

ESTUDIO DEL REDISEÑO DE LA TRONCAL FUA1 Y FUA2 DE UN CAMPO DE LA  
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES A TRAVÉS DE UN SIMULADOR DE  
FLUJO MULTIFÁSICO

JUAN SEBASTIAN DIAZ RUEDA

Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

EDINSON ENRIQUE JIMENEZ BRACHO  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C

2023

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Nombre  
Firma del director

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente Institucional y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigación

**Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretario General

**Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ**

Decana de la Facultad de Ingenierías

**Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO**

Directora del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO (E)**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios por permitirme llegar hasta aquí y estar muy cerca de cumplir el gran sueño y a su vez la gran meta de mi vida de ser finalmente un ingeniero de petróleos, gracias por todas tus bendiciones y darme las fuerzas necesarias para vivir y culminar con éxito esta etapa de universitario.

A mis padres, quienes siempre me apoyaron en todas las etapas de este proceso, incluso en las más difíciles en las cuales quise desistir y ahí estaban ustedes apoyándome permanentemente para no permitirme rendirme y lograr llegar hasta aquí. Gracias por todo lo que me enseñaron, todo estuvo perfecto.

A Ecopetrol S.A y el equipo de trabajo de Caño Sur Este por la oportunidad de vincularme y hacer posible el desarrollo del proyecto de grado, gracias a la compañía pude obtener los datos de campo reales de la operación, hacer uso de sus instalaciones, equipos y software para el desarrollo del trabajo. Agradezco el aporte hecho a mis conocimientos y a mi crecimiento personal y profesional.

Finalmente, a mi alma mater la Fundación Universidad de América gracias por formarme como profesional y brindarme tanto conocimiento.

## **DEDICATORIA**

Primeramente, gracias a Dios por permitirme finalizar este trabajo, por llegar hasta aquí y estar tan cerca de cumplir esta meta, sólo él conoce la dedicación, el esfuerzo y cuánto me costó sacar todo este proceso adelante.

Dedico este trabajo y este logro a mis padres, quienes siempre me apoyaron en todas las etapas de este proceso y no me permitieron rendirme, nunca se los dije, pero ustedes fueron inspiración, cómplices y artífices para lograr llegar hasta aquí. Agradezco los valores inculcados y la educación que me brindaron, espero que finalmente estén muy orgullosos de la persona que ustedes formaron, la persona que he sido, y de la persona que seré.

Hoy dedico este trabajo y este logro especialmente a mi padre, quien me apoyó hasta el último día de su vida en cumplir mi sueño, gracias por enseñarme a ser fuerte, por enseñarme a trabajar, a ser responsable y ganarme las cosas de manera honesta para cubrir los gastos que acarreaba estudiar. Papá lo logré, muchas veces me sentí perdido, pero sé que nunca me soltaste de tu mano mil y mil gracias, desafortunadamente no estás aquí acompañándome en este momento, solo espero que hoy donde te encuentres estés muy orgulloso de mi porque este logro es tuyo también, jamás me olvidaré tu cara de felicidad y lo orgulloso que estuviste al saber que estaba vinculado en Ecopetrol y que estaba cerca de graduarme. Gracias por todo y, por tanto, un abrazo hasta el cielo.

A mi madre y mis hermanas, que han sido partícipes y testigos de las muchas madrugadas, las muchas traspasadas y los muchos sacrificios para llegar hasta aquí, gracias por sus consejos y apoyo.

**JUAN SEBASTIAN DIAZ RUEDA**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS	14
1. MARCO TEÓRICO	15
1.1. Propiedades de los fluidos	15
1.1.1. <i>Composición gas y aceite</i>	
1.1.2. <i>Densidad del aceite</i>	16
1.1.3. <i>Viscosidad del aceite</i>	17
1.2. Historia de producción	18
1.2.1. <i>Mecanismo de producción</i>	18
1.2.2. <i>Tiempo de producción</i>	18
1.2.3. <i>Curva de producción acumulada</i>	18
1.3. Correlaciones de flujo	19
1.3.1. <i>Correlación de Ghetto</i>	20
1.4. Sistemas de levantamiento artificial	23
1.4.1. <i>Bombeo electrosumergible (ESP)</i>	24
1.4.2. <i>Bomba de cavidad progresiva (PCP)</i>	25
1.5. Sistemas de recolección	27
1.5.1. <i>Sistema de recolección radial</i>	27
1.5.2. <i>Sistema de recolección troncal</i>	28
1.6. Flujo multifásico	28
1.7. Patrones de flujo	29
1.7.1. <i>Tuberías horizontales o ligeramente inclinada</i>	29
1.8. Caídas de presión en redes de tuberías	33
2. METODOLOGÍA Y DATOS	35
2.1. Adquisición de datos	37
2.2. Simulación del modelo	37
2.3. Análisis de restricciones	38
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	40
3.1. Simulación base de la Troncal FUA1 y Troncal FUA2	42
3.2. Restricciones del sistema	46

3.2.1. <i>Bajas velocidades del fluido</i>	46
3.2.2. <i>Problemas de movilidad por alto factor de fricción</i>	47
3.2.3. <i>Formación de gas</i>	49
3.3. Capacidad máxima de flujo	51
3.4. Propuestas de rediseño	53
3.4.1. <i>Propuesta 1</i>	53
3.4.2. <i>Propuesta 2</i>	60
3.4.3. <i>Propuesta 3</i>	67
3.4.4. <i>Propuesta 4</i>	74
3.4.5. <i>Propuesta 5</i>	81
4. CONCLUSIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	90
GLOSARIO	92
ANEXOS	94

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> <i>Producción acumulada Campo Cuenca de Llanos Orientales</i>	19
<b>Figura 2.</b> <i>Esquema de un equipo ESP instalado (Hughes)</i>	25
<b>Figura 3.</b> <i>Esquema de un equipo PCP instalado (Hughes)</i>	27
<b>Figura 4.</b> <i>Patrón de flujo burbuja alargada</i>	30
<b>Figura 5.</b> <i>Patrón de flujo de tapón</i>	30
<b>Figura 6.</b> <i>Patrón de flujo de burbuja dispersa</i>	31
<b>Figura 7.</b> <i>Patrón de flujo de neblina</i>	31
<b>Figura 8.</b> <i>Patrón de flujo estratificado liso</i>	32
<b>Figura 9.</b> <i>Patrón de flujo estratificado ondulado</i>	32
<b>Figura 10.</b> <i>Patrón de flujo anular</i>	33
<b>Figura 11.</b> <i>Metodología desarrollada</i>	36
<b>Figura 12.</b> <i>Configuración actual de producción</i>	40
<b>Figura 13.</b> <i>Esquema integrado de la Troncal FUA1 y FUA2</i>	41
<b>Figura 14.</b> <i>Gráfica de elevación a lo largo de la distancia</i>	41
<b>Figura 15.</b> <i>THP campo vs THP simulada</i>	44
<b>Figura 16.</b> <i>Q pruebas de campo vs Q simulado</i>	45
<b>Figura 17.</b> <i>Velocidad del fluido de 0 ft a 50000 ft</i>	47
<b>Figura 18.</b> <i>Factores de fricción en red troncal simulada</i>	48
<b>Figura 19.</b> <i>Presión a lo largo de la distancia</i>	48
<b>Figura 20.</b> <i>Fracción de volumen de gas que fluye vs distancia</i>	49
<b>Figura 21.</b> <i>Fracción de volumen líquido que fluye vs la distancia</i>	50
<b>Figura 22.</b> <i>Fracción de líquido, hold up</i>	50
<b>Figura 23.</b> <i>Gráfica de comportamiento de fracción líquida, hold up</i>	51
<b>Figura 24.</b> <i>Configuración actual de producción</i>	52
<b>Figura 25.</b> <i>Escenario actual y escenario Propuesta 1</i>	53
<b>Figura 26.</b> <i>Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 1</i>	55
<b>Figura 27.</b> <i>Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 1</i>	56
<b>Figura 28.</b> <i>Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 1</i>	57
<b>Figura 29.</b> <i>Comparativo de THP por clúster, propuesta 1</i>	57
<b>Figura 30.</b> <i>Escenario actual y escenario Propuesta 2</i>	60
<b>Figura 31.</b> <i>Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 2</i>	62
<b>Figura 32.</b> <i>Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 2</i>	63

<b>Figura 33.</b> <i>Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 2</i>	64
<b>Figura 34.</b> <i>Comparativo de THP por clúster, propuesta 2</i>	64
<b>Figura 35.</b> <i>Escenario actual y escenario Propuesta 3</i>	67
<b>Figura 36.</b> <i>Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 3</i>	69
<b>Figura 37.</b> <i>Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 3</i>	70
<b>Figura 38.</b> <i>Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 3</i>	71
<b>Figura 39.</b> <i>Comparativo de THP por clúster, propuesta 3</i>	71
<b>Figura 40.</b> <i>Escenario actual y escenario Propuesta 4</i>	74
<b>Figura 41.</b> <i>Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 4</i>	76
<b>Figura 42.</b> <i>Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 4</i>	77
<b>Figura 43.</b> <i>Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 4</i>	78
<b>Figura 44.</b> <i>Comparativo de THP por clúster, propuesta 4</i>	78
<b>Figura 45.</b> <i>Escenario actual y escenario Propuesta 5</i>	81
<b>Figura 46.</b> <i>Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 5</i>	83
<b>Figura 47.</b> <i>Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 5</i>	83
<b>Figura 49.</b> <i>Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 5</i>	84
<b>Figura 50.</b> <i>Comparativo de THP por clúster, propuesta 5</i>	85

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> <i>Propiedades de los fluidos campo de la Cuenca de los Llanos Orientales</i>	15
<b>Tabla 2.</b> <i>Densidad del aceite del campo de la Cuenca de los llanos orientales</i>	16
<b>Tabla 3.</b> <i>Viscosidad del aceite del campo de la Cuenca de los llanos orientales</i>	17
<b>Tabla 4.</b> <i>Rangos de aplicación para la correlación de Ghetto</i>	20
<b>Tabla 5.</b> <i>Porcentaje de error de la simulación base</i>	42
<b>Tabla 6.</b> <i>Velocidad de fluido, caso base</i>	46
<b>Tabla 7.</b> <i>Presión de diseño y propiedades del fluido</i>	51
<b>Tabla 8.</b> <i>Caudal base</i>	52
<b>Tabla 9.</b> <i>Capacidad máxima de flujo</i>	52
<b>Tabla 10.</b> <i>Escenario base de producción del campo</i>	53
<b>Tabla 11.</b> <i>Resultados de la propuesta 1</i>	54
<b>Tabla 12.</b> <i>Resultados de velocidades propuesta 1</i>	55
<b>Tabla 13.</b> <i>Balance volumétrico propuesta 1</i>	59
<b>Tabla 14.</b> <i>Resultados de la propuesta 2</i>	61
<b>Tabla 15.</b> <i>Resultados de velocidades propuesta 2</i>	62
<b>Tabla 16.</b> <i>Balance volumétrico propuesta 2</i>	66
<b>Tabla 17.</b> <i>Resultados de la propuesta 3</i>	68
<b>Tabla 18.</b> <i>Resultados de velocidades propuesta 3</i>	69
<b>Tabla 19.</b> <i>Balance volumétrico propuesta 3</i>	73
<b>Tabla 20.</b> <i>Resultados de la propuesta 4</i>	75
<b>Tabla 21.</b> <i>Resultados de velocidades propuesta 4</i>	76
<b>Tabla 22.</b> <i>Balance volumétrico propuesta 4</i>	80
<b>Tabla 23.</b> <i>Resultados de la propuesta 5</i>	81
<b>Tabla 24.</b> <i>Resultados de velocidades propuesta 5</i>	82
<b>Tabla 25.</b> <i>Balance volumétrico propuesta 5</i>	86
<b>Tabla 26.</b> <i>Comparativo de resultados de las propuestas</i>	87

## RESUMEN

Este documento se centra en el estudio de las troncales de transferencia en un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales. El campo experimentó un crecimiento potencial y comenzó su producción en 2016. Actualmente, se han perforado 93 pozos en el campo, y se han identificado problemas en las troncales FUA1 y FUA2, como sobrepresiones y flujo deficiente. El objetivo del estudio es realizar un análisis de las troncales FUA1 y FUA2 utilizando un simulador de flujo multifásico PIPESIM, considerando la configuración actual operativa de los pozos.

Para realizar la simulación se recolecta la información del terreno por el cual están construidas las troncales, propiedades de los fluidos, geometría y estado mecánico de cada uno de los pozos, y los datos operativos reales de los pozos activos. Con los resultados de la simulación, se buscan las restricciones que se tengan presentes en las líneas de flujo, con base a estas se proponen alternativas de mejora y recomendaciones para mejorar el flujo en las troncales de transferencia y optimizar el sistema de producción en el campo.

Se analizan dos troncales específicas, Troncal FUA1 y Troncal FUA2. La Troncal FUA1 tiene un diámetro de 12" y no cuenta con recubrimiento térmico, lo que ha causado problemas de sobrepresión y aumento de la presión en los pozos más alejados. Por otro lado, la Troncal FUA2 presenta dos diámetros (20" y 30") y se plantea que no está completamente empaquetada o presenta bajas velocidades de los fluidos.

Finalmente, se da la recomendación de implementar la mejor de las propuestas con base a sus resultados, la cual debe cumplir con el aumento de la velocidad en las líneas de flujo y a su vez disminuir la presión del sistema.

**Palabras clave:** troncales de transferencia, simulador de flujo multifásico, optimización del flujo, sobrepresión, recubrimiento térmico, energía de los pozos, Cuenca de los llanos orientales.



## INTRODUCCIÓN

En un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, que se considera relativamente nuevo ha venido presentando un crecimiento potencial, en el año 2013 se declaró su comercialidad e inició su producción en el año 2016 después de una recesión a raíz de la caída del precio del barril.

El campo cuenta con unas troncales de transferencia, las cuales conectan los clústeres de cada locación de los pozos con la facilidad de producción que está finalizando su etapa de construcción; dichas troncales son el objetivo de estudio, a la fecha se tienen 93 pozos perforados. Actualmente la troncal FUA1 presenta sobrepresiones significativas y en la troncal FUA2 el fluido no está fluyendo, al punto de taponarse en ocasiones.

Una vez conocidas las propiedades del fluido de pozos que fluye en las troncales de recolección se realizará un análisis nodal, se planea modelar la troncal FUA1 y FUA2, con la configuración actual de distribución de los fluidos y los parámetros operativos actuales mediante un simulador de flujo multifásico, de esta manera con los resultados obtenidos en la simulación se podrá evaluar alternativas y/o posibles recomendaciones que permitan mejorar el flujo de las troncales de transferencia y tomar decisiones con algunas alternativas de optimización para el sistema de producción actual en el campo de la Cuenca de los llanos orientales.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Estudiar el rediseño de la troncal FUA1 y FUA2 de un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales a través de un simulador de flujo multifásico

### **Objetivos específicos**

1. Describir las propiedades de los fluidos de producción y la configuración estructural actual de la red de recolección de la troncal FUA1 y FUA2.
2. Simular el modelo de los pozos y las líneas de recolección de la troncal FUA1 y FUA2 usando datos de la configuración actual para detectar los problemas presentes.
3. Analizar las restricciones del flujo que se presentan en la actualidad, para posteriormente buscar opciones de mejora de la red de cada una de las troncales de recolección mediante un análisis nodal.
4. Comparar el escenario actual, con las opciones de mejora propuestas buscando una mejor movilidad de los fluidos en el sistema de recolección.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1. Propiedades de los fluidos

**Tabla 1.**

*Propiedades de los fluidos del campo de la Cuenca de los Llanos Orientales.*

<b>Gravedad API</b>	12,5-13,9	°API
<b>GOR</b>	8,7	SCF/STB
<b>Presión de yacimiento</b>	1150	psi
<b>Presión de burbuja</b>	80	psi
<b>Factor volumétrico</b>	1,0044	
<b>BSW promedio</b>	90,1	%
<b>Densidad del aceite</b>	0,972	g/cc

*Nota.* Tabla de propiedades PVT del fluido, elaborada con base a los resultados de la prueba PVT del fluido de campo de estudio.

Las propiedades PVT de fluidos del yacimiento permiten determinar propiedades de los fluidos para luego entablar estrategias de producción, optimizar equipos de tratamiento y transporte, y prevenir distintas complicaciones operacionales como corrosión, entre otras. Si las muestras analizadas no son “representativas”, los análisis resultantes tampoco serán “representativos”; carecerán de fundamento real, aunque estén hechos con las mejores pruebas de laboratorio.

En este apartado se definen conceptos de mayor prioridad en el análisis PVT relacionados con la caracterización y evaluación de los fluidos del yacimiento. [3]

#### 1.1.1. *Composición de gas y aceite*

Hay varias hipótesis acerca de la formación del petróleo a partir de materiales orgánicos. Estos puntos de vista sugieren que la composición de un reservorio depende del ambiente de depositación, su madurez geológica, y la ruta de migración desde la roca fuente hasta la trampa. Los sistemas de hidrocarburos en fase gaseosa se componen principalmente de moléculas de hidrocarburos de tamaños pequeños y medianos, además de algunos compuestos ligeros que no son hidrocarburos tales como nitrógeno y carbono dióxido, mientras que los aceites (sistemas de hidrocarburos en fase líquida) se componen fundamentalmente de compuestos más pesados. Las mezclas de hidrocarburos están formadas principalmente por componentes ligeros y pesados, la clasificación entre gas o líquido depende de la fracción de estos componentes. [3]

### 1.1.2. Densidad del aceite, $\rho_0$

La densidad es la propiedad física que relaciona la masa y el volumen. La densidad del petróleo crudo se puede determinar a partir de:

- La gravedad específica del aceite crudo.
- La gravedad de gas solución.
- Relación gas-aceite solución.
- Factor de volumen de formación de petróleo (FVF). [3]

**Tabla 2.**

*Densidad del aceite del campo de la Cuenca de los Llanos orientales.*

Presión psia	Densidad g/c.c
1513	0,94887
1213	0,94765
1013	0,94683
813	0,94601
713	0,94562
513	0,94481

*Nota.* Tabla de densidad del aceite del campo de estudio, datos obtenidos de los resultados de la prueba PVT realizada al fluido de campo

En cualquier condición, la densidad será definida por:

$$\rho_0 = \frac{W_0 + W_g}{V_0 + \Delta V_g} \quad (1)$$

Dicho de forma más rigurosa con propiedades PVT, esta relación se convierte en:

$$\rho_0 = \frac{62.42796\gamma_0 + 0.0136\gamma_g^{R_s}}{B_0} \quad (2)$$

Donde,

$W_0$  = Peso del aceite, m.

$W_g$  = Peso del gas, m.

$V_0$  = Volumen de aceite,  $L^3$

$V_g$  = Volumen de gas,  $L^3$

$$B_0 = FVF \text{ del aceite, } \frac{bbl}{STB}$$

$$\gamma_o = \text{Gravedad específica del aceite.}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas.}$$

Esto es válido para todas las condiciones de presión y temperatura para la cual estas propiedades se determinan. Como se expresa, esta ecuación proporciona la densidad con las unidades de  $\left(\frac{lbm}{ft^3}\right)$ . [3]

### 1.1.3. Viscosidad del aceite, $\mu_o$

**Tabla 3.**  
*Viscosidad del aceite del campo de la Cuenca de los Llanos Orientales.*

Presión psia	Viscosidad cP
1299,7	880,988
1238	868,393
1114,7	843,223
896,7	799,309
620,7	743,304
352,7	698,248
14,7	637,066

**Nota.** Tabla de viscosidades del aceite a diferentes presiones, resultados obtenidos de la prueba PVT realizada al fluido de campo de estudio.

La viscosidad de un líquido está relacionada con el tipo y tamaño de las moléculas que componen el líquido. La variación de la viscosidad del líquido con la estructura molecular no se conoce con exactitud; sin embargo, las viscosidades de los líquidos que son miembros de una serie homóloga pueden ser conocidas puesto que varían de manera regular, al igual que la mayoría de otras propiedades físicas. Por ejemplo, la parafina pura presenta un aumento regular de la viscosidad de acuerdo con el tamaño y la complejidad de las moléculas. [3]

## **1.2. Historia de producción**

En esta sección se hará mención del método y tiempo de producción, además del número de pozos y las curvas de producción acumulada del Bloque. [24]

### **1.2.1. Mecanismo de producción**

En el bloque se presenta como mecanismo de producción el empuje hidráulico, ya que se encuentran apoyados por un acuífero activo, que soporta la presión del yacimiento.

Este mecanismo genera un barrido, puesto que el agua contenida, invade los espacios porosos, ocupados originalmente por el hidrocarburo, causando un influjo que permite el desplazamiento inmiscible del petróleo. [24]

### **1.2.2. Tiempo de producción**

El Campo inició la producción en el 2011 con los pozos Mito-1 y Pinocho-1. Para mayo de 2014, con la operación de 15 pozos, el campo logró una producción de 2500 barriles de petróleo por día, siendo el nivel más alto alcanzado, debido a las pruebas de producción mediante facilidades tempranas en los clústeres. [24]

En el año 2013, el campo produjo 40.000 barriles de petróleo por día, con los cuales se buscaba llegar a la meta de un millón de barriles estimada para dentro de dos años.

Entre febrero y septiembre del 2016, el campo suspendió la producción a causa del incremento en los costos para las operaciones, puesto que, se vio influenciado por la caída de los precios del petróleo. [24]

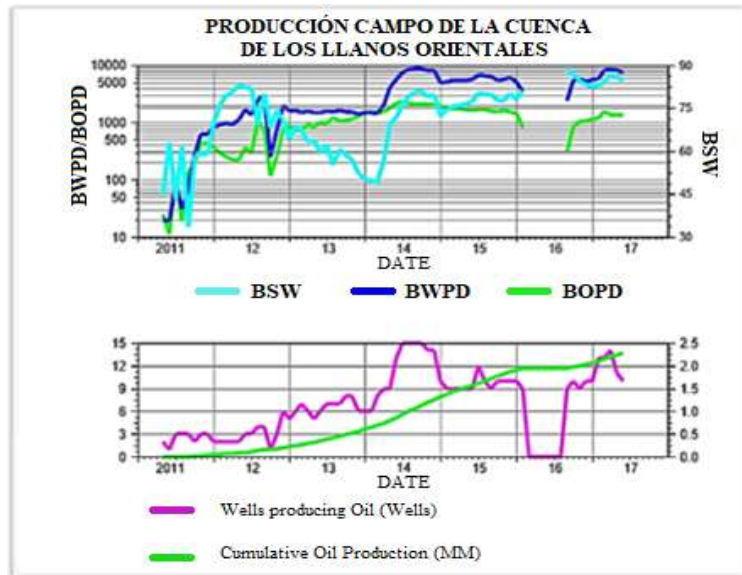
Después de la reactivación de las operaciones, en septiembre de 2017 el campo tuvo una producción promedio, para ese mes, de 1714 barriles de petróleo por día y 9639 barriles de agua por día. [24]

### **1.2.3. Curva de producción acumulada**

En este ítem, se presenta la gráfica de producción acumulada del campo C, desde el inicio de su historia de producción hasta el año 2017, ilustrado en la Figura 1.[24]

**Figura 1.**

*Producción acumulada Campo Cuenca de Llanos Orientales*



**Nota.** Gráfico de producción acumulada 2011-2017 del campo de estudio. Tomado de ECOPETROL S.A Informe Plan de Desarrollo Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. 2017. Pág. 13. [24]

Las operaciones de producción inician en el 2011, marcando un alto corte de agua, como se puede observar en la Figura 4. Durante los dos siguientes años, la producción del bloque iba aumentando, hasta que para el 2014 se alcanza el nivel de producción más alto, mostrando así, el mayor pico entre los 1000 y 5000 barriles de petróleo por día.

Durante el 2015, se observa una disminución despreciable. Como se observa en la gráfica, para el 2016, hay una interrupción en la producción, esto se debe al cierre del campo por la caída del precio del barril.

Para finales de este mismo año, la producción del campo se reanuda, y llegando al 2017 a un promedio de 1714 BOPD al mes de noviembre. [24]

### 1.3. Correlaciones de flujo

“Un tema persistente a lo largo del estudio del flujo multifásico ha sido la necesidad de modelar y predecir el comportamiento, y los fenómenos que estos manifiestan. La complejidad de los sistemas de producción, la variación de las propiedades de los fluidos (líquido, gas) en función de la presión y la temperatura, y la existencia de una diversidad de correlaciones para el cálculo de características hidráulicas, ocasionan que el diseño de sistemas multifásicos sea complejo

para la producción ingenieril.

En la actualidad, los modelos de flujo multifásico en estado estacionario y transitorio están firmemente adscritos a herramientas de simulación, facilitando el estudio del comportamiento del sistema de producción desde el yacimiento hasta el separador. Sin embargo, uno de los grandes retos para la descripción de estos procesos, es realizar una especificación adecuada de los requerimientos que conlleven al desarrollo de la caracterización del flujo de manera exitosa.” [4]

A continuación, se procederá a describir en detalle la correlación de flujo usada en el simulador en estado estable para redes de recolección de flujo multifásico en este estudio.

### 1.3.1. Correlación de Ghetto, g. (1994)

La correlación de Ghetto fue desarrollada en 1994, De Ghetto, Paone y Villa hicieron una revisión en busca de mejorar la precisión de las correlaciones presentadas por (Beggs, 1975), (Ng, 1983), (Kartoatmodjo, 1991) y (Labedi, 1992), los autores introdujeron una nueva estrategia para lograr correlacionar la viscosidad de crudo muerto, saturado y subsaturado basadas en diferentes rangos de °API. [5]

**Tabla 4.** Rangos de aplicación para la correlación de Ghetto.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor máximo
$\gamma$ API	°API	6	56,8
Pb	Psia	107,33	6613,82
Ty	°F	80,6	341,6
Bo	bl/bl	1,034	2,887
R	Pie <sup>3</sup> /bl	8,61	3298,66
$\gamma$ gsp	(aire=1)	0,605	1,53
$\gamma$ g	(aire=1)	0,624	1,789
Psep	Psia	14,5	868,79
Tsep	°F	59	194
Py	Psia	242,22	15304,62
Rst	Pie <sup>3</sup> /bl	4,39	527,43
Rsp	Pie <sup>3</sup> /bl	8,33	2985,84

**Nota.** Tabla de rangos de aplicación en los cuales puede ser aplicada la correlación de Ghetto. Tomado de D. O. Ruiseco Martínez, «Estudio comparativo de los modelos de correlación PVT y ecuaciones de estado cúbicas con datos experimentales, TESIS,» UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, FACULTAD DE INGENIERÍA, p.184, 2019. Disponible en: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3503858>



Para nuestro estudio tenemos crudos pesados, y se establecen las siguientes ecuaciones:

$$P_b = C_1 \left[ \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T_y}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right], \quad (12)$$

Donde,

$$C_1 = 15.7285$$

$$C_2 = 0.7885$$

$$C_3 = 0.0020$$

$$C_4 = 0.0142$$

$P_b$  = Presión de burbuja, psia.

$R_{sb}$  = Relación Gas disuelto – Aceite a  $P > P_b$ ,  $\frac{pie^3}{Bl}$ .

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1)

$T_y$  = Temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_{API}$  = Densidad del aceite, °API. [6]

Relación gas disuelto, Rs.

$$Rs = \frac{\gamma_{gc} P^{C_1}}{C_1} 10^{\frac{C_2 \gamma_{API}}{T_y + 460}}, \quad (13)$$

Donde,

$$C_1 = 1.2057$$

$$C_2 = 56.434$$

$$C_3 = 10.9267$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[ 1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sep} \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \quad (14)$$

Donde,

$R_{sb}$  = Relación Gas disuelto – Aceite a  $P > P_b$ ,  $\frac{pie^3}{Bl}$ .

$\gamma_{gc}$  = Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1)

$P$  = Presión de interés, psia.

$\gamma_{API}$  = Densidad del aceite, °API.

$T_y$  = Temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1)

$T_{sep}$  = Temperatura del separador, °F.

$P_{sep}$  = Presión del separador, psia. [6]

Compresibilidad del aceite:

$$C_o = \frac{-2841.8 + 2.9646R_s + 25.5439T_y - 1230.5\gamma_{gc} + 41.91\gamma_{API}}{Px10^5}, \quad (15)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[ 1 + 0.5912\gamma_{API}T_{sep} \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \quad (16)$$

Donde,

$C_o$  = Compresibilidad isotérmica del aceite,  $\text{psi}^{-1}$ .

$R_s$  = Relación Gas disuelto – Aceite,  $\frac{\text{pie}^3}{\text{Bl}}$ .

$T_y$  = Temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_{gc}$  = Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1)

$\gamma_{API}$  = Densidad del aceite, °API.

$P$  = Presión de interés, psia.

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1)

$T_{sep}$  = Temperatura del separador, °F.

$P_{sep}$  = Presión del separador, psia. [6]

Viscosidad del aceite saturado.

Aceite muerto,  $\mu_{od}$ .

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 2.06492 - 0.0179\gamma_{API} - 0.70226\log T_y, \quad (17)$$

Donde,

$\mu_{od}$  = Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y  $T_y$ , cp.

$\gamma_{API}$  = Densidad del aceite, °API.

$T_y$  = Temperatura del yacimiento, °F. [6]

Aceite saturado,  $\mu_{ob}$ .

$$\mu_{ob} = -0.6311 + 1.078A + 365.3 \times 10^{-5} A^2, \quad (18)$$

Donde,

$$A = (0.2478 + 0.6114 \times 10^{-0.000845R_s}) \mu_{od}^{(0.4731 + .5158b)},$$

$$b = 10^{-0.00081R_s},$$

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a  $P \leq P_b$  cp.

$R_s$  = Relación Gas disuelto – Aceite,  $\frac{\text{pie}^3}{\text{Bl}}$ .

$\mu_{od}$  = Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y  $T_y$ , cp.

$$\mu_o = C_1\mu_{ob} + C_2(P - P_b)(C_3\mu_{ob}^{1.7933} + C_4\mu_{ob}^{1.5939}), \quad (19)$$

Donde,

$$C_1 = 0.9886.$$

$$C_2 = 2.763 \times 10^{-3}$$

$$C_3 = 115.3 \times 10^{-4}$$

$$C_4 = 0.0316.$$

$\mu_{od}$  = Viscosidad del aceite bajo saturado ( $P > P_b$ ), cp  
 $\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a  $P \leq P_b$  cp.

$P$  = Presión de interés, psia.

$P_b$  = Presión de burbuja, psia. [6]

#### 1.4. Sistemas de levantamiento artificial

Cuando un pozo no produce cantidades suficientes de hidrocarburos debido a la energía natural del yacimiento, es necesario suplir dicha energía por algún sistema de levantamiento artificial. Adicionalmente, este hecho es más notorio cuando se trata de producir crudos pesados y extrapesados debido a su alta viscosidad, al agua incorporada dentro del crudo en forma de emulsiones directas aumentando considerablemente la viscosidad de los sistemas.

Otro factor para tomar en cuenta es la densidad o gravedad API de los sistemas por la columna estática que se genera. Una de las características de los crudos pesados y extrapesados, es su alto porcentaje de azufre (entre el 2% y el 5%), el cual induce problemas de corrosión en los elementos mecánicos del sistema de levantamiento. [7]

##### 1.4.1. Bombeo electro sumergible (ESP)

El principal componente del Bombeo Electro sumergible (ESP), es la bomba centrífuga ubicada en el subsuelo, la bomba debe cumplir con los diferentes requerimientos de producción que se deseen obtener, logrando un aumento de presión suficiente para que el sistema completo levante el fluido hasta superficie. [8]

El principio fundamental de la bomba centrífuga ubicada en subsuelo es la rotación que genera un impulso a los fluidos desde el fondo del pozo. En superficie se alimenta con corriente eléctrica a un motor que se encuentra ubicado en fondo de pozo, la función del motor es la de proporcionar la potencia necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba. [8]

Aunque el Bombeo Electro sumergible (ESP) es uno de los sistemas más eficientes para la producción de crudos medianos y livianos, también es el que demanda un mayor número de requerimientos en cuanto a suministro de energía, potencia y control, además de una mayor inversión inicial en comparación con otros Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA). [8]

Consta de componentes del subsuelo y de la superficie:

**Componentes del subsuelo.**

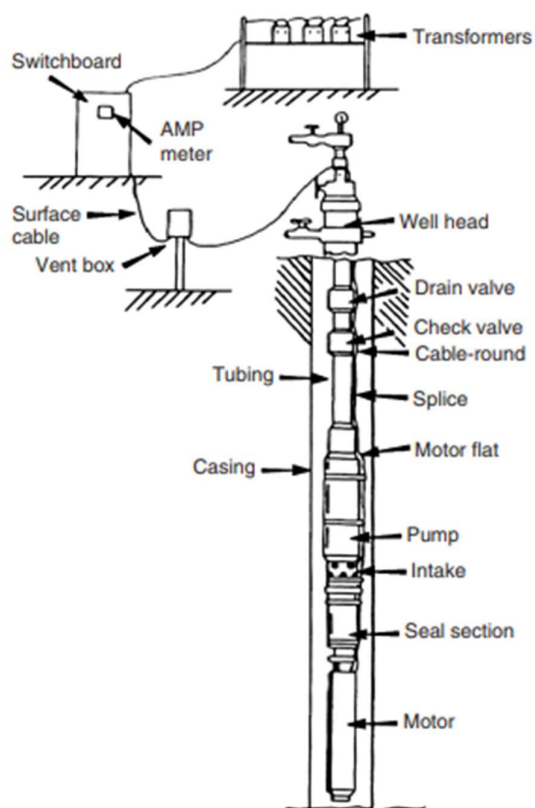
- Bomba.
- Motor.
- Cable de potencia.
- Separador de gas.

**Componentes de superficie**

- Variador de motor (o controlador de velocidad variable)
- Transformador
- Cable eléctrico de superficie

**Figura 2.**

*Esquema de un equipo ESP instalado (Hughes)*



*Nota.* Esquema de un equipo ESP armado e instalado en pozo. Tomado de P. D. W. C. L. A. G. Boyun Guo, *Petroleum Production Engineering A computer-Assisted Approach, Elsevier Science & Technology Books, 2007.* Page. 212. [9] Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750682701500128>

#### **1.4.2. Bomba de cavidad progresiva (PCP)**

El sistema BCP es una tecnología que ha demostrado ser la más eficiente en levantamiento artificial para la producción de petróleos con elevada viscosidad y en pozos de difícil operación (alta temperatura, presencia de gas y porcentajes de agua elevados), ya que los componentes de este sistema son especialmente diseñados para trabajar con eficacia en condiciones extremas. Una bomba de cavidad progresiva (PCP) consiste en una máquina rotativa de desplazamiento positivo, la cual consiste en un engranaje helicoidal roscado extremo simple (rotor), que gira excéntricamente dentro de un engranaje helicoidal roscado (estator). [10]

El principio de funcionamiento es por transmisión de movimiento rotacional a través del motor hacia una sarta de cabillas por medio de distintos engranajes, esta sarta de cabillas hace girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes y el crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo. El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero.

Los componentes del sistema de PCP se dividen en dos conjuntos, los equipos de superficie y el equipo de subsuelo. [10]

#### **Equipos del subsuelo.**

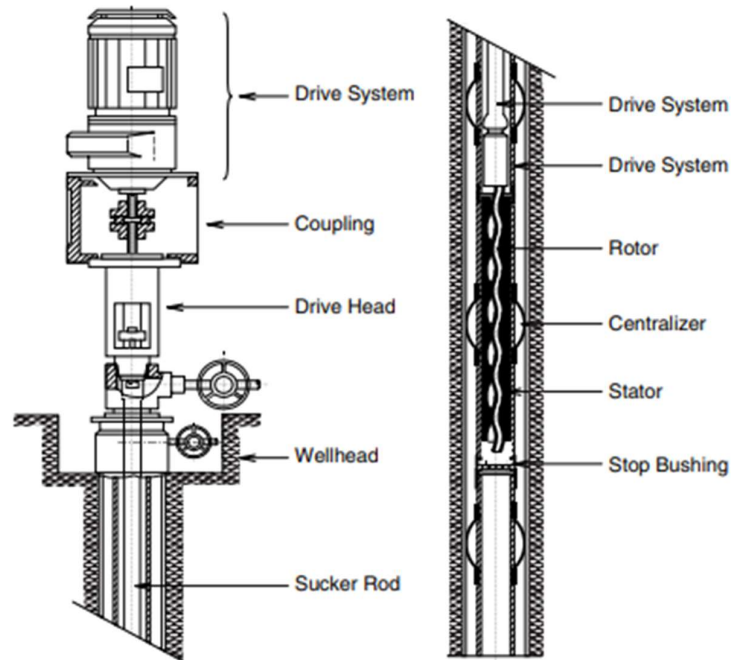
- Ancla.
- Rotor.
- Niple de paro
- Estator.
- Elastómero.
- Centralizador.
- Tubing

#### **Equipos de superficie.**

- Motor eléctrico. (Drive system)
- Cabezal de accionamiento (Drive Head)
- Sistema de transmisión.
- Sistema de frenado.
- Sellos

**Figura 3.**

*Esquema de un equipo PCP instalado (Hughes)*



**Nota.** Esquema de un equipo ESP armado e instalado en pozo. Tomado de P. D. W. C. L. A. G. Boyun Guo, *Petroleum Production Engineering A computer-Assisted Approach, Elsevier Science & Technology Books*, 2007. Page. 212. [9] Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B97807506827015001>

28

### 1.5. Sistemas de recolección

El sistema de recolección es la red de línea de flujo e instalaciones de proceso que transportan y controlan el flujo de petróleo o gas desde los pozos hasta una instalación de almacenamiento principal, planta de procesamiento o punto de embarque.

Por lo general, los campos tienen facilidades de producción, por lo que el sistema de recolección estará representado por líneas de flujo desde los pozos hasta el múltiple o manifold de las facilidades. [11]

El sistema de recolección incluye bombas, encabezados, tratadores de emulsión, tanques, reguladores, compresores, deshidratadores, válvulas y equipamiento asociado.

Existen tres tipos de sistema de recolección, de línea radial, troncal y mixto; siendo este último la combinación de los dos anteriores, pero no es común este sistema y se suele trabajar

igual que las troncales. [11]

#### 1.5.1. *Sistemas de recolección de línea radial*

Este tipo de sistema “conduce todas las líneas de flujo a un encabezado central”, es decir, todos los pozos tienen una línea de flujo que llega hasta el múltiplo de las facilidades de producción. Si existe más de una facilidad, la tubería solo estará conectada al manifold de una sola planta de procesamiento. [11]

#### 1.5.2. *Sistema de recolección de troncal*

Utiliza principalmente varios encabezados remotos para recolectar fluido, en otras palabras, se construye una línea troncal principal a la que se conectan los pozos. Dicha troncal finaliza en el múltiplo de las facilidades. Se suele emplear en campos grandes. [11]

El campo en el cual se realiza el estudio cuenta con un sistema de recolección troncal, en el cual están conectados 93 pozos distribuidos en 2 troncales.

La Troncal FUA1 está construida en dos tramos; la línea de 12” con una longitud de 1.200 mts y la línea de 8” con una longitud de 55 mts aproximadamente y no cuenta con recubrimiento térmico.

La Troncal FUA2 consta de dos tramos de línea, el primer tramo de 30” de la Troncal FUA2, entre K0+000 m (Área de Trampas de la facilidad de producción) y el K5+757m (CASE 004); y con una longitud de 5.757 mts; un segundo tramo de línea de 20” de la Troncal FUA2, entre K4+590m (entrada a Fauno 1) y el K10+672m (a 500m del CASE 0095); y con una longitud de 6.082 mts y no cuenta con recubrimiento térmico. [12]

En general la Troncal FUA2 tiene recorrido aéreo soportada sobre marcos H, los cuales para su instalación requieren que la tubería sea hincada o pilotada, cuenta con cruces enterrados en acceso a locaciones y pasos enterrados en pasa ganados para no interferir y afectar a las comunidades. [12]

### 1.6. **Flujo multifásico**

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido.



Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. [13]

Durante el trayecto del flujo vertical y horizontal, la producción del pozo puede encontrar restricciones por la existencia de válvulas, reducción de tuberías y los necesarios estranguladores de flujo. [13]

### **1.7. Patrones de flujo**

La diferencia entre el flujo de una sola fase y bifásico es que en este último las fases gaseosas y líquida pueden ser distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como en los perfiles de velocidad y el factor de entrapamiento. [13]

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasa de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas; diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido. [13]
- 

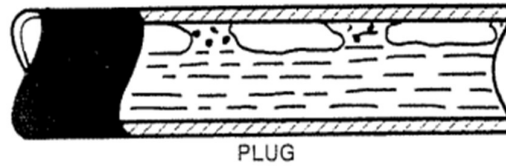
#### **1.7.1. En tuberías horizontales o ligeramente inclinadas**

En un flujo bifásico (líquido-vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, están influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, los cuales causan varios tipos de patrones de flujo. [13]

1.7.1.a. Flujo de burbuja alargada. Las burbujas alargadas y separadas de gas flotan en la porción superior de la línea cuando la cantidad de líquido es intermedia y la velocidad del gas es baja. A velocidades bajas del gas, estas burbujas se aglomeran y forman el equivalente distorsionado de una burbuja uniformemente cilíndrica. En la figura 4 se muestra este tipo de flujo. [13]

**Figura 4.**

*Patrón de flujo de burbuja alargada*

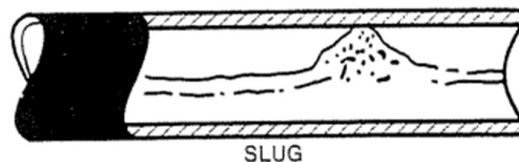


*Nota.* Representación de flujo de burbuja alargada. Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14]. Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.b. Flujo tapón. Las proporciones intermedias de líquido y de gas originan que las burbujas alargadas de extremos redondeados se alarguen aún más y ocupan una porción mayor de la sección transversal de la línea y sufren más distorsión. Además, se encuentran separadas por tapones de líquido que pueden contener burbujas de gas. El flujo tapón es una transición del patrón de burbuja alargada al flujo de neblina anular. En el flujo tapón el gas viaja a una velocidad notablemente mayor que el líquido. En la figura 5 se observa este tipo de flujo. [13]

**Figura 5.**

*Patrón de flujo de tapón*

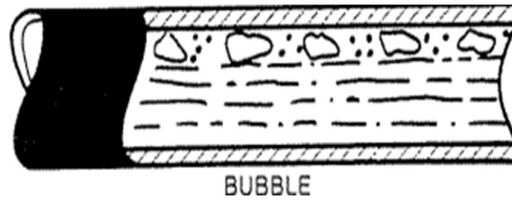


*Nota.* Representación de flujo de tapón. Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14] Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.c. Flujo de burbuja dispersa. En este patrón de flujo, las burbujas del gas están casi uniformemente distribuidas por todo el líquido. El perfil de concentración de burbujas es asimétrico y llega al máximo cerca del tope de la línea. Las fases de vapor y de líquido tienen igual velocidad de flujo. En la figura 6 se muestra este tipo de flujo. [13]

**Figura 6.**

*Patrón de flujo de burbuja dispersa*



**Nota.** Representación de flujo de burbuja dispersa.

Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81.

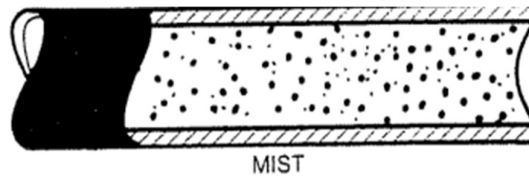
[14]. Disponible en:

<https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.d. Flujo de neblina. Cuando en el flujo anular la velocidad del gas llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende de las paredes y es transportado como pequeñas gotas por el gas. En el flujo de neblina, las fases de vapor y líquido están íntimamente mezcladas, y la mezcla bifásica se asemeja mucho a una fase homogénea. La figura 7 representa este tipo de flujo. [13]

**Figura 7.**

*Patrón de flujo de niebla*



**Nota.** Representación de flujo de niebla. Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14].

Disponible en:

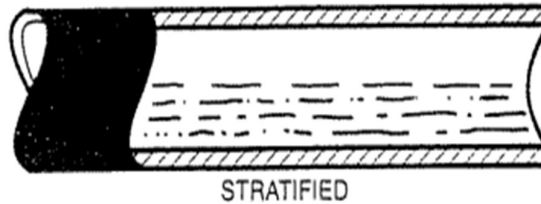
<https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.e. Flujo estratificado liso. A baja velocidad del líquido y muy baja velocidad del gas, ocurre una completa estratificación de los fluidos ocupando el gas la porción superior de la línea sobre una interfase calmada de gas y líquido. Este es el patrón de flujo estratificado de interfase calmada. El incremento de la velocidad del gas produce agitación en la interfase del gas y líquido y ocurre el patrón de flujo estratificado de interfase agitada.

En la figura 8 muestra este tipo de flujo. [13]

**Figura 8.**

*Patrón de flujo estratificado liso*



**Nota.** Representación de flujo estratificado liso.

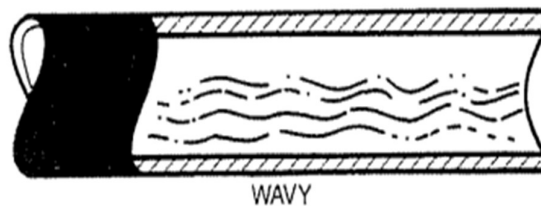
Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14]

Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.f. Flujo estratificado ondulado. Una mayor proporción de flujo de gas ocasiona que la velocidad del gas es mayor que la velocidad del líquido, lo cual origina ondas en la superficie del líquido. La amplitud de onda incrementa al hacerse mayor la proporción de gas. En la figura 9 se muestra este tipo de flujo. [13]

**Figura 9.**

*Patrón de flujo estratificado ondulado*



**Nota.** Representación de flujo estratificado ondulado.

Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14] Disponible

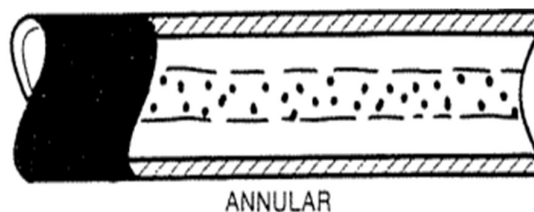
en: <https://www.osti.gov/biblio/5781534>

1.7.1.g. Flujo anular. La alta cantidad de líquido origina que el líquido fluya como una película anular a lo largo de las paredes, mientras que el gas fluye como un núcleo de alta velocidad en el centro de la línea. Este núcleo de vapor transporta algunas gotas del líquido porque el gas desprende parte del líquido de la película. El flujo anular tiene mucha estabilidad y unido al hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas.

En la figura 10 se muestra este flujo. [13]

**Figura 10.**

*Patrón de flujo anular*



*Nota.* Representación de anular. Tomado de K. E. Brown, The Technology of artificial lift methods, Volume 4. Web. Pág. 81. [14] Disponible en:

<https://www.osti.gov/biblio/5781534>

### 1.8. Caídas de presión en red de tuberías

Algunas empresas en general prefieren separar el gas del líquido a medida que fluye fuera de la boca del pozo, mientras que otras, especialmente en plataformas en alta mar prefieren que fluyan juntos. Por esta razón, la caída de presión del flujo de gas - líquido de dos fases es importante. A medida que la mezcla de dos fases entra en la tubería, el fluido más pesado tiende a fluir en la parte inferior. En el flujo de dos fases, la caída de presión puede ser definida como la suma de la caída de presión debida a la aceleración, las pérdidas por fricción, y cambios de elevación. La caída de presión debida a la aceleración se puede suponer que sea mínima y la pérdida de presión debido a la fricción de una mezcla de gas - líquido es mucho más grande que la suma de las pérdidas de presión equivalentes para las fases individuales. El efecto de la caída de presión debido a la elevación es significativo cuando se trata de tuberías que son muy elevadas. Esto es debido al efecto de almacenamiento del líquido que se produce cuando el gas fluye más rápido que el líquido. Esto da como resultado el deslizamiento y el líquido tiende a acumularse en un punto. [13] El Instituto Americano del Petróleo (API) recomienda la siguiente ecuación para calcular la pérdida de presión en el flujo de dos fases. La ecuación también se deriva de la ecuación general para el flujo isotérmico. [13]

$$\Delta Pf = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5} \quad (23)$$

Donde,

$L =$  Longitud, ft.

$W =$  tasa de flujo de líquido y vapor,  $\frac{lbm}{hr}$

$$\rho_m = \text{densidad de la mezcla, } \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$$
$$d = \text{diámetro interno de la tubería, pulg.}$$

Las velocidades superficiales para el líquido y el gas se calculan utilizando las ecuaciones 24 y 25, respectivamente. [13]

$$v_{sl} = \frac{Q_L}{d^2} \times 0.008938 \quad (24)$$

$$v_{sg} = \frac{Q_G}{d^2} \times 2121.32 \quad (25)$$

## 2. METODOLOGIA Y DATOS

El presente capítulo explica la metodología llevada a cabo en el desarrollo de la simulación, para dar cumplimiento a los objetivos planteados.

La simulación abarca el sistema de producción de un campo el cual tiene para la fecha 82 pozos conectados a la red, de los cuales 80 se encuentran activos y 2 se encuentran inactivos. También es importante tener en cuenta que 9 de los pozos están conectados a la Troncal FUA1, y 73 están conectados a la Troncal FUA2.

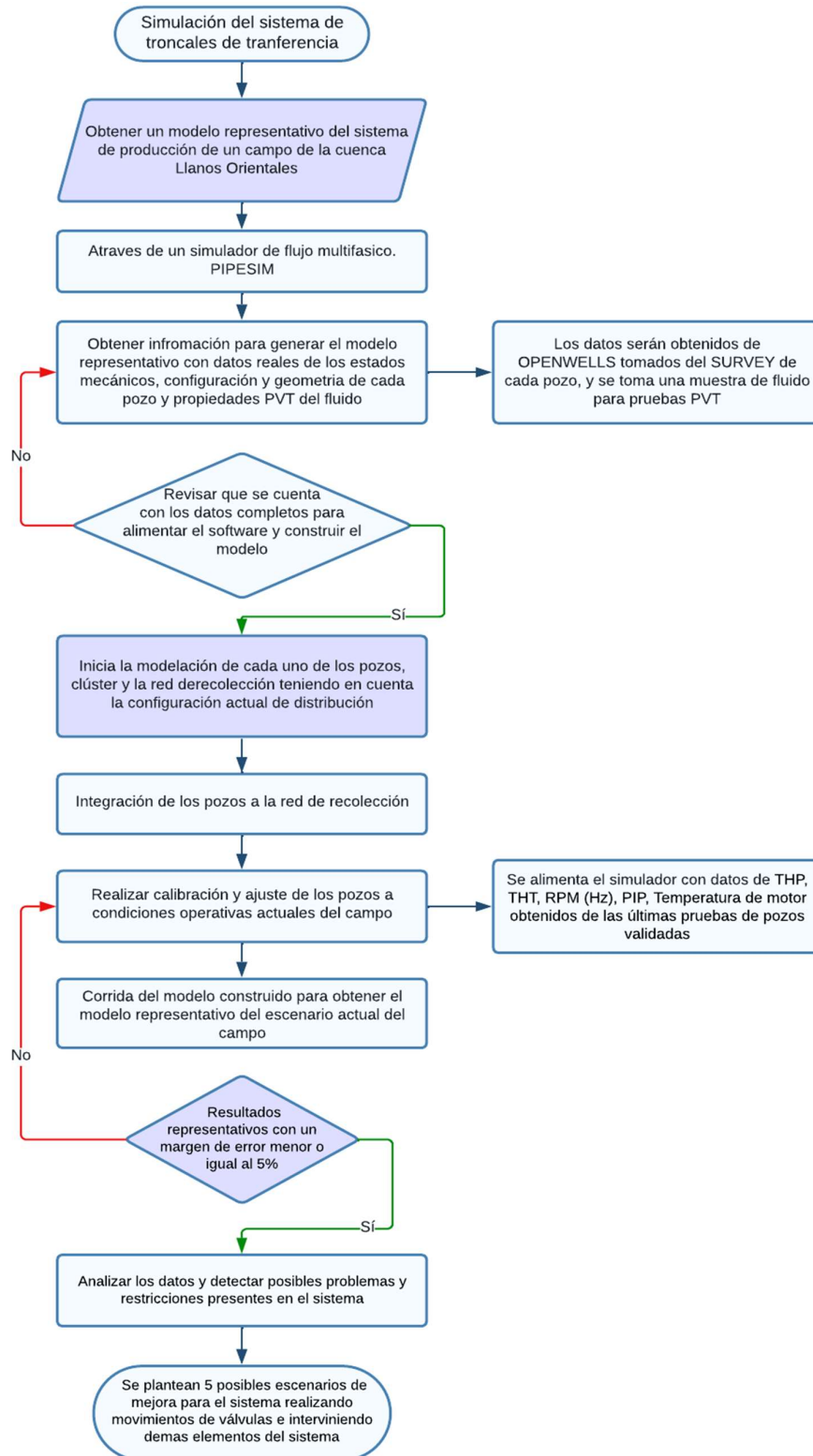
Para realizar un modelo representativo el simulador requiere los estados mecánicos de cada pozo, la configuración y la geometría con la cual fue construido, así como también información del sistema de levantamiento artificial instalado, incluyendo marca, número de etapas y demás características del equipo y finalmente datos de propiedades del fluido.

En las propuestas de mejora se intervienen válvulas de la troncal con las cuales se cambiará la dirección del flujo, algunas serán abiertas o cerradas buscando una mejora en el sistema, a su vez si es necesario se incrementará o disminuirá la frecuencia de los motores de fondo según la presión que se busque.

La información necesaria para alimentar el simulador fue suministrada por ECOPETROL S.A bajo un acuerdo de confidencialidad.

**Figura 11.**

*Metodología desarrollada*



**Nota.** Diagrama metodológico del proceso realizado para construir el modelo base del sistema de producción del campo en el simulador de flujo multifásico.



## **2.1. Adquisición de datos**

La caracterización de las propiedades de los fluidos requiere reunir toda la información disponible sobre el campo tales como históricos de producción, pruebas de pozos validadas e información sobre cómo están construidos los pozos.

Se seleccionan algunos pozos que sean representativos para tomar muestras del fluido de producción, y son llevadas a laboratorio para realizar la medición de las propiedades básicas del fluido como densidad, viscosidad, gravedad API, y pruebas PVT para determinar el comportamiento del fluido con la presión, temperatura y volumen. Con los datos obtenidos se conoce el tipo y comportamiento de fluido que tenemos.

A nivel de pozos se obtiene información de OPENWELLS extraída del SURVEY de cada pozo del campo, donde obtenemos información de la trayectoria y el tipo de pozo perforado, profundidades TVD y MD, tipos de tuberías usados y las longitudes de cada sección.

Los datos operativos actuales de cada pozo se obtienen de Avocet Production Operations (AVM), de aquí se toman en cuenta las últimas pruebas validadas de cada pozo y se toma la información de THP, THT, RPM (Hz), PIP, Temperatura de motor, y apertura del choque en los pozos que lo tengan instalado.

Finalmente, se obtiene información sobre cómo y dónde están construidas las troncales de transferencia, los tipos de materiales utilizados, diámetro de sus tuberías, trayectoria y longitud, esto gracias al departamento de proyectos que opera en el campo de estudio. Toda esta información es importante para alimentar el software y tener una simulación más acertada y confiable para conocer el sistema de producción actual.

## **2.2. Simulación del modelo**

En este punto del proyecto, una vez obtenida toda la información necesaria se inicia a modelar cada uno los pozos en el simulador con su respectiva configuración y geometría siempre usando datos reales, también se ubican con coordenadas los pozos, los clúster y las líneas troncales teniendo en cuenta su extensión total desde su inicio hasta el fin de cada una, se tiene en cuenta los cambios de diámetro y zonas en las cuales presenta enterramientos de la línea, esto cuando la tubería pasa por alguna vía, ésta debe ser enterrada a 3 metros.

El simulador usa un sistema de información geográfica (GIS) y tiene en cuenta la altimetría del terreno gracias a que tanto los pozos como las líneas troncales son ubicados bajo coordenadas geográficas, de esta manera se obtiene la ubicación exacta en cada uno de los pozos y también la trayectoria de las troncales; al tratarse de un campo relativamente nuevo no existen modelamientos de este, por lo cual se realiza el primer modelo del campo en el simulador

desde cero.

Al terminar de construir los pozos, clúster y las líneas troncales se hace la integración de los pozos a la red de recolección, es decir, en este punto se conectan los pozos modelados a las redes troncales también modeladas en el simulador, teniendo en cuenta la configuración actual de distribución de los pozos en cada troncal, es decir, cuáles pozos están conectados a la Troncal FUA1 y cuales están conectados a la Troncal FUA2.

De esta manera obtenemos el modelo actual de distribución de la red de recolección del campo. Una vez modelado el sistema completamente, se realiza la calibración y ajuste de los pozos a condiciones operativas actuales, es decir en este punto introducimos al simulador toda la información de THP, THT, RPM (Hz), PIP, Temperatura de motor, y apertura del choque para cada uno de los pozos si llegase a tener.

Al terminar de alimentar el software con todos los datos operativos del campo se realiza la corrida del modelo, y como resultado obtendremos la simulación del escenario actual representativo del campo, en el cual podremos analizar los datos y detectar posibles problemas y restricciones ocurridas en el sistema de transferencia.

### **2.3. Análisis de restricciones**

En este punto del proyecto, se realiza una verificación de que no existan errores o falten datos de alguno de los pozos en el simulador esto comparando los datos operativos con los que fue alimentado el software; completada la revisión se realiza la corrida de la simulación a condiciones operativas actuales de los pozos y se obtienen resultados de la configuración actual de las líneas del campo.

El simulador da como resultado una tabla de datos en las cuales se muestran los datos de presiones y temperaturas, flujos del fluido de pozo, y propiedades PVT (GOR, BSW, API) de cada uno de los pozos activos, en esta corrida el simulador no tiene en cuenta los pozos inactivos, asume que no tienen flujo y por lo tanto no realiza cálculos sobre estos.

En el análisis se comparan los datos base reales del campo con los datos obtenidos de la simulación, esto se realiza con un cotejo de las variables (presiones de salida, tasas de flujo en cabeza de pozo, tipo de fluido), buscando obtener resultados representativos con un margen de error menor o igual al 5% y tener una baja incertidumbre en los resultados.

En algunos pozos se realizaron ajustes de las variables de entrada del simulador, buscando que sean similares o equivalentes al valor real, para lograr representar la realidad del campo en la simulación y reducir el grado de incertidumbre.

Ahora bien, se identifican las posibles restricciones de flujo presentes en el sistema de troncales de transferencia, se estudian los datos de presiones en cabeza de pozo, la frecuencia a la cual está operando el motor de fondo, la velocidad a la cual está fluyendo el fluido de pozo hacia facilidad y de esta manera se evalúa el escenario actual.

Con las restricciones de flujo detectadas, se buscan los posibles fenómenos y regímenes de flujo presentes en las troncales, posteriormente se plantean posibles escenarios de mejora para el sistema realizando movimientos de apertura o cierre en las válvulas de los bypass del sistema y cambiar la dirección del flujo o si es necesario intervenir los variadores de frecuencia y cambiar la frecuencia a la cual operan los motores de fondo, de esta manera estamos buscando reducir las restricciones encontradas dentro del análisis realizado, dichos escenarios están propuestos y desarrollados en el capítulo de resultados y análisis desarrollando así el objetivo 4.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

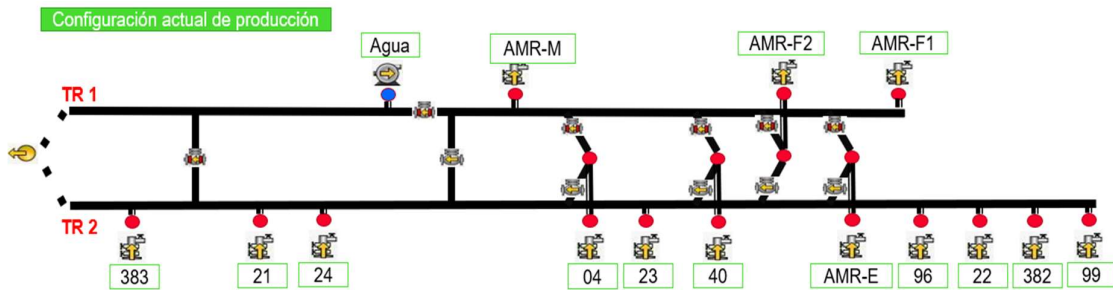
A continuación, se presentan los análisis realizados a los resultados de la simulación base realizada con datos operativos reales y las posibles restricciones encontradas en el sistema.

Como resultado base se tiene el siguiente escenario de configuración actual como se muestra en la Figura 12.

En este escenario base con el cual se opera el campo la producción de los pozos conectados a los clúster AMR-F1, AMR-F2, AMR-M están conectados a la troncal FUA1, y posteriormente está es transferida a la troncal 2 mediante un bypass. La producción de los pozos conectados a los clúster AMR-99, AMR-382, AMR-22, AMR-96, AMR-E, AMR-40, AMR-23, AMR-04, AMR-24, AMR-21 y AMR-383 están fluyendo por la troncal FUA2 sin interrupción hasta llegar al manifold en facilidad de producción.

**Figura 12.**

*Configuración actual de producción, leyenda.*



**Nota.** Representación de la configuración actual del sistema de producción del campo basado en los resultados del simulador multifásico.

En la **Figura 13**, se puede apreciar una imagen del sistema totalmente integrado y se ilustra en una convención de colores el cambio de la presión a lo largo de las troncales y sus conexiones a los clúster. Se observa una alta presión en los clúster más alejados de la facilidad de producción, que corresponde a los mismos clúster en los cuales se ha requerido realizar venteos para disminuir la presión de las líneas.

**Figura 13.**

*Esquema del sistema integrado de la Troncal FUA1 y 2.*

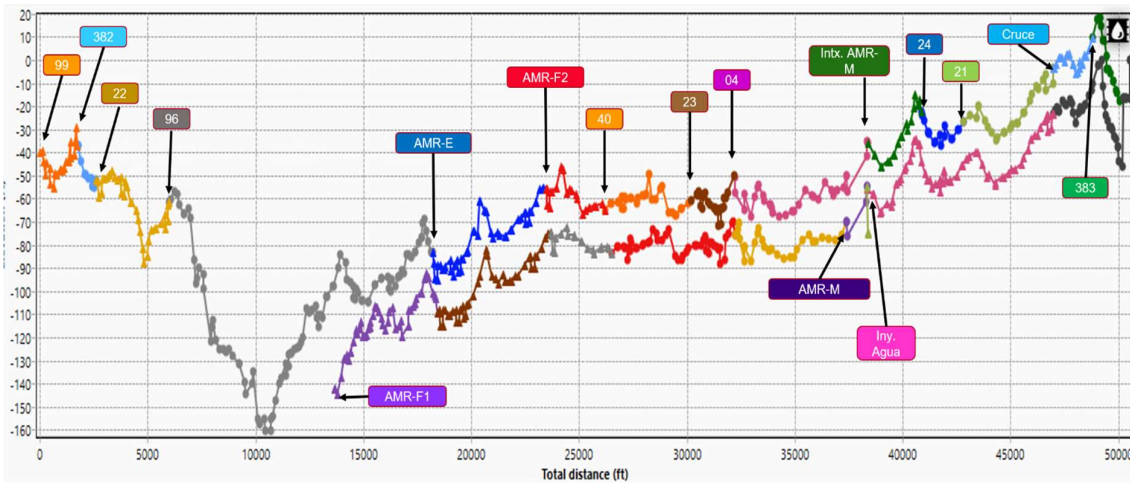


**Nota.** Esquema de las presiones del sistema integrado de la Troncal FUA1 y FUA2 basado en los resultados del simulador multifásico.

Posteriormente analizados los resultados de la simulación base, se plantean 5 posibles escenarios de mejora buscando reducir los posibles problemas encontrados. Las nuevas configuraciones serán aplicadas en los segmentos de las troncales en donde se presentan mayores restricciones de flujo, es decir, desde el clúster AMR-24 aguas arriba hasta llegar a la facilidad de la producción del campo, como se observa en la figura 16.

**Figura 14.**

*Gráfica de elevación a lo largo de la distancia*



**Nota.** Grafica de elevación del terreno a lo largo de la distancia que recorren las troncales basado en los resultados del simulador multifásico.

## Simulación base de la Troncal FUA1 y Troncal FUA2

En este capítulo se presenta la comparación del resultado obtenido en la simulación base realizada en el simulador de flujo multifásico respecto a los datos operativos reales del campo, con el fin de buscar el porcentaje de error presente y verificar que la simulación no sobrepasa el margen de error menor o igual al 5% permitido.

Se realizó una comparación con los resultados de algunos de los pozos del modelo, en los cuales se tuvo en cuenta los valores de THP de prueba y THP de simulación, Q de prueba y Q de simulación, posteriormente se calculan la diferencia existente entre los datos de prueba y los datos de la simulación y se calcula el % de error. En la **Tabla 6** se muestran los resultados obtenidos.

**Tabla 5.**

*Porcentaje de error de la simulación base*

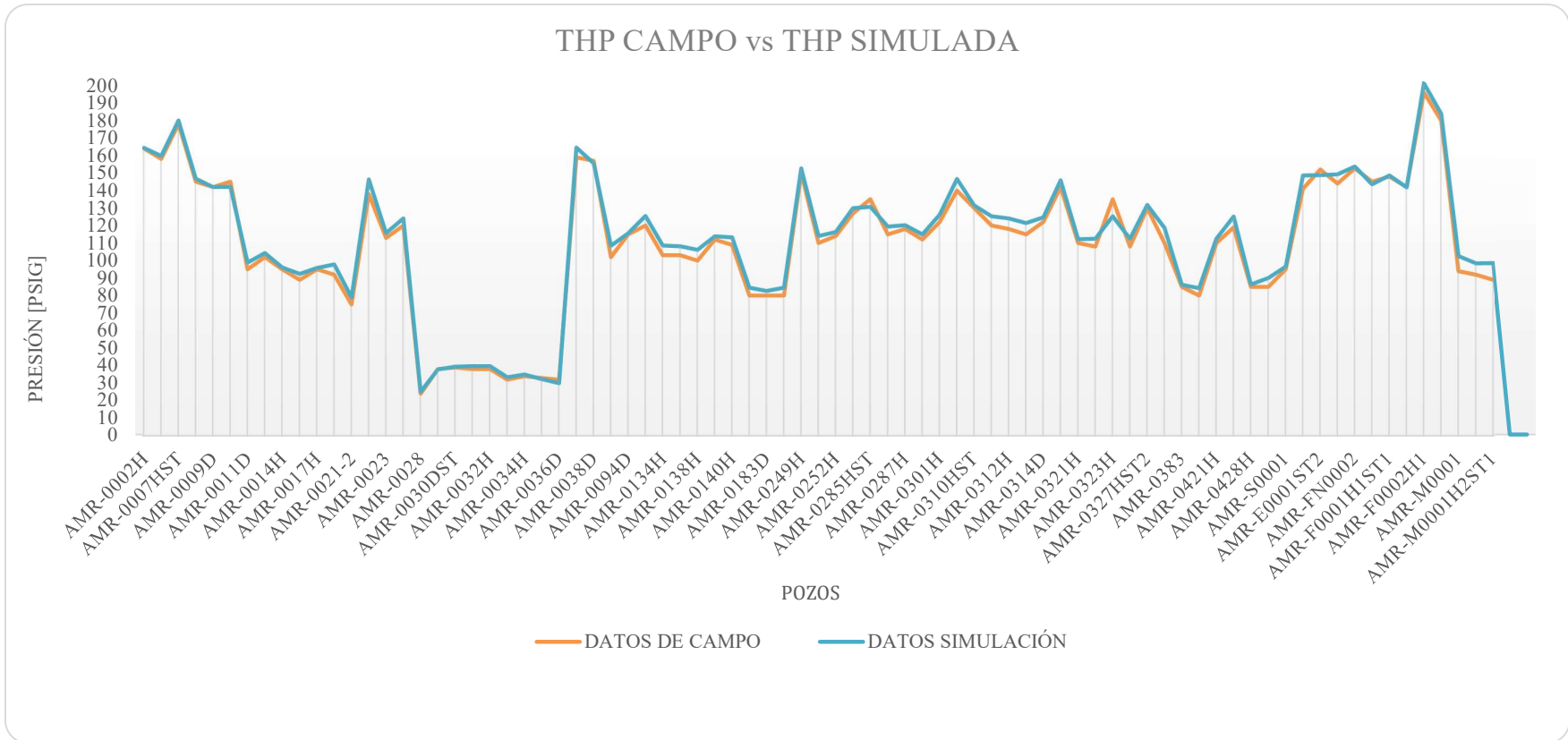
	THP Prueba	THP Simulación	$\Delta$ THP	%Error	Q Prueba	Q Simulación	$\Delta$ Q	%Error
AMR-383	82,1	85,5	-3,4	4,1%	7113	6956	156,35	2,2%
AMR-21	75,0	79,0	-4,0	5,4%	1597	1590	6,37	0,4%
AMR-24	125,2	128,2	-3,0	2,4%	4078	3975	102,75	2,5%
AMR-28	34,2	34,8	-0,5	1,5%	19308	19337	-28,79	0,1%
AMR-M	91,7	99,9	-8,2	9,0%	3957	3950	6,64	0,2%
AMR-4	94,7	97,4	-2,7	2,9%	14572	14523	49,05	0,3%
AMR-23	113,0	115,7	-2,7	2,4%	3536	3515	20,87	0,6%
AMR-40	104,8	109,8	-4,9	4,7%	10277	10167	109,33	1,1%
AMR-F2	168,1	170,4	-2,3	1,4%	20813	20759	54,34	0,3%
AMR-E	145,7	148,8	-3,2	2,2%	8703	8737	-34,38	0,4%
AMR-F1	144,5	144,1	0,4	0,2%	12789	12744	45,33	0,4%
AMR-96	119,4	124,6	-5,2	4,4%	4981	4831	149,98	3,0%
AMR-22ST	140,0	146,3	-6,3	4,5%	1720	1667	53,42	3,1%
AMR-382	120,0	122,6	-2,6	2,1%	6401	6389	12,60	0,2%
AMR-99	114,3	115,1	-0,8	0,7%	8938	8894	43,55	0,5%
PROMEDIO	111,5	114,8	-3,3	3,0%	93953	93510	442,53	0,5%

**Nota.** La tabla muestra los porcentajes de error de la simulación base con respecto a los datos de campo basado en los resultados del simulador multifásico.

Continuando con el análisis se grafican los resultados de los datos campo vs los datos simulados para las variables de THP y Q, observando que los rangos de error son relativamente bajos y se cumple que los valores están dentro del rango de error permitido. La **Gráfica 14** muestra los datos de THP de campo vs THP simulada, y la **Gráfica 15** muestra los datos de Q de campo vs Q simulado. Finalmente, se verifican los porcentajes de error de los 82 pozos conectados a la red troncal y obtenemos valores simulados muy cercanos o similares a los datos operativos de campo que no afectan en mayor medida los resultados, es decir, tenemos un modelo base simulado representativo con un alto nivel de certeza en el cual podemos identificar restricciones con confiabilidad y validez.

**Figura 15.**

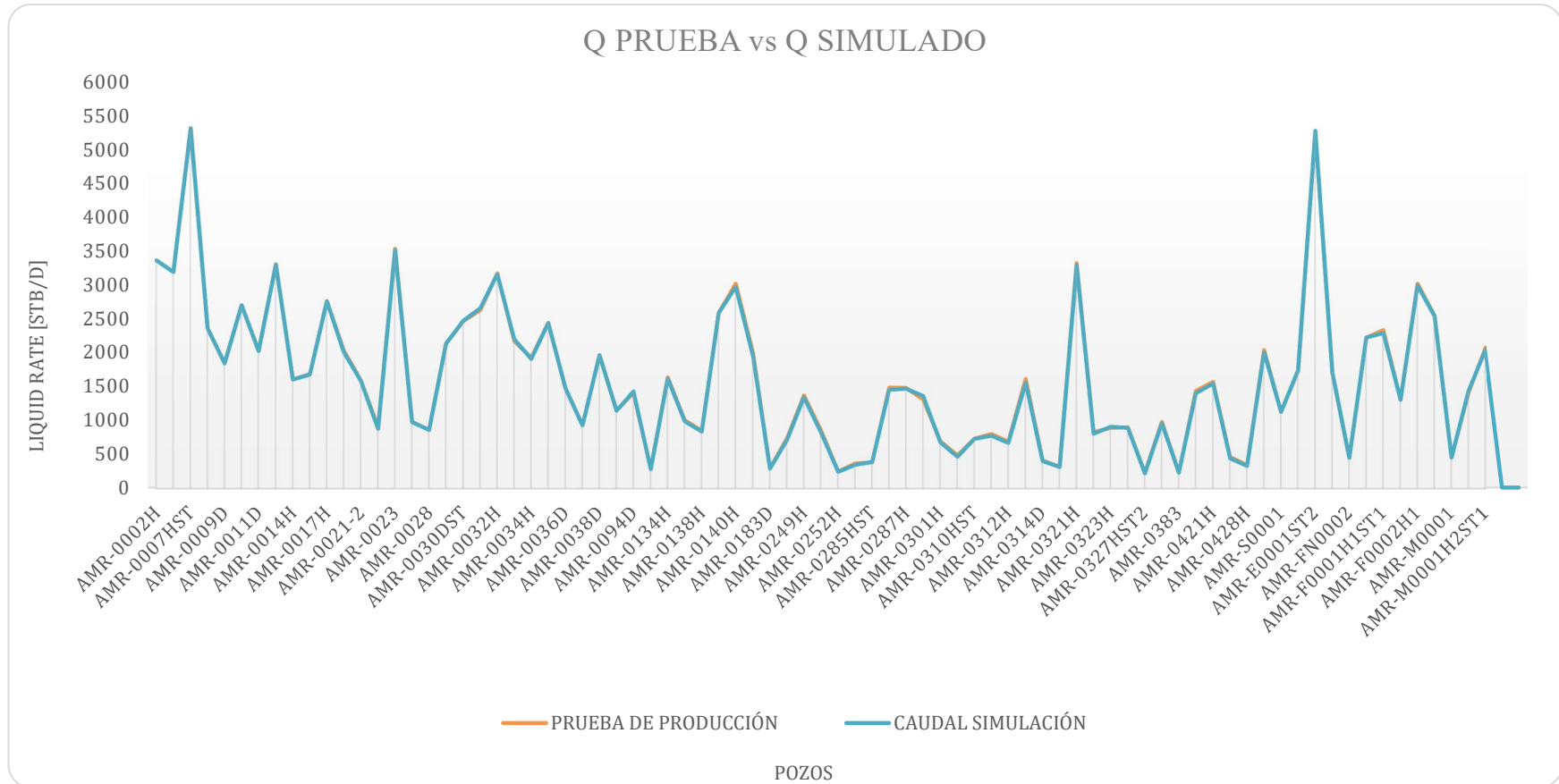
*THP campo vs THP simulada*



**Nota.** Grafico comparativo de la THP del campo vs THP simulada, basado en los resultados del simulador multifásico.

**Figura 16.**

*Q prueba de campo vs Q simulado*



**Nota.** Grafico comparativo del caudal de las pruebas de campo vs el caudal simulado, basado en los resultados del simulador multifásico.



### 3.1. Restricciones del sistema

En este capítulo se identifican y se analizan cada una de las posibles restricciones encontradas en el modelo base simulado para el campo, las posibles causas de estas y las consecuencias que estas generan al sistema.

#### 3.1.1. Bajas velocidades del fluido

Según la norma API RP 14E, la velocidad del fluido no debe ser inferior a 3 ft/seg ni mayor a 15 ft/seg, con el fin de minimizar la deposición de arena y otros sólidos que pueden conducir a un ataque de corrosión o erosiones en la tubería.

Con base en la norma, se encontraron bajas velocidades, por lo cual se cree que se tiene un patrón de flujo estratificado para los valores de baja velocidad del gas y del líquido.

**Tabla 6.**

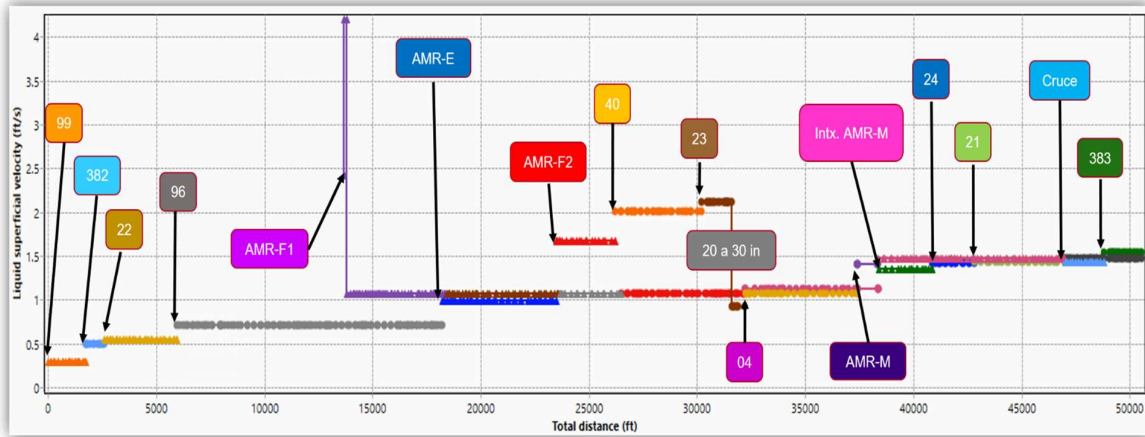
*Velocidad de fluido; caso base.*

CASO BASE	
Velocidad (ft/seg)	
Clúster AMR-99	0,3
Clúster AMR-382	0,5
Clúster AMR-22	0,6
Clúster AMR-96	0,8
Clúster AMR-F1	1,1
Clúster AMR-E	0,9
Clúster AMR-F2	1,7
Clúster AMR-40	2
Clúster AMR-23	2,2
Clúster AMR-04	1,2
Clúster AMR-M	1,4
Clúster AMR-24	1,4
Clúster AMR-21	1,4
Clúster AMR-383	1,6

*Nota.* Tabla de velocidades promedio del fluido por clúster, tomados de los resultados del simulador multifásico

**Figura 17.**

*Velocidad del fluido de 0 ft a 50000 ft*



**Nota.** Grafico de velocidades promedio del fluido por clúster, tomados de los resultados del simulador multifásico.

En la **Tabla 6** y **Figura 17**, se evidencia las respectivas velocidades del trayecto del clúster AMR-99, AMR-382, AMR-22 y AMR-96 antes de llegar al clúster AMR-E, la velocidad del fluido no supera 1 ft/s debido a que después del clúster AMR-96 se encuentra un diferencial de elevación en topografía de 100 ft por lo cual hace que los pozos aguas abajo tienen que aportar más energía (presión) para superar este diferencial de elevación, el clúster AMR-99 es el más afectado con una velocidad de 0.3 ft/s.

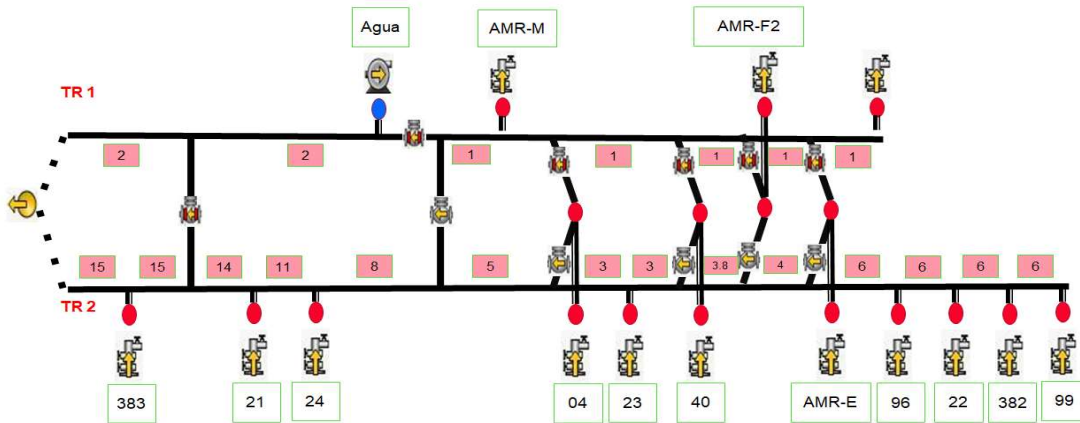
El clúster AMR-99 es el más afectado de las troncales por velocidad del fluido debido a que es el más alejado de la facilidad de producción, con una velocidad de 0.29 ft/s.

### **3.1.2. Problemas de movilidad por altos factores de fricción**

El modelamiento de la red de recolección Troncal FUA1 y FUA2 dio a conocer problemas de movilidad desde el clúster 24 hasta la facilidad de producción ya que se utilizaron factores de fricción para su calibración entre un rango de 11 a 15, cuando los valores normales están en un rango de 0.1 a 5, ilustrados en la **Figura 18**.

**Figura 18.**

*Factores de fricción en red troncal simulada.*

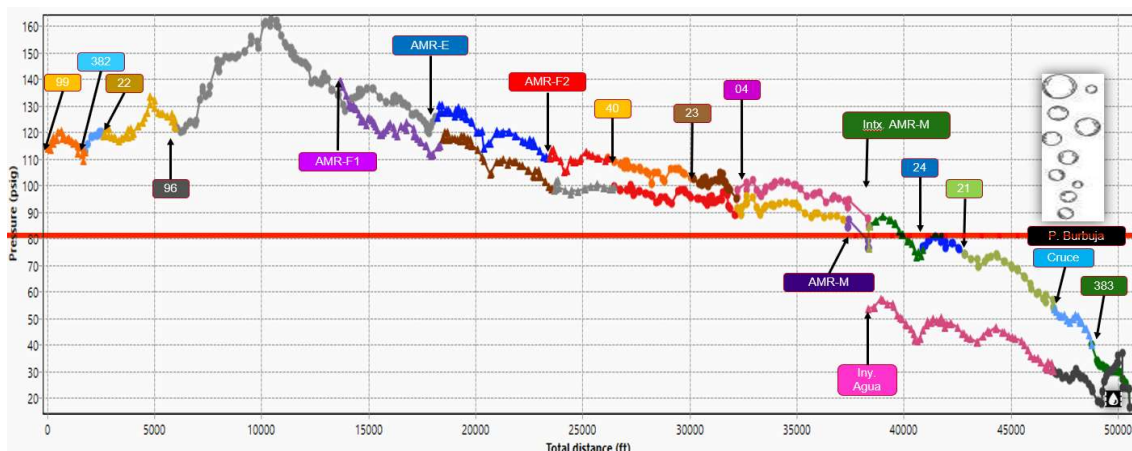


**Nota.** Esquema de los valores usados en la calibración como factores de fricción de la troncal simulada tomados de los resultados del simulador multifásico.

En la **Figura 21** se observa que la presión disminuye por debajo de 85 psig antes de llegar al clúster 24, unido a la baja velocidad del fluido que no supera 3 ft/s, ocasionado un posible flujo estratificado y en ocasiones posible flujo tapón en las líneas aguas arriba del clúster 24, hay que tener en cuenta que esta velocidad asociada a una tubería sobredimensionada puede ocasionar formación de vapor de agua.

**Figura 19.**

*Presión de las líneas a lo largo de la distancia*



**Nota.** Esquema del comportamiento de la presión a lo largo de la distancia de las troncales, se evidencia la presión de burbuja tomados de los resultados del simulador multifásico.

### 3.1.3. Formación de gas (vapor de agua)

La simulación determinó que existe formación de gas, este se produce aguas arriba del clúster 21 y la formación de bolsas de gas se forman desde la válvula del cruce hasta la facilidad de producción.

Hay que tener en cuenta que el software utilizado para este ejercicio realiza simulaciones estáticas, no reproduce acumulación de fluidos en el tiempo (gas), ni vapor de agua.

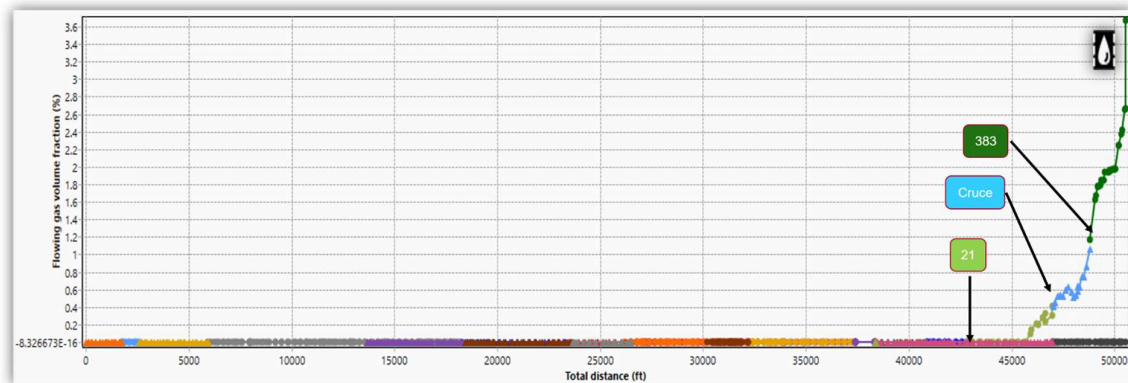
La teoría de vapor de agua en tubería nace de las diferencias de temperatura en la tubería en sistemas cerrados, velocidades de flujo, temperatura a la que llega el crudo a la estación y la formación de gas.

En la **Figura 20** se observa la fracción de gas que está fluyendo por la línea a lo largo de la distancia, observando un aumento de la misma aguas arriba del clúster 21.

En la **Figura 21** se observa la fracción de volumen líquido que está fluyendo por la línea a lo largo de la distancia, observando que fluye 100% líquido hasta llegar al clúster 21, donde la fracción de líquido disminuye y aparece la fracción de gas.

**Figura 20.**

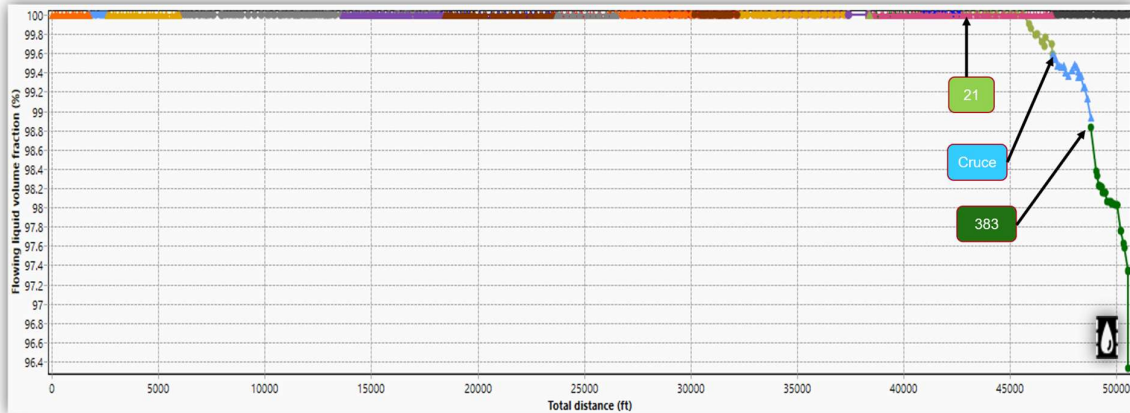
*Fracción de volumen de gas que fluye vs distancia.*



**Nota.** Esquema del comportamiento de la fracción de gas que fluye por la línea a lo largo de la distancia, tomados de los resultados del simulador multifásico.

**Figura 21.**

*Fracción de volumen líquido que fluye vs distancia.*



**Nota.** Esquema del comportamiento de la fracción de líquido que fluye por la línea a lo largo de la distancia, tomados de los resultados del simulador multifásico.

El hold up es conocido como la relación de volumen ocupado por un gas en un segmento de tubería con respecto al volumen total del segmento de esta.

Como se observa en la **Figura 22** hay presencia de gas en la tubería ocupando parte del espacio que normalmente estaría lleno de fluido de pozo, por esta razón se presenta la reducción del hold up en este segmento de la línea.

**Figura 22.**

*Fracción de líquido, hold up.*



**Nota.** Esquema de la fracción líquida (hold up) que fluye por la línea a lo largo de la distancia, tomados de los resultados del simulador multifásico.

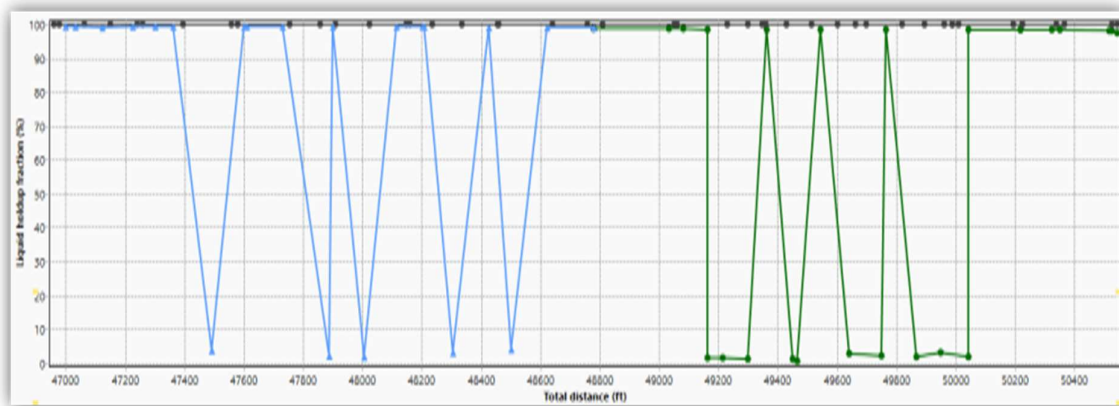
Se cree que se tiene un flujo de burbujas de gas dispersas, por el comportamiento presente en la figura 25.

La **Figura 22** representa la fracción de hold up mediante una convención de colores, por ello la línea ilustrada se ve como una línea roja, lo que significa 100% líquido, hasta que se llega al clúster 21 donde la línea pasa a ser azul y es ahí donde se encuentra la presencia de gas

La **Figura 23** representa la fracción líquida hold up, y se evidencia un comportamiento muy alterado en la gráfica por lo que se sabe que hay presencia de gas en esta sección de la tubería, que corresponde a la sección aguas arriba del clúster 21.

**Figura 23.**

*Gráfica de comportamiento de fracción de líquido, hold up.*



**Nota.** Gráfica de la fracción líquida (hold up) que fluye por la línea a lo largo de la distancia, tomados de los resultados del simulador multifásico.

### 3.2. Capacidad máxima de flujo a condiciones normales

En este punto, se realizan cálculos para saber la capacidad máxima de flujo de la línea y a su vez la presión máxima (presión de rompimiento), con el fin de conocer dentro de qué rangos podemos operar y no poner en riesgo la integridad de las líneas.

**Tabla 7.**

*Presión de diseño y propiedades del fluido*

<b>PRESION DE DISEÑO</b>	<b>275 Psi (20 -100 F)</b>	<b>220 Psi</b>	<b>80 % F.S.</b>	GOR [ft3/BBLS]	BSW [%]	TEMP. [F]	API
ANSI 150 Sch 40	230 Psi (100 – 200 F)	184 Psi		5	90	145	13.9

**Nota.** La tabla contiene los datos tomados para realizar el diseño de la tubería y las propiedades del fluido que fluye por la misma basado en los datos operativos del campo



**Tabla 8.**

*Caudal base a condiciones normales*

CAUDAL BASE	
BOPD [bbls]	13020
BWPD [bbls]	113178
BFPD [bbls]	126198
Gas [MMcft]	0.06510083

*Nota.* La tabla contiene los datos de caudal base a condiciones normales usados para calcular la capacidad máxima de la tubería.

**Tabla 9.**

*Capacidad máxima de flujo*

CAUDAL INCREMENTAL	10000 BFPD	20000 BFPD	30000 BFPD	40000 BFPD	42000 BFPD
PRESION MAXIMA PSIG	208	215	222	224	228
POZO	FNO0002H1 -CK	FNO0002H1 -CK	FNO0002H1 -CK	CASE0309HST	CASE0309HST
LIQUIDO BFPD	-2062	-4506	-7153	-10058	-10592
CRUDO BOPD	-503	-1109	-1767	-2507	-2648

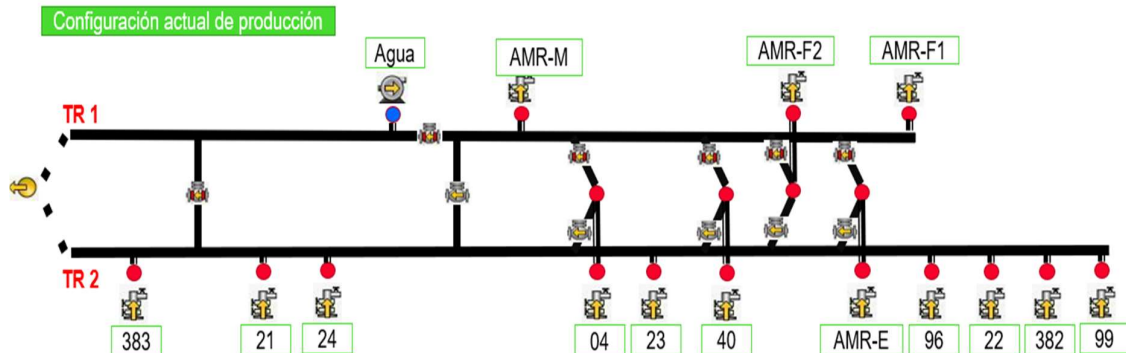
*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de el calculo de la capacidad máxima de la tubería

La presión de rompimiento es de **228** PSIG.

En la **Figura 26** se observa la configuración actual de las líneas y las leyendas de cada una de las figuras.

**Figura 24.**

*Configuración actual de producción, leyenda.*



*Nota.* Representación de la configuración actual de producción del campo basado en los resultados del simulador multifásico.

### 3.3. Propuestas de rediseño

A continuación, se presentan 5 propuestas de rediseño de configuración alterna buscando opciones de mejora de la red de cada una de las troncales de recolección.

Para realizar cada una de las propuestas partimos desde un escenario base, el cual se ilustra en la Figura 10, a continuación.

**Tabla 10.**

*Escenario base de producción del campo.*

Escenario	Liquid Rate (STB/día)	Oil Rate (STB/día)	Water Rate (STB/día)	Max. presión en pozo (psig)	Max. Dif. presión en pozo (psig)	Min. Dif. presión en pozo (psig)
BASE	130051	14426	115624	226	202	22

**Nota.** La tabla contiene los valores base para realizar las propuestas de mejora con el simulador multifásico.

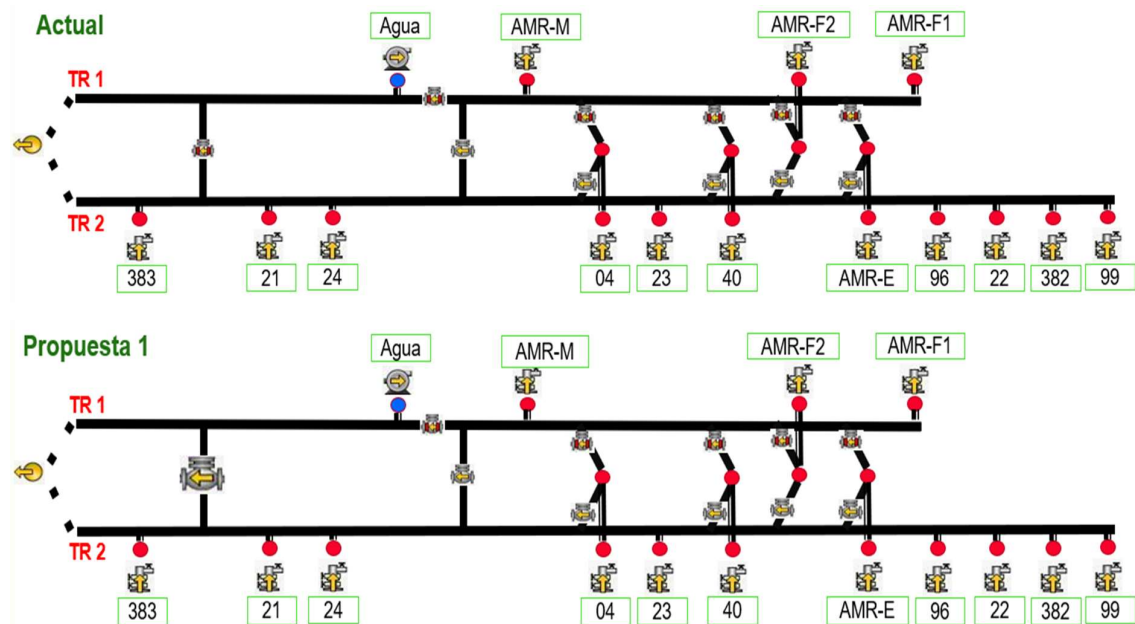
Las propuestas presentadas se realizan en base a estos datos de producción y valores de presión, los cuales corresponden al fluido que aportan los pozos con la configuración que se realizó en el caso base.

#### 3.3.1. Propuesta 1.

Se propone realizar 1 movimiento de apertura de la válvula del cruce.

**Figura 25.**

*Escenario actual y Escenario propuesta 1*



**Nota.** Esquemas del caso base y cambios realizados con la propuesta 1.



Realizando un movimiento de apertura de válvula ubicada en el cruce, la cual permite abrir una conexión entre la Troncal FUA1 y la Troncal FUA2; se tendría los siguientes resultados.

**Tabla 11.**

*Resultados de la propuesta 1*

Escenario	1	Total
Liquid Rate (STB/día)	932	130.983
Oil Rate (STB/día)	234	14.660
Water Rate (STB/día)	699	116.323
Max. presión en pozo (psig)	197	
Max. Dif. presión en pozo (psig)	11,7	
Min. Dif. presión en pozo (psig)	-5,7	
Movimientos	1	

**Nota.** La tabla contiene los valores resultantes de ajustar el sistema a la propuesta 1.

En el escenario 1, se obtiene un aumento de 932 bbl/día de fluido de los cuales 234 bbl/día son de aceite y 699 bbl/día son de agua, para un total de 130.983 bbl/día de fluido de pozo producidos. De esta manera se tienen 14660 bbl/día de aceite y 116.323 bbl/día de agua, con este cambio la presión máxima alcanzada es de 197 psig, que es menor comparada con el caso base, es decir se logra reducir la presión en 29 psig aproximadamente.

**Tabla 12.**

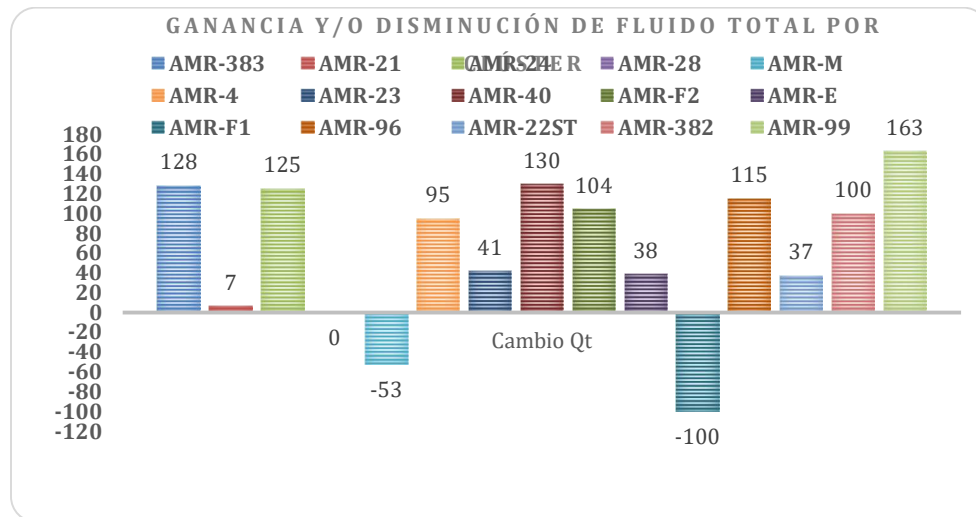
*Resultados de velocidades en la propuesta 1*

Propuesta 1	
Velocidad (ft/seg)	
Clúster AMR-99	1,4
Clúster AMR-382	1,1
Clúster AMR-22	1,3
Clúster AMR-96	1,5
Clúster AMR-F1	1,9
Clúster AMR-E	1,6
Clúster AMR-F2	2,5
Clúster AMR-40	2,7
Clúster AMR-23	3,1
Clúster AMR-04	1,8
Clúster AMR-M	2,1
Clúster MAR-24	1,8
Clúster AMR-21	2
Clúster AMR-383	2,4

**Nota.** La tabla contiene los valores resultantes de las velocidades al ajustar el sistema a la propuesta 1.

**Figura 26.**

*Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, propuesta 1*

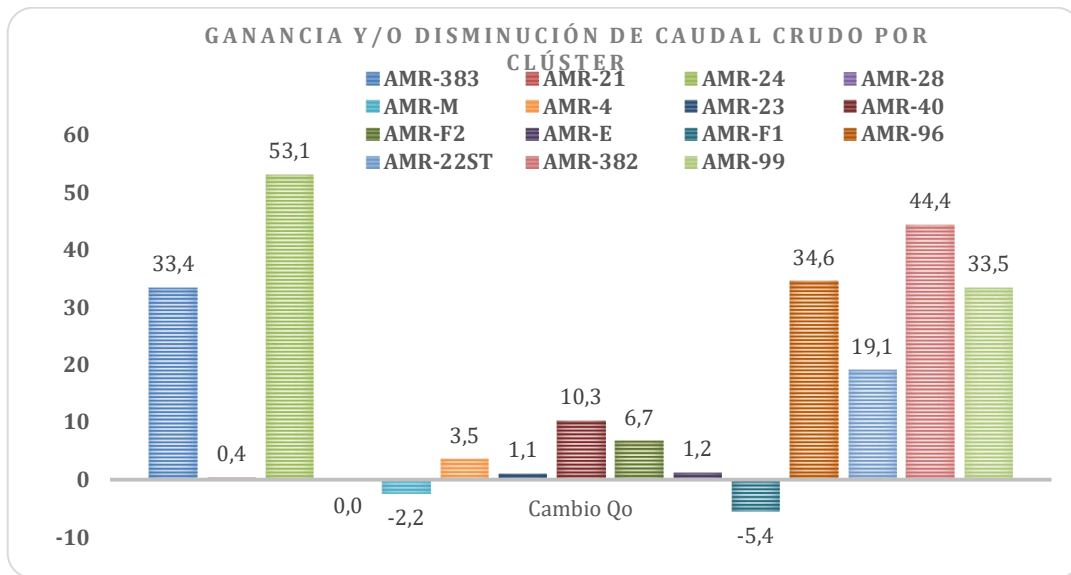


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de fluido total por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 1.

En la **Figura 28**, se observan valores negativos lo que significa una reducción en la producción del clúster AMR-F1 y AMR-M. Esto es resultado de los cambios sugeridos a realizar, se debe sacrificar un poco la producción en estos dos clúster, pero por otra parte con estos movimientos sugeridos tenemos un aumento de la producción y una disminución en las restricciones de la troncales.

**Figura 27.**

*Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 1*

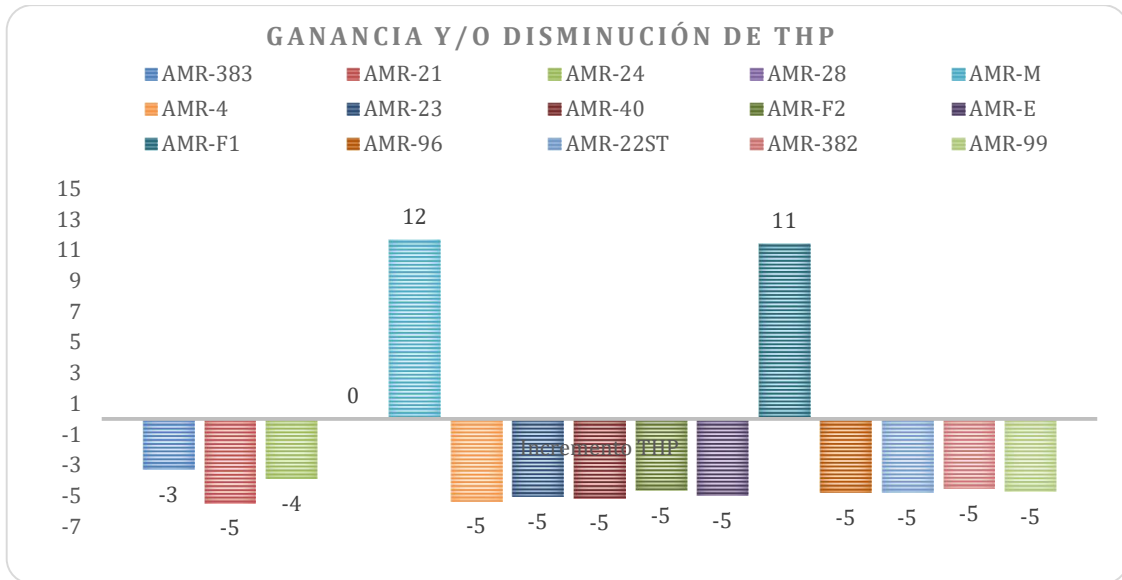


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de caudal de crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 1.

En la **Figura 29**, se ilustran los cambios netamente en la producción de crudo, se observan valores negativos lo que significa una reducción en la producción, así como los valores positivos ilustran la ganancia de fluido.

**Figura 28.**

*Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 1*

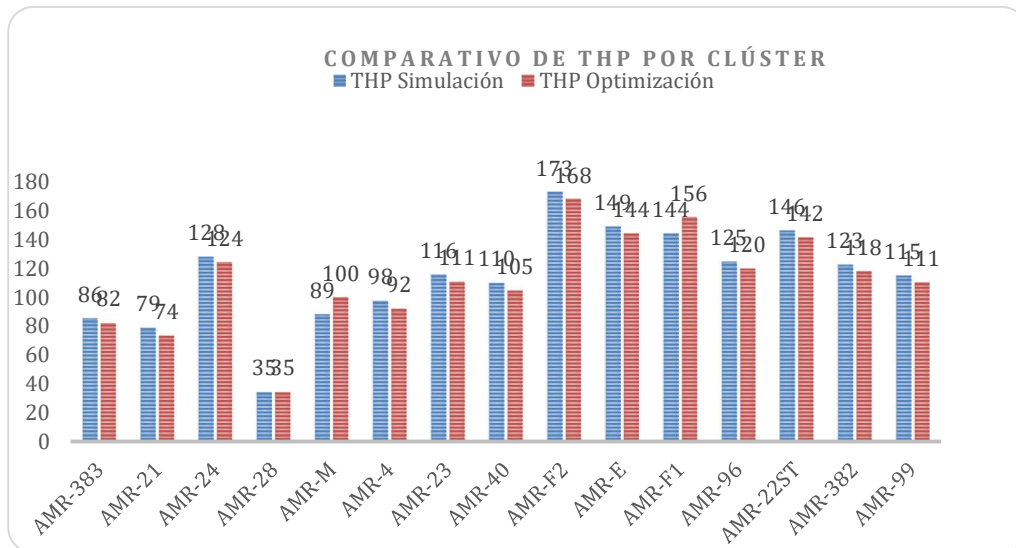


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de THP por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 1.

En la **Figura 28** se evidencia el incremento o disminución de la presión en cada uno de los clúster, con esta propuesta se logra reducir la presión del sistema disminuyendo así las sobrepresiones que se venían evidenciando en la operación de las troncales.

**Figura 29.**

*Comparativo de THP por clúster, propuesta 1*



**Nota.** Gráfico comparativo de los valores THP por clúster del escenario base vs escenario resultante al ajustar el sistema a la propuesta 1.

La **Figura 29** ilustra el comparativo de la presión de cada clúster, en color azul se observa la THP simulada con los datos operativos del campo, en color rojo observamos THP resultado de la propuesta 1.

Finalmente, en la **Tabla 13** se registran los datos calculados al realizar el balance volumétrico esperado al aplicar la propuesta 1. En esta tabla se puede observar cada uno de los pozos, y cuál es su aporte de fluido y aporte al cambio de la presión en la línea, a su vez se cuantifica en cuantos barriles aumenta o disminuye la producción del campo.

**Tabla 13.**

*Balance volumétrico propuesta 1*

POZO	CLUSTER	presión real	Presión simulada	Presión optimizada	Pressure (Psig)	Líquido real	Líquido simulado	Líquido optimizado	Líquido (STB/d)	Crudo real	Crudo simulado	Crudo optimizado	Crudo (STB/d)
FUA AMRO252H	AMR-24	114	116	112	-4,9	251	246	257	11,0	158,3	151,9	158,7	6,8
FUA AMRO255HST2	AMR-24	127	130	127	-3,3	372	352	373	21,2	305,0	288,3	305,6	17,4
FUA AMRO265HST	AMR-382	135	131	126	-4,5	389	393	401	7,8	262,9	266,1	271,4	5,3
FUA AMRO266H	AMR-382	115	119	115	-4,4	1490	1459	1488	29,3	689,0	674,5	688,0	13,5
FUA AMRO267H	AMR-382	118	120	116	-4,6	1485	1472	1498	25,5	711,6	705,6	717,8	12,2
FUA AMRO268P	AMR-382	112	115	110	-4,7	1314	1366	1373	6,6	54,7	57,4	57,7	0,3
FUA AMRO301H	AMR-96	122	126	122	-4,7	696	679	698	18,5	118,4	115,5	118,6	3,1
FUA AMRO309HST	AMR-225T	140	147	142	-4,7	491	468	484	15,4	357,1	340,7	351,9	11,2
FUA AMRO310HST	AMR-382	130	132	127	-4,5	738	732	751	19,0	405,0	402,1	412,5	10,4
FUA AMRO311HST	AMR-96	120	125	121	-4,8	804	780	799	19,4	151,4	146,8	150,5	3,6
FUA AMRO312H	AMR-96	118	124	120	-4,8	691	671	685	15,2	412,3	400,0	409,0	9,0
FUA AMRO313H	AMR-96	115	122	117	-4,8	1617	1562	1595	32,6	182,1	175,9	179,6	3,7
FUA AMRO314D	AMR-96	122	125	120	-4,8	416	404	415	10,6	203,3	197,7	202,9	5,2
FUA AMRO317H	AMR-225T	142	146	141	-4,8	322	317	326	8,8	252,4	248,6	255,5	6,9
FUA AMRO321H	AMR-99	110	112	108	-4,7	3324	3290	3356	66,4	104,7	103,6	105,7	2,1
FUA AMRO322H	AMR-99	108	113	108	-4,7	834	809	837	28,4	464,8	450,6	466,4	15,8
FUA AMRO323H	AMR-99	135	125	121	-4,6	855	913	921	8,2	444,6	453,4	457,4	4,1
FUA AMRO324D	AMR-99	108	113	108	-4,8	908	894	904	10,1	320,7	317,5	321,1	3,6
FUA AMRO327HST2	AMR-24	130	132	130	-2,5	233	221	237	15,6	158,6	150,2	160,8	10,6
FUA AMRO382V	AMR-382	110	119	114	-4,5	986	963	975	11,7	226,3	221,1	223,8	2,7
FUA AMRO383	AMR-383	85	85	83	-3,3	236	235	238	3,4	146,5	145,6	147,8	2,1
FUA AMRO413H	AMR-383	80	84	81	-3,3	1442	1405	1434	29,5	445,4	433,9	443,0	9,1
FUA AMRO421H	AMR-99	110	113	108	-4,7	1573	1550	1583	32,7	249,9	246,3	251,5	5,2
FUA AMRO424H	AMR-96	119	125	121	-4,8	465	444	460	15,7	245,1	234,0	242,2	8,3
FUA AMRO428H	AMR-383	85	87	84	-3,3	348	335	342	7,6	244,3	235,2	240,6	5,4
FUA AMRO429H	AMR-383	85	90	87	-3,3	2045	2012	2042	30,4	381,4	375,2	380,9	5,7
FUA AMRS000L	AMR-4	95	97	91	-5,2	1130	1130	1133	2,7	73,6	73,6	73,7	0,2
FUA AMR-E0001H1	AMR-E	141	149	144	-4,9	1732	1745	1749	4,2	25,5	25,6	25,7	0,1
FUA AMR-E0001ST2	AMR-E	152	149	144	-5,0	5255	5277	5308	31,2	183,9	184,7	185,8	1,1
FUA AMR-E0002ST	AMR-E	144	150	145	-5,0	1716	1713	1716	2,9	55,3	55,2	55,3	0,1
FUA AMR-F0002	AMR-F2	153	154	149	-5,0	454	454	454	0,5	42,6	42,6	42,6	0,0
FUA AMR-F00012HS1L	AMR-F1	145	144	155	11,2	2225	2227	2201	-25,9	120,4	120,5	119,1	-1,4
FUA AMR-F0001H15T1	AMR-F1	148	149	160	11,4	2337	2293	2276	-17,2	247,3	242,6	240,8	-1,8
FUA AMR-F0001ST3	AMR-F1	142	142	154	11,4	1311	1310	1299	-10,9	48,6	48,6	48,2	-0,4
FUA AMR-F0002H1	AMR-F2	196	201	197	-4,2	3022	2994	3017	22,9	391,7	389,2	392,2	3,0
FUA AMR-F0002H25T1	AMR-F2	180	184	179	-4,6	2555	2544	2555	10,6	93,5	93,1	93,5	0,4
FUA AMR-M000L	AMR-M	94	89	101	11,7	461	463	460	-3,2	75,7	75,0	75,5	-0,5
FUA AMR-M0001H15T1	AMR-M	92	89	100	11,6	1416	1461	1441	-20,2	33,8	34,9	34,4	-0,5
FUA AMR-M0001H25T1	AMR-M	89	88	100	11,6	2080	2073	2044	-29,1	88,2	87,9	85,7	-1,2
Total									932			234	

*Nota.* Balance volumétrico del sistema al ajustar el sistema a la propuesta 1.

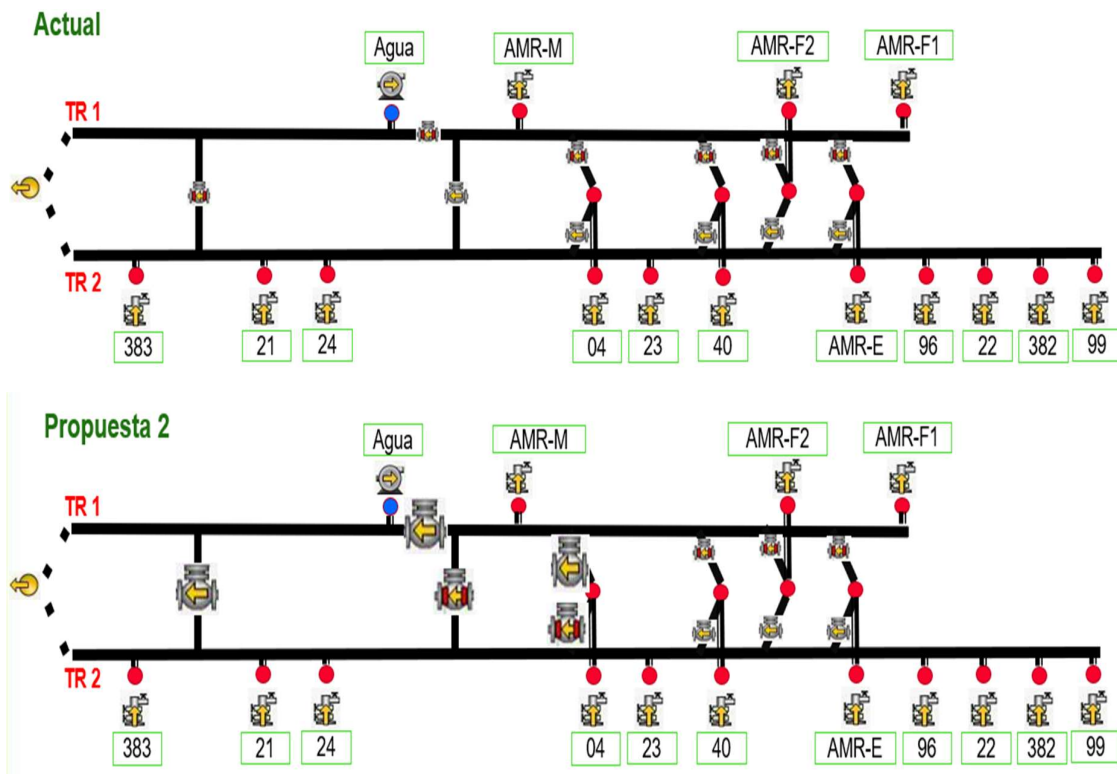
### 3.3.2. Propuesta 2.

Se propone realizar 5 movimientos, los cuales consisten en hacer la apertura de la válvula del cruce, y direccionar la producción del clúster AMR-04, AMR-F1 y AMR-M hacia la Troncal FUA1.

En el escenario actual la producción del clúster AMR-04, AMR-F1 y AMR-M están conectados a la Troncal FUA2.

**Figura 30.**

*Escenario actual y Escenario propuesta 2*



**Nota.** Esquemas del caso base y cambios realizados con la propuesta 2.

Realizando 5 movimientos de apertura de la válvula del cruce, y direccionar la producción del clúster AMR-04, AMR-F1 y AMR-M hacia la Troncal FUA1; se tendría los siguientes resultados.

**Tabla 14.***Resultados de la propuesta 2*

Escenario	2	Total
Liquid Rate (STB/día)	512	130.563
Oil Rate (STB/día)	451	14.877
Water Rate (STB/día)	61	115.685
Max. presión en pozo (psig)	212	
Max. Dif. presión en pozo (psig)	64,5	
Min. Dif. presión en pozo (psig)	-13,3	
Movimientos	5	

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de ajustar el sistema a la propuesta 2.

En el escenario 2, se obtiene un aumento de 512 bbl/día de fluido de los cuales 451 bbl/día son de aceite y 61 bbl/día son de agua, para un total de 130.563 bbl/día de fluido de pozo producidos.

De esta manera se tienen 14.877 bbl/día de aceite y 115.685 bbl/día de agua, con este cambio la presión máxima alcanzada es de 212 psig, aunque es un valor menor a la del caso base, no es suficiente ya que solo se reducen 14 psig. En esta propuesta se tiene una menor reducción de la presión debido al aumento en producción de aceite, entre más aceite producido se tenga mayor será la presión del sistema.



**Tabla 15.**

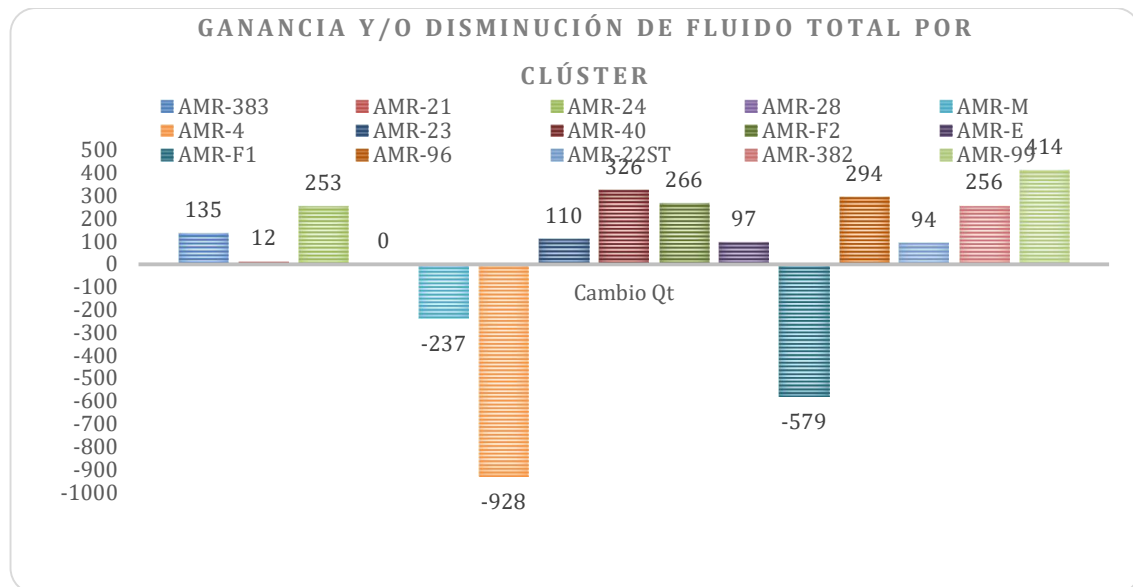
*Resultados de velocidades en la propuesta 2*

Propuesta 2	
Velocidad (ft/seg)	
Clúster AMR-99	0,3
Clúster AMR-382	0,7
Clúster AMR-22	0,9
Clúster AMR-96	1,2
Clúster AMR-F1	1,1
Clúster AMR-E	1
Clúster AMR-F2	1,5
Clúster AMR-40	1,7
Clúster AMR-23	1,9
Clúster AMR-04	1,4
Clúster AMR-M	1,5
Clúster AMR-24	1,3
Clúster AMR-21	1,5
Clúster AMR-383	1,4

**Nota.** La tabla contiene los valores resultantes de las velocidades al ajustar el sistema a la propuesta 2

**Figura 31.**

*Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, propuesta 2*

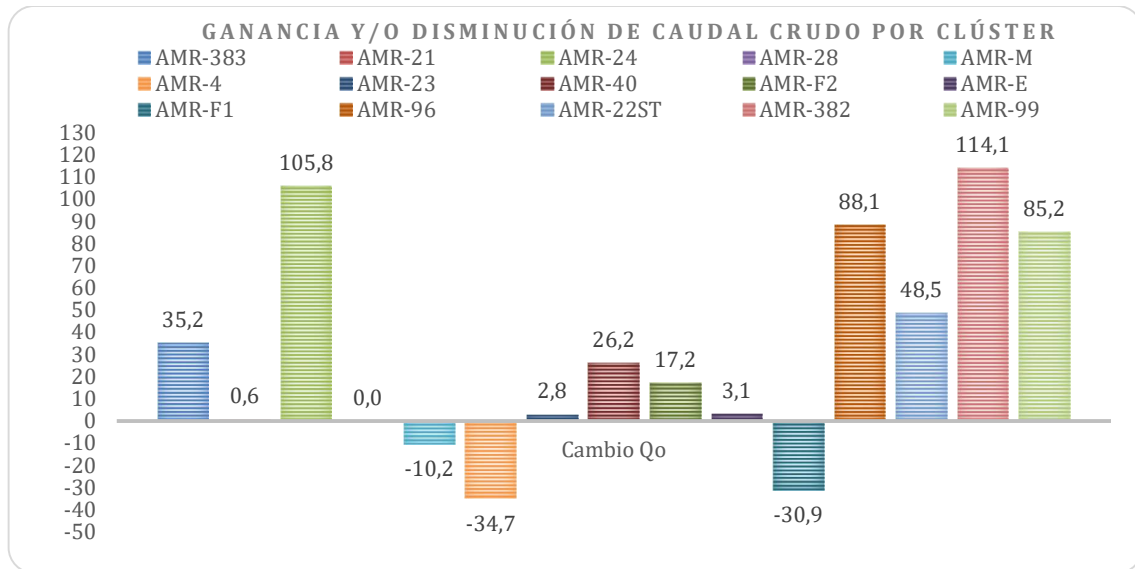


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de fluido total por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 2

En la **Figura 31**, se observa valores negativos lo que significa una reducción en la producción del clúster AMR-4, AMR-F1 y AMR-M.

**Figura 32.**

*Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 2*

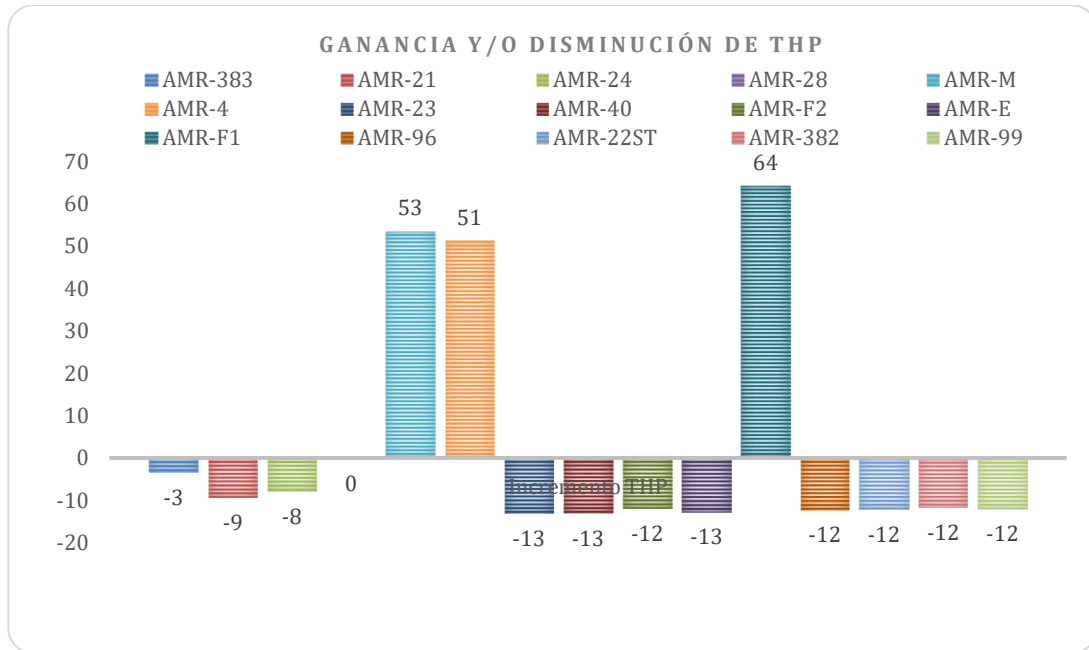


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 2

En la **Figura 32**, se ilustran los cambios netamente en la producción de crudo, se observan valores negativos lo que significa una reducción en la producción, así como los valores positivos ilustran la ganancia de fluido.

**Figura 33.**

*Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 2*

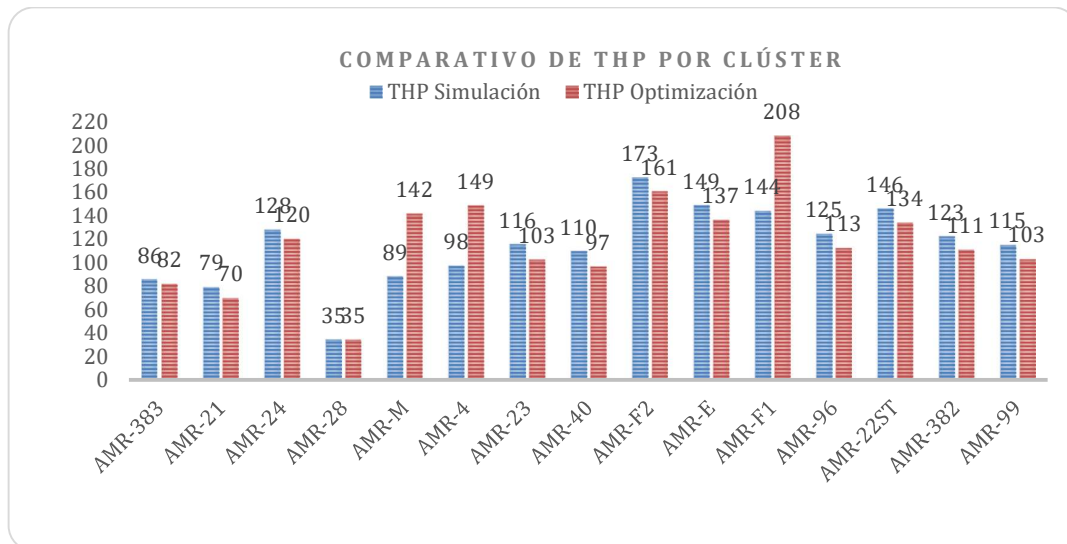


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de caudal de crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 2

En la **Figura 33** se evidencia el aumento de la THP, esto es consecuencia del aumento del caudal de crudo que da resultado de los movimientos y reconfiguraciones propuestas para el escenario 2

**Figura 34.**

*Comparativo de THP por clúster, propuesta 2*



**Nota.** Gráfico comparativo de los valores THP por clúster del escenario base vs escenario resultante al ajustar el sistema a la propuesta 2

La **Figura 34** ilustra el comparativo de la presión de cada clúster, en color azul se observa la THP simulada con los datos operativos del campo, en color rojo observamos THP resultado de la propuesta 2.

Finalmente, en la **Tabla 13** se registran los datos calculados al realizar el balance volumétrico esperado al aplicar la propuesta 2. En esta tabla se puede observar cada uno de los pozos, y cuál es su aporte de fluido y aporte al cambio de la presión en la línea, a su vez se cuantifica en cuantos barriles aumenta o disminuye la producción del campo.

**Tabla 16.**

*Balance volumétrico propuesta 2*

POZO	CLUSTER	presión real	Presión simulada	Presión optimizada	Pressure (Psig)	Líquido real	Líquido simulado	Líquido optimizado	Líquido (STB/d)	Crudo real	Crudo simulado	Crudo optimizado	Crudo (STB/d)
FUA AMR-0252H	AMR-24	114	116	106	-10,0	251	246	269	22,6	158,3	151,9	165,8	13,9
0259HST2	AMR-24	127	130	124	-6,4	372	352	393	41,4	305,0	288,3	322,2	33,9
0285HST	AMR-382	135	131	119	-11,8	389	393	413	20,3	262,9	266,1	279,9	13,8
FUA AMR-0286H	AMR-382	115	119	108	-11,6	1490	1459	1535	76,4	689,0	674,5	709,8	35,3
FUA AMR-0287H	AMR-382	118	120	109	-11,7	1485	1472	1537	64,9	711,6	705,6	736,7	31,1
FUA AMR-0288P	AMR-382	112	115	103	-12,0	1314	1366	1383	16,7	54,7	57,4	58,1	0,7
FUA AMR-0301H	AMR-96	122	126	114	-12,1	696	679	726	47,1	118,4	115,5	123,5	8,0
0309HST	AMR-225T	140	147	135	-12,1	491	468	507	39,2	357,1	340,7	369,3	28,5
0310HST	AMR-382	130	132	120	-11,4	738	732	781	48,2	405,0	402,1	428,5	26,5
0311HST	AMR-96	120	125	113	-12,2	804	780	829	49,3	151,4	146,8	156,1	9,3
FUA AMR-0312H	AMR-96	118	124	112	-12,2	691	671	709	38,7	412,3	400,0	423,1	23,1
FUA AMR-0313H	AMR-96	115	122	109	-12,2	1617	1562	1645	83,5	182,1	175,9	185,3	9,4
FUA AMR-0314D	AMR-96	122	125	113	-12,2	416	404	431	26,8	203,3	197,7	210,8	13,1
FUA AMR-0317H	AMR-225T	142	146	134	-12,1	322	317	339	22,4	252,4	248,6	266,1	17,6
FUA AMR-0321H	AMR-99	110	112	100	-12,1	3324	3290	3459	169,1	104,7	103,6	109,0	5,3
FUA AMR-0322H	AMR-99	108	113	101	-12,1	834	809	881	72,3	464,8	450,6	490,8	40,3
FUA AMR-0323H	AMR-99	135	125	114	-11,8	895	913	934	21,0	444,6	453,4	463,8	10,4
FUA AMR-0324D	AMR-99	108	113	101	-12,1	903	894	920	25,7	320,7	317,5	326,6	9,1
0327HST2	AMR-24	130	132	127	-4,9	233	221	251	30,4	158,6	150,2	170,9	20,7
FUA AMR-0382V	AMR-382	110	119	107	-11,5	986	963	993	29,5	226,3	221,1	227,9	6,8
FUA AMR-0383	AMR-383	85	86	83	-3,5	236	235	238	3,6	146,5	145,6	147,9	2,3
FUA AMR-0413H	AMR-383	80	84	81	-3,5	1442	1405	1436	31,1	445,4	433,9	443,5	9,6
FUA AMR-0421H	AMR-99	110	113	101	-12,1	1573	1550	1633	83,4	249,9	246,3	259,5	13,2
FUA AMR-0424H	AMR-96	119	125	113	-12,2	465	444	484	40,0	245,1	234,0	255,1	21,1
FUA AMR-0428H	AMR-383	85	87	84	-3,4	348	335	343	8,1	244,3	235,2	240,9	5,7
FUA AMR-0429H	AMR-383	85	90	87	-3,4	2045	2012	2043	31,5	381,4	375,2	381,0	5,9
FUA AMR-S0001	AMR-4	95	97	148	51,4	1130	1130	1104	-26,4	73,6	73,6	71,9	-1,7
E0001H1	AMR-E	141	149	136	-12,6	1732	1745	1756	10,8	25,5	25,6	25,8	0,2
E0001ST2	AMR-E	152	149	136	-12,6	5255	5277	5355	78,6	183,9	184,7	187,4	2,8
E0002ST	AMR-E	144	150	137	-12,6	1716	1713	1720	7,4	55,3	55,2	55,4	0,2
FUA AMR--F0002	AMR-F2	153	154	141	-12,7	454	454	455	1,3	42,6	42,6	42,7	0,1
F00012HST1	AMR-F1	145	144	207	63,8	2225	2227	2080	-147,5	120,4	120,5	112,5	-8,0
F0001H1ST1	AMR-F1	148	149	212	63,8	2337	2293	2196	-96,8	247,3	242,6	232,4	-10,2
F0001ST3	AMR-F1	142	142	207	64,5	1311	1310	1246	-64,1	48,6	48,6	46,2	-2,4
F0002H1	AMR-F2	196	201	191	-10,7	3022	2994	3052	58,3	391,7	389,2	396,8	7,6
F0002H2ST1	AMR-F2	180	184	172	-11,9	2555	2544	2572	27,3	93,5	93,1	94,1	1,0
FUA AMR--M0001	AMR-M	94	89	143	53,8	461	463	448	-14,8	75,7	76,0	73,6	-2,4
M0001H1ST1	AMR-M	92	89	142	53,2	1416	1461	1371	-89,4	33,8	34,9	32,8	-2,1
M0001H2ST1	AMR-M	89	88	141	53,3	2080	2073	1941	-132,8	88,2	87,9	82,3	-5,6
Total									512				451

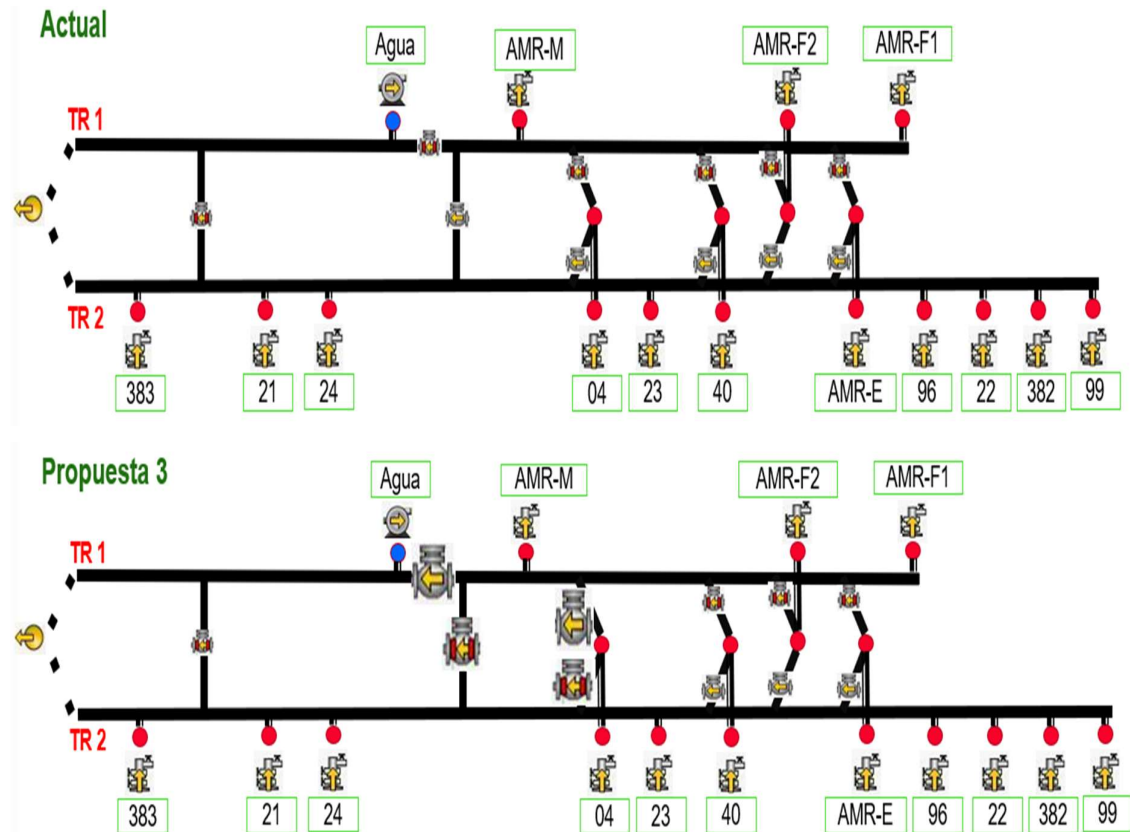
*Nota.* Balance volumétrico del sistema al ajustar el sistema a la propuesta 2

### 3.3.3. Propuesta 3.

Se propone realizar 4 movimientos de apertura de válvulas de la troncal FUA1 hacia la facilidad de producción, y direccionar la producción del clúster AMR-04, AMR-F1 y AMR-M hacia la troncal FUA1.

Figura 35.

Escenario actual y Escenario propuesta 3



**Nota.** Esquemas del caso base y cambios realizados con la propuesta 3.

Realizando 4 movimientos de apertura de válvulas de la troncal FUA1 hacia la facilidad de producción, y direccionar la producción del clúster AMR-04, AMR-F1 y AMR-M hacia la troncal FUA1; se tendría los siguientes resultados.

**Tabla 17.**

*Resultados de la propuesta 3*

Escenario	3	Total
Liquid Rate (STB/día)	447	130.498
Oil Rate (STB/día)	396	14.822
Water Rate (STB/día)	51	115.675
Max. presión en pozo (psig)	206	
Max. Dif. presión en pozo (psig)	58	
Min. Dif. presión en pozo (psig)	-11,8	
Movimientos	4	

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de ajustar el sistema a la propuesta 3.

En el escenario 3, se obtiene un aumento de 447 bbl/día de fluido de los cuales 396 bbl/día son de aceite y 51 bbl/día son de agua, para un total de 130.498 bbl/día de fluido de pozo producidos.

De esta manera se tienen 14.822 bbl/día de aceite y 115.675 bbl/día de agua, con este cambio la presión máxima alcanzada es de 206 psig, se reducen 20 psig con respecto al caso base, pero a su vez, el aumento de producción es muy bajo si se compara con otras opciones presentadas.

**Tabla 18.**

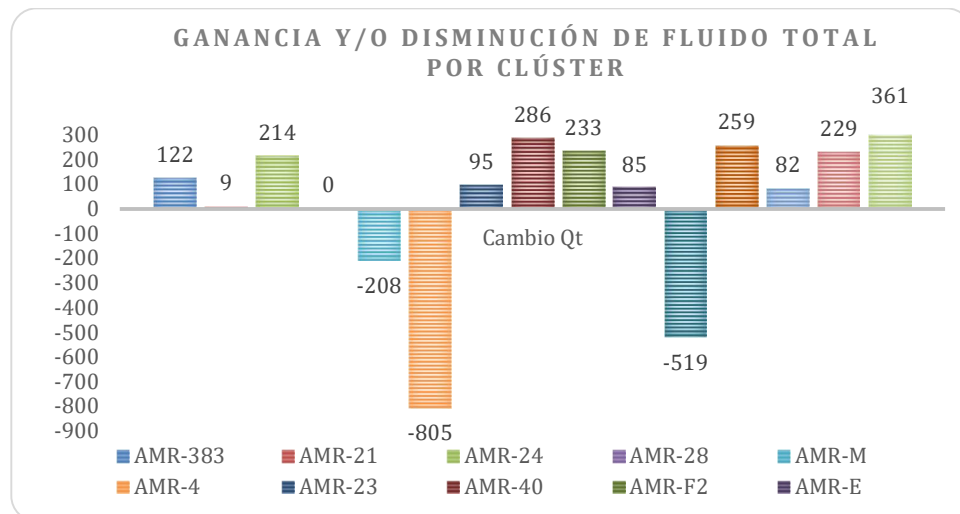
*Resultados de velocidades en la propuesta 3*

Propuesta 3	
Velocidad (ft/seg)	
Clúster AMR-99	0,3
Clúster AMR-382	0,5
Clúster AMR-22	0,8
Clúster AMR-96	1,1
Clúster AMR-F1	0,9
Clúster AMR-E	0,9
Clúster AMR-F2	1,3
Clúster AMR-40	1,7
Clúster AMR-23	2,1
Clúster AMR-04	1,3
Clúster AMR-M	0,8
Clúster AMR-24	0,9
Clúster AMR-21	0,8
Clúster AMR-383	1,1

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de las velocidades al ajustar el sistema a la propuesta 3

**Figura 36.**

*Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 3*



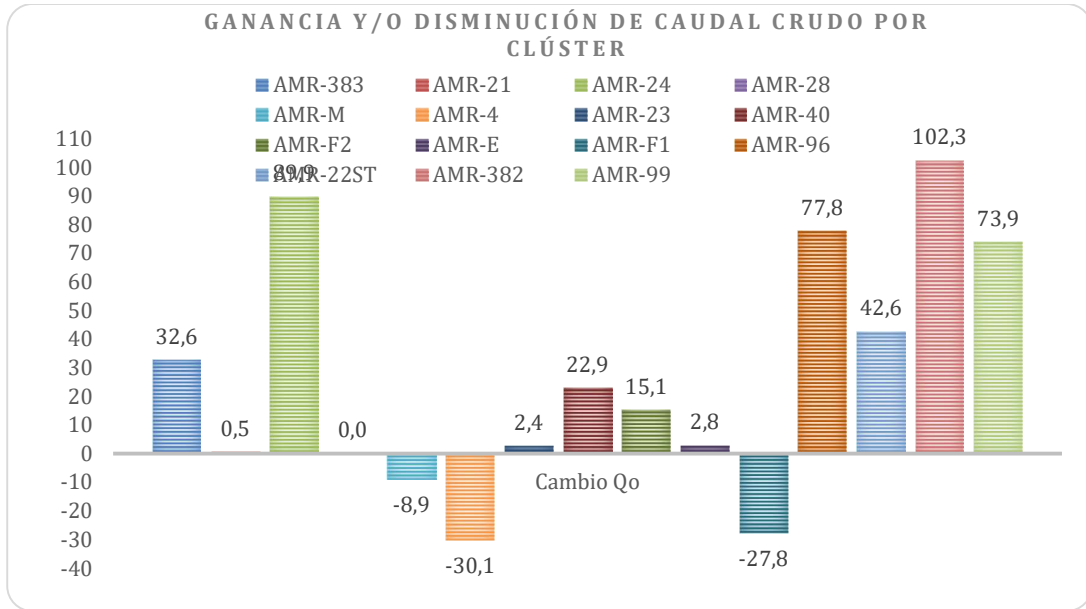
*Nota.* Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de fluido total por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 3



En la **Figura 36**, se observa valores negativos lo que significa una reducción significativa en la producción de los clúster AMR-4, AMR-F1 y AMR-M.

**Figura 37.**

*Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 3*

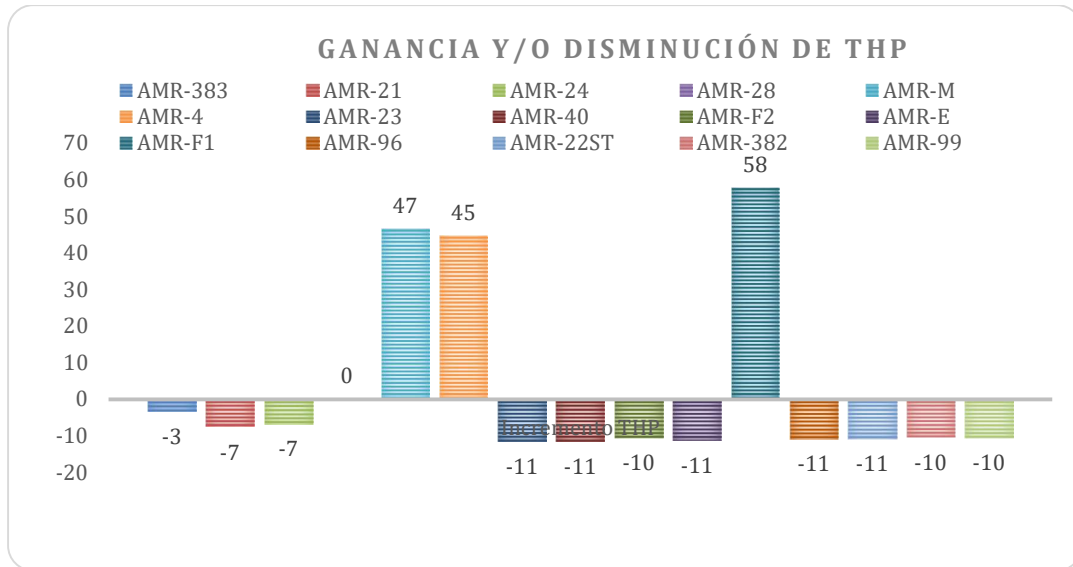


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 3

En la **Figura 37**, se evidencia la disminución en los valores de presión, que para esta propuesta pudiese ser mayor disminución si se tuviera mayor producción de agua, cuando se tiene mayor producción de agua se reduce la presión del sistema.

**Figura 38.**

*Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 3*

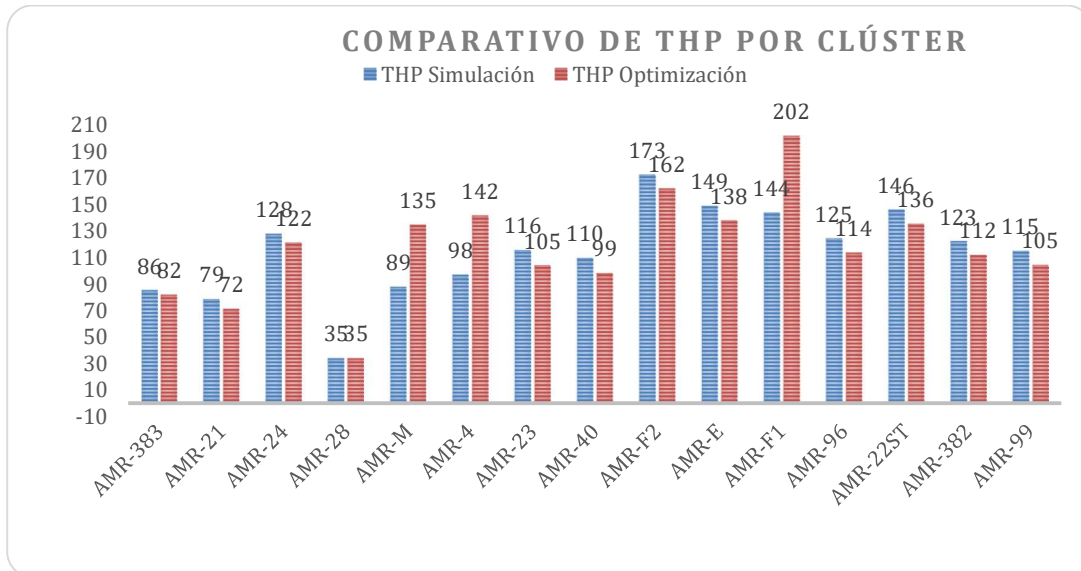


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de THP por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 3

En la **Figura 38** se ilustra cuáles de los pozos disminuyen en valor de presión, y a su vez cuales son los que aumentan la presión que son los mismos que generan un aumento en la producción de crudo.

**Figura 39.**

*Comparativo de THP por clúster, propuesta 3*



**Nota.** Gráfico comparativo de los valores THP por clúster del escenario base vs escenario resultante al ajustar el sistema a la propuesta 3

Finalmente, en la **Figura 39** se evidencia el aumento de la THP, esto es consecuencia del aumento del caudal de crudo que da resultado de los movimientos y reconfiguraciones propuestas para el escenario 3.

En la **Tabla 15** se registran los datos calculados al realizar el balance volumétrico esperado al aplicar la propuesta 3. En esta tabla se puede observar cada uno de los pozos, y cuál es su aporte de fluido y aporte al cambio de la presión en la línea, a su vez se cuantifica en cuantos barriles aumenta o disminuye la producción del campo.

**Tabla 19.**

*Balance volumétrico propuesta 3*

POZO	CLUSTER	presión real	Presión simulada	Presión optimizada	Pressure (Psig)	Líquido real	Líquido simulado	Líquido optimizado	Líquido (STB/d)	Crudo real	Crudo simulado	Crudo optimizado	Crudo (STB/d)
FUA AMR-0252H	AMR-24	114	116	108	-8,6	251	246	266	19,5	158,3	151,9	163,9	12,0
FUA AMR-0259HST2	AMR-24	127	130	125	-5,4	372	352	387	35,1	305,0	288,3	317,0	28,8
FUA AMR-0285HST	AMR-382	135	131	120	-10,4	389	393	411	17,9	262,9	266,1	278,2	12,1
FUA AMR-0286H	AMR-382	115	119	108	-10,9	1490	1459	1531	72,1	689,0	674,5	707,8	33,4
FUA AMR-0287H	AMR-382	118	120	110	-10,2	1485	1472	1529	56,7	711,6	705,6	732,8	27,2
FUA AMR-0288P	AMR-382	112	115	105	-10,5	1314	1366	1381	14,7	54,7	57,4	58,0	0,6
FUA AMR-0301H	AMR-96	122	126	116	-10,6	696	679	721	41,2	118,4	115,5	122,5	7,0
FUA AMR-0309HST	AMR-22ST	140	147	136	-10,6	491	468	503	34,4	357,1	340,7	365,8	25,1
FUA AMR-0310HST	AMR-382	130	132	122	-10,0	738	732	775	42,2	405,0	402,1	425,2	23,1
FUA AMR-0311HST	AMR-96	120	125	115	-10,6	804	780	823	43,1	151,4	146,8	154,9	8,1
FUA AMR-0312H	AMR-96	118	124	114	-10,7	691	671	705	33,9	412,3	400,0	420,2	20,2
FUA AMR-0313H	AMR-96	115	122	111	-10,7	1617	1562	1635	72,9	182,1	175,9	184,1	8,2
FUA AMR-0314D	AMR-96	122	125	114	-11,2	416	404	429	24,7	203,3	197,7	209,8	12,1
FUA AMR-0317H	AMR-22ST	142	146	135	-10,6	322	317	337	19,7	252,4	248,6	264,0	15,4
FUA AMR-0321H	AMR-99	110	112	102	-10,5	3324	3290	3438	147,7	104,7	103,6	108,3	4,7
FUA AMR-0322H	AMR-99	108	113	102	-10,4	834	809	871	62,0	464,8	450,6	485,1	34,5
FUA AMR-0323H	AMR-99	135	125	115	-10,3	895	913	931	18,4	444,6	453,4	462,5	9,1
FUA AMR-0324D	AMR-99	108	113	102	-10,6	903	894	917	22,6	320,7	317,5	325,5	8,0
FUA AMR-0327HST2	AMR-24	130	132	128	-4,2	233	221	247	26,1	158,6	150,2	168,0	17,7
FUA AMR-0382V	AMR-382	110	119	109	-10,1	986	963	989	26,0	226,3	221,1	227,1	6,0
FUA AMR-0383	AMR-383	85	86	83	-3,0	236	235	238	3,1	146,5	145,6	147,6	2,0
FUA AMR-0413H	AMR-383	80	84	81	-3,1	1442	1405	1432	27,6	445,4	433,9	442,5	8,5
FUA AMR-0421H	AMR-99	110	113	102	-10,6	1573	1550	1623	72,8	249,9	246,3	257,8	11,6
FUA AMR-0424H	AMR-96	119	125	115	-10,7	465	444	479	35,1	245,1	234,0	252,5	18,5
FUA AMR-0428H	AMR-383	85	87	83	-3,8	348	335	343	8,9	244,3	235,2	241,5	6,3
FUA AMR-0429H	AMR-383	85	90	87	-3,1	2045	2012	2041	28,9	381,4	375,2	380,6	5,4
FUA AMR-S0001	AMR-4	95	97	141	44,8	1130	1130	1107	-23,0	73,6	73,6	72,1	-1,5
FUA AMR-R0001H1	AMR-E	141	149	138	-11,2	1732	1745	1754	9,6	25,5	25,6	25,8	0,1
FUA AMR-R0001ST2	AMR-E	152	149	138	-11,2	5255	5277	5346	69,5	183,9	184,7	187,1	2,4
FUA AMR-R0002ST	AMR-E	144	150	139	-10,9	1716	1713	1719	6,3	55,3	55,2	55,4	0,2
FUA AMR-N0002	AMR-F2	153	154	143	-11,0	454	454	455	1,1	42,6	42,6	42,7	0,1
FUA AMR-00012HST1	AMR-F1	145	144	201	57,5	2225	2227	2094	-133,0	120,4	120,5	113,3	-7,2
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-F1	148	149	206	57,3	2337	2293	2206	-87,2	247,3	242,6	233,4	-9,2
FUA AMR-0001ST3	AMR-F1	142	142	200	58,0	1311	1310	1253	-57,3	48,6	48,6	46,5	-2,1
FUA AMR-0002H1	AMR-F2	196	201	192	-9,4	3022	2994	3045	51,2	391,7	389,2	395,9	6,7
FUA AMR-0002H2ST1	AMR-F2	180	184	174	-10,4	2555	2544	2568	24,0	93,5	93,1	94,0	0,9
FUA AMR-0001	AMR-M	94	89	136	46,8	461	463	450	-12,9	75,7	76,0	73,9	-2,1
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-M	92	89	135	46,4	1416	1461	1383	-78,1	33,8	34,9	33,0	-1,9
FUA AMR-0001H2ST1	AMR-M	89	88	135	46,5	2080	2073	1957	-116,7	88,2	87,9	83,0	-4,9
									Total	447			396

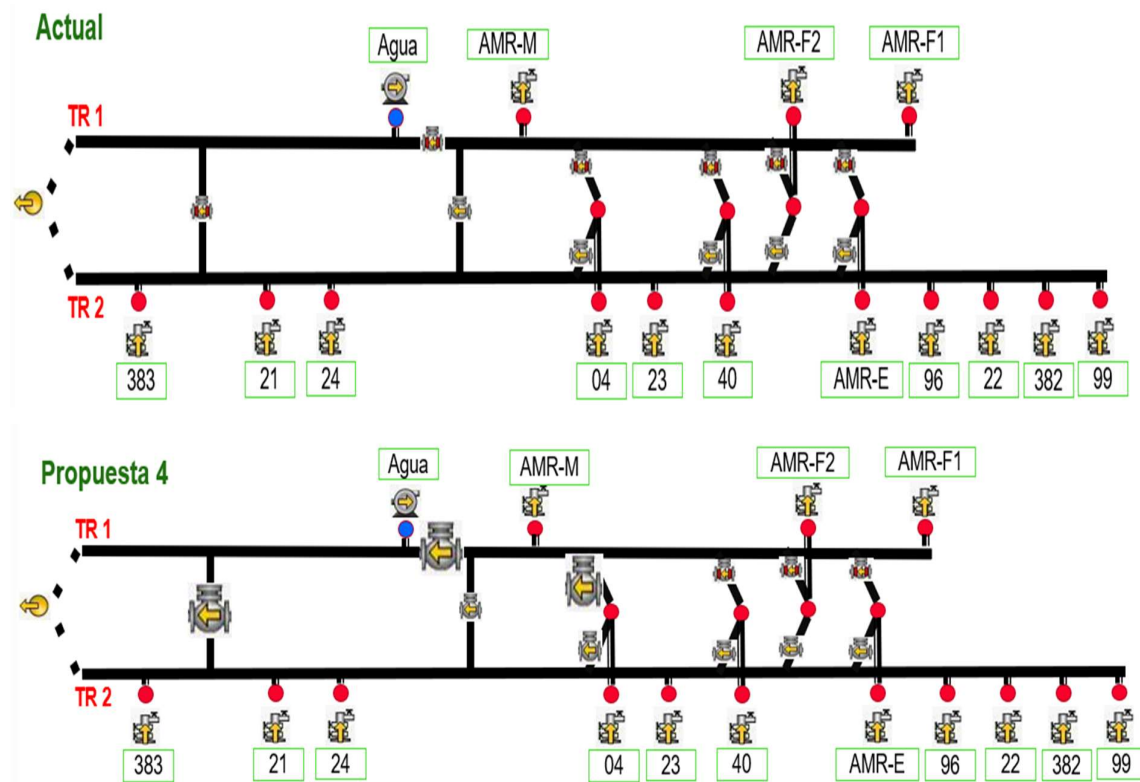
*Nota.* Balance volumétrico del sistema al ajustar el sistema a la propuesta 3

### 3.3.4. Propuesta 4.

Se propone realizar 3 movimientos de apertura de la válvula del cruce que interconecta Troncal FUA1 con Troncal FUA2, apertura de la válvula de la Troncal FUA1 hacia la facilidad de producción, y direccionar la producción del clúster AMR-F1 y AMR-M hacia la Troncal FUA1. Adicionalmente apertura de la válvula del bypass para conectar el clúster AMR-04 a la Troncal FUA1.

**Figura 40.**

*Escenario actual y Escenario propuesta 4*



**Nota.** Esquemas del caso base y cambios realizados con la propuesta 4

Realizando los 3 movimientos de apertura de válvulas propuestos; se tendría los siguientes resultados.

**Tabla 20.**

*Resultados de la propuesta 4*

<b>Escenario</b>	<b>4</b>	<b>Total</b>
Liquid Rate (STB/día)	1226	131.277
Oil Rate (STB/día)	289	14.715
Water Rate (STB/día)	937	116.561
Max. presión en pozo (psig)	196	
Max. Dif. presión en pozo (psig)	9,6	
Min. Dif. presión en pozo (psig)	-6,8	
Movimientos	3	

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de ajustar el sistema a la propuesta 4

En el escenario 4, se obtiene un aumento de 1226 bbl/día de fluido de los cuales 289 bbl/día son de aceite y 937 bbl/día son de agua, para un total de 131.277 bbl/día de fluido de pozo producidos.

De esta manera se tienen 14.715 bbl/día de aceite y 116.561 bbl/día de agua, con este cambio la presión máxima alcanzada es de 196 psig, se reducen 30 psig con respecto al caso base.

Este escenario resulta ser el más viable y efectivo para implementar en la configuración de las líneas, esto debido a que cumple con el objetivo del estudio, aporta un aumento de 937 bbl/día de agua lo que significa mayor velocidad del fluido dentro de las líneas, y a su vez, reduce la presión hasta en 30 psig aproximadamente.

**Tabla 21.**

*Resultados de velocidades en la propuesta 4*

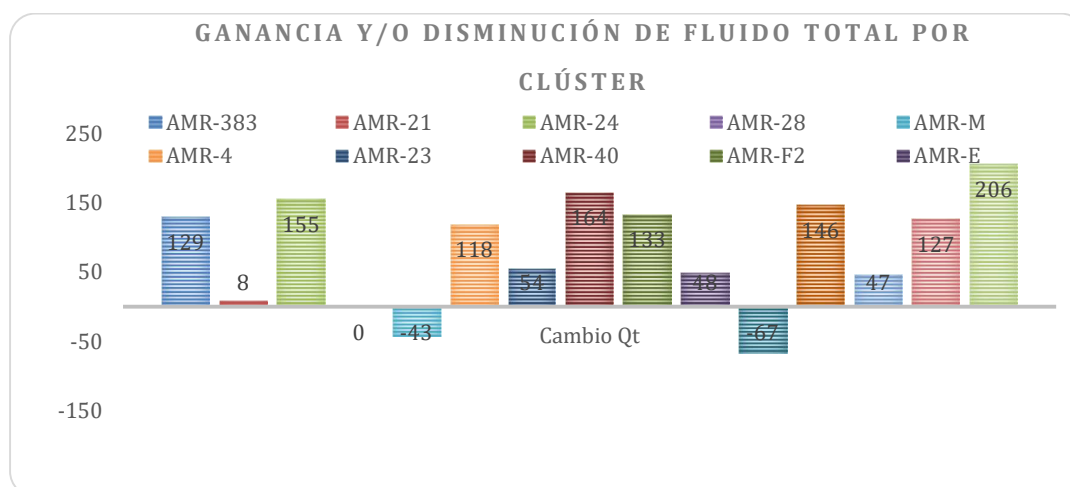
Propuesta 4	
Velocidad (ft/seg)	
Clúster AMR-99	1,5
Clúster AMR-382	1,9
Clúster AMR-22	1,7
Clúster AMR-96	1,5
Clúster AMR-F1	2,4
Clúster AMR-E	2,2
Clúster AMR-F2	3,4
Clúster AMR-40	3,6
Clúster AMR-23	4
Clúster AMR-04	2,1
Clúster AMR-M	2
Clúster AMR-24	2
Clúster AMR-21	2,1
Clúster AMR-383	2,5

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de las velocidades al ajustar el sistema a la propuesta 4

Gráficamente, obtenemos los siguientes resultados.

**Figura 41.**

*Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 4*

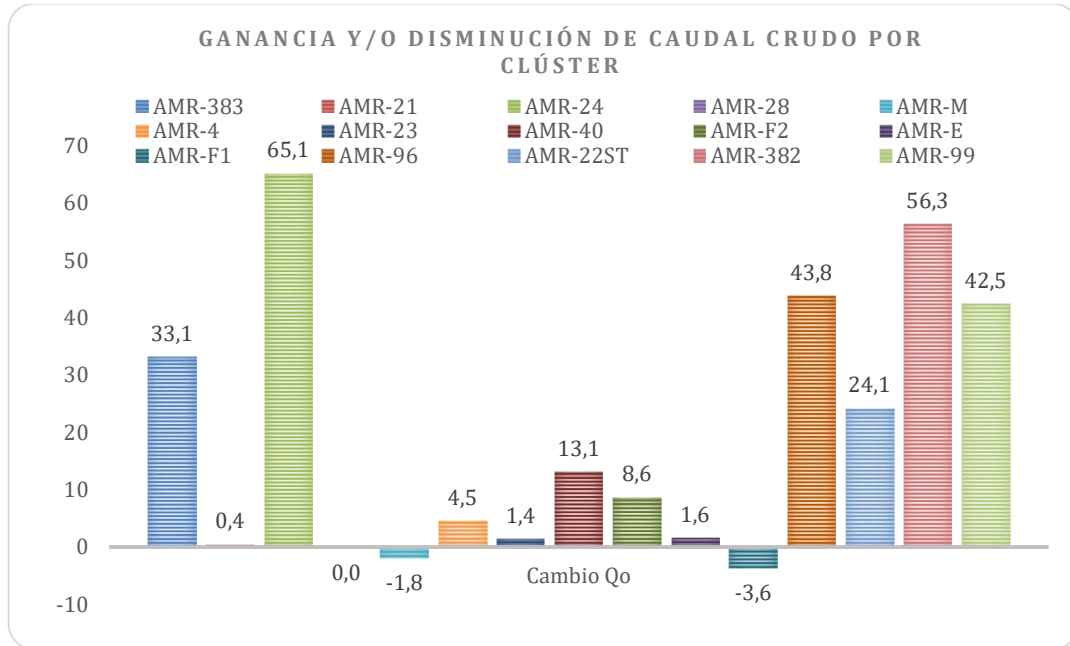


*Nota.* Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de fluido total por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 4

En la **Figura 41**, se observa valores negativos lo que significa una reducción mínima en la producción de los clúster AMR-F1 y AMR-M. A su vez se muestra cuáles son los pozos que aumentan el flujo y en qué cantidad.

**Figura 42.**

*Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 4*

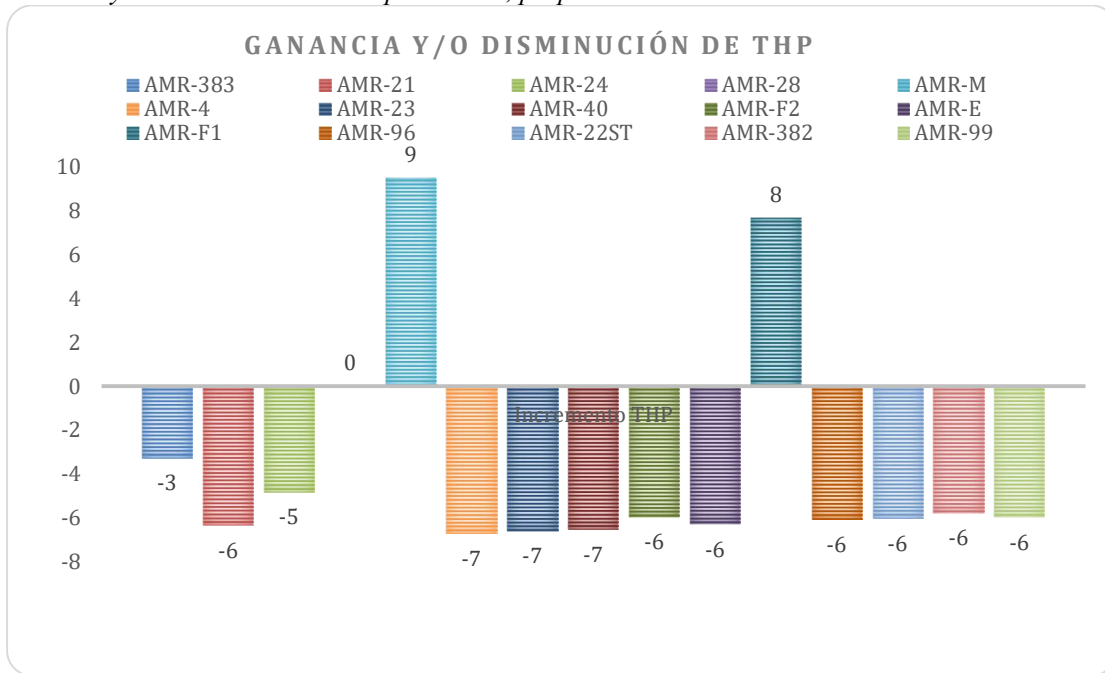


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 4

En la **Figura 42** se evidencia aporte de cada clúster al aumento del caudal de crudo, que en comparación con otras propuestas resulta ser de los mejores resultados. A su vez se evidencia en cuáles clúster se disminuye el caudal de crudo, que son valores muy pequeños resultan ser poco significativos.



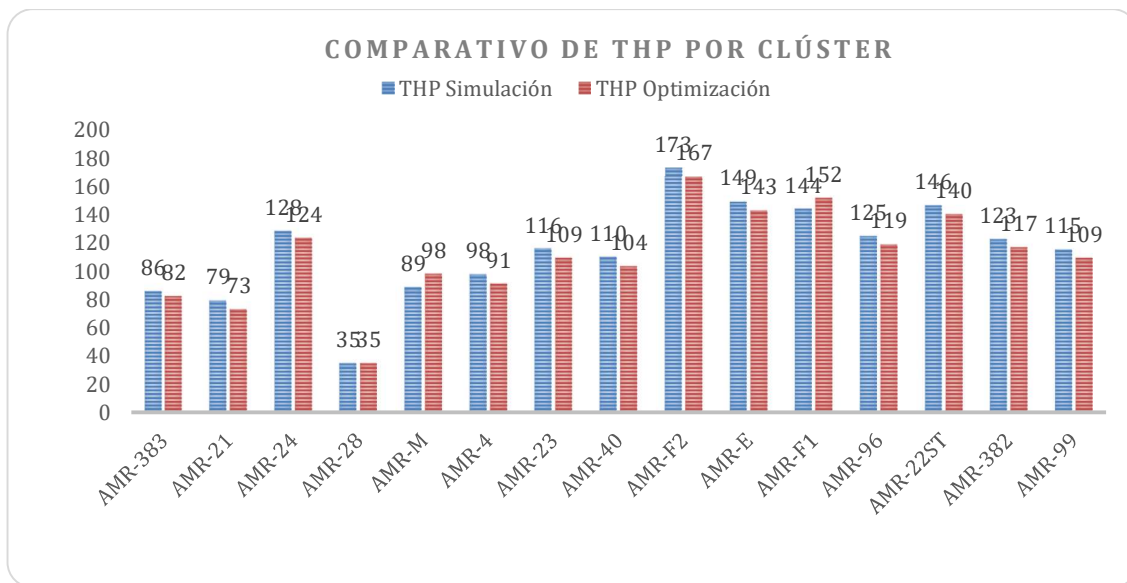
**Figura 43.**  
*Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 4*



**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de THP por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 4

En la **Figura 43** se evidencia la disminución de THP en la mayoría de los clúster, esto debido a la ganancia de producción de agua obtenida por la configuración del escenario 4.

**Figura 44.**  
*Comparativo de THP por clúster, propuesta 4*



**Nota.** Gráfico comparativo de los valores THP por clúster del escenario base vs escenario resultante al ajustar el sistema a la propuesta 4

Finalmente, en la **Figura 44** se evidencia la disminución de la THP, esto como consecuencia del aumento del caudal de agua que se obtiene como resultado de los movimientos y reconfiguraciones propuestas para el escenario 4.

En la **Tabla 17** se registran los datos calculados al realizar el balance volumétrico esperado al aplicar la propuesta 4. En esta tabla se puede observar cada uno de los pozos, y cuál es su aporte de fluido y aporte al cambio de la presión en la línea, a su vez se cuantifica en cuantos barriles aumenta o disminuye la producción del campo.

**Tabla 22.**

*Balance volumétrico propuesta 4*

POZO	CLUSTER	presión real	Presión simulada	Presión optimizada	Pressure (Psig)	Líquido real	Líquido simulado	Líquido optimizado	Líquido (STB/d)	Crudo real	Crudo simulado	Crudo optimizado	Crudo (STB/d)
FUA AMR-0252H	AMR-24	114	116	110	-6,1	251	246	260	13,7	158,3	151,9	160,3	8,4
FUA AMR-0259HST2	AMR-24	127	130	126	-4,0	372	352	377	25,8	305,0	288,3	309,5	21,2
FUA AMR-0285HST	AMR-382	135	131	125	-5,8	389	393	403	10,0	262,9	266,1	272,9	6,8
FUA AMR-0286H	AMR-382	115	119	114	-5,7	1490	1459	1496	37,5	689,0	674,5	691,8	17,4
FUA AMR-0287H	AMR-382	118	120	115	-5,8	1485	1472	1505	32,1	711,6	705,6	721,0	15,4
FUA AMR-0288P	AMR-382	112	115	109	-5,9	1314	1366	1375	8,3	54,7	57,4	57,7	0,4
FUA AMR-0301H	AMR-96	122	126	120	-6,0	696	679	703	23,4	118,4	115,5	119,5	4,0
FUA AMR-0309HST	AMR-22ST	140	147	141	-6,0	491	468	488	19,5	357,1	340,7	354,9	14,2
FUA AMR-0310HST	AMR-382	130	132	126	-5,6	738	732	756	23,8	405,0	402,1	415,1	13,1
FUA AMR-0311HST	AMR-96	120	125	119	-6,0	804	780	805	24,5	151,4	146,8	151,4	4,6
FUA AMR-0312H	AMR-96	118	124	118	-6,0	691	671	690	19,2	412,3	400,0	411,4	11,4
FUA AMR-0313H	AMR-96	115	122	116	-6,0	1617	1562	1603	41,3	182,1	175,9	180,5	4,6
FUA AMR-0314D	AMR-96	122	125	119	-6,0	416	404	418	13,4	203,3	197,7	204,3	6,6
FUA AMR-0317H	AMR-22ST	142	146	140	-6,0	322	317	328	11,1	252,4	248,6	257,3	8,7
FUA AMR-0321H	AMR-99	110	112	106	-6,0	3324	3290	3374	84,1	104,7	103,6	106,3	2,7
FUA AMR-0322H	AMR-99	108	113	107	-6,0	834	809	845	36,1	464,8	450,6	470,7	20,1
FUA AMR-0323H	AMR-99	135	125	120	-5,8	895	913	923	10,4	444,6	453,4	458,5	5,2
FUA AMR-0324D	AMR-99	108	113	107	-6,0	903	894	907	12,8	320,7	317,5	322,0	4,5
FUA AMR-0327HST2	AMR-24	130	132	129	-3,1	233	221	240	19,2	158,6	150,2	163,3	13,0
FUA AMR-0382V	AMR-382	110	119	113	-5,7	986	963	978	14,8	226,3	221,1	224,5	3,4
FUA AMR-0383	AMR-383	85	86	83	-3,3	236	235	238	3,5	146,5	145,6	147,8	2,2
FUA AMR-0413H	AMR-383	80	84	81	-3,3	1442	1405	1435	30,2	445,4	433,9	443,2	9,3
FUA AMR-0421H	AMR-99	110	113	107	-6,0	1573	1550	1591	41,3	249,9	246,3	252,8	6,6
FUA AMR-0424H	AMR-96	119	125	119	-6,1	465	444	464	19,9	245,1	234,0	244,5	10,5
FUA AMR-0428H	AMR-383	85	87	84	-3,1	348	335	342	7,3	244,3	235,2	240,4	5,2
FUA AMR-0429H	AMR-383	85	90	87	-3,3	2045	2012	2042	30,8	381,4	375,2	380,9	5,7
FUA AMR-S0001	AMR-4	95	97	90	-6,7	1130	1130	1134	3,4	73,6	73,6	73,8	0,2
FUA AMR-R0001H1	AMR-E	141	149	143	-6,3	1732	1745	1750	5,4	25,5	25,6	25,7	0,1
FUA AMR-R0001ST2	AMR-E	152	149	143	-6,2	5255	5277	5316	39,1	183,9	184,7	186,1	1,4
FUA AMR-R0002ST	AMR-E	144	150	143	-6,3	1716	1713	1717	3,7	55,3	55,2	55,3	0,1
FUA AMR-N0002	AMR-F2	153	154	148	-6,3	454	454	454	0,6	42,6	42,6	42,6	0,1
FUA AMR-00012HST1	AMR-F1	145	144	151	7,6	2225	2227	2210	-17,4	120,4	120,5	119,5	-0,9
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-F1	148	149	156	7,6	2337	2293	2282	-11,5	247,3	242,6	241,4	-1,2
FUA AMR-0001ST3	AMR-F1	142	142	150	7,7	1311	1310	1303	-7,3	48,6	48,6	48,3	-0,3
FUA AMR-0002H1	AMR-F2	196	201	196	-5,3	3022	2994	3023	29,1	391,7	389,2	393,0	3,8
FUA AMR-0002H2ST1	AMR-F2	180	184	178	-5,9	2555	2544	2558	13,5	93,5	93,1	93,6	0,5
FUA AMR-0001	AMR-M	94	89	98	9,6	461	463	460	-2,6	75,7	76,0	75,6	-0,4
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-M	92	89	98	9,4	1416	1461	1444	-16,3	33,8	34,9	34,5	-0,4
FUA AMR-0001H2ST1	AMR-M	89	88	98	9,5	2080	2073	2050	-23,7	88,2	87,9	86,9	-1,0
<b>Total</b>									<b>1226</b>				<b>289</b>

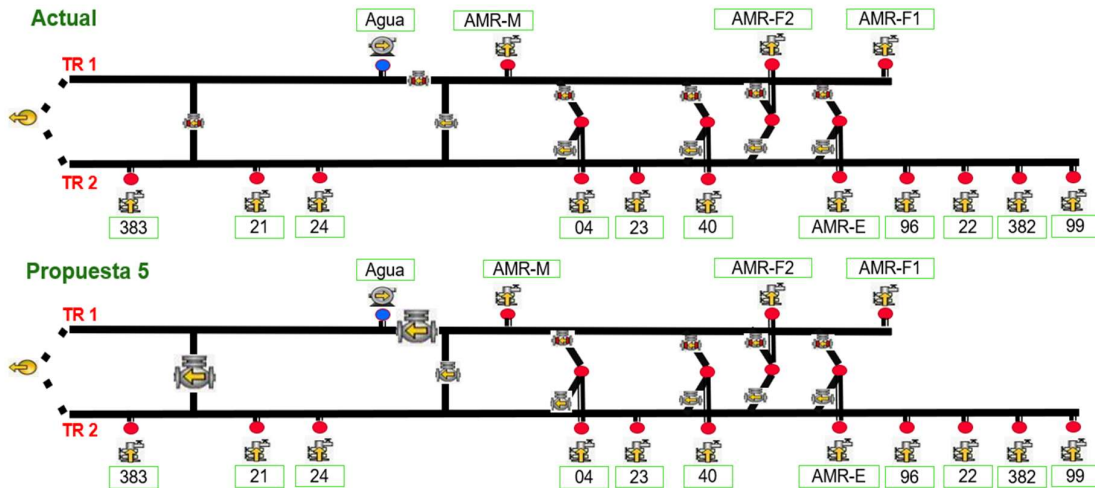
**Nota.** Balance volumétrico del sistema al ajustar el sistema a la propuesta 4

### 3.3.5. Propuesta 5.

Se propone realizar 2 movimientos de apertura de la válvula del cruce que interconecta Troncal FUA1 con Troncal FUA2, apertura de la válvula de la Troncal FUA1 hacia la facilidad de producción para direccionar la producción del clúster AMR-M y AMR-F1 a la Troncal FUA1.

**Figura 45.**

*Escenario actual y escenario Propuesta 5*



*Nota.* Esquemas del caso base y cambios realizados con la propuesta 5

Realizando los 2 movimientos de apertura de válvulas del cruce y la válvula de la troncal FUA1; se tendría los siguientes resultados.

**Tabla 23.**

*Resultados de la propuesta 5*

Escenario	5	Total
Liquid Rate (STB/día)	1199	131.250
Oil Rate (STB/día)	287	14.713
Water Rate (STB/día)	912	116.536
Max. presión en pozo (psig)	196	
Max. Dif. presión en pozo (psig)	10,3	
Min. Dif. presión en pozo (psig)	-6,8	
Movimientos	2	

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de ajustar el sistema a la propuesta 5

En el escenario 5, se obtiene un aumento de 1199 bbl/día de fluido de los cuales 287 bbl/día son de aceite y 912 bbl/día son de agua, para un total de 131.250 bbl/día de fluido de pozo producidos.

De esta manera se tienen 14.713 bbl/día de aceite y 116.536 bbl/día de agua, con este cambio la presión máxima alcanzada es de 196 psig, se reducen 30 psig con respecto al caso base. Este quinto escenario resulta ser el segundo más viable y efectivo para implementar en la configuración de las líneas, esto debido a que también cumple el objetivo del estudio, aporta un aumento de 912 bbl/día de agua lo que significa aumento de la velocidad del fluido dentro de las líneas, y a su vez, también reduce la presión hasta en 30 psig aproximadamente.

**Tabla 24.**

*Resultados de velocidades en la propuesta 5*

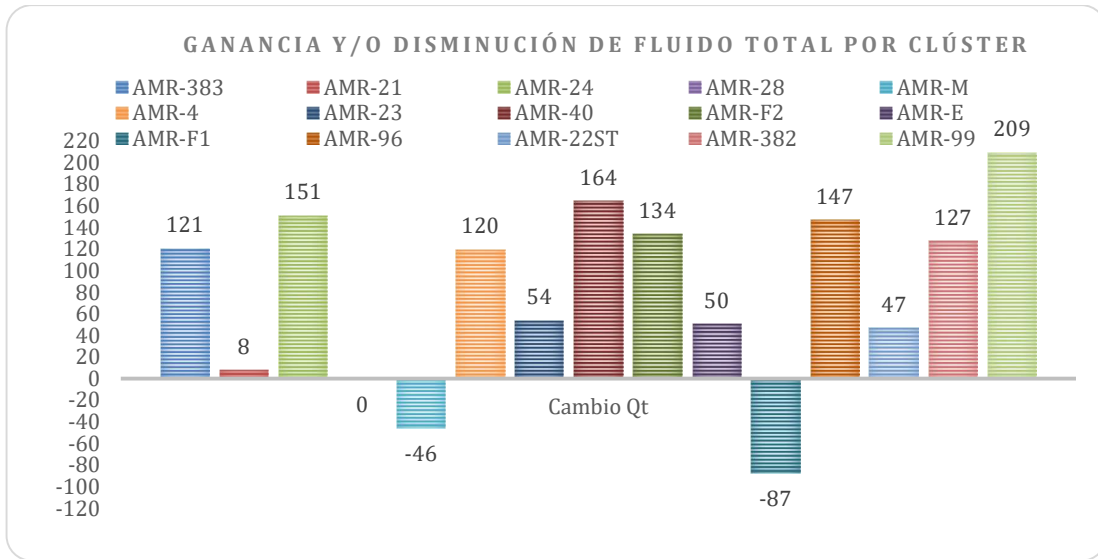
<b>Propuesta 5</b>	
<b>Velocidad (ft/seg)</b>	
Clúster AMR-99	1,4
Clúster AMR-382	1,9
Clúster AMR-22	1,8
Clúster AMR-96	1,6
Clúster AMR-F1	2,2
Clúster AMR-E	2,0
Clúster AMR-F2	3,3
Clúster AMR-40	3,6
Clúster AMR-23	3,8
Clúster AMR-04	2,1
Clúster AMR-M	1,9
Clúster AMR-24	2
Clúster AMR-21	2,1
Clúster AMR-383	2,3

*Nota.* La tabla contiene los valores resultantes de las velocidades al ajustar el sistema a la propuesta 5

Gráficamente, obtenemos los siguientes resultados.

**Figura 46.**

*Ganancia y/o disminución de fluido total por clúster, Propuesta 5*

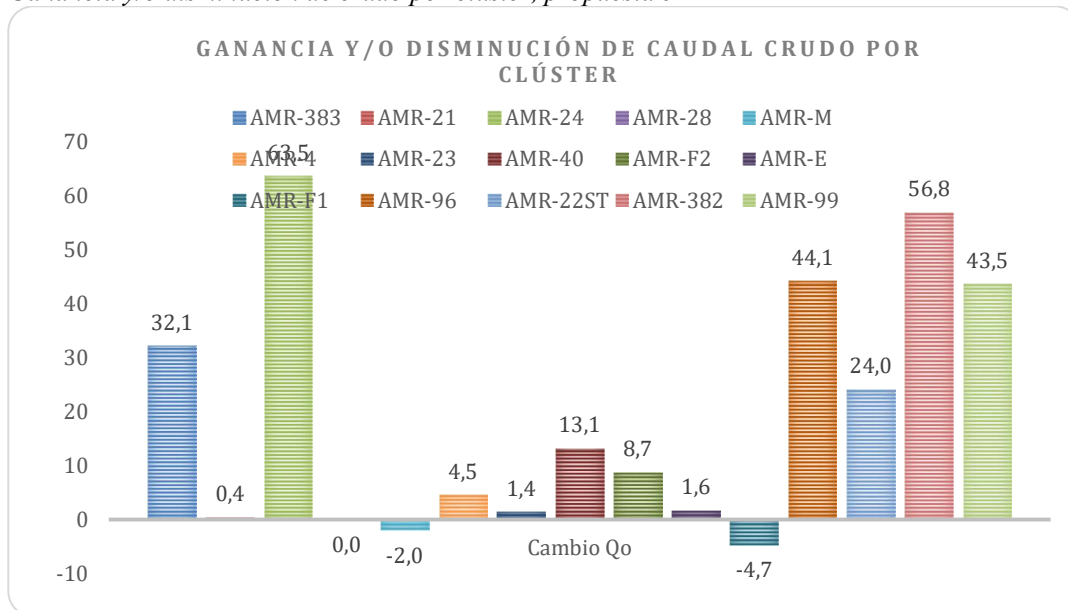


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de fluido total por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 5

En la **Figura 46**, se observa valores negativos lo que significa una reducción mínima en la producción de los clúster AMR-F1 y AMR-M. A su vez se muestra cuáles son los pozos que aumentan el flujo y en qué cantidad de fluido.

**Figura 47.**

*Ganancia y/o disminución de crudo por clúster, propuesta 5*

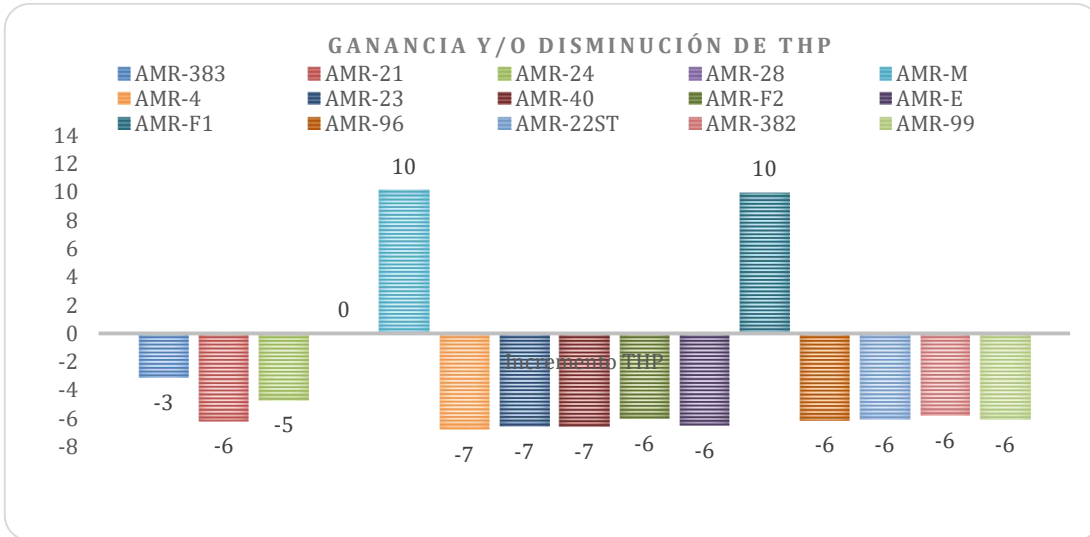


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de crudo por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 5

En la **Figura 47** se evidencia aporte de cada clúster al aumento del caudal de crudo, que en comparación con otras propuestas resulta ser la segunda propuesta con mejores resultados. A su vez se evidencia en cuáles clúster se disminuye el caudal de crudo, que son valores muy pequeños resultan ser poco significativos.

**Figura 48.**

*Ganancia y/o disminución de THP por clúster, propuesta 5*

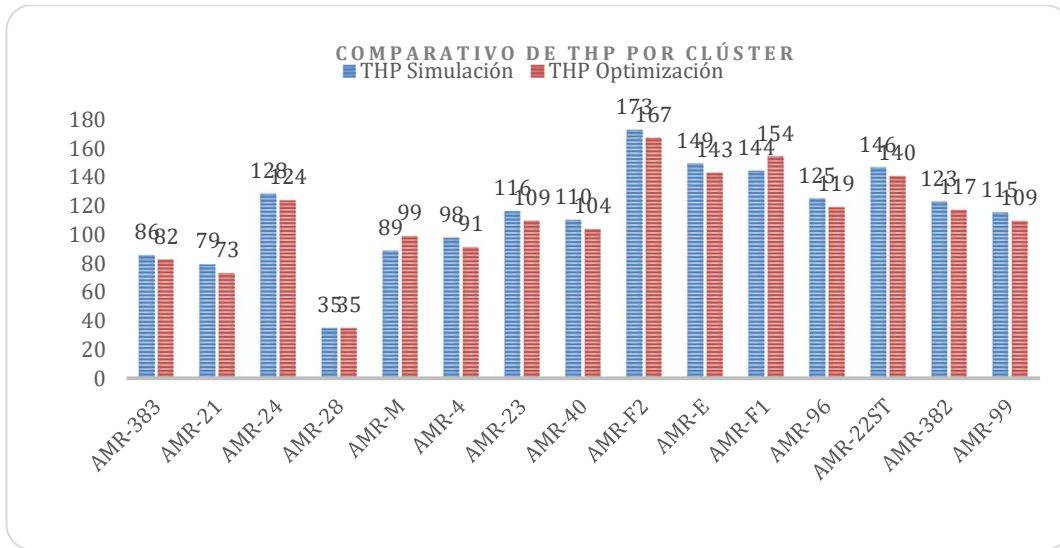


**Nota.** Gráfico comparativo de la ganancia o disminución de THP por clúster al ajustar el sistema a la propuesta 5

En la **Figura 48** se evidencia la disminución de THP en la mayoría de los clúster, esto debido a la ganancia de producción de agua de 912 bbl/día obtenidos por la configuración del escenario 5.

**Figura 49.**

*Comparativo de THP por clúster, propuesta 5*



**Nota.** Gráfico comparativo de los valores THP por clúster del escenario base vs escenario resultante al ajustar el sistema a la propuesta 5

En la **Figura 49** se evidencia la disminución de la THP, esto como consecuencia del aumento del caudal de agua que se obtiene como resultado de los movimientos y reconfiguraciones propuestas para el escenario 5.

En la **Tabla 19** se registran los datos calculados al realizar el balance volumétrico esperado al aplicar la propuesta 5. En esta tabla se puede observar cada uno de los pozos, y cuál es su aporte de fluido y aporte al cambio de la presión en la línea, a su vez se cuantifica en cuantos barriles aumenta o disminuye la producción del campo.



**Tabla 25.**

*Balance volumétrico propuesta 5*

POZO	CLUSTER	presión real	Presión simulada	Presión optimizada	Pressure (Psig)	Líquido real	Líquido simulado	Líquido optimizado	Líquido (STB/d)	Crudo real	Crudo simulado	Crudo optimizado	Crudo (STB/d)
FUA AMR-0252H	AMR-24	114	116	111	-5,9	251	246	260	13,4	158,3	151,9	160,2	8,3
FUA AMR-0259HST2	AMR-24	127	130	126	-4,0	372	352	377	25,6	305,0	288,3	309,3	21,0
FUA AMR-0285HST	AMR-382	135	131	125	-6,0	389	393	403	10,3	262,9	266,1	273,1	7,0
FUA AMR-0286H	AMR-382	115	119	114	-5,7	1490	1459	1496	37,5	689,0	674,5	691,8	17,4
FUA AMR-0287H	AMR-382	118	120	115	-5,8	1485	1472	1505	32,5	711,6	705,6	721,2	15,6
FUA AMR-0288P	AMR-382	112	115	109	-5,8	1314	1366	1375	8,2	54,7	57,4	57,7	0,3
FUA AMR-0301H	AMR-96	122	126	120	-6,1	696	679	703	23,7	118,4	115,5	119,5	4,0
FUA AMR-0309HST	AMR-22ST	140	147	141	-5,9	491	468	487	19,2	357,1	340,7	354,7	14,0
FUA AMR-0310HST	AMR-382	130	132	126	-5,7	738	732	756	24,0	405,0	402,1	415,2	13,2
FUA AMR-0311HST	AMR-96	120	125	119	-6,1	804	780	805	24,7	151,4	146,8	151,5	4,6
FUA AMR-0312H	AMR-96	118	124	118	-6,0	691	671	690	19,1	412,3	400,0	411,4	11,4
FUA AMR-0313H	AMR-96	115	122	116	-6,0	1617	1562	1603	41,2	182,1	175,9	180,5	4,6
FUA AMR-0314D	AMR-96	122	125	119	-6,1	416	404	418	13,5	203,3	197,7	204,3	6,6
FUA AMR-0317H	AMR-22ST	142	146	140	-6,1	322	317	328	11,3	252,4	248,6	257,4	8,8
FUA AMR-0321H	AMR-99	110	112	106	-6,1	3324	3290	3375	85,1	104,7	103,6	106,3	2,7
FUA AMR-0322H	AMR-99	108	113	106	-6,3	834	809	846	37,6	464,8	450,6	471,5	21,0
FUA AMR-0323H	AMR-99	135	125	120	-5,9	895	913	923	10,6	444,6	453,4	458,6	5,3
FUA AMR-0324D	AMR-99	108	113	107	-6,1	903	894	907	12,9	320,7	317,5	322,1	4,6
FUA AMR-0327HST2	AMR-24	130	132	129	-2,9	233	221	239	17,9	158,6	150,2	162,4	12,1
FUA AMR-0382V	AMR-382	110	119	113	-5,7	986	963	978	14,9	226,3	221,1	224,5	3,4
FUA AMR-0383	AMR-383	85	86	83	-3,2	236	235	238	3,4	146,5	145,6	147,7	2,1
FUA AMR-0413H	AMR-383	80	84	81	-3,2	1442	1405	1433	28,7	445,4	433,9	442,8	8,9
FUA AMR-0421H	AMR-99	110	113	107	-6,1	1573	1550	1592	41,9	249,9	246,3	252,9	6,7
FUA AMR-0424H	AMR-96	119	125	119	-6,2	465	444	464	20,2	245,1	234,0	244,6	10,7
FUA AMR-0428H	AMR-383	85	87	84	-3,2	348	335	342	7,4	244,3	235,2	240,4	5,2
FUA AMR-0429H	AMR-383	85	90	87	-3,0	2045	2012	2040	28,3	381,4	375,2	380,5	5,3
FUA AMR-S0001	AMR-4	95	97	90	-6,7	1130	1130	1134	3,4	73,6	73,6	73,8	0,2
FUA AMR-R0001H1	AMR-E	141	149	142	-6,5	1732	1745	1750	5,6	25,5	25,6	25,7	0,1
FUA AMR-R0001ST2	AMR-E	152	149	142	-6,6	5255	5277	5318	41,1	183,9	184,7	186,1	1,4
FUA AMR-R0002ST	AMR-E	144	150	143	-6,3	1716	1713	1717	3,7	55,3	55,2	55,3	0,1
FUA AMR-N0002	AMR-F2	153	154	148	-6,4	454	454	454	0,6	42,6	42,6	42,6	0,1
FUA AMR-00012HST1	AMR-F1	145	144	154	9,9	2225	2227	2204	-22,8	120,4	120,5	119,3	-1,2
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-F1	148	149	158	9,8	2337	2293	2278	-14,8	247,3	242,6	241,0	-1,6
FUA AMR-0001ST3	AMR-F1	142	142	152	10,3	1311	1310	1300	-9,8	48,6	48,6	48,2	-0,4
FUA AMR-0002H1	AMR-F2	196	201	196	-5,4	3022	2994	3023	29,4	391,7	389,2	393,1	3,8
FUA AMR-0002H2ST1	AMR-F2	180	184	178	-5,8	2555	2544	2558	13,4	93,5	93,1	93,6	0,5
FUA AMR-0001	AMR-M	94	89	99	10,2	461	463	460	-2,8	75,7	76,0	75,5	-0,5
FUA AMR-0001H1ST1	AMR-M	92	89	99	10,1	1416	1461	1443	-17,5	33,8	34,9	34,5	-0,4
FUA AMR-0001H2ST1	AMR-M	89	88	98	10,1	2080	2073	2048	-25,4	88,2	87,9	86,8	-1,1
									<b>Total</b>	<b>1199</b>			<b>287</b>

*Nota.* Balance volumétrico del sistema al ajustar el sistema a la propuesta 5

Finalmente, en la **Tabla 20** se comparan los resultados de las 5 propuestas de escenarios de mejora con respecto al caso base, si bien la propuesta 4 es la que más fluido de producción aporta solo aporta 289 Bbl de aceite y 937 de agua y se logra disminuir en promedio en 30 psig. La propuesta 3 nos aporta la mayor producción de aceite de todas las propuestas y la menor cantidad de agua, en consecuencia, no aportaría mejoría a la velocidad del fluido en las líneas, pero a su vez aumenta la presión del sistema, al haber mayor cantidad de crudo fluyendo.

**Tabla 26.**

*Comparativo de resultados de las propuestas*

Escenario	Liquid Rate (STB/día)	Oil Rate (STB/día)	Water Rate (STB/día)	Max. presión en pozo (psig)	Max. Dif. presión en pozo (psig)	Min. Dif. presión en pozo (psig)	Movimientos
BASE	130051	14426	115624	226	202	22	-
1	932	234	699	197	11,7	-5,7	1
2	512	451	61	212	64,5	-13,3	5
3	447	396	51	206	58	-11,8	4
4	1226	289	937	196	9,6	-6,8	3
5	1199	287	912	196	10,3	-6,8	2

**Nota.** La tabla contiene los resultados obtenidos en cada una de las propuestas presentadas, comparados con el caso base.

Con base en los resultados obtenidos en la simulación de cada propuesta, la mejor de las propuestas que cumple con el objetivo es la propuesta 4, seguido de la propuesta 5 como una segunda opción que cumple con el objetivo de la simulación.

#### 4. CONCLUSIONES

El modelamiento de la red de recolección Troncal FUA1 y FUA2 dio a conocer problemas de movilidad desde el clúster 24 hasta la facilidad de producción ya que se utilizaron factores de fricción para su calibración entre un rango de 11 a 15, cuando los valores normales están en un rango de 0.1 a 5.

Se observó que la presión disminuye por debajo de 85 psig antes de llegar al clúster 24, esto unido a la baja velocidad del fluido que no supera 3 ft/s ocasiona un flujo estratificado en las líneas aguas arriba del clúster AMR-24, hay que tener en cuenta que esta velocidad asociada a una tubería sobredimensionada no aporta la energía suficiente para el transporte del fluido por el sistema, y ocasiona formación de vapor de agua.

La simulación determinó que la formación de gas se produce aguas arriba del clúster AMR-21 y la formación de bolsas de gas se forman desde la válvula del cruce hasta la facilidad de producción, se tiene vapor de agua en la tubería y esto se produce por las diferencias de temperatura en la tubería que es un sistema cerrado, las bajas velocidades de flujo, y la temperatura a la que llega el crudo a la estación.

El clúster 99 es el más afectado de las troncales por velocidad del fluido debido a que es el más alejado de la Facilidad de producción, con una velocidad de 0.29 ft/s y una presión de conexión a troncal de 114 psig, para aumentar la velocidad de fluido se presentaron diferentes escenarios con aumento de frecuencia a todos los pozos por igual para el aumento de velocidad en las líneas y de esta manera disminuir el riesgo de influjo por sobrepresiones aguas abajo.

El trayecto del clúster AMR-99, AMR-382, AMR-22 y AMR-96 antes de llegar al clúster AMR-E, fueron modelados con un factor de fricción de 6, además en este trayecto la velocidad del fluido no supera 1 ft/s debido a que después del clúster AMR-96 se encuentra un diferencial de elevación en topografía de 100 ft por lo cual hace que los pozos aguas abajo tienen que aportar más energía para aumentar la velocidad del fluido en la línea, esta debe superar los 3 ft/seg para que sea posible superar este diferencial de elevación, el clúster AMR-99 es el más afectado con una velocidad de 0.3 ft/s.

El clúster AMR-22 a diferencia del clúster AMR-99 presenta altas presiones en cabeza de pozo, debido a que es uno de los 4 clúster que se ven influenciados por la topografía antes de llegar al clúster AMR-E, el clúster 22 es el que menor fluido aporta a la red con 1660 BFPD en ese sector, ocasionando baja velocidad de flujo del punto de unión a la red con presión promedio de 120 psig hasta cabezas de pozos con una presión promedio de 140 psig.

Se presentan 5 escenarios de optimización de las troncales, los cuales se realizaron abriendo y cerrando válvulas entre la Troncal FUA1 y FUA2, el objetivo de estos movimientos es disminuir el efecto de la sobrepresión de la Troncal FUA2 aumentando el caudal de agua producida, en estos escenarios evaluados se observó que se puede obtener un mínimo de líquido de 447 BFPD y un máximo de 1226 BFPD, en referencia al crudo se puede obtener un mínimo de 287 BOPD y un máximo de 451 BOPD, teniendo en cuenta que los diferentes escenarios demostraron que a mayor caudal de crudo se obtendrán mayores presiones de cabeza en algunos pozos.

Los escenarios de optimización cumplen su objetivo el cual es reducir la presión del sistema y así dar solución a las sobrepresiones presentadas en las tuberías, a su vez, aumentando el caudal de agua se aumenta la velocidad de las líneas, por lo que el fluido mejora su movilidad y no se presentaran restricciones en el flujo del fluido o posibles taponamientos.

La finalidad de las propuestas es aumentar la velocidad del fluido y disminuir las presiones en cabeza de pozo, dicho esto la mejor opción entre las propuestas presentadas es la del escenario 4, donde se tiene un aumento en la producción de 1226 STB/d de fluido de pozo y disminuye la presión en promedio 30 psig. En este escenario tenemos un aumento de crudo de 289 STB/d resaltando que si aumentamos el caudal de crudo vamos a tener mayores presiones en cabeza de pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia nacional de hidrocarburos, anh, «*cuenca de los llanos orientales, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*» *agencia nacional de hidrocarburos, anh*, p. 209, 2012. Disponible en: [https://www.academia.edu/9818128/cuenca\\_llanos\\_orientales\\_Integraci%C3%B3n\\_Geol%C3%B3gica\\_de\\_la\\_Digitalizaci%C3%B3n\\_y\\_An%C3%A1lisis\\_de\\_N%C3%BAcleos](https://www.academia.edu/9818128/cuenca_llanos_orientales_Integraci%C3%B3n_Geol%C3%B3gica_de_la_Digitalizaci%C3%B3n_y_An%C3%A1lisis_de_N%C3%BAcleos)
- [2] Y. A. R. Pérez, «*evaluación técnica y financiera de la implementación de un hidrociclón que permita el mejoramiento de la separación agua-aceite en superficie, para mejor disposición, control y tratamiento del agua en campo caño sur,*» *universidad de américa*, p. 147, 2019. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7636>
- [3] J. E. R. Mantilla, «*análisis y evaluación de las pruebas pvt,*» *universidad industrial de santander*, 2015. Disponible en: [https://www.academia.edu/32289364/an%C3%81lisis\\_y\\_evaluaci%C3%93n\\_de\\_las\\_pruebas\\_pvt\\_pdf](https://www.academia.edu/32289364/an%C3%81lisis_y_evaluaci%C3%93n_de_las_pruebas_pvt_pdf)
- [4] G. R. F. Y. C. M. Valle, «*predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo,*» *revista fuentes: el reventón energético*, 2017. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v15n1-2017008>
- [5] S. C y j. C, «*correlación para viscosidad de crudo muerto para las eemm petrojunin – petroindependencia – petromonagas ubicadas en la faja petrolífera del orinoco hugo chávez,*» *universidad central de venezuela por la br.*, vol. 1, p. 84, 2019. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/20228/1/teg%20johana%20s.pdf>
- [6] D. O. Ruiseco martinez, «*estudio comparativo de los modelos de correlación pvt y ecuaciones de estado cúbicas con datos experimentales*, tesis,» *universidad nacional autónoma de méxico*, facultad de ingeniería, p. 184, 2019. Disponible en: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3503858>
- [7] R. P. Capacho y j. L. Grosso, «*criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados*» *universidad industrial de santander, uis*. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4811286.pdf>
- [8] Monografía, «*Método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible*». DISPONIBLE EN: <https://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2>
- [9] P. D. W. C. L. A. G. Boyun guo, *petroleum production engineering: a computer-assisted approach*, *elsevier science & technology books*, 2007. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750682701500128>

- [10] E. G. L. B. M. A. E. Camargo, «*diseño del modelo matemático para el diagnóstico de pozos de extracción por bombeo de cavidades progresivas*» *concisa*, 2017. Disponible en: <https://concisa.net.ve/memorias/concisa2017/concisa2017-p128-133.pdf>
- [11] N. M. Galindo lopez, «*optimización del sistema integrado pozo-superficie mediante análisis nodal para el incremento de la producción en la troncal 4 de campo rubiales,*» 2020. Disponible en: <http://hdl.handle.net/1992/55885>
- [12] J.E. Jaimes Ingenieros S.A, «J.E.Jaimes,» 1 febrero 2022. [En línea]. Disponible en: <https://jejaim.es.com.co/proyecto-ecopetrol-rubiales/>.
- [13] N. A. M. M. E. J. Anés fernández, «*análisis de la caída de presión en sistemas gaseosos, líquidos y bifásicos utilizando el software comercial pipephase y cálculos manuales,*» *escuela de ingeniería y ciencias aplicadas, departamento de ingeniería de petróleo*, 2014. Disponible en: <http://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/228489>
- [14] K. E. Brown, *the technology of artificial lift methods*, volume 4., tulsa, oklahoma: pennwell publishing company, 1984. Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/5781534>
- [15] J. A. Cuervo lopez, «*evaluación de la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación a1 del campo cs-e de la empresa ecopetrol s.a.,*» *universidad de américa; facultad de ingenierías*, 2020. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7947>
- [16] J. V. C. Christian gutiérrez alvarado, «*análisis nodal para determinar el punto óptimo de operación entre producción de petróleo y producción de glp, maximizando el recurso energético de la estación de producción de petróleo, aguarico.,*» 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.353>
- [17] L. Linero barrios, marcella, r. Garcerant, p. José y j. Ibáñez giraldo, «*optimización de sistema integrado de producción mediante el uso de la técnica de análisis nodal aplicado en un campo colombiano ubicado en la cuenca del valle superior del magdalena,*» 2021. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7951>
- [18] C. Edgar, a. José y r. A. Y. R. Franklin, «*un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal,*» 2009. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/5075/507550784004.pdf>
- [19] D. C. O. Ibáñez, «*optimización del tratamiento químico del fluido de producción en una facilidad mediante la simulación y análisis de la distribución de flujos,*» *universidad industrial de santander*, 2009. Disponible en: [http://tangara.uis.edu.co/bibliadisponible en:tesis/2009/130099.pdf](http://tangara.uis.edu.co/bibliadisponible/en:tesis/2009/130099.pdf)
- [20] O. O. Figueroa ricaurte y t. C. Andres, «*selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado*

- en el pozo torcaz 3.,» universidad de américa, 2016. Disponible en:*  
<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/632/1/5112807-2016-2-ip.pdf>
- [21] H. A. Beltrán argüello y j. V. Marin corredor, «*optimización de la producción de los pozos productores de un campo en la cuenca llanos orientales, mediante la implementación de análisis nodal,*» *universidad de américa, 2020. Disponible en:*  
<https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7974>
- [22] K. E. Brown, the technology of artificial lift methods, volume 2b, tulsa, oklahoma: the petroleum publishing company, 1980.
- [23] R. A. Calle, «*diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural,*» *universidad nacional de ingeniería facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica, p. 95, 2012. Disponible en:*  
<http://oilproduction.net/files/disen%C3%B3%20de%20un%20sistema%20de%20recoleccion%20de%20gas.pdf>
- [24] Informe Plan de Desarrollo Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. 2017. Ecopetrol S.A.

## GLOSARIO

**ANÁLISIS PVT:** conjunto de pruebas experimentales que permiten determinar las propiedades características de un fluido en el yacimiento de petróleo, gas o agua mediante la variación de presión y temperatura ya que son los principales factores de los cuales depende el comportamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

**ARPREC:** Plataforma de oficialización y legalización de sellos y precintos de Ecopetrol.

**BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP):** tipo de unidad de bombeo con varilla de succión que utiliza un rotor y un estator. La rotación de las varillas por medio de un motor eléctrico en la superficie hace que el fluido contenido en una cavidad fluya hacia arriba

**BOMBA ELECTRO-SUMERGIBLE (BES):** bomba eléctrica de fondo de pozo que se utiliza en la producción de petróleo pesado, diseñada con configuraciones de álabes y aletas para admitir pérdidas friccionales y eficiencias de bomba causadas por la viscosidad del petróleo pesado.

**BSW:** abreviatura que se antepone a indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados del mismo antes de su entrega en el punto de venta.

**CLÚSTER:** localización geográfica de un conjunto de cabezales de pozos en superficie dispuestos en una plataforma.

**COALESCENCIA:** es la propiedad o capacidad de ciertas sustancias para unirse o fundirse con otras en una sola.

**DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS:** proceso mediante el cual se separa la máxima cantidad de agua contenida en el crudo de forma emulsionada o libre.

**DILUYENTE:** agente que se le agrega a un líquido demasiado viscoso para que pueda fluir, reduciendo el valor de la viscosidad.

**EMULSIÓN:** sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos.

**FISCALIZACIÓN:** inspección y verificación de la cantidad y la calidad del fluido producido.

**FAHRENHEIT:** Es una escala de temperatura termodinámica, donde el punto de congelación del agua es a 32°F y el punto de ebullición a 212°F (a una presión atmosférica normal).



**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense de Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

**NAFTA:** mezcla inflamable de hidrocarburo líquido usada para diluir petróleo crudo pesado para reducir su viscosidad y facilitar el transporte.

**POZO:** se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

**PSIG:** es la presión en libras/ pulgada cuadrada, que se mide con un manómetro.

**TRONCAL:** línea de flujo utilizada para conducir uno o más fluidos entre diferentes instalaciones o pozos dentro de campos petroleros.

**THP:** es la presión que hay en la tubería, que se mide en la cabeza del pozo.

**RÉGIMEN LAMINAR:** las partículas del líquido se mueven siempre a lo largo de trayectorias uniformes, en capas o láminas, con el mismo sentido, dirección y magnitud.

**RÉGIMEN TURBULENTO:** las partículas se mueven siguiendo trayectorias erráticas, desordenadas, con formación de torbellinos. Cuando aumenta la velocidad del flujo, y por tanto el número de Reynolds, la tendencia al desorden crece.

**R<sub>st</sub>:** Relación Gas-Aceite a las condiciones de la etapa de separación.

**R<sub>sp</sub>:** Relación Gas-Aceite en el tanque de almacenamiento.

**VISCOSIDAD:** resistencia que presenta el fluido al moverse.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

### **RECOMENDACIONES**

Al tratarse de un campo en crecimiento, se recomienda actualizar la simulación base e ir ajustando el modelo con los datos de producción y las variables operativas de los nuevos pozos que entren en operación a medida que avance la campaña de perforación y ver qué posibles restricciones puedan aparecer.

Se recomienda ir variando con el tiempo los movimientos de válvulas de acuerdo con los cambios de comportamiento que se observen en la producción con la finalidad de no dejar sobre presionar las líneas de recolección, ya que es más sencillo empaquetar una línea de 12 in que una de 30 in, buscando una metodología de armonizar estas dos troncales hasta que se puedan empaquetar en su totalidad.

Realizar la evaluación financiera del proyecto de las propuestas presentadas y a partir de la evaluación determinar qué propuesta es más viable en términos económicos.

## ANEXO 2.

### DATOS OPERATIVOS DE POZOS; PRUEBAS VALIDADAS

POZO	UWI	CLUSTER	TRONCAL	ESTADO	VELOCIDAD OPERACIÓ	TORQUE / PIP	THP	NIVEL FLUIDO (Ft)	THT (F)	CHOQUE (1/64)	P. MANIF	FECHA ULTIMA PRUEBA
FUA AMR 21-2	AMR-0021-2	AMR-21	TRONCAL 2	Activo	56,7	322,0	75,0		152,0	128,0		27/12/2022
FUA AMR-0317H	AMR-0317H	AMR-22ST	TRONCAL 2	Activo	36,0	800,0	142,0		138,5	128,0		18/1/2023
FUA AMR-22ST	AMR-0022ST	AMR-22ST	TRONCAL 2	Activo	40,3	719,4	138,0		140,0	128,0		13/1/2023
FUA AMR-0309HST	AMR-0309HST	AMR-22ST	TRONCAL 2	Activo	37,0	820,0	140,0		135,0	128,0		17/1/2023
FUA AMR-23	AMR-0023	AMR-23	TRONCAL 2	Activo	45,2	915,0	113,0		148,0			16/1/2022
FUA AMR-24	AMR-0024	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	47,5	525,0	120,0		144,0	128,0		16/1/2023
FUA AMR-0327HST2	AMR-0327HST2	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	29,0	917,7	130,0		117,3	34,0		15/1/2023
FUA AMR-0249H	AMR-0249H	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	29,3	957,0	150,0		145,0	32,0		15/1/2023
FUA AMR-0252H	AMR-0252H	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	29,1	891	114		131	128,0		18/1/2023
FUA AMR-0250H	AMR-0250H	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	29,5	897,0	110,0		141,0	128,0		14/1/2023
FUA AMR-28	AMR-0028	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	129	710,4	24		153			28/12/2022
FUA AMR 33D	AMR-0033D	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	61,5	349	32		150,5	78,0		15/1/2023
FUA AMR-32H	AMR-0032H	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	47	634	38		150	54,0		23/12/2022
FUA AMR 36D	AMR-0036D	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	59,1	165,4	32,0		147,0	128,0		12/1/2023
FUA AMR 35D	AMR-0035D	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	60,5	638,0	33,0		150,0	128,0		4/1/2023
FUA AMR 34H	AMR-0034H	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	56,7	153,6	34,0		144,5	50,0		21/12/2022
FUA AMR-29D	AMR-0029D	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	48	138,3	38		154	128,0		17/1/2023
FUA AMR 31D	AMR-0031D	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	49,5	398,9	38		151	52,0		14/1/2023
FUA AMR 30DST	AMR-0030DST	AMR-28	TRONCAL 2	Activo	62	524,2	39		148	44,0		2/1/2023
FUA AMR-0288P	AMR-0288P	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	38,45	450	112		147,2	128,0		18/1/2023
FUA AMR-0310HST	AMR-0310HST	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	36,35	815	130		144	128,0		14/1/2023
FUA AMR-0382V	AMR-0382V	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	29,1	795,0	110,0		143,0	33,0		19/1/2023
FUA AMR-0286H	AMR-0286H	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	36,3	803,5	115,0		140,0	128,0		14/1/2023
FUA AMR-0287H	AMR-0287H	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	37,95	765	118		142,9	128,0		13/1/2023
FUA AMR-0285HST	AMR-0285HST	AMR-382	TRONCAL 2	Activo	37,5	753,8	135		133	128,0		21/12/2022
FUA AMR-0180HST	AMR-0180HST	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	31,6	938	80		147	128,0		16/1/2023
FUA AMR-0383	AMR-0383	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	35,2	775	85		122	128,0		17/1/2023
FUA AMR-0428H	AMR-0428H	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	31,5	800	85		128	128,0		12/1/2023
FUA AMR-0413H	AMR-0413H	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	31	907	80		144	128,0		16/1/2023
FUA AMR-0231H	AMR-0231H	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	30,6	856	80		140	128,0		18/1/2023
FUA AMR-0429H	AMR-0429H	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	30,5	933	85		147	56,0		17/1/2023
FUA AMR-0183D	AMR-0183D	AMR-383	TRONCAL 2	Activo	29,1	725,0	80,0		124,0	128,0		14/1/2023
FUA AMR-11D	AMR-0011D	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	61,7	273	95		151,5	128,0		19/1/2023
FUA AMR-17H	AMR-0017H	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	63	462	95		151,1	128,0		17/1/2023
FUA AMR-16H	AMR-0016H	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	43,5	837	89		146,6	128,0		17/1/2023
FUA AMR-1	AMR-S0001	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	221,0	535,0	95,0		145,0			18/1/2023
FUA AMR-14H	AMR-0014H	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	45,9	767,7	95		146,5	128,0		16/1/2023
FUA AMR-12H	AMR-0012H	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	62,4	637	102		150,5	128,0		23/12/2022
FUA AMR-18H	AMR-0018H	AMR-4	TRONCAL 2	Activo	42,3	917	92		147	80,0		11/1/2023

FUA AMR-0138H	AMR-0138H	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	34	689,9	100		141,8	128,0		23/12/2022
FUA AMR-0136P	AMR-0136P	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	49	273,4	103		147	128,0		14/1/2023
FUA AMR-0139HST	AMR-0139HST	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	33	915	112		147,2	128,0		19/1/2023
FUA AMR-0134H	AMR-0134H	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	43,7	662,0	103,0		146,6	128,0		25/12/2022
FUA AMR-0040DST	AMR-0040DST	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	50,5	167,6	102,0		148,3	128,0		11/1/2023
FUA AMR-0140H	AMR-0140H	AMR-40	TRONCAL 2	Activo	40,7	808	109		144	128,0		15/1/2023
FUA AMR-0301H	AMR-0301H	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	36,5	824,0	122,0		138,0	128,0		17/1/2023
FUA AMR-0313H	AMR-0313H	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	36,5	805,0	115,0		143,0	128,0		26/12/2022
FUA AMR-0312H	AMR-0312H	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	36,5	782,0	118,0		139,0	128,0		15/1/2023
FUA AMR-0096	AMR-0096	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	30,9	619,9	120,0		129,0	64,0		3/1/2023
FUA AMR-0314D	AMR-0314D	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	37,6	828,9	122,0		130,7	128,0		11/1/2023
FUA AMR-0311HST	AMR-0311HST	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	35,5	815,0	120,0		137,8	128,0		22/12/2022
FUA AMR-0424H	AMR-0424H	AMR-96	TRONCAL 2	Activo	35,5	<b>830,6</b>	119,0		132,0	128,0		27/12/2022
FUA AMR-0323H	AMR-0323H	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	35	683	135		137,9	128,0		15/1/2023
FUA AMR-94D	AMR-0094D	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	31,1	<b>738,1</b>	115,0		141,8	50,0		13/1/2023
FUA AMR-0324D	AMR-0324D	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	30,3	<b>686,9</b>	108,0		140,1	128,0		7/1/2023
FUA AMR-0322H	AMR-0322H	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	36,5	825,0	108,0		134,7	128,0		9/1/2023
FUA AMR-0421H	AMR-0421H	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	36,3	804,0	110,0		143,9	105,0		2/1/2023
FUA AMR-321H	AMR-0321H	AMR-99	TRONCAL 2	Activo	38,3	<b>878,0</b>	110,0		147,8	128,0		21/12/2022
FUA AMR-E-1 ST2	AMR-E0001ST2	AMR-E	TRONCAL 2	Activo	58,9	<b>811,0</b>	152,0		149,0			20/1/2023
FUA AMR-E-1 H1	AMR-E0001H1	AMR-E	TRONCAL 2	Activo	61,8	<b>879,0</b>	141		145			19/1/2023
FUA AMR-E-2 ST1	AMR-E0002ST	AMR-E	TRONCAL 2	Activo	59,7	819,4	144		146			13/1/2023
FUA AMR-F 1 2H ST1	AMR-F00012HST1	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	50,7	764,7	145		149,7	64,0		2/1/2023
FUA AMR-10D	AMR-0010D	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	57,8	642,3	145,0		148,0	128,0		25/12/2022
FUA AMR-8D	AMR-0008D	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	62,5	245,8	145		149	128,0		28/12/2022
FUA AMR-F-1 ST3	AMR-F0001ST3	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	55,9	728	142		144,5			2/1/2023
FUA AMR-9D	AMR-0009D	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	48,8	610,1	142		148	128,0		26/12/2022
FUA AMR-F 1 1H ST1	AMR-F0001H1ST1	AMR-F1	TRONCAL 1	Activo	54	523,8	148		149			16/1/2023
FUA AMR 37D	AMR-0037D	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	59,3	174	159		149,6	104,0		19/1/2023
FUA AMR-3HST	AMR-0003HST	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	38,0	<b>840,0</b>	150,0		144,0			7/1/2023
FUA AMR 38D	AMR-0038D	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	52,5	789,0	157,0		147,0	128,0		19/1/2023
FUA AMR-6H	AMR-0006H	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	63,1	<b>543,6</b>	158,0		149,0	128,0		12/1/2023
FUA AMR-2H	AMR-0002H	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	57,0	<b>700,0</b>	164,0		148,5	128,0		15/1/2023
FUA AMR-F-2	AMR-FN0002	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	232,0	868,0	152,7		137,4			14/1/2023
FUA AMR-F-2 1H ST2	AMR-F0002H1	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	45,5	642,6	196,0		149,0	64,0		17/1/2023
FUA AMR-7HST	AMR-0007HST	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	47,0	391,0	178,0		151,5	94,0		17/1/2023
FUA AMR-F-2 2H ST1	AMR-F0002H2ST1	AMR-F2	TRONCAL 2	Activo	56,5	797,0	180,0		151,5	64,0		18/1/2023
FUA AMR-M-1	AMR-M0001	AMR-M	TRONCAL 1	Activo	101,0	136,0	94,0		134,5			15/1/2023
FUA AMR-M-1 1HST1	AMR-M0001H1ST1	AMR-M	TRONCAL 1	Activo	42,7	584,7	92,0		148,0			28/12/2022
FUA AMR-M1 2HST1	AMR-M0001H2ST1	AMR-M	TRONCAL 1	Activo	48,0	776,2	89,0		146,0			3/1/2023
FUA AMR-0259HST2:1	AMR-0259HST2	AMR-24	TRONCAL 2	Activo	28	953	127		128	34,0		9/1/2023

