utilizar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto consumo de energía</li> <li>• El rendimiento puede disminuir a medida que varía la densidad del crudo</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• La metodología es fácil de implementar y monitorear</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si no se utilizan las variables adecuadas puede presentarse un error en la obtención del caudal recuperado</li> </ul>
---	--

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2024*

## 5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.2.1. Análisis de costos

#### 5.2.1.1. Costos fijos

A continuación, se presentan los costos fijos considerando los costos de simulación y los costos de los equipos de inyección continua

*Tabla 5. 4 Análisis de costos fijos*

<b>COSTOS FIJOS EN BOLIVIANOS</b>		
<b>Equipos</b>	<b>Mensual</b>	<b>Tipo</b>
Servicios básicos	5000	adm
Software	15000	Operativo
Mano de obra indirecta (MOI)	10000	adm
Seguridad industrial	12500	adm
Equipos de inyección continua	1300000	Operativo
Levantamiento de datos	5000	Operativo
Impuestos	7800	Financiero
<b>TOTAL, COSTO FIJO</b>	<b>1355300</b>	

*Fuente: Elaboración propia en base en el análisis dinámico de riesgos, 2024*

El costo fijo de levantamiento del proyecto para el levantamiento de datos y la instalación e implementación de sistema inyección continua para la recuperación de condensado es de 1355300 bolivianos.

### 5.2.1.2. Costos variables

A continuación, se presentan los costos variables considerando los costos de material para generar la estimulación por inyección de vapor<sup>1</sup>:

**Tabla 5. 5: Costos variables**

<b>COSTOS OPERATIVOS EN BOLIVIANOS</b>			
<b>Recursos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>V/r Unit</b>	<b>Total</b>
Agua	1000 m <sup>3</sup>	1.5	<b>1500</b>
<b>TOTAL, COSTO VARIABLE MES</b>			1500

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2023*

El costo variable de implementación del proyecto para la recuperación de condensado aplicando el proceso de estimulación por inyección de vapor es de 1500 bolivianos al mes

### 5.2.1.3. Costos operativos

A continuación, se presentan los costos operativos considerando los costos del servicio profesional para generar la estimulación por inyección de vapor:

**Tabla 5. 6: Costos operativos**

<b>COSTOS OPERATIVOS EN DÓLARES</b>			
<b>Detalle</b>	<b>Cantidad</b>	<b>V/r Unit</b>	<b>Total</b>
Ingeniero especialista	2 ing.	1500	<b>3000</b>
Cargo por operación	2	2500	<b>5000</b>
<b>TOTAL, COSTO OPERATIVO</b>			8000

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2023*

<sup>1</sup> Según el anterior capítulo, se sabe que se utiliza un total anual de 621,144 Kgr de propelente; lo que en 10 años de producción sería un total aproximado de 6211 kilogramos de propelente. Al mes se usa 51,76 Kgr.

El costo variable de implementación del proceso de estimulación por inyección de vapor es de 8000 Dólares al mes

### 5.2.2. Inversión inicial del proyecto

Se tiene la siguiente tabla donde se describe la inversión total del proyecto:

**Tabla 5. 7: Inversión del proyecto**

COSTOS OPERATIVOS	8000*6.97*12=669120
COSTOS FIJOS	1355300
COSTOS VARIABLES AL AÑO	1500*12=18000
<b>TOTAL, INVERSION INICIAL</b>	<b>2042420</b>

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2024*

La inversión inicial del levantamiento de datos, la simulación la implementación del proyecto es de 2042420 bolivianos

### 5.2.3. Estudio de TIR y VAN

#### 5.2.3.1. Estudio del Van

Se puede desarrollar un proyecto de inversión cuando el valor actual neto total (VAN o NVP) de todos los flujos de efectivo es positivo, y un proyecto de inversión se rechaza cuando el VAN es negativo. Para calcular el VAN se determinan todos los flujos de efectivo y los flujos de efectivo futuros se recalculan al valor actual del dinero descontándolos por la tasa de interés. La fórmula que se suele mencionar para calcular el VAN es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^T \frac{F_t}{(1+r)^T} \quad (5.1)$$

Donde:

$VAN = \text{Valor Actual neto}$

$I_o = \text{Inversión inicial en Bs}$

$FC = \text{Flujo de efectivo de cada año en } \$\text{us cada año en } \$\text{us}$

$r = \text{interés en tanto por 1, en nuestro proyecto se considera 15\% de interés en tanto por 1, en nuestro proyecto se considera 15\%}$

Para los ingresos se sabe que el precio de condensado es de 4,94 Bs/L lo que equivale a 785,395 Bs/Bbl. Realizando los cálculos correspondientes con la producción obtenida en el anterior capítulo, se tiene la siguiente tabla:

**Tabla 5. 8: Relación de ingresos en función al caudal de producción recuperado**

Tiempo [años]	Q con frac [Bbl/día]	Ingreso anual [Bs]
0	887.6553	1315505.0854
1	870.5982	1290226.5522
2	852.8520	1263926.6640
3	834.4166	1236605.4210
4	815.2921	1208262.8230
5	795.4783	1178898.8702
6	774.9754	1148513.5626
7	722.9566	1071421.6962
8	722.9566	1071421.6962
9	722.9566	1071421.6962
10	795.4783	1178898.8702

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2024*

El flujo de caja será la utilidad estimada en Bs como parte de los ingresos generados, restando los costos correspondientes<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Para la parte de los costos se divide la inversión entre 10 años y se suma los costos operativos variables respectivamente

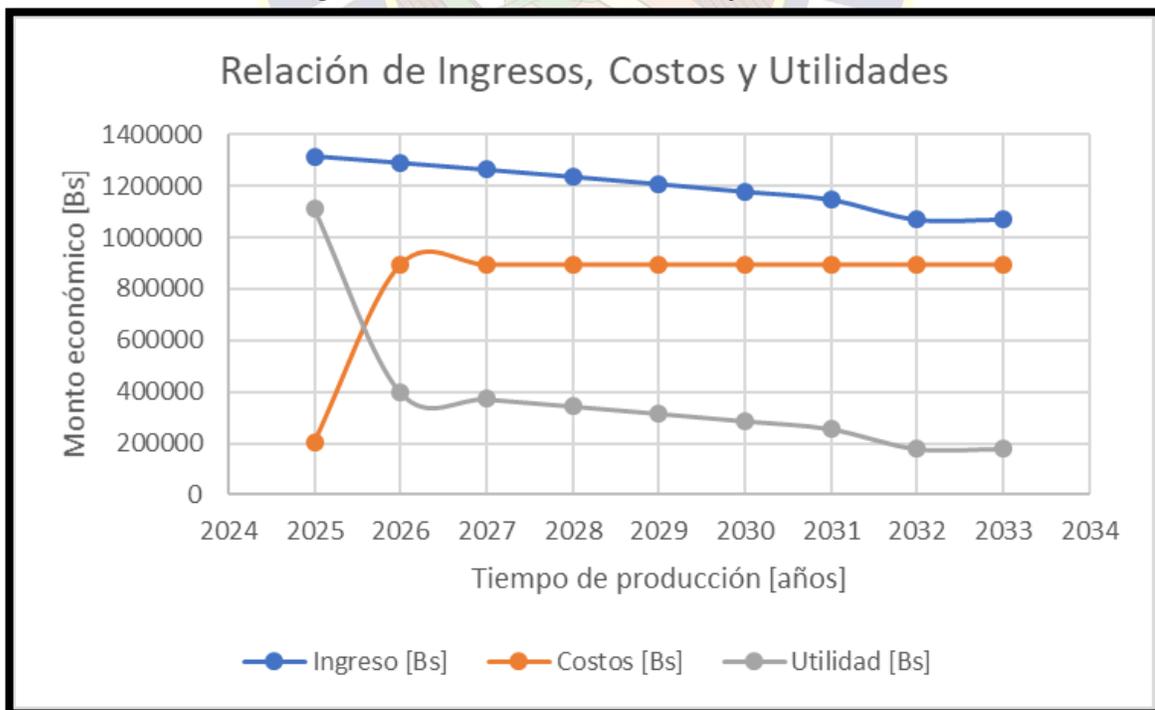
**Tabla 5. 9: Flujo de caja por año para demostrar el VAN**

Años	Ingreso [Bs]	Costos [Bs]	Utilidad [Bs]
2025	1315505.085	204242	1111263.085
2026	1290226.552	891362	398864.5522
2027	1263926.664	891362	372564.664
2028	1236605.421	891362	345243.421
2029	1208262.823	891362	316900.823
2030	1178898.87	891362	287536.8702
2031	1148513.563	891362	257151.5626
2032	1071421.696	891362	180059.6962
2033	1071421.696	891362	180059.6962
2034	1071421.696	891362	180059.6962

Fuente: Elaboración propia, 2024

Graficando la relación económica, se tiene:

**Figura 5. 1: Relación financiera de producción**



Fuente: Elaboración propia, 2024

Según la anterior gráfica, se demuestra que la distancia entre la utilidad y los costos obtenido por el flujo de caja es grande y el proyecto llega a ser factible. También se puede observar que la curva de costos y utilidades se va asemejando debido a que la utilidad va creciendo en el tiempo.

Por lo tanto, proyectando para diez años con un rendimiento de ganancias del 15 % se tiene:

$$VAN = -(1355300 + 9 * 687120) + \frac{1,31 \times 10^6}{(1 + 0.15)^1} + \frac{1,29 \times 10^6}{(1 + 0.15)^2} + \dots + \frac{1.70 \times 10^6}{(1 + 0.15)^{10}}$$

$$VAN = 4.08 * 10^6$$

El proyecto está proyectado para su financiamiento en 10 años; por lo tanto, para analizar el VAN, recurrimos al siguiente criterio:

- Si  $VAN > 0$  ES RENTABLE
- Si  $VAN = 0$  ES INDIFERENTE
- Si  $VAN < 0$  NO ES RENTABLE

Por lo tanto:

$$VAN = 4.08 * 10^6 > 0 \text{ Por lo tanto es rentable}$$

### **5.2.3.2. Estudio del TIR**

La TIR se puede definir como la tasa de descuento a la que el valor presente de todos los flujos de efectivo futuros (o beneficios hipotéticos esperados monetizados) es igual a la inversión inicial, es decir, la tasa a la que una inversión se equilibra. Se puede utilizar para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones.

El TIR se calcula con la siguiente fórmula:

$$\sum_{n=0}^N \frac{FC}{(1 + TIR)^n} - I_o = 0 \quad (5.2)$$

Reemplazando se tiene:

$$0 = -(1355300 + 9 * 687120) + \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^1} + \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^{10}}$$

Resolviendo:

$$2042420 = \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^1} + \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{1,55 \times 10^6}{(1 + TIR)^{10}}$$

Iterando con una calculadora científica se tiene utilizando un tir aproximado de 0.60:

**Tabla 5. 10: Aproximación del TIR**

Tiempo [años]	Ingresos	Van aprox
1	1315505.085	812742.5463
2	1290226.552	492478.0778
3	1263926.664	298059.7053
4	1236605.421	180166.0685
5	1208262.823	108758.6311
6	1178898.87	65560.05891
7	1148513.563	39460.2085
8	1071421.696	22742.81131
9	1071421.696	14050.91518
10	1071421.696	8680.906449
APROX CERO		279.92

Fuente: Elaboración propia, 2024

Por tanto, el resultado será:

$$TIR = 0,6186 \approx 61,86 \%$$

Por lo tanto, como el TIR es > a la Tasa de descuento de 15 % (0,15). El proyecto es factible a un 62 por ciento.

#### 5.2.4. Análisis de costo y beneficio

La siguiente tabla puede usarse como indicador para determinar si los costos de implementación de la tecnología de inyección de vapor tienen los siguientes beneficios:

**Tabla 5. 11: Interpretación de Costo y beneficios**

CRITERIO	DESCRIPCION	SIGNIFICADO
B/C > 1	Los ingresos son mayores que los egresos	El proyecto es aconsejable
B/C = 1	Los ingresos son iguales que los egresos	El proyecto es indiferente
B/C < 1	Los ingresos son menores que los egresos	El proyecto no es aconsejable

*Fuente: Elaboración propia, 2024*

Por lo tanto, usando la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Costo anual}}$$

Entonces:

$$\frac{B}{C} = \frac{1315505.085}{891362}$$

$$\frac{B}{C} = 1.4758$$

Sobra más del doble del presupuesto planteado, por lo tanto, el proyecto es factible ya que sobraré dinero después de la implementación del proyecto en la recuperación de 10 años.

#### 5.2.5. Resumen de las variables de rentabilidad

Se tiene el siguiente recuadro que relaciona el TIR, el VAN y la relación de costos y beneficios:

**Tabla 5. 12: Parámetros económicos**

<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	
VALOR PRESENTE NETO	4.08*10 <sup>6</sup>
TIR	61,86 %
Rel Ben / Costo	1.4758

*Fuente: Elaboración propia en base al proyecto propuesto, 2023*

Se observa que la relación costo beneficio es de 1.4758 lo cual, la utilidad se puede afirmar que es alta y afirmar que el proyecto se financiará en menos de tres años y el TIR equivale al 61,86 % porque los costos estarán cubiertos cada año.

## CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

Se llegan a las siguientes conclusiones:

- Se describieron adecuadamente las características de la EOR y la Inyección Continua de Vapor. Se propuso un análisis cuantitativo basado en modelos sobre la conservación de los componentes de masa, petróleo y solvente, y la conservación de la energía del sistema para el Desplazamiento de Condensado por Inyección de Vapor.
- Se utilizó un programa macro de Excel para determinar el flujo de fase fraccional, la saturación del petróleo recuperado en el vapor y la presión del sistema para los parámetros del sistema de fluido del yacimiento. El método de inyección de vapor propuesto estimó el IPR, así como un aumento del 45 % en el rendimiento.
- Se realizó una evaluación técnica del proyecto de grado, indicando que tiene más aspectos positivos que negativos. En el aspecto económico, el estudio de TIR arrojó un resultado positivo. Esto significa que los costos serán menores y se recuperará más flujo de petróleo con la nueva inversión.
- Fue posible aplicar modelos de inyección continua de vapor programada para la estimulación del pozo SRB-C8 del Campo Surubí, e incrementar la producción de petróleo condensado. Esto demuestra que el modelo numérico predice valores cercanos a la realidad.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

Se recomienda llevar a cabo el proceso de inyección por vapor optimizado, ya que mejorará la producción y evitará el cierre del pozo. Por otra parte, es necesario llevar a cabo el control de optimización de variables operativas para evitar el desperdicio de energía y reducir los costos operativos, por eso es necesario capacitar a los trabajadores en el análisis numérico dentro el área de la Ingeniería de la producción.

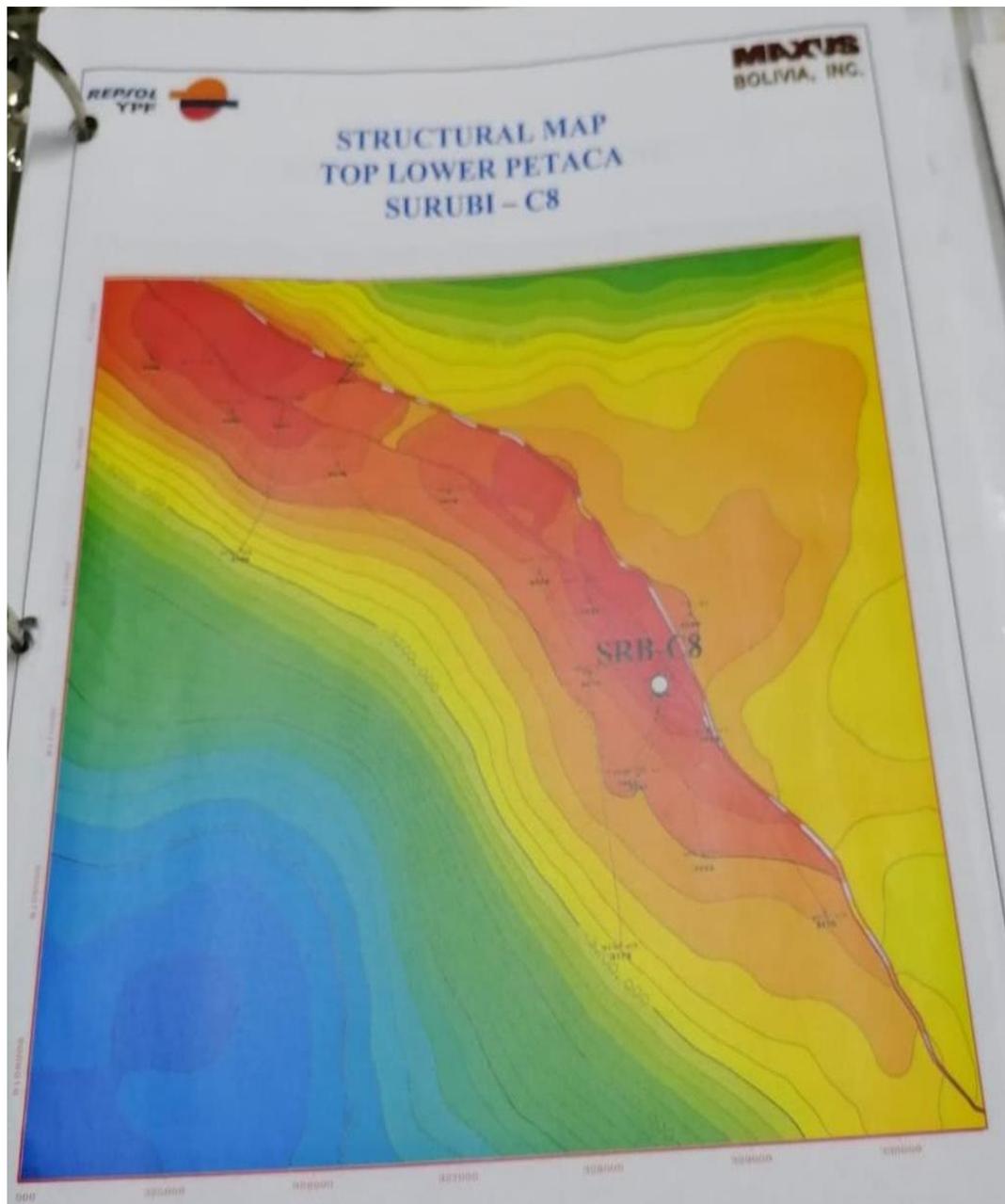
## BIBLIOGRAFÍA

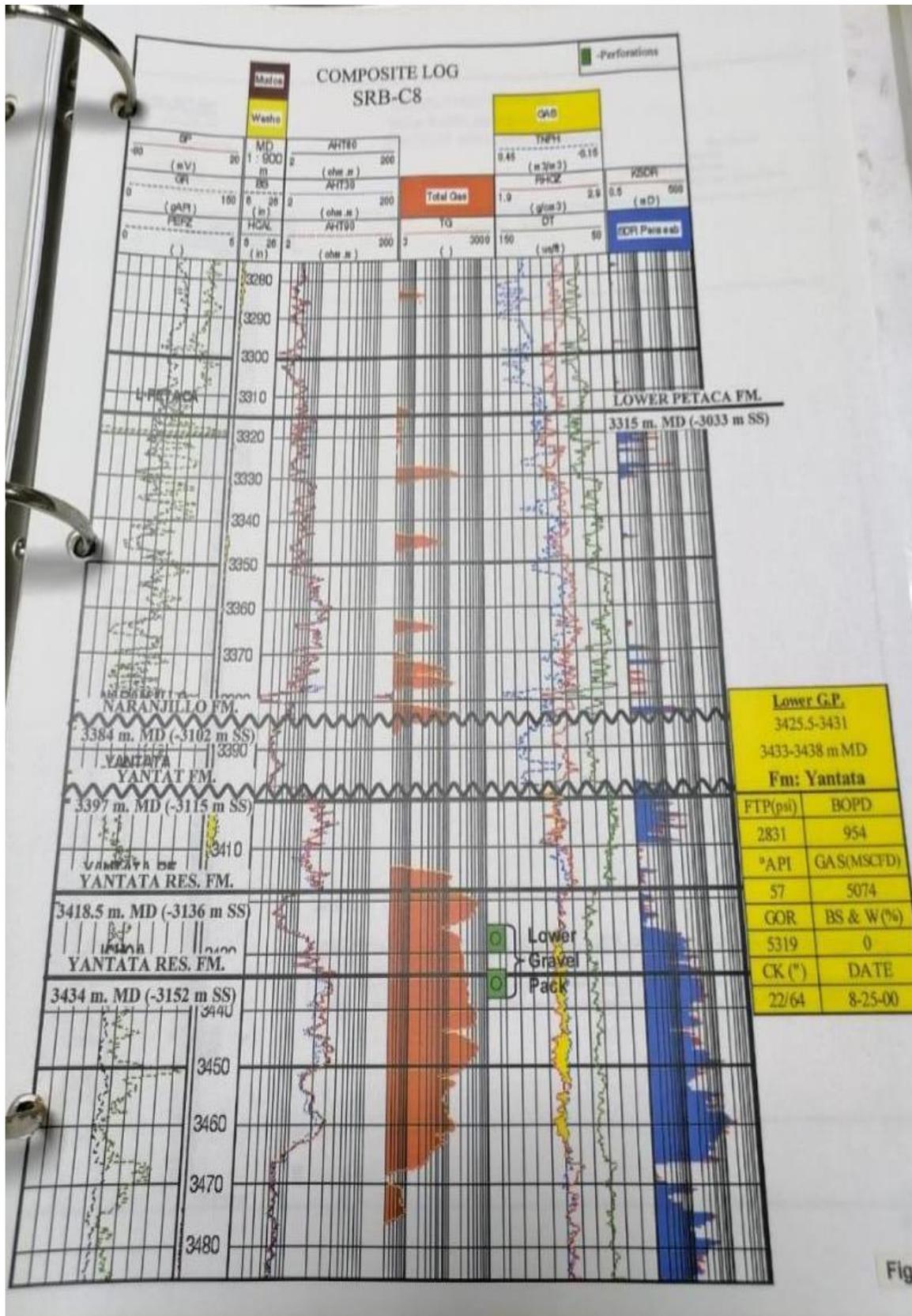
- Buckley, S.E., Leverett, M.C., December 1942. Mechanisms of fluid displacement in sands. SPE AIME 146 (1), 107–116 SPE942107.
- Butler, R.M., Jiang, Q., January 2000. Improved recovery of heavy oil by VAPEX with widely spaced horizontal injectors and producers. J. Can. Petrol. Technol. 39 (1), 48–56 PETSOC-00-01-04.
- Butler, R.M., Mokrys, I.J., February 1991. A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour. J. Can. Petrol. Technol. 30 (1), 97–106 PETSOC-91-01-09.
- Corey, A.T., Rathjens, C.H., Henderson, J.H., Wyllie, M.R.J., November 1956. Threephase relative permeability. J. Petrol. Technol. 8 (11), 63–65 SPE737.
- Deng, X., Huang, H., Zhao, L., Law, D.H.S., Nasr, T.N., June 2008. Simulating the ESSAGD process with solvent mixture in Athabasca reservoirs. In: SPE Gas Technology Symposium. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta PETSOC-2008-105.
- Diaz, O.C., Verlaan, M.L., Hedden, R., March 2016. Solvent enhanced steam drive: results from the first field pilot in Canada. In: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers, Muscat SPE179815.

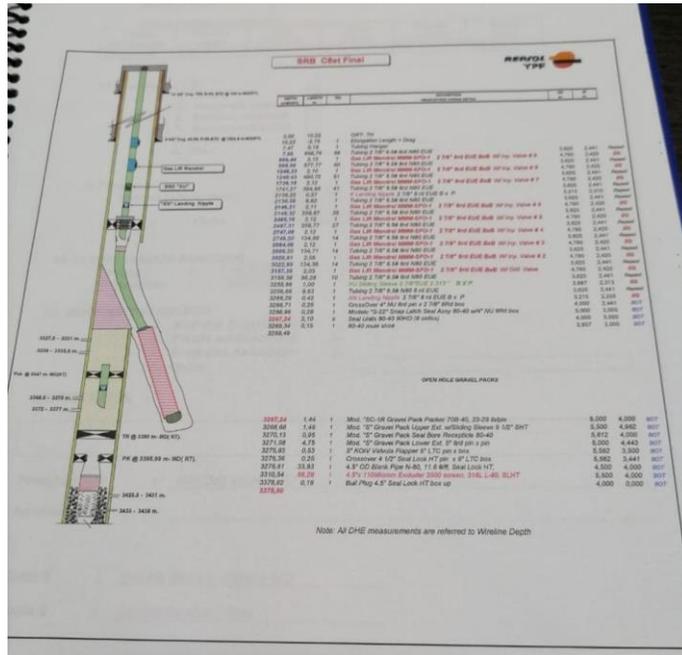
## ANEXOS

### ANEXOS 1: OBTENCIÓN DE DATOS

Datos reales para comenzar con elaboración del proyecto obtenidos de YPFB.







Historial del pozo

FECHA	SRB-C8	
	MPCD	BPD
ene-20	0,105	168,9
feb-20	0,1043	167,8
mar-20	0,1036	166,7
abr-20	0,1029	165,5
jun-20	0,1015	163,3
jul-20	0,1008	162,3
ago-20	0,1002	161,2
sep-20	0,0995	160,1
oct-20	0,0988	159,1
nov-20	0,0921	149,1

## ANEXOS 2: DEMOSTRACIÓN DEL MODELO DE DESPLAZAMIENTO

Expresando nuevamente el sistema de ecuaciones diferenciales deducido, se tiene:

$$u_{tD} + Au_{xD} = 0$$

Obtenemos una matriz triangular superior, entonces, las velocidades características (valores propios, autovalores o eigen vectores) de este sistema son los elementos de la diagonal principal. Por tanto, los pares propios vienen dados por:

$$\lambda^{(1)} = \frac{\partial f_o}{\partial s_o}, r^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\lambda^{(2)} = \frac{f_o + \frac{K_{s,o}}{P}(1 - f_o - \hat{c}_{s_o})}{s_o + \frac{K_{s,o}}{P}(1 - f_o - \hat{c}_{s_o})}, r^{(2)} = \begin{bmatrix} 1 \\ \lambda^{(2)} - \lambda^{(1)} \\ \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{s_o}} + C \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\lambda^{(3)} = \frac{\frac{\hat{c}_{s_o} \frac{K_{s,o}}{P}(M_s - M_w) + M_w}{\left\{1 + \hat{c}_{s_o} \left[ \frac{K_{s,o}}{P}(M_w - M_s) + M_s - 1 \right] - M_w \right\}}}{\frac{\hat{c}_{s_o} \frac{K_{s,o}}{P}(M_s - M_w) + M_w + \frac{(1 - \phi)}{\phi} M_r}{\left\{1 + \hat{c}_{s_o} \left[ \frac{K_{s,o}}{P}(M_w - M_s) + M_s - 1 \right] - M_w \right\}}}, r^{(3)} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ \lambda^{(3)} - \lambda^{(1)} \\ \frac{\partial f_o}{\partial T} \end{bmatrix}$$

Dónde:

$$C = - \frac{\frac{K_{s,o}}{P}(f_o - s_o)}{s_o + \frac{K_{s,o}}{P}(1 - s_o - \hat{c}_{s_o})}$$

De los pares propios obtenemos los multiplicadores (Bredrikovetsky,1993) para calcular las ondas de rarefacción. Del primer par propio,  $\lambda(1)$  y  $r(1)$  obtenemos:

$$\alpha^{(1)} = \left( \frac{\partial^2 f_o}{\partial s_o^2} \right)^{-1}$$

y la primera familia de rarefacciones está dada por:

$$\frac{d\hat{c}_{s_o}}{d\xi} = 0$$

$$\frac{ds_o}{d\xi} = \alpha^{(1)}$$

Y:

$$\frac{dT}{d\xi} = 0$$

Donde:  $\xi = \frac{x_D}{t_D}$ . Por lo tanto,  $\hat{c}_{s_o}$  y  $T$  son constantes a lo largo de las características de la primera familia. Para la segunda  $\lambda^{(2)}$  y  $r^{(2)}$ , se tiene:

$$\alpha^{(2)} = \frac{J^2 \left( \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{s_o}} + C \right)}{\left( \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{s_o}} + C \right) \left[ \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) (J\lambda^{(1)} - E) \right] + (\lambda^{(2)} - \lambda^{(1)}) \left[ \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) J \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{s_o}} + \frac{K_{s,o}}{P} (E - J) \right]}$$

Donde:

$$J = s_o + \frac{K_{s,o}}{P} (1 - s_o - \hat{c}_{s_o})$$

$$E = f_o + \frac{K_{s,o}}{P} (1 - s_o - \hat{c}_{s_o})$$

Las ondas de rarefacción de la segunda familia son:

$$\frac{ds_o}{d\xi} = \alpha^{(2)}$$

$$\frac{d\hat{c}_{so}}{d\xi} = \frac{J^2(\lambda^{(2)} - \lambda^{(1)})}{\left(\frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{so}} + C\right) \left[\left(1 - \frac{K_{s,o}}{P}\right) (J\lambda^{(1)} - E)\right] + (\lambda^{(2)} - \lambda^{(1)}) \left[\left(1 - \frac{K_{s,o}}{P}\right) J \frac{\partial f_o}{\partial \hat{c}_{so}} + \frac{K_{s,o}}{P} (E - J)\right]}$$

Y:

$$\frac{dT}{d\xi} = 0$$

Entonces T es constante a lo largo de las características de la segunda familia. Del último par propio,  $\lambda(3)$  y  $r(3)$ , el multiplicador es

$$\alpha^{(3)} = 0$$

En este caso  $\nabla\lambda(3) \cdot r(3)$  es igual a cero para todos entonces  $\hat{c}_{so}$  y T a linealmente onda degenerada (LeVeque, 2002). De las ondas de rarefacción antes mencionadas, concluimos que la saturación de petróleo cambia mientras que la concentración del disolvente y la temperatura permanecen constantes a lo largo de la primera onda de rarefacción.

Para la segunda familia de rarefacción, tanto saturación de aceite como concentración de solvente cambian; la temperatura es constante. Para la onda linealmente degenerada, la saturación del aceite y cambio de temperatura mientras la concentración de solvente es constante. Las ecuaciones de choque se pueden calcular a partir de la ecuación de Rankine-Hugoniot:

$$\begin{aligned} [s_o \hat{c}_{oo}]D &= [f_o \hat{c}_{oo}] \\ [s_g \hat{c}_{sg} + s_o \hat{c}_{so}]D &= [f_g \hat{c}_{sg} + f_o \hat{c}_{so}] \end{aligned}$$

Y

$$\left[ s_o M_{T_o} \hat{c}_{oo} T + s_o M_{T_s} \hat{c}_{so} T + s_g M_{T_s} \hat{c}_{sg} T + s_g M_{T_w} \hat{c}_{wg} T + \frac{(1 - \phi)}{\phi} M_{T_r} T \right]$$

$$D = [f_o M_{T_o} \hat{c}_{o_o} T + f_o M_{T_s} \hat{c}_{s_o} T + s_g M_{T_s} \hat{c}_{s_g} T + s_g M_{T_w} \hat{c}_{w_g} T]$$

Para el primer tipo de choque, la concentración y la temperatura del disolvente son constante, entonces  $c^+ = c^- = \hat{c}$  entonces entonces así y  $T^+ = T^- = T$ . Por lo tanto, la condición de salto para este caso es:

$$D = \frac{f_o^+ - f_o^-}{s_o^+ - s_o^-}$$

La temperatura es constante para el segundo tipo de choque, por lo que

$$D = \frac{(1 - \hat{c}_{s_o}^+) f_o^+ - (1 - \hat{c}_{s_o}^-) f_o^-}{(1 - \hat{c}_{s_o}^+) s_o^+ - (1 - \hat{c}_{s_o}^-) s_o^-}$$

$$D = \frac{\hat{c}_{s_o}^+ \left[ \frac{K_{s,o}}{P} + \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) f_o^+ \right] - \hat{c}_{s_o}^- \left[ \frac{K_{s,o}}{P} + \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) f_o^- \right]}{\hat{c}_{s_o}^+ \left[ \frac{K_{s,o}}{P} + \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) s_o^+ \right] - \hat{c}_{s_o}^- \left[ \frac{K_{s,o}}{P} + \left( 1 - \frac{K_{s,o}}{P} \right) s_o^- \right]}$$

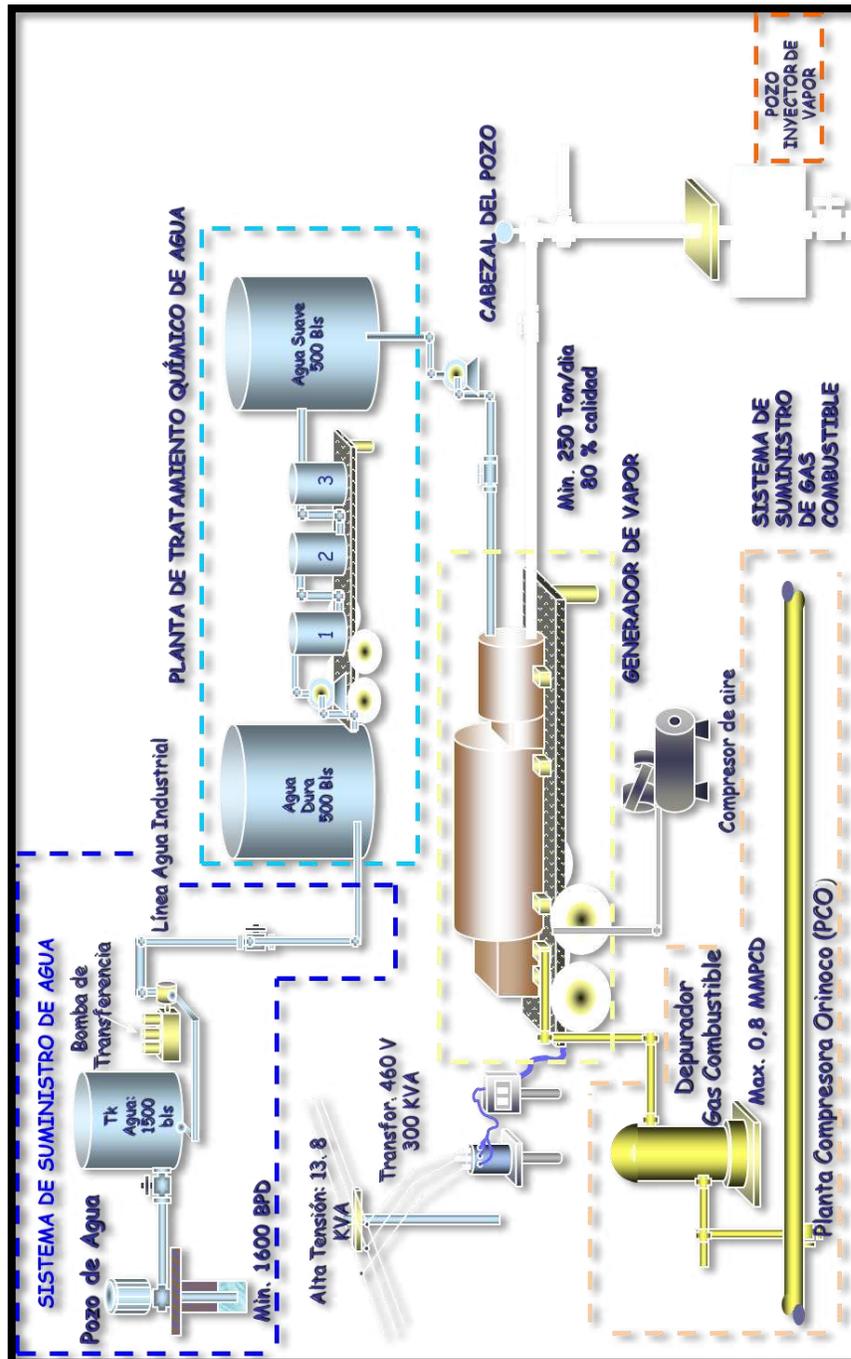
Y:

$$D = \frac{(\hat{c}_{s_o}^+ F + H) f_o^+ - (\hat{c}_{s_o}^- F + H) f_o^- + (\hat{c}_{s_o}^+ + \hat{c}_{s_o}^-) I}{(\hat{c}_{s_o}^+ F + H) s_o^+ - (\hat{c}_{s_o}^- F + H) s_o^- + (\hat{c}_{s_o}^+ - \hat{c}_{s_o}^-) I}$$

### ANEXOS 3: ESQUEMA DE SISTEMA DE INYECCIÓN CONTÍNUA PROPUESTO

Se tiene el siguiente sistema de equipos de inyección

Figura A. 1: Esquema de sistema de equipos de inyección continua



Fuente: YPFB, 2023

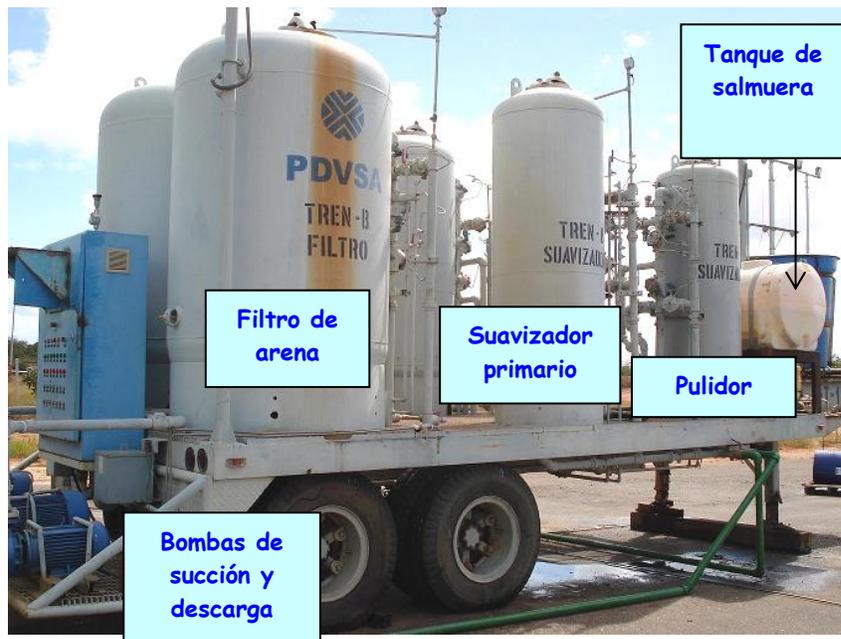
Mostrando los equipos reales se tiene:

**Figura A. 2: Esquema de sistema de equipos de inyección continua**



Fuente: YPFB, 2023

**Figura A. 3: Equipos secundarios**



Fuente: YPFB, 2023

**Figura A. 4: Bomba de agua**



*Fuente: YPFB, 2023*

NOMBRE: ROLANDO BLADIMIR MAMANI URUCHI

CELULAR: 67323589

CORREO ELECTRONICO: [mrolandoblady10@gmail.com](mailto:mrolandoblady10@gmail.com)



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS  
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3143/2024  
La Paz, 16 de octubre de 2024**

**VISTOS:**

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **10 de octubre de 2024**, por **ROLANDO BLADIMIR MAMANI URUCHI** con **C.I. N° 8412197 LP**, con número de trámite **DA 1792/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"APLICACION DE MODELOS PROGRAMADOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR PARA LA ESTIMULACION DEL POZO SRB-C8 DEL CAMPO SURUBI E INCREMENTAR LA PRODUCCION DE PETRÓLEO CONDENSADO"**, 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 a 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 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: **"APLICACION DE MODELOS PROGRAMADOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR PARA LA ESTIMULACION DEL POZO SRB-C8 DEL CAMPO SURUBI E INCREMENTAR LA PRODUCCION DE PETRÓLEO CONDENSADO"** a favor del autor y titular: **ROLANDO BLADIMIR MAMANI URUCHI** con **C.I. N° 8412197 LP** bajo el seudónimo **BLADY**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren 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:



yG9Wb1Cb2Wy41E

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB [www.senapi.gob.bo/verificacion](http://www.senapi.gob.bo/verificacion) Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN 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 Quijarro,  
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 - Chuquisaca  
Calle Kilómetro 7, N° 366  
casi esq. Urriolagoitia,  
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

