

**ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE CRUDO
ASOCIADO A LAS ESTACIONES 4 Y 5 DE CAMPO CASABE
PERTENECIENTE A LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE
ECOPETROL S.A.**

MARIO ANDRES GÓMEZ VALDERRAMA

FREDY ANDRÉS REYES SÁNCHEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTA DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

**ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE CRUDO
ASOCIADO A LAS ESTACIONES 4 Y 5 DE CAMPO CASABE
PERTENECIENTE A LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE
ECOPETROL S.A.**

Trabajo de grado para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

Ing. ERIK GIOVANY MONTES PAEZ

CO-DIRECTOR

Ing. MARTÍN MARCELO VALERA ROSALES- ECOPETROL S.A.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTA DE INGENIERÍA FÍSICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

A Dios por brindarme la oportunidad de culminar mis estudios de pregrado y llenarme todo este tiempo de paciencia y comprensión para tantos momentos difíciles a lo largo de mi carrera.

A toda mi familia en especial a mis padres Mario Gómez y Margarita Valderrama, mis hermanos Oscar y Shirley Gómez, mi abuela Alicia García y a mis dos queridos sobrinos Andrés y Juan Gómez los cuales se han convertido en lo más importante de mi vida quienes siempre tuvieron esa voz de apoyo y ánimo que tantas veces fue necesaria.

A todos mis compañeros que de una u otra manera formaron parte de mi carrera y que debido a circunstancias de la vida perdí contacto con ellos pero son inolvidables todos los momentos que pase a su lado como Miguel Gómez, Fabián Bonilla, Juan Esterlín, Jenny Pinilla, Yolet García, Luis Oliveros entre otros.

MARIO ANDRES GÓMEZ VALDERRAMA

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir un sueño y mostrarme cuan valioso es luchar por él, por ser mi guía, mi Salvador y mi Redentor, por abrirme puertas en donde menos pensé, por darme la victoria en una etapa más.

A toda mi familia en especial a mi mamá Rosa María Sánchez y mi hermana Yazmín Reyes quienes siempre estuvieron pendientes de darme la mano cuando lo necesité, sacrificios y entrega que forjaron este camino, gracias por ser parte de mi vida.

A mi preciosa novia Claudia Liliana, gracias porque eres un regalo que Dios diseñó para mí, por ser confidente, comprensiva y por querer caminar conmigo en mis sueños, gracias por ser mi ayuda idónea.

Al ingeniero Alexander Rincón quien me ayudó a comenzar este sueño, amigo Dios te colocó como instrumento de bendición, la señora Mariela quien me recibió en su casa al comenzar mi carrera y socorrerme aún en la dificultad y el Pastor Diógenes Muñoz, tus consejos como siervo de Dios permiten este sueño.

A mis mejores compañeros quienes quiero mucho, Fredy López Medina, Miguel Fuentes, Víctor Rondón, Mario Andrés Gómez, Eliana Gómez y Diego Ferreira con quienes formé una valiosa amistad y apoyo en la Academia, gracias por permitirme conocerles.

FREDY ANDRÉS REYES SÁNCHEZ

AGRADECIMIENTOS

Sin duda alguna son tantas las personas a las cuales queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos que si olvidamos de alguien pedimos excusas de ante mano, algunas de ellas son:

Los ingenieros Martín Valera y Sandra Rodríguez de Ecopetrol S.A. los cuales siempre estuvieron prestos a colaborarnos y brindarnos su conocimiento y experiencia para poder concluir esta proyecto de la mejor manera.

Nuestro director Erik Giovanni Montes Páez que sin duda alguna con su conocimiento, confianza y toque de humor siempre tuvo palabras de motivación y guía para desarrollar esta tarea.

Al grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburo donde siempre con sus críticas constructivas que nos aportaron lograron enfocarnos un poco más en el tema.

A todos los profesores que estuvieron involucrados en parte de nuestro proceso de formación como los ingenieros Edelberto Hernández, Fernando Calvete, Oscar Vanegas, Samuel Muñoz, Nicolás Santos, Julio Pérez, Mario Palma y las Ingenieras Olga Ortiz y Zuly Calderón.

Finalmente a nuestra alma mater la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, muchas gracias a todos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	24
1.1 LOCALIZACIÓN E HISTORIA	24
1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	25
1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO	28
1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	30
1.4.1 Formación la Paz (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior).....	33
1.4.2 Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior a medio):	33
1.4.3 Formación Colorado (Oligoceno medio – Mioceno inferior):	34
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	37
2.1 FLUJO MULTIFÁSICO	37
2.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	37
2.3 CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TUBERÍA	38
2.3.1 Efectos de la Aceleración sobre la Caída de Presión ΔP	40
2.3.2 Efectos de la Posición sobre la Caída de Presión ΔP	40
2.3.3 Efectos de la Fricción sobre la Caída de Presión ΔP	41
2.4 VARIABLES QUE AFECTAN LA CAÍDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	42
2.5 PATRONES DE FLUJO.....	43
2.6 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES O LIGERAMENTE INCLINADAS	44
2.6.1 Tipo Burbuja.....	44
2.6.2 Intermitente Tipo Pistón	44

2.6.3	Intermitente Tipo Tapón	45
2.6.4	Estratificado Suave	45
2.6.5	Estratificado Ondulante	46
2.6.6	Anular	46
2.6.7	Disperso o Flujo Tipo Rocío	47
2.7	CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL.....	48
2.7.1	Correlación de Dukler (1964)	48
2.7.2	Correlación Eaton (1967)	49
2.7.3	Correlación de Beggs y Brill (1973).....	52
2.8	PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA CAIDA DE PRESIÓN	54
2.8.1	Colgamiento del líquido (Liquid Hold up).....	54
2.8.2	Densidad de la mezcla del fluido bifásico (ρ_m)	57
2.9	SIMULADOR HIDRÁULICO PIPEPHASE 9.2	57
2.9.1	Características generales.....	58
2.9.2	Aplicaciones	59
2.9.3	Estructura del programa PIPEPHASE.....	59
2.9.4	Descripción de la simulación (Simulation Description)	59
2.9.5	Definición de la simulación (Simulation Definition)	60
2.9.6	Tipo de fluido.....	60
2.9.7	Dimensiones (Input Dimension)	61
2.9.8	Componentes del fluido (Component Data)	62
3.	MARCO METODOLÓGICO	65
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	65
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	66

3.3	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	67
3.4	METODOLOGIA PARA EL AJUSTE DEL MODELO DE LAS ESTACIONES 4 Y 5 CON EL SIMULADOR PIPEPHASE.	69
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	71
4.1	RECOPIACIÓN DE TODA LA INFORMACIÓN CONCERNIENTE AL CAMPO PARA PODER DESARROLLAR EL PROYECTO.....	71
4.1.1	Estación de recolección 4	71
4.1.2	Estación de recolección 5	78
4.2	SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO QUE DEFINA EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LAS ESTACIONES 4 Y 5.....	84
4.2.1	Carga de la información en el simulador para las estaciones 4 y 5....	84
4.2.2	Selección de la correlación para la estación 4	87
4.2.3	Selección de la correlación para la estación 5	108
4.3	ANÁLISIS Y SUGERENCIAS SOBRE LOS DATOS GENERADOS AL FINALIZAR LA SIMULACIÓN PARA LA ESTACIÓN 4 Y 5.	115
4.3.1	Análisis de velocidades estaciones 4 y 5.	115
4.3.2	Análisis cuellos de botella estación 4 y 5.	131
4.3.3	Capacidad volumétrica de las tuberías estación 4 y 5.	132
4.3.4	Propuestas de mejoras para el sistema	138
	CONCLUSIONES	150
	RECOMENDACIONES.....	152
	BIBLIOGRAFÍA.....	153

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CASABE	24
FIGURA 2: CURVA DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA – ESFUERZOS REALIZADOS.....	27
FIGURA 3: AMBIENTE ESTRUCTURAL DEL CAMPO CASABE Y SU RELACIÓN CON OTROS CAMPOS.	28
FIGURA 4: LOCALIZACIÓN BLOQUES Y FALLAS CAMPO CASABE.....	30
FIGURA 5: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CASABE.....	32
FIGURA 6: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Terciario DEL CAMPO CASABE.....	35
FIGURA 7: CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TUBERÍA.....	39
FIGURA 8: TIPO BURBUJA.	44
FIGURA 9: INTERMITENTE TIPO PISTÓN.	45
FIGURA 10: INTERMITENTE TIPO TAPÓN.	45
FIGURA 11: ESTRATIFICADO SUAVE.....	46
FIGURA 12: ESTRATIFICADO ONDULANTE.....	46
FIGURA 13: ANULAR.....	47
FIGURA 14: DISPERSO O FLUJO TIPO ROCÍO.....	47
FIGURA 15. RETENCIÓN DE LÍQUIDO SEGÚN EATON.....	52
FIGURA 16 : INICIACIÓN SIMULACIÓN DE PIPEPHASE	58
FIGURA 17 : SISTEMA DE RED EN PIPEPHASE	64
FIGURA 18. DIAGRAMA ESTACIÓN 4	77
FIGURA 19. DIAGRAMA ESTACIÓN 5.....	83
FIGURA 20. EJEMPLO DE MONTAJE DE LÍNEAS SIN CARGA DE INFORMACIÓN.....	85
FIGURA 21. CARGA INFORMACIÓN DE POZOS.....	86
FIGURA 22. CARGA INFORMACIÓN DE LÍNEAS.....	86
FIGURA 23. LÍNEAS CARGADAS CON LA INFORMACIÓN.....	87

FIGURA 24. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO.....	89
FIGURA 25. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO EN LOS PUNTOS MEDIDOS.....	90
FIGURA 26. . ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES LÍQUIDO.....	92
FIGURA 27. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES LÍQUIDO EN LOS PUNTOS MEDIDOS.....	93
FIGURA 28. ERROR CORRELACIÓN LÍQUIDO AJUSTE POR CABEZAL.....	96
FIGURA 29. ERROR CORRELACIÓN LÍQUIDO AJUSTE POR CABEZAL EN PUNTOS DE PRESIÓN.	97
FIGURA 30. ERROR CORRELACIÓN LÍQUIDO AJUSTE POR EFICIENCIA DE CABEZAL.....	99
FIGURA 31. ERROR CORRELACIÓN LÍQUIDO AJUSTE POR EFICIENCIA DE PUNTOS PRESIÓN MEDIDOS.....	101
FIGURA 32. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 40% Y 50%.	103
FIGURA 33. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO 40% Y 50% PARA PUNTOS DE PRESIÓN MEDIDOS.....	104
FIGURA 34. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 55.5% Y 65.5%.	106
FIGURA 35. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO AJUSTE FINAL ESTACIÓN 4...	107
FIGURA 36. PATRONES DE FLUJO ESTACIÓN 4	124
FIGURA 37. PATRONES DE FLUJO ESTACIÓN 5	130
FIGURA 38. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA BBM-60%-CV1-E4	134
FIGURA 39. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA PARA BBM-90%-CV2-E4 Y BBM- 100%-CV3-E4	135
FIGURA 40. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA PARA BBME-100%-CV4-E4 Y BBM- 80%-CV5-E4	136
FIGURA 41. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA PARA BB-70%-CV6-E4	137
FIGURA 42. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA PARA CV 1, 2, 3-BB-L-E5 CV4-BBM- H-E5	137
FIGURA 43. CAPACIDAD VOLUMÉTRICA PARA CV4-BBM-H-E5.....	138

FIGURA 44. CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA ESTACIÓN 5.	139
FIGURA 45. THP PROMEDIO POR CABEZAL.....	143
FIGURA 46. CONFIGURACIÓN PLANTEADA Y REDIRECCIÓN DE FLUJO	144
FIGURA 47. THP PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE LAS CONFIGURACIONES	145
FIGURA 48. PRODUCCIÓN PARA DIÁMETROS DE 8 IN Y 10 IN.....	148

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. INFORMACIÓN CABEZAL 1 ESTACIÓN 4.....	73
TABLA 2. INFORMACIÓN CABEZAL 2 ESTACIÓN 4.....	74
TABLA 3. INFORMACIÓN CABEZAL 3 ESTACIÓN 4.....	74
TABLA 4. INFORMACIÓN CABEZAL 4 ESTACIÓN 4.....	75
TABLA 5. INFORMACIÓN CABEZAL 5 ESTACIÓN 4.....	75
TABLA 6. INFORMACIÓN CABEZAL 6 ESTACIÓN 4.....	76
TABLA 7. VISCOSIDAD DEL FLUIDO ESTACIÓN 4	76
TABLA 8. GRAVEDADES FLUIDOS ESTACIÓN 4	76
TABLA 9. INFORMACIÓN CABEZAL 1 Y 2 ESTACIÓN 5	80
TABLA 10. INFORMACIÓN CABEZAL 3 Y 4 ESTACIÓN 5	81
TABLA 11. VISCOSIDAD DEL FLUIDO ESTACIÓN 5	82
TABLA 12. GRAVEDADES FLUIDOS ESTACIÓN 5	82
TABLA 13. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES, CORRELACIONES HIDROCARBURO.....	89
TABLA 14. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO.	90
TABLA 15. PUNTOS DE PRESIÓN Y ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO.....	91
TABLA 16. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO EN LOS PUNTOS MEDIDOS.....	91
TABLA 17. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES, CORRELACIONES LÍQUIDO.....	92
TABLA 18. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES, CORRELACIONES LÍQUIDO.....	93
TABLA 19. PUNTOS DE PRESIÓN Y ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES LÍQUIDO.....	94
TABLA 20. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES LÍQUIDO EN LOS PUNTOS MEDIDOS.....	94

TABLA 21. ERRORES PROMEDIO AJUSTANDO CORRELACIONES LÍQUIDO POR CABEZAL.	97
TABLA 22. PUNTOS DE PRESIÓN Y ERROR PROMEDIO POR AJUSTE DE CORRELACIÓN LÍQUIDO.	98
TABLA 23. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 60%	99
TABLA 24. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 70%	100
TABLA 25. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 80%	100
TABLA 26. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 90%	100
TABLA 27. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 130%	100
TABLA 28. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO CON EF 140%	101
TABLA 29. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO PARA PUNTOS DE PRESIÓN.	102
TABLA 30. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 40%.	104
TABLA 31. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 50%.	104
TABLA 32. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA PUNTOS DE PRESIÓN CON 40% Y 50%.	105
TABLA 33. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 55,5%.	106
TABLA 34. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO PARA CV1 65,5%.	106
TABLA 35. PARÁMETROS EN POZOS DEL CV1.	107
TABLA 36. ERRORES PROMEDIO LÍQUIDO AJUSTE FINAL.	108
TABLA 37. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES, CORRELACIONES HIDROCARBURO.	109
TABLA 38. ERRORES PROMEDIO POR CORRELACIONES HIDROCARBURO.	110

TABLA 39. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES, CORRELACIONES LÍQUIDO.....	111
TABLA 40. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES LÍQUIDO.....	111
TABLA 41. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES CORRELACIONES DE BB-M Y BB.	112
TABLA 42. ERRORES PROMEDIO, CORRELACIONES BB-M Y BB.	113
TABLA 43. ERRORES PROMEDIO POR CABEZALES 1, 2 Y 3 BB Y 4 BB-M. .	114
TABLA 44. ERRORES PROMEDIO CORRELACIONES 1, 2 Y 3 BB Y 4 BB-M. .	114
TABLA 45. VALORES DE C PARA LA ECUACIÓN DE VELOCIDAD DE EROSIÓN.....	116
TABLA 46. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 1.	118
TABLA 47. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 2.	119
TABLA 48. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 3.	120
TABLA 49. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 4.	121
TABLA 50. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 5.	122
TABLA 51. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 4 CABEZAL 6.	123
TABLA 52. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 5 CABEZAL 1.	126
TABLA 53. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 5 CABEZAL 2.	127
TABLA 54. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 5 CABEZAL 3.	128
TABLA 55. VALORES A ANALIZAR ESTACIÓN 5 CABEZAL 4.	129
TABLA 56. CONFIGURACIONES THP PARA CV1E5 Y CV2E5	141
TABLA 57. TABLA 58. CONFIGURACIONES THP PARA CV3E5 Y CV4E5	142
TABLA 59. THP PROMEDIO PARA LOS CABEZALES 1-4.....	143
TABLA 60. CAUDALES ADQUIRIDOS POR LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN A D-8-IN.....	146
TABLA 61. CAUDALES ADQUIRIDOS POR LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN A D-10-IN.....	147

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ASOCIADO A LAS ESTACIONES 4 Y 5 DE CAMPO CASABE PERTENECIENTE A LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A. ¹

AUTORES:

GÓMEZ VALDERRAMA MARIO ANDRÉS **
REYES SANCHEZ FREDY ANDRÉS ^{2**}

PALABRAS CLAVES: Estudio integrado, análisis hidráulico, Pipephase.

DESCRIPCIÓN:

En la cadena de transformación de los combustibles fósiles en energía específicamente los hidrocarburos, es importante tratar de planear, corregir y optimizar las diferentes variables que se encuentran a lo largo de este, con el fin de maximizar las ganancias ya sea evitando anomalías en el proceso o aumento de producción.

El conocimiento que se tiene del estado en el que se encuentra la red de transporte es sumamente crucial, con el fin de evitar o mitigar fallas que se puedan presentar a lo largo de las tuberías que transportan los fluidos de un punto a otro. Por consiguiente se decide realizar un análisis hidráulico en las líneas que transportan el fluido asociado a las estaciones 4 y 5 de campo Casabe.

Para la realización de este trabajo fue sumamente importante tener claro los conceptos de flujo de fluidos tanto monofásicos como multifásicos al interior de conducciones cilíndricas, así como el estudio de las diferentes correlaciones que existen para calcular la caída de presión en tuberías.

Se decidió montar el sistema y analizar la red mediante el programa pipephase con el que se busca estudiar principalmente los cuellos de botella, patrones de flujo y velocidades de mezcla. Además de la construcción de las gráficas de capacidad volumétrica para las posteriores modificaciones y sugerencias.

¹ Proyecto de Grado.

² ** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos,
Director Erik Giovanni Montes Páez, Codirector Martín Marcelo Valera.

ABSTRACT

TITLE: HYDRAULIC ANALISYS OF THE RECOLETION NETWORK OF CASABE OIL FIELD STATIONS 4 & 5 BELONGING TO MANAGEMENT OF ECOPETROL S.A. MAGDALENA MEDIO^{3*}

AUTHORS:

GÓMEZ VALDERRAMA MARIO ANDRÉS^{4**}
REYES SANCHEZ FREDY ANDRÉS

KEYWORDS:

Hydraulic analysis, pipephase, integrated study.

DESCRIPTION:

In the processing chain of fossil fuels in energy specifically hydrocarbons, it is important to try to plan, edit and optimize the different variables that are found throughout this, in order to maximize profits either avoiding abnormal processing or increased production.

The knowledge that is had of the state in which is located the transportation network is very crucial, in order to avoid or mitigate failures that may occur along the pipelines that transport fluids from one point to another. It was therefore decided to perform a hydraulic analysis in fluidcarrying lines associated with stations 4 and 5 of the Casabe field.

For the realization of this work was extremely important to understand the concepts of flow both single and multiphase fluids inside cylindrical pipes, and the study of different correlations to calculate the pressure drop in pipes.

It was decided to mount the system and analyze the network using PIPEPHASE program with which mainly aims to study bottlenecks, flow patterns and mixing speeds. Besides the construction of volumetric capacity graphs for subsequent amendments and suggestions.

3 Graduate work.

4Faculty of Physicochemical Engineering - School of Petroleum Engineering, Director Erik Giovanni Montes Paéz, Codirector Martín Marcelo Valera

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera desde sus comienzos revoluciono todos los sectores de la economía mundial, transformando la forma como vivíamos y veíamos nuestro entorno. Al ser de las mayores industrias del mundo es por lo tanto de las más exigentes y riesgosa tanto a nivel personal como a nivel económico debido a la gran incertidumbre de éxito que poseen los diferentes proyectos que se inician.

Desde el momento en el que se planea iniciar la búsqueda de zonas factibles para encontrar hidrocarburos hasta el punto en el que se puede observar los múltiples derivados provenientes de este importantísimo hidrocarburo fósil son diversas las etapas que se tienen que atravesar. Todas estas etapas desde la exploración, perforación, producción, transporte entre otras tiene sus características, retos e importancia pero sin duda alguna la forma como los fluidos son transportados desde cabeza de pozo hacia las diferentes facilidades empleadas para iniciar su tratamiento es de suma importancia. Por consiguiente para cualquier operador de campos petroleros es de su interés conocer el estado en el que se encuentra la red que transporte los fluidos que son el principal activo de cualquier compañía petrolera, con la idea de poder evitar cualquier tipo de anomalía que pueda ver afectado la cadena que debe seguir el hidrocarburo para ser transformado en energía.

La compañía estatal petrolera de Colombia ECOPETROL S.A. posee el manejo del campo Casabe ubicado en el valle medio del Magdalena más exactamente en el municipio de Yondó perteneciente al departamento de Antioquia y vecino del municipio de Barrancabermeja zonas de gran historia petrolera en el país.

El campo casabe cuenta con una larga vida de producción en la cual diversas compañías han tenido el control de este a lo largo de los años. Pero a pesar de la gran historia que posee el campo es casi nulo el estudio que se ha realizado de las múltiples líneas de transporte con las que cuenta el campo para llevar los fluidos desde los pozos hacia las estaciones de tratamiento de crudo. Por lo cual nace la idea de realizar un estudio referente a este tema el cual se piensa desarrollar por etapas debido a la gran cantidad de pozos y líneas que conforman el campo ya que se tiene como objetivo final del macro proyecto poder tener el modelo de todas las estaciones para tomar las mejores decisiones y de esta manera mitigar futuros problemas.

El desarrollo de este proyecto busca abarcar el estudio de las estaciones 4 y 5 de campo Casabe y sus respectivas líneas para lo cual será necesaria la recopilación de una gran cantidad de información con la cual se pueda definir de la mejor manera las condiciones reales del campo. Para esto se busca llevar un proceso ordenado el cual permita desarrollar coherentemente el proyecto de tal manera que eviten tareas innecesarias para los autores así como el mejor entendimiento por parte de los interesados en el tema.

Para tal fin se plantea desarrollar el proyecto en 5 etapas, la primera es la búsqueda de todas las generalidades del campo con lo cual se quiere dar un panorama mucho más amplio sobre este y tener un conocimiento básico de las principales características. Posteriormente se plantea la búsqueda y selección de la información bibliográfica más relevante que permita comprender los procesos que rigen el flujo de fluidos a lo largo de tuberías y los diferentes aspectos a analizar con el fin de no saturar el libro final con tanta información que aunque importante puede ser consultadas en otras fuentes y de esta manera centrarnos más en lo importante que es el estudio del campo. La tercera etapa es crucial ya

que en esta se plantea la metodología de trabajo a seguir en el proyecto para tener una agenda que permita concluir de la mejor manera el análisis de tema. Seguidamente se plantea una de las tareas más arduas y tediosas debido a la gran cantidad de información necesaria para caracterizar el modelo y para seleccionar las mejores correlaciones que se adapten al comportamiento que se está presentado en la realidad, para esta tarea se utilizara el paquete comercial PIPEPHASE 9.2 el cual será el software empleado para realizar las diferentes simulaciones que permitan hacer el respectivo análisis de sensibilidad.

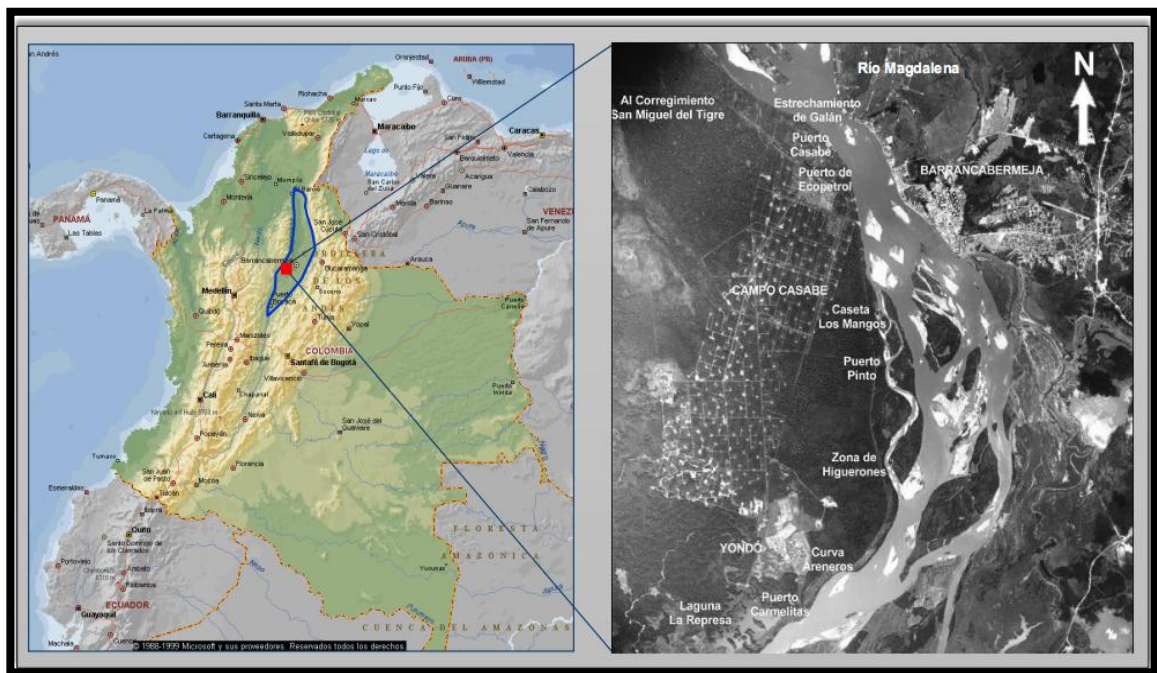
Finalmente se presentaran las conclusiones una vez estudiadas las variables que más afectan el desarrollo adecuado del proyecto con la finalidad de realizar sugerencias sobre posibles zonas en las cuales se estén presentados problemas y de esta manera iniciar la etapa de reconocimiento del flujo presente en las líneas de las estaciones 4 y 5 de campo Casabe.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

1.1 LOCALIZACIÓN E HISTORIA

El Campo Casabe fue descubierto por Shell en 1941, está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Casabe es un campo viejo y maduro, localizado en el municipio de Yondó, (departamento de Antioquia), en la margen izquierda del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja. Posee una extensión de 25 Km².

Figura 1: Localización Geográfica del Campo Casabe



Fuente. SPE 155209 Corrosion and Scales Problems in a Mature Oil Field under Waterflooding; From the Diagnostic to the Integrity Management; Casabe Field, Colombia. Página 2

En 1938 se otorga la concesión Yondó a la Compañía Colombiana de Petróleos el Cóndor S.A. creada por Shell. Luego el campo fue descubierto por Shell Oil

Company en 1941 mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1 y completado el 20 de octubre del mismo año. La producción primaria comenzó en junio de 1945 con la explotación de las arenas más altas. La explotación de las arenas más bajas comenzó en 1950 y el desarrollo primario del campo fue alcanzado en 1958 con 448 pozos productores, de los cuales 10 pozos resultaron secos. Y alcanzó el pico de producción en 1953 con una producción diaria de 46,000 bopd desde 414 pozos. Originalmente el aceite original presente en el sitio fue estimado en 1300 Mbls.

Shell Cóndor entrega las instalaciones a la Nación en 1968. La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL recibió este campo en 1973 y en 1977 inició los estudios para observar la posibilidad de aplicar inyección de agua en este campo.

Desde 2004, está siendo operado por una alianza entre Ecopetrol SA y Schlumberger con el fin de revitalizarlo. Utilizando métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad, la alianza logró revertir la declinación de la producción: Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5200 a más de 16000 bbl/d [820 a 2500 m³/d].⁵

1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Casabe fue descubierto en 1941 por el pozo Casabe-1 aunque su producción comercial comenzó en junio de 1945 en las arenas superiores (formación Colorado zona A), con el pozo Casabe 1. En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B) y alcanzó su punto máximo de

⁵ AMAYA, Mauro. Casabe: Revitalización de un Campo Maduro. Pág. 4. Oilfield Review Summer 2010.

producción en 1953 con 46,000 bopd desde 414 pozos⁶ y logró un factor de recobro primario del 13% bajo mecanismos naturales.

La Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol, recibió el campo en 1973, comenzando estudios para implementar la recuperación secundaria por inyección de agua. En 1979 algunas pruebas piloto de inyección de agua fueron llevadas a cabo en las arenas A y B del campo, y durante las pruebas los pilotos de las respuestas del yacimiento fueron positivos y Ecopetrol decidió expandir la inyección de agua fresca al resto del campo. En 1982 se aprueba el proyecto y comienza el montaje y en Junio 20 de 1985 se inició la inyección en el sector norte, bloques VI, VII, VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 4000 BPD.

En agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III, V. La máxima inyección en el campo se presentó el 15 de Febrero de 2010 con 118.190 BWPD con una producción de aceite de 16.005 BOPD. La máxima producción de aceite una vez iniciado el proceso de inyección se presentó el 1 de agosto de 2010 con 18.288 BOPD y una inyección de 108.565 BWPD.

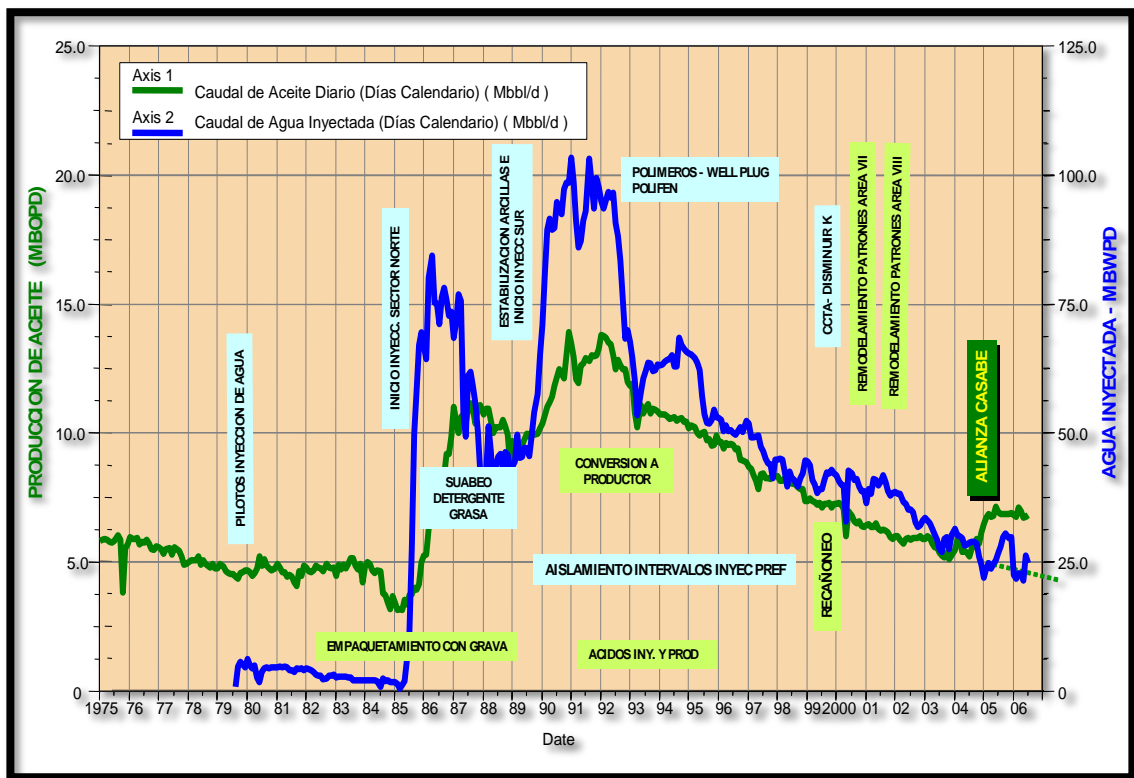
Durante el periodo de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas sensibles, areniscas heterogéneas y petróleos viscosos conspiró contra la efectividad del programa de inyección de agua. Y si bien resultó inicialmente exitosa en cuanto al incremento de la producción, el agua inyectada irrumpió en forma prematura en los pozos de producción, un indicador de petróleo pasando por alto. La producción de arena se observó en un alto porcentaje de pozos, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozo. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas, y el proceso de inyección perdió efectividad

⁶ AMAYA, R. 3D Seismic Application in Remodeling Brownfield Waterflooding Pattern. . SPE 122932. Cartagena, Colombia. Mayo 31-Junio 3, 2009.

en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo; desde 1996 en adelante, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año.

En el año 2004, Ecopetrol SA y Schlumberger forjaron una alianza para revitalizar el Campo Casabe. Utilizando métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad, la alianza logró revertir la declinación de la producción: Inicialmente llevó a perforar 6 nuevos productores y reparar más de 20. Hasta 2008 estos números habían incrementado a 65 nuevos pozos y 180 workovers, Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5200 a más de 16000 BOPD.

Figura 2: Curva de Producción Histórica – Esfuerzos Realizados.

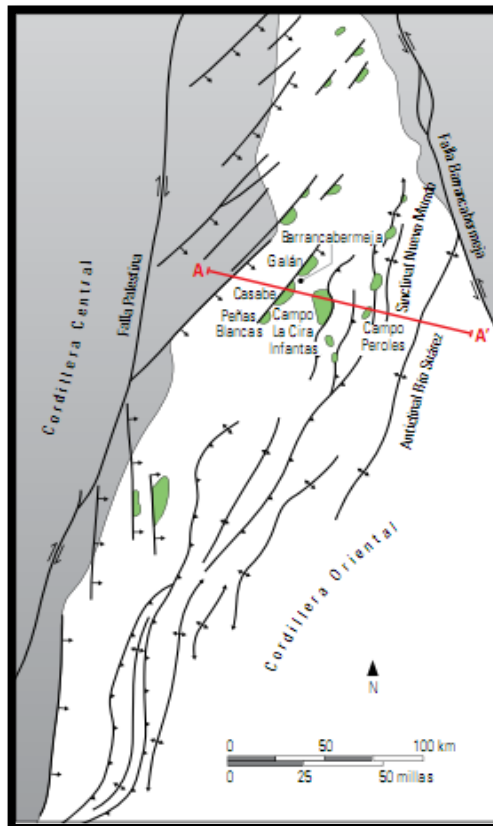


Fuente. Ecopetrol S.A.

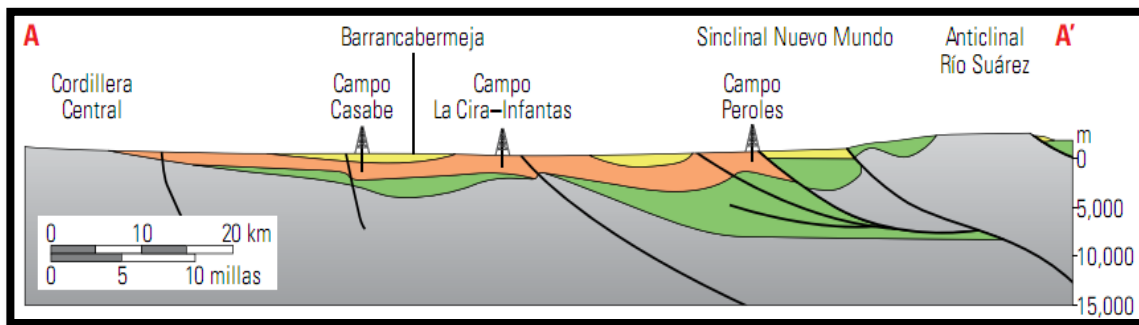
1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO

Estructuralmente el Campo Casabe corresponde a un anticlinal de 8 km [5 millas] de largo con un cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa. La fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques. Las operaciones de perforación se limitan habitualmente a pozos verticales o desviados, dentro de cada bloque, debido a la intensidad del fallamiento y la compartimentalización.⁷

Figura 3: Ambiente estructural del campo casabe y su relación con otros campos.



⁷ AMAYA, Mauro. Casabe: Revitalización de un Campo Maduro. Pág. 4. Oilfield Review Summer 2010.



Fuente. Oilfield Review Summer 2010. Casabe: Revitalización de un Campo Maduro. Pág. 6

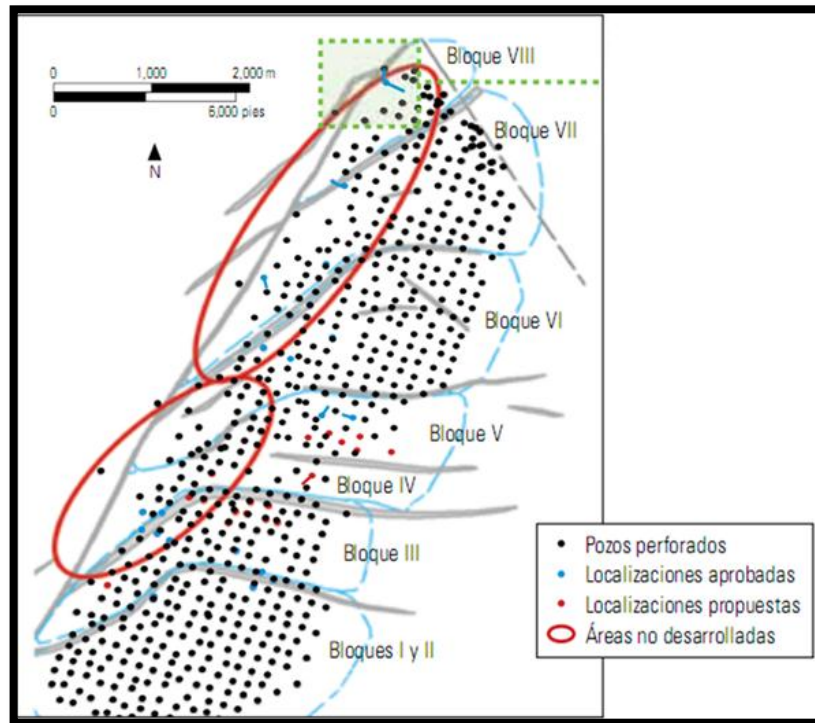
Las estructuras principales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y los campos productores se presentan en la sección transversal estructural generalizada en A-A'. La cuenca se encuentra limitada al este por una faja de corregimiento que levanta a las rocas más antiguas: Las rocas de edad Cretácico y Paleoceno se muestran en verde, Oligoceno en naranja y Mioceno en amarillo son presentadas en la porción central de la sección transversal de la cuenca. El levantamiento y la erosión Pre-Eoceno Medio expusieron la Cordillera Central al oeste, mostrada en color gris.

El campo tiene 8 bloques definidos por fallas. El bloque VI es el más grande en términos de reservas y presentó en el 2006 la más alta proporción de pozos colapsados, un total de 214.

El área de Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario. La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios

volumétricos realizados. Adicionalmente, a unos 7 Km. al sur del campo Casabe, se encuentra el campo Peñas Blancas, con un desarrollo menos agresivo.

Figura 4: Localización bloques y fallas Campo Casabe.



Fuente. Oilfield Review Summer 2010. Casabe: Revitalización de un Campo Maduro. Pág. 9

1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estratigrafía del área Casabe refleja los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena.

El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la mega secuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como Formación Girón.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea.

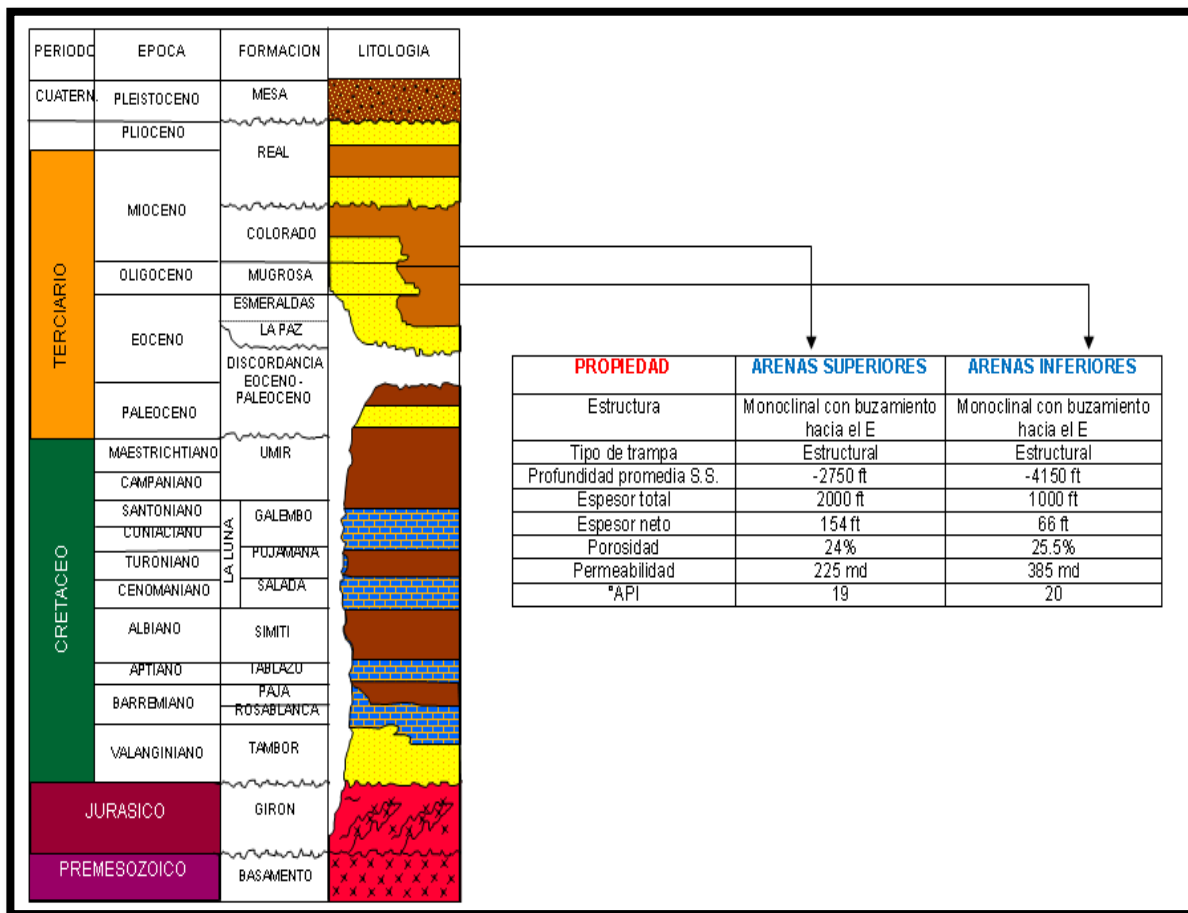
El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepaís, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno A Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzo-feldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía. El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno- Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta

parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

Figura 5: Columna estratigráfica del Campo Casabe.



Fuente. Ecopetrol S.A.

Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz del periodo Terciario; estando la formación Mugrosa infrayaciendo o bajo la formación Colorado. Estas formaciones se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen a continuación:

1.4.1 Formación la Paz (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior).

Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

1.4.2 Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior a medio):

Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzo-feldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente.

La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

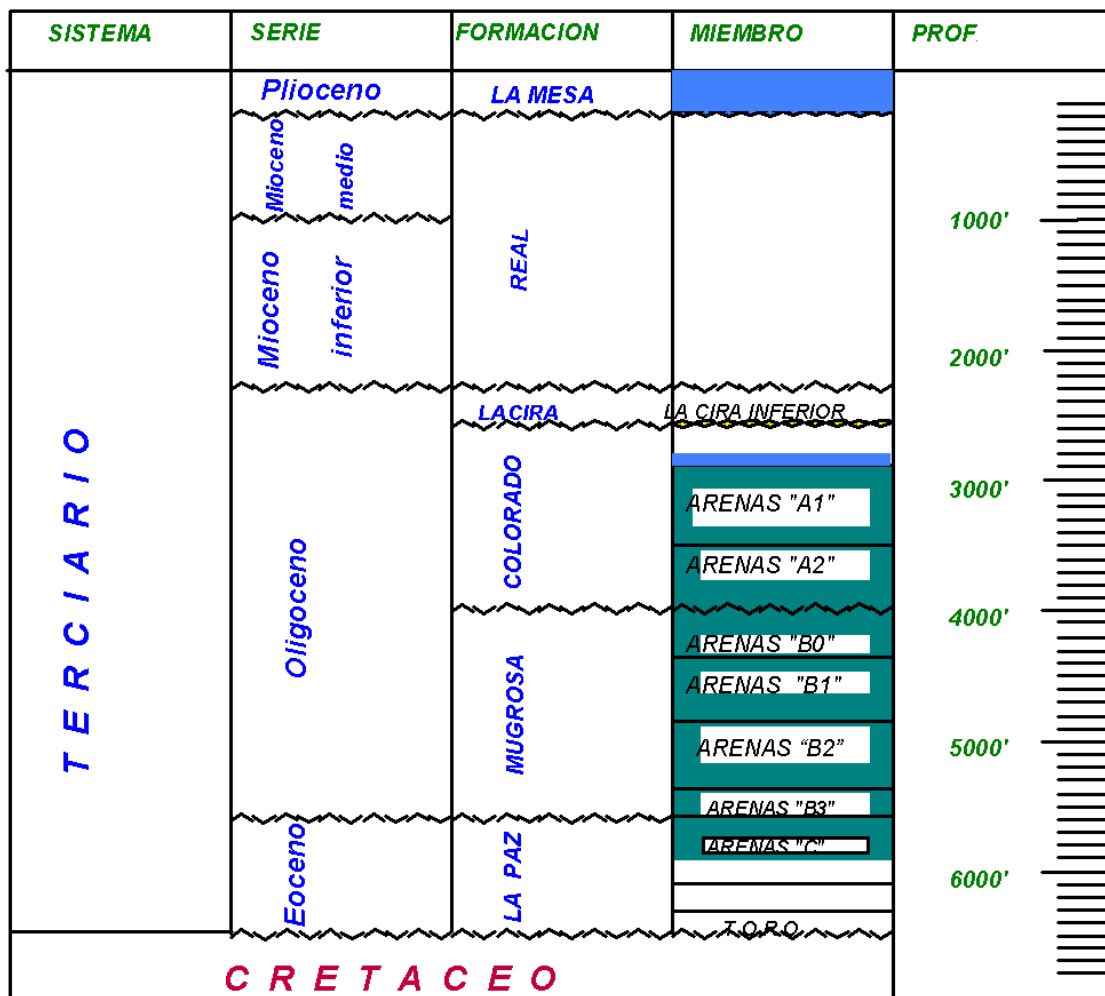
Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría gradacional de fino a medio hacia el tope y de medio a grueso hacia la base con intercalaciones de conglomerados y gravas

principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales accesorios. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

1.4.3 Formación Colorado (Oligoceno medio – Mioceno inferior):

Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es suprayacente discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

Figura 6: Columna estratigráfica Terciario del Campo Casabe.



Fuente. Ecopetrol S.A.

Hay varias formaciones productoras en el campo Casabe. La más alta denominada "A", corresponde a la formación Colorado, la media denominada "B", equivalente a la formación Mugrosa y la más baja denominada "C", formación La Paz. Los pozos productores fueron completados para producir individualmente de los yacimientos A y B, aunque en algunos casos A y B o B y C simultáneamente.

Las formaciones Colorado y Mugrosa son subdivididas dentro de unidades operacionales A1, A2, A3 Y B1, B2, B3. Sólo los subniveles A1, A2, B1, B2 han sido inundados con agua.

Las formaciones de sobrecarga, o simplemente sobrecarga fue el término seleccionado para definir el grupo de formaciones localizadas sobre el yacimiento Casabe (formaciones A, B y C).⁸

⁸ OLARTE, P. Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Fields. SPE 122956. Cartagena, Colombia, Mayo 31-Junio 3, 2009.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento actual de gases y líquidos libres en las tuberías. El flujo puede ser en cualquier dirección. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede estar en slugs (tapón) con el gas empujándolo por detrás. El líquido y el gas pueden fluir paralelamente a cada uno, u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar presentes. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (normalmente agua y aceite) y existe la posibilidad que los dos líquidos puedan ser emulsificados

2.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

Estudiar el flujo multifásico ha sido de gran interés en determinadas industrias, como la petrolera y la de gas natural, con el fin de optimizar y hacer más rentables el transporte de sus productos. La importancia de esto se refleja en tratar de entender el comportamiento de las mezclas de múltiples fases, enfocados principalmente al cálculo de la caída de presión en la tubería.

El modelaje matemático de este fenómeno, basado en balances de momento, masa y energía, es bastante complicado, por lo que ha resultado en una serie de correlaciones empíricas que describen el proceso de una manera más sencilla, suministrando a su vez relaciones entre la pérdida de presión y variables propias del sistema como: patrones de flujo, geometría y disposición de la tubería, propiedades de las fases y velocidad de los fluidos.

Las diferencias fundamentales entre flujo bifásico y el de una sola fase son:

- Para flujo monofásico, la caída de presión depende del flujo, las propiedades físicas del fluido y la geometría del sistema.
- Para flujo bifásico, además de las consideraciones expuestas en el punto anterior, la caída de presión también depende del grado de vaporización
- Para flujo bifásico, se presentan diferentes regímenes, dependiendo del grado de vaporización presente.
- Para flujo bifásico, la mayoría de los datos disponibles están basados en el sistema aire-agua.
- El flujo bifásico no se puede considerar como una ciencia exacta.
- El patrón de flujo bifásico gas-líquido se define como la distribución espacial que adoptan estas dos fases al fluir simultáneamente en un conjunto cerrado. La importancia de identificar el patrón de flujo en el diseño de tuberías y equipos, es la de evitar elevadas caídas de presión y flujos inestables en la entrada de los mismos. Por ejemplo, un slug (Tapón) puede ocasionar daños en tuberías y fallas mecánicas de las unidades, además de disminuir la efectividad de los inhibidores de corrosión.

2.3 CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA TUBERÍA

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

2.3.1 Efectos de la Aceleración sobre la Caída de Presión ΔP

Para fluidos compresibles, el cambio en la densidad ocasiona variaciones en la velocidad y el término de la aceleración debe ser considerado.

Es importante mencionar, que para cualquier fluido fluyendo en estado estacionario en tuberías o ductos de sección transversal invariable, el producto ρv es constante. Los cambios en la densidad (ρ) debido a los efectos de la temperatura y/o la presión se compensan por ajustes en la velocidad (v).

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Aceleración} = \left(\rho v \frac{dv}{dL}\right) \quad (2)$$

Para el flujo de líquidos, la velocidad es más o menos constante y el término de aceleración se puede despreciar. La experiencia ha demostrado que para fluidos compresibles los efectos de la aceleración se pueden despreciar sí: $V < 200$ pie/s y $\Delta P \leq 10\%$ de la presión conocida.

2.3.2 Efectos de la Posición sobre la Caída de Presión ΔP

La elevación o inclinación de la tubería con respecto al plano horizontal produce cambios en la elevación por influencia gravitatoria.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Posición} = g\rho \text{ sen } \alpha \quad (3)$$

Donde:

α : ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal

ρ : densidad del fluido

Para fluidos con densidad constante la ecuación anterior se puede integrar para obtener:

$$(\Delta P)_{\text{posición}} = C_e \rho L_i \text{ sen } \alpha \quad (4)$$

Donde:

L: Longitud de sección inclinada de la tubería

ρ : densidad del líquido constante o un valor promedio para fluidos compresibles.

C_e: factor de conversión

2.3.3 Efectos de la Fricción sobre la Caída de Presión ΔP

El flujo en tuberías siempre está acompañado por la fricción de las partículas del fluido con las paredes de la tubería ocasionando una pérdida de energía, esta energía se traduce en una caída de presión en la dirección del flujo.

Hoy en día, casi todos los fluidos que el hombre pueda imaginar son transportados en tuberías durante su producción, procesamiento transporte o utilización. Es evidente entonces, la importancia que tiene el poder expresar la pérdida de presión debida a fricción mediante una fórmula sencilla, válida para cualquier fluido o régimen de flujo. Esta ecuación general se conoce universalmente como la fórmula de Darcy:

$$(\Delta P)_{\text{Fricción}} = \frac{\rho f L v^2}{2Dg} \quad (5)$$

Donde:

*ΔP : caída de presión debida a la fricción en $lbm/(ft * s^2)$*

f: Factor de fricción de Darcy (adimensional)

L: Longitud de la tubería en ft

D: diámetro interno de la tubería en ft

g: aceleración de la gravedad en ft/seg²

v: velocidad ft/seg²

Esta ecuación también puede expresarse así:

$$(\Delta P)_{Fricción} = \frac{\rho f L v^2}{2 D g * 144} \quad (6)$$

ρ = densidad del fluido en lbm/ft³

2.4 VARIABLES QUE AFECTAN LA CAÍDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS HORIZONTALES

- Efecto del diámetro de la tubería:

A menor diámetro mayor será la pérdida de presión a lo largo de la tubería.

- Efecto de la tasa de flujo:

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

- Efecto de la relación Gas-Líquido:

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

- Efecto de la viscosidad líquida:

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

- Efecto de la relación Agua-Petróleo:

Excepto para crudos viscosos la relación agua petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal.

- Efecto de la energía cinética:

Salvo para altas tasa de flujo en regiones de baja presión (menor de 150lpc) donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.⁹

2.5 PATRONES DE FLUJO

En flujo multifásico las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de regímenes de flujo.

Las principales variables para determinar un patrón de flujo en una línea de recolección de flujo multifásico son:

- Tasas de flujo de gas y líquido
- Parámetros geométricos de la tubería: diámetro interno y longitud.
- Propiedades físicas de las fases.
- Dirección de flujo y orientación de la tubería.

⁹ BERTUCCI, M. Análisis del comportamiento Hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el Campo Uracoa, Unidad Monagas Sur, Harvest Vinccler; C.A. Febrero 2006.

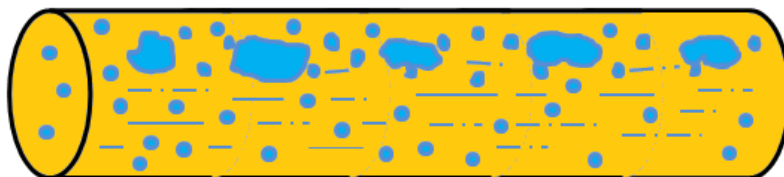
2.6 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES O LIGERAMENTE INCLINADAS

Se definen siete patrones principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos patrones se describen a continuación en orden creciente de velocidad del vapor. En las figuras se muestra la dirección del flujo de izquierda a derecha.

2.6.1 Tipo Burbuja

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales.

Figura 8: Tipo Burbuja.



Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

2.6.2 Intermitente Tipo Pistón

El flujo intermitente está caracterizado por flujo alternado de líquido y gas. Al aumentar el gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería, con una fase líquida continua remanente en el fondo.

Figura 9: Intermitente Tipo Pistón.

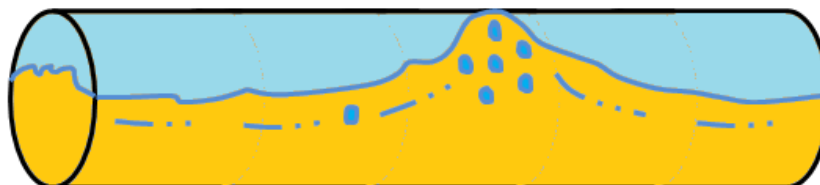


Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

2.6.3 Intermitente Tipo Tapón

Cuando el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el primero ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto.

Figura 10: Intermitente Tipo Tapón.

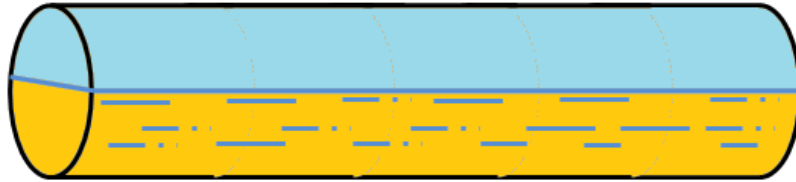


Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

2.6.4 Estratificado Suave

Como el flujo de gas continúa incrementando, los tapones de éste tienden a una fase continua. El gas fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante.

Figura 11: Estratificado Suave.

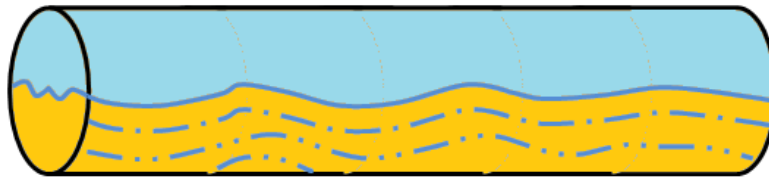


Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

2.6.5 Estratificado Ondulante

Como el flujo de gas aumenta, éste se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las mismas se incrementa con el aumento del flujo de gas.

Figura 12: Estratificado Ondulante.

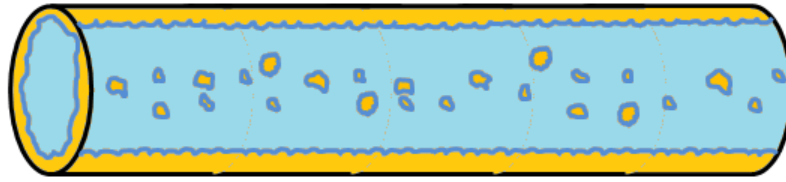


Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

2.6.6 Anular

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de las paredes de la tubería, teniendo mayor espesor en la parte inferior de la misma, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas.

Figura 13: Anular.

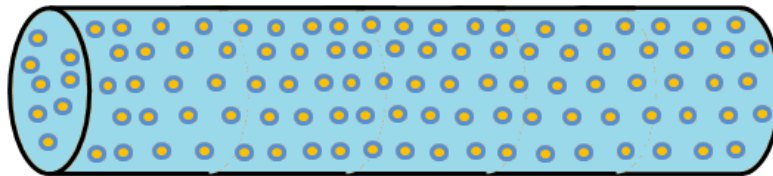


Fuente. Modificado de J. Flórez, F. Porras. 2007. Determinación del Patrón de Flujo Multifásico en tuberías de Recolección de petróleo emulsionado, a partir de los datos históricos de producción apoyado en una aplicación con redes neuronales artificiales. Bucaramanga. Pág. 40.

2.6.7 Disperso o Flujo Tipo Rocío

Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este patrón de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.¹⁰

Figura 14: Disperso o Flujo Tipo Rocío.



Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 15.

¹⁰ ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas.

2.7 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL

El flujo multifásico en líneas es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura en los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema compuesto por dos pseudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de ellos tiene una composición fija. Se considera que el gas se disuelve y que la misma disminuye al bajar la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de presión y temperatura y se considera que el gradiente de temperatura es lineal, es decir que el flujo es isotérmico.

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

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, numerosos estudios han presentado correlaciones para evaluar el gradiente de presión en tuberías horizontales, pero los que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tuberías son las siguientes: Dukler y colaboradores, Eaton y colaboradores y, Beggs y Brill.

2.7.1 Correlación de Dukler (1964)

Este modelo se basó en el estudio de flujos bifásicos agua-aire y, según los autores, es válida para cualquier diámetro y tipo de flujo. En este método, la caída de presión viene dada básicamente por:

$$(\Delta P) = \frac{1}{dz} * \Delta \left[\frac{\rho_L \cdot v_{SL}^2}{H_L} + \frac{\rho_L \cdot v_{SG}^2}{H_G} \right] \quad (7)$$

$$H_G = 1 - H_L \quad (8)$$

Donde

ΔP : Variación de la presión (psi)

dz : Diferencial de longitud de tubería (ft)

ρ_L : Densidad del líquido (lbm/ft³)

ρ_G : Densidad del gas (lbm/ft³)

v_{SL} : Velocidad de la superficie del líquido (ft/s)

v_{SG} : Velocidad de la superficie del gas (ft/s)

H_L : Hold up líquido

H_G : Hold up gas

El procedimiento planteado por este método, requiere del conocimiento de las condiciones de presión y temperatura tanto a la entrada como a la salida del segmento de tubería estudiado. Como la presión de salida es la que se desea conocer, es entonces necesaria la aplicación de un procedimiento iterativo para la utilización de este modelo.

2.7.2 Correlación Eaton (1967)

Este modelo se desarrolló para flujos bifásicos de agua-aire, en tuberías de diámetro internos de 2 in y 4 in y una longitud de 518,16 m. Los autores supusieron que el fluido es homogéneo y, por lo tanto, que sus propiedades se podían calcular como promedios. La caída de presión viene dada por la siguiente ecuación:

$$(\Delta P) = \frac{W_L * \Delta(v^2_L) + W_G * \Delta(v^2_G)}{2 * Q_T * d * z} \quad (9)$$

$$v_{L,G} = \frac{v_{L,G}}{H_{L,G}} \quad (10)$$

$$Q_T = Q_L + Q_G \quad (11)$$

Donde

ΔP : Variación de la presión (psi)

W_L : Caudal másico de líquido (lbm/h)

W_G : Caudal másico de gas (lbm/h)

$v_{L,G}$: Velocidad del líquido y gas (ft/s)

d : diámetro de la tubería (pulg)

z : longitud de la tubería (ft)

Q_T : Caudal Total (líquido y gas)

$H_{L,G}$: Hold up líquido y gas (adimensional)

La retención de líquido por esta correlación se calcula de la siguiente manera:

- Retención de Líquido

El Hold up viene dado por la ecuación

$$H_L = función \left[\frac{1.84 * N_{LV}^{0.575}}{N_{GV} * N_D^{0.0277}} \left(\frac{P}{P_{atm}} \right)^{0.05} * N_L^{0.1} \right] \quad (12)$$

Donde los números adimensionales vienen dado por:

$$N_{LV} = v_{SL} * \left(\frac{\rho_L}{g * \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (13)$$

$$N_{GV} = v_{GL} * \left(\frac{\rho_L}{g * \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (14)$$

$$N_D = D * \left(\frac{\rho_L}{g * \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (15)$$

$$N_L = \mu_L * \left(\frac{g}{\rho_L * \sigma_L^3} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (16)$$

Donde:

N_{LV} : Número adimensional

v_{SL} : velocidad superficie del líquido (ft/s)

N_{GV} : Número adimensional

v_{SG} : velocidad superficie gas (ft/s)

D : Diámetro de la tubería (pulg)

ρ_L : densidad del líquido (lbm/ft³)

g : gravedad (ft/s²)

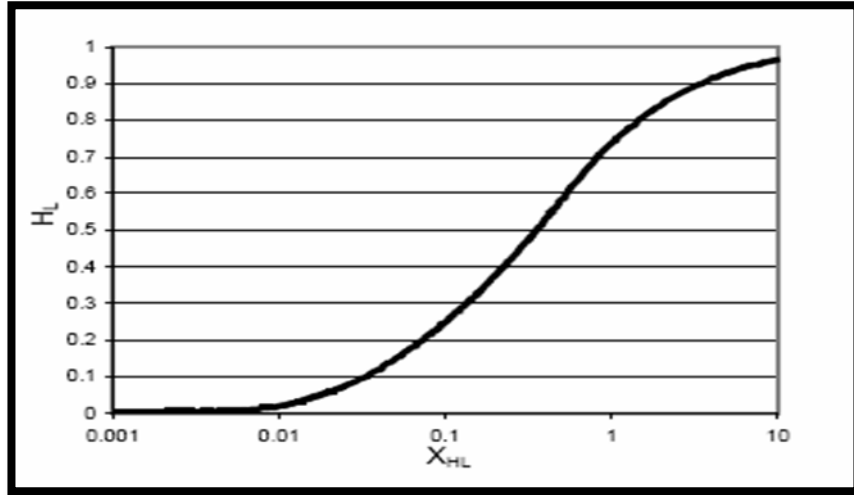
σ_L : Tensión superficial líquido (mN/m)

N_D : Número adimensional

N_L : Número adimensional

μ_L : Viscosidad del líquido (cP)

Figura 15. Retención de líquido según Eaton



Fuente ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Pág. 30.

Para este modelo también se requiere de un método iterativo que permita evaluar la caída de presión, ya que se necesitan conocer las propiedades tanto a la entrada como a la salida de la sección de interés. El método iterativo es similar al del modelo de Dukler *et al.* (1964) (Stammitti, 2002).

2.7.3 Correlación de Beggs y Brill (1973)

De los modelos conocidos, éste fue el primero en proponer un procedimiento matemático para predecir de forma sistemática los patrones de flujo. Considera el diámetro de la tubería y las propiedades físicas de los fluidos. Cabe destacar, que éste modelo fue estudiado en sistemas gas-líquido (agua-aire), en tuberías acrílicas de 27,4 m de longitud y entre 1 in e 1,5 in de diámetro interno.

$$(\Delta P)_{Fricción} = \frac{f * \rho_m * v_m^2}{2 * D} \quad (17)$$

$$\frac{f}{f_n} = e^s \quad (18)$$

Donde:

f : Factor de fricción Normalizado de las dos Fases

f_n : Factor de Fricción de Darcy

Si $Re < 2000$ calcular

$$f_n = \frac{16}{Re} \quad (19)$$

Si $Re > 4000$ o transición

$$f_n = \left[-3.6 \log \left[\left(\frac{6.9}{Re} \right) + \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right] \right]^{-2} \quad (20)$$

Y donde dice "s" se define por la

$$s = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 * \ln(y) - 0.8725[\ln(y)]^2 + 0.01853[\ln(y)]^4} \quad (21)$$

Estando definido "y" como:

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (22)$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{V_{sl} + V_{sg}} \quad (23)$$

En el intervalo $1 < y < 1.2$; "s" debe ser calculado por la siguiente ecuación:

$$s = \ln(2.2 * y - 1.2) \quad (24)$$

Las pérdidas por gravedad vienen dada por:

$$(\Delta P)_{GR} = \rho_s * g \quad (25)$$

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_G * H_G \quad (26)$$

Generalmente, la contribución por aceleración se calcula mediante la siguiente ecuación; ésta debe ser considerada sobre todo en condiciones de baja presión y alta velocidad.

$$(\Delta P)_A = \frac{\rho_s * v_m * v_{SG}}{P} * \Delta P \quad (27)$$

También se puede definir la caída de presión total de la siguiente manera:

$$(\Delta P)_T = \frac{(\Delta P)_F + (\Delta P)_{GR}}{1 - E_k} \quad (28)$$

$$E_k = \frac{\rho_s * v_m * v_{SG}}{P} \quad (29)$$

*Donde E_k es el Término que define la aceleración
Siendo "P" la presión de entrada al tramo de la tubería.*

2.8 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA CAIDA DE PRESIÓN

2.8.1 Colgamiento del líquido (Liquid Hold up)

Dos cantidades son usadas extensivamente en los análisis de flujo de dos fases, la velocidad superficial y el colgamiento (holdup) del líquido o gas.

La velocidad superficial es definida como la velocidad a la que una fase podría viajar si éste sólo es ocupado por la tubería entera, y puede ser calculada desde tasas de flujo volumétricas:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad \text{para el líquido} \quad (30)$$

$$v_{sG} = \frac{q_G}{A} \quad \text{para el gas} \quad (31)$$

Donde:

q = tasa volumétrica de flujo de la fase

A = Área seccional de la tubería

v_s = velocidad superficial de la fase

Los subíndices G y L se refieren a la fase gas (vapor) y líquido respectivamente. La velocidad de la mezcla de fluido es entonces definida como la velocidad de la mezcla total, y puede ser mostrada igual a la suma de las velocidades superficiales de los componentes:

$$V_M = \frac{q_L + q_G}{A} \quad (32)$$

$$V_M = V_{sL} + V_{sG} \quad (33)$$

Donde el subíndice M se refiere a la mezcla.

Hold up con deslizamiento y Hold up sin deslizamiento

El colgamiento del líquido o Liquid Holdup, H_L , es definido como la fracción del área seccional atravesada de la tubería ocupada por líquido.

$$H_L = \frac{A_L}{A} \quad \text{para el líquido} \quad (34)$$

$$H_G = \frac{A_G}{A} \quad \text{para el gas} \quad (35)$$

Para un dado estado estacionario “instantáneo” de un fluido de dos fases fluyendo en una tubería, pueden estar dos escenarios de colgamiento de líquido factibles:

- Colgamiento del líquido con deslizamiento: donde el gas y el líquido están viajando a diferentes velocidades.
- Colgamiento del líquido sin deslizamiento: donde ambas fases están en realidad viajando en la misma velocidad.

En cada escenario el colgamiento del líquido varía de un valor de uno para todo el flujo de líquido a cero para el todo el flujo de gas. El término deslizamiento positivo es usado para describir situaciones donde el gas está viajando más rápido que el líquido, y deslizamiento negativo para la situación contraria.

La velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre las velocidades actuales del gas y el líquido:

$$v_S = v_G - v_L \quad (36)$$

Entonces de las ecuaciones anteriores, es simple mostrar que para los casos de no deslizamiento donde $v_G = v_L$

$$\lambda_L = H_{L, \text{ SIN DESLIZAMIENTO}} = \frac{v_{SL}}{v_M} \quad (37)$$

Donde:

$$\lambda_L = \text{Colgamiento del líquido sin deslizamiento}$$

Por consiguiente, el colgamiento del líquido puede ser mostrado que es sólo una función de las velocidades superficiales de cada fase, y por lo tanto es fácil de calcular si se conoce el caudal volumétrico de cada fase.

En la mayoría de situaciones de flujo bifásico, sin embargo, el no deslizamiento se asume falso, y no debería ser usado para predicciones de caída de presión razonables.

Esto es típicamente debido al patrón de flujo, o la topología del sistema de tuberías (que puede fomentar las condiciones de deslizamiento a través de

secciones de tuberías verticales e inclinadas). En estos casos el colgamiento del líquido debe ser calculado de correlaciones empíricas.

2.8.2 Densidad de la mezcla del fluido bifásico (ρ_m)

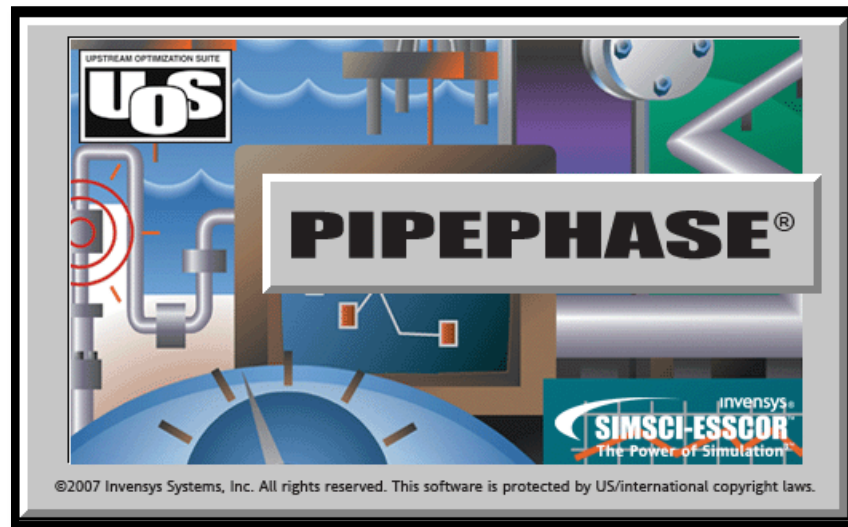
Puede ser definido usando el colgamiento como el factor de peso entre ambas fases. Aunque algunos investigadores usan diferentes formulaciones, la siguiente ecuación representa una de las más comunes relaciones para densidad usada para calcular el término de elevación en la ecuación de caída de presión (en esta ecuación el (H_L) se refiere al colgamiento del líquido con deslizamiento o sin deslizamiento)

$$\rho_M = \rho_L H_L + (1 - H_L) \rho_G \quad (38)$$

2.9 SIMULADOR HIDRÁULICO PIPEPHASE 9.2

Es un programa de simulación que predice, en estado estacionario, la presión, temperatura, y perfiles de formación de líquidos en líneas de flujo, sistemas crecientes, y lineales o las configuraciones de red de tubos, bombas, compresores, separadores, y otras instalaciones. PIPEPHASE puede incluir líquido, gas, vapor y mezclas multifásicas de gas y líquido. PIPEPHASE es una poderosa herramienta en el diseño, análisis y optimización de gran variedad de sistemas de flujo; este programa fue desarrollado por la empresa "Simulation Sciences, Inc.", (SimSci).

Figura 16 : Iniciación Simulación de Pipephase



Fuente. Simulador Pipephase.

2.9.1 Características generales

- Puede simular el flujo de fluidos en estado estacionario a través de tuberías, redes y sistemas de producción.
- Puede analizar el flujo monofásico o multifásico de un compuesto puro o mezcla de componentes.
- Ha sido estructurado en un lenguaje basado en la terminología utilizada en la industria petrolera.
- Amplia librería con las propiedades físicas y termodinámicas de más de 950 componentes.
- Amplio rango de aplicaciones prácticas.
- Puede analizar sistemas constituidos hasta 500 nodos, 999 elementos de flujo y 50 componentes.

2.9.2 Aplicaciones

- Dimensionamiento de líneas de flujo y tuberías de producción.
- Análisis de mecanismos de producción como levantamiento artificial por gas (gas lift) y recuperación secundaria como inyección de gas.
- Simulación de sistemas de recolección y transmisión.
- Determinación de los requerimientos de bombeo, compresión, calentamiento/enfriamiento, a través de la predicción de los perfiles de temperatura, presión, velocidad, retención de líquidos, tasas de distribución de los flujos en sistemas de expansión.
- Determinación máxima de la capacidad de las tuberías.
- Determinación de los requerimientos de aislamientos.
- Simulaciones de reductores, separadores, válvulas de gas para levantamiento artificial, y otros dispositivos y equipos utilizados en la industria petrolera.
- Análisis del comportamiento de sistemas de flujo en función de la variación de sus parámetros más influyentes (análisis de sensibilidad).

2.9.3 Estructura del programa PIPEPHASE

La entrada (INPUT) del programa está conformada por las siguientes ventanas o categorías que van apareciendo en el siguiente orden.

2.9.4 Descripción de la simulación (Simulation Description)

Esta es la primera ventana que se muestra, al momento de iniciar una simulación nueva. En esta ventana se especifican los siguientes datos:

- PROJECT (Nombre del proyecto).

- PROBLEM (Nombre del problema).
- USER (Nombre del usuario).
- DATE (Fecha).
- SITE (Lugar).

2.9.5 Definición de la simulación (Simulation Definition)

En esta ventana se define el tipo de simulación y el tipo de fluido. Según el tipo de simulación se pueden clasificar en:

- Network Model (Cálculo de Redes de Tubería).
- Gas Lift Analysis (Cálculo de Sistema Gas Lift).
- PVT Table Generation (Usado para generar tabla de datos PVT)

2.9.6 Tipo de fluido

El tipo de fluido controla como el programa puede obtener las propiedades físicas necesarias para el cálculo de la caída de presión y la transferencia de calor.

Otro banco de datos de PIPEPHASE son las correlaciones empíricas incorporadas o las entradas proporcionadas. El vapor es un caso especial de un fluido no-composicional para el cual PIPEPHASE usa tablas de vapor.

- Blackoil: Dos o tres fases: crudo, gas y agua, donde el crudo es dominante (por defecto).
- Compositional: El fluido es representado por componentes definidos, donde la definición es con componentes de librería. Se debe seleccionar entre los métodos Rigorous Multi-Phase o Force Single-Phase: gas o líquido. Para los fluidos composicionales PIPEPHASE calculará la separación de fases siempre

prevaleciendo las condiciones del fluido en proceso y lo requerido. Sin embargo se le puede decir a PIPEPHASE que asuma el fluido de una fase en todo momento, reduciendo así el tiempo mientras que el programa toma para resolver desviando continuamente el equilibrio vapor-liquido calculándolo rápidamente.

- Compositional/Blackoil.
- Gas Condensate: Dos o tres fases: crudo, gas y/o agua donde el gas es dominante.
- Liquid: Líquido fase simple. (Hidrocarburos o agua).
- Gas: Gas fase simple (hidrocarburo dominante).
- Steam: Vapores.

2.9.7 Dimensiones (Input Dimension)

Esta ventana permite definir el sistema de unidades dimensionales de entrada y de salida del problema.

Los sistemas de unidades que se encuentran en la base de datos del programa son los siguientes:

- Inglesas.
- Petroleum (Sistema que usa el simulador por defecto).
- Métrica.
- Internacional.

- Impuestas por el usuario

2.9.8 Componentes del fluido (Component Data)

Esta ventana se utiliza para definir los componentes del fluido que conforman las líneas de simulación.

Para la simulación de la red de recolección se utilizó el modo de cálculo Network, el tipo de fluido Compositional y el sistema de unidades dimensionales Petroleum.

Datos de los elementos de la red de trabajo

Luego de introducir la información requerida para el sistema, se comienza la construcción de la Red de Trabajo. Después de construida la Red es necesario fijar los parámetros físicos de la tubería, así como los valores operacionales de presión, temperatura, volumen y composición del gas.

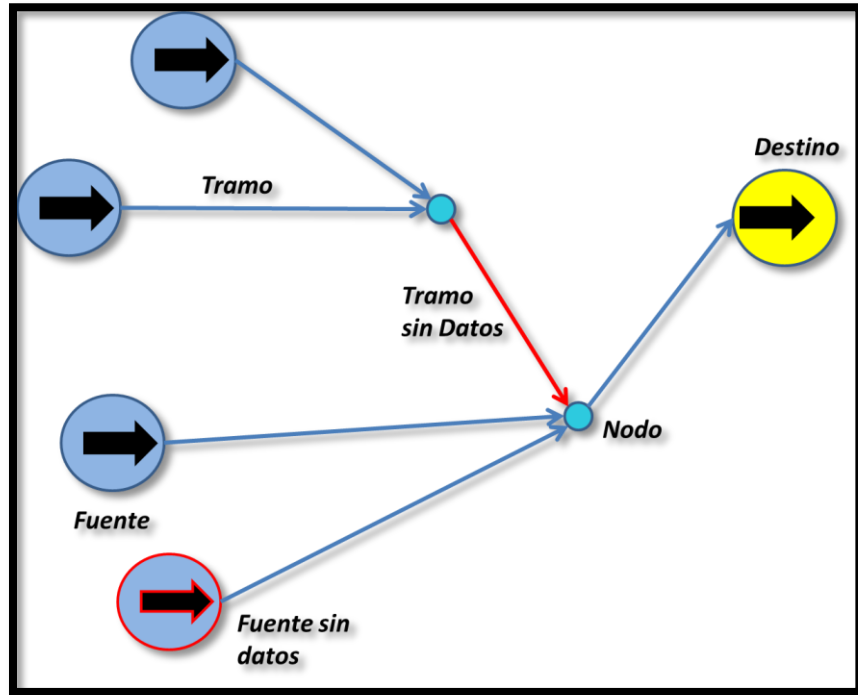
A continuación se describe la información requerida en cada uno de los elementos que conforman la Red de trabajo:

- **Tramo o link:** es un tramo largo de tubería entre dos nodos. Un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, compresores, válvulas, etc.). Es la unión entre una fuente (Source) o nodo de unión (junction), con un destino (Sink) u otra unión (Junction). Luego de haber realizado la unión entre la Fuente y el Destino se caracteriza cada Pipe que compone el Link, fijando así su longitud, diámetro interno o externo, su espesor, el espesor del aislamiento (si lo tiene), la rugosidad de la tubería, el coeficiente de transferencia de calor tanto de la tubería como del aislamiento, si el Pipe está enterrado, sumergido o aéreo, el

coeficiente de transferencia de calor exterior (tierra, agua, aire, etc.), y el desnivel topográfico del Pipe. Si se omiten algunos de éstos parámetros, el simulador asume un valor por defecto.

- **Tubería o pipe:** es un elemento que forma parte del link, es decir un tramo de tubería.
- **Nodo o junction:** Es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tubería.
- **Fuente o source:** es un extremo de la red o link, de donde proviene el fluido, también se considera nodo, se fija la temperatura y la composición del gas. La presión y el flujo volumétrico se pueden fijar o estimar, según sea el caso.
- **Destino o sink:** es un extremo de la red o link, donde llega el fluido, también se considera nodo. Se debe estimar o fijar la presión y el flujo másico, según sea el caso. Se pueden estimar y fijar volúmenes y presiones en las entradas y salidas dependiendo de las variables que se conozcan con mayor exactitud y de lo que se desea obtener de la simulación. Lo que si se debe cumplir es que el número de variables desconocidas (valores estimados) sea igual al número de nodos en la red (incluyendo fuentes y destinos). Para fijar las características de los nodos de unión, sólo basta con estimar la presión de cada uno. Cuando en el programa se estima un valor de cualquier variable, esta estimación ha de ser lógica, y mientras dicho valor es más próximo al verdadero, el programa convergerá más rápido.

Figura 17 : Sistema de Red en Pipephase



Fuente. Autores, Simulador Pipephase.

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Al desarrollar cualquier tipo de investigación se busca mediante la descripción del problema comprender como se está comportando el fenómeno en cuestión. Existen varios tipos de investigación científica dependiendo del método y de los fines que se persiguen. La investigación, de acuerdo con Sabino (2000), se define como “un esfuerzo que se emprende para resolver un problema, claro está, un problema de conocimiento” (p. 47). El nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio. Así, en función de su nivel el tipo de investigación puede ser Descriptiva, Exploratoria o Explicativa.

En la investigación descriptiva se busca, fundamentalmente, caracterizar un fenómeno o situación concreta indicando sus rasgos más peculiares o diferenciadores. El objetivo de la investigación descriptiva consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables.

La investigación exploratoria se centra sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimiento.

La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los

estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como de los efectos, mediante la prueba de hipótesis.

El desarrollo de este proyecto tiene como finalidad el análisis hidráulico de la red de recolección de crudo de las estaciones 4 y 5 del campo Casabe, con el propósito de conocer el estado actual del sistema y de esta manera realizar el análisis correspondiente de los probables puntos críticos que se estén presentado y de los cuales no se tiene conocimiento con la finalidad de poder tomar medidas correctivas para poder mitigar problemas que se puedan presentar a futuro.

Todo este estudio se realizara con el uso de una herramienta software de la compañía SmiSci denominado PIPEPHASE 9.2 el cual está en la capacidad de brindar información sobre ciertas variables críticas de una manera directa y confiable, al ingresar una serie de valores fundamentales para la carga de la simulación.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para dar respuestas a todas las dudas que surjan durante el transcurso de la investigación así como para afrontar las que se establecieron al inicio de esta es de suma importancia establecer un diseño de investigación el cual permita consolidar un plan de trabajo acorde al problema planteado.

Esta investigación concuerda con las definiciones planteadas para los diseños experimentales y documentales ya que el primero se basa en la observación de fenómenos como se encuentran en su entorno natural para después sacar conclusiones y el segundo se basa en el análisis de información la cual proviene de diversos documentos escritos así como de fuentes impresas.

3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con el objetivo de garantizar un desarrollo ordenado y coherente del proyecto el cual les permita tanto a los autores como a las personas interesadas una comprensión clara del tema, se ha definido el siguiente procedimiento metodológico:

Fase 1. Recopilación de toda la información concerniente al campo para poder desarrollar el proyecto.

Esta etapa estará centrada en trabajo de campo y oficina para realizar el levantamiento de la información de las líneas de recolección de crudo con la finalidad de actualizar y ajustar valores erróneos que se tengan en los informes físicos y de esta manera garantizar que la información que se está a punto de cargar en el simulador corresponde a la real. Además servirá para conocer de una manera más detallada la ubicación física de cada línea así como las diferentes uniones que estas puedan presentar.

Fase 2. Selección del modelo matemático que defina el comportamiento hidráulico de las estaciones 4 y 5.

Esta fase es de una gran importancia debido a que las decisiones tomadas a partir de este punto influirán directamente en el resultado final del proyecto.

Para poder llevar a cabo esta segunda etapa se seleccionara una muestra de pozos de las estaciones 4 y 5 con el fin de establecer el modelo matemático que

defina el comportamiento hidráulico de estos pozos para después extenderla a toda la estación y posteriormente corroborar que efectivamente se ajusta al sistema. Para llevar poder realizar lo anterior será necesario introducir datos al simulador como:

- Diámetros, longitudes, Schedule de las tuberías de recolección de crudo.
- Caudal de fluidos tanto bruto como neto, temperatura, viscosidad, GOR, corte de agua, etc.
- Presión, temperatura, topografía del campo, etc.

Una vez cargados estos datos en el simulador se procederá a trabajar con las correlaciones encontradas en el simulador PIPEPHASE 9.2 como: Beggs & Brill, Moody-Eaton, Moody-Dukler, entre otras. El simulador determinara las presiones de línea a nivel de pozo las cuales se compararan con las presiones tomadas en campo para poder descartar aquellas correlaciones que se encuentren con una variación mayor al 10% del valor real y de esta manera seleccionar la que mejor se ajuste.

Fase 3. Correr la simulación con la correlación que más se ajuste para generar data final.

Una vez finalizado el proceso de ajuste del modelo con la elección de la correlación que más se ajuste al comportamiento real que esta presentado el fluido, se procederá a realizar la corrida de la simulación para poder obtener los datos finales arrojados por el simulador, para proceder a su posterior análisis.

Fase 4. Análisis y sugerencias sobre los datos generados una vez finalizada la simulación.

Una vez obtenidos los datos de la simulación final se procederá a analizar los valores obtenidos para las variables críticas como las velocidades del gas, líquido, caídas de presión, patrones de flujo presentes en el recorrido del fluido desde cabeza hasta las estaciones de recolección, velocidad de erosión, etc. Todo esto con el fin de poder determinar en qué puntos se está presentando un comportamiento anormal, ineficiente y peligroso como lo son los cuellos de botella, caídas de presión significativas, flujos inestables que aceleren el deterioro de la tubería y por consiguiente puedan generar problemas a futuro ya sea de fugas de fluido o cierres de tramos de línea.

3.4 METODOLOGIA PARA EL AJUSTE DEL MODELO DE LAS ESTACIONES 4 Y 5 CON EL SIMULADOR PIPEPHASE.

Aunque muchos simuladores pueden generar soluciones para un problema en común, cada uno tiene diferentes maneras de calibrar o ajustar modelos o procesos que se quieran estudiar. Para el caso del simulador pipephase a continuación se describe de una forma breve el proceso de ajuste.

Una vez se tiene definido el tipo de fluido, proceso y se tiene cargada la red en la ventana principal del simulador se puede empezar la validación del modelo. Al seleccionar el tipo de fluido se activa una serie de correlaciones. Cuando se tiene este set de correlaciones es clave el conocimiento previo que se tiene del tipo de correlaciones más utilizadas para el proceso que se quiera desarrollar con el fin de seleccionar la que mejor se ajuste.

Para el caso en particular del proyecto se seleccionó la correlación de Beggs & Brill con sus respectivas modificaciones por cuanto en el simulador son conocidas como correlaciones híbridas. A partir de esto se debe trabajar con la descripción de la fase la cual puede ser hidrocarburo, líquido y gas, en este caso hidrocarburo y líquido. Después de esto se debe realizar las diferentes corridas con las correlaciones y fases seleccionadas y comparar los valores de error de la medida

que se está trabajando “presión” para calcular el porcentaje de error, para finalmente ajustar el modelo. Además de esto existe un valor conocido en el simulador como EF (eficiencia) con el cual se puede realizar un ajuste adicional.

El simulador finalmente ofrece una alternativa de ajuste que se puede realizar línea por línea, utilizando diferentes correlaciones con lo que se puede llegar al valor trazado como límite para el modelo, aunque este proceso puede ser algo tedioso.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 RECOPIACIÓN DE TODA LA INFORMACIÓN CONCERNIENTE AL CAMPO PARA PODER DESARROLLAR EL PROYECTO.

El desarrollo de esta etapa estuvo dividida en dos partes la primera consistió en la obtención de la información global de las líneas “longitudes, diámetros, presiones, caudales, etc.” Y la segunda el análisis y caracterización del fluido presente en las líneas “viscosidad, GOR, corte de agua, etc.”

4.1.1 Estación de recolección 4

La estación de recolección 4 cuenta con seis cabezales (1, 2, 3, 4, 5 y 6) los cuales transportan aproximadamente 28437 bbls/día de fluido bruto (agua y aceite), proveniente de los pozos que aportan fluido a la estación.

El cabezal 1 transporta 2360 bbls/día de fluido neto aportados por 5 pozos. Este cabezal arranca con el pozo P3B el cual se une a una línea de 576.25 ft Y 6 in donde el fluido del pozo P5B entra y continúa su recorrido por una línea de 1194.88 ft y 6 in donde llega el pozo P4B posteriormente sigue por la línea de 221.78 ft y 6 in donde llega el fluido de los pozos P1B y P2B por una línea de 6 in y 328 ft para finalmente recorre una línea de 4202.2 ft hasta la estación 4.

El cabezal de varios 2 (CV2) transporta 3612 bbls/día de fluido neto aportado por 9 pozos. Este cabezal comienza en el pozo P22B el cual se une a una línea de 787.1 ft y 6 in y una serie de pozos se van añadiendo, contando las distancias desde el punto de llegada anterior, con el mismo diámetro (6 in), así : se une el pozo P9B a una línea de 139.6 ft, pozo P11B a una línea de 1125 ft, pozo P6B a una línea de 0.7 ft, P14B a una línea de 8860 ft, P20B a una línea de 4270 ft , P19B a una línea de 1385.2 ft, P13B a una línea de 3817. 7 ft, P16B a una línea de 7870 y finalmente el pozo P8B a una línea de 209 ft hasta la estación 4.

El cabezal de varios 3 (CV3) transporta 4860 bbls/día de fluido neto aportado por 10 pozos. Este cabezal comienza desde una conexión de una línea de 2259.84 ft y 6 in, al final de esta línea se une el pozo P7B en una línea de 566.6 ft junto al flujo de los pozos P23B, P21B y P24B. En este punto los fluidos son conducidos en una línea de 581.82 ft y 6 in que luego se unen a una serie de pozos cuyas distancias son contadas desde el punto de llegada anterior, con el mismo diámetro (6 in), así: se une el pozo P25B a una línea de 4.27 ft, pozo P15B a una línea de 995.73 ft, pozo P12B a una línea de 2.29 ft, pozo P18B a una línea de 5.25 ft, pozo P17B a una línea de 697.49 ft y el pozo P10B a una línea de 1527.9 ft. Todos los fluidos provenientes finalizan en una línea de 207 ft hasta la estación 4.

El cabezal de varios 4 (CV4) transporta 4180 bbls/día de fluido neto aportado por 13 pozos. Este cabezal comienza en el pozo P37B el cual se une a la línea de 413.4 ft y 6 in y una serie de pozos se van añadiendo, contando las distancias desde el punto de llegada anterior, con el mismo diámetro (6 in), así :P38B a una línea de 147.6 ft, P27B a una línea de 635.82 ft, P40B a una línea de 7.8 ft, P34B a una línea de 705.71 ft, P33B a una línea de 950.12, P31B a una línea de 147.31, P26B a una línea de 569.23 ft, P28B a una línea de 1046.6 ft, P32B a una línea de 222.77, aquí se encuentran con los fluidos provenientes de los pozos P29B, P30B, P35B, P36B Y P39B, que finalizan a una línea de 267.7 ft hasta la estación 4.

El cabezal de varios 5 (CV5) transporta 8025 bbls/día de fluido neto aportado por 11 pozos. Este cabezal comienza en el pozo P50B seguido de los pozos P51B, P43B, P44B, P47B, P42B, P48B, P41B, P45B, P46B Y P49B cuyos fluidos son conducidos en una línea de 2105.3 ft y 6 in. Una vez aquí los fluidos se dirigen en una línea de 8603.04 ft hasta la estación 4.

El cabezal de varios 6 (CV6) transporta 5400 bbls/día de fluido neto aportado por 8 pozos. Este cabezal comienza en el pozo P55B el cual se une a una línea de 862.85 ft y 6 in, seguido de los pozos P56B, P52B, P58B, P59B, P57B, P53B, Y P54B cuyos fluidos van en una línea de 2050.5 ft y 6 in. Una vez aquí los fluidos se dirigen a un línea de 6592.5 ft y 6 in hasta la estación 4.

En las tablas 1 a 6 se puede observar algunos datos de producción de los pozos correspondientes a los cabezales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de la estación 4.

4.1.1.1 Información de pozos estación 4

Tabla 1. Información cabezal 1 estación 4

E4CV1					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P1B	108	26	101	100	75
P2B	72	64	135	100	76
P3B	41	289	125	100	42
P4B	417	7	143	100	57
P5B	94	107	131	100	84

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

Tabla 2. Información cabezal 2 estación 4

E4CV2					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P6B	28	92	80	100	14
P9B	363	3	110	100	78
P11B	133	17	110	100	81
P13B	15	22	80	100	40
P14B	60	19	85	100	52
P16B	40	56	70	100	1
P19B	71	54	85	100	83
P20B	90	31	85	100	68
P22B	85	51	121	100	75

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

Tabla 3. Información cabezal 3 estación 4

E4CV3					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P7B	144	4	95	100	70
P10B	48	53	85	100	76
P12B	32	9	90	100	55
P15B	61	12	95	100	84
P17B	66	26	90	100	80
P18B	90	23	90	100	85
P21B	60	43	100	100	80
P23B	182	20	100	100	87
P24B	131	11	106	100	85
P25B	23	365	100	100	90

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

Tabla 4. Información cabezal 4 estación 4

E4CV4					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P27B	10	195	85	100	87
P28B	16	41	75	100	73
P29B	34	42	80	100	60
P30B	22	4	80	100	74
P31B	161	17	81	100	76
P32B	48	62	80	100	86
P33B	88	19	80	100	79
P34B	54	429	90	100	55
P35B	66	227	75	100	34
P36B	28	122	75	100	30
P37B	70	46	95	100	90
P39B	155	32	90	100	87
P40B	102	183	87	100	65

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

Tabla 5. Información cabezal 5 estación 4

E4CV5					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P41B	36	2	150	100	96
P42B	120	18	150	100	75
P43B	63	100	160	100	89
P44B	72	378	170	100	82
P45B	56	316	150	100	92
P46B	150	9	160	100	89
P47B	166	74	160	100	68
P48B	198	10	157	100	88
P49B	66	53	147	100	92
P50B	189	126	163	100	64
P51B	51	506	160	100	39

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

Tabla 6. Información cabezal 6 estación 4

E4CV6					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P52B	80	226	128	100	93
P53B	65	144	130	100	91
P54B	67	12	115	100	86
P55B	36	117	150	100	87
P56B	130	35	130	100	87
P57B	55	621	130	100	54
P58B	57	59	150	100	81
P59B	162	293	140	100	88

Fuente. Campo Casabe, ECOPELROL S.A.

4.1.1.2 Propiedades de los fluidos estación 4

En la tablas 7 y 8 se presentan algunas propiedades de los fluidos que recorren la estación 4.

Tabla 7. Viscosidad del fluido estación 4

VISCOSIDAD FLUIDO		
Viscosidad (cp)	86	176
Temperatura (°F)	143	18

Fuente. Campo Casabe, ECOPELROL S.A.

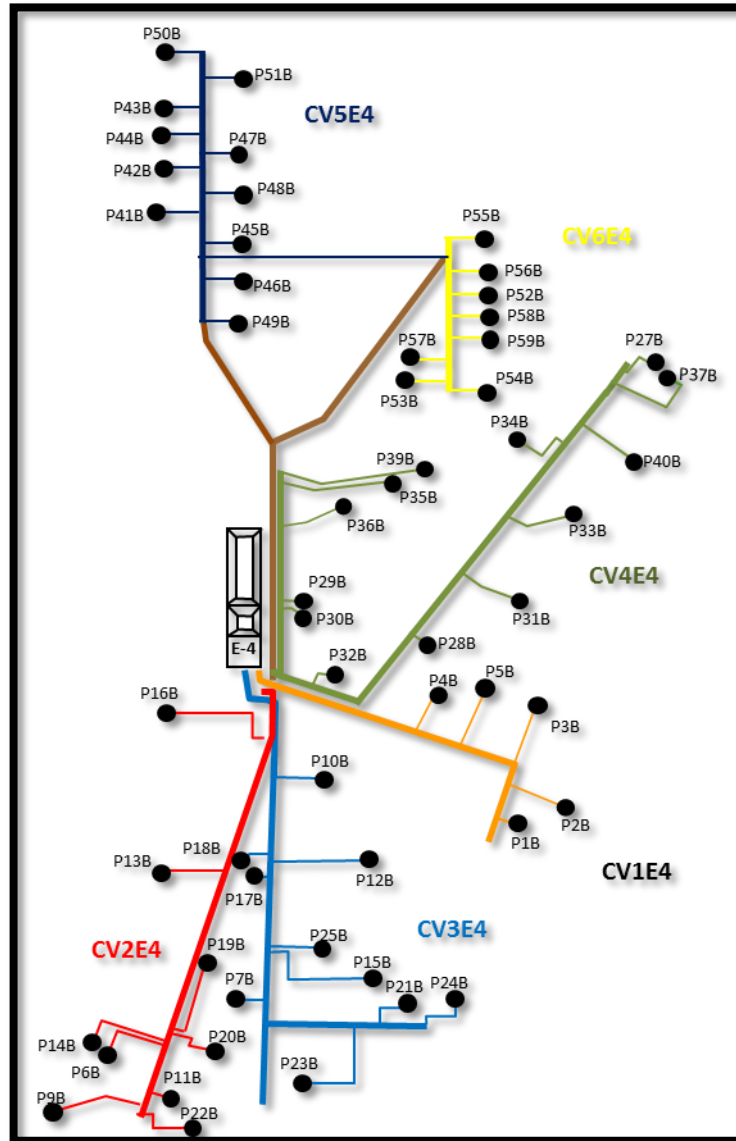
Tabla 8. Gravedades fluidos estación 4

GRAVEDADES FLUIDO	
Aceite (API)	22
Gas (sp gr)	0.64
Agua (sp gr)	1.02

Fuente. Campo Casabe, ECOPELROL S.A.

4.1.1.3 Diagrama de la estación de recolección 4

Figura 18. Diagrama estación 4



Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

4.1.2 Estación de recolección 5

A la estación de recolección “5” llegan cuatro cabezales (CV1, 2, 3, 4) los cuales transportan alrededor de 44.415 bbls/día de fluido bruto desde los distintos puntos del campo donde se encuentran ubicados los pozos.

El cabezal de varios 1 (CV1) durante su recorrido recibe la producción de 15 pozos los cuales aportan un caudal de 11.306 bbls/día de fluido neto. El recorrido de este cabezal comienza con el pozo P8A el cual se une a una línea de 288 pies (ft) y 6 pulgadas (in) al final de esta recibe la producción del pozo P10A posteriormente siguen el recorrido por una línea de 6 in y 485 ft al final de esta se unen la producción de los pozos P11A y P5A los cuales son conducidos por una línea de 4 in y 278 ft. El fluido sigue su recorrido por una línea de 6 in y 1017 ft en este punto llegan la producción de los pozos P6A, P3A, P1A, P14A, P4A los cuales son conducidos por una línea de 6 in y 1443 ft y de los pozos P2A, P9A, P7A por una línea de 6 in y 541 ft. Después de este punto se une la producción de los pozos P12A, P13A, P15A por una línea de 4254 ft y 6 in de diámetro para llegar finalmente a la estación 5.

En el cabezal de varios 2 (CV2) los fluidos de los pozos P16A, P64A son conducidos por una línea de 1414 ft y 6 in en donde se encuentran con la producción de los pozos P20A, P17A, P30A los cuales son transportados por una línea de 1935 ft y 6 in. A partir de este punto se unen los pozos P29A, P65A, P23A, P18A, P27A, P24A, P26A, P22A, P25A, P19A conducidos por una línea de 5075 ft y 6 in punto en cual llegan los fluidos de los pozos P21A, P31A, P28A por una línea de 109 ft y 4 in. Una vez aquí los fluidos son transportados por una línea de 1601 ft y 6 in la cual conduce finalmente los fluidos a la estación 5.

El cabezal de varios 3 (CV3) comienza su recorrido en el pozo P35A donde los fluidos son transportados por una línea de 1712 ft y 2 in, punto en el cual se une con los fluidos provenientes de los pozos P37A, P36A, P42A, P41A los cuales recorren una línea de 452 ft y 4 in. A partir de aquí los fluidos siguen por una línea de 984 ft y 6 in donde llega el flujo de los pozos P32A, P38A, P39A, P40A por una **línea de 2577 ft y 6 in**. Después continúa por una línea de 1066 ft y 6 in para unirse con el flujo del pozo P34A y seguidamente por una línea de 1148 ft y 6 in para recibir el flujo del pozo P33A. Finalmente el flujo es conducido por una línea de 2142 ft y 6 in de diámetro para llegar a la estación 5.

Por último tenemos el cabezal de varios 4 (CV4) de la estación 5 el cual comienza el recorrido con el fluido de los pozos P46A, P51A, P47A, P55A, P43A, P56A, P57A, P44 por una línea de 3018 ft y 6 in. Después se une el flujo de pozo P45A por una línea de 1362 ft y 6 in, el fluido continúa por una línea de 1063 ft y 6 in punto en el cual llegan el flujo de los pozos P63A, P49A, P61A, P50A, P62A, P60A, P48A, P58A, P59A, P53A transportado por una línea de 2264 ft y 6 in, a 709 ft y 112 ft del último punto se une el flujo de los pozos P54A y P52A respectivamente transportados en una línea de 6 in. Finalmente el fluido continúa por una tubería de 4985 ft y 6 in de diámetro hasta llegar a la estación de recolección 5.

4.1.2.1 Información de pozos estación 5

En las tablas 9 y 10 se puede observar algunos datos de producción de los pozos correspondientes a los cabezales 1, 2, 3 y 4 de la estación 5.

Tabla 9. Información cabezal 1 y 2 estación 5

E5CV1					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P1A	104	5	114	100	80
P2A	176	9	114	100	89
P3A	35	14	122	100	65
P4A	198	21	120	100	78
P5A	69	31	115	100	75
P6A	2	4	114	100	99
P7A	111,75	48	144	100	95
P8A	93,28	26	124	100	92
P9A	187,5	20	115	100	75
P10A	84	41	116	100	86
P11A	90	33	116	100	85
P12A	90	13	95	100	85
P13A	154,02	9	92	100	83
P14A	165	197	117	100	78
P15A	125	90	106	100	50

E5CV2					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P16A	14,96	234	130	100	32
P17A	34	88	122	100	15
P18A	95	74	118	100	90
P19A	72	41	106	100	88
P20A	36	90	110	100	82
P21A	10,8	47	101	100	92
P22A	240	5	111	100	80
P23A	328,38	6	120	100	74
P24A	240	15	113	100	85
P25A	95,92	369	107	100	89
P26A	190,44	17	111	100	77
P27A	74,16	77	113	100	92
P28A	72	13	102	100	82
P29A	101,5	92	120	100	30
P30A	15	17	120	100	50
P31A	108	121	111	100	91

Tabla 10. Información cabezal 3 y 4 estación 5

E5CV3					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P32A	44,4	21	122	100	90
P33A	57	26	100	100	85
P34A	15,47	41	98	100	83
P35A	3,6	53	113	100	98
P36A	42	454	118	100	65
P37A	180	63	120	100	82
P38A	30,5	24	145	100	99
P39A	165	12	116	100	85
P40A	106,4	0	107	100	62
P41A	15,45	95	105	100	97
P42A	188,28	332	121	100	42

E5CV4					
POZO	BOPD	GOR	PRESIÓN (psig)	T (°F)	Wcut %
P43A	71,5	226	153	100	89
P44A	24	144	151	100	88
P45A	91,2	9	144	100	81
P46A	60	12	147	100	85
P47A	30	117	154	100	85
P48A	12	42	145	100	97
P49A	62,58	50	147	100	93
P50A	22,61	135	145	100	81
P51A	17,28	1	153	100	28
P52A	40	10	132	100	90
P53A	36	49	143	100	88
P54A	168,39	8	135	100	91
P55A	74,25	35	154	100	89
P56A	37,2	59	151	100	80
P57A	135	293	157	100	90
P58A	208	32	145	100	68
P59A	117	22	145	100	82
P60A	154,29	4	235	100	63
P61A	28	65	147	100	98
P62A	112,5	24	149	100	91
P63A	195	10	147	100	85

4.1.2.2 Propiedades de los fluidos

En la tablas 11 y 12 se presentan algunas propiedades de los fluidos que recorren la estación 5.

Tabla 11. Viscosidad del fluido estación 5

VISCOSIDAD FLUIDO		
Viscosidad (cp)	80	120
Temperatura (°F)	280.6	114.7

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

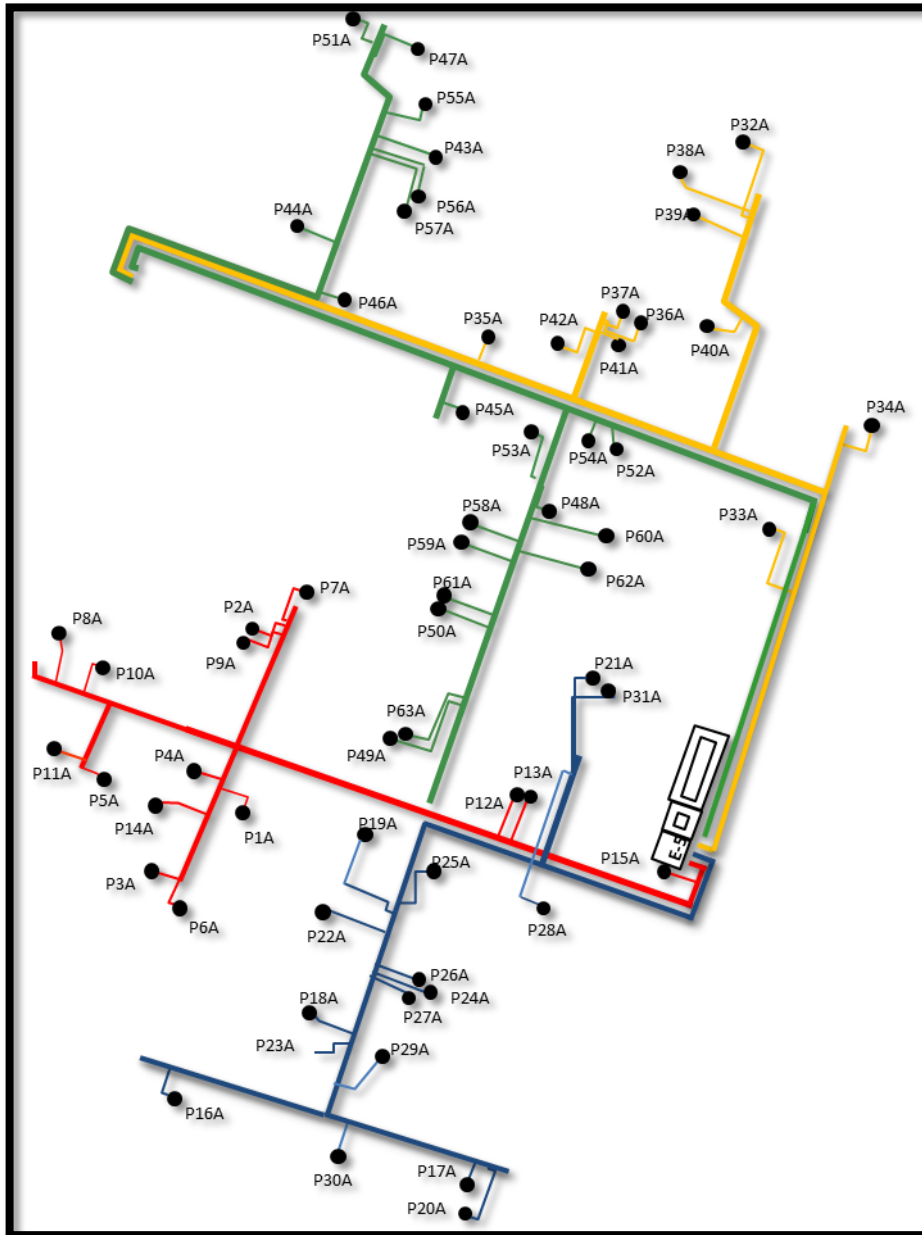
Tabla 12. Gravedades fluidos estación 5

GRAVEDADES FLUIDO	
Aceite (API)	19
Gas (sp gr)	0.69
Agua (sp gr)	1.02

Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

4.1.2.3 Diagrama de la estación de recolección 5

Figura 19. Diagrama estación 5.



Fuente. Campo Casabe, ECOPETROL S.A.

4.2 SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO QUE DEFINA EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LAS ESTACIONES 4 Y 5.

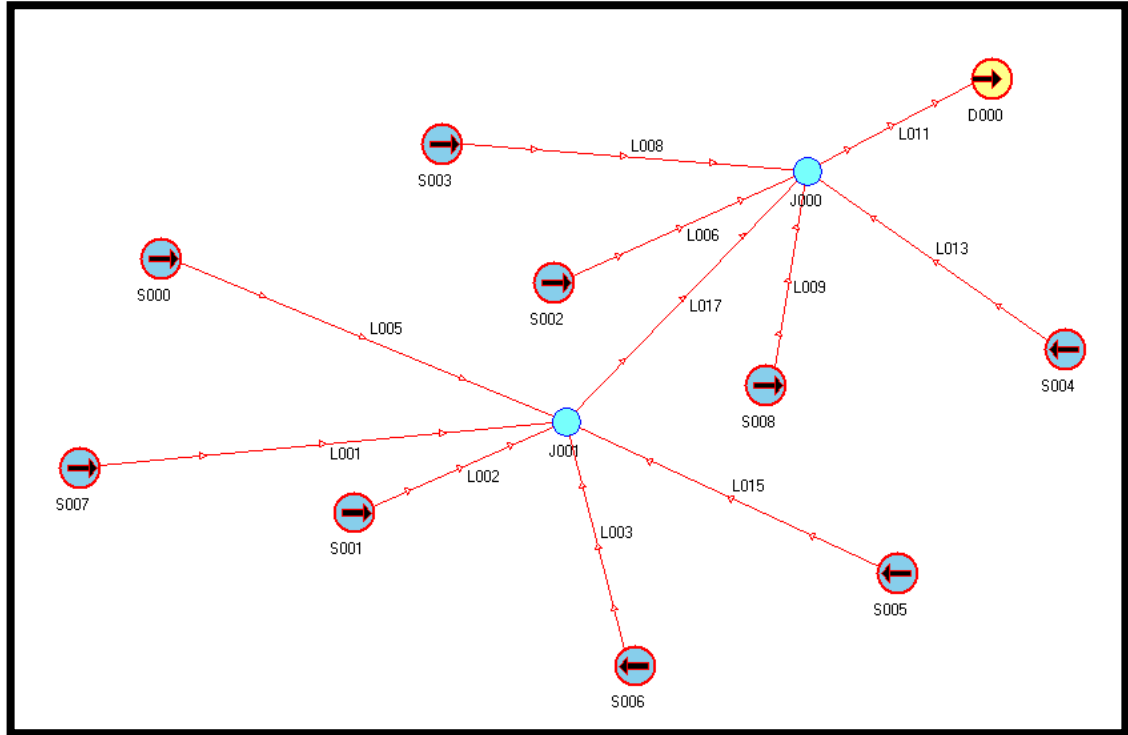
En esta etapa se busca mediante el empleo de las correlaciones con las que cuenta el simulador PIPEPHASE 9.2 seleccionar la que mejor se ajuste al comportamiento hidráulico presente en las estaciones 4 y 5. Para tal fin se necesita suministrar datos fundamentales al simulador para empezar la simulación y proceder a variar las correlaciones.

4.2.1 Carga de la información en el simulador para las estaciones 4 y 5

Antes de empezar la carga de la información en el simulador se debe generar un archivo con el nombre que se le va asignar al proyecto ya que este va ser el que almacene la simulación como tal. Después de esto las pestañas del simulador se activan y aparecen un cuadro de texto que nos guíara en esta etapa inicial para seleccionar el tipo de simulación (análisis de líneas), fluido (Blackoil), unidades (petróleos) en las que se va a trabajar y finalmente nos muestra una ventana con los datos seleccionados para proceder a confirmar. La manera como se introducen los datos depende de la elección de las personas que van a trabajar la simulación aunque el simulador en cierta parte va guiando al usuario, lo importante es que antes de generar la primer corrida los datos introducidos sean los necesarios.

La configuración de la red se empieza a generar con la asignación de las fuentes (pozos), sumideros (estación), uniones y líneas que se encuentran ubicadas en la barra de herramientas del simulador. Cuando se termina de montar la red, los elementos que la conforman aparecen en un color rojo debido a que no tienen la información necesaria para empezar la simulación como se muestra en la figura 20.

Figura 20. Ejemplo de montaje de líneas sin carga de información



Fuente. Simulador Pipephase, Invensys Systems.

La red mostrada en la imagen anterior es solo un ejemplo y no representa la verdadera configuración, solo se colocó por motivos prácticos para indicar como quedan los elementos debido al gran tamaño de la red verdadera. El nombre de cada elemento lo asigna el simulador por defecto pero este puede ser cambiado por el usuario cuando se introducen los otros datos.

Finalizada la carga de la red se procede a suministrar los datos correspondientes para cada elemento con el fin de que el color cambie por el azul lo que indica que la información básica ha sido suministrada, las figuras 21, 22 y 23 representa este proceso.

Figura 21. Carga información de pozos

Black Oil Source

Source Name: P52A Short Name: P52A

Mandatory Data

Pressure

Fixed psig

Estimated 50 psig

Enthalpy

Temperature 100 F

Oil Standard Flowrate

Fixed 40 bbl/day

Estimated bbl/day

Properties

PVT Property Set 1

Use Reference Source...

Gas / Oil Ratio 10 ft³/bbl

Water Cut 90 %

Source Priority 0

Disable Source

OK Cancel Help

Figura 22. Carga información de líneas

Pipe

Pipe Name: P062 TACITE Data...

Mandatory Data

Length 367.4541 ft

Elevation Change 0 ft

Pipeline Profile Data ...

Inside Diameter: Nominal

Actual 4.026 in

Nominal 3.000 in

Schedule 40

Pipe Inside Roughness

Absolute 1.0000e-003 in

Relative 4.4709e-004

Thermal Calculations

Heat Transfer: Pipe in Air

Override Global Defaults

U Value Btu/hr-ft²-F

Ambient Temperature 95 F

Heat Transfer Data...

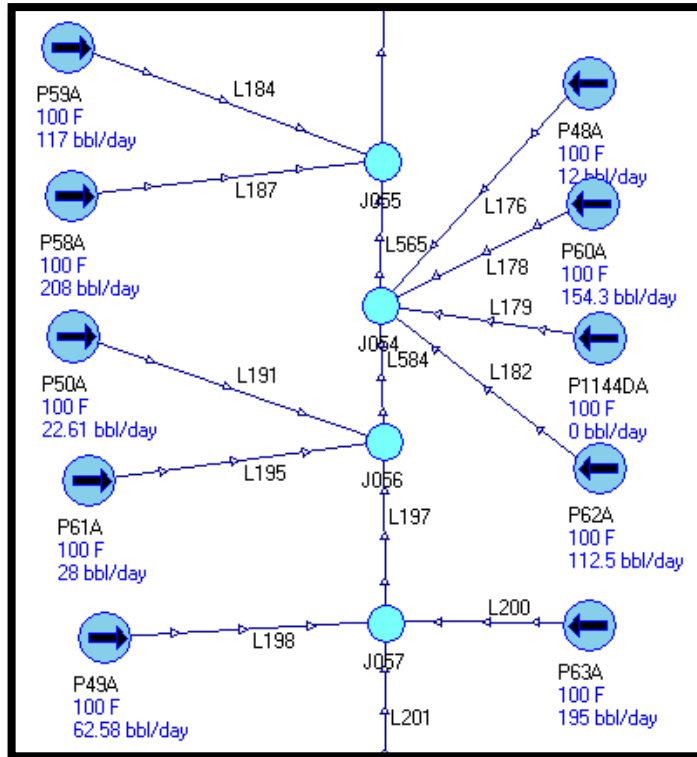
Sphere Inside Diameter in

Pressure Drop Method...

OK Cancel Help

Fuente. Simulador Pipephase, Invensys Systems.

Figura 23. Líneas cargadas con la información.



Fuente. Simulador Pipephase, Invensys Systems.

4.2.2 Selección de la correlación para la estación 4

Esta etapa es de vital importancia debido a que a partir de este punto se establecerá la correlación que mejor se ajuste al comportamiento que esta presentando la red de recolección, para establecer todos los puntos críticos donde se están presentando problemas.

En el caso de la estación 4 no se estableció una muestra de pozos para empezar el análisis, se trabajó con todos los pozos como un censo debido que la muestra

que se tomaría sería muy pequeña y puede no ser verdaderamente representativa del total de los pozos.

Una vez finalizado el proceso de carga de toda la información se comienza con el proceso de ajuste del modelo, como previamente se estableció que el fluido con el cual se está trabajando es un black oil el simulador posee una serie de correlaciones para modelar la caída de presión a lo largo de la tubería.

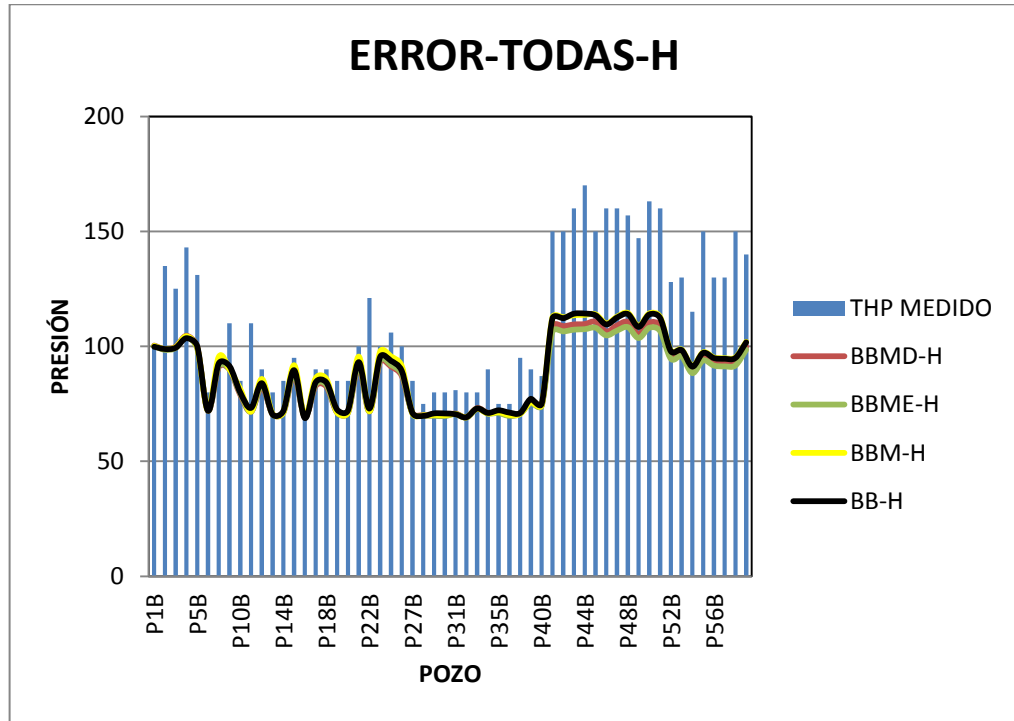
Entre estas correlaciones encontramos las de Beggs & Brill, Beggs & Brill-Moody-Eaton, Beggs & Brill-Moody, Beggs & Brill-Moody-Dukler las cuales se fueron variando para predecir la caída de presión a lo largo de la tubería. Cuando el error presente entre el valor medido en campo y el valor arrojado por el simulador este por encima del 10% se procede a realizar el cambio de correlación hasta encontrar la adecuada.

Para la estación 4 se pudo realizar la toma de presiones en algunos puntos sobre la línea principal de la presión con lo cual se busca un mayor grado de ajuste del modelo.

Para dar comienzo a la primer etapa, se trabajo con la descripción de fase como liquido e hidrocarburo en el simulador utilizando las diferentes correlaciones mencionadas y comparando los valores de presión arrojados por el simulador con los medidos en campo.

Se inicio el proceso de ajuste del modelo utilizando hidrocarburo para correr la primera simulación, en la cual se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 24.

Figura 24. Errores promedio por correlaciones hidrocarburo.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

En las tablas 13 y 14 se puede observar el valor de los errores para los diferentes cabezales y el error promedio por correlación, entre los valores medidos y los arrojados en el simulador de la presión.

Tabla 13. Errores promedio por cabezales, correlaciones hidrocarburo.

CORRELACIÓN-H	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
BBM-H-100%	19,79	18,31	4,66	13,24	28,10	27,58
BB-H-100%	19,93	17,70	6,72	12,69	28,26	27,76
BBMD-H-100%	19,66	18,42	8,63	13,22	30,51	29,10
BBME-H-100%	20,02	18,39	7,89	13,47	31,90	30,11

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

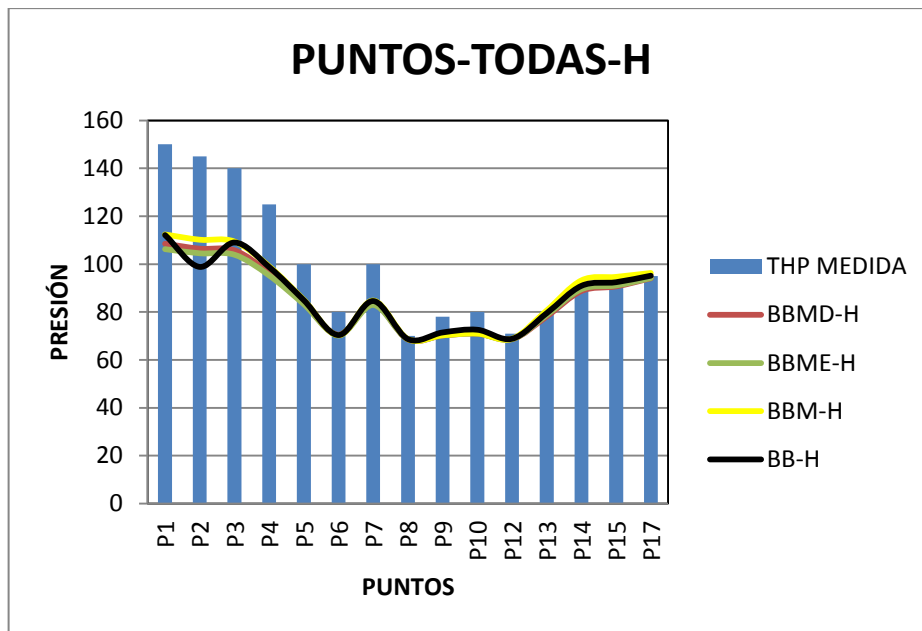
Tabla 14. Errores promedio por correlaciones hidrocarburo.

CORRELACIÓN-H	ERROR PROMEDIO
BBM-H-100%	19,79
BB-H-100%	19,93
BBMD-H-100%	19,66
BBME-H-100%	20,02

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Se realizó el mismo procedimiento para determinar el error sobre los puntos medidos en la línea principal los cuales se presentan graficados en la figura 25 y los datos en las tablas 15 y 16.

Figura 25. Errores promedio por correlaciones hidrocarburo en los puntos medidos.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 15. Puntos de presión y errores promedio por correlaciones hidrocarburo.

CORRELACIÓN-H		BBM-H-100%	BB-H-100%	BBMD-H-100%	BBME-H-100%
PUNTOS DE PRESIÓN SOBRE LA LÍNEA PRINCIPAL	P1	25,08	25,24	27,66	29,16
	P2	24,01	31,84	26,59	27,92
	P3	21,84	22,13	24,47	25,78
	P4	20,73	20,98	22,91	23,78
	P5	14,93	15,10	16,38	16,75
	P6	12,20	12,04	11,87	12,11
	P7	15,25	15,42	16,67	17,05
	P8	1,84	1,90	2,06	2,05
	P9	9,91	8,38	10,01	9,98
	P10	11,23	9,27	11,31	11,29
	P12	3,06	3,08	3,26	3,33
	P13	0,82	0,60	2,32	1,55
	P14	4,73	2,17	0,26	0,57
	P15	5,18	2,71	0,76	1,19
P17	1,37	0,17	0,98	0,87	

Fuente. Campo Casabe, autores, simulador Pipephase.

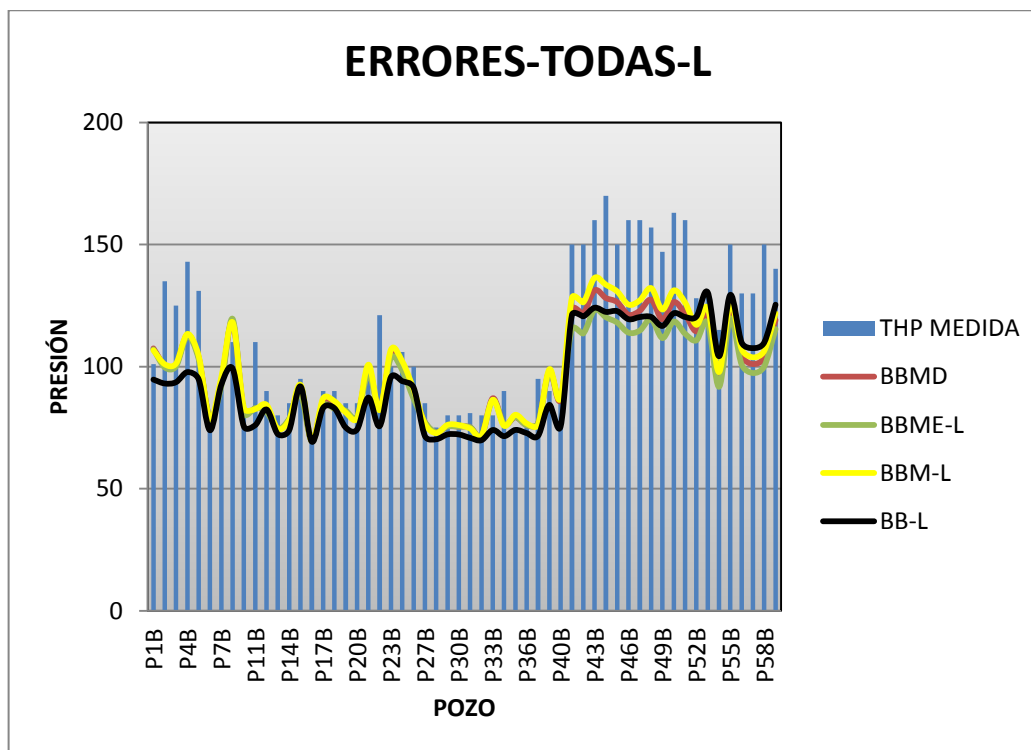
Tabla 16. Errores promedio por correlaciones hidrocarburo en los puntos medidos.

CORRELACIÓN-H	BBM-H-100%	BB-H-100%	BBMD-H-100%	BBME-H-100%
ERROR PROMEDIO	11,48	11,40	11,83	12,23

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Posteriormente se realiza el mismo procedimiento pero trabajando ahora como líquido, los resultados obtenidos se encuentran en la figura 26.

Figura 26. . Errores promedio por correlaciones líquido.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

En la tabla 17 y 18 se encuentran los resultados de error obtenidos por cabezal de la estación 4 y el error promedio de cada uno de estos.

Tabla 17. Errores promedio por cabezales, correlaciones líquido.

CORRELACIÓN-L	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
BBM-L-100%	18,17	10,43	4,06	8,00	17,63	15,48
BB-L-100%	24,34	14,88	7,78	11,01	22,88	12,40
BBMD-L-100%	18,59	10,25	5,26	7,74	20,58	17,46
BBME-L-100%	18,95	10,13	6,58	7,55	25,67	20,20

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

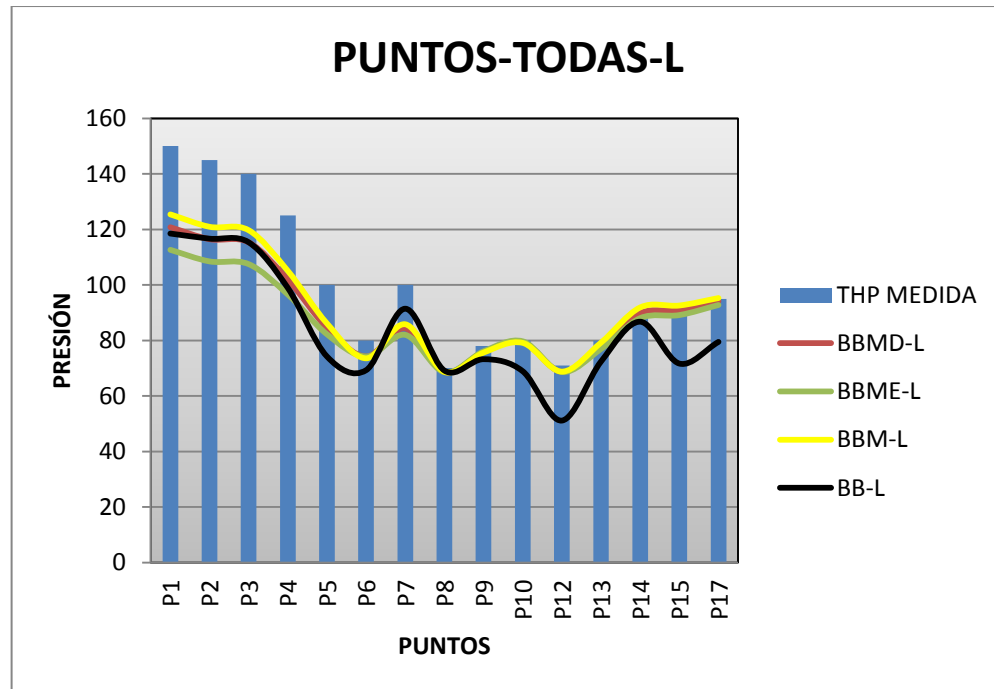
Tabla 18. Errores promedio por cabezales, correlaciones líquido.

CORRELACIÓN-L	ERROR PROMEDIO
BBM-L-100%	12,30
BB-L-100%	15,55
BBMD-L-100%	13,31
BBME-L-100%	14,85

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Al igual se tiene los valores de los puntos medidos sobre el cabezal, estos se muestran en la figura 27.

Figura 27. Errores promedio por correlaciones líquido en los puntos medidos.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los errores para cada punto y el error promedio por correlación se presentan en la tablas 19 y 20.

Tabla 19. Puntos de presión y errores promedio por correlaciones líquido.

CORRELACIÓN-L		BBM-L-100%	BB-L-100%	BBMD-L-100%	BBME-L-100%
PUNTOS DE PRESIÓN SOBRE LA LÍNEA PRINCIPAL	P1	16,40	21,00	19,48	24,91
	P2	16,59	19,54	19,67	25,19
	P3	14,49	17,60	17,61	23,22
	P4	15,94	20,86	18,44	22,76
	P5	13,87	25,78	15,41	17,78
	P6	8,04	13,39	7,23	7,22
	P7	14,17	8,56	15,69	18,00
	P8	1,88	1,22	1,97	2,07
	P9	3,02	6,10	2,71	2,43
	P10	1,11	13,87	0,73	0,38
	P12	3,14	27,98	3,24	3,37
	P13	0,97	9,49	2,49	3,82
	P14	3,25	2,52	0,95	1,09
	P15	2,87	20,36	0,90	0,95
P17	0,29	16,34	0,89	2,34	

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 20. Errores promedio por correlaciones líquido en los puntos medidos.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-100%	BB-L-100%	BBMD-L-100%	BBME-L-100%
ERROR PROMEDIO	7,74	14,97	8,49	10,37

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Una vez concluidas las respectivas simulaciones como líquido e hidrocarburo y haber obtenido los valores de presión para los respectivos cabezales se puede empezar a sacar las primeras conclusiones acerca de la estación 4.

Al revisar los valores de la tabla 14, se puede ver que los errores promedios obtenidos para cada una de las correlaciones empleadas por cada cabezal de la tabla 13, superan el valor límite establecido del 10% al comparar los datos arrojados en la simulación y los reales. Lo mismo ocurre con los datos de la tabla 18 donde el error promedio para cada correlación empleada en los cabezales de la tabla 17 supera el tope establecido.

Al comparar los resultados obtenidos en las tablas 14 y 18 es evidente que el menor error se presenta en esta última, en la cual se trabajó como líquido para realizar las diferentes corridas lo cual marca ya la primera tendencia para ajustar los datos.

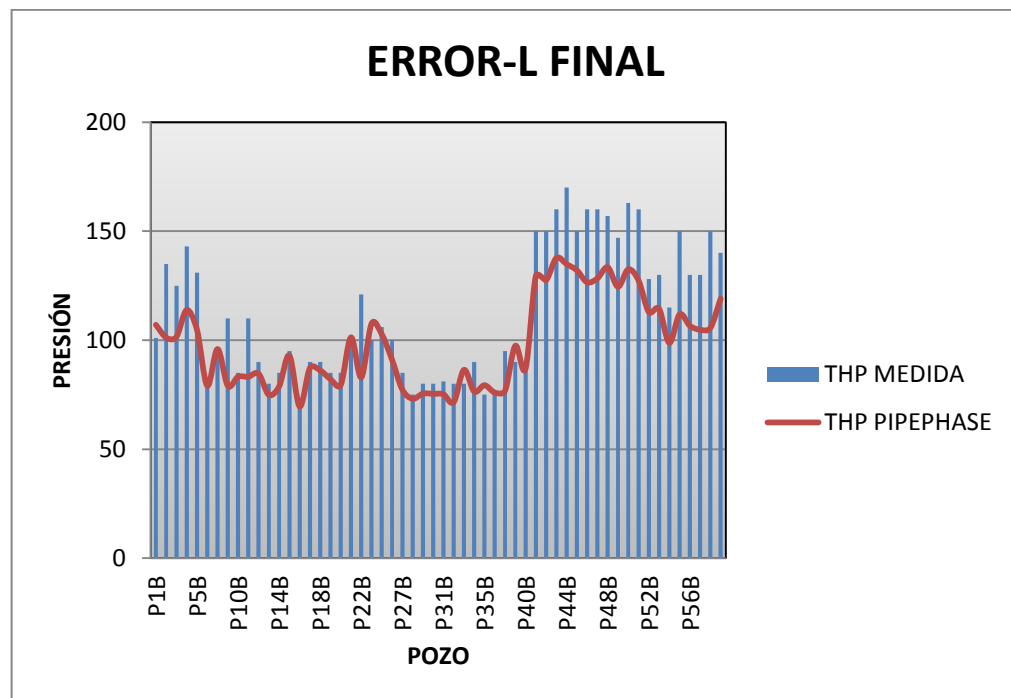
Una vez definido líquido para trabajar de acuerdo a la discusión anterior se procede a revisar más detalladamente los datos de la tabla 17, para mirar si existe algún cabezal que se esté ajustando al parámetro establecido o por los menos se encuentre cercano a el valor para empezar a trabajar sobre este realizando las modificaciones necesarias hasta ajustarlo. En los valores de las columnas se puede observar que los cabezales 1, 3 y 5 presentan un mejor ajuste al utilizar la correlación de Beggs & Brill-Moody, pero solo el cabezal 3 se encuentra por debajo del parametro establecido, por lo tanto se debe trabajar sobre el 1 y 5 hasta el punto de lograr reducir esa diferencia. Por los lados de los cabezales 2 y 4 presentan un mejor ajuste al utilizar la correlación de Beggs & Brill-Moody-Eaton, donde se puede establecer que el cabezal 2 se encuentra superando el valor límite mientras que el cabezal 4 se encuentra por debajo del punto establecido.

Finalmente el cabezal 6 encuentra su mejor ajuste utilizando la correlación de Beggs & Brill aunque no se ajusta a las condiciones establecidas. En cuanto a la correlación de Beggs & Brill-Moody-Dukler se puede ver que los valores de los

cabezales 3 y 4 se encuentran por de bajo del valor establecido pero existen otras correlaciones donde se presenta un mejor ajuste por lo tanto esta queda por fuera del siguiente proceso de ajuste.

El siguiente paso consiste en realizar el ajuste a los cabezales que no lo tienen, lo primero que se realiza es generar una nueva simulación con las correlaciones seleccionadas para cada cabezal. La grafica de las presiones obtenidas se presenta en la figura 28.

Figura 28. Error correlación líquido ajuste por cabezal.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los valores de error para los diferentes cabezales son presentados en la tabla 21.

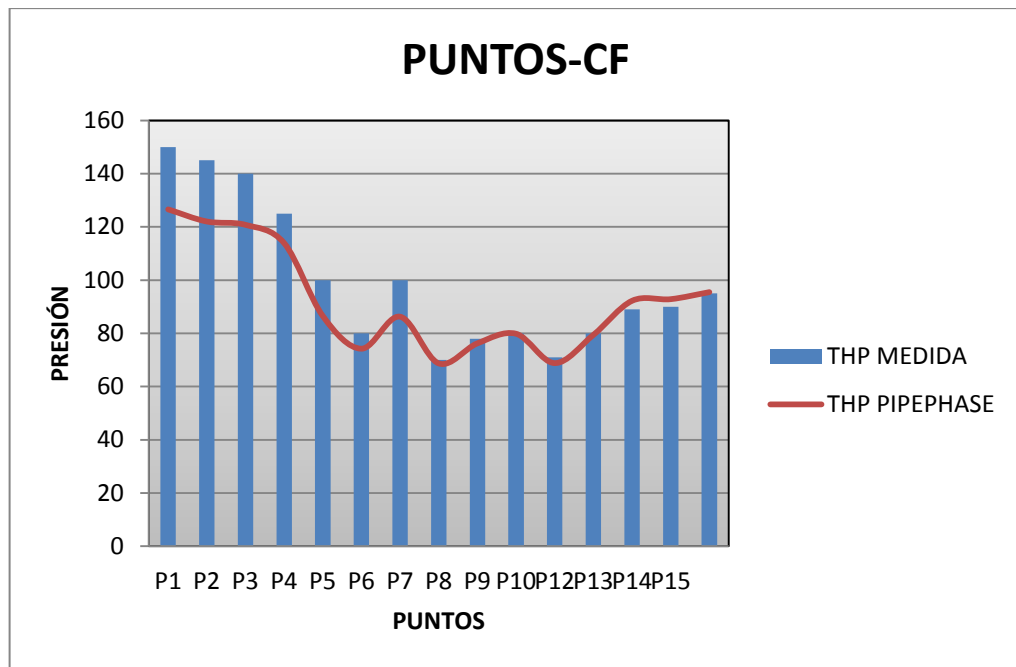
Tabla 21. Errores promedio ajustando correlaciones líquido por cabezal.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-100%	BB-L-100%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
	18,03	12,14	3,96	7,55	16,84	18,15

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

La información obtenida para los puntos medidos sobre la línea principal se puede ver en la figura 29 y la tabla 22.

Figura 29. Error correlación líquido ajuste por cabezal en puntos de presión.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 22. Puntos de presión y error promedio por ajuste de correlación líquido.

	CORRELACIÓN-L	ERROR-L
PUNTOS DE PRESIÓN SOBRE LA LÍNEA PRINCIPAL	P1	15,61
	P2	15,85
	P3	13,74
	P4	8,88
	P5	13,50
	P6	7,22
	P7	13,75
	P8	1,86
	P9	2,25
	P10	0,21
	P12	3,08
	P13	0,74
	P14	3,62
	P15	3,15
	P17	0,50

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

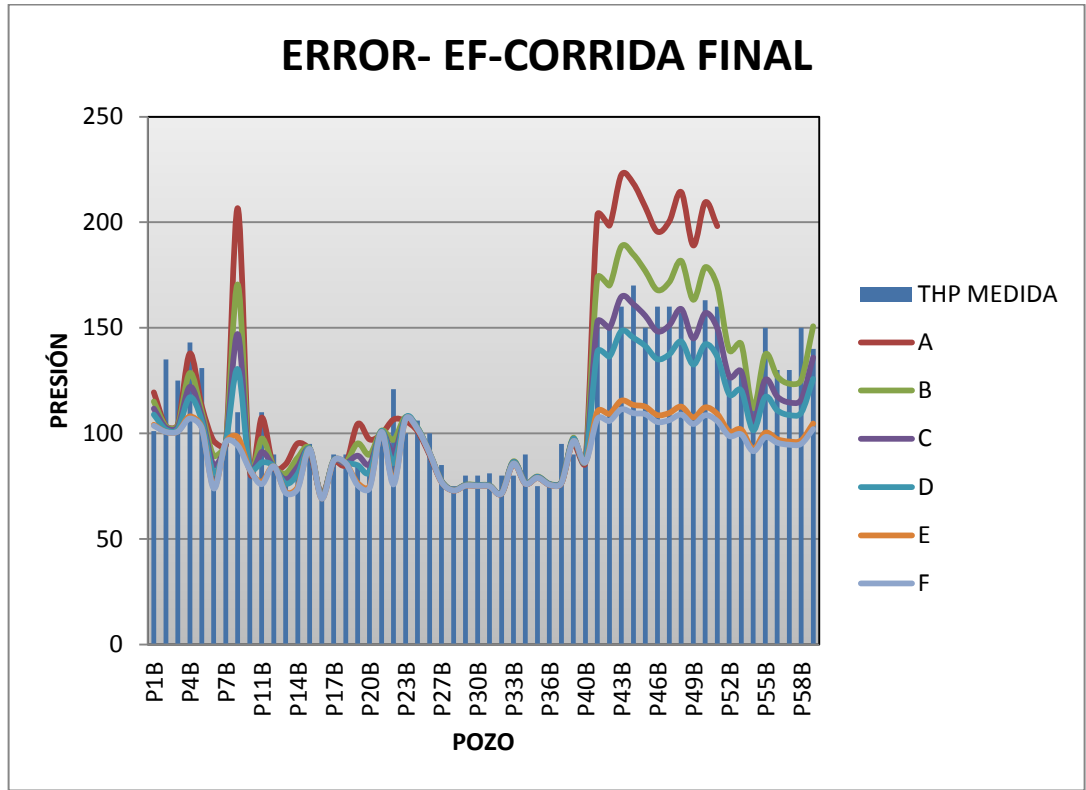
La tabla 21 muestra que los cabezales tres y cuatro se encuentran por debajo del 10% de error por lo cual cumplen el requisito previamente establecido. Pero todavía se cuenta con cuatro cabezales problemáticos dentro del ajuste de la estación 4.

El programa PIPEPHASE con el cual se está desarrollando el ajuste tanto para la estación 4 como la 5, cuenta con una opción definida dentro del simulador como eficiencia de flujo, la cual consiste en una liberación o restricción del flujo dentro de la tubería para reducir o aumentar la caída de presión que se esté presentado.

Con la anotación anterior realizada, el siguiente paso consiste en realizar nuevas corridas de simulación pero en este caso trabajando con la EF para ajustar los 4 cabezales que presentan problemas.

Se procedió a utilizar las siguientes EF para los cabezales 1, 2, 5 y 6 con las correlaciones establecidas en la tabla 21 y se obtuvieron los resultados presentes en la figura 30 y los valores de error para los cabezales en las tablas 23 a 28.

Figura 30. Error correlación líquido ajuste por eficiencia de cabezal.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 23. Errores promedio correlaciones líquido con EF 60%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-60%	BBME-L-60%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-60%	BB-L-60%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-60% (A)	15,15	20,00	4,45	7,59	30,78	11,95

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 24. Errores promedio correlaciones líquido con EF 70%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-70%	BBME-L-70%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-70%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-70% (B)	16,05	13,52	4,00	7,60	11,68	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 25. Errores promedio correlaciones líquido con EF 80%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-80%	BBME-L-80%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-80%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-80% (C)	16,84	10,07	4,11	7,55	3,57	9,13

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 26. Errores promedio correlaciones líquido con EF 90%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-90%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-90%	BB-L-90%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-90% (D)	17,58	9,41	3,99	7,55	10,88	14,56

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 27. Errores promedio correlaciones líquido con EF 130%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-130%	BBME-L-130%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-130%	BB-L-130%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-130% (F)	18,76	14,28	4,07	7,59	29,18	25,93

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

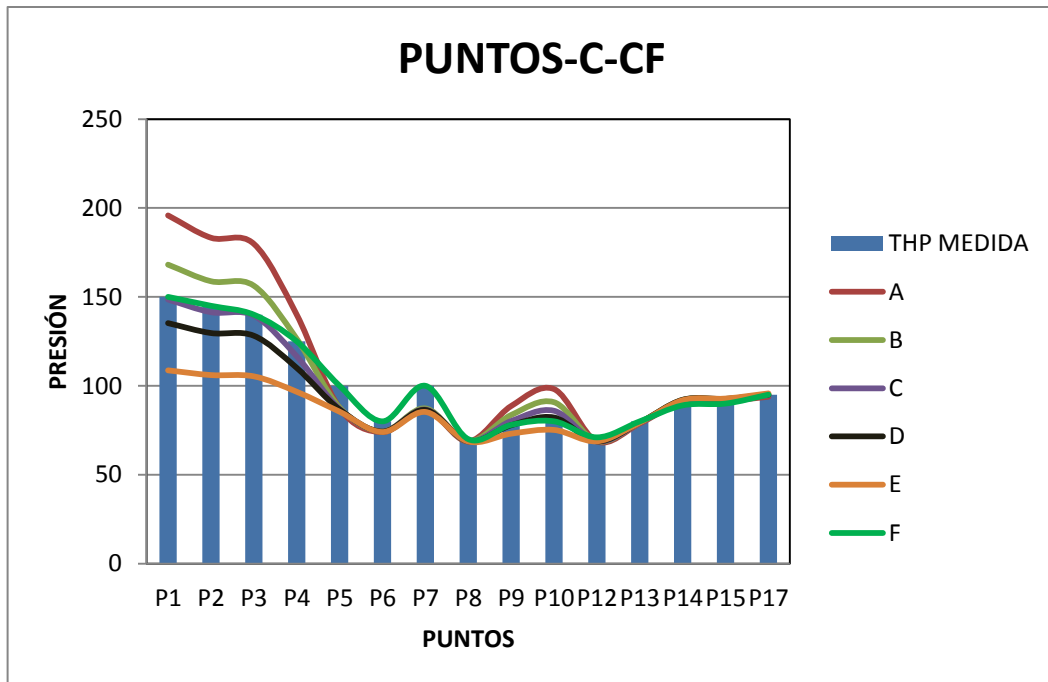
Tabla 28. Errores promedio correlaciones líquido con EF 140%

CORRELACIÓN-L	BBM-L-140%	BBME-L-140%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-140%	BB-L-140%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF-140% (F)	18,85	15,47	4,06	7,59	31,45	27,33

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los valores obtenidos para los puntos medidos en sobre las líneas principales se encuentran en la figura 31 y tabla 29.

Figura 31. Error correlación líquido ajuste por eficiencia de puntos presión medidos.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 29. Errores promedio correlaciones líquido para puntos de presión.

CORRELACIÓN-L		(A) 60%	(B) 70%	(C) 80%	(D) 90%	(E) 130%	(F) 140%
PUNTOS DE PRESIÓN SOBRE LA LÍNEA PRINCIPAL	P1	30,55	12,10	1,00	9,83	27,55	29,73
	P2	26,40	9,53	2,49	10,57	26,88	28,88
	P3	28,46	11,64	0,38	8,46	24,79	26,79
	P4	12,01	1,14	6,74	11,94	22,69	23,99
	P5	12,60	12,22	13,01	13,30	14,57	14,65
	P6	7,52	7,06	7,22	7,22	7,52	7,52
	P7	13,28	12,72	13,39	13,60	14,72	14,77
	P8	1,77	1,78	1,84	1,85	1,91	1,92
	P9	13,61	7,14	2,78	0,25	6,32	7,10
	P10	22,67	13,45	7,43	2,70	6,06	7,17
	P12	3,20	3,10	3,17	3,14	3,12	3,16
	P13	1,52	0,85	1,13	0,82	0,96	0,94
	P14	2,22	3,44	2,95	3,51	3,26	3,33
	P15	1,55	2,79	2,30	2,92	3,15	3,18
P17	1,22	0,24	0,30	0,01	0,76	0,86	

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Al analizar los valores de las tablas 23 a 28 y teniendo en cuenta que la caída de presión se hace mucho más grande para valores por debajo del caso base que se está trabajando, EF 100 y por encima de este valor se reduce la caída de presión de las líneas, permite dar las siguientes conclusiones:

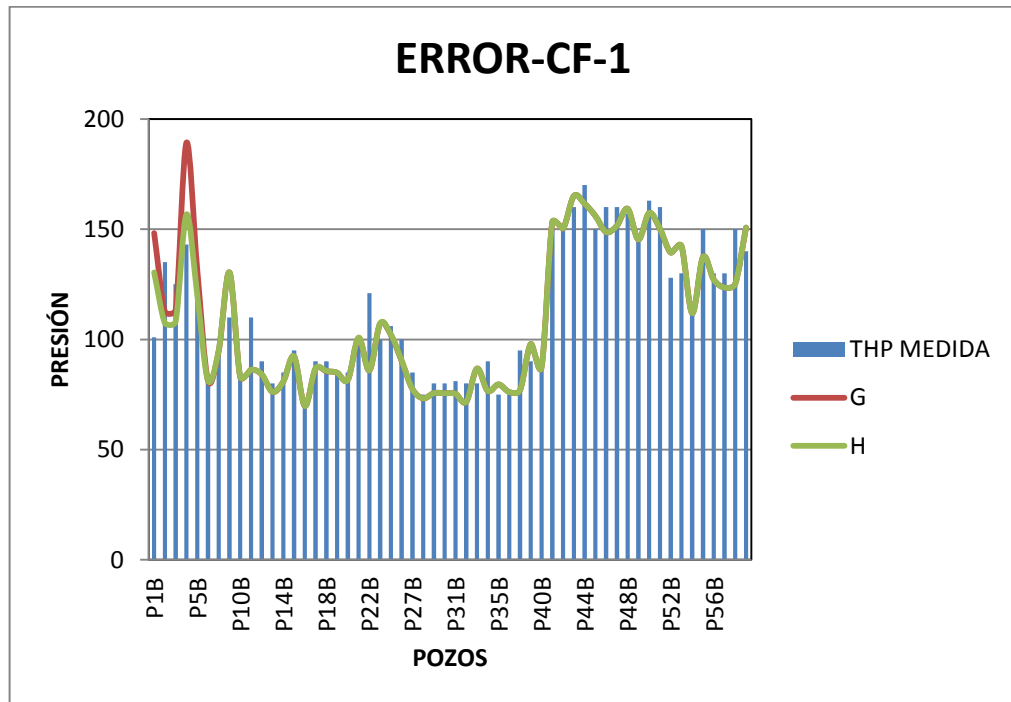
- El cabezal 1 muestra su error más bajo trabajando con una eficiencia de 60, punto desde el cual comienza a incrementarse por lo que se necesita trabajar con un valor menor de eficiencia para lograr el ajuste.
- El cabezal 2 encuentra su punto de equilibrio en 90, valor desde el cual comienza a incrementar el error, por lo tanto se puede decir con estos resultados que ya se encuentra ajustado el cabezal.

- El cabezal 3 y 4 mantiene los mismos valores ya que no se ha realizado ningún cambio en estos.
- El cabezal 5 se logra su ajuste con un valor de 80 mientras que el cabezal 6 se ajusta con 70.

Después de esto pasos se ha logrado ajustar los cabezales 2, 3, 4, 5 y 6 pero el 1 no se encuentra aún por debajo de límite establecido para el error por lo que los esfuerzos ahora se deben enfocar es este último cabezal.

Posteriormente se realizaron dos corridas adicionales con valores de EF para el cabezal 1 de 40 y 50 los resultados se pueden ver en la figura 32 y las tablas 30 y 31.

Figura 32. Errores promedio líquido para CV1 40% y 50%.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

La línea roja representa la EF del 40% y la verde el 50%.

Tabla 30. Errores promedio líquido para CV1 40%.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-40%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF CV1-40% (G)	21,17	9,42	4,21	7,60	3,54	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

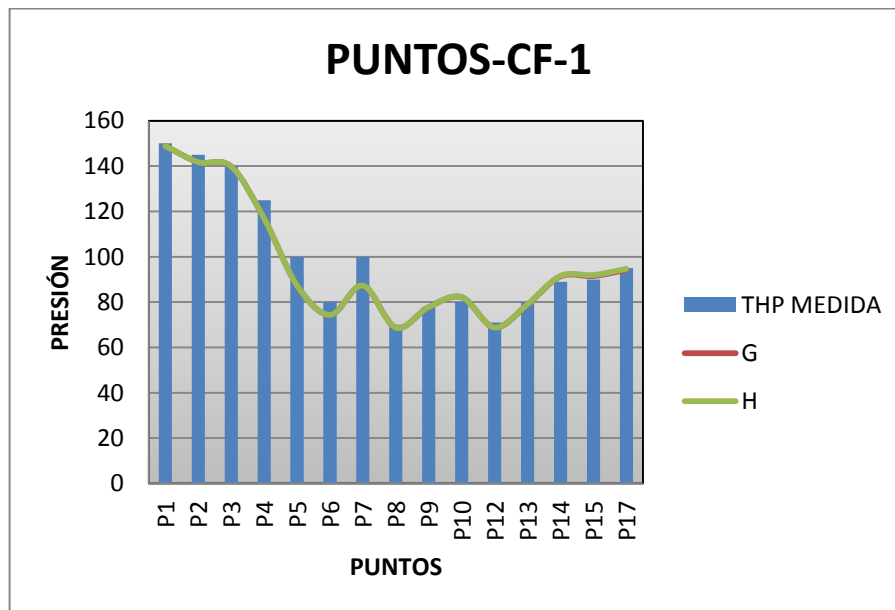
Tabla 31. Errores promedio líquido para CV1 50%.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-40%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF CV1-50% (H)	16,13	9,41	4,12	7,60	3,54	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los valores para los puntos medidos en las líneas principales se muestran en la figura 33 y tabla 32.

Figura 33. Errores promedio líquido 40% y 50% para puntos de presión medidos.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

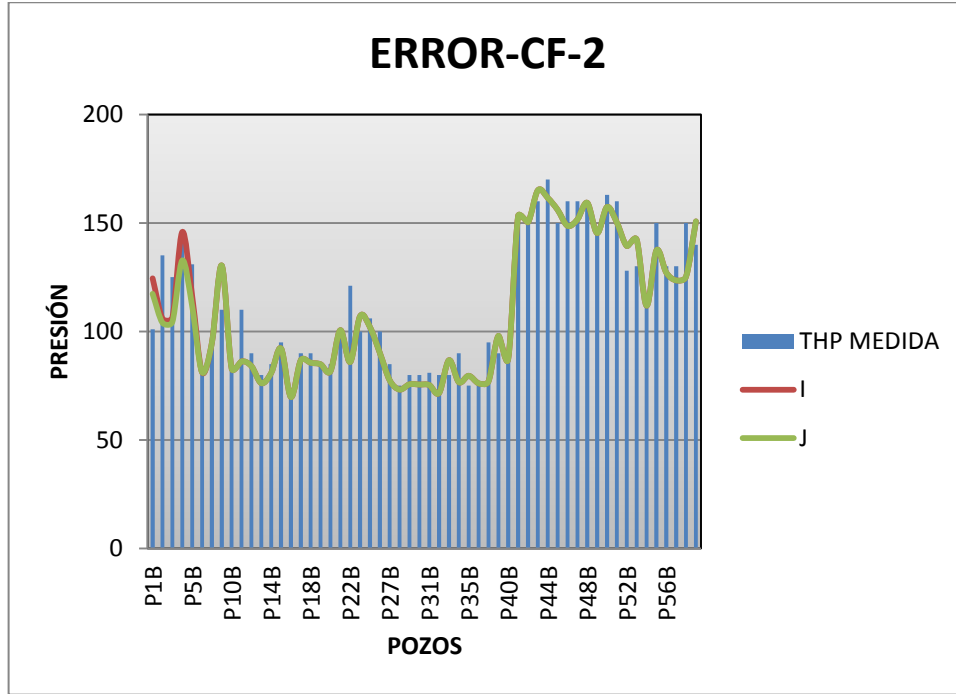
Tabla 32. Errores promedio líquido para puntos de presión con 40% y 50%.

CORRELACIÓN-L		(G) CV1-40%	(H) CV1-50%
PUNTOS DE PRESIÓN SOBRE LA LÍNEA PRINCIPAL	P1	0,76	0,76
	P2	2,24	2,24
	P3	0,12	0,12
	P4	6,45	6,45
	P5	12,65	12,65
	P6	7,06	7,06
	P7	12,72	12,72
	P8	1,86	1,86
	P9	0,26	0,26
	P10	2,68	2,69
	P12	3,16	3,15
	P13	1,29	1,15
	P14	2,64	2,88
	P15	1,69	2,15
	P17	0,83	0,37

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Con los resultados obtenidos en estas dos últimas simulaciones aunque no se ha logrado ajustar el cabezal 1 se puede ver ya una tendencia establecido para lograr ese ajuste. Por lo tanto se trabajara en el rango comprendido entre 50 y 70, comenzando en 50.5 y 60.5, los resultado son mostrados en la figura 34 y las tablas 33 y 34.

Figura 34. Errores promedio líquido para CV1 55.5% y 65.5%.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 33. Errores promedio líquido para CV1 55,5%.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-55.5%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF CV1-55.5% (I)	14,55	9,42	4,21	7,60	3,54	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 34. Errores promedio líquido para CV1 65,5%.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-65.5%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
EF CV1-65.5% (J)	15,50	9,42	4,21	7,60	3,54	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Cuando se observan los resultados de las tablas 33 y 34 es evidente que aún no se ha logrado alcanzar el resultado que se quiere, por lo cual se hace necesario trabajar sobre cada línea del cabezal 1 con el fin de ajustar los resultados.

El primer paso consiste en revisar los valores arrojados por el simulador para poder determinar bajo qué condiciones se logra alcanzar el ajuste necesario para el cabezal 1. Después de esta revisión se encontró que los parámetros bajos los cuales se ajusta el modelo son los siguientes:

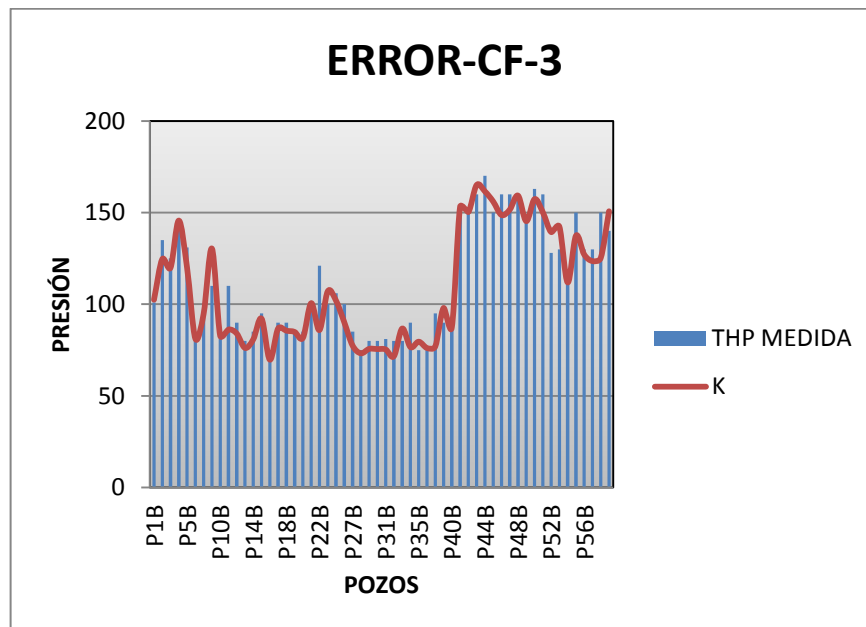
Tabla 35. Parámetros en pozos del CV1.

POZO	EF
P1B	140
P2B	30
P3B	30
P4B	55.5
P5B	50

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Con estas nuevas consideraciones se procede a realizar una nueva simulación, los resultados son mostrados en la figura 35 y tabla 36.

Figura 35. Errores promedio líquido ajuste final estación 4.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 36. Errores promedio líquido ajuste final.

CORRELACIÓN-L	BBM-L-60%	BBME-L-90%	BBM-L-100%	BBME-L-100%	BBM-L-80%	BB-L-70%
CABEZAL	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5	CV6
Cambio en líneas pozo	4,71	9,42	4,21	7,60	3,54	7,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Finalmente con las nuevas modificaciones realizadas, se puede observar en los resultados de la tabla 36 que el error de todos los cabezales se encuentra por debajo del 10%, valor que se estableció al comienzo de las simulaciones como el máximo valor permitido, por lo cual se da por ajustado el modelo de la estación 4.

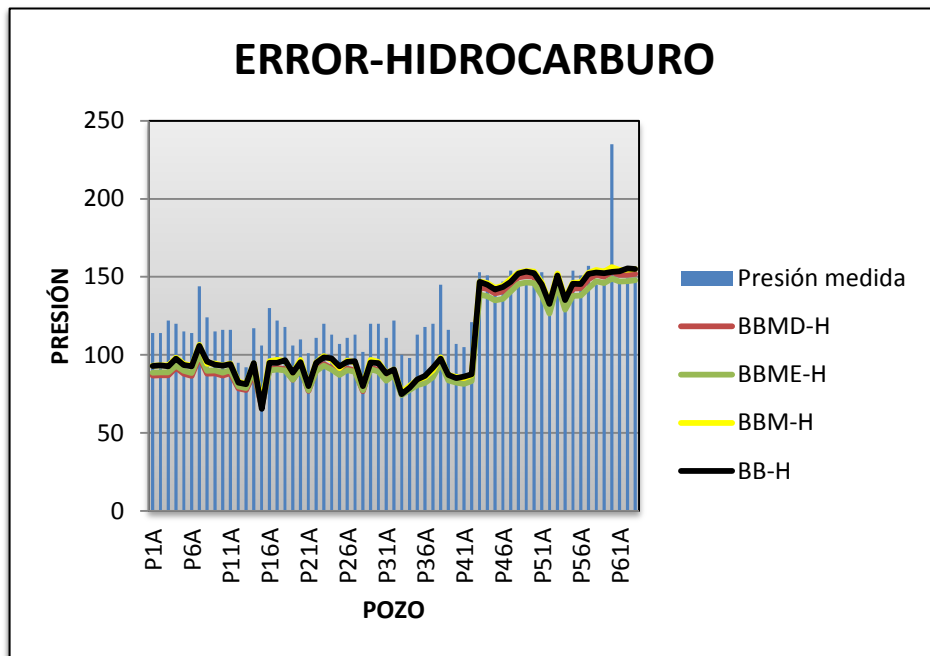
4.2.3 Selección de la correlación para la estación 5

El proceso de ajuste del modelo para la estación 5 se realizó bajo los mismos criterios utilizados en la estación 4 como lo fueron el mismo porcentaje de error (menor al 10%) y correlaciones (Beggs & Brill, Beggs & Brill-Moody-Eaton, Beggs & Brill-Moody, Beggs & Brill-Moody-Dukler), ya que estas son las que mas se adaptan al tipo de fluido presente en el campo.

Para iniciar este proceso se trabajó con las cuatro correlaciones mencionadas anteriormente realizando corridas para todo el sistema de recolección de la estación 5. Además se varió la descripción de la fase entre líquido e hidrocarburo trabajando con la primera de inicio, posteriormente se comparó el error entre el valor medido y el arrojado por el simulador.

Las primeras corridas se realizaron para todas las correlaciones como hidrocarburo, en la figura 35 se muestra en forma gráfica los errores de estas comparándolos con el valor medido de presión.

Figura 35. Grafica correlaciones hidrocarburo en los cabezales.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

En la tabla 37 y 38 se pueden observar los errores arrojados al utilizar las diferentes correlaciones y compararlos con el valor de presión medido.

Tabla 37. Errores promedio por cabezales, correlaciones hidrocarburo.

CORRELACIÓN-H	CV1E5	CV2E5	CV3E4	CV4E5
BBM-H	19,96	17,84	24,50	5,35
BB-H	20,38	18,11	24,49	5,44
BBMD-H	25,00	22,01	26,04	5,56
BBME-H	23,60	22,55	27,49	6,22

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

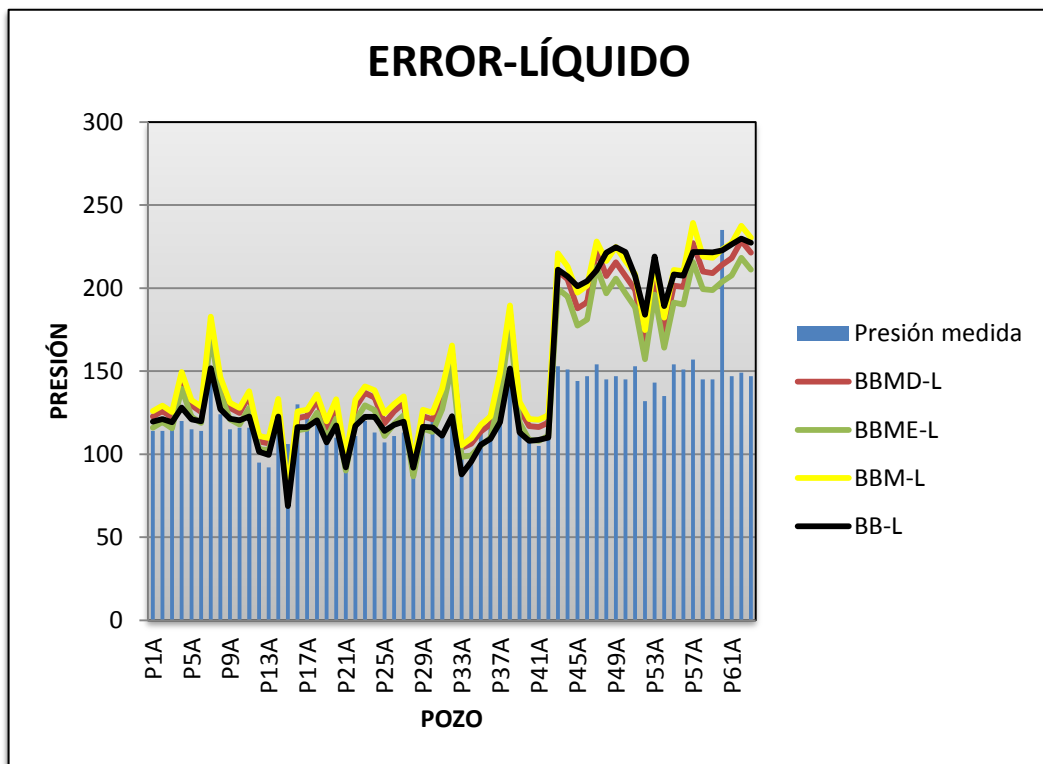
Tabla 38. Errores promedio por correlaciones hidrocarburo.

CORRELACIÓN-H	ERROR PROMEDIO
BBM-H	16,91
BB-H	17,10
BBMD-H	19,65
BBME-H	19,97

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Al cambiar la descripción del fluido de hidrocarburo a líquido y utilizar la mismas correlaciones se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 36.

Figura 36. Grafica correlaciones líquido en los cabezales.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los errores para líquido son mostrados en las tablas 39 y 40 al comparar los valores de presión arrojados por el simulador y los valores medidos.

Tabla 39. Errores promedio por cabezales, correlaciones líquido.

CORRELACIÓN-L	CV1E5	CV2E5	CV3E4	CV4E5
BBM-L	16,27	13,43	14,48	43,79
BB-L	7,22	5,25	4,60	43,06
BBMD-L	13,62	10,87	11,24	38,09
BBME-L	9,23	8,39	8,34	31,55

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 40. Errores promedio correlaciones líquido.

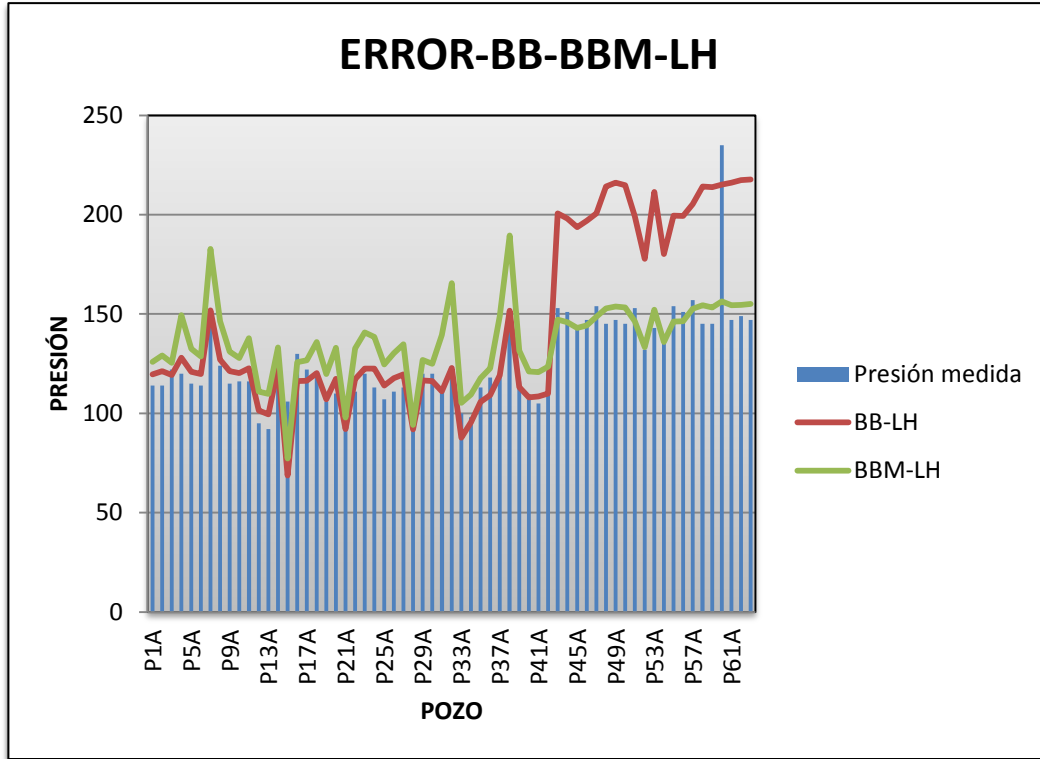
CORRELACIÓN	ERROR PROMEDIO
BBM-L	21,99
BB-L	15,03
BBME-L	14,38
BBMD-L	18,45

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Al analizar los valores arrojado por las diferentes simulaciones se puede ver que ninguno de los aportados por las correlaciones cumple el parámetro establecido de menos del 10% de error comparándolo con el verdadero. Por lo tanto los valores que mejor se ajustan a esta condición son los de las correlaciones de BEGGS-BRILL (MOODY) y BEGGS-BRILL, tanto para líquido como hidrocarburo. Cabe resaltar que para los cabezales 1,2 y 3 tienen un mejor comportamiento como líquido y el cabezal 4 como hidrocarburo, por eso las nuevas corridas se van a realizar para las dos correlaciones teniendo en cuenta que se trabajara como líquido para los cabezales 1, 2, 3 e hidrocarburo para el 4.

Los resultados obtenidos en este proceso son mostrados en la figura 37.

Figura 37. Errores usando correlaciones BB-M y BB en los cabezales.



Fuente: Autores, simulador pipephase.

Los errores obtenidos al comparar las presiones medidas contra los valores arrojados por el simulador se muestran en las tablas 41 y 42.

Tabla 41. Errores promedio por cabezales correlaciones de BB-M y BB.

CORRELACIÓN	CV1E5-L	CV2E5-L	CV3E4-L	CV4E5-H
BBM-L y H	16,27	13,43	14,48	5,35
BB-L y H	7,22	5,25	4,60	37,49

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

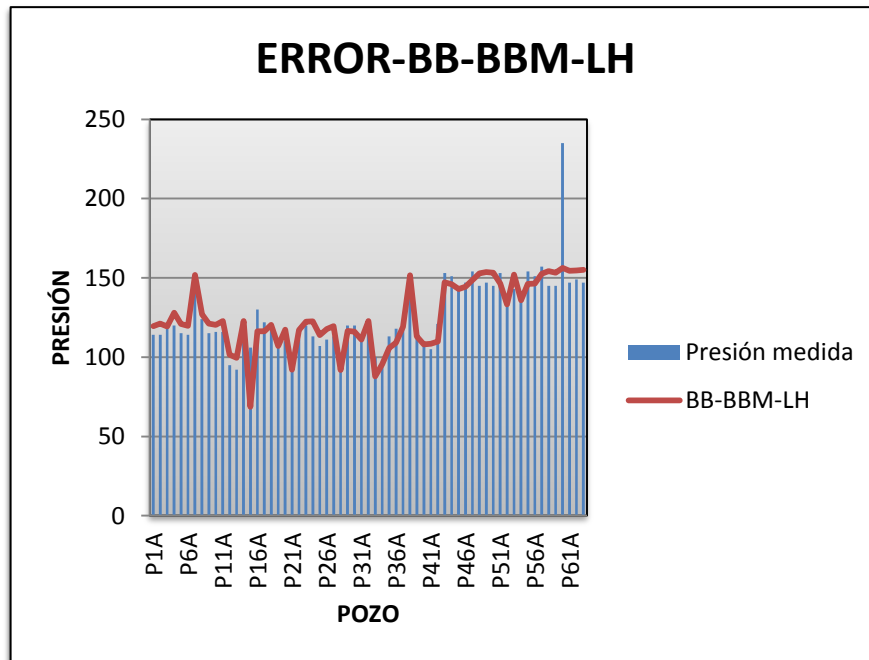
Tabla 42. Errores promedio, correlaciones BB-M y BB.

CORRELACIÓN	ERROR PROMEDIO
BBM-L y H	12,38
BB-L y H	13,64

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Queda claro por los resultados anteriores que la correlación de Beggs & Brill se ajusta mejor para los cabezales 1, 2 y 3 mientras que el cabezal 4 tiene un mejor comportamiento con la correlación de Beggs & Brill-Moody. Por lo que se hace necesario adoptar estos nuevos parámetros para una nueva corrida y mirar cómo se comportan los cabezales. Estos datos se pueden observar en la figura 38.

Figura 38. Grafica errores usando correlaciones BB para cabezales 1, 2, 3 y BB-M para el cabezal 4



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Los errores de esta nueva simulación se presentan en las tablas 43 y 44.

Tabla 43. Errores promedio por cabezales 1, 2 y 3 BB y 4 BB-M.

CORRELACIÓN	CV1E5-L	CV2E5-L	CV3E5-L	CV4E5-H
BB-BBM-L y H	7,22	5,25	4,60	5,35

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 44. Errores promedio correlaciones 1, 2 y 3 BB y 4 BB-M.

CORRELACIÓN	ERROR PROMEDIO
BB-BBM-L y H	5,61

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Finalmente tenemos el modelo que mejor representa el comportamiento hidráulico de la estación 5.

Después del largo proceso de selección de la correlación se pudo obtener la que mejor se ajusta al comportamiento hidráulico quedando establecidas para los cabezales 1, 2 y 3 la correlación de Beggs & Brill como líquido y para el cabezal 4 la correlación de Beggs & Brill – Moody como hidrocarburo.

Teniendo ya definido el modelo se puede considerar que la simulación corrida es aceptable para el modelo real, por lo tanto los valores obtenidos al final de esta se pueden considerar representativos.

4.3 ANÁLISIS Y SUGERENCIAS SOBRE LOS DATOS GENERADOS AL FINALIZAR LA SIMULACIÓN PARA LA ESTACIÓN 4 Y 5.

Una vez concluida la simulación de las estaciones 4 y 5 el simulador PIPEPHASE 9.2 en su reporte final, permite visualizar valores de algunas variables que necesitan ser analizadas específicamente para cada línea. Estos valores obtenidos son comparados con los parámetros más aceptados para análisis de este tipo con el fin de poder determinar las zonas donde se están presentando inconvenientes y poder dictar recomendaciones. Parámetros como las velocidades de gas y líquido, patrones de flujo, caídas de presión serán analizados.

4.3.1 Análisis de velocidades estaciones 4 y 5.

La velocidad de cualquier fluido que es transportado al interior de tuberías debe cumplir con algunas especificaciones para asegurar la integridad y calidad de la operación.

En nuestro caso se está trabajando con un fluido multifásico, aunque la cantidad de gas transportada sea pequeña con respecto a la fase líquida que es la que predomina al interior de la tubería se debe tener presente que el flujo es multifásico a pesar de que el bajo caudal de gas nos permita en ciertas ocasiones manejar todo el fluido como líquido, por ejemplo en el caso de la selección de la correlación para poder obtener la que más se ajustaba al comportamiento del fluido en las líneas.

Teniendo claro lo anterior hay dos valores importantes que se deben considerar para la velocidad de un fluido, las cuales son: la velocidad de erosión y la velocidad límite de la mezcla.

Debido a las altas velocidades que generalmente se manejan en flujos multifásicos se puede presentar un desgaste considerable de la pared interna de la tubería, razón por la cual se necesita definir claramente el valor de la velocidad de erosión la cual puede ser calculada por la siguiente formula:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (39)$$

Dónde:

V_e : Velocidad de erosión (ft/s)

C: Constante empírica

ρ_m : Densidad de la mezcla (lb/ft³)

En la tabla 45 se pueden observar algunos valores para la constante empírica C utilizada en la ecuación de velocidad de erosión, en la que se muestran parámetros dependiendo del servicio y del tipo de fluido.

Tabla 45. Valores de c para la ecuación de velocidad de erosión.

SERVICIO		FLUIDO		C
CONTINUO	NO CONTINUO	CORROSIVO	NO CORROSIVO	
x		x		100
	x	x		125
x			x	200
	x		x	250

Fuente. Manual técnico de criterios de diseño de la especialidad de ingeniería de proceso. ECOPETROL S.A. NORMA API RP 14E.

La velocidad límite consiste en un parámetro adicional de seguridad con el cual se busca reducir aún más la probabilidad de desgaste de la tubería por erosión y se puede calcular mediante la siguiente formula:

$$V_{lim} = 0.65 \times V_e \quad (40)$$

V_{lim} : Velocidad límite (ft/s)

Además de los valores anteriores que se podría decir son el límite superior en cuanto a velocidad se refiere, existe un límite inferior el cual consiste en la velocidad mínima que para nuestro caso será de 3 ft/s ¹¹ debido a que se presenta un sistema que puede transportar sólidos y con esta velocidad se busca minimizar la depositación de arena en las líneas.

Para la estación 4 se realiza un procedimiento para determinar los valores de las velocidades de erosión y límite. Los valores de densidad y C empleados en la ecuación 39 son 62.33 lb/ft³ y 100 respectivamente. Reemplazando estos valores tenemos que:

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{62.33}} = 12.66 \text{ (ft/s)} \quad (41)$$

$$V_{lim} = 0.65 \times 12.66 = 8.23 \text{ (ft/s)} \quad (42)$$

Con estos valores como base, se procede a compararlos con los presentes en las tablas 46 a 51 y determinar donde se están presentando situaciones anómalas.

Los problemas no son debido a altas velocidad de mezcla en las tuberías ya que ningún valor está cercano al calculado para la velocidad límite, los problemas de velocidad para las líneas de la estación 4 se presentan debido a la presencia de valores inferiores a los establecidos para la velocidad límite inferior. Un gran porcentaje del total de líneas de la estación 4 como es la totalidad de los cabezales 1, 3, 4, y 6, tienen un valor de mezcla por debajo del valor

¹¹ ECOPETROL S.A. 2010. Manual técnico de criterios de diseño de la especialidad de ingeniería de proceso. Pág. 22.

recomendado. A continuación se presenta las líneas que no presentan éste parámetro.

- CV2: L182.
- CV5: L264, L265, L266, L267, L268, L269, L270, L271, L272, y L273.

Tabla 46. Valores a analizar estación 4 cabezal 1.

E4CV1								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L140	-0,02	6	288,71	0,01	0,05	0,01	0,06	INTR
L141	-0,22	6	633,20	0,03	0,05	0,01	0,06	INTR
L142	-0,40	6	1148,29	0,03	0,05	0,01	0,06	INTR
L143	-0,74	6	2132,54	0,03	0,05	0,01	0,06	INTR
L144	-1,34	6	328,08	0,41	0,58	0,15	0,73	INTR
L145	26,32	3	633,53	4,16	0,38	0,11	0,49	INTR
L146	4,19	2,88	1510,83	0,28	0,63	0,05	0,67	INTR
L147	0,88	6	221,78	0,40	0,53	0,14	0,67	INTR
L148	45,18	2,88	1181,10	3,83	1,41	0,00	1,41	1-PH
L149	0,02	6	12,14	0,15	0,22	0,15	0,37	INTR
L150	0,01	6	6,56	0,15	0,22	0,15	0,37	INTR
L151	0,00	6	1,64	0,15	0,22	0,15	0,37	INTR
L152	19,34	3	653,54	2,96	0,75	0,25	1,00	INTR
L153	0,09	6	521,65	0,02	0,02	0,09	0,11	STRT
L154	0,01	6	54,46	0,02	0,02	0,09	0,11	STRT
L155	19,33	3	1861,22	1,04	0,09	0,34	0,43	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 47. Valores a analizar estación 4 cabezal 2.

E4CV2								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L156	0,64	8	187,01	0,34	2,13	0,34	2,48	INTR
L157	0,06	6	16,40	0,39	1,29	0,13	1,42	INTR
L158	0,02	6	5,58	0,39	1,29	0,13	1,42	INTR
L159	12,53	2	684,38	1,83	0,90	0,04	0,94	INTR
L160	0,01	6	3,28	0,36	1,18	0,13	1,31	INTR
L161	0,02	6	4,59	0,36	1,18	0,13	1,31	INTR
L162	1,02	3	1513,12	0,07	0,05	0,08	0,13	INTR
L163	5,22	6	1521,65	0,34	1,17	0,11	1,27	INTR
L164	0,01	6	2,30	0,34	1,17	0,09	1,26	INTR
L165	2,20	2	1085,96	0,20	0,07	0,02	0,09	INTR
L166	1,37	6	410,76	0,33	1,16	0,09	1,25	INTR
L167	2,45	6	746,06	0,33	1,16	0,09	1,25	INTR
L168	0,74	6	228,35	0,32	1,16	0,08	1,25	INTR
L169	6,36	3	1001,31	0,64	0,53	0,11	0,64	INTR
L170	0,01	6	4,27	0,26	1,02	0,06	1,08	INTR
L171	3,10	3	716,63	0,43	0,36	0,07	0,43	INTR
L172	0,01	6	4,59	0,22	0,93	0,04	0,97	INTR
L173	0,01	6	4,27	0,22	0,93	0,04	0,97	INTR
L174	2,28	3	1148,29	0,20	0,16	0,02	0,18	INTR
L175	0,00	6	0,66	0,21	0,89	0,03	0,92	INTR
L176	2,68	2	1030,18	0,26	0,09	0,19	0,28	INTR
L177	2,38	6	1125,00	0,21	0,88	0,01	0,89	INTR
L178	5,31	2,88	500,00	1,06	1,02	0,02	1,04	INTR
L179	0,22	6	139,76	0,16	0,65	0,00	0,65	INTR
L180	0,97	4	151,82	0,64	1,22	0,00	1,22	1-PH
L181	0,96	4	151,00	0,64	1,22	0,00	1,22	1-PH
L182	47,28	2	517,39	9,14	4,65	0,00	4,65	1-PH
L183	0,28	6	787,07	0,04	0,11	0,03	0,14	INTR
L184	4,45	3	851,71	0,52	0,44	0,12	0,56	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 48. Valores a analizar estación 4 cabezal 3.

E4CV3								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L185	0,12	6	20,01	0,59	2,41	0,45	2,86	INTR
L186	10,33	6	1527,88	0,68	2,41	0,44	2,85	INTR
L187	0,18	3	67	0,27	0,26	0,07	0,33	INTR
L188	3,80	2,50	642	0,59	0,39	0,11	0,50	INTR
L189	0,09	6	14,1	0,62	2,34	0,36	2,70	INTR
L190	4,31	6	683,39	0,63	2,34	0,36	2,70	INTR
L191	3,58	3	876	0,41	0,42	0,03	0,45	INTR
L192	0,03	6	5,25	0,60	2,24	0,33	2,56	INTR
L193	2,35	3	390,42	0,60	0,77	0,03	0,80	INTR
L194	0,01	6	2,29	0,56	2,04	0,32	2,36	INTR
L195	0,80	3	1062,992	0,07	0,09	0,00	0,09	1-PH
L196	0,02	6	4,59	0,48	2,02	0,32	2,34	INTR
L197	5,41	6	991,14	0,55	2,02	0,32	2,33	INTR
L198	3,61	2,52	442,91	0,81	0,72	0,00	0,72	1-PH
L199	0,02	6	4,27	0,51	1,89	0,29	2,19	INTR
L200	1,59	3	538	0,30	0,29	0,27	0,56	INTR
L201	1,29	6	276,57	0,47	1,82	0,23	2,04	INTR
L202	0,02	6	5,25	0,47	1,82	0,22	2,04	INTR
L203	1,49	4	166,74	0,89	1,91	0,04	1,94	INTR
L204	4,43	4	500,24	0,89	1,91	0,03	1,94	INTR
L205	11,25	3	821	1,37	1,79	0,02	1,80	INTR
L206	0,05	4	12,47	0,40	0,87	0,02	0,89	INTR
L207	0,91	4	226,7	0,40	0,87	0,02	0,89	INTR
L208	0,47	4	117,45	0,40	0,87	0,02	0,89	INTR
L209	3,40	3	883	0,39	0,38	0,05	0,44	INTR
L210	0,02	4	6,56	0,29	0,65	0,00	0,65	1-PH
L211	4,77	3	564	0,84	1,12	0,00	1,12	1-PH
L212	1,28	6	566,6	0,23	0,98	0,20	1,18	INTR
L213	3,49	2,52	343,83	1,02	0,91	0,00	0,91	1-PH
L214	0,24	2	19	1,28	1,03	0,00	1,03	1-PH
L215	0,60	6	288,38	0,21	0,82	0,21	1,03	INTR
L216	0,00	6	1,64	0,21	0,82	0,21	1,03	INTR
L217	0,00	6	1,31	0,21	0,82	0,21	1,03	INTR
L218	2,72	6	1312,34	0,21	0,82	0,21	1,03	INTR
L219	1,35	6	656,17	0,21	0,82	0,20	1,02	INTR
L220	0,00	6	1,64	0,21	0,82	0,20	1,02	INTR
L221	2,01	6	984,25	0,20	0,82	0,20	1,02	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 49. Valores a analizar estación 4 cabezal 4.

E4CV4								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L222	1,01	6	267,72	0,38	1,49	0,76	2,26	INTR
L223	5,72	4	863,18	0,66	1,11	0,52	1,64	INTR
L224	0,83	2	204,44	0,40	0,24	0,00	0,24	1-PH
L225	0,01	4	1,64	0,62	1,05	0,49	1,54	INTR
L226	0,91	2	291,33	0,31	0,18	0,07	0,25	INTR
L227	1,25	4	213,25	0,59	0,99	0,46	1,45	INTR
L228	0,13	3	252,29	0,05	0,05	0,12	0,17	INTR
L229	1,86	4	327,43	0,57	0,96	0,39	1,34	INTR
L230	0,01	4	1,64	0,57	0,96	0,38	1,34	INTR
L231	0,03	4	5,58	0,57	0,96	0,38	1,34	INTR
L232	20,07	3	1614,53	1,24	1,52	0,10	1,62	INTR
L233	0,00	4	0,33	0,03	0,07	0,31	0,39	INTR
L234	1,70	3	1263,12	0,13	0,13	0,54	0,67	INTR
L235	0,59	6	222,77	0,27	1,00	0,52	1,52	INTR
L236	2,04	3	467,84	0,44	0,44	0,10	0,54	INTR
L237	0,63	6	262,47	0,24	0,89	0,49	1,38	INTR
L238	1,87	6	784,12	0,24	0,89	0,49	1,38	INTR
L239	1,14	2	300,19	0,38	0,17	0,04	0,21	INTR
L240	1,31	6	567,26	0,23	0,87	0,47	1,34	INTR
L241	0,00	6	1,97	0,23	0,87	0,46	1,33	INTR
L242	7,32	2	681,10	1,08	0,63	0,00	0,63	1-PH
L243	0,31	6	147,31	0,21	0,80	0,47	1,26	INTR
L244	1,61	4	662,73	0,24	0,50	0,02	0,52	INTR
L245	0,62	6	399,93	0,16	0,58	0,45	1,03	INTR
L246	0,01	6	6,23	0,15	0,58	0,45	1,03	INTR
L247	0,84	6	543,96	0,15	0,58	0,45	1,03	INTR
L248	11,57	2	577,09	2,00	1,18	0,06	1,24	INTR
L249	0,00	6	2,30	0,12	0,44	0,44	0,88	INTR
L250	0,01	6	9,19	0,12	0,44	0,44	0,88	INTR
L251	0,82	6	694,22	0,12	0,44	0,44	0,88	INTR
L252	0,58	3	380,57	0,15	0,15	0,88	1,03	INTR
L253	0,01	6	7,87	0,11	0,40	0,21	0,61	INTR
L254	11,37	2	618,83	1,84	0,82	1,48	2,30	INTR
L255	0,29	6	376,97	0,08	0,30	0,04	0,34	INTR
L256	0,20	6	258,85	0,08	0,30	0,04	0,34	INTR
L257	0,02	6	223,43	0,01	0,03	0,02	0,04	INTR
L258	0,95	2,52	426,50	0,22	0,15	0,10	0,25	INTR
L259	0,10	6	116,47	0,08	0,28	0,02	0,30	INTR
L260	0,28	3	180,12	0,15	0,20	0,00	0,20	1-PH
L261	0,13	6	229,66	0,06	0,23	0,02	0,25	INTR
L262	0,10	6	183,73	0,06	0,23	0,02	0,25	INTR
L263	0,12	3	14,11	0,82	0,89	0,08	0,98	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 50. Valores a analizar estación 4 cabezal 5.

E4CV5								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L264	17,88	8	4199,48	0,43	2,53	1,35	3,88	INTR
L265	0,02	6	1,64	1,27	4,38	1,93	6,31	INTR
L266	0,02	6	1,64	1,27	4,38	1,93	6,31	INTR
L267	0,02	6	1,64	1,27	4,38	1,93	6,31	INTR
L268	0,04	6	3,28	1,14	2,62	0,93	3,55	INTR
L269	1,37	6	120,1	1,14	2,62	0,93	3,55	INTR
L270	24,03	6	2120,73	1,13	2,62	0,89	3,51	INTR
L271	5,48	6	486,22	1,13	2,62	0,70	3,32	INTR
L272	0,07	6	6,56	1,13	2,62	0,67	3,29	INTR
L273	18,66	6	1661,75	1,12	2,62	0,66	3,28	INTR
L274	9,73	3	761,155	1,28	1,05	0,03	1,09	INTR
L275	0,04	6	4,26	1,00	2,35	0,56	2,91	INTR
L276	13,06	3	662,073	1,97	1,74	0,00	1,74	1-PH
L277	4,19	6	513,78	0,82	1,91	0,57	2,47	INTR
L278	0,05	6	5,58	0,81	1,91	0,55	2,46	INTR
L279	1,88	6	230,64	0,81	1,91	0,55	2,46	INTR
L280	0,01	6	1,64	0,81	1,91	0,54	2,45	INTR
L281	14,28	2,52	381,234	3,75	1,32	0,52	1,84	INTR
L282	0,05	6	6,89	0,72	1,68	0,45	2,13	INTR
L283	5,36	6	748,36	0,72	1,68	0,45	2,13	INTR
L284	6,01	4	1354,98	0,44	0,67	0,00	0,67	1-PH
L285	0,04	6	6,56	0,59	1,38	0,44	1,83	INTR
L286	0,02	6	2,62	0,59	1,38	0,44	1,83	INTR
L287	12,05	3	505,91	2,38	2,11	0,00	2,11	1-PH
L288	0,91	6	293,63	0,31	0,85	0,46	1,31	INTR
L289	2,17	3	310,03	0,70	0,62	0,00	0,62	1-PH
L290	0,61	6	226,7	0,27	0,69	0,46	1,15	INTR
L291	2,84	3	341,53	0,83	0,67	0,19	0,86	INTR
L292	0,11	6	54,13	0,20	0,52	0,41	0,93	INTR
L293	0,00	8	0,98	0,07	0,30	0,24	0,54	INTR
L294	12,71	2,52	682,415	1,86	0,76	0,80	1,55	INTR
L295	0,00	8	4,59	0,05	0,22	0,16	0,38	INTR
L296	16,20	2,52	695,57	2,33	1,08	0,14	1,22	INTR
L297	0,00	8	2,63	0,03	0,12	0,14	0,26	INTR
L298	1,31	3	779,199	0,17	0,11	0,53	0,64	INTR
L299	0,00	8	2,29	0,02	0,10	0,06	0,16	INTR
L300	8,50	3	869,42	0,98	0,67	0,43	1,10	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

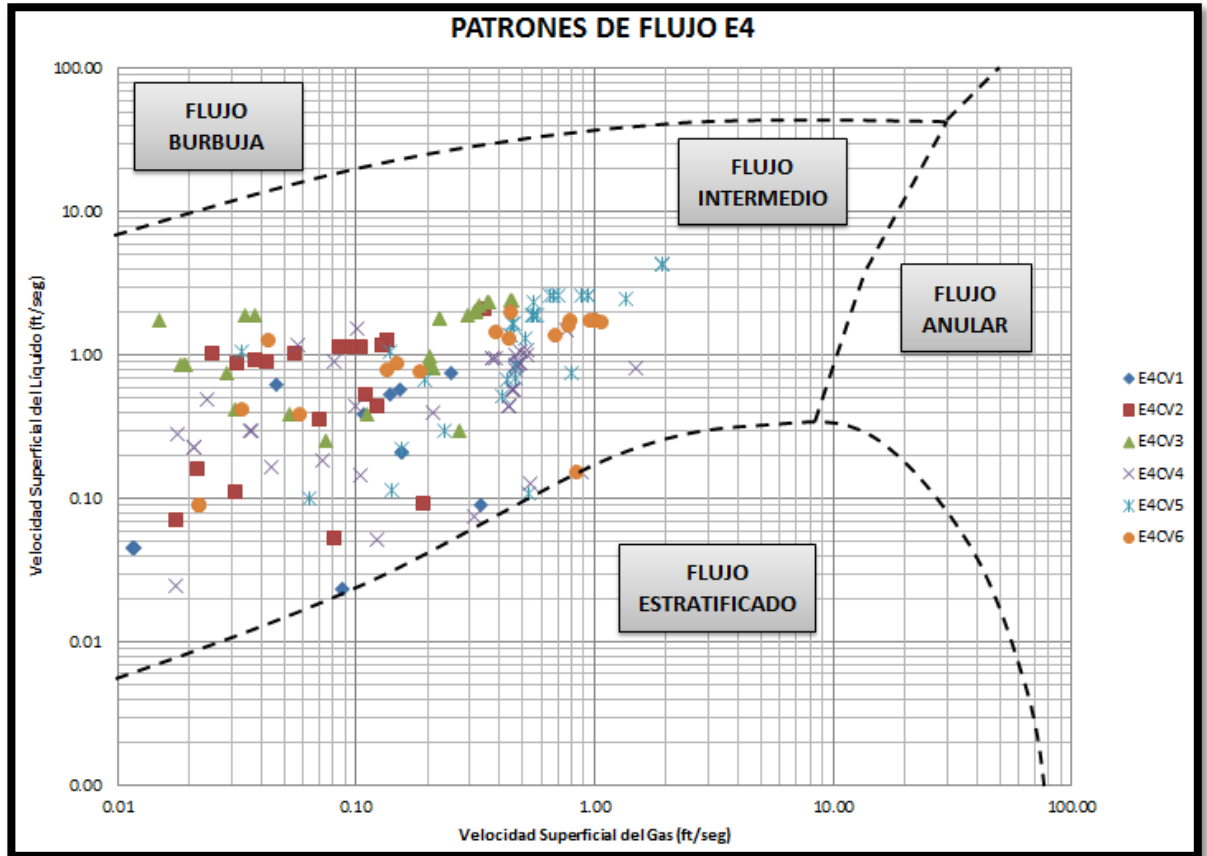
Tabla 51. Valores a analizar estación 4 cabezal 6.

E4CV6								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRÓN DE FLUJO
L301	0,02	6	1,64	1,10	1,76	0,99	2,75	INTR
L302	0,04	6	3,28	1,10	1,76	0,99	2,75	INTR
L303	1,28	6	116,47	1,10	1,76	0,99	2,75	INTR
L304	21,70	6	2036,42	1,07	1,76	0,95	2,71	INTR
L305	2,39	6	230,31	1,04	1,76	0,78	2,54	INTR
L306	0,52	3	197,83	0,26	0,61	0,00	0,61	1-PH
L307	4,52	6	501,97	0,90	1,60	0,77	2,37	INTR
L308	26,45	2	533,17	4,96	2,03	0,44	2,47	INTR
L309	6,86	6	984,25	0,70	1,37	0,68	2,05	INTR
L310	0,79	3	667,98	0,12	0,15	0,84	1,00	INTR
L311	0,76	6	123,35	0,61	1,33	0,43	1,76	INTR
L312	27,23	3	1023,622	2,66	1,72	1,08	2,80	INTR
L313	0,33	6	162,07	0,20	0,89	0,15	1,04	INTR
L314	1,41	3	790,682	0,18	0,38	0,06	0,44	INTR
L315	0,01	6	3,28	0,21	0,79	0,13	0,92	INTR
L316	15,54	3	889,43	1,75	1,46	0,39	1,85	INTR
L317	0,20	6	275,59	0,07	0,42	0,03	0,45	INTR
L318	3,07	6	1019,68	0,30	1,28	0,04	1,32	INTR
L319	0,06	6	763,12	0,01	0,09	0,02	0,11	INTR
L320	0,00	6	63,65	0,01	0,09	0,02	0,11	INTR
L321	0,00	6	36,08	0,01	0,09	0,02	0,11	INTR
L322	13,25	2	1190,945	1,11	0,78	0,19	0,96	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

El patrón de flujo dominante en las líneas de la estación 4 es el flujo intermitente tipo pistón esto debido a las bajas que la mezcla alcanza dentro de la tubería. En la figura 36 de Taitel-Dukler se presentan los puntos de flujo intermitente de las líneas simuladas.

Figura 36. Patrones de flujo estación 4



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

La densidad de la mezcla para el fluido de la estación 5 es de 60.77 lb/ft^3 , el valor de C oscila entre 100 y 250 dependiendo del proceso como se puede ver en las tablas 45.

Procederemos a calcular la velocidad de erosión para el panorama más conservador dándole un valor de $C=100$ y posteriormente calcularemos la velocidad límite de la estación 5.

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{60.77}} = 12.83 \text{ (ft/s)} \quad (43)$$

$$V_{lim} = 0.65 \times 12.83 = 8.34 \text{ (ft/s)} \quad (44)$$

Una vez obtenidos estos valores de velocidad de erosión y límite para la estación 5 podremos entrar a mirar los resultado de velocidad arrojados por el simulador PIPEPHASE 9.2 que se encuentran en las tablas 52 a 55 y determinar cuáles zonas se encuentran presentando problemas por esta situación.

Lo primero que hay que destacar de los resultados obtenido en el simulador es que en ninguna línea de la estación 5 se están presentado problemas debido al valor de límite superior de velocidad que en nuestro caso es de 8.34 ft/s como se puede ver en la ecuación 44. Por lo que no se presentaran problemas de erosión y posterior desgaste de la pared interna de la tubería.

Los problemas de velocidad para las líneas de la estación 5 se presentan debido a la presencia de valores inferiores a los establecidos para la velocidad límite inferior. Un gran porcentaje del total de líneas de la estación 5 tienen un valor de mezcla por debajo del valor recomendado. A continuación se presenta las líneas que no presentan éste parámetro.

- CV1: L1, L2, L3 L5, L8, L10 y L11.
- CV2: L35, L36, L37 L43, L44, L45 y L48.
- CV3: L74, L75, L76 L77 L80 y L92.
- CV4: L94, L95, L96, L97, L98, L99, L101, L103 y L104.

Tabla 52. Valores a analizar estación 5 cabezal 1.

E5CV1								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100 ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRON DE FLUJO
L1	0,06	6,07	3,28	1,84	3,74	0,69	4,42	INTR
L2	4,81	6,07	265,75	1,81	3,74	0,68	4,41	INTR
L3	0,18	6,07	9,84	1,78	3,74	0,63	4,37	INTR
L4	3,64	2,07	426,51	0,85	0,71	1,00	1,71	INTR
L5	7,67	6,07	485,56	1,58	3,66	0,50	4,16	INTR
L6	22,56	6,07	1.453,41	1,55	3,66	0,43	1,16	INTR
L7	4,27	3,07	950,79	0,45	1,16	0,00	1,16	1-PH
L8	3,49	6,07	278,87	1,25	3,36	0,31	3,67	INTR
L9	2,73	3,07	1.158,14	0,24	0,77	0,00	0,77	1-PH
L10	8,00	6,07	708,66	1,13	3,16	0,30	3,46	INTR
L11	11,51	6,07	1.049,87	1,10	3,16	0,26	3,43	INTR
L12	0,51	6,07	374,02	0,14	0,81	0,20	1,01	INTR
L13	9,28	2,52	801,84	1,16	1,71	0,04	1,75	INTR
L14	0,37	6,07	485,56	0,08	0,51	0,19	0,70	INTR
L15	3,59	3,07	529,53	0,68	0,96	0,78	1,74	INTR
L16	0,44	3,07	236,22	0,19	0,66	0,00	0,66	1-PH
L17	0,02	6,07	492,13	0,00	0,10	0,00	0,10	1-PH
L18	0,09	3,07	768,37	0,01	0,13	0,00	0,13	INTR
L19	0,00	6,07	91,86	0,00	0,07	0,00	0,07	1-PH
L20	0,63	2,52	621,39	0,10	0,38	0,00	0,38	1-PH
L21	0,52	6,07	196,85	0,26	1,50	0,00	1,50	INTR
L22	33,03	3,07	1.568,57	2,11	2,85	0,03	2,88	INTR
L23	0,25	6,07	278,87	0,09	0,77	0,00	0,77	1-PH
L24	2,17	3,07	610,56	0,36	0,96	0,03	0,99	INTR
L25	0,03	6,07	65,62	0,05	0,52	0,00	0,52	1-PH
L26	2,12	4,03	669,29	0,32	1,18	0,00	1,18	1-PH
L27	1,18	6,07	1.017,06	0,12	0,86	0,03	0,89	INTR
L28	0,41	4,03	278,87	0,15	0,65	0,04	0,69	INTR
L29	2,84	3,07	1.129,92	0,25	0,77	0,03	0,80	INTR
L30	1,03	2,88	845,47	0,12	0,40	0,03	0,43	INTR
L31	0,32	6,07	485,56	0,07	0,58	0,01	0,59	INTR
L32	0,54	3,07	210,63	0,26	0,77	0,05	0,81	INTR
L33	0,09	6,07	288,71	0,03	0,38	0,00	0,38	INTR
L34	7,16	3,07	1.067,26	0,67	1,49	0,00	1,49	1-PH

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 53. Valores a analizar estación 5 cabezal 2

E5CV2								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100 ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRON DE FLUJO
L35	0,06	6,07	3,28	1,73	3,47	0,90	4,38	INTR
L36	9,53	6,07	554,46	1,72	3,47	0,89	4,36	INTR
L37	17,36	6,07	1.043,31	1,66	3,47	0,75	4,23	INTR
L38	0,54	4,03	98,43	0,55	1,28	0,22	1,50	INTR
L39	0,35	3,50	524,93	0,07	0,39	0,00	0,39	1-PH
L40	19,56	3,07	1.720,21	1,14	1,53	0,35	1,89	INTR
L41	0,00	4,03	11,48	0,01	0,10	0,01	0,11	INTR
L42	0,52	3,07	1.936,71	0,03	0,17	0,01	0,18	INTR
L43	0,43	6,07	36,09	1,19	2,91	0,52	3,42	INTR
L44	10,82	6,07	931,76	1,16	2,91	0,50	3,41	INTR
L45	0,37	6,07	32,81	1,13	2,91	0,45	3,36	INTR
L46	4,26	2,52	625,00	0,68	1,13	0,07	1,21	INTR
L47	0,19	2,07	11,48	1,67	1,69	0,10	1,79	INTR
L48	5,27	6,07	521,65	1,01	2,71	0,43	3,14	INTR
L49	6,11	3,07	697,51	0,88	1,11	0,95	2,06	INTR
L50	2,55	6,07	374,02	0,68	2,43	0,16	2,59	INTR
L51	6,75	3,07	965,22	0,70	1,53	0,00	1,53	1-PH
L52	4,41	6,07	826,77	0,53	2,04	0,17	2,21	INTR
L53	2,89	3,07	724,41	0,40	1,06	0,01	1,07	INTR
L54	7,71	3,07	697,51	1,11	2,04	0,00	2,04	1-PH
L55	4,75	3,07	816,60	0,58	1,18	0,10	1,29	INTR
L56	1,09	6,07	784,12	0,14	0,94	0,14	1,08	INTR
L57	4,42	3,07	697,51	0,63	1,21	0,13	1,34	INTR
L58	6,56	3,07	866,47	0,76	1,62	0,00	1,62	1-PH
L59	0,11	3,07	937,01	0,01	0,11	0,02	0,13	INTR
L60	0,23	6,07	1.305,77	0,02	0,19	0,11	0,30	INTR
L61	0,45	2,88	656,17	0,07	0,21	0,25	0,46	INTR
L62	0,03	6,07	262,47	0,01	0,14	0,06	0,20	INTR
L63	0,02	6,07	967,85	0,00	0,05	0,02	0,07	INTR
L64	0,76	2,07	542,32	0,14	0,39	0,00	0,39	1-PH
L65	0,00	6,07	446,19	0,00	0,01	0,02	0,03	STRT
L66	0,10	2,07	513,12	0,02	0,06	0,19	0,26	INTR
L67	0,01	6,07	111,55	0,00	0,09	0,04	0,12	INTR
L68	0,01	3,07	964,90	0,00	0,04	0,00	0,04	INTR
L69	0,02	6,07	633,20	0,00	0,08	0,04	0,11	INTR
L70	0,04	6,07	1.043,31	0,00	0,08	0,04	0,11	INTR
L71	0,15	2,07	416,67	0,04	0,11	0,15	0,27	INTR
L72	0,00	6,07	147,64	0,00	0,07	0,02	0,08	INTR
L73	1,12	3,07	1.776,57	0,06	0,26	0,07	0,33	INTR

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 54. Valores a analizar estación 5 cabezal 3.

E5CV3								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100 ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRON DE FLUJO
L74	0,03	6,07	3,28	1,06	2,44	1,04	3,48	INTR
L75	6,89	6,07	656,17	1,05	2,44	1,03	3,47	INTR
L76	6,76	6,07	656,17	1,03	2,44	0,93	3,37	INTR
L77	8,37	6,07	826,77	1,01	2,44	0,85	3,29	INTR
L78	3,71	2,52	1.197,51	0,31	0,72	0,04	0,76	INTR
L79	0,02	3,07	16,40	0,14	0,49	0,02	0,51	INTR
L80	10,53	6,07	1.148,29	0,92	2,31	0,76	3,07	INTR
L81	0,86	2,07	922,90	0,09	0,26	0,03	0,29	INTR
L82	9,41	6,07	1.066,27	0,88	2,28	0,67	2,96	INTR
L83	0,95	6,07	328,08	0,29	1,59	0,00	1,59	1-PH
L84	1,66	6,07	574,15	0,29	1,59	0,00	1,59	1-PH
L85	1,12	6,07	387,14	0,29	1,59	0,00	1,59	1-PH
L86	0,29	3,07	416,34	0,07	0,36	0,00	0,36	1-PH
L87	0,04	6,07	15,42	0,26	1,50	0,00	1,50	1-PH
L88	3,16	6,07	1.206,82	0,26	1,50	0,00	1,50	1-PH
L89	2,17	3,07	356,30	0,61	1,41	0,00	1,41	1-PH
L90	0,11	6,07	65,62	0,17	1,14	0,00	1,14	1-PH
L91	2,93	4,03	262,47	1,12	2,58	0,00	2,58	1-PH
L92	37,64	3,07	1.198,16	3,14	3,89	0,00	3,89	1-PH
L93	8,81	2,07	987,53	0,89	1,25	0,00	1,25	1-PH

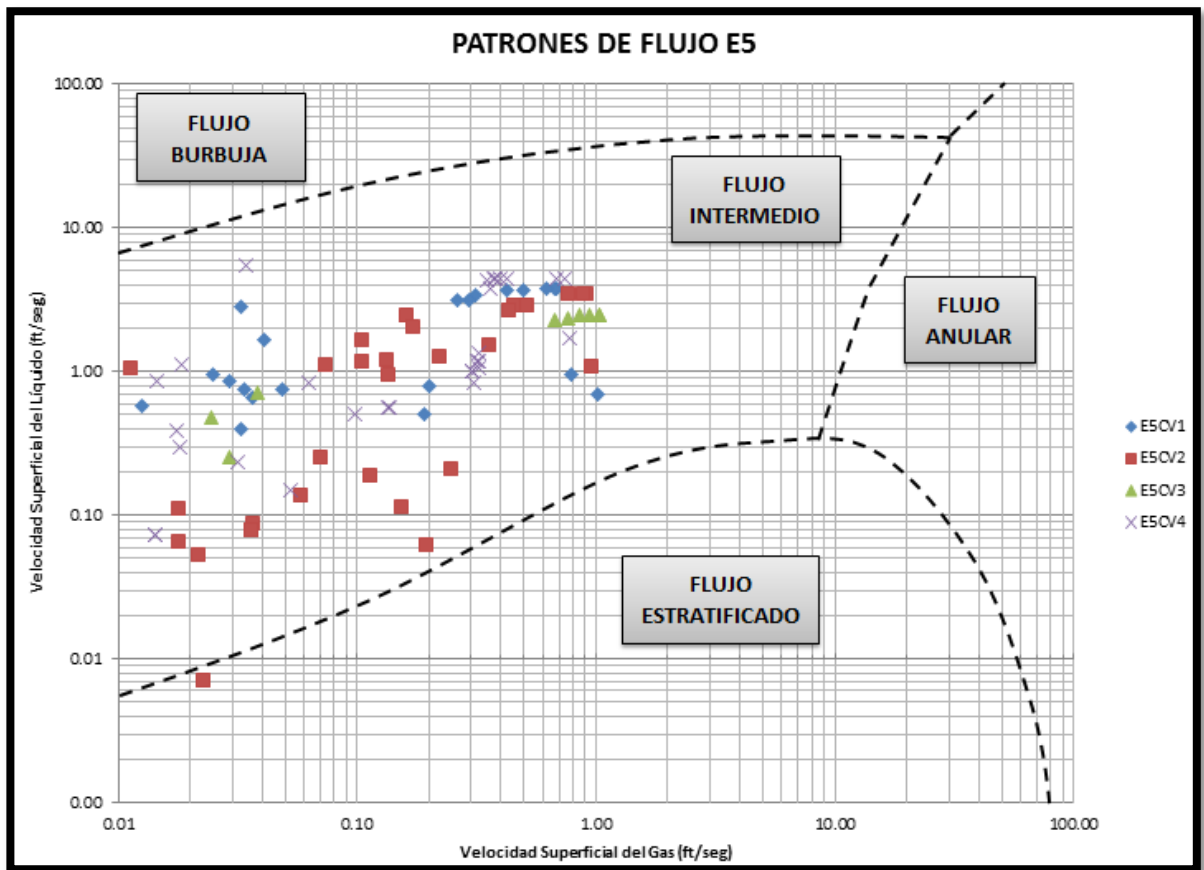
Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 55. Valores a analizar estación 5 cabezal 4.

E5CV4								
LÍNEA	CAMBIO DE PRESIÓN	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (ft)	CAIDA P (psi/100 ft)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	VELOCIDAD DE LA MEZCLA	PATRON DE FLUJO
L94	0,04	6,07	3,28	1,20	4,51	0,74	5,24	INTR
L95	39,93	6,07	3.444,82	1,16	4,51	0,68	5,19	INTR
L96	5,60	6,07	492,13	1,14	4,51	0,43	4,93	INTR
L97	3,72	6,07	328,08	1,13	4,51	0,40	4,91	INTR
L98	2,32	6,07	205,05	1,13	4,51	0,38	4,89	INTR
L99	6,46	6,07	574,15	1,13	4,51	0,37	4,88	INTR
L100	0,22	3,07	367,45	0,06	0,51	0,00	0,51	1-PH
L101	1,20	6,07	111,55	1,07	4,38	0,35	4,73	INTR
L102	1,57	3,07	254,26	0,62	2,39	0,00	2,39	1-PH
L103	6,01	6,07	708,66	0,85	3,77	0,36	4,13	INTR
L104	11,01	4,03	557,74	1,97	5,46	0,03	5,50	INTR
L105	0,81	3,07	1.302,49	0,06	0,38	0,02	0,40	INTR
L106	0,00	6,07	0,33	0,16	2,31	0,00	2,31	INTR
L107	1,13	6,07	433,07	0,26	2,31	0,00	2,31	INTR
L108	0,91	3,07	570,87	0,16	0,83	0,00	0,83	INTR
L109	1,91	3,07	610,24	0,31	0,83	0,06	0,90	INTR
L110	0,33	6,07	190,29	0,17	1,89	0,00	1,89	1-PH
L111	0,08	3,07	459,32	0,02	0,51	0,00	0,51	1-PH
L112	3,54	3,07	1.430,12	0,25	0,53	0,00	0,53	1-PH
L112	3,54	3,07	1.430,12	0,25	0,53	0,00	0,53	1-PH
L113	1,86	3,07	1.193,24	0,16	1,60	0,00	1,60	1-PH
L114	0,33	6,07	426,51	0,08	1,21	0,00	1,21	INTR
L115	0,21	3,07	506,23	0,04	0,15	0,05	0,21	INTR
L116	1,36	3,07	532,81	0,25	1,78	0,00	1,78	1-PH
L117	0,15	6,07	656,17	0,02	0,72	0,00	0,72	1-PH
L118	0,51	3,07	561,02	0,09	1,14	0,02	1,16	INTR
L119	1,85	3,07	656,17	0,28	1,66	0,00	1,66	1-PH
L120	1,90	6,07	1.062,99	0,18	1,36	0,32	1,68	INTR
L121	0,23	3,07	171,92	0,13	0,61	0,00	0,61	1-PH
L122	1,54	6,07	1.062,99	0,14	1,20	0,32	1,53	INTR
L123	0,43	6,07	298,56	0,14	1,20	0,32	1,52	INTR
L124	0,17	3,07	197,83	0,08	0,51	0,00	0,51	1-PH
L125	0,68	6,07	597,11	0,11	1,07	0,32	1,39	INTR
L126	1,08	2,07	593,18	0,18	0,56	0,14	0,70	INTR
L127	0,86	6,07	931,76	0,09	1,01	0,31	1,31	INTR
L128	0,10	6,07	111,55	0,09	1,01	0,30	1,31	INTR
L129	6,83	3,07	1.023,62	0,67	1,72	0,77	2,50	INTR
L130	0,54	3,07	790,68	0,07	0,24	0,03	0,27	INTR
L131	0,03	6,07	131,23	0,02	0,51	0,10	0,60	INTR
L132	1,28	3,07	889,44	0,14	0,83	0,31	1,14	INTR
L133	0,02	6,07	131,23	0,01	0,29	0,02	0,31	INTR
L134	0,35	3,07	330,71	0,11	0,86	0,01	0,88	INTR
L135	0,04	6,07	744,75	0,01	0,07	0,01	0,09	INTR
L136	0,02	6,07	334,65	0,01	0,07	0,01	0,09	INTR
L137	2,68	2,07	1.190,94	0,23	0,56	0,13	0,70	INTR
L138	0,00	6,07	36,09	0,00	0,01	0,00	0,01	1-PH
L139	0,51	3,07	1.607,61	0,03	0,03	0,00	0,03	1-PH

El patrón de flujo dominante en las líneas de la estación 5 al igual que en la estación 4 es el flujo intermitente tipo pistón esto debido a las bajas que la mezcla alcanza dentro de la tubería. En la figura 37 de Taitel-Dukler se presentan los puntos de flujo intermitente de las líneas simuladas.

Figura 37. Patrones de flujo estación 5



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

4.3.2 Análisis cuellos de botella estación 4 y 5.

Las líneas que transportan el crudo desde cabeza de pozo hasta la estación de recolección poseen tanto diferentes longitudes como diámetros y un factor a tener muy en cuenta es la caída de presión en estas. Para tal fin se realizó el respectivo análisis para las tuberías teniendo en cuenta el valor límite de 1 psi/ 100 pies¹². Esto debido a que en la industria valores superiores son considerados como problemáticos debido a que ocasionan restricciones de flujo lo cual limita la producción de los pozos, frecuentemente este término es conocido como cuellos de botella.

La estación 4 para el cabezal de varios 1 tiene 5 pozos con líneas de longitudes que varían de 6.56 a 2132 pies y diámetros 2.88 a 6 in, como se puede ver en la tabla 46 las líneas L315, L322, L132, L342 están por encima del rango establecido, lo mismo ocurre para las líneas L378, L566, L575 del cabezal 2 que se muestra en la tabla 47.

Los cabezales 3 y 4 cuentan con 23 pozos y líneas con longitudes que van desde 1.31 a 1614 pies y diámetros entre 2 y 8 pulgadas. Como se puede observar en las tablas 48 y 49 las líneas L205, L213, L215 y L232, L242, L248, L254 respectivamente manejan valores superiores al establecido.

Para los cabezales 5 y 6 que manejan el flujo asociado a 19 pozos, con líneas de 1.64 a 2120 pies de longitud y valores de diámetro de 2 a 8 pulgadas las líneas L269, L270, L271, L273, L274, L276, L281, L284, L287, L294, L298 y L303, L304, L305, L308, L312, L316, L322 se encuentran por encima de la caída de presión establecida como se puede ver en las tablas 50 y 51 respectivamente.

¹² ECOPEPETROL S.A. 2010. Manual técnico de criterios de diseño de la especialidad de ingeniería de proceso. Pág. 20.

El cabezal 1 de la estación 5 cuenta con 15 pozos los cuales aportan el fluido que mueve este cabezal y 34 líneas las cuales varían en diámetros desde 2.52 a 6.07 pulgadas y longitudes de 3.28 hasta 1568 pies como se puede observar en la tabla 52. En este cabezal las líneas que superan el valor establecido anteriormente como crítico para la caída de presión son las líneas L2, L5, L6, L8, L10, L11, L13, L22.

Las líneas L36, L37, L40, L44, L48, L54 tabla 53, que forman parte del cabezal 2 el cual tiene 15 pozos y 39 líneas con longitudes y diámetros desde 3,28 a 1936 pies y 2,07 a 6,07 pulgadas respectivamente superan el valor establecido como límite para la caída de presión.

El cabezal 3, tabla 54 tiene 11 pozos y 20 líneas con diámetros de 2.07 a 6.07 pulgadas y longitudes de 3,28 a 1206 pies, las líneas L75, L76, L77, L91, L92 presentan problemas en cuanto a la caída de presión ya que presentan valores superiores.

Finalmente las líneas L95, L96, L97, L98, L99, L101, L104 pertenecientes al cabezal 4, tabla 55 el cual posee 21 pozos y 46 líneas con longitudes de 3.28 a 3444 pies y diámetros de 2.07 a 6.07 pulgadas superan el valor establecido para la caída de presión a lo largo de la tubería.

Son varias las líneas, tanto de la estación 4 como de la 5 que se encuentran por encima del valor límite establecido para la caída de presión, lo cual es un indicativo de que en estos sectores se pueden estar presentando inconvenientes debido a los cuellos de botella.

4.3.3 Capacidad volumétrica de las tuberías estación 4 y 5.

Con el fin de contar con un parámetro el cual permitiera, tener un valor aproximado a la cantidad de fluido que las líneas pueden manejar bajo

circunstancias específicas y teniendo en cuenta la caída de presión se procedió a realizar las gráficas de capacidad volumétrica.

Debido a la metodología que se trabajó para determinar las correlaciones que mejor se ajustaban a las estaciones 4 y 5 empleando el simulador PIPEPHASE 9.2 se debieron tener en cuenta varios aspectos a la hora de construir las gráficas de capacidad volumétrica para las líneas.

Como los pasos empleados para calibrar el modelo fueron direccionando el proceso de ajuste a condiciones diferentes para cada cabezal, se debe tomar valores particulares para cada uno y no trabajar el sistema con uno solo, lo cual generaría solo una gráfica para cada estación.

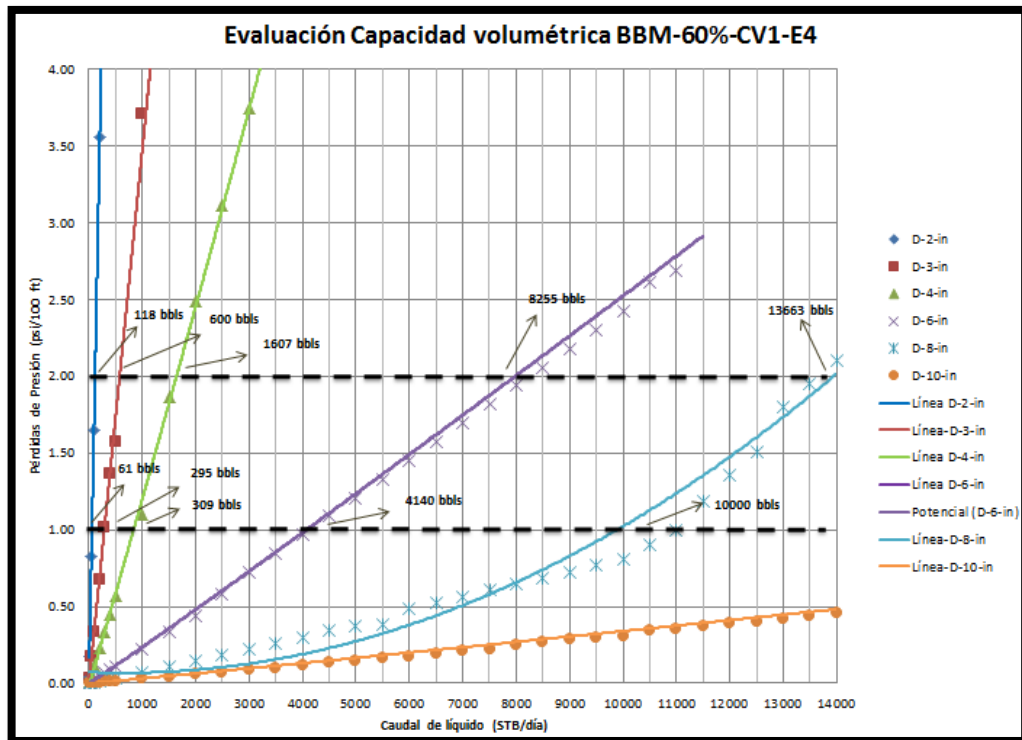
Aclarando lo anterior es evidente que se deberá obtener una gráfica para cada cabezal o serie de cabezales que empleen la misma correlación y eficiencia de flujo para el ajuste. Cabe mencionar que estas graficas de capacidad volumétrica se realizan para tener un indicativo más no un valor totalmente real de la cantidad de fluido que se debe transportar en las líneas para evitar pérdidas significativas.

El proceso para definir el modelo de la estación 4 y 5 llevó a emplear varias correlaciones y eficiencias por lo que se obtuvieron graficas diferentes para cada cabezal, las cuales se ajustan al comportamiento definido en el modelo con el fin de obtener un valor mucho más cercano al real de la capacidad volumétrica de las diferentes líneas.

Para generar cada grafica se trabajó con diámetros de 2, 3, 4, 6, 8 y 10 pulgadas los cuales son los más utilizados en campo y sus características. Además se decidió tomar valores de caudales desde 1 hasta 20000 BFPD y valores promedio tanto de GOR y W_{cut} para cada cabezal. Es evidente que los datos a graficar marcan un tendencia ascendente por lo cual se decidió agregar una línea de tendencia para visualizarlos mucho mejor.

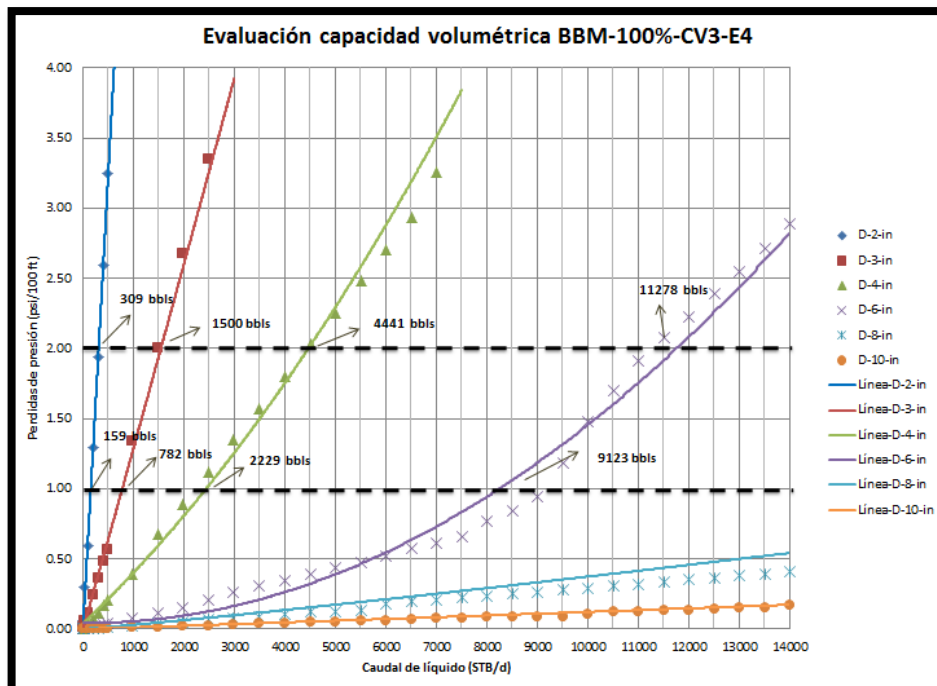
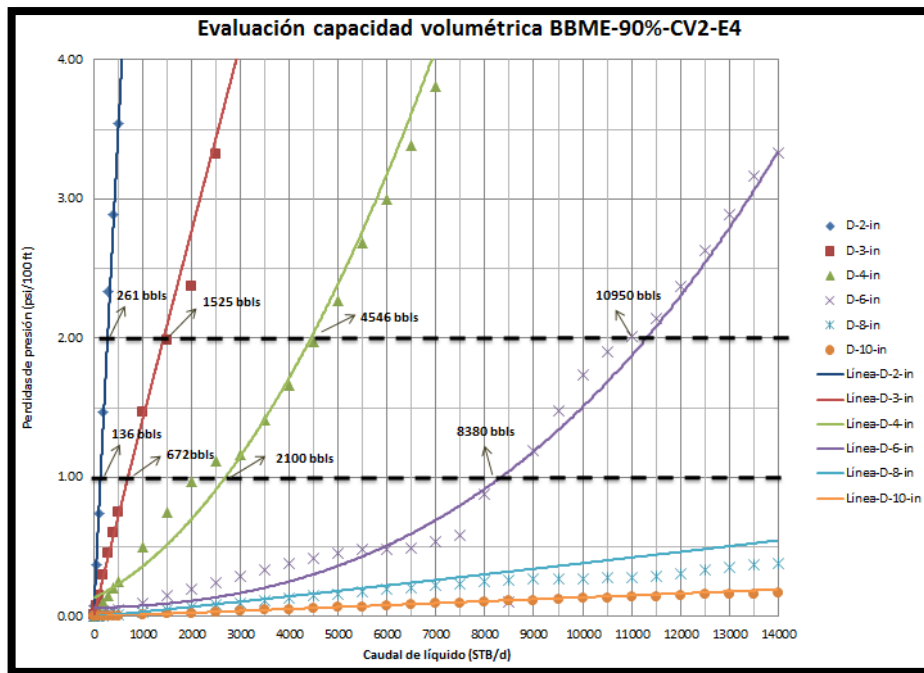
Con la finalidad de mostrar más claramente los datos generados al graficar los valores asociados a cada diámetro y cabezal se muestra en las gráficas el valor hasta 14000 BFPD. En las figuras 38 a 41 se observan las gráficas de capacidad volumétrica para la estación 4 y en las figuras 42 y 43 de la estación 5 con sus respectivos valores de fluido para las caídas de presión graficadas.

Figura 38. Capacidad volumétrica BBM-60%-CV1-E4



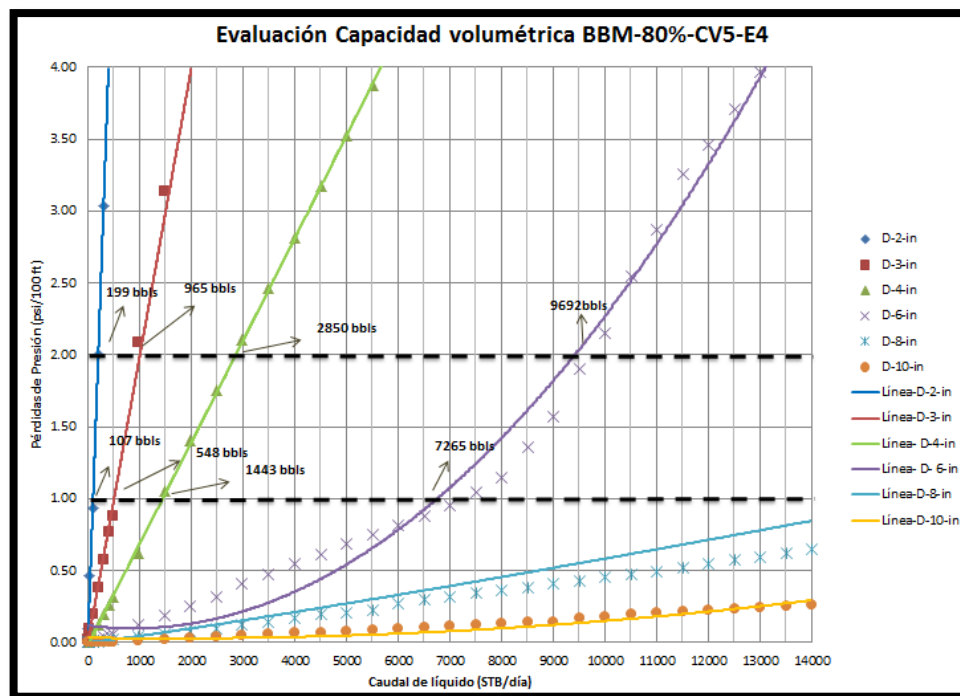
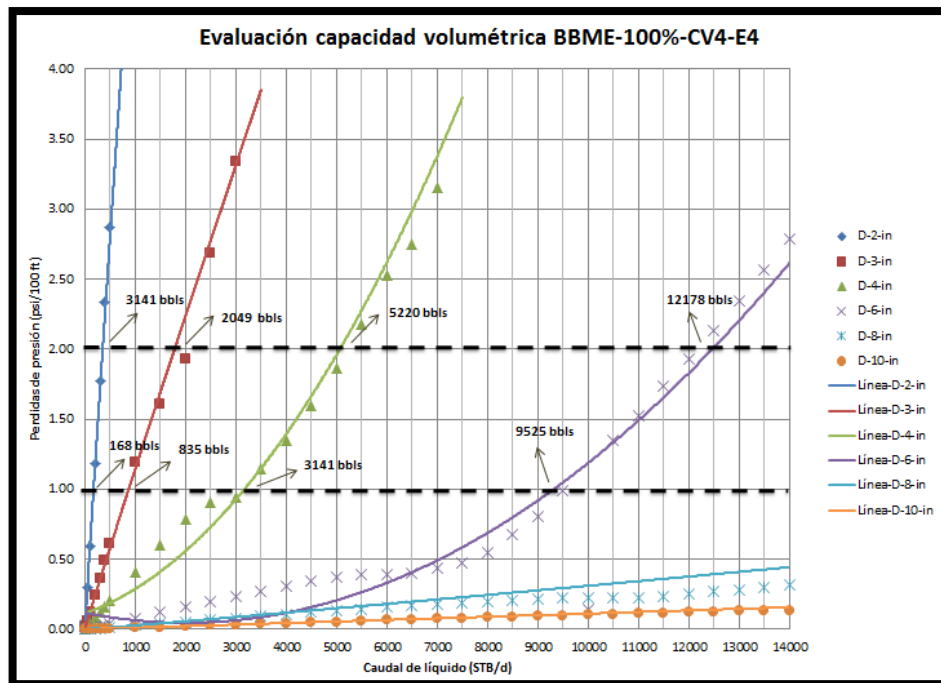
Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 39. Capacidad volumétrica para BBM-90%-CV2-E4 y BBM-100%-CV3-E4



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 40. Capacidad volumétrica para BBME-100%-CV4-E4 y BBM-80%-CV5-E4



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 41. Capacidad volumétrica para BB-70%-CV6-E4

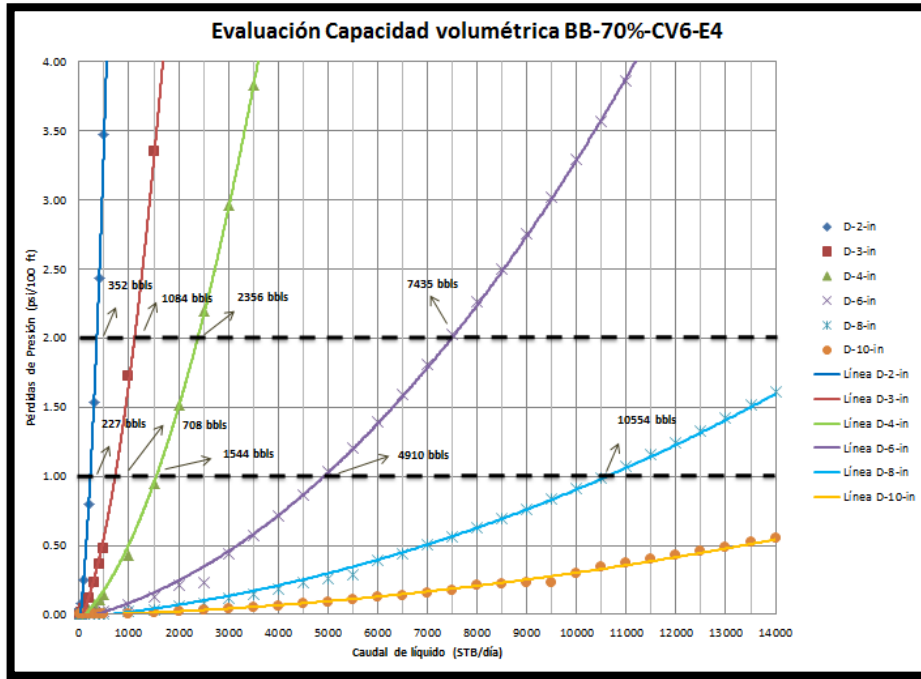
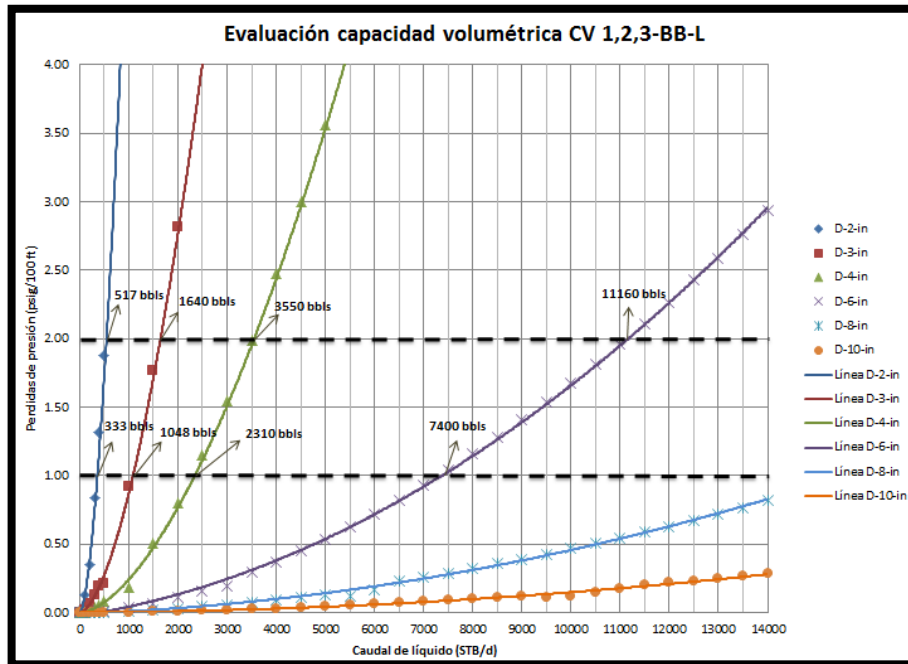
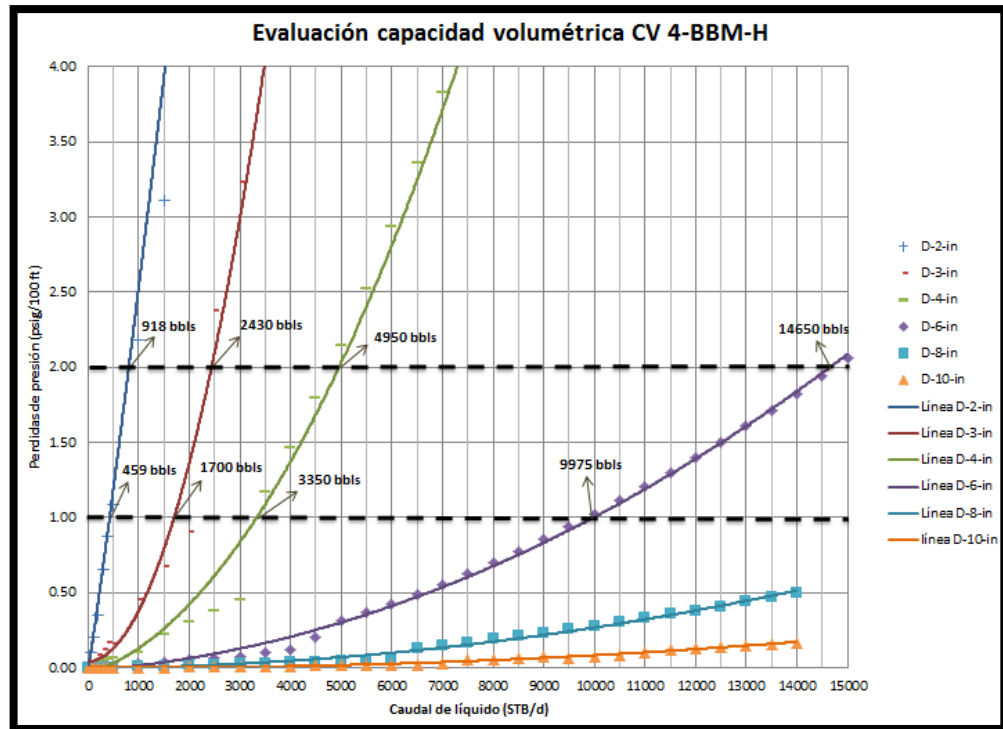


Figura 42. Capacidad volumétrica para CV 1, 2, 3-BB-L-E5 CV4-BBM-H-E5



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 43. Capacidad volumétrica para CV4-BBM-H-E5



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

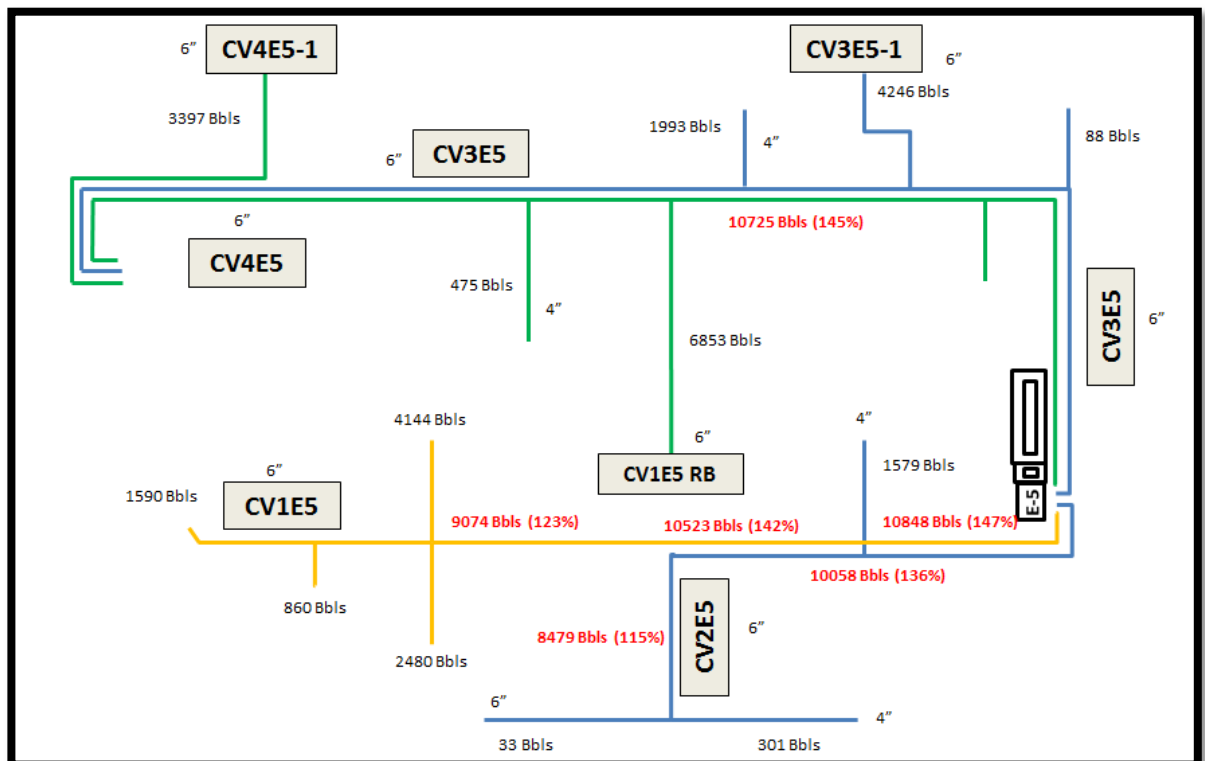
4.3.4 Propuestas de mejoras para el sistema

Con la finalidad realizar ajustes y analizar la incidencia que estas modificaciones tienen en el sistema se procede a variar ciertas características de la estación. Las modificaciones se realizaran sobre la estación 5 ya que presenta valores cercanos o por encima del valor recomendado de caída de presión para las líneas, la estación 4 al comparar el flujo que está transportando ninguno valor sobrepasa el predicho en las tablas de capacidad volumétrica.

En la figura 44 se observa la configuración actual de la estación 5 con sus respectivas producciones por cabezal. Empleando los valores obtenidos de las

tablas de capacidad volumétrica se puede determinar en qué condiciones se encuentra la tubería actualmente. Los valores de color rojo indican que se están presentando caídas de presión altas debido a la cantidad de fluido que se maneja actualmente.

Figura 44. Configuración actual de la estación 5.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Con la finalidad de realizar las mejoras se decidió con el grupo de trabajo de Ecopetrol seguir los siguientes pasos:

- Realizar las configuraciones posibles según la infraestructura disponible en campo, con la finalidad de determinar la variación en las THP.

- Una vez se tienen los valores de THP por cada cabezal o sub-cabezal, seleccionar los que más se acerquen para tener una presión en cabeza lo más homogénea posible en el campo.
- Con la nueva THP y la variación de diámetros para las líneas principales en las zonas donde se presente una gran caída de presión variar el diámetro de las líneas para 8 y 10 pulgadas y calcular cual sería la producción adicional.

Las configuraciones manejadas para la estación 5 con las siguientes:

- Configuración A: (CV1E5) (CV3E5+CV3E5-1)
(CV2E5) (CV4E5+CV4E5-1+CV1E5-RB)
- Configuración B: (CV1E51+CV1E5-RB) (CV3E5+CV3E5-1)
(CV2E5) (CV4E5+CV4E5-1)
- Configuración C: (CV1E5) (CV3E5+CV3E5-1+CV1E5-RB)
(CV2E5) (CV4E5+CV4E5-1)
- Configuración D: (CV1E5) (CV3E5+CV3E5-1+CV4E5-1)
(CV2E5) (CV4E5+CV1E5-RB)

Con estas configuraciones se generaron nuevas corridas para la simulación de la estación 4 y se obtuvieron los siguientes valores para las THP.

Tabla 56. Configuraciones THP para CV1E5 y CV2E5

		CONFI. A	CONFI. B	CONFI. C	CONFI. D
CV	POZO	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)
CV1E5	P1A	119,60	155,42	119,60	119,60
CV1E5	P2A	121,19	157,05	121,19	121,19
CV1E5	P3A	119,26	155,08	119,26	119,26
CV1E5	P4A	128,07	163,41	128,07	128,07
CV1E5	P5A	120,90	156,64	120,90	120,90
CV1E5	P6A	119,80	155,62	119,80	119,80
CV1E5	P7A	151,82	184,68	151,83	151,82
CV1E5	P8A	127,03	162,82	127,03	127,03
CV1E5	P9A	121,22	156,95	121,22	121,22
CV1E5	P10A	120,32	156,10	120,33	120,32
CV1E5	P11A	122,71	158,41	122,71	122,71
CV1E5	P12A	101,49	135,43	101,49	101,49
CV1E5	P13A	99,55	128,70	99,55	99,55
CV1E5	P14A	122,75	158,34	122,75	122,75
CV1E5	P15A	68,69	72,19	68,69	68,69

		CONFI. A	CONFI. B	CONFI. C	CONFI. D
CV	POZO	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)
CV2E5	P16A	116,27	116,27	116,27	116,27
CV2E5	P17A	116,37	116,37	116,37	116,37
CV2E5	P18A	120,32	120,32	120,32	120,32
CV2E5	P19A	107,02	107,02	107,02	107,02
CV2E5	P20A	117,34	117,34	117,34	117,34
CV2E5	P21A	92,01	92,01	92,01	92,01
CV2E5	P22A	117,15	117,15	117,15	117,15
CV2E5	P23A	122,46	122,46	122,46	122,46
CV2E5	P24A	122,52	122,52	122,52	122,52
CV2E5	P25A	113,96	113,96	113,96	113,96
CV2E5	P26A	117,70	117,70	117,70	117,70
CV2E5	P27A	119,56	119,56	119,56	119,56
CV2E5	P28A	91,85	91,85	91,85	91,85
CV2E5	P29A	116,57	116,57	116,57	116,57
CV2E5	P30A	116,17	116,17	116,17	116,17
CV2E5	P31A	111,05	111,05	111,05	111,05

Tabla 57. Tabla 58. Configuraciones THP para CV3E5 y CV4E5

		CONFI. A	CONFI. B	CONFI. C	CONFI. D
CV	POZO	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)
CV3E5-1	P32A	122,78	122,78	180,88	162,86
CV3E5	P33A	87,79	87,79	114,47	108,62
CV3E5	P34A	95,45	95,45	138,43	126,44
CV3E5	P35A	105,75	105,75	174,10	154,95
CV3E5	P36A	109,13	109,13	176,98	154,18
CV3E5	P37A	119,15	119,15	185,28	162,90
CV3E5-1	P38A	151,61	151,61	209,70	191,69
CV3E5-1	P39A	113,10	113,10	171,20	153,18
CV3E5-1	P40A	108,02	108,02	166,12	148,10
CV3E5	P41A	108,52	108,52	176,51	153,68
CV3E5	P42A	109,92	109,92	177,53	154,61

		CONFI. A	CONFI. B	CONFI. C	CONFI. D
CV	POZO	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)	THP (PIPEPHASE)
CV4E5-1	P43A	147,10	103,29	103,29	103,29
CV4E5-1	P44A	145,91	101,99	101,99	157,36
CV4E5	P45A	142,98	98,67	98,67	108,81
CV4E5-1	P46A	144,32	100,19	100,19	155,82
CV4E5-1	P47A	148,59	104,98	104,98	159,96
CV4E5	P48A	152,84	146,27	180,79	120,86
CV4E5	P49A	153,75	145,41	181,67	121,82
CV4E5	P50A	153,29	146,15	181,24	121,33
CV4E5-1	P51A	146,41	102,52	102,52	157,85
CV4E5	P52A	133,29	94,28	94,28	105,13
CV4E5	P53A	152,11	147,10	180,03	120,12
CV4E5	P54A	135,84	96,00	96,00	107,07
CV4E5-1	P55A	146,19	102,34	102,34	157,62
CV4E5-1	P56A	146,33	102,48	102,48	157,76
CV4E5-1	P57A	152,61	109,46	109,46	163,91
CV4E5	P58A	154,34	148,21	182,15	122,56
CV4E5	P59A	153,34	147,18	181,26	121,41
CV4E5	P60A	156,30	149,72	184,26	124,29
CV4E5	P61A	154,44	147,30	182,38	122,48
CV4E5	P62A	154,62	148,06	182,51	122,71
CV4E5	P63A	155,09	146,74	183,04	123,12

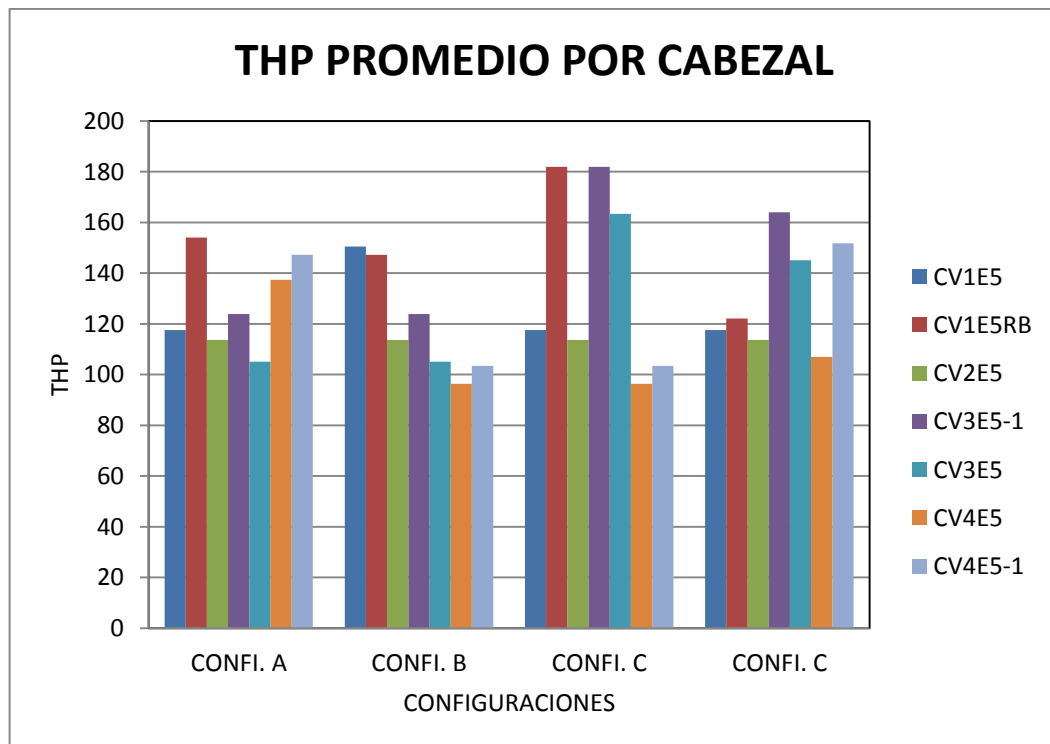
Con las tablas 57 y 58 se procede a calcular la THP promedio para cada configuración y se escogerá la que presente los valores más homogéneos.

Tabla 59. THP promedio para los cabezales 1-4

	PRESIÓN-P	CONFI-B	CONFIGU-C	CONFIGU-D
CV1E5	117,63	150,46	117,63	117,63
CV1E5-RB	154,01	147,21	181,93	122,07
CV2E5	113,65	113,65	113,65	113,65
CV3E5-1	123,88	123,88	181,98	163,96
CV3E5	105,10	105,10	163,33	145,05
CV4E5	137,37	96,32	96,32	107,00
CV4E5-1	147,18	103,41	103,41	151,70

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 45. THP promedio por cabezal

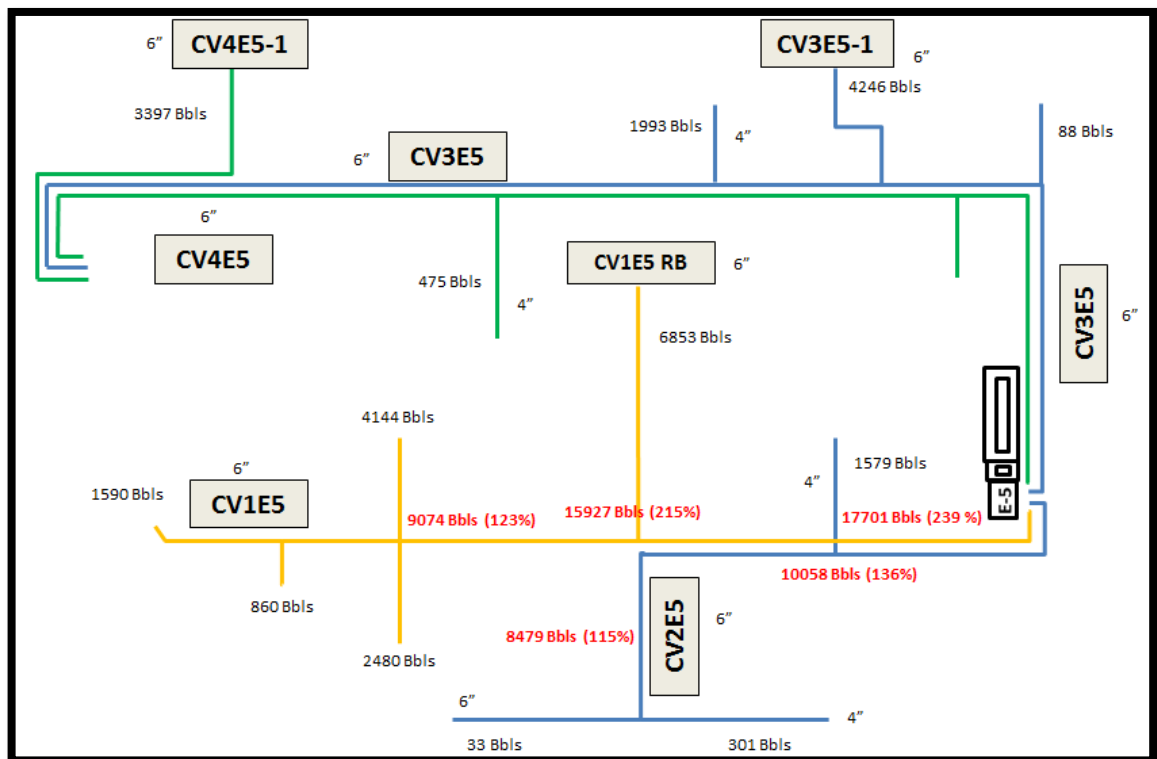


Fuente. Autores, simulador Pipephase.

La tabla 59 y figura 45 muestran tanto numérica como gráficamente los valores de THP para las diferentes configuraciones con lo que se trabajó. Al revisar los valores de cada uno se puede ver que los datos más homogéneos de presión se encuentran en la configuración B por lo que se trabajara con esta para continuar con los pasos previamente mencionados.

La figura 46 muestra la nueva configuración y redirección de flujo así como los nuevos caudales.

Figura 46. Configuración planteada y redirección de flujo

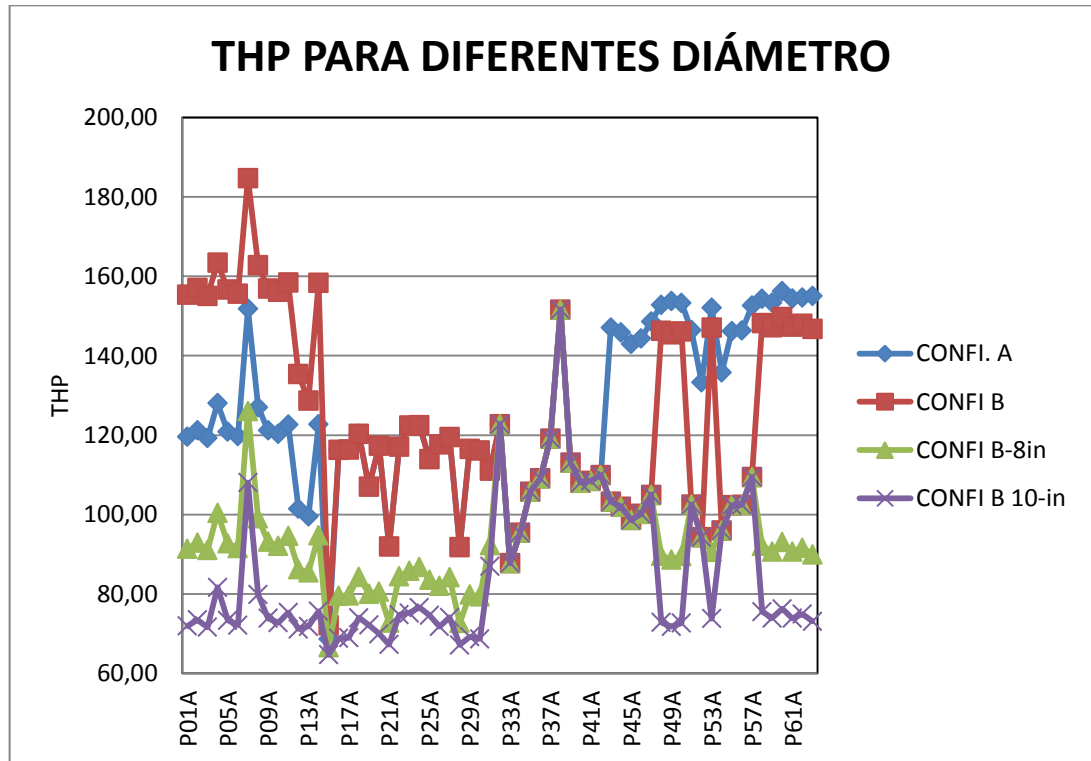


Fuente. Autores, simulador Pipephase.

El siguiente procedimiento consiste en variar los diámetros de los cabezales que presentan problemas con el flujo y obtener el cambio de presión que se da como resultado de esta acción. Estos valores son presentados en la figura 47, en la cual se grafican los valores de THP para la configuración A y B. Además de las

mencionadas anteriormente se grafican las variaciones de diámetro para 8 y 10 pulgadas de la configuración B.

Figura 47. THP para diferentes diámetros de las configuraciones



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Con los nuevos valores de presión se procede a calcular la variación en el caudal que se obtiene debido a las nuevas configuraciones. . Las tablas 60 y 61 y la figura 48 muestran los nuevos valores de aceite para diámetros de 8 y 10 pulgadas.

Tabla 60. Caudales adquiridos por la variación de la presión a D-8-in.

CV2E5-DIÁMETRO 8 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P16A	6,36
P17A	4,38
P18A	2,20
P19A	3,11
P20A	0,73
P21A	0,02
P22A	6,52
P23A	9,47
P24A	8,35
P25A	2,70
P26A	5,37
P27A	1,59
P28A	0,91
P29A	1,94
P30A	2,50
P31A	1,95

CV1E5-DIÁMETRO 8 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P1A	1,10
P2A	12,79
P3A	18,69
P4A	1,19
P5A	2,12
P6A	0,62
P7A	2,76
P8A	1,25
P9A	2,37
P10A	1,13
P11A	2,52
P12A	1,41
P13A	4,56
P14A	9,09
P15A	8,64

CV1E5RB-DIÁMETRO 8 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P48A	2,85
P49A	6,67
P50A	1,66
P53A	4,51
P58A	1,40
P59A	6,49
P60A	2,39
P61A	1,30
P62A	6,40
P63A	3,23

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Tabla 61. Caudales adquiridos por la variación de la presión a D-10-in.

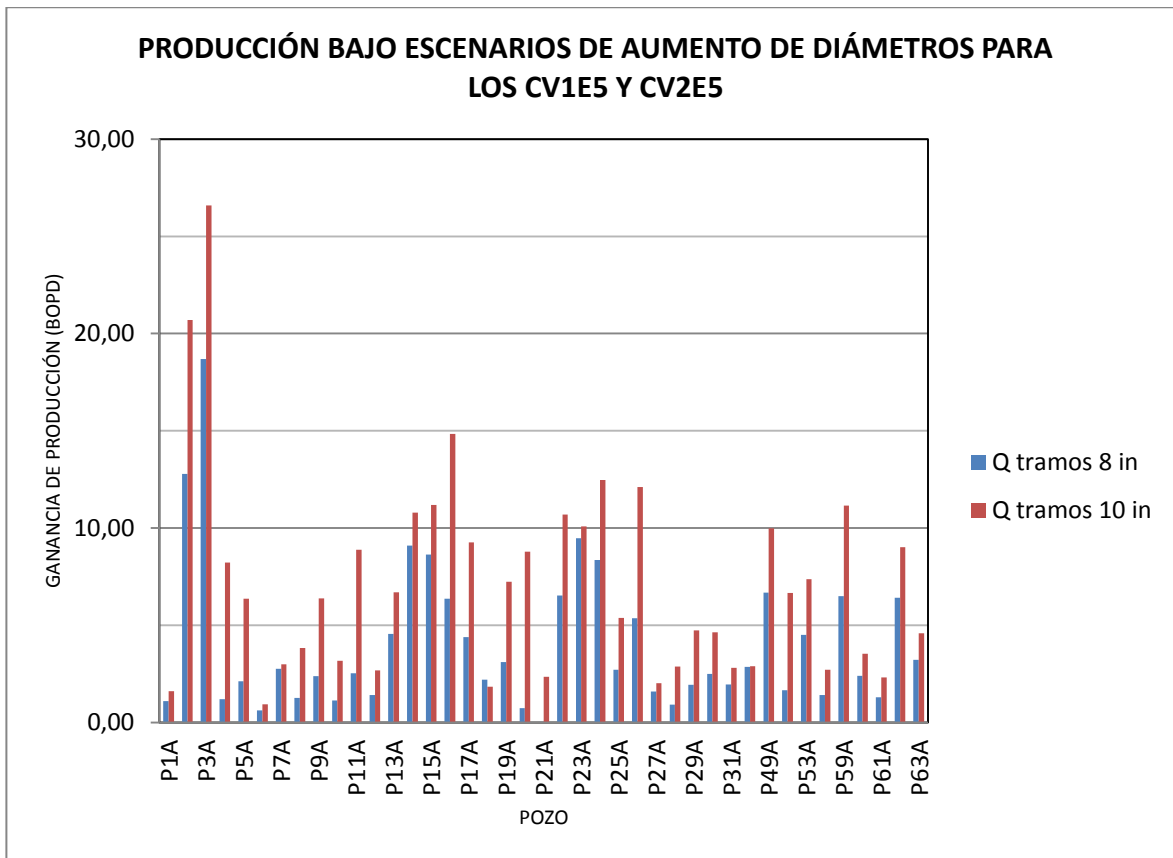
CV2E5-DIÁMETRO 10 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P16A	14,84
P17A	9,26
P18A	1,84
P19A	7,23
P20A	8,77
P21A	2,34
P22A	10,69
P23A	10,07
P24A	12,47
P25A	5,37
P26A	12,11
P27A	2,02
P28A	2,88
P29A	4,73
P30A	4,63
P31A	2,81

CV1E5-DIÁMETRO 10 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P1A	1,61
P2A	20,69
P3A	26,59
P4A	8,22
P5A	6,36
P6A	0,93
P7A	2,99
P8A	3,82
P9A	6,38
P10A	3,16
P11A	8,89
P12A	2,68
P13A	6,69
P14A	10,79
P15A	11,19

CV1E5RB-DIÁMETRO 10 in	
POZO	NUEVA PRODUCCIÓN (BOPD)
P48A	2,89
P49A	9,99
P50A	6,66
P53A	7,37
P58A	2,70
P59A	11,15
P60A	3,54
P61A	2,31
P62A	9,01
P63A	4,58

Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Figura 48. Producción para diámetros de 8 in y 10 in.



Fuente. Autores, simulador Pipephase.

Con la variación de las configuraciones y los diámetros de los cabezales se logró en promedio disminuir la THP para los diámetros de 8 y 10 pulgadas en la siguiente proporción:

- THP promedio configuración inicial: 126,09 psi
- THP promedio configuración 8 (in): 94,62 psi
- THP promedio configuración 10 (in): 85,48 psi

Con esa disminución de THP se aumentó para cada configuración la producción de barriles de aceite por día en:

- BOPD configuración 8 (in): 165,22
- BOPD configuración 10 (in): 293,24

CONCLUSIONES

- Las simulaciones realizadas para validar la red de recolección de las estaciones 4 y 5 del Campo Casabe se ajustaron con desviaciones menores al 10%, por lo que se consideran aceptables y se valida la red para dichos pozos.
- Se determinó para la estación 4 la correlación de Beggs & Brill como fase líquido con sus modificaciones de Beggs & Brill-Moody para los cabezales 1,3 y 5, Beggs & Brill-Moody Eaton para los cabezales 2 y 4 y Beggs & Brill para el cabezal 6, como el mejor ajuste.
- Para la estación 5 la correlación que mejor se ajusta al comportamiento hidráulico para los cabezales 1, 2 y 3 es la correlación de Beggs & Brill como líquido y para el cabezal 4 la correlación de Beggs & Brill – Moody como hidrocarburo.
- Se presentan inconvenientes en la velocidad de la mezcla debido a la baja velocidad presente en el sistema lo cual puede favorecer la depositación de sólidos a lo largo de las tuberías.
- El patrón de Flujo que más se refleja en los resultados de la simulación para las estaciones 4 y 5 es el intermitente.
- Se construyeron la graficas de capacidad volumétrica para los cabezales de las estaciones 4 y 5 bajo los diferentes escenarios planteados en el ajuste del modelo, con el fin de contar con un indicativo de la caída de presión que se está presentando en las líneas.

- Para la estación 5 se realizaron varias configuraciones con el fin de redistribuir el flujo y obtener las nuevas THP bajo las mismas.
- Se seleccionó la configuración B en la estación 5 ya que se logra obtener la menor THP, con la que se busca analizar la variación en producción que tienen los pozos que se encuentran en los cabezales 1, 2 y ramal "B".
- Con la variación de los diámetros de 8 y 10 pulgadas para los cabezales 1 y 2 de la estación 5 se logra reducir en promedio la THP en 31 y 40 psi respectivamente.

RECOMENDACIONES

- Continuar utilizando el Software PIPEPHASE 9.2 para evaluaciones hidráulicas y simular el comportamiento de las estaciones a lo largo del tiempo.
- Realizar una toma de puntos de presión a lo largo de los cabezales de la estación 4 y realizar una mejorada evaluación hidráulica con la conexión de cabezales de las estaciones adyacentes.
- Realizar un análisis nodal desde yacimiento con el fin de determinar de una manera más objetiva la THP que debería tener los pozos para el control de la producción.
- Construir la red de las demás estaciones del campo, para tener todo el sistema montado en el programa con la finalidad de revisar que variaciones pueden ser posibles en el momento que se necesite realizar alguna por problemas operacionales.
- Actualizar periódicamente el modelo, ya sea por la adición de nuevos pozos o por el cierre de algunos.

BIBLIOGRAFÍA

- ALBORNOZ, R. Propuesta de Mejoras en la Red de Recolección de Fluidos Multifásicos del Campo Casma Anaco, Municipio Aguasay Estado Monagas. Junio 2012. Venezuela.
- BERTUCCI, Miguel. Análisis del comportamiento Hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el Campo Uracoa, Unidad Monagas Sur, Harvest Vinccler; C.A. Febrero 2006. Venezuela.
- ECOPETROL S.A. 2010. Manual técnico de criterios de diseño de la especialidad de ingeniería de proceso.
- FLÓREZ, Jorge. F. PORRAS, Freddy. Determinación del Patrón de Flujo Multifásico en tuberías de Recolección de petróleo emulsionado, a partir de los datos históricos de producción apoyado en una aplicación con redes neuronales artificiales. Bucaramanga. 2007.
- KEYWORD MANUAL, Pipephase. Simulation Sciences, Inc.”, (SimSci).
- MARQUEZ, L. Casabe Mature Field Revitalization Through and Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. SPE 122874. Mayo 31-Junio 3, 2009. Colombia
- Oilfield Review. Casabe: Revitalización de un Campo Maduro. Summer 2010. Slb.

- OLARTE, P. Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Fields. SPE 122956. Mayo 31-Junio 3, 2009. Colombia.
- Presentación Generalidades Campo Casabe. Ecopetrol. 2012.
- RUSHLAN, Mohd Zahirin. Integrated Approach: Perforation System Optimization for Sand Prevention. SPE 128569. junio 20-22, 2010. India.
- VARGAS, Peralta J. Corrosion and Scales Problems in a Mature Oil Field under Waterflooding; From the Diagnostic to the Integrity Management; Casabe Field, Colombia. SPE 155209. 28-29 mayo 2012. UK.