

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE
PRODUCCIÓN GENERAL DE CAMPO VELASQUEZ, MEDIANTE
HERRAMIENTA ESPECIALIZADA (PIPESIM).**

MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE
PRODUCCIÓN GENERAL DE CAMPO VELASQUEZ, MEDIANTE
HERRAMIENTA ESPECIALIZADA (PIPESIM).**

MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ

Trabajo para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

M.Sc. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A mis hijos Miguel Camilo y David Felipe quienes son el motor de mi vida para seguir construyendo un gran futuro. Son mi felicidad y mi orgullo.

A mi esposa Marisol quien con su amor, apoyo, aliento, soporte y empuje hace posible la finalización de este trabajo, para lograr dar un paso más en mi carrera profesional.

A mi madre por estar siempre ahí, brindándome su amor y soporte.

A mis hermanas y mi padre.

A Goofy....

Gracias!

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

Al Ing. Manuel Cabarcas por su orientación en el planteamiento y la elaboración de este trabajo.

A Mónica y a Sindy, por su interés, colaboración, orientación y paciencia para llevar feliz término el trabajo de grado

Miguel Angel Medina Martinez

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	13
1. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS	15
1.1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS	15
1.1.1. Tubería Horizontal.	15
1.1.2. Terminología típica del flujo multifasico.	15
1.1.2.1. Holdup de líquido	15
1.1.2.2. Velocidad superficial	16
1.1.2.3. Flujo Homogéneo	16
1.1.2.4. Flujo con deslizamiento "Slippage".	16
1.1.3. Tipos de flujos en tubería horizontal	16
1.1.3.1. Flujo tipo burbuja	16
1.1.3.2. Flujo tipo tapón de gas	17
1.1.3.3. Flujo tipo estratificado	17
1.1.3.4. Flujo tipo ondulante	18
1.1.3.5. Flujo tipo tapón de líquido	18
1.1.3.6. Flujo tipo anular.	18
1.2. CORRELACIONES DE FLUJO	19
1.2.1. Correlacion de Beggs & Brill Revisad.	20
1.3. MODELOS MECANÍSTIC	23
1.3.1. Modelo Xiao, Shoham & Brill	23
2. CONSTRUCCION DEL MODELO.	24
2.1. INFORMACION DE LINEAS DE FLUJO (branch).	24
2.1.1. Tasa de ondulaciones.	26
2.1.2. Distancia Horizontal	26
2.1.3. Diferencia de elevación.	26
2.1.4. Diámetro interno.	26
2.1.5. Espesor de pared.	26

2.1.6. Rugosidad.	26
2.1.7. Temperatura ambiente.	27
2.1.8. Transferencia de calor.	27
2.2. INFORMACION DE FUENTES.	27
2.2.1. Definición de propiedades básicas.	29
2.2.2. Modelo del fluido.	29
2.2.3. Corte de agua.	29
2.2.4. Relación gas petróleo (GOR).	29
2.2.5. Gravedad específica del gas.	29
2.2.6. Gravedad específica del agua	29
2.2.7. Gravedad API.	30
2.3. INFORMACIÓN DEL PUNTO DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO.	30
2.3.1. Definición del punto de recolección	31
2.3.2. Presión de llegada	31
2.3.3. Caudal recolectado.	31
2.4. RESEÑA DE CAMPO VELASQUEZ.	31
3. SELECCIÓN DEL MODELO.	33
4. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE CAIDA DE PRESIÓN EN LA RED.	37
5. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE VELOCIDADES CRÍTICAS Y EROSIONALES EN LA RED.	40
6. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE PATRONES DE FLUJO.	47
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
BIBLIOGRAFÍA	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Flujo tipo burbuja.	17
Figura 2. Flujo tipo burbuja.	17
Figura 3. Flujo tipo estratificado.	17
Figura 4. Flujo tipo ondulado	18
Figura 5. Flujo tipo tapón de liquido	18
Figura 6. Flujo tipo anular.	19
Figura 7. Flujo tipo niebla.	19
Figura 8. Mapa de patrones de flujo horizontal.	21
Figura 9. Manifold de Campo Velásquez.	24
Figura 10. Construcción de los branch o líneas de flujo.	24
Figura 11. Propiedades de las líneas de flujo.	25
Figura 12. Transferencia de calor de las líneas de flujo.	25
Figura 13. Propiedades de las fuentes.	28
Figura 14 Modelo del fluido de la fuente.	28
Figura 15. Propiedades del punto de recolección.	30
Figura 16. Localización de campo Velásquez.	32
Figura 17. Grafica de la red modelada en PIPESIM, base de este estudio	35
Figura 18. Comparación del error porcentual absoluto promedio para los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas en la red de tuberías horizontal.	36
Figura 19. Gráfica de perfil de presión en la red de tuberías, analizado con los diferentes modelos mecanísticos y con correlaciones empíricas.	37
Figura 20. Gráfica de caída de presión en la red de tuberías, analizado con el modelo mecanístico XIAO.	38
Figura 21. Grafica de tuberías de producción con velocidades de flujo mayores a las velocidades críticas.	46
Figura 22. Grafica de tuberías de producción con velocidades de flujo mayores a las velocidades críticas.	46

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rugosidades de PIPESIM.	27
Tabla 2. Características de las correlaciones empíricas y modelos mecanísticos.	33
Tabla 3. Comparación de presiones entre los diferentes modelos evaluados y las presiones reales de operación del campo.	34
Tabla 4. Límite de velocidad de erosión de líquido y selección de la constante C.	41
Tabla 5. Resultados de velocidad erosional, EVR y velocidad máxima del líquido.	42
Tabla 6. Criterios de diseño de líneas para diferentes tipos de fluido.	44
Tabla 7. Velocidades de fluido que sobrepasan la velocidad crítica en algunos tramos de la red.	45
Tabla 8. Patrones de flujo presentes en la red simulada con el modelo mecanístico de XIAO.	48

RESUMEN

Título: “EVALUACION TECNICA DEL COMPORTAMIENTO DE LINEAS DE PRODUCCION GENERAL DE CAMPO VELASQUEZ, MEDIANTE HERRAMIENTA ESPECIALIZADA (PIPESIM).”^{*}

Autor: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ^{**}

Palabras claves: Flujo de fluidos, crudo, patrones de flujo, velocidad crítica, velocidad de erosión, branch, source, correlaciones, modelo mecanistico, modelo, redes, pipesim.

Descripción:

Durante la etapa productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos productores aumento en la presión en cabeza y posteriormente una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores:

Deposición de material orgánico como parafinas o asfáltenos, depositación de material inorgánico como carbonato de calcio, carbonato de bario y depositación de finos y arena en líneas de producción.

Por esta razón se debe recurrir al empleo de tecnologías para modelar el comportamiento de flujo de fluidos en las líneas de producción, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de pozos.

Este trabajo se realiza en 2 fases, la primera es la construcción del modelo de red de tuberías con datos medidos en campo. Este modelo se corre con varias correlaciones empíricas y con varios modelos mecanísticos a los cuales se les calcula el porcentaje de error absoluto y se selecciona el que más se ajusta a los datos reales.

La segunda fase del trabajo es realizar una evaluación hidráulica a la red de tuberías de producción de los pozos de la batería 2 de campo Velásquez.

En esta evaluación se determinan las velocidades críticas del fluido en las tuberías, la relación de velocidad de erosión (EVR), el perfil de caída de presión en la red y los tipos de patrones presentes en la red, con el fin de predecir comportamientos de la misma y en donde hay zonas críticas en las que puede presentarse daño a la misma, debido a estos factores.

^{*} Monografía de Especialización

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Manuel Cabarcas, M.Sc.

SUMMARY

Title: "TECHNICAL EVALUATION OF GENERAL PRODUCTION PIPELINES BEHAVIOR OF VELASQUEZ FIELD, BY SPECIALIZED SOFTWARE (PIPESIM)"^{*}

Author: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ^{**}

Special Words: Flow of fluids, oil, flow patterns, critical velocities, erosion velocity, branch, source, correlations, mechanistic models, model, network, pipesim.

Description:

During the productive phase of an oil field, you get to see in the producing wells increased pressure in the head and subsequently decreased their production potential due to one or more of the following factors:

Deposition of organic material such as paraffin or asphaltenes, deposition of inorganic material such as calcium carbonate, barium carbonate and deposition of fine and sand in production lines.

For this reason we must resort to the use of technology to model the behavior of fluid flow in the production lines, implementing solutions and analyzing the behavior of the wells to generate recommendations on how to optimize well production.

This job is performed in two phases, the first is the construction of the pipeline network model with field measured data. This model is run with several empirical correlations and several mechanistic models of which are calculated the percentage of absolute error and select the one that best match the actual data.

The second phase of this job is evaluate the hydraulic to the pipeline network of production wells of battery two of Velasquez field.

This evaluation seeks to determine the critical velocities, the velocity ratio of erosion, pressure drops in the network and pattern types present in the network, in order to predict the behavior of the network and in critical areas where there may occur damage, because of these factors.

* Monograph

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineer. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Eng. Manuel Cabarcas, M.Sc.

INTRODUCCION

En Campo Velásquez existen líneas recolectoras de producción a las cuales llegan las líneas de producción de los pozos del campo, estas líneas han sido instaladas según la disponibilidad de materiales y sin un análisis hidráulico del funcionamiento de las mismas.

En este trabajo se busca realizar una evaluación hidráulica a las líneas existentes para predecir los posibles puntos de falla de la red evaluada.

Para el primer capítulo se hace una reseña teórica del comportamiento de flujo de fluidos en tuberías, enfocándose en tuberías horizontales que son el objeto de esta evaluación. Además se describen los términos más usados para el estudio y descripción de flujo multifásico y los tipos de patrones de flujo que se pueden presentar en tuberías horizontales. Se hace mención de que es una correlación de flujo, un modelo mecanístico y para qué sirve cada uno.

En el capítulo dos se describe cómo se elaboró el modelo en el software y los parámetros que se tienen en cuenta para la construcción de la red a ser analizada.

Acá se proporcionan datos de las líneas de flujo actualmente instaladas como distancias, elevaciones, diámetros, espesor de pared entre otros más.

La red está compuesta de fuentes, que son los puntos en los cuales ingresa un fluido a la red, branch o líneas de flujo y un punto final de recolección, que en este caso es un separador bifásico.

Además se hace una breve reseña de campo Velásquez.

En el capítulo tres se corre el modelo con diferentes correlaciones y modelos mecanísticos y se selecciona el que presenta menor error absoluto, comparado con los datos reales de campo.

En el capítulo cuatro, al modelo seleccionado se le realiza una evaluación hidráulica de caída de presiones en la red y se hace una comparación con los datos reales de presiones en cabeza de cada pozo.

En el capítulo cinco al modelo seleccionado se le realiza una evaluación hidráulica de velocidades críticas y de velocidades de erosión, con el fin de predecir zonas críticas de la red, en las cuales se pueda presentar evento de rotura de línea.

En el capítulo seis al modelo seleccionado se le realiza una evaluación hidráulica de patrones de flujo, con el fin de predecir zonas críticas en donde se puedan acumular bancos de fluidos y se pueda presentar proliferación de bacterias y evento de rotura de línea.

1. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS

El comportamiento de flujo de fluido en tuberías presenta diferentes tipos de flujo de acuerdo a si es en tuberías verticales o en tuberías horizontales.

Este trabajo se enfoca en el comportamiento de flujo de fluidos en tuberías horizontales y se considera una tubería horizontal a las que tienen una inclinación menor o igual a 45 grados.

1.1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS¹

1.1.1. Tubería Horizontal. Las caídas de presión en flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser entre 5 y 10 veces mayores a las ocurridas en flujo monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas por una interfase que puede ser liza o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

1.1.2. Terminología típica del flujo multifásico.²

1.1.2.1. Holdup de líquido: Puede ser definido como la fracción volumétrica de una sección específica de tubería que es ocupada por la fase líquida.

El método más exacto para medir el holdup de líquido es atrapar una muestra representativa de gas y líquido en una sección de tubería y físicamente medir la

¹ PAEZ CAPACHO, Ruth. Módulo de Análisis Nodal. Esp. Producción H´cs, Octubre de 2008.

² CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H´cs, julio de 2012.

fracción de volumen ocupada por la fase líquida. Esto comúnmente se realiza usando dos válvulas de cierre instantáneo operadas en forma simultánea.

El holdup es importante porque permite predecir las propiedades físicas de la mezcla gas/líquido y las velocidades de cada fase.

1.1.2.2. Velocidad superficial. Velocidad de una fase en caso de ocupar toda la tubería. (Flujo volumétrico/área de la tubería)

1.1.2.3. Flujo Homogéneo. Es un flujo multifásico donde todas las fases fluyen a la misma velocidad.

1.1.2.4. Flujo con deslizamiento “Slippage”. Es un flujo multifásico donde las fases tienen diferentes velocidades.

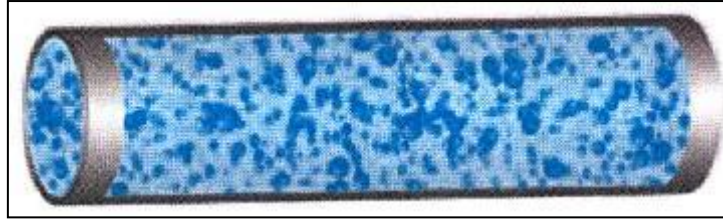
1.1.3. Tipos de flujos en tubería horizontal³

Estos tipos de flujos dependen de la variación de presión y/o velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra.

1.1.3.1. Flujo tipo burbuja. Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido que transporta las burbujas de gas.

³ PAEZ CAPACHO, Ruth. Módulo de Análisis Nodal. Esp. Producción H´cs, Octubre de 2008.

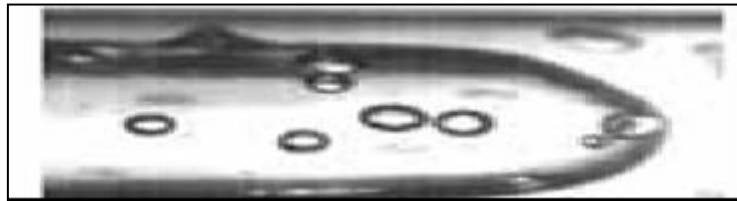
Figura 1. Flujo tipo burbuja.



Fuente CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H'cs, julio de 2012

1.1.3.2. Flujo tipo tapón de gas. Las burbujas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería.

Figura 2. Flujo tipo burbuja.



Fuente. PAEZ CAPACHO, Ruth. Módulo de Análisis Nodal. Esp. Producción H'cs

1.1.3.3. Flujo tipo estratificado. Las burbujas de gas se unen formando una fase gaseosa que se mueve en la parte superior de la tubería, quedando líquido en la parte inferior con una interfase continua y lisa.

Figura 3. Flujo tipo estratificado.



Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H'cs, julio de 2012

1.1.3.4. Flujo tipo ondulante. Semejante al estratificado pero se rompe la continuidad de la interface por ondulaciones en el líquido originadas por el incremento de velocidad del gas.

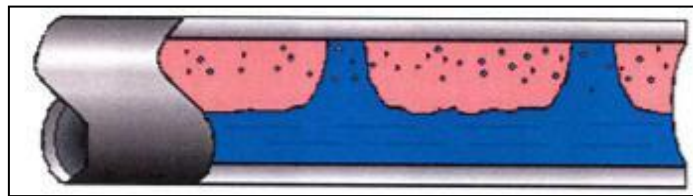
Figura 4. Flujo tipo ondulado



Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H´cs, julio de 2012

1.1.3.5. Flujo tipo tapón de líquido. Las crestas en las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería, tapándola y ocasionando gran turbulencia en el flujo.

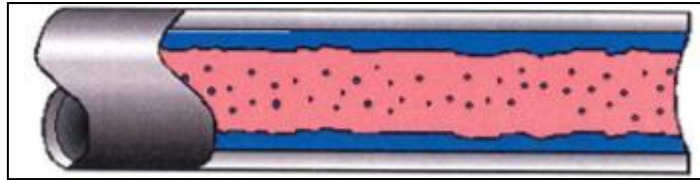
Figura 5. Flujo tipo tapón de líquido



Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H´cs, julio de 2012

1.1.3.6. Flujo tipo anular. Una película de líquido cubre las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior, llevando partículas de líquido en suspensión.

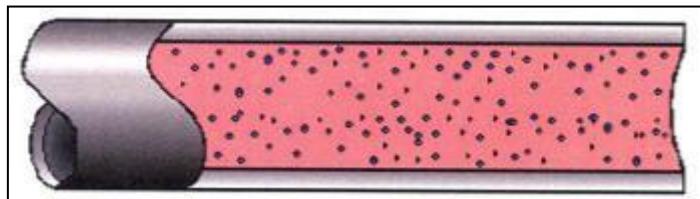
Figura 6. Flujo tipo anular.



Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H'cs, julio de 2012

Flujo tipo neblina. El líquido está completamente disperso en el gas, la fase continua es el gas que lleva en suspensión las gotas de líquido.

Figura 7. Flujo tipo niebla.



Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, Modulo Análisis Nodal, Esp. Producción H'cs, julio de 2012

1.2. CORRELACIONES DE FLUJO

Para el cálculo de perfiles de presión en flujo horizontal se hace predicciones del comportamiento del fluido basado en correlaciones de flujo. Para la correcta selección de la correlación a usar se hace un análisis de sensibilidades para diversos tipos de correlaciones en flujo horizontal y se trabaja con la que mejor se ajusta al modelo real, con este fin se tiene medidas de presión en ciertos puntos de la red, los mismos que sirven de medidas comparativas para determinar la mejor correlación a usar, estos puntos por lo general son la cabeza de los pozos y control de la presión a la llegada en el separador de producción.

1.2.1. Correlacion de Beggs & Brill Revisad⁴.

Fue desarrollada de datos experimentales obtenidos en pruebas de facilidades a pequeña escala. La facilidad consistía en secciones de tubería acrílica de 1" y 1.5" de 90 pies de longitud. La tubería podía ser inclinada en cualquier ángulo. Los parámetros estudiados y sus rangos de variación fueron:

- Rata de flujo de gas (0 a 300 Mscf/D).
- Rata de flujo de líquido (0 a 30 gal/min).
- Presión promedio del sistema (35 a 95 psia).
- Diámetro de la tubería (1 y 1.5 pulgadas).
- Holdup líquido (0 a 0.870).
- Gradiente de presión (0 a 0.8psi/pie).
- Angulo de inclinación (-90° a +90°).
- Patrón de flujo horizontal.

Los fluidos usados fueron aire y agua. Para cada tamaño de tubería, los caudales de líquido y gas fueron variados hasta que todos los patrones de flujo fueron observados con la tubería en posición horizontal.

Luego un conjunto particular de caudales de flujo fueron utilizados y el ángulo de la tubería se varió hasta que el efecto se observó en el holdup líquido y en el gradiente de presión.

El holdup líquido y en el gradiente de presión fueron medidos a ángulos de la horizontal de 0, 5, 10, 15, 20, 35, 55 75 y 90 grados.

⁴ **BEGGS DALE, B.** “ Production optimization using nodal analysis” Second edition

Diferentes correlaciones para el holdup de líquido se presentaron para cada uno de los 3 regímenes de flujo horizontales.

El holdup líquido se calcula primero como si la tubería fuera horizontal y luego se corrige por el ángulo de inclinación de la tubería.

Se encontró que el máximo holdup líquido se encuentra a $+50^\circ$ de la horizontal y el mínimo a -50° .

El mapa de patrones de flujo original ha sido modificado para incluir una zona de transición entre los regímenes de flujo segregado e intermitente, este mapa se puede observar en la figura 8.

Las ecuaciones presentadas por Beggs and Brill aplican para flujos de fluidos en tuberías en cualquier ángulo de inclinación, incluyendo flujo descendente.

Figura 8. Mapa de patrones de flujo horizontal.

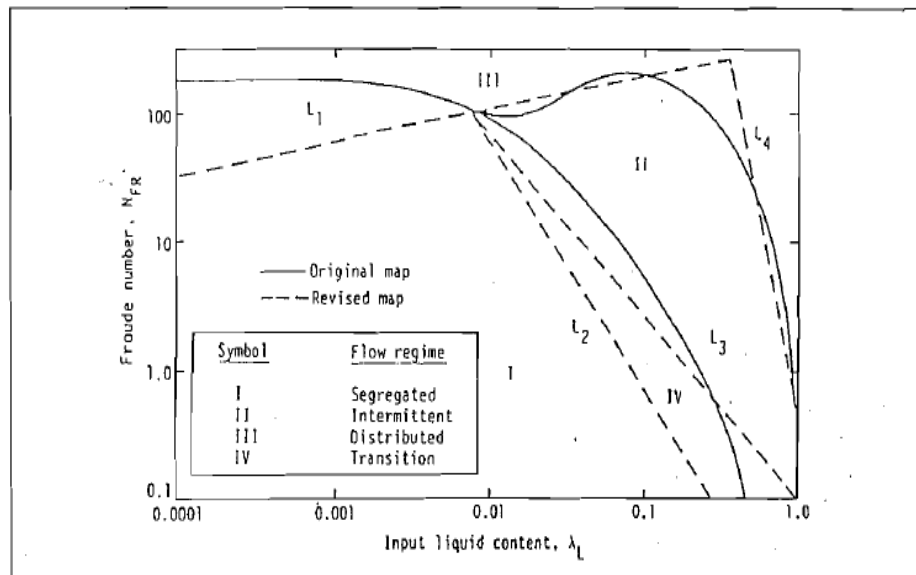


Fig. 3-21. Horizontal flow pattern map.

Fuente. PAEZ CAPACHO, Ruth. Módulo de Análisis Nodal. Esp. Producción H'cs

La determinación de un régimen de flujo correcto, requiere calcular varios números adimensionales incluyendo el número de Froude de 2 fases.

Las siguientes variables son usadas para determinar cuál régimen de flujo existirá si la tubería está en posición horizontal.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd}$$

$$\lambda = \frac{v_{sl}}{v_m}$$

$$L_1 = 316\lambda^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684}$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684}$$

$$L_4 = 0.5\lambda^{-6.738}$$

Los límites de los regímenes de flujo horizontal son:

Segregado:

Limites, $\lambda L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$, o, $\lambda L \geq 0.02$ y $N_{FR} < L_2$,

Transición

Limites, $\lambda L \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_1$, o, $L_2 < N_{FR} \leq L_3$,

Intermitente

Limites, $0.4 > \lambda L \geq 0.01$ y $L_3 < N_{FR} < L_1$, o, $\lambda L \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$,

Distribuido

Limites, $\lambda L < 0.4$ y $N_{FR} \leq L_1$, o, $\lambda L \geq 0.4$ y $N_{FR} < L_4$.

Cuando el flujo cae en el régimen de transición, el holdup de líquido debe ser calculado usando las ecuaciones para régimen segregado e intermitente e interpolar usando factores de peso.

1.3. MODELOS MECANÍSTICOS⁵

Recientemente la tendencia se ha volcado hacia el uso de modelos mecanísticos que buscan una mayor claridad sobre los fenómenos físicos. El postulado fundamental en este método es la existencia de varios Patrones de Flujo.

El principal objetivo de este enfoque es predecir el Patrón de Flujo existente para un sistema en particular. Luego para cada patrón de flujo se emplea un modelo diferente que predice la hidrodinámica del flujo multifásico y la transferencia de calor correspondiente. Los modelos mecanísticos son más confiables y generales debido a que incorporan los mecanismos y los parámetros importantes de flujo.

La necesidad de conocer el perfil de presión y temperatura a lo largo de tuberías para el transporte de fluidos propios de la industria de los hidrocarburos, ha motivado el desarrollo de correlaciones y modelos mecanísticos que tratan de reproducir la hidrodinámica del flujo multifásico

1.3.1. Modelo Xiao, Shoham & Brill ⁶. Desarrollaron un modelo mecanístico para tubería horizontal, el cual fue comparado con cuatro correlaciones de flujo, con lo cual se demostró que con el modelo se obtienen mejores resultados en la predicción de los patrones de flujo que usando correlaciones empíricas.

⁵ CABARCAS SIMANCAS, Manuel E. ROJAS SOSA, Gustavo A. "Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor". Julio 2012.

⁶ CABARCAS SIMANCAS, Manuel E. ROJAS SOSA, Gustavo A. "Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor". Julio 2012.

2. CONSTRUCCION DEL MODELO.

2.1. INFORMACION DE LINEAS DE FLUJO (branch).

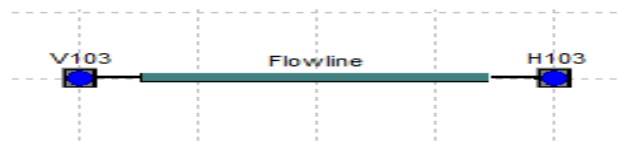
La información de las líneas de flujo fue levantada mediante el uso de un GPS garmin, con el cual se marcaron ubicación de cabeza de pozos, manifolds y puntos altos y bajos y lugares de enterramiento de la tubería de producción. Durante este trabajo se midió la longitud de cada tubería ya que no se dispone de planos P&ID. Algunas características, de las tuberías deben incluirse para el cálculo de perfiles de presión en las líneas de flujo las cuales se describen a continuación:

Figura 9. Manifold de Campo Velásquez.



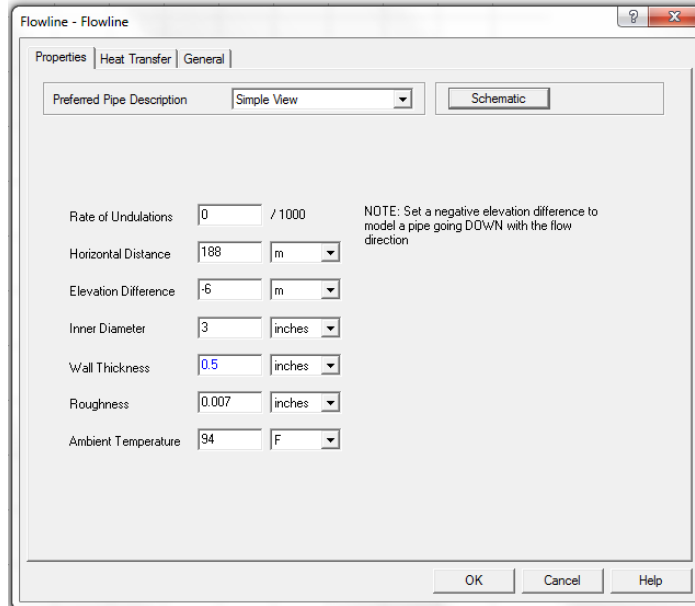
Fuente. Autor.

Figura 10. Construcción de los branch o líneas de flujo.



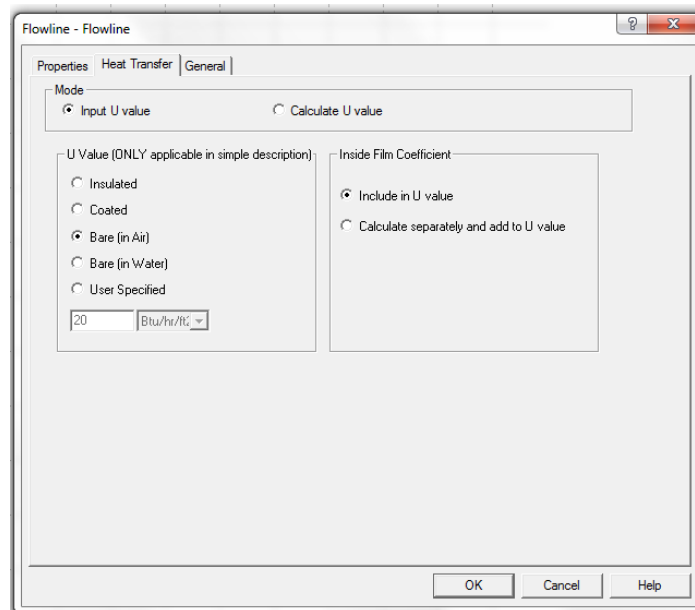
Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

Figura 11. Propiedades de las líneas de flujo.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

Figura 12. Transferencia de calor de las líneas de flujo.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

2.1.1. Tasa de ondulaciones. La tasa de ondulación es una medida para describir el número de curvaturas que tiene una tubería por cada 1000 ft, generalmente las líneas aéreas tienden a pandearse u ondularse por gravedad entre cada marco H, mientras que las líneas enterradas lo hacen según la geografía en la que se encuentran enterradas. En este trabajo, se considera que las líneas de producción tienen una tasa de ondulación nula y estas líneas van desde cabeza de pozo hasta la entrada a la línea de recolección de crudo de la batería modelada.

2.1.2. Distancia Horizontal. Esta distancia fue medida en campo como ha sido mencionado anteriormente, La distancia horizontal es la longitud total de los tramos de tubería y a cada tramo se le denomina branch en pipesim por donde se transportará el fluido.

2.1.3. Diferencia de elevación. Es la diferencia de altura entre los puntos, inicial y final de cada tramo de línea, este factor es importante para el cálculo de perfiles de presión.

2.1.4. Diámetro interno. Depende del Schedule de la tubería y del diámetro nominal, se utiliza para los cálculos de flujo.

2.1.5. Espesor de pared. Al igual que el diámetro interno, esta depende del Schedule de la tubería y depende de la presión y de la corrosividad del fluido transportado.

2.1.6. Rugosidad. Se utiliza un valor constante de rugosidad de 0.007, tomado como valor promedio para tubería usada, en la tabla # 1 se pueden obtener diferentes valores de rugosidad para diferentes tipos de materiales, estos valores se utilizan para calcular el factor de fricción en la correlación utilizada para el modelo creado.

Tabla 1. Rugosidades de PIPESIM.

Material	ft.	in
Drawn tubing (brass, lead, glass, and the like)	0.000005	0.00006
Commercial steel or wrought iron	0.00015	0.0018
Asphalted cast iron	0.0004	0.0048
Galvanized iron	0.0005	0.006
Cast iron (acero fundido)	0.00085	0.010
Wood stave	0.0006-0.003	0.0072-0.036
Concrete	0.001-0.01	0.012-0.12
Riveted steel	0.003-0.03	0.036-0.36

Fuente. PIPESIM, versión 2009.

2.1.7. Temperatura ambiente. Medida de la temperatura en la que se encuentra la tubería, según el ambiente en el que se encuentra (aérea, dentro de agua o enterrada). Para este estudio se toma 94°F.

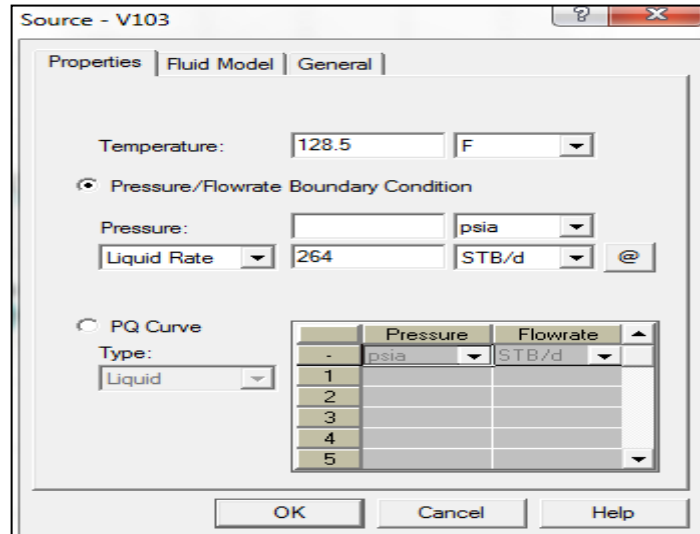
2.1.8. Transferencia de calor. La transferencia de calor de las líneas de flujo hacia el medio en el que se encuentran, depende de si las líneas son aéreas, enterradas, están dentro de agua o están revestidas. Para el modelo construido se consideraron líneas aéreas. En este caso se toma el valor dado por defecto por el simulador 20 BTU/Hr/Ft².

2.2. INFORMACION DE FUENTES.

Para cada fuente en donde ingresa el fluido a la red, debe definirse sus propiedades físicas para caracterizar el modelo del fluido que se está

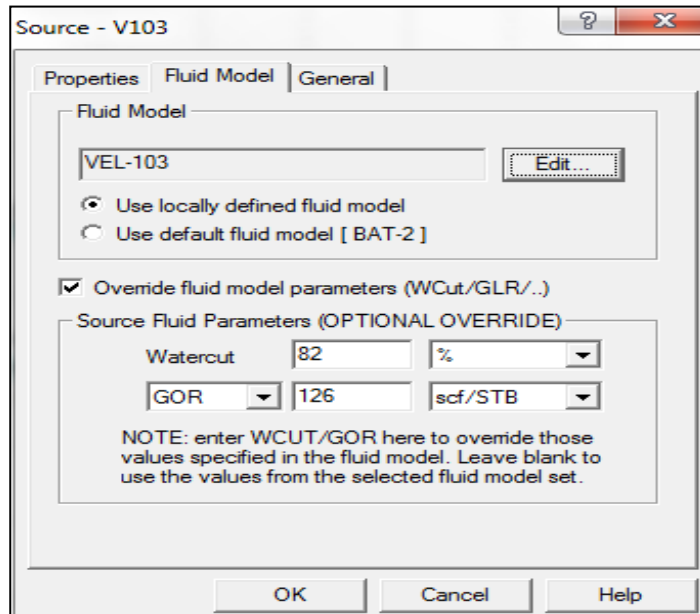
transportando por las tuberías, estas propiedades corresponden a datos tomados de campo.

Figura 13. Propiedades de las fuentes.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

Figura 14 Modelo del fluido de la fuente.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

2.2.1. Definición de propiedades básicas. Cada fuente constituye en la red creada un límite, al cual se define una condición de entrada, ya sea caudal (Q) de fluido o presión (P) en ese punto que para este caso será el fluido de cada pozo. Para la construcción del modelo, todos los valores ingresados en las fuentes son caudales de fluido medidos en las pruebas de producción a un separador bifásico de prueba.

2.2.2. Modelo del fluido. Buscando simular las condiciones reales de flujo en las líneas del campo, se debe realizar la definición de la mayor cantidad de propiedades físicas posibles del fluido, lo cual ayudará a que el modelo base presente un comportamiento aproximado a las condiciones reales de flujo del campo.

2.2.3. Corte de agua. Es la relación entre la cantidad de agua y la cantidad de fluido total producido, se puede expresar en fracción o en porcentaje.

2.2.4. Relación gas petróleo (GOR). Es la relación entre el gas y el petróleo producido por cada pozo en un mismo periodo, y se expresa en unidades de scf/STB.

2.2.5. Gravedad específica del gas. Es la relación entre la densidad del gas producido y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura. Este es un factor adimensional.

2.2.6. Gravedad específica del agua. Es la relación entre la densidad del agua de formación y la densidad del agua, medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

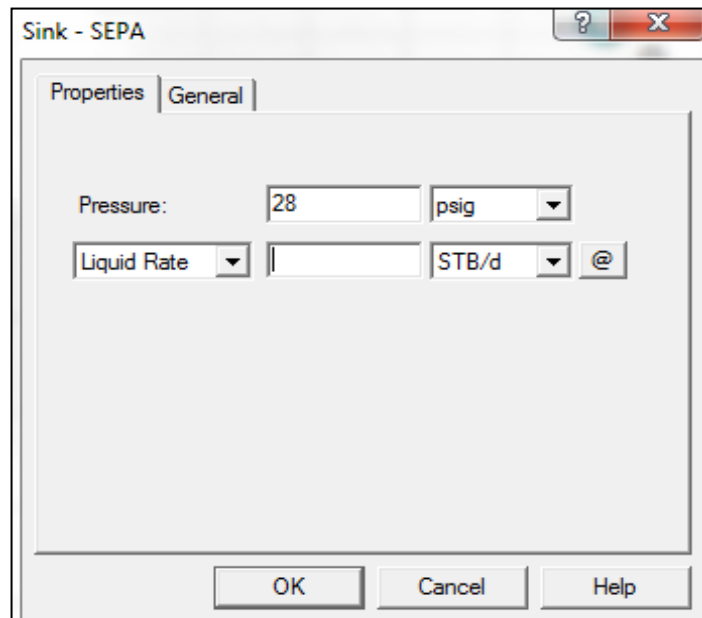
2.2.7. Gravedad API. Es una medida de la calidad de petróleo normalizada por la American Petroleum Institute. Esta medida es función de la gravedad específica del petróleo

$$API = 141.5 - \frac{131.5}{SG}$$

2.3. INFORMACIÓN DEL PUNTO DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO.

El punto de entrega del fluido de la línea de producción es en la entrada a las facilidades de la batería de producción. Las propiedades del fluido en este punto, son el resultado de la mezcla de todas las fuentes de ingreso de fluidos al sistema de recolección. En nuestro caso es un separador vertical bifásico.

Figura 15. Propiedades del punto de recolección.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

2.3.1. Definición del punto de recolección. Para el modelo construido es el último punto de la red de tuberías, al cual llegan todos los fluidos desde las fuentes para su posterior tratamiento y venta.

2.3.2. Presión de llegada. Este dato es ingresado al modelo construido y es tomado de la presión de trabajo del separador de producción general de la batería, este valor es de 25 psi o 40 psig.

2.3.3. Caudal recolectado. Esta variable también puede ser ingresada como parámetro de cálculo al modelo construido, sin embargo para este caso en particular este valor es calculado por el software y sirve de valor comparativo con los valores reales medidos en campo.

2.4. RESEÑA DE CAMPO VELASQUEZ.

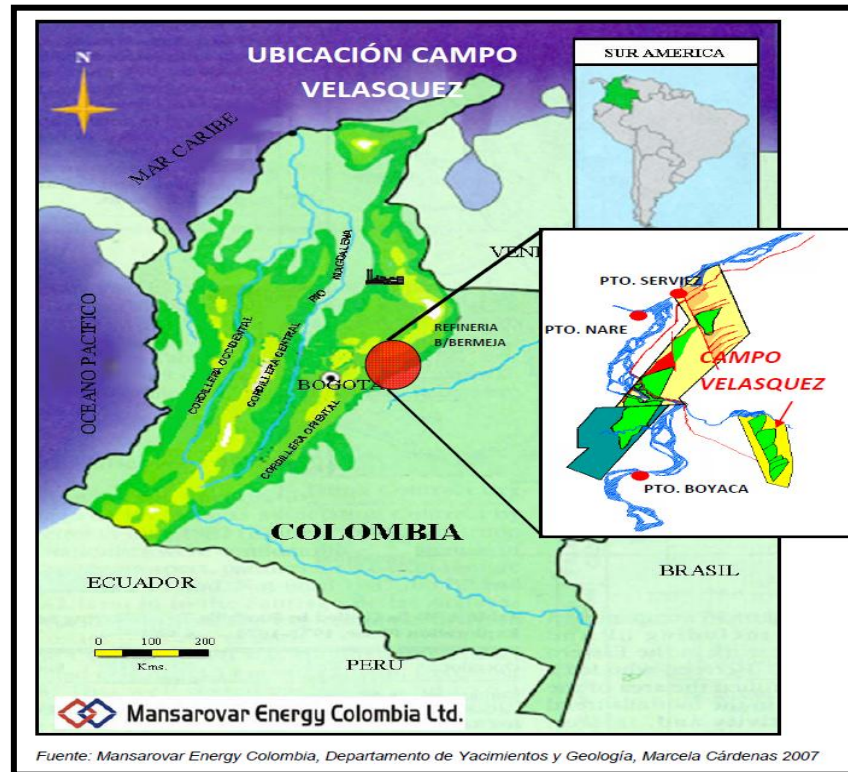
La zona se encuentra localizada en la intersección geográfica que conforman los departamentos de Antioquia, Santander y Boyacá, en inmediaciones de los municipios de Puerto triunfo, Cimitarra y Puerto Boyacá.

Campo Velásquez se encuentra ubicado en el valle del Magdalena medio en el departamento de Boyacá aproximadamente a 150 km de Bogotá tiene un área de 130668 hectáreas y es el único campo de propiedad privada que existe en el país con el contrato Guaguaqui - Terán. Figura 15.

Las formaciones productoras de campo Velásquez son Tune y Guaduas, datadas del oligoceno (terciario) y se encuentran a profundidades entre 4000-5000 y 5000-6000 pies respectivamente. La formación Tune se caracteriza por tener como método de recobro empuje por agua y la formación guaduas por tener gas en

solución. El ambiente de depositación es de tipo fluvial y debido a esto presenta gran intercalación de arcillas.

Figura 16. Localización de campo Velásquez.



Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

3. SELECCIÓN DEL MODELO.

En este capítulo se corre el modelo construido con Pipesim con varias correlaciones empíricas y con dos modelos mecánicos. Cada uno de los modelos corridos es comparado con los datos reales tomados en campo durante las pruebas de cada pozo, a estos datos se les realiza una comparación y se selecciona el que presenta el menor error absoluto.

Tabla 2. Características de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos.

Modelo	Tipo	Año de desarrollo	Aplicacion a flujo Horizontal	Aplicacion a flujo vertical	Holdup de liquido	Mapa de flujo
Ansari	Modelo Mecanistico	1994	No	Si	Si	Si
Bsggs & Brill	Correlacion Empirica	1979	Si	Si	Si	Si
Dukler	Correlacion Empirica	1964	Si	No	Si	No
Hagerdown & Brown	Correlacion Empirica	1965	No	Si	Si	No
Orkiszewski	Correlacion Empirica	1967	No	Si	Si	Si
TUFFP	Modelo Mecanistico	2003	Si	Si	Si	Si
Xiao	Modelo Mecanistico	1990	Si	No	Si	Si

Fuente. CABARCAS SIMANCAS, Manuel E. ROJAS SOSA, Gustavo A. “Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecánicos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor”. Julio 2012

En estas corridas se utilizaron las siguientes correlaciones empíricas:

- Beggs & Brill revisado.
- Oliemans.
- Lockhard & Martinelli
- Dukler.

Y los siguientes modelos mecanisticos:

- Xiao, Shoham & Brill.
- TUFFP (tulsa)

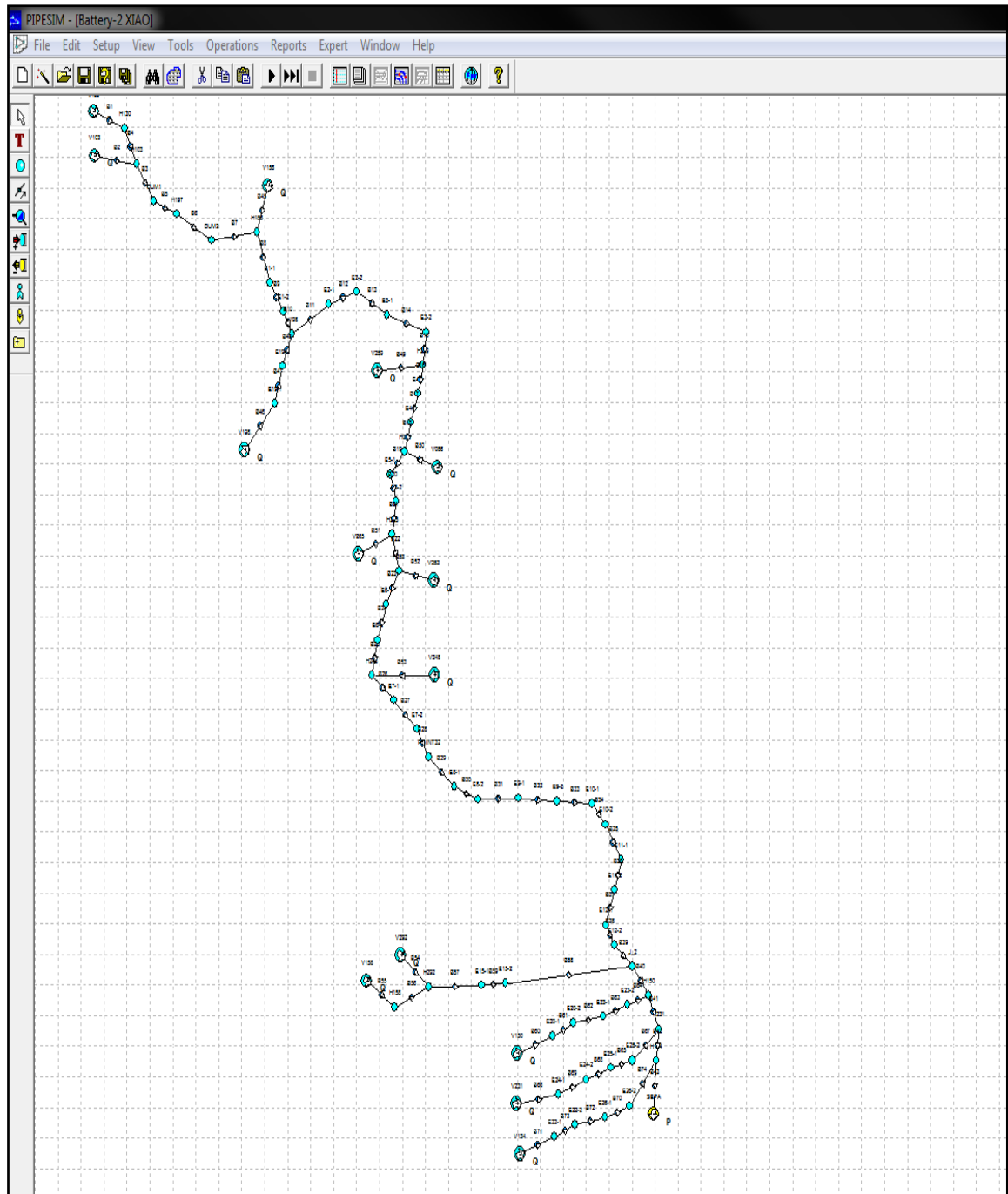
Como se puede apreciar en la tabla # 3, las corridas que presentan menor error absoluto son el modelo mecanistico de XIAO, con un porcentaje de error absoluto de 10.1% y la correlación de Dukler con un 9.8%.

Tabla 3. Comparación de presiones entre los diferentes modelos evaluados y las presiones reales de operación del campo.

POZO	THP MEASURED	THP Begg & Brill Revised	% error	THP XIAO mecanistico	% error	THP TUFFP (tulsa) mecanistico	% error	THP oliemans	% error	THP lockhard & martinelli	% error	THP DUKLER	% error
V-158	50	54	8%	58	16%	58	16%	62	24%	48	4%	58	16%
V-292	50	59	18%	63	26%	63	26%	67	34%	50	0%	64	28%
V-150	60	64	7%	65	8%	66	10%	63	5%	53	12%	69	15%
V-231	70	53	24%	58	17%	60	14%	53	24%	46	34%	62	11%
V-134	60	53	12%	54	10%	54	10%	54	10%	48	20%	56	7%
V-248	60	60	0%	69	15%	68	13%	69	15%	52	13%	71	18%
V-253	70	64	9%	73	4%	72	3%	74	6%	54	23%	77	10%
V-265	80	64	20%	73	9%	72	10%	74	8%	53	34%	77	4%
V-086	80	59	26%	70	13%	67	16%	71	11%	44	45%	73	9%
V-259	80	68	15%	83	4%	80	0%	83	4%	48	40%	87	9%
V-156	100	73	27%	92	8%	88	12%	92	8%	51	49%	95	5%
V-198	100	77	23%	98	2%	94	6%	96	4%	49	51%	102	2%
V-103	105	74	30%	98	7%	93	11%	98	7%	51	51%	101	4%
V-130	110	87	21%	106	4%	102	7%	107	3%	62	44%	110	0%
			17.1%		10.1%		11.1%		11.6%		30.0%		9.8%

Fuente. Autor.

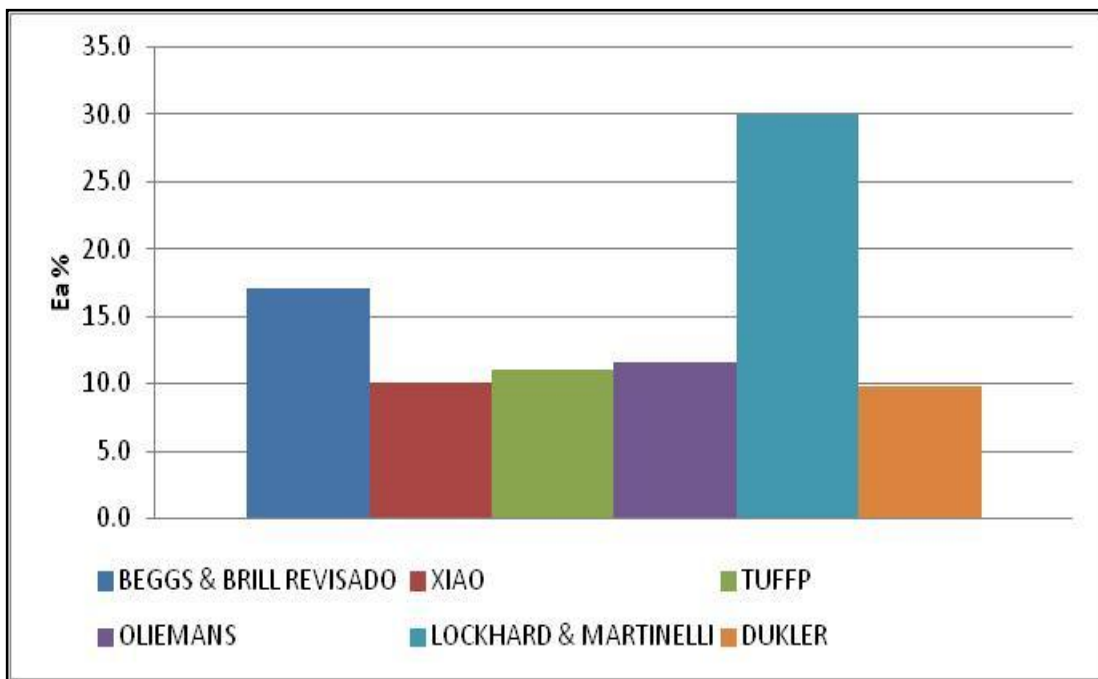
Figura 17. Grafica de la red modelada en PIPESIM, base de este estudio



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

Para esta evaluación se seleccionó el modelo mecánico de Xiao, debido a este nos permite evaluar de una forma más exacta los patrones de flujo que se presentan en la red de tuberías evaluada, mientras que la correlación de Dukler fue desarrollada para flujo de 2 fases en sistemas de gas condensado.

Figura 18. Comparación del error porcentual absoluto promedio para los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas en la red de tuberías horizontal.

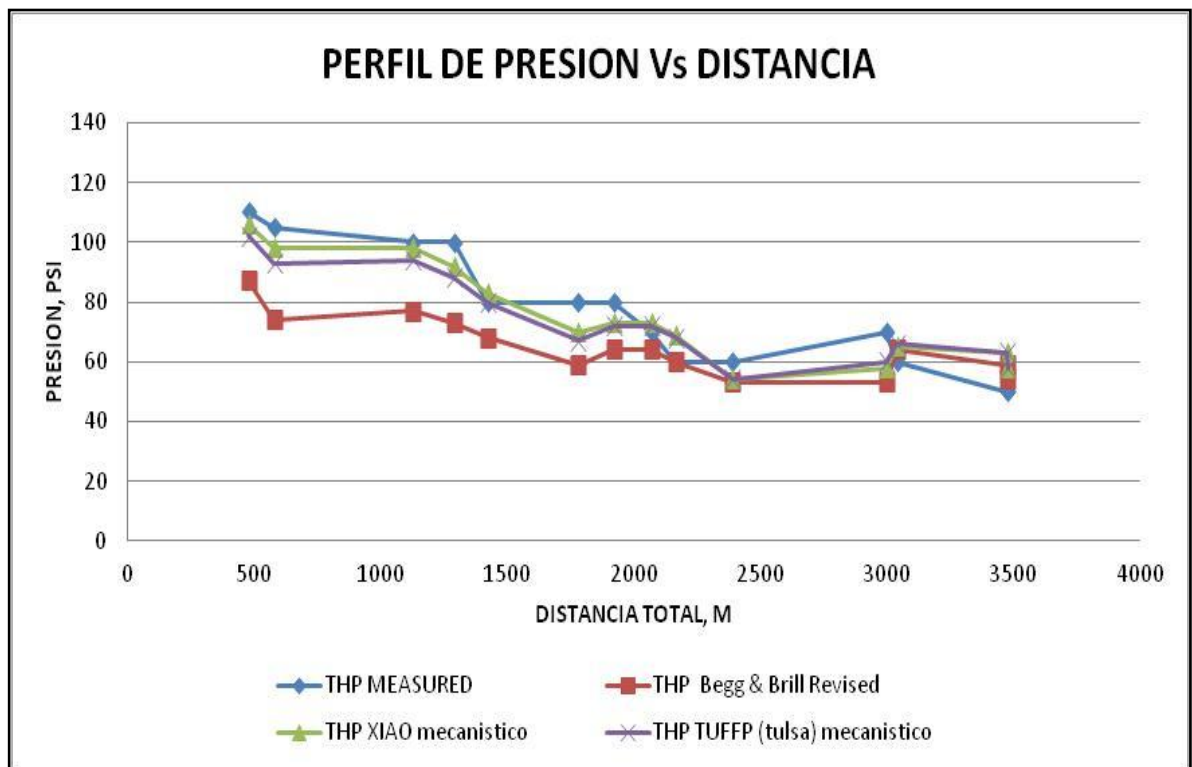


Fuente: Autor.

4. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE CAIDA DE PRESIÓN EN LA RED.

En este capítulo se corre el modelo construido con Pipesim con varias correlaciones empíricas y con dos modelos mecánicos. Cada uno de los modelos corridos es comparado con los datos reales de presión en cabeza de pozo. Además es comparado el modelo mecánico seleccionado XIAO con la gráfica de presión original.

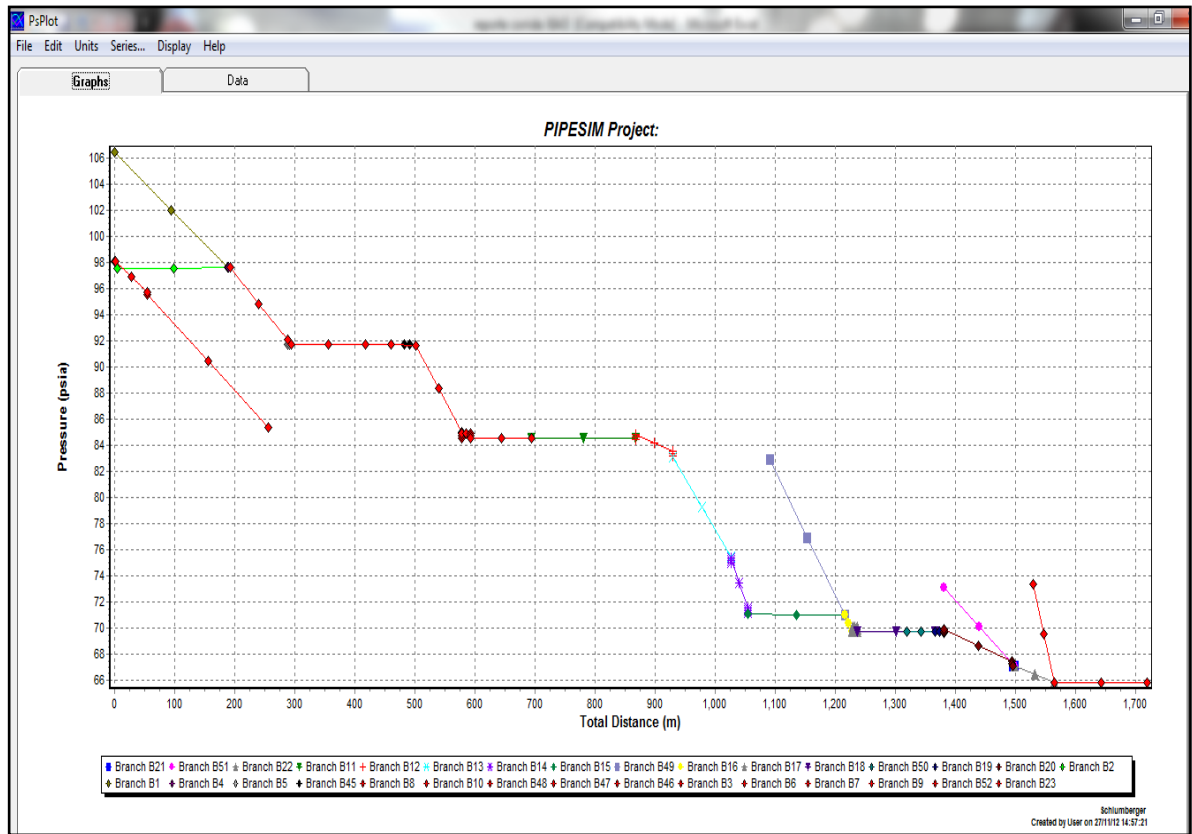
Figura 19. Gráfica de perfil de presión en la red de tuberías, analizado con los diferentes modelos mecánicos y con correlaciones empíricas.



Fuente: Autor.

Se puede observar que el perfil de caída de presión que más se ajusta al perfil real de caída de presión en campo es con el modelo mecánico de XIAO.

Figura 20. Gráfica de caída de presión en la red de tuberías, analizado con el modelo mecanístico XIAO.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

La caída de presión que se presenta a lo largo de la línea colectora modelada con el modelo mecanístico de XIAO, se debe principalmente a la distancia de la línea.

Los pozos más lejanos que entran a la línea colectora presentan un THP más alto para poder vencer la presión de la línea caso de los pozos V-130, V-103, v-156 y V-198. Si esta presión puede ser reducida, se aumentara la producción de fluido de los pozos y por lo tanto la producción de crudo.

No se observan aumentos de presiones inusuales en la red. La variación de las presiones simuladas con las presiones medidas se debe muchas veces a que hay

sectores en donde se dan pérdidas de presión que no han sido contabilizados, como es el caso de tes, codos, uniones, válvulas y demás accesorios

5. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE VELOCIDADES CRÍTICAS Y EROSIONALES EN LA RED.

En cada branch o línea del modelo construido se obtiene un valor de velocidad de fluido, un valor de velocidad erosional máxima y un valor de razón de velocidad erosional (EVR), los cuales sirven para analizar la capacidad transporte de fluido de las línea de producción de la red simulada.

Al instalar una línea de producción se debe con anterioridad haber diseñado y dimensionado la misma, teniendo en cuenta la producción actual y los pronósticos de producción para el campo. Si esto no se lleva a cabo o no se realiza correctamente se pueden presentar fenómenos no deseados como la velocidad erosional máxima que es la velocidad máxima permisible de flujo de fluido a través de una tubería, también conocida como velocidad critica, es decir que si se supera esta velocidad se comienza el proceso de erosión en las paredes internas de la tubería debido a las altas velocidades alcanzadas, ya que la velocidad del fluido es función del caudal. En este caso no se dimensiona, solamente se evalúa el sistema instalado.

$$V_c = \frac{C}{\rho^{0.5}}$$

La norma API-RP 14E⁴ define la anterior fórmula de velocidad erosional o velocidad critica como la relación entre una constante empírica y la raíz cuadrada de la densidad de la mezcla. Esta fórmula es utilizada para los cálculos de dimensionamiento de tuberías y no tiene en cuenta flujo de sólidos. Se calcula la velocidad de erosión y no la rata de erosión ya que se considera un sistema libre de sólidos. La constante empírica C es función de las condiciones de flujo, como

tipo de fluido (gas, líquido, o multifásico), el ambiente, (corrosivo, no corrosivo), tipo de dispositivos de flujo (tubos rectos, tubos curvados, válvulas, etc.), tipo de aleación de la cual está hecha la tubería y si hay o no presencia de sólidos en la corriente de flujo. La Tabla 4 fue tomada del software Pipesim 2009, en donde se puede determinar este valor C y velocidad erosional límite.

Tabla 4. Límite de velocidad de erosión de líquido y selección de la constante C.

Industry Practice	Liquid Erosion Velocity Limit (ft/s)		
	Carbon Steel	13Cr	Duplex or Higher
No Sand	Unlimited (100 ft/s is practical limit)	Unlimited (100 ft/s is practical limit)	Unlimited (100 ft/s is practical limit)
Sand < 1 lb/1000 bbl	33.5*(C = 250)	41.5*(C = 300)	60.5* (C = 450)
Sand > 1 lb/1000 bbl	Altering or exceeding one or several of the above listed assumptions/limitations will reduce the recommended erosion liquid velocity limit which then needs to be analyzed in more detail (i.e. utilizing computerized erosion modeling tools). Please contact the Project Support Group in Rosharon if you have any questions.		

*Based on crude oil with density of 55 lbs.

Fuente. PIPESIM, versión 2009.

En el caso de la red construida se observa que los valores de EVR para todos los branch de la red son menores a 1, lo que nos indica que no se presenta riesgo de rotura de la línea por acción de la velocidad de erosión. Estos valores se pueden observar en la tabla 5.

Para este estudio el valor de la densidad del fluido para las formaciones guaduas es de 58.5 lb/ft³ y tune es de 59.8 lb/ft³. Para este estudio se toma el valor mayor y el valor de la constante C se obtiene de la norma API 14E⁴ y es igual a 150.

$$V_c = \frac{150}{59.8^{0.5}} \equiv 19.39 \text{ ft / seg}$$

Tabla 5. Resultados de velocidad erosional, EVR y velocidad máxima del líquido.

COLLECTOR LINE / WELL LINE	Segment line	Type	Pressure	Max Mean Vel.	Max Liq. Vel.	Max Eros. Vel.	Max Eros. Ratio
			psia	ft/s	ft/s	ft/s	
V-130	B1	Branch	106.43	1.58	1.45	13.72	0.12
	B4	Branch	97.6	1.58	1.45	13.72	0.12
V-103	B2	Branch	97.54	0.57	2.88	16.09	0.04
V-156	B45	Branch	91.68	0.51	0.35	16.08	0.03
V-198	B46	Branch	98.04	0.39	0.14	24.81	0.02
	B47	Branch	98.04	0.4	0.12	25.06	0.02
	B48	Branch	95.55	0.43	0.12	26.23	0.02
V-259	B49	Branch	82.91	0.41	0.28	15.79	0.03
V-086	B50	Branch	69.78	0.86	0.57	16.83	0.05
V-265	B51	Branch	73.15	0.48	0.25	18.77	0.03
V-253	B52	Branch	73.36	0.69	0.47	16.18	0.04
V-248	B53	Branch	68.77	0.62	0.49	14.69	0.04
V-292	B54	Branch	63.43	0.63	0.14	32.17	0.02
V-158	B55	Branch	58.12	0.43	3.85	17.99	0.02
	B56	Branch	58.12	0.42	0.25	17.73	0.02
V-158 Y V-292	B57	Branch	58.12	1.12	0.41	23.97	0.05
	B58	Branch	48.31	1.23	0.42	25.1	0.05
	B59	Branch	48.31	1.12	1.69	23.98	0.05
V-150	B60	Branch	64.64	0.7	0.31	20.94	0.03
	B61	Branch	56.8	0.7	0.4	20.94	0.03
	B62	Branch	56.8	0.82	0.33	22.65	0.04
	B63	Branch	45.07	0.82	0.35	22.65	0.04
	B64	Branch	45.06	0.84	0.33	23.04	0.04
V-231	B65	Branch	45.9	0.63	0.12	35.75	0.02
	B66	Branch	57.84	0.52	0.1	32.52	0.02
	B68	Branch	56.82	0.63	0.1	35.74	0.02
	B69	Branch	56.82	0.52	0.12	32.52	0.02
V-134	B71	Branch	53.79	0.86	0.37	21.85	0.04
	B72	Branch	50.65	0.91	0.38	22.49	0.04
	B73	Branch	50.68	0.86	0.4	21.85	0.04

COLLECTOR LINE / WELL LINE	Segment line	Type	Pressure	Max Mean Vel.	Max Liq. Vel.	Max Eros. Vel.	Max Eros. Ratio
			psia	ft/s	ft/s	ft/s	
MAIN COLLECTOR LINE	B3	Branch	97.58	0.54	0.44	14.29	0.04
	B5	Branch	91.72	0.54	0.48	14.29	0.04
	B6	Branch	91.71	0.54	0.48	14.29	0.04
	B7	Branch	91.69	0.54	0.48	14.29	0.04
	B8	Branch	91.67	0.68	0.53	14.73	0.05
	B9	Branch	84.55	0.68	0.58	14.74	0.05
	B10	Branch	84.54	0.68	2.78	14.74	0.05
	B11	Branch	84.52	0.79	3.49	15.49	0.05
	B12	Branch	84.49	0.8	0.65	15.53	0.05
	B13	Branch	83.13	0.83	0.58	15.82	0.05
	B14	Branch	75.03	0.85	0.67	16	0.05
	B15	Branch	71.09	0.85	0.65	16.01	0.05
	B16	Branch	71.04	0.96	0.66	16.04	0.06
	B17	Branch	69.76	0.96	0.77	16.04	0.06
	B18	Branch	69.76	0.96	4.52	16.04	0.06
	B19	Branch	69.74	1.17	15.05	16.16	0.07
	B20	Branch	69.62	1.19	0.97	16.29	0.07
	B21	Branch	67.1	1.19	10.4	16.29	0.07
	B22	Branch	67.09	1.32	0.9	16.55	0.08
	B23	Branch	65.85	1.49	2.71	16.5	0.09
	B24	Branch	65.86	1.5	1.09	16.56	0.09
	B25	Branch	64.66	1.51	1.04	16.63	0.09
	B26	Branch	63.47	1.69	1.19	16.5	0.1
	B27	Branch	61.82	1.7	1.26	16.57	0.1
	B28	Branch	60.64	1.7	4.59	16.57	0.1
	B29	Branch	60.64	1.74	1.21	16.73	0.1
	B30	Branch	58.02	1.74	1.27	16.74	0.1
	B31	Branch	57.97	1.74	3.12	16.74	0.1
	B32	Branch	57.98	1.77	1.28	16.89	0.1
	B33	Branch	55.68	1.8	1.22	17.07	0.11
	B34	Branch	53.32	1.88	1.31	17.43	0.11
	B35	Branch	48.82	1.98	1.27	17.89	0.11
	B36	Branch	44.1	1.98	5.03	17.89	0.11
	B37	Branch	44.11	1.98	6.34	17.9	0.11
	B38	Branch	44.14	1.98	7.76	17.89	0.11
	B39	Branch	44.14	2.01	1.28	18.01	0.11
	B40	Branch	43.01	2.32	1.45	18.62	0.12
	B41	Branch	43.01	2.53	1.57	18.9	0.13
	B42	Branch	43	2.7	1.64	19.35	0.14
	B43	Branch	42.99	2.95	1.78	19.63	0.15

Fuente. Autor. Datos exportados de PIPESIM, versión 2009.

La mayoría de los tramos de tubería evaluados, se encuentran trabajando en condiciones aceptables de operación, pero se detectaron varios tramos en los que la velocidad de flujo sobrepasa la velocidad crítica, por lo que pueden estar riego de un desgaste erosional en las paredes internas de estos tramos, si llegase a haber presencia de sólidos. Estos tramos afectan los pozos V-198, V-292, V-158, V-150, V 231 Y V-134.

Tabla 6. Criterios de diseño de líneas para diferentes tipos de fluido.

Tipo de Fluido	Criterio Rango de Velocidad ⁽¹⁾ (ft/s)	Criterio Rango de Caída de Presión (psi/100 ft)	Modelo de Cálculo
Gas	$V_G < V_C$	$0.01 < \Delta P < 1.5$	Darcy
Líquido	$3 \text{ ft/s} < V_L < 15 \text{ ft/s}$	$0.20 < \Delta P < 3.0$	Darcy
Gas / Líquido	$10 \text{ ft/s} < V_F < V_C$	$0.20 < \Delta P < 3.0$	HTFS
Alivio (Gas / Líquido)	$V \leq 0.8 \text{ Mach}$	N/A ⁽²⁾	Beggs and Brill ³

⁽¹⁾ $V_C = \frac{c}{\rho^{0.5}}$ C = 150, criterio tomado de API RP 14E⁴.

⁽²⁾ La caída de presión depende del desempeño hidráulico de la red de alivios.

Todas las líneas serán dimensionadas con un 10% de flujo adicional como margen de diseño (110% del flujo máximo de operación).

Fuente. API 14E

En la siguiente tabla se puede observar los tramos que están afectados debido a velocidad erosional y el porcentaje de sobrepaso del límite máximo de operación.

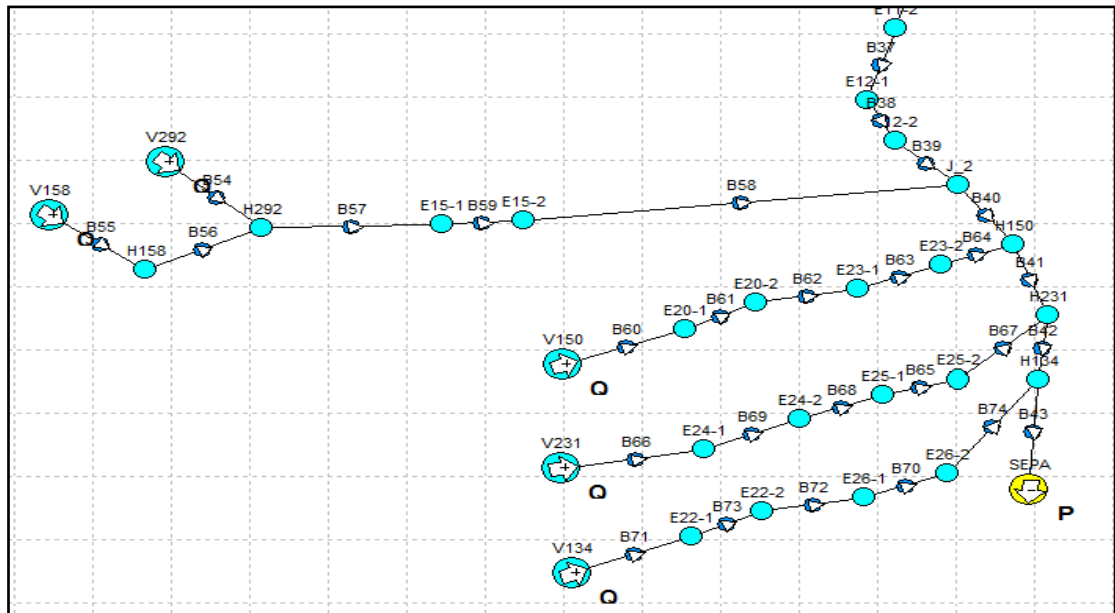
Tabla 7. Velocidades de fluido que sobrepasan la velocidad crítica en algunos tramos de la red.

COLLECTOR LINE / WELL LINE	Segment line	Vc	Type	Max Mean Vel	Max Liq. Vel	Max Eros. Vel	Max Eros. Rati	% sobrepaso de velocidad en la línea
V-198	B46	19.39	Branch:In	0.39	1.03	24.81	0.02	22%
	B47		Branch:In	0.4	2.02	25.06	0.02	23%
	B48		Branch:In	0.43	2.07	26.23	0.02	26%
V-292	B54		Branch:In	0.63	2.69	32.17	0.02	40%
V-292 Y V-158	B57		Branch:In	1.12	3.68	23.97	0.05	19%
	B58		Branch:In	1.23	3.88	25.1	0.05	23%
	B59		Branch:In	1.12	2.15	23.98	0.05	19%
V-150	B60		Branch:In	0.7	2.39	20.94	0.03	7%
	B61		Branch:In	0.7	2.43	20.94	0.03	7%
	B62		Branch:In	0.82	2.48	22.65	0.04	14%
	B63		Branch:In	0.82	2.84	22.65	0.04	14%
	B64		Branch:In	0.84	2.51	23.04	0.04	16%
V-231	B65		Branch:In	0.63	1.8	35.75	0.02	46%
	B66		Branch:In	0.52	2.14	32.52	0.02	40%
	B67		Branch:In	0.67	2.33	36.82	0.02	47%
	B68	Branch:In	0.63	2.27	35.74	0.02	46%	
	B69	Branch:In	0.52	1.65	32.52	0.02	40%	
V-134	B71	Branch:In	0.86	2.58	21.85	0.04	11%	
	B72	Branch:In	0.91	2.57	22.49	0.04	14%	
	B73	Branch:In	0.86	2.98	21.85	0.04	11%	

Fuente. Autor. Datos exportados de PIPESIM, versión 2009.

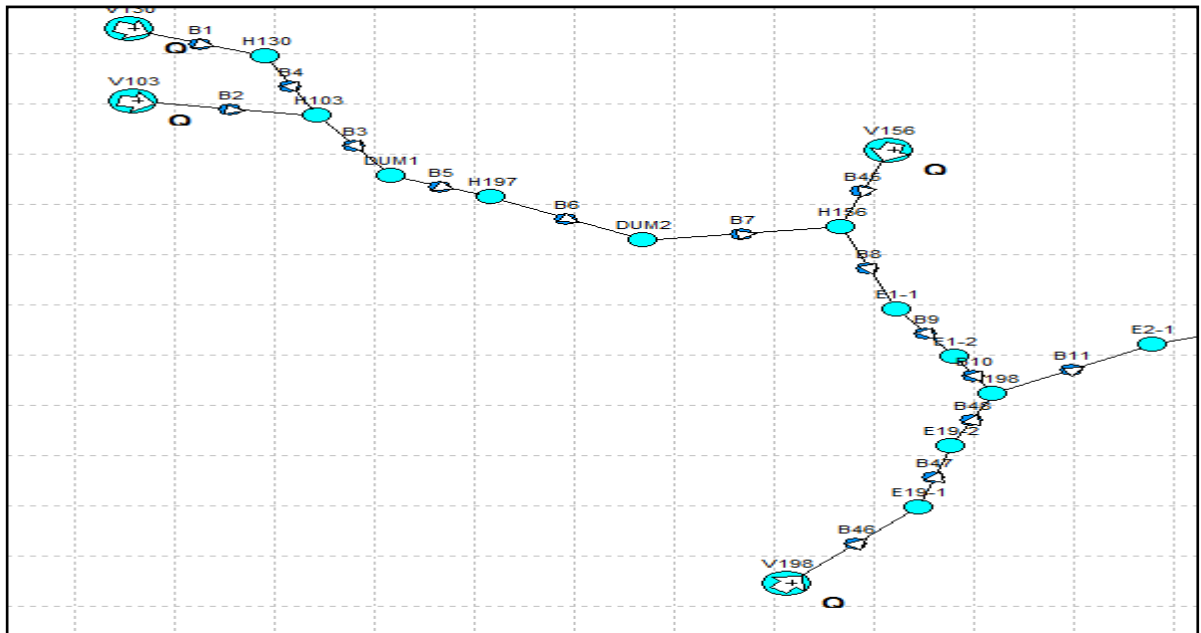
En las gráficas 21 y 22, se puede observar los tramos en los cuales la velocidad de flujo es más alta que la velocidad crítica. Esto se puede originar debido al diámetro de la tubería de producción de los pozos Vel-292, Vel-158, Vel-150, Vel-231, Vel-134 y Vel-198 es de 3 pulgadas de diámetro externo, la cual va de cabeza de pozo hasta el manifold al cual entra a la línea de recolección de la producción general de la batería 2.

Figura 21. Grafica de tuberías de producción con velocidades de flujo mayores a las velocidades críticas.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

Figura 22. Grafica de tuberías de producción con velocidades de flujo mayores a las velocidades críticas.



Fuente. PIPESIM, versión 2009. Modelo batería 2, XIAO

6. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE PATRONES DE FLUJO.

En este capítulo al modelo seleccionado se le realiza evaluación hidráulica de patrones de flujo, con el fin de predecir zonas críticas en donde se puedan acumular bancos de fluidos y se pueda presentar proliferación de bacterias y evento de rotura de línea.

Se puede observar en la tabla # 8 que se presentan tres tipos de patrones de flujo a lo largo de toda la red de tuberías, los cuales son flujo intermitente, flujo estratificado ondulado y flujo estratificado.

Estos tipos de patrones presentes en la red simulada de la línea de la batería 2 (intermitente, ondulado y estratificado), son lo que normalmente se presentan en este tipo de tuberías y operaciones y no representan riesgo para la integridad de las mismas.

Lo que se busca es detectar patrones de flujo tipo tapón y tipo deslizamiento (slippage), debido a que el tapón puede generar golpe de ariete en las líneas lo que causa rotura de las mismas y el tipo deslizamiento genera velocidades bajas del fluido líquido (agua – aceite) y velocidades altas del gas, ocasionando que se formen camas de agua – aceite (estancamientos) en las que se presentan focos de bacterias y rompimiento de la línea por efecto de las mismas.

Tabla 8. Patrones de flujo presentes en la red simulada con el modelo mecánico de XIAO.

WELL LINE	Segment line	Type	FLOW	COLLECTOR LINE	Segment line	Type	FLOW
			PATTERN				PATTERN
V-130	B1	Branch	INTERMITENTE	MAIN COLLECTOR LINE	B3	Branch	INTERMITENTE
	B4	Branch	INTERMITENTE		B5	Branch	ESTRATIFICADO
V-103	B2	Branch	ONDULADO		B6	Branch	ESTRATIFICADO
V-156	B45	Branch	ESTRATIFICADO		B7	Branch	ESTRATIFICADO
V-198	B46	Branch	ESTRATIFICADO		B8	Branch	INTERMITENTE
	B47	Branch	INTERMITENTE		B9	Branch	ESTRATIFICADO
	B48	Branch	INTERMITENTE		B10	Branch	ESTRATIFICADO
V-259	B49	Branch	INTERMITENTE		B11	Branch	ONDULADO
V-086	B50	Branch	ONDULADO		B12	Branch	INTERMITENTE
V-265	B51	Branch	INTERMITENTE		B13	Branch	INTERMITENTE
V-253	B52	Branch	INTERMITENTE		B14	Branch	INTERMITENTE
V-248	B53	Branch	INTERMITENTE		B15	Branch	ONDULADO
V-292	B54	Branch	INTERMITENTE		B16	Branch	INTERMITENTE
V-158	B55	Branch	ONDULADO		B17	Branch	ONDULADO
	B56	Branch	ESTRATIFICADO		B18	Branch	ONDULADO
V-158 Y V-292	B57	Branch	INTERMITENTE		B19	Branch	ONDULADO
	B58	Branch	INTERMITENTE		B20	Branch	INTERMITENTE
	B59	Branch	ESTRATIFICADO		B21	Branch	ONDULADO
V-150	B60	Branch	INTERMITENTE		B22	Branch	INTERMITENTE
	B61	Branch	ESTRATIFICADO		B23	Branch	ESTRATIFICADO
	B62	Branch	INTERMITENTE		B24	Branch	INTERMITENTE
	B63	Branch	ESTRATIFICADO		B25	Branch	INTERMITENTE
	B64	Branch	INTERMITENTE		B26	Branch	INTERMITENTE
V-231	B65	Branch	ESTRATIFICADO		B27	Branch	INTERMITENTE
	B66	Branch	INTERMITENTE		B28	Branch	ONDULADO
	B67	Branch	INTERMITENTE		B29	Branch	INTERMITENTE
	B68	Branch	INTERMITENTE		B30	Branch	INTERMITENTE
	B69	Branch	ESTRATIFICADO		B31	Branch	ESTRATIFICADO
V-134	B70	Branch	ESTRATIFICADO		B32	Branch	INTERMITENTE
	B71	Branch	INTERMITENTE		B33	Branch	INTERMITENTE
	B72	Branch	INTERMITENTE		B34	Branch	INTERMITENTE
	B73	Branch	ESTRATIFICADO		B35	Branch	INTERMITENTE
					B36	Branch	ONDULADO
					B37	Branch	ONDULADO
					B38	Branch	ONDULADO
				B39	Branch	INTERMITENTE	
				B40	Branch	INTERMITENTE	
				B41	Branch	INTERMITENTE	
				B42	Branch	INTERMITENTE	
				B43	Branch	INTERMITENTE	

Fuente. Autor. Datos exportados de PIPESIM, versión 2009.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A pesar de que la red evaluada fue instalada sin una simulación hidráulica, esta se encuentra funcionando adecuadamente y no presenta problemas de sobrepresión, problemas erosionales o de tipo de flujo.

Los perfiles de presión muestran una buena distribución hidráulica para la capacidad de transporte de fluido de la red.

No se presenta contrapresión en las líneas que afecte la presión en cabeza de pozo y pueda disminuir su producción.

Las caídas de presión en las líneas de flujo son normales, no muy drásticas y se debe al tipo de fluido, el cual no es muy viscoso y presenta un alto corte de agua, lo que facilita la movilidad del fluido, además también es afectada por la distancia de cada línea de flujo.

Se evidencia que las diferencias de elevaciones en la red construida es despreciable y que no afecta en gran medida la caída de presión en la línea.

Todos los valores de EVR de las líneas de la red son menores a 1, por lo que no se presentaran eventos de erosión de líneas por altas velocidades.

Las velocidades de flujo mayores a las velocidades críticas, encontradas en las líneas de producción de los pozos V-292, vel-158, vel-198, Vel-134, vel-231 y vel-150, se debe a que la línea de producción es de un diámetro menor (3" OD) mientras que la línea de recolección general es de (6" OD), lo cual genera altas velocidades por el alto flujo de fluido de estos pozos.

Se recomienda a la empresa obtener la licencia del módulo de simulación de depositación de parafinas, con la cual se podrá realizar una evaluación más completa de la red construida, ya que se cuenta con el ASSAY del crudo del campo, con la cual se puede construir la envolvente del crudo.

En caso de la perforación de nuevos pozos que entren a esta red, se debe adicionar al modelo (con el pronóstico de producción) y correrlo nuevamente para evaluar cuál va a ser el comportamiento de la red y de los pozos que actualmente se encuentran en producción.

Evaluar la factibilidad de cambiar los tramos de las líneas de 3" que llevan la producción de cabeza de pozo a la línea de recolección de producción general, para evitar que las velocidades de flujo sean mayores a las velocidades críticas.

Realizar corridas al modelo periódicamente para verificar las presiones del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANES USMAN Yahaya, AL GAHTANI Abdallah, “King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arabia. “A comparative study between
2. BARATH, Rao. “multiphase flows models range of applicability. May 1998.
3. BEGGS DALE, B. “ Production optimization using nodal analysis” Second edition.
4. BEGGS H. D. AND BRILL J. P., A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes, J. Pet. Tech, Mayo 1973
5. CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. “modulo Análisis Nodal”, Esp. H’cs, Julio 2012.
6. CABARCAS SIMANCAS, Manuel E. ROJAS SOSA, Gustavo A. “Estudio comparativo entre correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor”. Julio 2012.
7. empirical correlations & mechanistics models of vertical multiphase flow”. April 2010.
8. FUENTES DIAZ, David. “Flujo Multifásico”. Instructor Especialización en producción de Hidrocarburos. Bucaramanga Agosto de 2008.
9. MSC. GONZALEZ, Julio. “Facilidades de Producción en Instalaciones Petroleras”. Instructor Workshop international, 12 al 16 de Febrero de 2007, Bogota, Colombia.

10. PAEZ CAPACHO, Ruth. "Modulo Análisis Nodal". Instructor Especialización en producción de Hidrocarburos. Bucaramanga Octubre de 2008.
11. SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS: PIPESIM Fundamentals, training and exercise guide, Julio de 2006.
12. XIAO, J.J. SHOHAM, O. BRILL, J.P. University of Tulsa. "A comprehensive mechanistic model for two phase flow in pipelines. September 1990.