

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE UN SISTEMA DE  
RECOLECCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO CUANDO SE APAGAN POZOS  
DE ALTO CORTE DE AGUA.**

**JHON FREDYS ARIAS SALAZAR  
XIOMARA BARÓN PORRAS**

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

**2017**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE UN SISTEMA DE  
RECOLECCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO CUANDO SE APAGAN POZOS  
DE ALTO CORTE DE AGUA.**

**JHON FREDYS ARIAS SALAZAR  
XIOMARA BARÓN PORRAS**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**CODIRECTOR**

**CARLOS ANDRES DIAZ PRADA  
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

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

**2017**

## DEDICATORIA

A DIOS porque me ha fortalecido en cada momento y por darme la oportunidad de obtener este título profesional, a mi madre, a mi padre, a mi hermana, a mi sobrino y a todas aquellas personas que me apoyaron de una u otra manera para lograr esta meta.

***Xiomara Baron Porras***

## DEDICATORIA

*Dedico este triunfo primeramente a Dios por regalarme una familia y por darme vida, salud y sabiduría para culminar una etapa más de mi vida personal y profesional.*

*A mí padre Edilberto Arias Rojas, por enseñarme que las cosas que queremos las conseguimos con esfuerzo y dedicación, por estar ahí siempre en las buenas y malas.*

*A mí madre Martha Luz Salazar Comas, por ser mi motor, por apoyarme y enseñarme que la vida hay que enfrentarla con valentía, amor y dedicación.*

*A mis hermanos, por estar conmigo siempre, por apoyar mis decisiones, pero sobre todo gracias por su cariño incondicional.*

*A mi amiga Xiomara Barón, por tener fortaleza, paciencia y saberme comprender.  
A mis amigos Iván Javier, José Alfonso, Liz, Kendy y Richard, por compartir algo de su vida a lo largo de esta etapa, gracias por saberme guiar y por estar ahí siempre.*

**Jhon Fredys Arias Salazar**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado agradecemos sinceramente a:

**Dios** en primer lugar, por regalarnos el don de la sabiduría y la fortaleza para culminar este proyecto de grado.

La **Universidad Industrial de Santander** y a todo el personal de la Escuela de Ingeniería de petróleos por aportar un granito de arena en nuestro crecimiento personal y profesional.

Nuestro director de proyecto **M.Sc. John Alexander León Pabón** por su colaboración y dedicación para que este proyecto se pudiera realizar.

A Nuestro codirector **M.Sc. Carlos Andrés Díaz Prada** por su apoyo, colaboración incondicional, por su gentileza y su buena disposición al momento de compartir sus conocimientos y experiencia laboral con nosotros.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	17
1. MARCO TEORICO .....	18
1.1 ANALISIS NODAL .....	18
1.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	21
1.2.1 Consideraciones Teóricas del Flujo Monofásico en tuberías .....	21
1.2.1.1 Numero de Reynolds .....	21
1.2.1.2 Factor de Fricción en Flujo Laminar.....	22
1.2.1.3 Factor de Fricción de Flujo Turbulento .....	22
1.2.1.4 Ecuaciones Explícitas del Factor de Fricción (F). .....	23
1.2.2 Parámetros característicos del flujo multifasico .....	23
1.2.2.1 Hold – up.....	23
1.2.2.2 Fracción de líquido sin deslizamiento. ....	23
1.2.2.3 Densidad del líquido .....	24
1.2.2.4 Densidad bifásica.....	24
1.2.2.5 Velocidad superficial .....	25
1.2.2.6 Velocidad superficial de mezcla.....	25
1.2.2.7 Velocidad Real.....	25
1.2.2.8 Velocidad de Erosión .....	26
1.2.2.9 Viscosidad.....	26

1.2.2.10 Tensión superficial .....	26
1.2.3 Patrones de flujo .....	27
1.2.3.1 Patrones de flujo para tubería horizontal .....	27
1.2.4 Correlaciones de flujo multifasico .....	29
1.2.4.1 Correlaciones para flujo horizontal.....	30
1.2.4.2 Correlaciones para flujo vertical.....	31
1.3 MEZCLA CRUDO-AGUA .....	32
1.3.1 Flujo segregado .....	33
1.3.2 Flujo disperso.....	33
1.4 CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TUBERÍA .....	35
1.4.1 Pérdidas primarias .....	36
1.4.2 Pérdidas secundarias .....	37
1.4.3 Variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales.....	37
1.4.3.1 Efecto del diámetro de las tuberías.....	37
1.4.3.2 Efecto de la tasa de flujo.....	37
1.4.3.3 Efecto de la relación Gas-Líquido .....	37
1.4.3.4 Efecto de la viscosidad líquida .....	37
1.4.3.5 Efecto de la relación Agua-Petróleo.....	37
1.4.3.6 Efecto de la energía cinética.....	38
2. GENERALIDADES DEL CAMPO .....	39
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO.....	40
3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO.....	41
3.1 METODOLOGÍA .....	41

3.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN DE ESTA.....	42
3.2.1 Estados mecánicos.....	43
3.2.2 Información de desviación de los pozos .....	44
3.2.3 Caracterización del fluido.....	44
3.2.4 Reportes de producción .....	44
3.2.5 Datos del yacimiento.....	46
3.2.6 Parámetros de superficie .....	46
3.3 REALIZACIÓN Y AJUSTE DEL MODELO.....	46
3.3.1 Ajuste del modelo de flujo en pozo a las condiciones actuales.....	46
3.3.1.1 Datos de Fluido.....	46
3.3.1.2 Datos del Yacimiento .....	47
3.3.1.3 Datos de Completamiento.....	47
3.3.1.4 Ajuste Representativo Modelo de Flujo para las condiciones actuales.....	47
3.3.2 Ajuste del modelo de flujo en superficie a las condiciones actuales .....	48
3.3.2.1 Datos de las Líneas .....	48
3.3.2.2 Datos de la fuente de Inyección de Nafta .....	49
3.3.2.3 Selección de las correlaciones.....	49
3.3.2.4 Ajuste del Sistema de Recolección.....	50
4. ANALISIS Y RESULTADO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS .....	56
4.1 CASO BASE .....	56
4.2 ESCENARIO 1. POZOS OFF CON UN BSW> 60%.....	60
4.3 ESCENARIO 2. POZOS OFF CON UN BSW< 60%.....	62
4.4 ESCENARIO 3. INYECCIÓN DE AGUA.....	64

4.4.1 Caso 1.....	65
4.4.2 Caso 2.....	66
4.4.3 Caso 3.....	68
4.5 ESTABLECER VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL CORTE DE AGUA .....	70
5. CONCLUSIONES .....	72
6. RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFIA.....	74

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización de varios nodos.....	20
Figura 2. Interfase Ondulante e Interfase Lisa.....	28
Figura 3. Flujo Tapón de Líquido y Flujo Tapón de Gas.....	28
Figura 4. Patrón de Flujo Anular.....	29
Figura 5. Flujo Neblina y Flujo Burbuja.....	29
Figura 6. Esquema de los patrones de flujo agua – aceite en tuberías horizontales (Trallero et al., 1996).....	35
Figura 7. Caída de Presión a lo Largo de la Tubería.....	35
Figura 8. Metodología.....	42
Figura 9. Datos del Yacimiento.....	47
Figura 10. Datos de las Líneas de Flujo.....	49
Figura 11. Esquema del sistema de recolección.....	51
Figura 12. Presión real Vs Presión Simulada.....	53
Figura 13. Caudal real Vs Caudal Simulada.....	54
Figura 14. Sistema de Recolección.....	57
Figura 15. Volumen de gas a través de las Líneas del Caso Base.....	59
Figura 16. Modelo de Superficie con los pozos cerrados %BSW>60%.....	60
Figura 17. Modelo de Superficie con los pozos cerrados %BSW<20%.....	63
Figura 18. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 1.....	65
Figura 19. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 2.....	68
Figura 19. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 2.....	69

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Información de los Estados Mecánicos.....	43
Tabla 2. Información de las Bombas del campo. ....	43
Tabla 3. Datos de producción. ....	45
Tabla 4. Datos de Inyección de Nafta. ....	45
Tabla 5. Comparación de Correlaciones.....	50
Tabla 6. Presión real Vs Presión Simulada.....	52
Tabla 7. Caudal real Vs Caudal Simulada .....	53
Tabla 8. Datos reales Vs Simulados en la estación. ....	54
Tabla 9. Datos obtenidos del caso base. ....	58
Tabla 10. Datos obtenidos cuando se cierran pozos con BSW>60%. ....	61
Tabla 11. Datos obtenidos cuando se cierran pozos con BSW<60%. ....	63
Tabla 12. Volumen de agua de inyección caso 1.....	65
Tabla 13. Volumen de agua de inyección caso 2.....	66
Tabla 14. Volumen de agua de inyección caso 2.....	69

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO CUANDO SE APAGAN POZOS DE ALTO CORTE DE AGUA.

**AUTORES:** JHON FREDYS ARIAS  
XIOMARA BARÓN PORRAS \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Sistema de recolección, corte de agua, crudo extrapesado.

### DESCRIPCIÓN

El análisis hidráulico es fundamental para evaluar la capacidad y efectividad del sistema en función del propósito de suministro de manera constante, por esto es necesario predecir el comportamiento del sistema de recolección de crudo extrapesado, para así determinar las posibles limitaciones hidráulicas que se presenten. A través del uso de un software especializado se evaluará el sistema de recolección, para ello se recopiló la mayor cantidad de información que se pudo obtener, permitiendo determinar las características del sistema de producción desde el fondo de pozo hasta la estación de tratamiento, prediciendo el comportamiento hidráulico del sistema de recolección. A partir de eso se realiza el análisis de cada variable cuando se apagan pozos con cortes de agua mayores a 60% y menores a 20%, así mismo establecer ventajas y desventajas del corte de agua.

Se concluye que se presentan limitaciones en el escenario No 1 y el No 3 en cuanto a la velocidad de erosión, en cuanto al escenario No 2 no se presentan limitaciones de este tipo. Se evidencia la depositación de orgánicos en las tuberías del sistema de producción reduciendo su diámetro interno. Cuando hay altos cortes de agua la caída de presión es baja, mientras que la que la viscosidad tiene una disminución haciendo favorable la fluidez del crudo.<sup>1</sup>

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. John Alexander León Pabón

<sup>1</sup> Análisis del comportamiento hidráulico de un sistema de recolección de crudo extrapesado cuando se apagan pozos de alto corte de agua.

## ABSTRACT

**TITLE:** “ANALYSIS OF THE HYDRAULIC BEHAVIOR OF AN EXTRAPPED CRUDE COLLECTION SYSTEM WHEN HIGH WATER CUT WELLS ARE TURNED OUT”<sup>\*</sup>

**AUTHOR:** JHON FREDYS ARIAS SALAZAR  
XIOMARA BARÓN PORRAS<sup>\*\*</sup>

**KEY WORDS:** Collection system, water cut, extra heavy oil.

**DESCRIPTION:** The analysis hydraulic is fundamental to assess the capacity and effectiveness of the system in function of the purpose of supply of constant way , by this is necessary predict the behavior of the system of collection of crude extra-heavy, for thus determine them possible limitations hydraulic that is present. Through the program of simulation PIPESIM is evaluate the system of collection, for it is compiled the greater amount of information that is could get, allowing determine them features of the system of production from the Fund of well until the station of collection, predicting the behavior hydraulic of the system of collection. Starting from that is the analysis of each variable when turn off wells with water cuts greater than 60% and less than 20%, also establish advantages and disadvantages of the water cut.

It is concluded that there are limitations in the No 1 and No 3 scenarios in terms of erosion velocity, as for scenario No 2 there are no limitations of this type. It is evident the deposition of organic in the pipes of the production system reducing its internal diameter. When there are high water cuts the pressure drop is low, whereas the viscosity has a decrease making the oil fluidity favorable.<sup>2</sup>

---

<sup>\*</sup> Project of grade

<sup>\*\*</sup> Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Engineering of Petroleum. Director: M.Sc. John Alexander León Pabón

<sup>2</sup>Analysis of the hydraulic behavior of an extrapped crude collection system when high water cut wells are turned out

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad de la industria petrolera se han encontrado campos de crudo extrapesado y con altos cortes de agua, los cuales presentan problemas cuando de su extracción se trata, debido a sus altas viscosidades, bajo grado API y altos cortes de agua. Estos cortes de agua causan una baja producción de aceite, altos costos de separación y tratamiento de la misma, corrosión y demás problemas, aunque el agua puede tener variables positivas sobre el crudo, nos puede generar un crudo con menor viscosidad, mayor facilidad para su desplazamiento.

El análisis hidráulico es fundamental para evaluar la capacidad y efectividad del sistema en función del propósito de suministro de manera constante (perfiles de presión, temperatura y retención de líquidos de los pozos en líneas de flujo, sistemas de recolección y otras configuraciones lineales). Se hace necesario predecir el comportamiento del sistema de recolección de crudo extrapesado en un campo petrolero colombiano, para así determinar las posibles limitaciones hidráulicas que se presenten. Por ejemplo: cuando mayor sea el corte de agua menor será la caída de presión y mientras mayor sea la viscosidad del fluido, mayor será la caída de presión por causa del incremento del término de fricción.

Esto es posible mediante el ajuste que se le realizó a una troncal de transporte de crudo de Colombia por medio de modelos numéricos, el cual nos permite estudiar cómo afecta los altos cortes de agua de dicho campo, obteniendo resultados con bajo porcentaje de error, se obtiene como resultado un completo estudio del sistema de recolección de crudo extrapesado en un campo petrolero colombiano, con esto se busca analizar como es el comportamiento hidráulico de dicho campo y así poder realizar estudios de dichas variables.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 ANALISIS NODAL

El análisis nodal es una metodología que se utiliza para evaluar los sistemas de producción de forma sistemática, con la finalidad de determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. El procedimiento de esta técnica consiste en elegir un nodo solución para dividir el sistema y poder analizar las caídas de presión dentro de este, así como el gasto de los fluidos producidos, para poder determinar las curvas IPR y conocer el potencial productor del yacimiento con la finalidad de plantear modelos que permitan mejorar la eficiencia de dicho sistema. El análisis nodal usado en pozos productores, contribuye en el incremento de la producción y mejoramiento de la eficiencia de flujo, en el caso de pozos nuevos, permite definir diámetro de tuberías de producción, de estrangulador, y líneas de flujo de fluido así como predecir el comportamiento de flujo y la presión para diferentes condiciones de operación<sup>3</sup>.

El análisis nodal hace una evaluación del sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos de análisis:

1. Flujo a través del medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.

---

<sup>3</sup> RUEDA NIÑO, Andrés Julián. Estudio hidráulico del sistema de recolección (troncal norte) de crudo extrapesado del campo Chichimene. UIS. 2013.

3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en puntos clave dentro del sistema.

A continuación se presentan los principales objetivos del análisis:

- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo, considerando la geometría en el wellbore y las limitaciones del completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría disminuir la producción.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo.
- Reportar un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

En el análisis nodal todos los componentes de aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la rata de flujo y la caída de presión. El caudal de flujo a través del sistema puede calcularse cuando se cuentan con los requerimientos mínimos<sup>4</sup>:

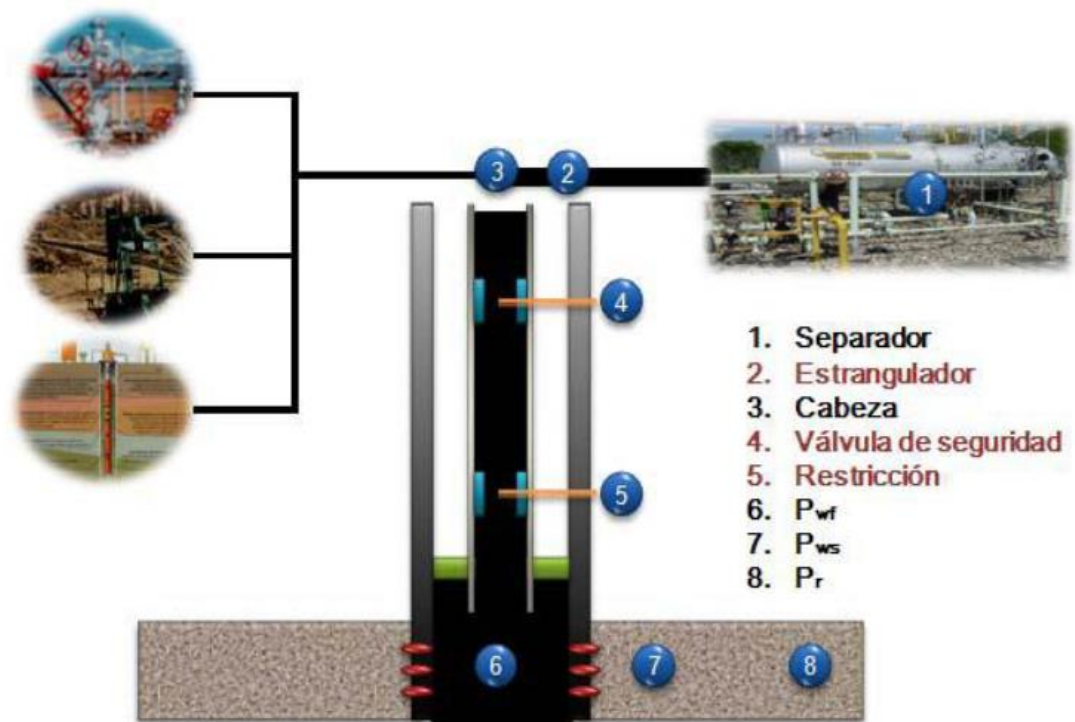
1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.

---

<sup>4</sup> Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013

2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

**Figura 1. Localización de varios nodos.**



Fuente: Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013

Si en un componente del sistema de recolección o sistema de producción ocurre mucha pérdida de presión, no será suficiente el diferencial de presión restante para obtener un buen rendimiento por parte del pozo; se utiliza un Tubing de diámetro pequeño, la restricción de flujo sería muy alta y las pérdidas de presión de nada servirían estimular la formación. Para dar solución a este problema se debe aumentar el diámetro del Tubing, aumentándolo en un poco porque la velocidad de los fluidos en la tubería sea baja como para no transportar efectivamente el crudo hasta la superficie.

El resultado del análisis básicamente es identificar los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

## 1.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo multifásico se especifica como el flujo simultaneo de dos o más fases en una tubería de conducción. Este tipo de flujo se presenta a diario en la industria petrolera desde los pozos de producción de gas y aceite hasta las tuberías de superficie.

El desplazamiento del fluido multifásico en tuberías esta inmediatamente relacionado con el gradiente de presión parámetro relacionado con el diseño de tuberías o facilidades de superficie, facilitando el transporte de los fluidos producidos por los pozos hasta los tanques de almacenamiento.

A continuación se mencionan las correlaciones que se pueden utilizar en el flujo multifásico en tuberías, dependiendo la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

**1.2.1 Consideraciones Teóricas del Flujo Monofásico en tuberías<sup>5</sup>.** Se exhiben algunas consideraciones teóricas para comprender el cálculo del flujo monofásico y multifásico en tuberías.

**1.2.1.1 Numero de Reynolds.** El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción. Es considerada la existencia de flujo laminar cuando el número de Reynolds es menor de 2000 si es mayor se clasifica como flujo turbulento.

El número de Reynolds es definido:

$$N_{Re} = \frac{\rho * V * d}{\mu} \quad (1)$$

---

<sup>5</sup>BEGGS,H, Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003.

En unidades practicas:

$$N_{Re} = \frac{1488 * \rho * V * d}{\mu} \quad (2)$$

$\rho$ : Densidad de la mezcla multifásica, ft/seg<sup>3</sup>.

V: Velocidad de la mezcla multifásica, ft/seg.

D: Diámetro interno de la tubería, ft.

$\mu$ : Viscosidad del fluido. p

El flujo laminar ( $Re < 2000$ ) se caracteriza por el movimiento suave de fluido desplazándose una sobre otra sin mezclarse, la velocidad en un punto dado es constante y sigue un perfil parabólico. El flujo turbulento ( $Re > 4000$ ) se caracteriza por el intercambio y mezcla del fluido en la dirección radial de una parte del fluido a otra, la velocidad en un punto dado fluctúa alrededor de un valor promedio y la velocidad sigue un perfil “chato” con respecto al radio. Es importante señalar que en ambos regímenes de flujo la velocidad es cero en las paredes del tubo y máxima en el centro de la tubería.

**1.2.1.2 Factor de Fricción en Flujo Laminar.** Para flujo laminar, la expresión analítica puede ser obtenida por el factor de fricción. El perfil de velocidad por flujo laminar puede ser obtenido integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo de tubos capilares horizontales.

$$V = \frac{d^2}{32 * \mu} * \left( \frac{dP}{dL} \right) \quad (3)$$

**1.2.1.3 Factor de Fricción de Flujo Turbulento.** Habitualmente, las paredes internas de la tubería no son lisas. En el flujo turbulento, la rugosidad puede significar un efecto sobre el factor de fricción y por consiguiente a la del gradiente de presión. La rugosidad en las paredes de la tubería está en función del material de la tubería.

**1.2.1.4 Ecuaciones Explícitas del Factor de Fricción (F).** Una ecuación explícita para determinar el factor de fricción fue propuesta por Jain, se encontró que para el rango de rugosidad relativa entre  $10^{-6}$  y  $10^{-2}$ , y un rango de número de Reynolds entre  $5 \times 10^3$  y  $10^8$ , los errores estaban dentro de  $\pm 1\%$  comparada a los valores obtenidos usando la ecuación de Colebrook.

**1.2.2 Parámetros característicos del flujo multifásico<sup>67</sup>.** El flujo multifásico se define como el movimiento simultáneo de una fase libre de gas y líquido a través de una tubería o conducto que la transporta. El gas y el líquido pueden ser una mezcla multifásica o dos fases perfectamente definidas. El movimiento de fluido a través de las tuberías se encuentra directamente relacionados con el gradiente de presión.

Estos sistemas presentan más de una fase, las siguientes definiciones son usadas para evaluar las propiedades del fluido y calcular gradientes de presión.

**1.2.2.1 Hold – up.** Se define como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de liquido en el segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} = \frac{V_L}{V_T} \quad (4)$$

El hold – up varía desde 0 – 1, siendo su máximo valor el correspondiente al caso de un fluido monofásico.

**1.2.2.2 Fracción de líquido sin deslizamiento.** Se define como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para volumen del

---

<sup>6</sup> BROWN, Kermit E, & H. Dale Beggs. The technology of artificial lift methods: Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1977.

<sup>7</sup> BRILL, J.P, Y MUKJERHEE, H. Multiphase flow in Wells, H.L.D.M.F of AIME, Ed. Society of Petroleum Eng. Inc., 1999.

segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (5)$$

$q_L$ : suma de las tasas de flujo de aceite y agua in-situ

$q_g$ : tasa de flujo de gas in-situ

**1.2.2.3 Densidad del líquido.** Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser complicada. La densidad de la mezcla gas – líquido fluyendo es difícil de evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas.<sup>8</sup>

$$\rho_L = \rho_O * F_O + \rho_W * F_W \quad (6)$$

Dónde:

$$F_O = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (7)$$

$$F_W = 1 - F_O \quad (8)$$

**1.2.2.4 Densidad bifásica.** Para el cálculo de la densidad bifásica se necesita conocer el factor Holdup de líquido.

Calcular la densidad real de la mezcla:

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \quad (9)$$

Calcular la densidad de la mezcla sin considerar deslizamiento entre las fases.

---

<sup>8</sup> PERÉZ, Carlos. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo Colorados. Uis. 2012.

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L) \quad (10)$$

**1.2.2.5 Velocidad superficial.** Es definida como la velocidad que tendría la fase si fluyera sola a través del área de sección transversal total de la tubería. La fase gas y liquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina la velocidad de deslizamiento.<sup>9</sup>

Velocidad superficial del agua:

$$V_{sw} = \frac{q_w}{A} \quad (11)$$

Velocidad superficial del aceite:

$$V_{so} = \frac{q_o}{A} \quad (12)$$

**1.2.2.6 Velocidad superficial de mezcla.** Es la suma de las velocidades superficiales del crudo ( $V_{so}$ ) y del agua ( $V_{sw}$ ).

$$V_{SM} = V_{so} + V_{sw} \quad (13)$$

**1.2.2.7 Velocidad Real.** Las velocidades reales de cada fase son calculadas a partir de los valores de la fracción volumétrica.

$$V_w = \frac{V_{sw}}{H_w} \quad (14)$$

$$V_o = \frac{V_{so}}{H_o} \quad (15)$$

---

<sup>9</sup> PERÉZ, Carlos. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo Colorados. Uis. 2012.

**1.2.2.8 Velocidad de Erosión.** Líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que se transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido. Se determinó que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente como codos.<sup>10</sup>

Esta velocidad se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$Ve = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (16)$$

C: 100 para procesos continuos.

C: 125 para procesos intermitentes.

**1.2.2.9 Viscosidad.** La viscosidad de la mezcla agua – aceite se calcula usando las fracciones de aceite y agua fluyendo en la mezcla como factores de peso.

$$\mu_L = \mu_O * F_O + \mu_W * F_W \quad (17)$$

**1.2.2.10 Tensión superficial.** La tensión superficial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad de gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos son factores de peso para calcular densidad y viscosidad.

$$\sigma_L = \sigma_O * F_O + \sigma_W * F_W \quad (9)$$

---

<sup>10</sup> BERCUCCI, Miguel Alejandro. Análisis del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el campo Uracoa, unidad Monagas Sur, Harvest Vinccler; C.A. 2006.

$\sigma_o$ : Tensión superficial del aceite.

$\sigma_w$ : Tensión superficial del agua.

**1.2.3 Patrones de flujo.** En flujo bifásico (líquido/gas), las interacciones entre la fase líquida y el gas por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Los patrones de flujo en sistemas bifásico depende de:

- Conceptos operacionales como tasas de flujo de aceite, agua, gas.
- Variables de diseño como el diámetro de la tubería y ángulo de inclinación de la misma.
- Las propiedades físicas de las dos fases como densidad, viscosidad y tensión superficial de líquido y gas.

La especificación del patrón de flujo es importante, ya que las variables de diseño como la caída de presión y el hold up dependen del patrón.

**1.2.3.1 Patrones de flujo para tubería horizontal<sup>11</sup>.** Los patrones de flujo se clasifican de la siguiente manera:

**Patrón de flujo estratificado.** Esta se caracteriza por la perfecta separación de las fases líquida y gaseosa por efecto de la gravedad y bajos flujos. La fase líquida fluye por la parte inferior de la tubería mientras que el gas viaja por la parte superior.

Este patrón se subdivide en:

---

<sup>11</sup> MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, 2008

- **Estratificado laminar:** donde la interfase gas-líquido es lisa.
- **Estratificado ondulado:** donde se producen ondas estables en la superficie producto de una tasa mayor de gas.

**Figura 2. Interfase Ondulante e Interfase Lisa.**



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, 2008.

**Patrón de flujo intermitente.** Este tipo de flujo se caracteriza por la formación de tapones de líquido y gas, resultado de la coalescencia de las burbujas de gas a medida que aumenta el flujo del mismo.

Este se subdivide en:

- **Burbujas alargadas:** presenta burbujas más largas y con menor frecuencia.
- **Slug:** presenta burbujas menos largas y con más frecuencia.

Estos dos patrones se diferencian en la frecuencia y tamaño de las burbujas.

**Figura 3. Flujo Tapón de Líquido y Flujo Tapón de Gas.**

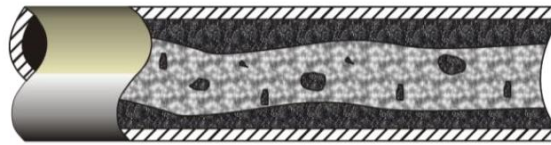


Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, 2008

**Patrón de flujo anular.** Ocurre a flujos elevados de gas, este se desplaza a alta velocidad por el centro de la tubería empujando el líquido hacia las paredes y

forman así una delgada película anular. Cuando los flujos de gas son bajos gran parte del líquido se desplaza por el fondo de la tubería y se forman ondas inestables que mojan ocasionalmente la pared superior de la tubería, en este caso se denomina flujo anular ondulado.

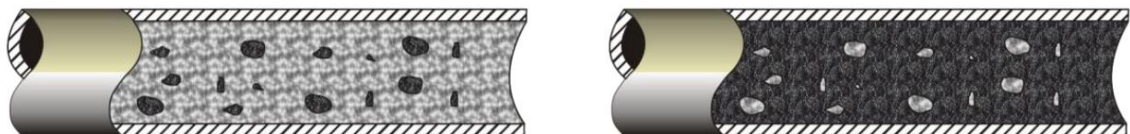
**Figura 4. Patrón de Flujo Anular.**



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, 2008

**Burbujas dispersas.** A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquido es la fase continua y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. En este caso el gas viaja en forma de burbujas debido a la elevada velocidad. La mayor parte de las burbujas se encuentran en la parte superior de la tubería y se van colocando de manera uniforme en el área transversal conforme aumenta el flujo del líquido.

**Figura 5. Flujo Neblina y Flujo Burbuja.**



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, 2008

**1.2.4 Correlaciones de flujo multifásico.** A continuación se describen las correlaciones tanto para flujo vertical como horizontal, estas cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños y tipo de tuberías se encuentran.

#### 1.2.4.1 Correlaciones para flujo horizontal.

**Beggs & Brill Original.** Esta ecuación permite predecir las pérdidas de presión y el hold up. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal.<sup>12</sup>

**Beggs & Brill Revised.** A diferencia a la anterior esta correlación usa factores de fricción en tuberías limitantes para el hold up y constantes de correlación propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras realizadas a esta correlación determinan que régimen de flujo espuma, en el cual se asume que el hold up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es combinado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

**Dukler and Flanigan.** Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas, considerando cinco regímenes de flujo: estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción y el hold up y la ecuación de Flanigan es usado para calcular el diferencial de presión en la tubería.<sup>13</sup>

**Mukherjee & Brill.** Es usada para el cálculo de las pérdidas de presión, el hold up y determinación del régimen de flujo. Para flujo burbuja y tapón, se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. El flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas.

---

<sup>12</sup> ORTIZ, Jennifer & JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

<sup>13</sup> Ibid., P.64

#### 1.2.4.2 Correlaciones para flujo vertical.

**Beggs & Brill Original**<sup>14</sup>. Esta correlación permite predecir las pérdidas de presión y el hold up. El hold up es calculado por correlaciones y después corregido dependiendo de su ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tubería de diámetro entre 1 y 1.5 pulgadas.
- No presenta problemas de gravedad API.
- Relaciones gas-liquido hasta 5000.
- Cortes de agua por encima de 10%.

**Beggs & Brill Revised.** A diferencia a la anterior esta correlación usa factores de fricción en tuberías limitantes para el hold up y constantes de correlación propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras realizadas a esta correlación determinan que régimen de flujo espuma, en el cual se asume que el hold up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es combinado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

**Hagerdon & Brown.** Está basada en daros experimentales en flujo ascendente, para mezclas de agua-aire y agua-petróleo. La caída de presión por fricción es calculada usando un factor de fricción, derivado en fase simple de las curvas de moody, utilizando el número de Reynolds apropiado para mezclas. Para la fricción vacía se requiere el cálculo de número de Reynolds y la perdida de fricción estática.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> ORTIZ, Jennifer & JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

<sup>15</sup> ROJAS, Gustavo & CHACÓN, John Fredy. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor, 2011.

**Griffith, Lau, Hon y Parson.** Consiste en la introducción del diámetro de la tubería en los cálculos del gradiente de presión, en tuberías verticales e inclinadas. La introducción de este parámetro es importante ya que a una tasa de flujo fija, el término de caídas de presión por gravedad o efectos gravitacionales aumenta con el incremento del diámetro de la tubería, mientras el término de caídas de presión por fricción generalmente disminuye.<sup>16</sup>

### 1.3 MEZCLA CRUDO-AGUA<sup>17</sup>

En el área de flujo de crudo-agua en tuberías fueron inicialmente enfocadas en métodos de transporte de crudo pesado y extra-pesados. A continuación se dará a conocer una revisión de los trabajos publicados sobre este tipo de flujo:

*Charles et al. (1961)* investigaron el flujo líquido - líquido en tuberías horizontales para fluidos con densidades similares para disminuir el efecto de la gravedad y estudiar solo el efecto de la viscosidad del aceite en los patrones de flujo, caída de presión y hold up. Identificaron diferentes patrones de flujo: dispersión de aceite en agua, flujo anular de aceite en agua, tapón de aceite en agua, burbujas de aceite en agua, dispersión de agua en aceite y tapón de agua en aceite.

*Guzhov et al. (1973)* Estudiaron el flujo agua-aceite en tuberías horizontales, definieron siete patrones de flujo: estratificado, estratificado con mezcla en la interfase y una capa de agua, estratificado con mezcla en la interfase y una capa de dispersión de aceite en agua, emulsión de agua en aceite y aceite en agua, emulsión de agua en aceite, emulsión de aceite en agua y una capa de agua, emulsión de aceite en agua y una capa de dispersión de aceite en agua y emulsión de aceite en agua. Los fluidos estratificados se observaron cuando la

---

<sup>16</sup> CASTILLO, Gibran & CASTRO, Jorge. Evolución de modelos IPR para pozos productores verticales de crudo extrapesado utilizando una herramienta software, 2015.

<sup>17</sup> VALDERRAMA, José O. Información tecnológica - vol. 14 n° 3 - 2013.

fricción aceite-agua es baja y al aumentar esta fracción aparecen los otros tipos de patrones de flujo.

*Trallero et al. (1996)* se puede decir que este ha sido uno de los trabajos más completos encontrados en la literatura. Estos autores reclasificaron algunos de los patrones de flujo observados, con la finalidad de estandarizar la nomenclatura. Determinaron seis patrones de flujo y los clasificaron en dos categorías: flujo segregado y flujo disperso.

**1.3.1 Flujo segregado.** En este las dos fases están separados por gravedad, donde la fase más densa fluye en el fondo de la tubería. Se diferencian dos sub-patrones:

- **Flujo estratificado:** Ambas fases se encuentran completamente separadas por una interfase plana sin ondulaciones.
- **Flujo estratificado con mezcla en la interfase:** La interfase comienza a ondularse y las gotas de aceite penetran en el agua y viceversa, formándose una tercera capa en la interfaz. Esto ocurre al incrementar las velocidades de mezcla.

**1.3.2 Flujo disperso.** En este se puede identificar una fase continua y una discontinua. La fase discontinua está formada por gotas de una misma fase de distinto tamaño, mientras más pequeñas estas, mayor dispersión. Un tamaño grande de gota indicaría una tendencia de la fase a coalescer, haciéndose de nuevo continua. Se pueden distinguir los siguientes patrones de flujo:

- **Dispersión de aceite en agua y agua:** Agua como fase dominante. Presenta una dispersión de aceite en agua en el tope de la tubería mientras que en el fondo de la misma fluye una capa continua de agua.

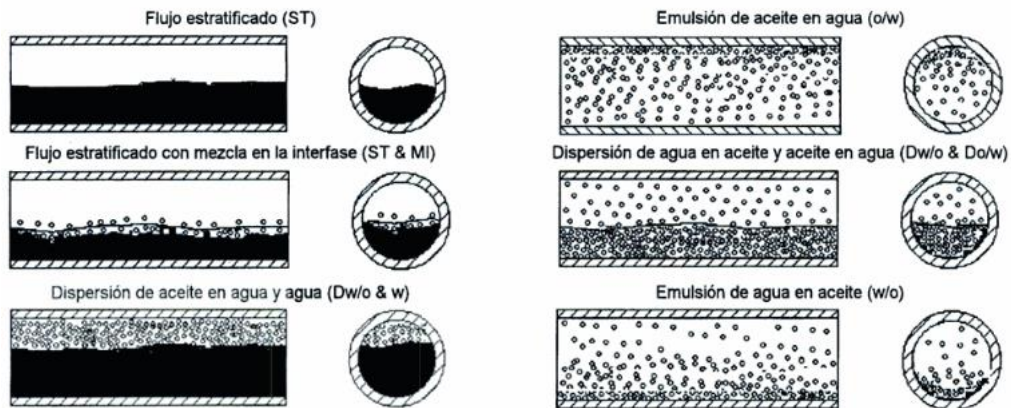
- **Emulsión de aceite en agua:** Agua como fase dominante. A altas velocidades el aceite se mezcla en el agua formando una dispersión en toda el área transversal de la tubería.
- **Dispersión de agua en aceite y aceite en agua:** Aceite como fase dominante. Por la parte superior de la tubería fluyen gotas de agua contenidas en el aceite mientras que por la parte inferior fluyen gotas de aceite contenidas en agua.
- **Emulsión de agua en aceite:** Aceite como fase dominante. Se observa a grandes velocidades de mezcla y con altas relaciones de entrada de aceite, la cual permite que este llegue a dispersar el agua en su totalidad.

*Angeli y Hewitt (2000)* comentaron que aparte de la obvia influencia de las velocidades superficiales y el diámetro de la tubería, las variables que influyen sobre los patrones de flujo en los diferentes estudios son:

- **La diferencia de Densidad:** para flujo en tubería horizontal, la fase más pesada tiende a fluir cerca del fondo de la tubería. Charles et al. (1961) utilizó aceites con la misma densidad del agua; en este caso aparecieron patrones de flujo simétricos y anulares.
- **La Viscosidad del Crudo:** cuando el patrón de flujo es disperso y la fase continua es el agua, la viscosidad del crudo tiene un pequeño efecto en el comportamiento del flujo. La viscosidad del crudo tiene una profunda importancia cuando existe una significativa diferencia en las densidades de las fases. Flujo anular con agua adyacente a la pared del tubo, parece que ocurre únicamente con crudos de muy alta viscosidad. Flujo anular con crudo adyacente a la pared del tubo, parece que ocurre con crudos de viscosidad intermedia. Cuando el crudo es de baja viscosidad se tiende a formar dispersiones de agua en crudo.

- **Las propiedades de la pared del tubo:** la existencia de efectos de humectabilidad en la pared de la tubería fue sugerida por Charles et al. (1961) como la fuente de la diferencia en el comportamiento entre los aceites de alta y baja viscosidad usados en sus experimentos.

**Figura 6. Esquema de los patrones de flujo agua – aceite en tuberías horizontales (Trallero et al., 1996).**



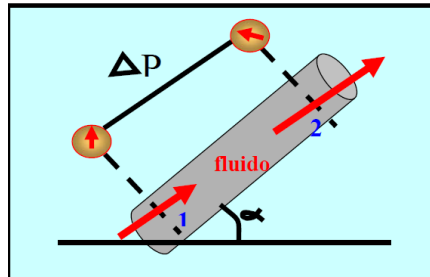
Fuente: VALDERRAMA, José O. Información tecnológica - vol. 14 n° 3 - 2013.

#### 1.4 CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TUBERÍA<sup>18</sup>

Se define como la diferencia de presión que existe entre un punto (P1) y un punto (P2), es decir, la resistencia al flujo que experimenta un fluido a través de un área transversal y una longitud (L).

**Figura 7. Caída de Presión a lo Largo de la Tubería.**

<sup>18</sup> RIVERO, Mary. Evaluación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido de petrocedeoño. Universidad de Oriente. 2012



Fuente: RIVERO, Mary. Evaluación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido de petrocedaño. Universidad de Oriente. 2013.

Las pérdidas de presión en flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas si se considera el flujo como monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa y líquida está separadas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Las pérdidas de presión en un sistema de tuberías se deben a varias características del sistema, que pueden clasificarse como:

1. Rozamiento en las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad de la superficie interior de la misma, del diámetro interior de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.
2. Cambios de dirección y elevación.
3. Obstrucciones en el paso de flujo.
4. Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.

En ambos sistemas (monofásico y multifásico), las pérdidas que se producen son de dos tipos: primarias y secundarias.

**1.4.1 Pérdidas primarias.** Las pérdidas primarias de un sistema de tubería se deben al efecto de la fricción como resultado de la relación entre la rugosidad de la tubería y la velocidad del fluido. La pérdida de carga en un tramo de tubería de sección uniforme es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad media en la tubería y a la longitud de la tubería, e inversamente proporcional al diámetro de la misma.

**1.4.2 Pérdidas secundarias.** Las pérdidas secundarias, son las pérdidas de forma, y se deben a la presencia de accesorios, tales como: conectores, codos o cambios abruptos en el área de las tuberías. Estas pérdidas se consideran menores en relación a las producidas por la fricción siempre que el sistema incluya tramos largos de tuberías de área constante.

#### **1.4.3 Variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales.**

**1.4.3.1 Efecto del diámetro de las tuberías.** A menor diámetro mayor será la pérdida de presión a lo largo de la tubería.

**1.4.3.2 Efecto de la tasa de flujo.** A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento en las pérdidas por fricción.

**1.4.3.3 Efecto de la relación Gas-Líquido.** En tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas-líquido, mayor la pérdida de presión, ello se debe a que la tubería debe transportar un fluido adicional, en otras palabras, a mayor relación gas-líquido mayor será la velocidad de la mezcla por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.

**1.4.3.4 Efecto de la viscosidad líquida.** A mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia que dicha fase opone a fluir, por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

**1.4.3.5 Efecto de la relación Agua-Petróleo.** Excepto para crudos viscosos la relación agua petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal.

**1.4.3.6 Efecto de la energía cinética.** Salvo para altas tasa de flujo en regiones de baja presión (menor de 150lpc) Donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO

En el año 2001 se empezó a producir un crudo extrapesado de aproximadamente 7-9° API de la formación productora San Fernando correspondiente a la unidad T2. A pesar de la alta densidad, el crudo presente en la formación es móvil a condiciones de yacimiento debido a las elevadas temperaturas. La formación San Fernando está situada a una profundidad promedio de 7900 pies, haciendo de esta una de las formaciones que producen crudo extra pesado más profundo del mundo. La formación Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretácico Medio, correspondiente a las unidades operacionales K1 y K2 producen un crudo medio de aproximadamente 20° API.

Este campo está constituido por 46 pozos que comprenden los pozos antiguos de dicho campo, y pozos nuevos, que producen de las formaciones San Fernando y Guadalupe, con crudo que se encuentra en un rango de 8 °API a 20 °API, respectivamente. Dicha zona se encuentra ubicada en una llanura que no presenta grandes cambios de elevación en su topografía a excepción de zona Montelivano, que presenta una declinación creada por el cauce del río Acacias. Con un sistema de levantamiento 44 pozos con bombeo electrosumergible (BES) y 2 pozos con bombeo por cavidades progresivas (PCP).

El sector de estudio corresponde a la cuenca de los Llanos Orientales, localizada en el noreste de Colombia, es una depresión topográfica plana, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros. El límite norte de esta cuenca es la frontera colombo-venezolana; al sur la cuenca se extiende hasta la serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico que afloran al sur del río Guaviare; al límite oriental se caracteriza por afloramientos de rocas

plutónicas. Está recubierta, en gran parte, por rocas del terciario Superior y Cuaternario<sup>19</sup>.

## 2.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

A continuación se describen las características del crudo producido en este campo:

- **Crudo Formación Guadalupe K1 y K2:**
  - Gravedad API: 20
  - Viscosidad: 200 a 300 cp
  - % BSW: 90% a 95%
  - GOR: Despreciable
  
- **Crudo Formación San Fernando T2:**
  - Gravedad API: 8
  - Viscosidad: 2000 cp
  - %BSW: <10%
  - GOR: 100 PCS/BFP a 500 PCS/BFP

---

<sup>19</sup> PEREZ, A. y PUENTES, E. Diseño óptimo de una lechada expansiva evaluando diferentes aditivos a fin de prevenir la formación de micro-anillos, aplicación a un campo colombiano, Colombia. Bucaramanga 2016. Trabajo de grado (Ing de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

### **3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO**

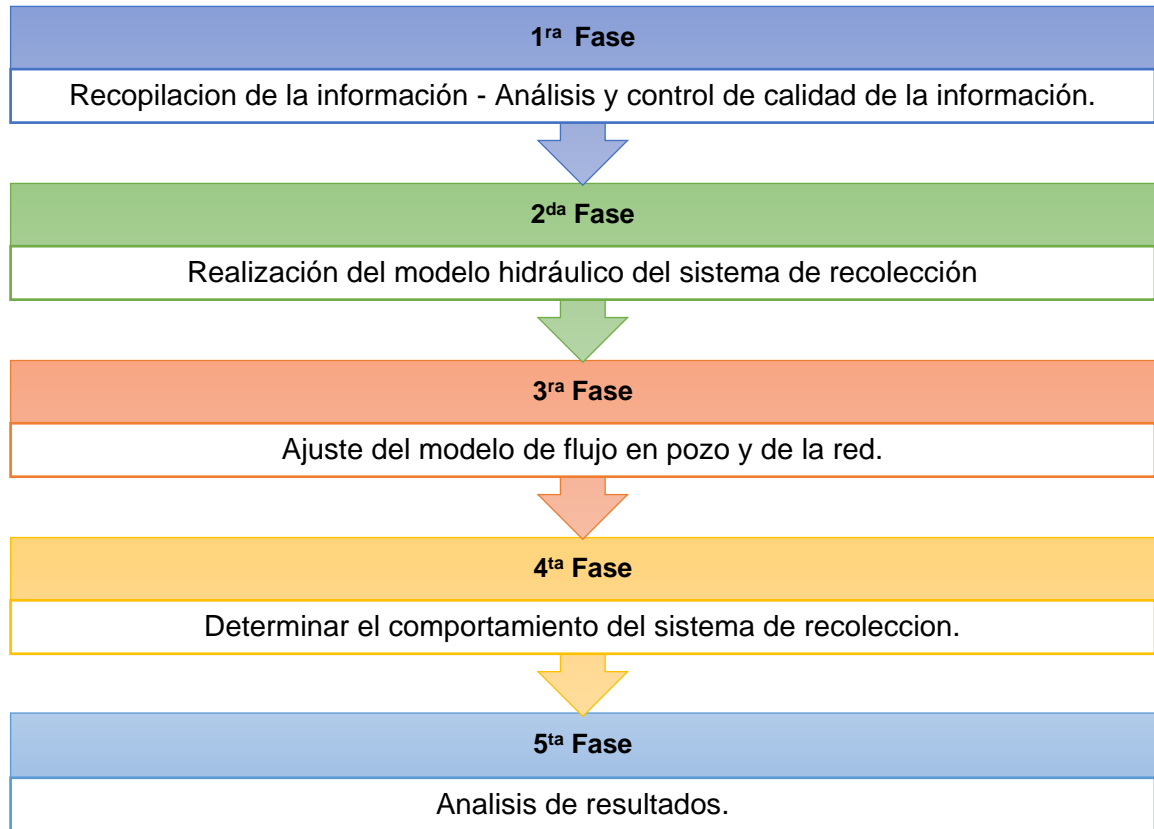
El análisis hidráulico es fundamental para evaluar la capacidad y efectividad del sistema en función del propósito de suministro de manera constante (perfiles de presión, temperatura y retención de líquidos de los pozos en líneas de flujo, sistemas de recolección y otras configuraciones lineales).

Se realiza un análisis de las condiciones actuales del campo basado en su requerimiento y en busca de identificar las limitaciones que se puedan presentar en el sistema para contribuir en el mejoramiento oportuno de las condiciones operacionales del campo, permitiendo la mayor producción de aceite en condiciones económicas rentables.

#### **3.1 METODOLOGÍA**

Para realizar el análisis del comportamiento hidráulico se propone seguir la siguiente metodología de trabajo para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación.

**Figura 8. Metodología**



### **3.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN DE ESTA.**

Esta primera fase de recolección y validación de información, es la base para el desarrollo del modelo de simulación, por ende esta información debe ser confiable, característica y con un mínimo nivel de incertidumbre. Esta información fue suministrada, se obtuvo la información necesaria como reportes de producción, topografía de las líneas de superficie, información general (estados mecánicos, bases de datos, caracterización de fluidos, entre otros), información específica (pruebas de producción, PVT de los fluidos y petrofísica, pruebas de presión, curvas de eficiencia de las bombas).

**3.2.1 Estados mecánicos.** Los estados mecánicos de los pozos constituyen el escenario actual de producción. En los cuales es posible encontrar información de la tubería con la cual fue completado el pozo, diámetro, peso, bombas, y juntas utilizada en la operación; esto es necesario para establecer la distancia existente entre la cabeza de pozo y la entrada de la bomba y la profundidad media de perforaciones. También se encuentra la información del sistema de levantamiento artificial, en esta situación ESP. A continuación se presentan la información de los estados mecánicos.

**Tabla 1. Información de los Estados Mecánicos.**

Clúster/Pozo		Prof. Tubing	OD Tubing	ID Tubing	Espesor Tubing	Prof. Casing	ID Casing	Espesor Casing
#	#	Ft	in	in	in	ft	in	in
CL1	JN-1	7278.62	3.5	2.992	0.254	9404	6.184	0.408
	JN-2	7175.1	3.5	2.992	0.254	9580	6.184	0.408
CL2	JN-3	7254.06	3.5	2.992	0.254	9228	6.184	0.408
	JN-4	7285.7	3.5	2.992	0.254	9512	6.184	0.408
CL3	JN-5	4965.09	3.5	2.992	0.254	9395	6.184	0.408
	JN-6	5440.64	3.5	2.992	0.254	9397	6.184	0.408
	JN-7	7952.54	3.5	2.992	0.254	9545	6.184	0.408
	JN-8	7450.24	3.5	2.992	0.254	9765	6.184	0.408
CL4	JN-9	7579.94	3.5	2.992	0.254	9141	6.184	0.408
	JN-10	7738.86	3.5	2.992	0.254	9446	6.184	0.408
	JN-11	4966.89	3.5	2.992	0.254	9680	6.184	0.408
	JN-12	7850.57	3.5	2.992	0.254	9245	6.184	0.408
CL5	JN-13	6977.05	3.5	2.992	0.254	8769	6.184	0.408
	JN-14	6954.55	3.5	2.992	0.254	8217	6.184	0.408

**Tabla 2. Información de las Bombas del campo.**

Clúster/Pozo		SLA	Fabricante	Modelo	N Etapas	PMP	Intake Pump
#	#					ft	ft
CL1	JN-1	BES	Reda	SN3600	104	8372	7316
	JN-2	BES	Alkhorayet	WG4000*	178	8608	7004
CL2	JN-3	BES	Borest	3600	148	8366	7267

Clúster/Pozo		SLA	Fabricante	Modelo	N Etapas	PMP	Intake Pump
#	#					ft	ft
	JN-4	BES	Reda	SN3600	104	8526	7061
CL3	JN-5	BES	Centrilift	P23	139	8522	4958
	JN-6	BES	Alkhorayet	WD3000	288	8529	5476
	JN-7	BES	Alkhorayet	WG4000*	198	8522	7703
	JN-8	BES	Centrilift	P23	200	8723	7199
CL4	JN-9	BES	Reda	SN3600	139	8267	4975
	JN-10	BES	Borest	5000	139	8575	7478
	JN-11	BES	Alkhorayet	WE5500	164	8488	4903
	JN-12	BES	Centrilift	P62	139	8373	7686
CL5	JN-13	BES	Centrilift	538P37	139	9182	6232
	JN-14	BES	Borest	538-1900	196	8647	6538

**3.2.2 Información de desviación de los pozos:** en los estados mecánicos se obtiene la condición actual del pozo de tal manera que se observa si el pozo es vertical o desviado. En los pozos desviados, se revisa el survey el cual nos proporciona información específica de la profundidad del pozo (MD y TVD).

**3.2.3 Caracterización del fluido.** Para la caracterización de fluidos es necesario obtener información del estudio PVT realizado en la formación productora San Fernando del campo. Por medio de estos nos podemos apoyar para obtener buena caracterización del fluido presente en los diferentes pozos, y así obtener datos precisos para el ingreso del simulador.

**3.2.4 Reportes de producción.** De estos reportes de producción se genera un inventario de toda la información de la producción detallada de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, estos reportes son necesarios para tener una idea de cómo es el comportamiento real del reservorio cuando se hacen cálculos y especialmente para tener un referente cuando se realicen modelos de simulación. En estos reportes se puede obtener información como, corte de agua (BSW), relación gas aceite (GOR), gravedad API y producción diaria para cada uno de los

pozos, para la construcción del modelo Black Oil. En la siguiente tabla se presentan algunos datos de producción.

**Tabla 3. Datos de producción.**

Clúster/Pozo		Q <sub>f</sub>	Q <sub>w</sub>	Q <sub>o</sub>	°API	BSW	GOR
#	#	BFPD	BWPD	BOPD		%	SCF/STB
CL1	JN-1	1434.03	1155.33	278.7	8.2	80.6	6.5
	JN-2	5263.1	5213.6	49.5	9.5	99.1	666.5
CL2	JN-3	3230.6	2975.32	255.28	9.3	92.1	35.3
	JN-4	1711.4	1408.5	302.9	8.2	82.3	42.4
CL3	JN-5	711.2	375.7	335.5	8.3	52.8	16.4
	JN-6	2803.7	2166.1	637.6	8.3	77.3	51.9
	JN-7	1785.6	1305.2	480.4	8.2	73.1	35.4
	JN-8	550.9	94.4	456.5	8.3	17.1	5.4
CL4	JN-9	3136.82	2703	433.82	8.3	86.2	117.0
	JN-10	4354.32	4074.34	279.98	8.3	93.6	123.1
	JN-11	4184	3795.3	388.7	8.3	90.7	44.3
	JN-12	5093	4511.7	581.1	8.3	88.6	131.7
CL5	JN-13	2605.7	1975.1	630.6	8.3	75.8	70.0
	JN-14	1523	879.2	643.8	8.3	57.7	34.8

Este campo cuenta con 5 fuentes de Inyección de Nafta las cuales están conectadas a 5 múltiples. Debido a que el crudo que se presenta en este campo es crudo extra-pesado, estas inyecciones se hacen con el fin de la aumentar el ° API del crudo para que el transporte de este sea con mayor facilidad. En la siguiente tabla 10 se dan a conocer los puntos de inyección, caudal, temperatura y presión de inyección.

**Tabla 4. Datos de Inyección de Nafta.**

MÚLTIPLES	P (psia)	T (°F)	Q (Bbl/d)
CL3	350	93	1470
CL5	355	96	450
CL8	330	90	1537
CL9	210	87	1147.5

CL10	320	89	1115.0
------	-----	----	--------

**3.2.5 Datos del yacimiento:** datos tales como: presión estática del yacimiento, temperatura del yacimiento, permeabilidad y espesor de la zona de interés.

**3.2.6 Parámetros de superficie.** Para realizar el montaje de las líneas de superficie es necesario obtener datos tales como:

- Topografía de las líneas en superficie.
- Longitudes.
- Presión y temperatura de los múltiples.
- Diámetros.
- Gradientes de temperatura.

### 3.3 REALIZACIÓN Y AJUSTE DEL MODELO

En la segunda fase se procede a realizar el montaje de la data para elaborar el modelo hidráulico, luego de recopilar y organizar la información. El montaje se dio de la siguiente manera:

**3.3.1 Ajuste del modelo de flujo en pozo a las condiciones actuales** Se realiza el modelo de cada pozo a las condiciones que cada uno opera. A continuación se presentan los pasos a seguir para el montaje y el ajuste de las condiciones actuales de cada pozo.

**3.3.1.1 Datos de Fluido.** Se realiza la caracterización del fluido que está produciendo cada pozo en el módulo de Black Oil, en este se define variables tales como corte de agua, relación gas aceite, gravedad API, viscosidades, gravedad específica del gas y del agua.

**3.3.1.2 Datos del Yacimiento.** Se ingresan las propiedades del yacimiento tales como presión estática, temperatura, índice de productividad, definir el modelo IPR (los modelos disponibles son Vogel, Jones, Fetkovitch, Well PI, entre otros).

**Figura 9. Datos del Yacimiento.**

Datos de Yacimiento		
Presión Estática	1200	psia
Temperatura	180	F
Modelo IPR	Well PI	
Liq.Pi	0.8153973	STB/d/psi

**3.3.1.3 Datos de Completamiento.** Los datos de completamiento corresponden a los estados mecánicos de cada uno de los pozos. Los cuales incluyen datos como:

- Datos de la Tubería de Producción. Profundidad MD de fondo en el cual se encuentran las diferentes tuberías de completamiento (tubing, liner, casing); además de su diámetro interno (ID) y espesor.
- Perfil de desviación. Se identifica si el pozo esta desviado, Angulo de desviación, MD y TVD.
- Registro geotérmico. Este gradiente nos permite identificar si la tubería está expuesta al aire o aislada. Temperaturas desde fondo de pozo hasta superficie.
- Equipos de fondo. Para cada bomba se ingresan los datos correspondientes, la profundidad de asentamiento, se cargan las curvas de las bombas, la velocidad operacional y RPM.

**3.3.1.4 Ajuste Representativo Modelo de Flujo para las condiciones actuales.**

Toda la información fue ingresada al software, incluyendo datos tales como

(fabricante, modelo de bomba, velocidad de operación, factor de carga, RPM, intake, eficiencia de separador, número de etapas).

Para este ajuste se tiene en cuenta las condiciones actuales que opera cada pozo, los parámetros que requieren actualizar a las condiciones actuales son caudal, presión en cabeza y definir Índice de productividad. Este ajuste se realiza mediante iteraciones modificando el valor del factor de carga para obtener el valor de PIP de operación, teniendo en cuenta el gradiente geotérmico y las diferentes correlaciones.

Se obtiene el valor de IP, el cual va en el módulo de las propiedades de yacimientos del pozo. Logrando un ajuste con un margen de error inferior del 2%.

### **3.3.2 Ajuste del modelo de flujo en superficie a las condiciones actuales**

**3.3.2.1 Datos de las Líneas.** Se crearon las líneas de la red, uniendo cada uno de los pozos. Es necesario contar con datos de distancia horizontal, elevación, diámetro interno, espesor, temperatura y perfil geotérmico de las líneas para ingresar los datos de las líneas de flujo. El perfil geotérmico se ingresa con el fin de tener en cuenta las pérdidas de calor que se pueden generar por la exposición al medio que se encuentra expuesto, ya sea al aire o enterrado.

**Figura 10. Datos de las Líneas de Flujo.**

DATOS DE LA LINEA DE FLUJO					
Diámetro Interno	6.211	inches	Rugosidad	0.0015	inches
Espesor	0.28	inches	Longitud Total	37078348	ft
	Distancia	Elevación	T. Ambiente	Valor U	Medida
	ft	ft	F	Btu/hr/ft2	psia
1	0	1613.8	90	2	
2	3.6417	1614	90	2	
3	14.691	1614.2	90	2	
4	25.558	1614.4	90	2	
5	108.5	1614.5	90	2	
6	117.62	1614.7	90	2	
7	128.94	1614.9	90	2	
8	139.17	1615.1	90	2	
9	199.05	1615.1	90	2	
10	256.79	1614.9	90	2	
11	264.44	1614.7	90	2	
12	271.03	1614.9	90	2	
13	282.35	1615.3	90	2	
14	288.91	1615.5	90	2	

**3.3.2.2 Datos de la fuente de Inyección de Nafta.** Se crean las fuentes de inyección de nafta en cada uno de los múltiples en los cuales se encuentran ubicadas actualmente. Se procede a llenar la información requerida del software tal como temperatura, caudal de nafta.

**3.3.2.3 Selección de las correlaciones.** Se creó una tabla comparativa de las diferentes correlaciones de flujo, determinando cada una de los parámetros (Flujo horizontal y vertical, Hold Up, Mapa de flujo) para determinar la que más se ajusta a las condiciones actuales de este campo.

**Tabla 5. Comparación de Correlaciones.**

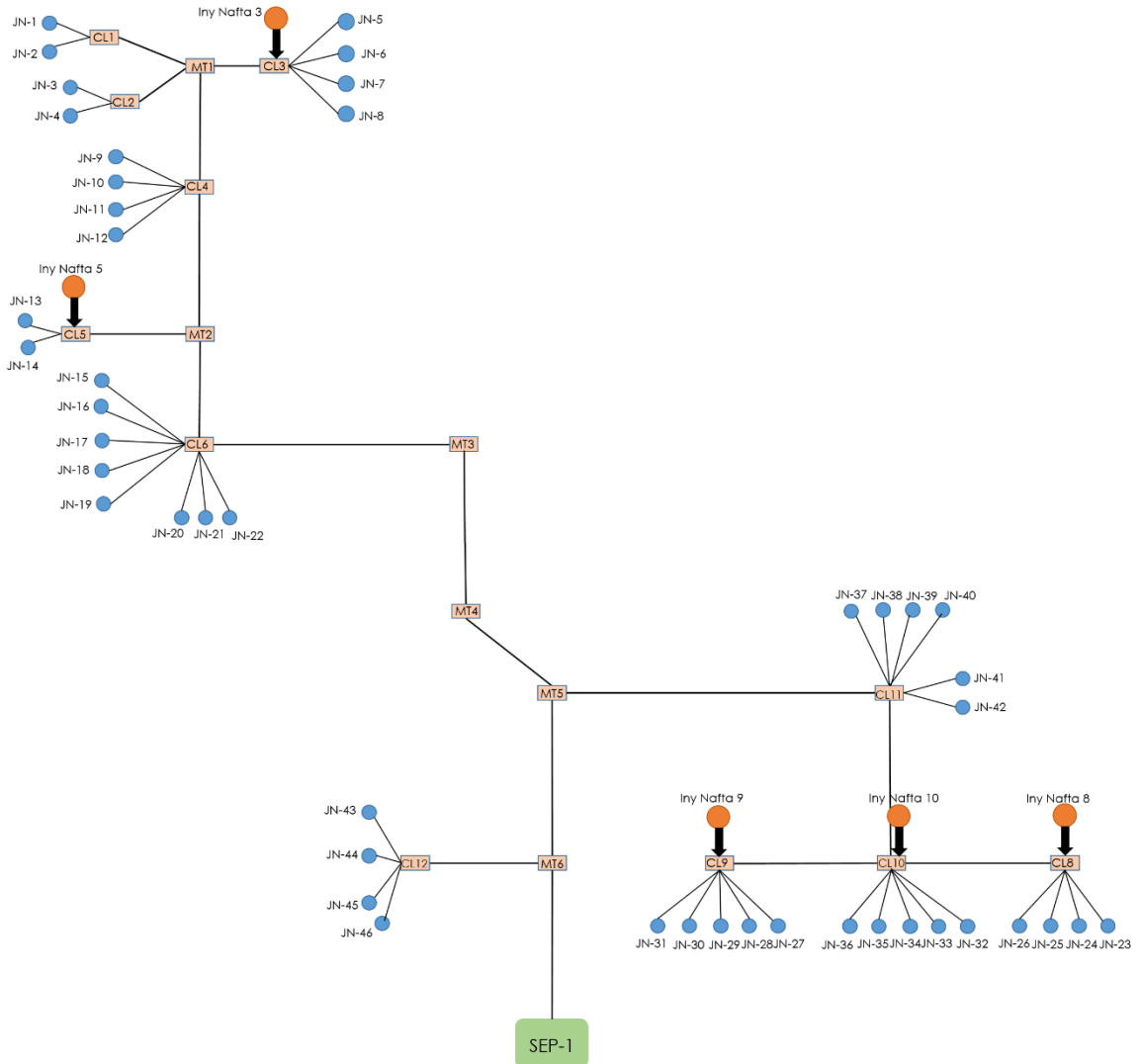
CORRELACIONES	Flujo Horizontal	Flujo Vertical	Hold Up de Líquido	Mapa de flujo
Pottenann y Carpenter	No	Si	No	No
Duns y Ros	No	Si	Si	Si
Hagedorn y Brown	No	Si	Si	No
Orkisewski	No	Si	Si	Si
Begg y Brill Revised	Si	Si	Si	Si
Mukherjee y Brill	Si	Si	Si	Si

La correlación que se ajustó es Begg y Brill Revised, puesto que esta cumple con todos los parámetros establecidos.

**3.3.2.4 Ajuste del Sistema de Recolección.** En el sistema de recolección se cargaron los datos correspondientes a las líneas de flujo. Luego de esto se procede a realizar el ajuste de la red, para el cual se contaba con las presiones y temperaturas de cada múltiple. Este ajuste se da cuando la presión simulada por el software, es similar a la presión real del sistema teniendo como limitante un error del 10%. Para el mencionado ajuste se tiene en cuenta el recorrido del fluido que sale desde el pozo hasta la estación del campo, con el propósito de modelar el comportamiento actual del sistema de recolección. Inicialmente la red para su ajuste se corrió con todos los pozos a presión para mantener una incertidumbre menor a los datos reales de campo debido a que se comienza la simulación con la presión de yacimiento, pero en algunos pozos se observó producciones que no coincidían con un margen de error menor o igual al 10%, por consiguiente se realizó el modelamiento de estos pozos colocando el caudal en cabeza y obteniendo la presión de yacimiento requerida para obtener este caudal en cabeza. Las líneas que no cumplen con el requerimiento se les modifica las correlaciones de flujo (correlación de flujo horizontal y factor de fricción); este procedimiento se repite para cada línea hasta obtener el porcentaje requerido.

Luego de realizar el ajuste, se procede a comparar los datos reales de presión y caudal presentes en el sistema de recolección en los diferentes clúster contra los datos arrojados por el simulador.

**Figura 11. Esquema del sistema de recolección.**



Inicialmente la red para su ajuste se corrió con todos los pozos a presión para mantener una incertidumbre menor a los datos reales de campo debido a que se comienza la simulación con la presión de yacimiento, pero en algunos pozos se observó producciones que no coincidían con un margen de error menor o igual al

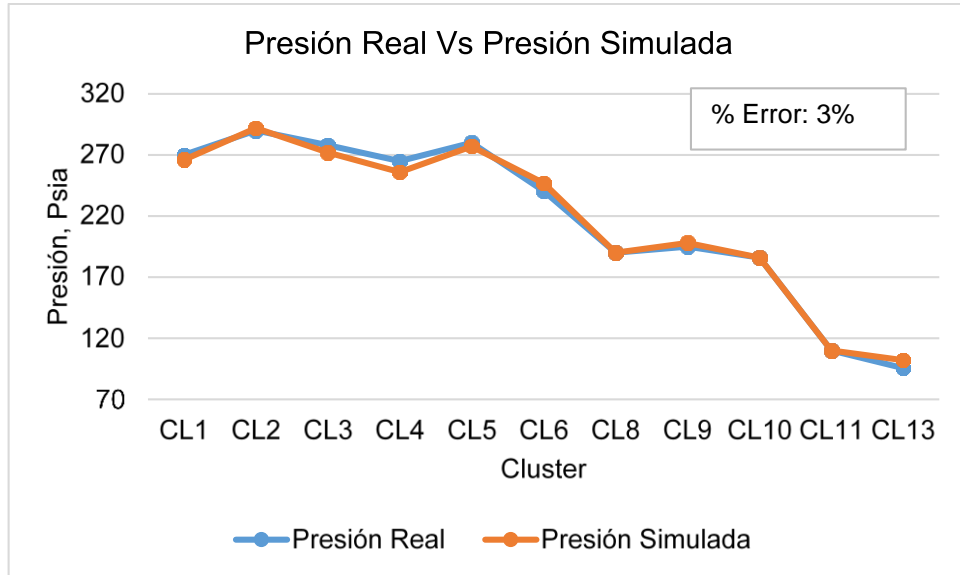
10%, por consiguiente se realizó el modelamiento de estos pozos colocando el caudal en cabeza y obteniendo la presión de yacimiento requerida para obtener este caudal en cabeza.

A continuación se muestran las tablas comparativas de presión y caudal para cada clúster.

**Tabla 6. Presión real Vs Presión Simulada**

CLUSTER	Presión Real	Presión Simulada	Delta Presión	% Error
	Psia	Psia		
CL1	270	266	4	1%
CL2	290	292	-2	1%
CL3	278	272	6	2%
CL4	265	256	9	3%
CL5	280	277	3	1%
CL6	241	247	-7	3%
CL8	190	190	0	0%
CL9	195	198	-3	2%
CL10	186	186	0	0%
CL11	110	110	0	0%
CL13	96	102	-7	7%

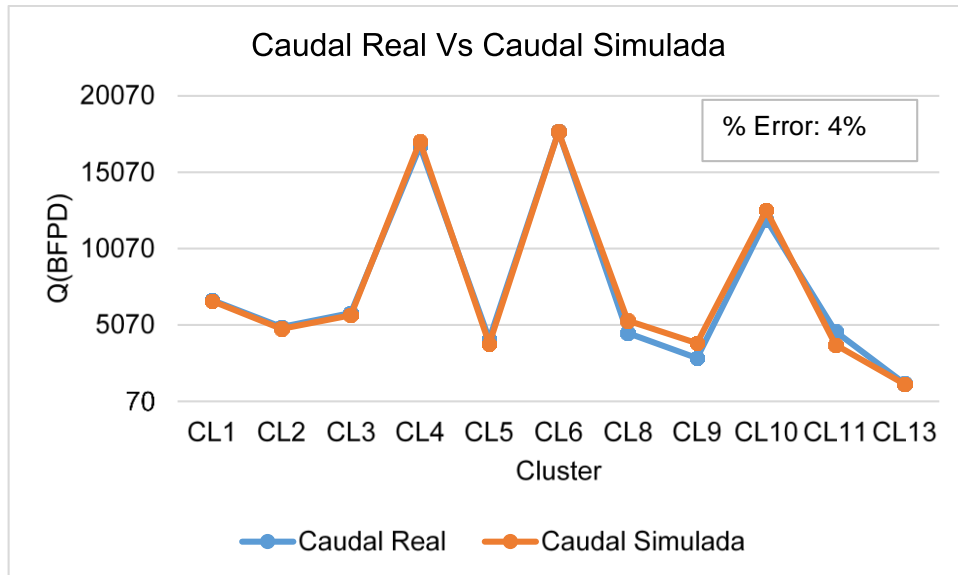
**Figura 12. Presión real Vs Presión Simulada**



**Tabla 7. Caudal real Vs Caudal Simulada**

CLUSTER	Caudal Real	Caudal Simulado	Delta Presión	% Error
	Q(BFPD)	Q(BFPD)		
CL1	6697	6632	65	-1%
CL2	4942	4820	122	-2%
CL3	5851	5701	150	-3%
CL4	16768	17083	-315	2%
CL5	4129	3834	295	-7%
CL6	17722	17713	9	0%
CL8	4543	5358	-815	18%
CL9	2905	3880	-975	34%
CL10	11979	12572	-593	5%
CL11	4644	3771	873	-19%
CL13	1240	1195	45	-4%
<b>TOTAL</b>	<b>81420</b>	<b>82559</b>		

**Figura 13. Caudal real Vs Caudal Simulada.**



Se deduce que la simulación arrojo resultados con buena exactitud. Presentando un valor promedio de 3,5%. Lo que me indica que se logró llevar la simulación al estado real del campo, lo cual nos permitirá hacer de manera acertada el comportamiento del sistema de recolección.

**Tabla 8. Datos reales Vs Simulados en la estación.**

VARIABLE	REAL	SUMILAD O	% ERROR
Qf (BFPD)	82873	84314	2%
Qo (BOPD)	27212	28373	4%
Qw (QWPD)	49941	50222	1%
Qg (MMSFCD)	1.50	1.42	6%
Temperatura	127	130	2%
API	20	16	20%
%BSW	61	60	2%

Comparando los datos reales y los resultados simulados en la estación de recolección, se denota que existe una desviación en el caudal de crudo de 1161 bls lo que representa el 4% de caudal de crudo real. Las desviaciones de los

caudales están en un promedio del 2%, considerándose como una desviación aceptable.

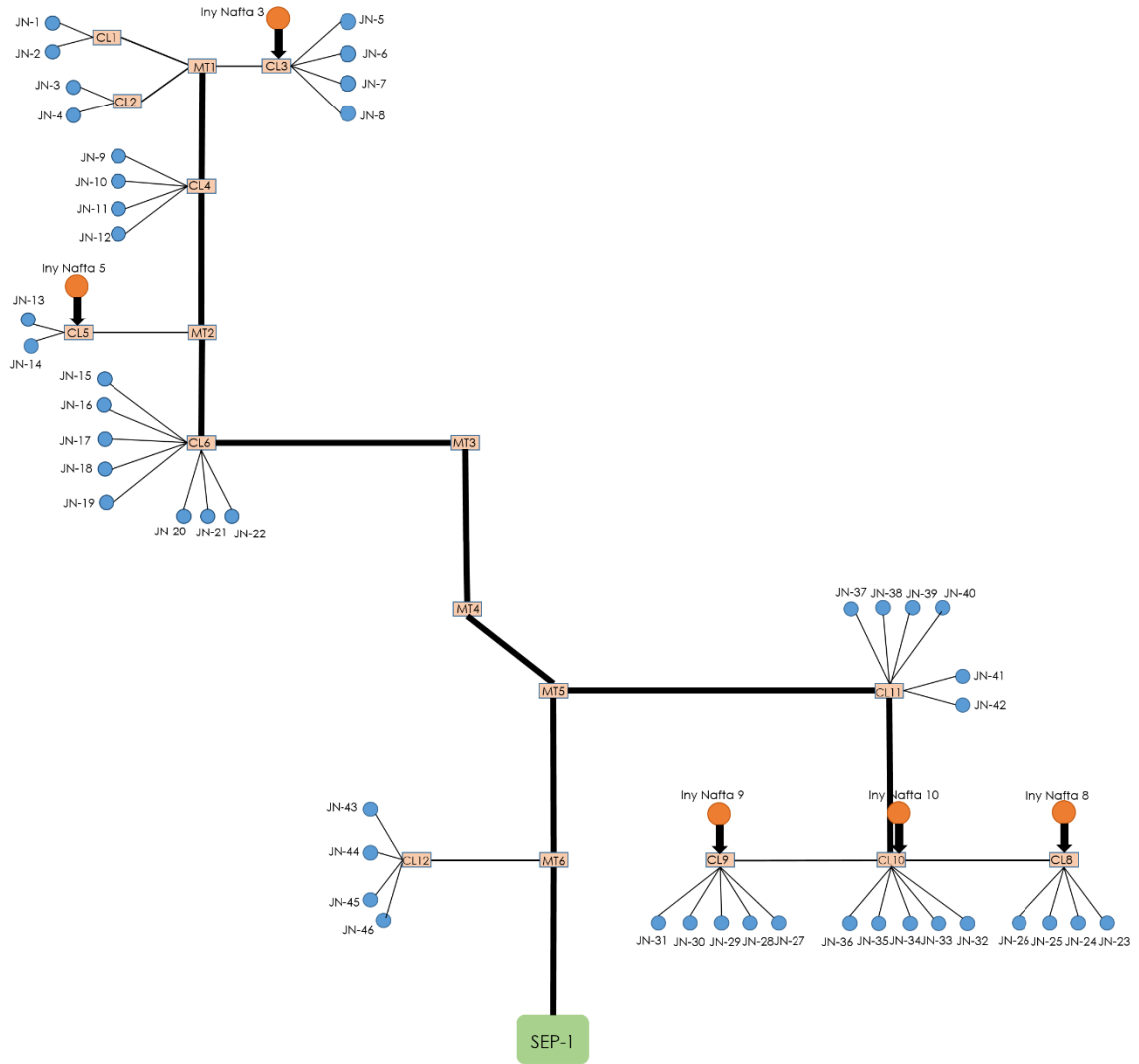
## **4. ANALISIS Y RESULTADO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS**

Una vez calibrado el modelo de red, se realiza el análisis de los diferentes escenarios propuestos con el fin de determinar el análisis hidráulico del sistema de recolección cuando se apagan pozos con altos cortes de agua en este campo. A continuación se dan a conocer los escenarios propuestos:

### **4.1 CASO BASE**

Este caso consiste en evaluar como es el comportamiento hidráulico del sistema de recolección, cuando los 46 pozos que la conforman están activados. Se analizarán estos parámetros en las líneas principales del sistema como se puede observar en la figura 14.

**Figura 14. Sistema de Recolección.**



Los parámetros a analizar son los siguientes:

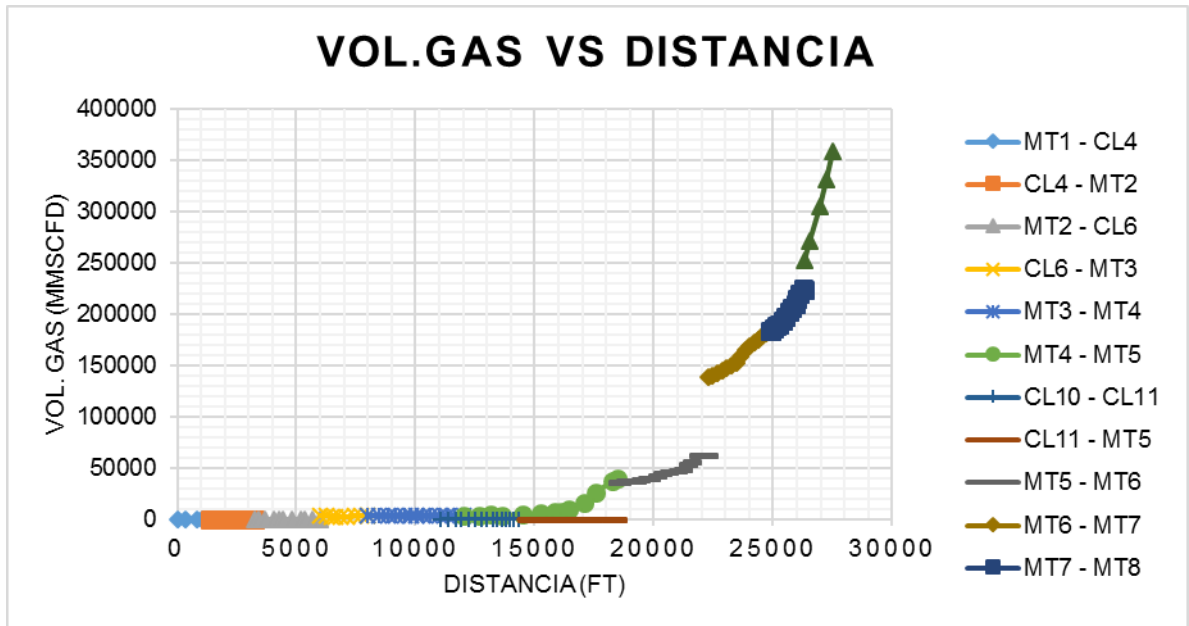
**Tabla 9. Datos obtenidos del caso base.**

LINEAS	Qo	Presión	Elevación	$\mu_o$	Vel. Fluido	Patrón de Flujo
	Bbl/d	Psia		Cp	Ft/s	
MT1-CL4	4395	242	-84.6	273	1.157	Liquido
CL4-MT2	6209	252	-103.0	265	2.226	Liquido
MT2-CL6	7870	240	-165.9	293	2.889	Liquido
CL6-MT3	10436	236	-190.2	480	4.089	Intermitente
MT3-MT4	10418	231	-174.5	637	6.241	Inter – Est. Smooth
MT4-MT5	10274	95	-46.6	1574	3.657	Intermitente
MT5-MT6	33350	76	-9.1	2382	4.553	Inter – Est. Smooth
CL10-CL11	19332	106	-17.4	2243	1.566	Liquido
CL11-MT5	22889	96	-15.1	3593	1.381	Liquido
MT6-MT7	34654	62	-8.0	3072	4.726	Intermitente
MT7-MT8	34627	53	-0.9	3300	7.65	Intermitente
MT8-SEP	34734	40	-84.6	3547	9.616	Intermitente

Obtenido los resultados se procede a realizar el respectivo análisis de estos, para determinar el comportamiento del sistema.

- Desde la línea CL6-MT3, se puede observar presencia de gas, por ende se denota patrones de flujo intermitente y Estratificado Smooth hasta llegar a la línea MT4-MT5, el cual hace que el porcentaje de gas se incremente debido a una caída abrupta de la elevación, provocando un diferencial de presión de 136 psi, desde este punto de la línea el porcentaje de gas se mantiene alto, debido a que el fluido cuenta con altos cortes de agua superiores al 50% haciendo difícil que el gas se vuelva a disolver en el aceite.

**Figura 15. Volumen de gas a través de las Líneas del Caso Base**



En las figuras 15 se puede observar el comportamiento del volumen del líquido y el volumen del gas respecto a la distancia. Se observa en la gráfica que a partir de la línea MT4 – MT5 se incrementa la producción de gas, por ende se empieza a liberar.

- Las velocidades del fluido manejan un rango de 1-12 ft/seg, debido a que el crudo que se transporta en esa línea es pesado y maneja cortes de agua mayores al 50%, manejando un rango de viscosidades desde 273 hasta 3593 Cp, haciendo que el régimen dominante para este caso sea Laminar.

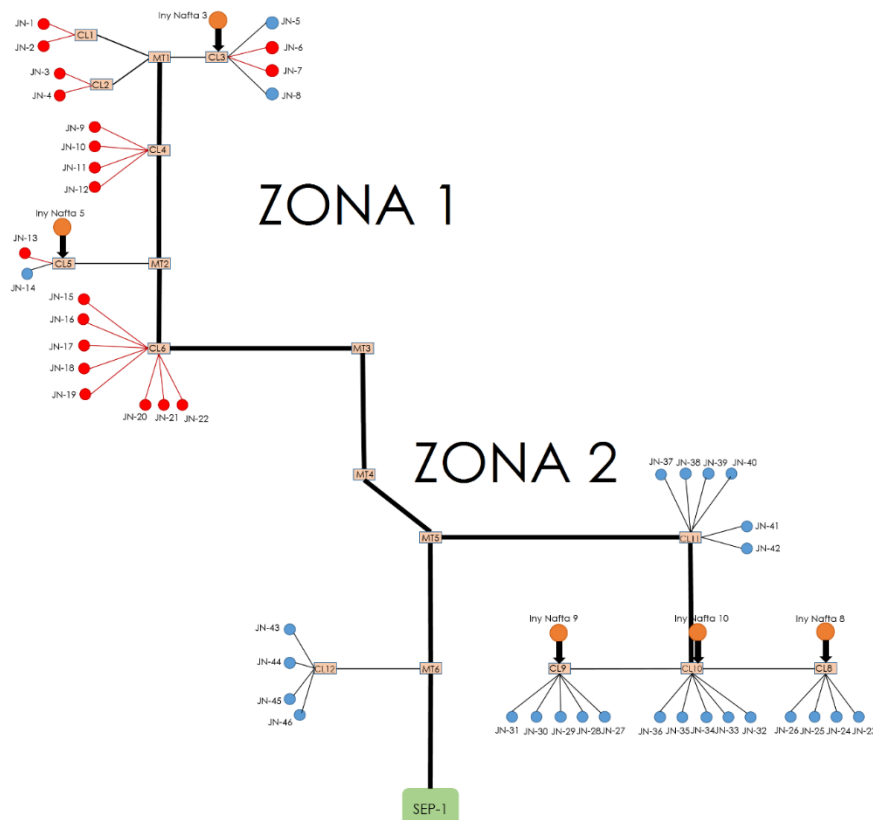
$$Re = \frac{\text{densidad}(\text{velocidad característica del fluido})(\text{diámetro de tubería})}{\text{viscosidad}}$$

Para el análisis fue necesario dividir la troncal en dos zonas, zona 1 va desde el CL1 a MTR5 y Zona 2 va de CL8 a MTR5, para obtener un mejor análisis de resultados.

## 4.2 ESCENARIO 1. POZOS OFF CON UN BSW> 60%

Se seleccionarán en los 46 pozos, los pozos que tenían un BSW>60%, obteniendo como resultado 19 pozos con altos cortes de agua, estos conformando la zona 1. Los cuales aportaban un caudal de 44608 Bbl/d de agua y 6795 Bbl/d de crudo. Para este escenario se realiza la corrida en el software cerrando los pozos seleccionados para determinar cada una de las variables a analizar. A continuación se presenta la figura 16, en la cual se pueden observar los pozos cerrados.

Figura 16. Modelo de Superficie con los pozos cerrados %BSW>60%



Tras realizar la corrida se obtiene los siguientes resultados:

**Tabla 10. Datos obtenidos cuando se cierran pozos con BSW>60%.**

LINEAS	Qo	Presión	Elevación	$\mu_o$	Vel. Fluido	Patrón de Flujo
	Bbl/d	Psia	ft	Cp	Ft/s	
MT1-CL4	2178	110	-84.6	278	0.16	Liquido
CL4-MT2	2173	134	-103.0	411	0.159	Liquido
MT2-CL6	3149	132	-165.9	571	0.302	Liquido
MT3-MT4	3141	156	-190.2	928	0.302	Liquido
MT4-MT5	3142	78	-174.5	919	0.227	Liquido
CL10-CL11	17308	81	-46.6	1709	1.4	Liquido
CL11-MT5	20255	78	-9.1	3037	1.224	Liquido
MT5-MT6	23374	62	-17.4	4572	1.744	Inter – Est. Smooth
MT6-MT7	24733	57	-15.1	7694	0.245	Est. smooth – Inter
MT7-MT8	24714	52	-8.0	8643	2.918	Est. smooth - Inter
MT8-SEP	24828	40	-0.9	9786	3.931	Inter – Est. Smooth

Obtenido los resultados se procede a realizar el respectivo análisis de este, para determinar el comportamiento del sistema.

- En este caso se observa un alivio de presión en las líneas debido a la disminución de flujo, la viscosidad aumenta de una rango de 279 hasta 919 cp comprendido en la zona 1, y en la zona 2 se presenta un rango de 1709 hasta 9786 cp haciendo que la movilidad del fluido se vea afectada en la zona 1 con respecto a la zona 2 por los diferenciales de viscosidad que restringen el paso del fluido en la unión entre estas zonas en la línea de salida ocasionando un cuello de botella, esto también se ve representado por las velocidades del líquido, para la zona 1 es de 0,15 ft/seg hasta 0,302 ft/seg, en cambio la zona 2

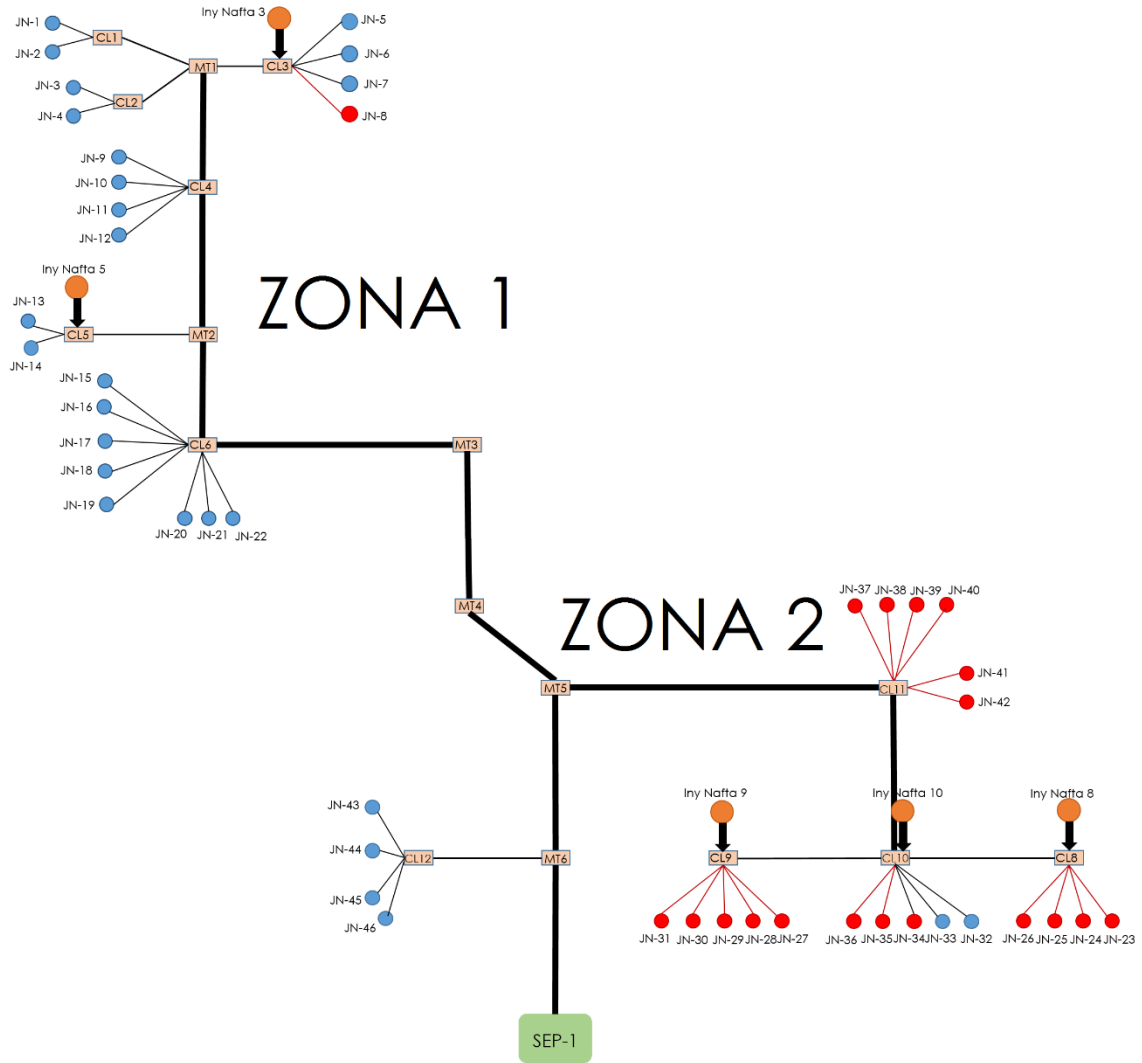
está manejando valores de velocidades desde 1,4ft/seg hasta 3,9 ft/seg lo que me sustenta el análisis.

- La diferencia de viscosidades que se ven en estas zonas es debido a que en la zona 1 los pozos que estaban encendidos al momento de cerrar solo quedan 3 pozos abiertos, se tiene en cuenta que esta zonas tiene inyección de nafta lo cual va a diluir en un 83% la zona 1 y en la zona 2 el porcentaje de dilución es de 20%, haciendo que en la zona 2 contenga un crudo con mayor viscosidad, además la velocidad se ve influenciada porque en esta zona 2 el diferencial de presión fue menor que en la zona 1 debido a que en la zona 2 no se cerró ningún pozo.

#### **4.3 ESCENARIO 2. POZOS OFF CON UN BSW< 60%**

Se seleccionarán en los 46 pozos, los pozos que tenían un BSW<20%, obteniendo como resultado 21 pozos con bajos cortes de agua, estos conformando la zona 2. Los cuales aportaban un caudal de 1498 Bbl/d de agua y 14645 Bbl/d de crudo. Para este escenario se realiza la corrida en el software cerrando los pozos seleccionados para determinar cada una de las variables a analizar. A continuación se presenta la figura 16, en la cual se pueden observar los pozos cerrados.

**Figura 17. Modelo de Superficie con los pozos cerrados %BSW<20%**



En este escenario se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 11. Datos obtenidos cuando se cierran pozos con BSW<60%.**

LINEAS	Qo	Presión	Elevación	$\mu$	Vel. Fluido	Patrón de Flujo
	Bbl/d	Psia	ft	cp	Ft3/s	
MT1-CL4	3901	224	-84.6	181	1.127	Liquido
CL4-MT2	5726	231	-103.0	215	2.205	Estrat.smooth - Inter

LINEAS	Qo	Presión	Elevación	$\mu$ o	Vel. Fluido	Patrón de Flujo
	Bbl/d	Psia	ft	cp	Ft3/s	
MT2-CL6	7394	220	-165.9	249	2.87	Liquido
CL6-MT3	9962	217	-190.2	471	4.141	Intermitente
MT3-MT4	9945	211	-174.5	629	6.264	Intermitente
MT4-MT5	9811	80	-46.6	1533	3.86	Intermitente
CL10-CL11	7763	67	-9.1	80	0.66	Liquido
CL11-MT5	7711	80	-17.4	280	0.493	Liquido
MT5-MT6	17832	62	-15.1	663	6.446	Inter – Est. Smooth
MT6-MT7	19256	49	-8.0	1038	3.924	intermitente
MT7-MT8	19242	44	-0.9	1111	6.72	intermitente
MT8-SEP	19378	40	-84.6	1185	7.954	intermitente

Obtenido los resultados se procede a realizar el respectivo análisis de este, para determinar el comportamiento del sistema.

- En este escenario la presión de la zona 1 no disminuye tanto como en la zona 2, debido a que no se cerró ningún pozo de esta zona, esto ocasiona un aumento de viscosidad debido a la alta velocidad del fluido que permite una mayor movilidad, pero a su vez se da liberaciones de gas más temprana, lo que representa este aumento de viscosidad.

#### 4.4 ESCENARIO 3. INYECCIÓN DE AGUA

Este escenario consiste en tres partes, los cuales corresponden a realizar tres sensibilidades de inyección de agua del 60, 75 y 90% de esta. El volumen a inyectar se obtuvo a partir de los caudales de aceite que se maneja en esa línea. A continuación se describe cada uno de ellos.

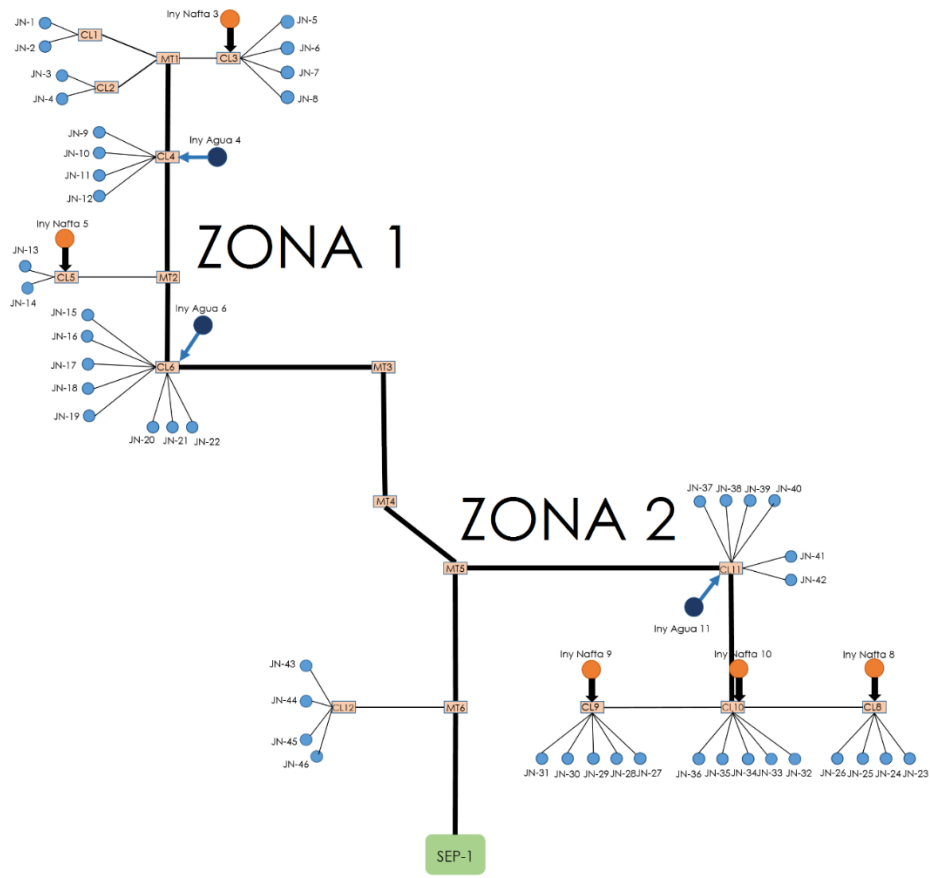
**4.4.1 Caso 1.** Se propuso realizar inyección en los puntos CL4, CL6 y CL11. Con el fin de aumentar la movilidad del crudo y a su aumentar el caudal de crudo, puesto que estos son los puntos estratégicos debido a que pasa la mayor cantidad de fluido.

A continuación se describe el caudal que se inyectara en cada uno de los clúster con sus respectivos porcentajes.

**Tabla 12. Volumen de agua de inyección caso 1.**

CASO 1			
% INYECCIÓN	CL4	CL6	CL11
BSW 60%	6720	12348	26091
BSW 75%	8400	15435	32614
BSW 90%	10080	18522	39136

**Figura 18. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 1.**



**4.4.2 Caso 2.** Se realizó la inyección de agua en los puntos CL4 y CL6. Este caso se planteó debido a que la línea MT4-MT5 se presenta gas, lo cual lo que buscamos es reducir este volumen que se forma y a su vez mejorar la movilidad del fluido reduciendo la viscosidad y aumentar el caudal de crudo.

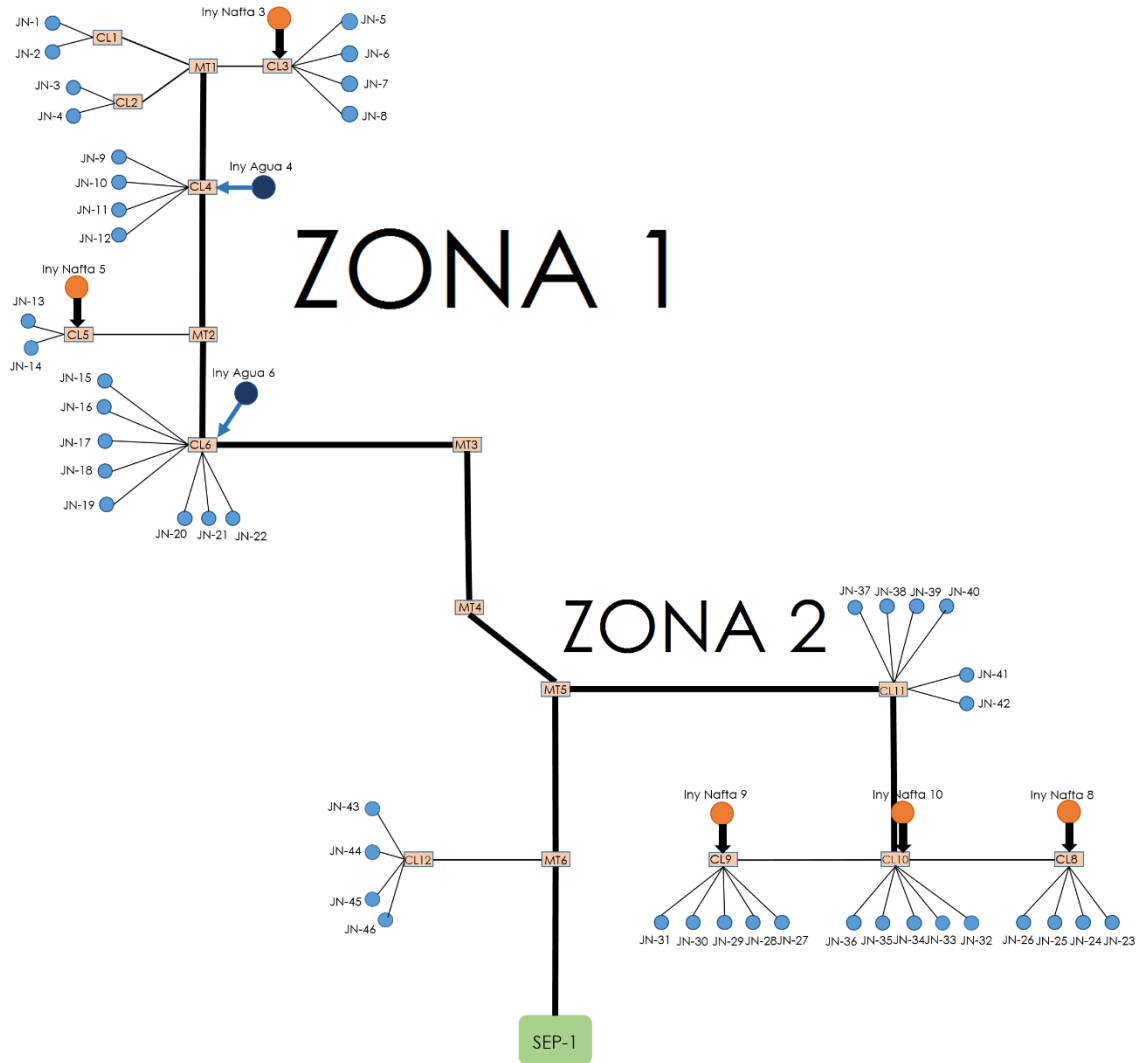
A continuación se describe el caudal que se inyectara en cada uno de los clúster con sus respectivos porcentajes.

**Tabla 13. Volumen de agua de inyección caso 2.**

CASO 2		
% INYECCIÓN	CL4	CL6
BSW 60%	6720	12348
BSW 75%	8400	15435
BSW 90%	10080	18522



**Figura 19. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 2.**



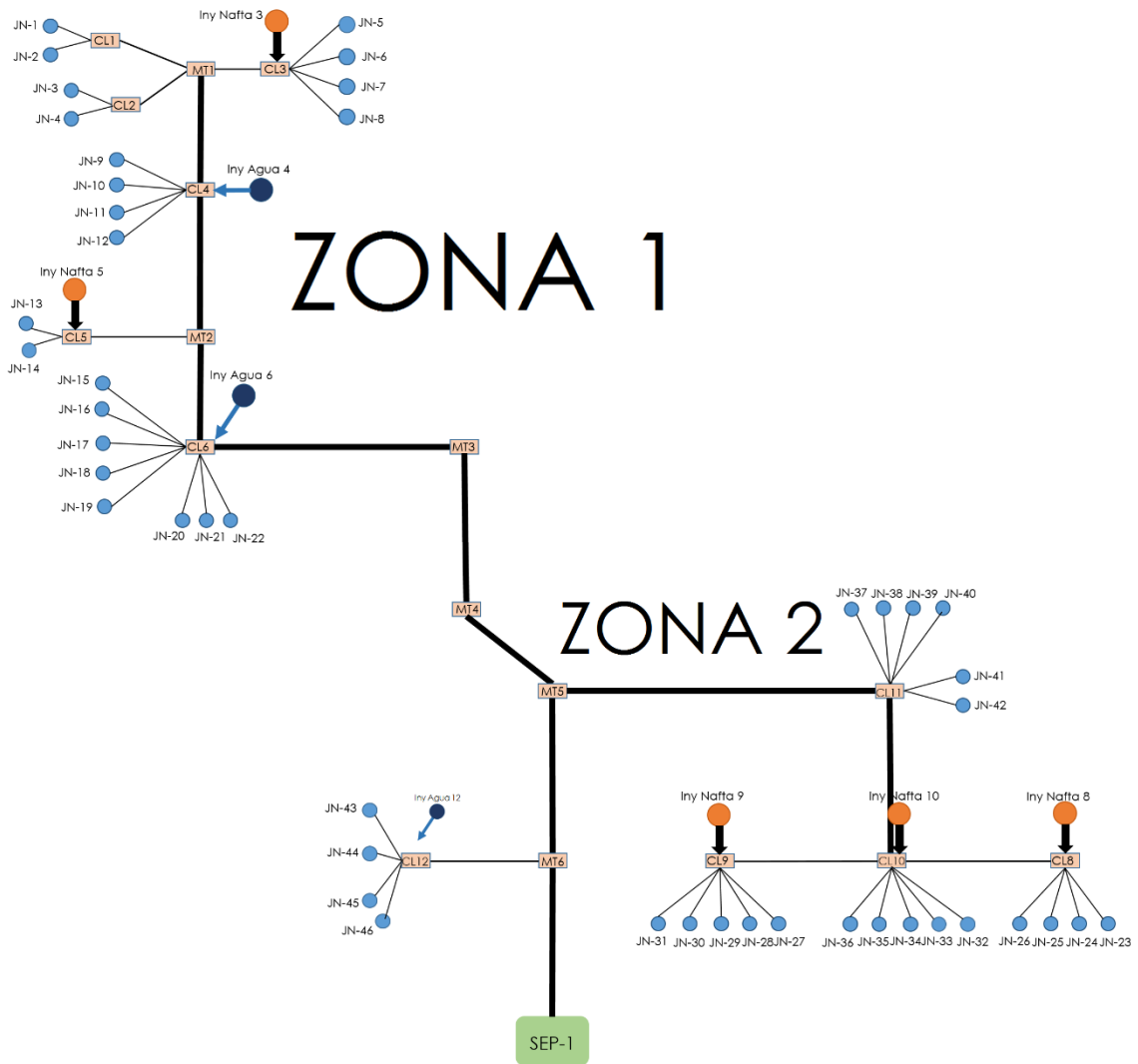
**4.4.3 Caso 3.** Se realizó la inyección de agua en los puntos CL4, CL6 y CL13. Este caso se propuso debido a que en el punto CL13 se están presentando un alto flujo de gas, haciendo la inyección para aumentar presión y así evitar que se produzca tanto gas, y se obtuvo resultados muy parecidos al caso 2, pero con mayor inyección de agua haciendo que no fuera favorable dejar este caso 3.

A continuación se describe el caudal que se inyectara en cada uno de los clúster con sus respectivos porcentajes.

Tabla 14. Volumen de agua de inyección caso 2.

CASO 3			
% INYECCIÓN	CL4	CL6	CL13
BSW 60%	6720	12348	744
BSW 75%	8400	15435	930
BSW 90%	10080	18522	1116

Figura 20. Modelo de Superficie con inyección de agua caso 2.



Luego de realizar los diferentes casos se obtiene los siguientes resultados:

LINEAS	CASO BASE	CASO 1		CASO 2			CASO 3		
	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)	Qo (Bbl/d)
MT1-CL4	4395	4442	4478	4445	4450	4452	4447	4455	4451
CL4-MT2	6209	6272	6308	6279	6280	6283	6280	6287	6283
MT2-CL6	7870	7941	7983	7944	7944	7960	7946	7963	7959
CL6-MT3	10436	10522	10603	10537	10526	10361	10535	10550	10543
MT3-MT4	10418	10506	10586	10520	10508	10345	10519	10534	10527
MT4-MT5	10274	10407	10492	10422	10409	10247	10421	10435	10428
CL10-CL11	19332	15092	14219	19262	19251	19290	19262	19293	19244
CL11-MT5	22889	18255	17482	22781	22789	22818	22792	22822	22768
MT5-MT6	33350	28552	27854	33417	33412	33285	33424	33475	33418
MT6-MT7	34654	29937	29289	34804	34795	34671	34810	34859	34800
MT7-MT8	34627	29908	29277	34774	34765	34641	34779	34828	34769
MT8-SEP	34734	30023	29415	34887	34877	34754	34891	34941	34737
<b>Diferencia Caudal</b>		<b>-4711</b>	<b>-5319</b>	<b>153</b>	<b>143</b>	<b>20</b>	<b>157</b>	<b>207</b>	<b>3</b>

Con respecto al análisis de los casos se observa que en cuanto a caudal de aceite, se determina que el escenario más óptimo para realizar la inyección es el caso tres con una inyección del 75%. Obteniendo un 0,6% más que el caso base. En el caso 1 al momento de realizar la sensibilidad del 90%, se observa que sobre presiona demasiado las líneas no permitiendo la corrida.

#### 4.5 ESTABLECER VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL CORTE DE AGUA

##### VENTAJAS:

- 4 Tener pozos con altos cortes de agua reducen la viscosidad de la mezcla facilitando su movilidad.
- 5 La inyección de agua a líneas de producción de crudos de alta viscosidad y alto corte de agua es viable cuando las líneas no están sobrepresionada,

aumenta su movilidad y a su vez se presentan disminuciones de presión en los clúster.

**DESVENTAJAS:**

- La inyección de agua a líneas de producción se ve limitada a una cantidad de flujo puede ocasionar sobrepresión la línea y restricciones al flujo.
- Se presentan régimen turbulento, puesto que la viscosidad tiende disminuir a menos cortes de agua, y esta es inversamente proporcional a Reynolds.

## 5. CONCLUSIONES

- El modelo simula las condiciones operacionales actuales del campo con un error menor al 4% respecto a los valores reales. Dando confiabilidad para realizar las sensibilidades necesarias de sus variables.
- Se observó que al hacer los escenarios 3 (Caso 2) es el más óptimo para realizar la inyección de caudales de agua en el punto CL4 y CL6, hubo un incremento del caudal de aceite. en la inyección de agua de 60% se obtuvo una ganancia de 157 Bbl/día y en de 75% una ganancia de 207 Bbl/día con respecto al caso base, mientras que en el de 90% hubo perdida de 3 Bbl/día. El valor óptimo de inyección es de 75% de BSW.
- Cuando se realizó en escenario 3 (caso 1) se observó pérdidas en el caudal de aceite, lo cual fue necesario plantear otros punto de inyección para obtener el mayor beneficio de ellos.
- La zona 2 con respecto a la zona 1 aporta más caudal de aceite. Debido a que se tienen menos pozos con cortes de agua más bajos.
- En el escenario 1 y escenario 2, se puede observar que el escenario 1 es mejor en comparación al escenario 2 en producción de aceite, debido a que en el escenario 1 se cierran la mayor cantidad de pozos con altos cortes de agua, además que la zona 2 es la que mayor produce aceite, esto se puede corroborar en el caso base ya que la zona 2 aporta un caudal de aceite de 22889 Bbl/día de aceite mientras que la zona 1 solo aporta 10274 Bbl/día de aceite.

## 6. RECOMENDACIONES

- Ejecutar un estudio financiero para determinar si es viable cerrar los pozos con altos cortes de agua o utilizar una técnica de aislamiento de zonas productoras de agua para mirar su factibilidad.
- Se recomienda Independizar la zona 1 de la zona 2, debido al que al realizar la corrida de 20% y 60% se observa que la suma del volumen de aceite en ambas fue mayor a la producida por la data base.
- Buscar el escenario óptimo para poder hacer la inyección de agua para obtener la mayor cantidad de barriles de aceite del campo.
- Para aplicar este proyecto en campo se recomienda determinar parámetros de rugosidad realizando sensibilidades de este y así asegurar como es el comportamiento de esta en el campo.

## BIBLIOGRAFIA

BOHORQUEZ, Ferney & GOMEZ, Claudia. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. UIS. 2010.

CASTILLO, Gibran; CASTRO, Jorge. Evolución de modelos IPR para pozos productores verticales de crudo extrapesado utilizando una herramienta software, 2015.

GARCIA, Cesar. Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo Extrapesado San Fernando. UIS. 2009.

MONTOYA, Gustavo & GARCIA, Katherina. Determinación de altura de fase y hold up para flujo bifásico líquido-líquido en tuberías horizontales por medio de procesamiento de imágenes. Universidad Simón Bolívar. 2009.

ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

PERÉZ, Carlos. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo Colorados. Uis. 2012.

PIPESIM. User's Guide, Schlumberger, 2009.

PORRAS, Mario & ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. UIS. 2014.

RIVERO, Mary. Evaluación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido de petrocedefío. Universidad de Oriente. 2012.

ROJAS, Gustavo; CHACÓN, John Fredy. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor, 2011.

VALDERRAMA, José O. Información tecnológica - vol. 14 n° 3 - 2013.