

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



***“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DE LA
UNIDAD DE PRODUCCIÓN EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ,
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO”***

**REALIZADO POR:
PATRICIA CAROLINA SANTOS MARCELO**

**Trabajo especial de grado presentado ante la universidad de oriente como
requisito parcial Para optar al título de:**

INGENIERO MECÁNICO

PUERTO LA CRUZ, Febrero de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



***“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DE LA
UNIDAD DE PRODUCCIÓN EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ,
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO”***

ASESORES:

Prof. MELCHOR LEDEZMA
Asesor Académico

Ing. OSWALDO ARRIOJA
Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, Febrero de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DE LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO”

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Prof. Melchor Ledezma
Asesor Académico

Prof. Simón Bittar
Jurado Principal

Prof. Yordy González
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, Febrero de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, por estar siempre a mi lado, por darme fortaleza en momentos difíciles y sabiduría para saber elegir en mi vida.

A mis Padres, Martín Santos y Mercedes Marcelo por ser mi principal motivo de inspiración y superación. Su amor, apoyo y confianza es la fuerza que me impulsa a seguir avanzando, los Amo.

A mis hermanos, Silvia, Álvaro y Sara por todos los buenos y malos momentos que hemos compartido juntos y porque son los mejores hermanos, se les quiere inmensamente.

A mi Tía Gladis y mi Sobrino Darwin, por ser parte de mi vida y estar siempre juntos en todos los momentos necesarios, los quiero mucho.

A mis abuelas, Sara y Josefina y a mis Abuelos Emiliano y Armando que desde el cielo se sienten orgullosos por mi logro alcanzado.

A toda mi familia que a pesar de la distancia que hemos tenido siempre estuvieron pendientes y presentes de alguna u otra manera en mi vida y en el transcurso de mi carrera.

A los que han tocado mi vida, y siempre formarán parte de mi ser.

Patricia Carolina Santos Marcelo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por estar siempre a mi lado, por darme fortaleza en momentos difíciles por ser mi guía y ayudarme a lograr mi meta.

A mis Padres, por todo su esfuerzo realizado, amor y dedicación en todo momento.

A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, en especial a todos los profesores del Departamento de Mecánica, Diógenes Suárez, Edgar Rodríguez, Simón Bittar, Lino Camargo, Yordy González, Melchor Ledezma por todos los conocimientos adquiridos durante mi carrera y por todos los momentos inolvidables que pase.

A todo el personal de la Gerencia de Ingeniería de Producción del Distrito San Tomé-PDVSA, primeramente al Ingeniero Oswaldo Arrijoja, por brindarme siempre su valiosa dedicación, confianza y experiencia, José Zavala, Jeanfel Rivas, en el Centro Operativo Bare al Ingeniero Luís Méndez, y a todos los técnicos que brindaron su colaboración en mi trabajo, Rubén Quijada, Víctor Stanford, Anarsis.

A mis amigos, Manuel López, Niurka Peinado, Lisetti García, Milaguifred Montes, José Jesús Caraballo, Carlos Horta, Ronald Zurita por brindarme todo su apoyo, optimismo y amor, espero contar con todos ustedes por el resto de mi vida.

A mis compañeros: Diana Calderón, Daniela Bauza, Ericka Pulido, La china, Marvis Molero, Miguel Angulo, Osmel Arévalo, Eloy Montes por su apoyo y compañía.

A mis compañeros tesisistas: Josbet Gonzáles, Yoshir Leal, Yudeisy Ledezma, Yolanda Parra (la tota), Mairin, María ledezma y Randy Díaz por todos los momentos compartidos durante mi tesis, fueron una excelente compañía y a todos aquellos que estuvieron involucrados en mi proceso.

RESUMEN

En este trabajo de grado se evaluó el Sistema de Distribución de Diluyente de la Unidad de Producción Extrapesado, Distrito San Tomé, específicamente en el Área de Arecuna, Bare Tradicional y el Este de Bare. Para esto se utilizó el simulador de redes PIPESIM 2007, con el que se conoció el transporte de diluyente a lo largo de todo el sistema de tubería; se calcularon las pérdidas de presión, las velocidades máximas del diluyente, el consumo de diluyente por pozo, entre otros; con el fin de conocer el estado operativo del sistema en condiciones actuales y futuras con la incorporación de nuevos diluenductos y de un segundo rebombeo y de esta manera realizar la activación de nuevos pozos, para finalmente desarrollar una propuesta de mejora para el sistema. Una vez determinada la presión, la velocidad erosional y la del líquido, se procedió a un análisis adicional del sistema de inyección de diluyente al sistema futuro 2016, para así estudiar la rentabilidad económica de las adecuaciones realizadas al sistema.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	vii
CONTENIDO	viii
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tablas	xix
CAPÍTULO 1: EL PROBLEMA	20
1.1. ASPECTOS DE LA EMPRESA.....	20
1.1.1. Petróleos de Venezuela S.A.....	20
1.1.2. Antecedentes.....	20
1.1.3. Objetivos de la Empresa.....	22
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO Y DEL PROCESO.....	22
1.2.1. Ubicación Geográfica.....	22
1.2.2. Planteamiento del Problema.....	24
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	26
1.3.1. General.....	26
1.3.2. Específicos.....	26
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	27
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
2.2. BASAMENTOS TEÓRICOS.....	28
2.2.1. Definición de Términos.....	28
2.2.2.1. Fluido.....	28
2.2.2.2. Viscosidad.....	29

2.2.2.3.	Viscosidad Absoluta o Dinámica (μ)	29
2.2.2.4.	Gravedad °API.....	29
2.2.2.5.	Patios de Tanque Oficina (P.T.O)	31
2.2.2.	Sistema de Producción.....	31
2.2.2.1.	Descripción de un Campo Petrolero.....	31
2.2.2.2.	Estaciones de Rebombeo	32
2.2.2.3.	Oleoductos	33
2.2.2.4.	Cabezal de Pozo.....	33
2.2.2.5.	Línea de Flujo.....	33
2.2.2.6.	Diluyente	33
2.2.2.7.	Diluenducto	33
2.2.2.8.	Múltiple de Diluyente.....	34
2.2.2.9.	Válvulas.....	34
2.2.2.10.	Válvula Multipuerto	34
2.2.2.11.	Redes de Distribución.....	35
2.2.2.12.	Bombas Centrífugas	35
2.2.2.13.	Bombas Reciprocantes	36
2.2.2.14.	Presión de Entrada a la Bomba.....	36
2.2.2.15.	Tanques de Almacenamiento.....	37
2.2.2.16.	Estación de Flujo	37
2.2.2.17.	Estación de Descarga.....	37
2.2.3.	CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	38
2.2.3.1.	Dilución de Crudos Extrapesados.....	38
2.2.3.2.	Importancia de la Inyección de Diluyente.....	39
2.2.3.3.	Principales razones para el uso de Diluyente en la Producción	41
2.2.3.4.	Factores que intervienen en la optimización de la inyección de diluyente .	41
2.2.3.5.	Desventajas de usar Diluyente.....	43

2.2.4. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS EN EL CAMPO BARE Y ARECUNA	43
2.2.4.1. Bombeo Mecánico (BM)	43
2.2.4.2. Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)	44
2.2.4.3. Bombeo Electrosumergible (BES)	45
2.2.5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE FLUJO DE FLUIDOS	46
2.2.5.1. Flujo de Fluidos en Tuberías	46
2.2.5.2. Numero de Reynolds	46
2.2.5.3. Flujo Laminar	47
2.2.5.4. Flujo Turbulento	47
2.2.6. ANÁLISIS ECONÓMICO	48
2.2.6.1. Objetivos de un Análisis Económico	48
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO	49
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	49
3.1.1. Según la estrategia	49
3.1.2. Según su propósito	49
3.2. POBLACION Y MUESTRA EN ESTUDIO	50
3.3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	50
3.3.1. AutoCAD	50
3.3.2. PIPESIM	50
3.3.2.1. Módulos de Simulador PIPESIM	51
3.3.2.2. Técnica de Simulación	53
3.3.3. CENTINELA 2000	54
3.5.3.1. Aplicaciones del Centinela	55
3.5.3.2. Beneficios del CENTINELA	57
3.3.4. SEEPLUS	57
3.4. BASES DE DISEÑO	58
3.5. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	59

3.5.1. Revisión Bibliográfica.....	59
3.5.2. Descripción de los Límites de la Red de Tuberías de Diluyente en el Área de Extrapesado	60
3.5.2.1. Técnica descriptiva.....	60
3.5.2.2. Entrevistas no estructuradas	60
3.5.3. Análisis de la Producción Diferida por Fallas en el Sistema durante el Año 2008	60
3.5.3.1. Recolección de datos en campo.....	61
3.5.4. Evaluación de la Red de Distribución de Diluyente Actual y los Proyectos de Adecuaciones o Ampliaciones Asociados	61
3.5.5.1. Validación de la simulación hidráulica	62
3.5.6. Proposición de las Modificaciones Técnicas y Económicamente Factibles.....	62
3.5.7. Redacción y Presentación del Trabajo de Grado.....	63
CAPÍTULO 4: DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	64
4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUYENTE.....	64
4.2. RELACIÓN DE PRODUCCIÓN DIFERIDA POR FALLAS EN EL SISTEMA DE DILUYENTE DURANTE EL AÑO 2008 CON RESPECTO A LOS CÁLCULOS QUE RIGEN LA CONTABILIZACIÓN DE DILUYENTE	73
4.2.1. Producción Diferida por Restricción de Diluyente.....	73
4.2.2. Producción Diferida por Fallas en los Servicios Eléctricos	74
4.2.3. Relación de Producción Diferida por Restricción de Diluyente y por Fallas en los Servicios Eléctricos	76
4.2.4. Cálculos que rigen la contabilización del diluyente	77
4.3. EVALUACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE DILUYENTE ACTUAL Y LOS PROYECTOS DE ADECUACIONES Y AMPLIACIONES ASOCIADOS.....	81
4.4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL Y FUTURO	87

4.5. PROPUESTAS DE LAS MODIFICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS FACTIBLES QUE MEJOREN EL SISTEMA CON BASE A LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	105
4.5.1. Descripción de la Propuesta Económica para la Distribución de Diluyente en los Campos Bare, Arecuna y Cariña.....	131
4.5.2. Evaluación Económica	132
CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES.....	135
BIBLIOGRAFIA.....	136
APÉNDICE.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE A: RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE LABORATORIO DE DILUENTE	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B: CONSUMO DE DILUENTE POR CAMPO¡Error! Marcador no definido.	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C: DISEÑO DE LAS REDES DE RECOLECCIÓN MEDIANTE EL SIMULADOR PIPESIM	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	138

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS CUATROS ÁREAS QUE INTEGRAN LA FAJA DEL ORINOCO ^[1]	21
FIGURA 1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO SAN TOMÉ EN LA FAJA DEL ORINOCO.....	23
FIGURA 2.1. LÍNEA DE DILUENTE DE P.T.O A C.O.B.....	31
FIGURA 2.2 SISTEMA MANUAL DE INYECCIÓN DE DILUENTE DE 7 PUERTOS.....	35
FIGURA 2.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA	36
FIGURA 2.4. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DILUENTE EN EL CENTRO OPERATIVO BARE.	37
FIGURA 2.5. LOS CORIOLIS INSTALADOS EN EL MÚLTIPLE DE INYECCIÓN DE DILUENTE PARA REALIZAR LA MEDICIÓN CORRESPONDIENTE A LA DOSIFICACIÓN DE CADA POZO.....	39
FIGURA 2.6. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	44
FIGURA 2.7. SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA.	45
FIGURA 2.8. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	46
FIGURA 3.1. APLICACIONES DEL CENTINELA.....	54
FIGURA 4.1. PATIO DE TANQUES OFICINA “P.T.O”, FUENTE DE SUMINISTRO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE U.P. EXTRAPESADO.....	65
FIGURA 4.2. TANQUE DE CARGA 96005 (P.T.O).....	65
FIGURA 4.3. CUATRO BOMBAS TIPO BOOSTER.	66
FIGURA 4.4. VARIADORES DE FRECUENCIA.....	66

FIGURA 4.5. CABEZAL DE SUCCIÓN DE LAS BOMBAS.....	67
FIGURA 4.6. TUBERÍA DE SUCCIÓN HACIA LA BOMBA CENTRÍFUGA.....	67
FIGURA 4.7. BOMBA CENTRÍFUGA.....	68
FIGURA 4.8. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DILUENTE EN EL C.O.B DE CUBIERTA INTERNA FLOTANTE.....	69
FIGURA 4.9. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE U.P. EXTRAPESADO.....	70
FIGURA 4.10. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE, UBICADO AL ESTE DEL CAMPO BARE.....	71
FIGURA 4.11. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE, UBICADO EN EL ÁREA TRADICIONAL DE BARE.....	72
FIGURA 4.12. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE, UBICADO EN EL ÁREA DE ARECUNA.....	73
FIGURA 4.13. RESTRICCIÓN DE DILUENTE PARA EL AÑO 2008.....	74
FIGURA 4.14. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA POR SERVICIOS ELÉCTRICOS DURANTE EL AÑO 2008.....	75
FIGURA 4.15. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA TOTAL DURANTE EL AÑO 2008.....	77
FIGURA 4.16. ORIFICIO DE RESTRICCIÓN EN SALTO HACIA ARECUNA.....	82
FIGURA 4.17. ORIFICIO DE RESTRICCIÓN EN SALTO HACIA BARED – 3, 4, 5, 6, 7 Y 9.....	82
FIGURA 4.18. SALTO NUEVO A TUBERÍA DE 12” HACIA EL ESTE DEL CAMPO BARE.....	83
FIGURA 4.19. SALTO NUEVO AL DILUENDUCTO DE 12”.....	83
FIGURA 4.20. RECORRIDO DEL DILUENDUCTO (12 PULG X 8.8 KM).....	84
FIGURA 4.21. BOMBAS ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	84
FIGURA 4.22. BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES (BES).....	85
FIGURA 4.23. DESCARGA DEL SISTEMA DE REBOMBEO.....	85

FIGURA 4.24. SISTEMA ELÉCTRICO DEL REBOMBEO BES.	86
FIGURA 4.25 PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	88
FIGURA 4.26. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL ÁREA ARECUNA (2009), AGRUPADO POR ÁREAS.....	89
FIGURA 4.27 PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	91
FIGURA 4.28. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	92
FIGURA 4.29 PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	93
FIGURA 4.30 PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	94
FIGURA 4.31 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL ÁREA TRADICIONAL DE BARE (2009).....	95
FIGURA 4.32. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	97
FIGURA 4.33 PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	98
FIGURA 4.34. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	99

FIGURA 4.35. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	100
FIGURA 4.36 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL ÁREA ESTE DE BARE (2009)	101
FIGURA 4.37. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	103
FIGURA 4.38. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	104
FIGURA 4.39. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	105
FIGURA 4.40 PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	106
FIGURA 4.41. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	107
FIGURA 4.42. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	108
FIGURA 4.43. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	110
FIGURA 4.44. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	111

FIGURA 4.45. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	112
FIGURA 4.46. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	113
FIGURA 4.47. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	114
FIGURA 4.48. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	115
FIGURA 4.49. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	116
FIGURA 4.50. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	117
FIGURA 4.51. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	118
FIGURA 4.52. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	119
FIGURA 4.53. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	120
FIGURA 4.54. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	121

FIGURA 4.55. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO ARECUNA (26° API).....	122
FIGURA 4.56. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	123
FIGURA 4.57. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	124
FIGURA 4.58. PERFIL DE VELOCIDAD DE LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	125
FIGURA 4.59. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE TRADICIONAL (26° API).....	126
FIGURA 4.60. PERFIL DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	127
FIGURA 4.61. PERFIL DE VELOCIDAD EROSIONAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	128
FIGURA 4.62. PERFIL DE VELOCIDAD DEL LÍQUIDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	129
FIGURA 4.63. PERFIL DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRICCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL CAMPO BARE ESTE (26° API).....	130

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Unidades de la Viscosidad Absoluta o Dinámica (μ)	29
Tabla 4.1. Determinación del Porcentaje de Error del Área de Arcuna.....	90
Tabla 4.2 Determinación del Porcentaje de Error del Área Tradicional de Bare.	96
Tabla 4.3 Determinación del Porcentaje de Error del Área Este de Bare.....	102
Tabla 4.4 Resultados de la Evaluación Económica	133

CAPÍTULO 1: EL PROBLEMA

1.1. ASPECTOS DE LA EMPRESA

1.1.1. Petróleos de Venezuela S.A.

Es la empresa energética, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Su objetivo principal es sustentar y apoyar el desarrollo económico y social del país utilizando al máximo todos los recursos de hidrocarburos. Esto implica tener responsabilidad de prever y mejorar los requerimientos de hidrocarburos que necesita el país, tanto para el consumo interno como para satisfacer las necesidades de exploración, cumplir con los requerimientos sociales, comunitarios y conservacionistas, contribuir a fomentar la eficiencia y profesionalismo de la industria, asegurar la disponibilidad, desarrollo y óptimo utilización de los recursos requeridos.

1.1.2. Antecedentes

El 14 de diciembre de 1922 comenzaron las actividades petroleras en Venezuela, a partir de ese momento este mineral es descubierto en el norte del Estado Anzoátegui y el área del lago de Maracaibo. En el año de 1923 en el Estado de Delaware (USA), se forma la Venezuela Oil Company S.A. para desarrollar actividades petroleras en el país bajo la denominación Gulf Oil Company.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), fue creada en 1976 a través de la Nacionalización del petróleo y desde entonces se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo.

Para el año de 1988 se realizó el proceso de transformación en la industria petrolera con el fin de reducir costos y contormar así una sola empresa denominada

PDVSA Petróleo y Gas, que cuenta con dos divisiones operacionales: PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento, que se encarga de explorar, explotar y producir crudo y gas. PDVSA Manufactura y Mercadeo, encargada del negocio de refinación y venta al mercado interno y/o externo. Ambas divisiones son apoyadas por la división PDVSA Servicios que le da soporte a las actividades medulares del negocio.

El 07 de enero de 2006 se cumplieron 70 años de la perforación del primer pozo en el Campo Faja Petrolífera del Orinoco (la Faja), Esa gran fuente de recursos que es la Faja podría convertirse en una de las mejores alternativas energéticas para el mundo de los tiempos por venir.

La Faja Petrolífera del Orinoco, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio de petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente como lo muestra la Fig. 1.1.



Figura 1.1. Ubicación Geográfica de las Cuatro Áreas que Integran la Faja del Orinoco^[1].

1.1.3. Objetivos de la Empresa

Su objetivo principal radica en la integración de actividades de Exploración, Producción, Refinación y Comercialización nacional e internacional de crudo, gas natural y productos derivados del proceso de refinación de los hidrocarburos. Luego de dos décadas de actividades, PDVSA se ha constituido en una corporación de primera línea en el ámbito nacional e internacional, ocupa una posición relevante entre las empresas del mundo por sus niveles de producción, reservas, capacidad instalada de refinación y ventas.

Estratégicamente PDVSA Explotación, Producción y Mejoramiento se encuentra dividida en tres grandes regiones extendidas a lo largo de la geografía nacional (Occidente, Oriente y Sur) y cada región esta dividida en distritos, los cuales tienen bajo su responsabilidad la explotación de los diferentes campos a través de las Unidades de Explotación.

1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO Y DEL PROCESO

1.2.1. Ubicación Geográfica

El distrito San Tomé comprende la mayor extensión del sur de los estados Anzoátegui y Guárico. Se extiende hasta Casma – Soledad en el estado Monagas, con un área aproximada de 24.000 Km², esta subdivido en cinco (05) unidades de producción, a saber: Liviano, Mediano, Dación, Pesado y Extrapesado. Esta última es la de mayor producción, 50% de la producción total del Distrito, y comprende tres (03) campos: Bare, Arecuna y Cariña. Estos abarcan actualmente un área de 1.192 Km², en el bloque Ayacucho de la faja petrolífera del Orinoco, al sur del estado Anzoátegui. Ver fig. 1.2.

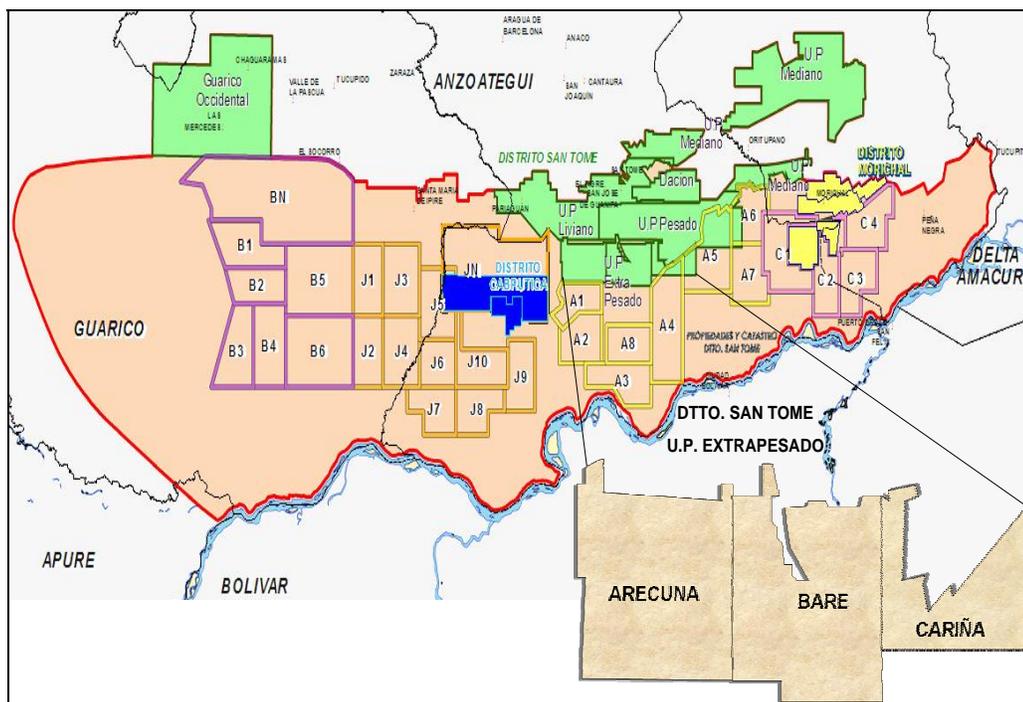


Figura 1.2. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé en la Faja del Orinoco^[1].

- **Campo Bare:**

El Campo Bare está ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, a unos 40 Km aproximadamente al Sur de la ciudad de El Tigre y a unos 70 Km al Norte del Río Orinoco. Abarca una superficie de unos 486 Km² con una longitud de 27 Km y un ancho de 18 Km. Se encuentra en el sector Nor – Occidental del Área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Limita al Norte con los Campos Miga y Yopales Sur, al Este por los Cuadrángulos Cariña e Irapa, al Oeste con el Cuadrángulo Arcuna y al Sur con el Cuadrángulo Huyapari.

- **Campo Arcuna:**

El Campo Arcuna se encuentra ubicado en la región Nor – Occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 475 Km². Está localizado a 60 Km al Suroeste de la población de San Tomé. Limita al

Norte con el Campo Yopales Sur, al Este con el Cuadrángulo Bare, al Oeste con el Área de Junín y al Sur con el Cuadrángulo Guahibo.

- **Campo Cariña:**

El Campo Cariña está ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, a unos 60 Km aproximadamente al Sureste de la ciudad de El Tigre. Abarca una superficie de unos 231 Km². Se encuentra en el sector Nor – Occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Limita al Norte con el Campo Melones, al Este por el Cuadrángulo de Dobokubi, al Oeste con el Cuadrángulo Bare y al Sur con el Cuadrángulo Irapa.

1.2.2. Planteamiento del Problema

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), es la principal industria generadora de ingresos del país, la cual tiene su matriz en la ciudad de Caracas y sedes en los estados Anzoátegui, Apure, Barinas, Guárico, Monagas, Zulia y Carabobo. En el estado Anzoátegui posee áreas operacionales en Anaco, Puerto la Cruz y San Tomé. Esta última, conforma un distrito integrado por cinco unidades de producción, a saber: Liviano, Mediano, Dación, Pesado y Extrapesado. La unidad de Extrapesado es una de las más importantes; con un 48% de la producción; está integrada por tres campos productores: Bare, Arecuna y Cariña. Estos campos abarcan actualmente un área de 1.192 Km² en la zona Sur del Estado Anzoátegui de la República Bolivariana de Venezuela.

El crudo extraído en los campos Arecuna, Bare y Cariña es diluido en cabezal de pozo hasta obtener una mezcla de 16° API para luego ser transportado hacia las estaciones de proceso, donde se desgasifica, deshidrata y bombea hacia el Patio de Tanques Oficina (P.T.O). Actualmente, se disponen de quince (15) estaciones de proceso: ocho (08) estaciones de descarga, cinco (05) estaciones de flujo y dos (02)

estaciones multifásicas, las cuales están divididas en dos grandes áreas, Bare y Arecuna, ya que actualmente el campo Cariña esta en la fase de estudio.

Los campos Bare y Arecuna poseen un petróleo crudo entre 8 y 12° API, con una alta viscosidad asociada, estas características hacen que su extracción, transporte y tratamiento sean difíciles, por lo que generalmente para mejorar sus características se tiende a diluirlo con crudo liviano de unos 25 - 26° API, conocido como diluyente. Durante el año 2008, fueron muchas las causas que provocaron el diferimiento de producción, entre ellas se tienen las descargas atmosféricas, desfase en conexiones de macollas, acceso de vías y las variaciones significativas en calidad de diluyente. De acuerdo a las estadísticas de producción, se han diferido más de 3 mil barriles de producción en un día como consecuencia de las variaciones en la gravedad API del diluyente. Es por esto, que se debe hacer una revisión exhaustiva de todos los elementos que integran el sistema de distribución de diluyente, los cuales son: tanques, tuberías, bombas, válvulas, accesorios y medidores de flujo; con la finalidad de identificar los elementos más sensibles del sistema y mitigar las pérdidas de producción por dicha causa. Adicionalmente se requiere estudiar la capacidad máxima del sistema para diferentes escenarios, así como también el colapso del mismo tomando en cuenta los volúmenes a manejar requeridos en el plan de negocios del área.

Para realizar el análisis del sistema se procederá a la recolección de muestras de crudo extrapesado y diluyente, visitas a campo, medición de presiones, entre otros. Por último, se debe tomar en cuenta que la falta de mantenimiento y automatización tanto en los sistemas de bombeo, como en los equipos de medición en cabezal de pozo que conforman estas redes de tuberías, también forman parte de las pérdidas producidas, provocando una falta de control de cuánto diluyente llega a los pozos que se

encuentran a mayor distancia o si se dispone de una presión de inyección óptima que garantice la mezcla a 16° API.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. General

Evaluar el sistema de distribución de diluyente de la Unidad de Producción Extrapesado, Distrito San Tomé, Exploración y Producción División Faja del Orinoco.

1.3.2. Específicos

- 1.** Describir los límites de la red de tuberías de diluyente de la Unidad de Producción extrapesado, Distrito San Tomé.
- 2.** Analizar la producción diferida por fallas en el sistema durante el año 2008 y los cálculos que rigen la contabilización del diluyente.
- 3.** Evaluar la red de distribución de diluyente actual y los proyectos de adecuaciones o ampliaciones asociados.
- 4.** Realizar la simulación del sistema mediante la aplicación de un simulador de redes de fluidos.
- 5.** Proponer modificaciones técnicas y económicamente factibles que mejoren el sistema con base a los resultados de la simulación.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

- Pedro Alejandro Oliveros Rondón. (2007).

Este trabajo se desarrolló con el objetivo de realizar un análisis de la red de recolección a fin de verificar que ésta no presentara problemas para transportar el crudo y si los presentase proponer alternativas que ayuden a mejorar el manejo del mismo, a diferencia del trabajo de grado anteriormente mencionado con este proyecto realizado se busca evaluar un sistema hidráulico de fluido monofásico [1].

- Jorjhan Rafael Díaz Figueroa. (2006).

Este trabajo se desarrolló con el objetivo de evaluar la red de distribución e inyección de diluyente asociada al Rebombeo Miga, con el fin de poder determinar las presiones de inyección en función de las diferentes extensiones de cada ramal de la red con su respectivo consumo de diluyente (diluyente actual y mezclas de diferentes gravedades API). Similarmente a lo expuesto es este trabajo de grado, el proyecto propone evaluar el sistema de diluyente pero en una unidad de producción completa, que involucra tres campos y filosofías de operaciones distintas [2].

- Andrés Jesús Bustamante Cárdenas. (2006).

Este trabajo se realizó con el objetivo de desarrollar una evaluación a las redes de recolección de crudo asociadas a las estaciones de descarga Bared- 5 y Bared- 10, con el fin de dar propuestas para el manejo del mismo, ya sea utilizando tecnología multifásica o reorganizando y adecuando las redes de recolección hacia las estaciones procesadoras más cercanas. A diferencia del trabajo de grado anteriormente mencionado con este proyecto se busca evaluar un sistema hidráulico de fluido

monofásico, y al mismo tiempo considera el sistema de diluyente en la unidad de producción extrapesado [3].

2.2. BASAMENTOS TEÓRICOS

A continuación se muestran las bases teóricas que sustentan esta evaluación, a fin de facilitar la comprensión del Trabajo de Grado. Se presentan de manera clara y sencilla algunos conceptos y fundamentos de la producción, manejo y transporte de diluyente en redes de tuberías.

2.2.1. Definición de Términos

2.2.2.1. Fluido

Es aquella sustancia que, debido a su poca cohesión intermolecular carece de forma propia y adopta la forma del recipiente que la contiene. Los fluidos se pueden clasificar en forma general, según la relación que existe entre el esfuerzo cortante aplicado y la rapidez de deformación resultante. Aquellos fluidos donde el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la rapidez de deformación se denominan fluidos newtonianos. La mayor parte de los fluidos comunes como el agua, el aire, y la gasolina son prácticamente newtonianos bajo condiciones normales. El término no newtoniano se utiliza para clasificar todos los fluidos donde el esfuerzo cortante no es directamente proporcional a la rapidez de deformación.

En forma general, puede afirmarse que los fluidos pertenecientes a un yacimiento son petróleo, gas y agua. A medida que estos fluidos son producidos, sus propiedades varían lo cual conlleva a un cambio en la característica del yacimiento y en su comportamiento [4].

2.2.2.2. Viscosidad

Es una propiedad que cuantifica la resistencia a fluir debido a la existencia de fricción interior dentro del fluido. Las viscosidades de la mayoría de los líquidos varían apreciablemente con los cambios de la temperatura, considerando que la influencia de cambio de presión es normalmente despreciable [4].

2.2.2.3. Viscosidad Absoluta o Dinámica (μ)

Es una medida de su resistencia al deslizamiento o sufrir deformaciones internas, es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura, la viscosidad absoluta se presenta en las siguientes unidades, ver Tabla 1.1. [4].

Tabla 1.1. Unidades de la Viscosidad Absoluta o Dinámica (μ)

	Sistema Internacional	Sistema Ingles	
	Unidades Métricas	Unidades Inglesas	Equivalencias
μ	N.s/m² o Kg/m.s	Poise o Centipoise“cps” (10⁻² poise)	1 Pas = 1 Kg./m.s=10³ 1 cPs = 10⁻³ Pas

2.2.2.4. Gravedad °API

El sistema API, desarrollado por el “American Petroleum Institute” es una escala empírica para expresar las gravedades específicas en grados, comenzando con 10° API para la gravedad específica del agua fresca a 60° grados F.

La gravedad API, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también

usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. Esta gravedad es medida con un instrumento denominado hidrómetro.

La fórmula usada para obtener la gravedad (ver Ec. 2.1) API es la siguiente:

$$API_d = \frac{141,5}{\gamma_d} - 131,5 \quad (2.1)$$

La fórmula usada para obtener la gravedad específica del líquido (ver Ec. 2.2) derivada de los grados API es la siguiente:

$$\gamma_i = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad (2.2)$$

60°F (o 15 5/9 °C) es usado como el valor estándar para la medición y reportes de mediciones.

Por lo tanto, un crudo pesado con una gravedad específica de 1 (esta es la densidad del agua pura a 60 °F) tendrá la siguiente gravedad API:

$$(141,5/1,0) - 131,5 = 10,0 \text{ grados API.}$$

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su medición de gravedad API. Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API. Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API. Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API. Crudos extrapesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 °API.

2.2.2.5. Patios de Tanque Oficina (P.T.O)

Son las instalaciones en donde se recibe el petróleo proveniente de las estaciones de flujo o de descarga, para luego ser bombeados hasta los centros de refinación o los puertos de embarque con la finalidad de exportar el petróleo. Están destinadas al almacenamiento de todo el petróleo de área determinada o zona de producción. Están provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades, las cuales oscilan entre 47000 Bbls y 25000 Bbls, además de capacidad para recibo, fiscalización y bombeo [5].



Figura 2.1. Línea de Diluyente de P.T.O a C.O.B.

2.2.2. Sistema de Producción

2.2.2.1. Descripción de un Campo Petrolero

Son los pozos y las instalaciones conexas de superficie. Un pozo petrolero está constituido por una tubería de producción por donde asciende el crudo, conjuntamente con gas y agua. Esta tubería a su vez está cubierta con un revestidor.

En la superficie del pozo está instalado el “Árbol de Navidad” (arreglo de varias válvulas) que permite la comunicación desde la superficie con el interior del pozo. El cabezal del pozo está condicionado con concreto y/o arena para lograr un flujo óptimo desde el yacimiento hasta la sarta de producción.

Luego que la mezcla de hidrocarburos llega a la superficie, es necesario separar el gas, el petróleo y el agua y/o condensado (flujo multifásico) que produce el yacimiento. Esta operación se realiza en las estaciones de flujo y descarga (uno de los elementos de producción petrolera), donde se recibe la producción de los pozos para posteriormente transferir el crudo al patio de tanques y finalmente destinarlo a la venta [5].

2.2.2.2. Estaciones de Rebombeo

Están diseñadas para dar mas presión a la línea de flujo de diluyente provenientes de los tanques de almacenamiento de diluyente de los convenios operativos de PDVSA con otras empresas y P.T.O.

El sistema de distribución de diluyente para el campo Bare y Arecuna, se divide básicamente en 2 sistemas de bombeos. Estos sistemas son:

- Campo Operativo Bare (C.O.B.)
- Rebombeo BES

Campo Operativo Bare, almacena las reservas de diluyente que van hacia el Rebombeo Bes y a las áreas de Arecuna y Cariña a 25-26° API.

El Rebombeo BES, recibe diluyente a 25° API, desde C.O.B. y surte a los pozos correspondientes al campo Bare Este.

2.2.2.3. Oleoductos

Está constituido por la tubería troncal o principal y el patio de tanques. La parte del sistema de oleoductos llamada tubería troncal, es aquella que se extiende entre el área de producción y los patios de tanques o terminales de embarque. Desde el punto de vista operacional, las tuberías utilizadas para el transporte de hidrocarburos se clasifican según su importancia o el tipo de producto que maneja [7].

2.2.2.4. Cabezal de Pozo

Es un sistema de control en superficie conformado por instrumentos que mantienen el control del pozo y a su vez, permiten la llegada y direccionamiento del crudo [7].

2.2.2.5. Línea de Flujo

Se refieren a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo. La longitud de estas líneas es parámetro de importancia, en algunos casos poseen varios kilómetros de longitud [7].

2.2.2.6. Diluyente

Crudo mediano utilizado como mezcla en las operaciones de producción de crudos pesados y extrapesados, con una gravedad que oscila entre 22 – 26° API; cuya finalidad es minimizar la viscosidad del crudo de formación y por consiguiente, darle mayor fluidez a la línea de producción [7].

2.2.2.7. Diluenducto

Tuberías de proceso que funcionan como líneas de flujo de unas 2 pulgadas de diámetro o más, por donde se desplaza el diluyente hacia las estaciones de rebombeo, estaciones de flujo y descarga [7].

2.2.2.8. Múltiple de Diluyente

Son diseñadas para distribuir el flujo de diluyente proveniente de una línea central, hacia los pozos productores. Su construcción sigue el mismo principio que el múltiple de producción; la diferencia radica en que por tratarse de un crudo más liviano y manejarse en menor volumen, el diámetro de las tuberías es menor (1" o 2") [8].

2.2.2.9. Válvulas

Son accesorios que se colocan en las tuberías para cumplir con una función específica tal como regular, desviar el flujo, etc. Esta compuesta por: el cuerpo, que debe ofrecer la adecuada resistencia a las presiones no solo del fluido sino también de los componentes internos. El obturador, que es el elemento móvil y que tiene como función primordial abrir, restringir o bloquear la sección de paso del fluido. Por último, los mecanismos de accionamiento que pueden ser manuales, hidráulicos, neumáticos o eléctricos [9].

2.2.2.10. Válvula Multipuerto

Los sistemas de Optimización para la Inyección de Diluyente fueron pensados para reducir el costo de la producción de crudos pesados y extra-pesados, controlando con exactitud los volúmenes inyectados por pozo para lograr la gravedad API requerida en el petróleo producido. El alma del sistema es una Válvula Multipuerto con una entrada de 4", y siete salidas de 2" bridadas o roscadas.

El diluyente viene de la bomba por el colector principal, que puede ser de 4" y de 6", dependiendo de cuántos Sistemas modulares se conecten en paralelo. Este colector principal alimenta la entrada de 4", y la entrada calibradora de 2". Las salidas activas son 7, quedando la octava para la posición neutral del rotor. Mientras se está en operación, el rotor se encuentra en la posición neutra. Cuando se desea calibrar alguno de los pozos, se ubica el rotor en esa salida, y el diluyente se comienza a inyectar por la entrada de 2", pasando por el medidor de flujo. En ese momento se

ajusta la válvula controladora de flujo, calibrándose el volumen de inyección. Recorriendo las siete salidas, puedo calibrar los 7 flujos de cada pozo, midiendo con el caudalímetro y fijándolo con el Regulador de Flujo [9].



Figura 2.2 Sistema Manual de Inyección de Diluyente de 7 Puertos.

2.2.2.11. Redes de Distribución

Es el conjunto de tuberías que conforman un circuito de transporte de determinado fluido. Existen tres tipos fundamentales de redes, entre las cuales se encuentran las tuberías en serie, en paralelo y las redes de tuberías [10].

2.2.2.12. Bombas Centrífugas

Una bomba centrífuga es un dispositivo constituido por un conjunto de paletas rotatorias perfectamente encajadas dentro de una cubierta metálica, de manera que

son capaces de impulsar al líquido que esté contenido dentro de la cubierta, gracias a la fuerza centrífuga que se genera cuando giran las paletas, esta energía hará que el líquido efectúe trabajo, tal como circular por una tubería o subir a una mayor altura [11].

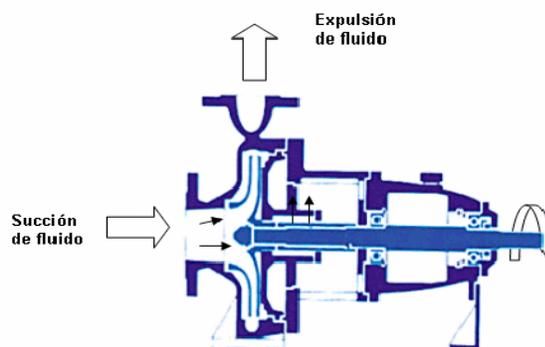


Figura 2.3. Principio de Funcionamiento de una Bomba Centrífuga ^[14].

2.2.2.13. Bombas Reciprocantes

Son aquellas en las cuales se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a uno o más límites móviles de un número deseado de volúmenes que contienen un fluido, lo que resulta en un incremento directo en presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de valores o aberturas en las líneas de descarga [12].

2.2.2.14. Presión de Entrada a la Bomba

Esta indicará la presión aproximada con que el yacimiento aporta crudo, de igual forma depende el valor de la presión de descarga. Con este valor de presión se puede estimar la cantidad de diluyente y presión con que se dosificará el pozo, es decir, el diluyente presente en el anular ejercerá una presión hidrostática en contra del yacimiento la cual debe ser balanceada para que no ahogue la producción del pozo [12].

2.2.2.15. Tanques de Almacenamiento

Los tanques son recipientes metálicos de forma cilíndrica destinados al almacenamiento temporal de líquidos o gases procedentes de los pozos. Los tanques más usados en facilidades de superficie de producción petrolera pueden clasificarse según su función en:

- Tanques para el almacenamiento de crudo sucio o limpio.
- Tanques para probar pozos.

En esta clasificación no se incluye los tanques de lavado, ya que su diseño es especial, y su propósito no es almacenar crudo [12].



Figura 2.4. Tanque de Almacenamiento de Diluyente en el Centro Operativo Bare.

2.2.2.16. Estación de Flujo

Es la encargada de centralizar la recolección de la producción proveniente de los diferentes pozos de un área específica. En estas se procede a la separación del fluido del pozo en dos componentes básicos: líquido (crudo y agua) y gas, luego bombear ese crudo hasta las estaciones de descarga donde se completa el tratamiento [13].

2.2.2.17. Estación de Descarga

Están diseñadas para centralizar la producción de los pozos y estaciones de flujo de

un área específica, completar la separación del gas contenido en el crudo de formación, tratar química y térmicamente el crudo separado para disminuir la emulsión y la viscosidad del mismo, deshidratarlo en los tanques de lavado y finalmente, bombearlo hacia los patios de tanques donde se recibe como producción fiscalizada para los organismos competentes [13].

2.2.3. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

2.2.3.1. Dilución de Crudos Extrapesados

La dilución de crudos pesados es un proceso mediante el cual se mezcla un crudo pesado (fluido primario) con otro fluido menos viscoso y el cual recibe el nombre de Diluyente esto permite obtener una mezcla con una viscosidad intermedia entre la del fluido primario y la del diluyente.

El fluido primario puede ser, por ejemplo, un crudo pesado que fluye del yacimiento al pozo y que generalmente posee viscosidades apreciablemente altas. El diluyente puede ser un crudo liviano o mediano. También se puede usar como diluyentes fluidos tales como: gasóleos, kerosén, nafta y otros.

En los últimos años se ha concentrado un gran interés en las reservas y producción de los crudos pesados, debido a la declinación de las reservas correspondientes a los crudos medianos y livianos, todo esto ha hecho factible la dilución de crudo pesado o extrapesado con un producto destilado o con un crudo liviano en diferentes empresas petroleras como método de transporte y/o producción.

El mayor impacto que tiene la dilución sobre los crudos pesados y extrapesados está centrado en la obtención de una mezcla de menor viscosidad en comparación con el crudo pesado. Bajo este principio es factible el transporte de una cantidad de crudo

pesado bajo una tasa de flujo determinada a través de una tubería con unos requerimientos de energía preestablecidos.

La dilución ha sido utilizada en países como Venezuela y Canadá para manejar y transportar sus crudos pesados o bitúmenes a lo largo de distancias apreciables. Permite realizar una deshidratación más efectiva, así como un mejor manejo de los crudos pesados en los procesos de campo [14].



Figura 2.5. Los Coriolis instalados en el múltiple de inyección de diluyente para realizar la medición correspondiente a la dosificación de cada pozo.

2.2.3.2. Importancia de la Inyección de Diluyente

A. Producción:

La inyección de diluyente a los pozos en subsuelo crea un mejor mezclado crudo diluyente, lo que permite mayor movilidad del fluido en el barril de la bomba de subsuelo y mayor entrada de crudo por la válvula fija. Así mismo, el hecho de que existe un mejor mezclado crudo diluyente, se traduce en menores pérdidas por fricción a través de la tubería.

B. Esfuerzo sobre la barra pulida:

Los esfuerzos sobre la barra pulida se reducen, ya que la mezcla crudo diluyente, crea un fluido de menor densidad que la del crudo, por lo tanto la carga máxima que soporta la barra pulida se reduce, ya que esta compuesta por el peso del fluido mas la carga debido a la aceleración de la masa de las cabillas.

C. Flotación de cabillas:

El efecto de flotación de cabillas es reducido con la inyección de diluyente. En bombas sin inyección de diluyente, el pistón se sumerge en un fluido de mayor viscosidad, ya que no existe la mezcla con el fluido inyectado, lo que ocasiona flotación de las cabillas, mientras que al ser inyectado diluyente, el pistón se sumerge en una mezcla de fluidos menos viscosas, minimizándose el efecto de flotación y aumentado así la carga mínima, el cual es el producto del peso de las cabillas en el fluido, menos la carga debido ala aceleración de la masa de las mismas. Además, en algunas ocasiones esta flotabilidad puede ser motivo para que las cabillas experimenten rupturas. Esto a su vez ocasiona perdidas de tiempo y gastos apreciables en el proceso de bombeo mecánico de crudos. Por lo tanto, al usar diluyente se logra reducir apreciablemente las fallas de cabillas por efecto de flotabilidad y se aumenta la eficiencia volumétrica del bombeo mecánico.

D. Proceso de deshidratación:

Otra razón para usar diluyente lo constituye el proceso de deshidratación en equipos como el tanque de asentamiento dinámico. Generalmente los crudos o bitúmenes muy pesados no pueden deshidratarse en tanques de lavado. Por ejemplo, se ha observado que en algunos de los tanques de asentamiento dinámico no es posible deshidratar de manera adecuada crudos con gravedades menores de 16° API. Sin embargo, mediante el proceso de dilución no solo se obtiene el beneficio de una reducción en la viscosidad del fluido primario, sino

también se logra una mezcla de mayor ° API, lo cual facilita su deshidratación. También se puede decir que una disminución en la viscosidad de un crudo que se va deshidratar permite incrementar el grado de efectividad de esa deshidratación.

E. Golpes de ariete:

El golpe de fluido es una situación en la cual existe un bajo nivel de líquido en el barril de la bomba de subsuelo, debido a que la entrada de fluidos a esta es menor a su capacidad. Esto se presenta en los pozos que producen crudos altamente viscosos, por su poca movilidad en la bomba del subsuelo. Al ser inyectado el diluyente se reduce este efecto, ya que la mezcla crudo diluyente es de mayor movilidad.

Por último, la reducción de la viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros equipos.

2.2.3.3. Principales razones para el uso de Diluyente en la Producción

Una de las principales razones para usar diluyente es obtener una mezcla con una viscosidad tal que permita su bombeo desde la formación (yacimiento) hasta la superficie y que también pueda ser bombeable a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos.

2.2.3.4. Factores que intervienen en la optimización de la inyección de diluyente

A. Presión de inyección

Este factor es importante controlarlo debido a que:

- Puede vencer la presión de fondo fluyente impidiendo la abertura de la válvula fija, disminuyendo la producción, lo que causaría una recirculación del diluyente en el pozo.

- Crea problemas de flotabilidad de las cabillas, cuando es inferior o igual para vencer la válvula dosificadora, haciendo que las fuerzas viscosas sean mayores a las gravitacionales.

B. Volumen de inyección

La cantidad de diluyente presente en el anular genera una presión en la válvula dosificadora, unido al efecto creado por la alta presión de inyección, crea una limitación en el aporte de crudo a la bomba originando una recirculación de diluyente.

En tal sentido el volumen de diluyente inyectado dependerá de las condiciones de cada pozo como son:

- Tipo de completación.
- Condiciones mecánicas
- Producción del pozo.

C. Presión de entrada a la bomba

Es de suma importancia conocerla, ya que la misma indicara la presión aproximada con que el yacimiento aporta crudo, de igual forma depende el valor de la presión de descarga. Con este valor de presión se puede estimar la cantidad de diluyente y presión con que se dosificara el pozo, es decir, el diluyente presente en el anular ejerce una presión hidrostática en contra del yacimiento la cual debe ser balanceada para que no ahogue la producción del pozo.

D. Cargas en la barra pulida

Conociendo las cargas (máximas y mínimas) en la barra pulida donde la sarta de cabillas no flote, se puede conocer la cantidad mínima de diluyente necesaria para que el pozo tenga una buena producción de crudo neto.

2.2.3.5. Desventajas de usar Diluyente

Generalmente tanto los diluyentes como su transporte y almacenamiento son costosos, es por esto necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.

Igualmente es costoso contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición y control, ya que esto genera un gasto inicial y de mantenimiento apreciable [14].

2.2.4. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS EN EL CAMPO BARE Y ARECUNA

Para un determinado paso de presión en el yacimiento se tiene que la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, es en este momento cuando se recurre al uso de un mecanismo artificial para continuar extrayendo hidrocarburos, para este caso dichos mecanismos son los métodos de levantamiento artificial.

2.2.4.1. Bombeo Mecánico (BM)

Es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición

continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.



Figura 2.6. Sistema de Bombeo Mecánico.

2.2.4.2. Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)

Este sistema es muy simple y económico. La instalación de superficie es considerablemente menor que la de un bombeo mecánico, pero tiene limitaciones en cuanto a la presión que puede generar y esto va en línea directa con la capacidad de producción.

Operan como un tornillo. La bomba está en el fondo del pozo, y es comparable con un tornillo gigante recubierto por un polímero muy duro. La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie (eléctrico o a explosión). La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso, el movimiento es rotante lo cual disminuye mucho el desgaste por rozamiento de las mismas.

Es el método preferido en el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas ni tener un desgaste excesivo.



Figura 2.7. Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva.

2.2.4.3. Bombeo Electrosumergible (BES)

Es un sistema intermedio entre los dos anteriores. Se basa en el principio de centrifugación de fluidos. Un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado en una tubería que lo descarga. Este tipo de bombas tienen diferentes estadios de centrifugación. Es decir, no es un solo rotor sino que son varios colocados en forma sucesiva uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión.

Su ventaja principal es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

Estas se energizan con un cable eléctrico blindado que va paralelo al tubing y que conecta las tomas de potencia en la superficie con la bomba.

El motor mismo es la bomba. Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales. La desventaja es que son difíciles de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.

En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.



Figura 2.8. Sistema de Bombeo Electrosumergible.

2.2.5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE FLUJO DE FLUIDOS

2.2.5.1. Flujo de Fluidos en Tuberías

El estudio de flujo de líquidos a través de un conducto constituye uno de los problemas fundamentales de la mecánica de los fluidos. El carácter predictivo de este estudio permite al ingeniero diseñar los sistemas de conducción y distribución de fluidos o evaluar y optimizar los existentes, de acuerdo con las exigencias de caudal y presión impuestas a dichos sistemas.

2.2.5.2. Numero de Reynolds

En 1883, cuando el Ingeniero británico Osborne Reynolds demostró la existencia de dos tipos de flujo viscoso en tuberías, decía que a velocidades bajas, las partículas del fluido siguen las líneas de corriente (flujo laminar), y los resultados experimentales

coinciden con las predicciones analíticas.

Reynolds demostró que a velocidades mas elevadas, surgen fluctuaciones en la velocidad del flujo, o remolinos (flujo turbulento), en una forma que ni siquiera en la actualidad se puede predecir completamente.

Reynolds además determinó que la transición del flujo laminar al turbulento era función de un único parámetro, que desde entonces se conoce como numero de Reynolds. Si el numero de Reynolds que carece de dimensiones y es el producto de la velocidad, la densidad del fluido y el diámetro de la tubería dividido entre la viscosidad del fluido es menor de 2.000 ($Re < 2.000$), el flujo a través de la tubería es siempre laminar; cuando los valores son mas de 4.000 ($Re > 4.000$) suele ser turbulento. El concepto de número de Reynolds es esencial para gran parte de la mecánica moderna de fluidos.

2.2.5.3. Flujo Laminar

Se encuentra comprendida entre los valores del número de Reynolds de 0 a 2.000. El factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds.

La región que se conoce como la “zona critica” aparece entre los números de Reynolds de 2.000 a 4.000 ($2.000 > Re < 4.000$). Esta región de flujo puede ser tanto laminar como turbulento.

2.2.5.4. Flujo Turbulento

La turbulencia es un movimiento por completo caótico de pequeñas masas de fluidos, a través de pequeñas distancias en todas las direcciones, al tener lugar el flujo, es imposible determinar y caracterizar matemáticamente el movimiento de las partículas individuales del fluido. Sin embargo, considerando el movimiento promedio de las

agregaciones de partículas de fluidos o por medio de métodos estadísticos, se puede obtener relaciones matemáticas.

Cuando el flujo es turbulento ($Re > 4.000$), el factor de fricción depende no solo del número de REYNOLDS, sino también de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería, ε/d , es decir la rugosidad de las paredes de la tubería (ε) comparada con el diámetro de la tubería (d).

2.2.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Permite la evaluación de las alternativas descritas en términos económicos. En este orden de ideas la ingeniería económica es la aplicación de factores y criterios económicos para evaluar alternativas que consideran el valor del dinero en el tiempo al calcular una medida de valor económico específica de flujos de efectivo estimados durante un periodo de tiempo específico [14].

2.2.6.1. Objetivos de un Análisis Económico

- Permite pronosticar niveles de rentabilidad financiera y otros parámetros financieros de interés con la finalidad de saber si la inversión en un negocio dado suministrara un mayor retorno que si se mantiene los fondos en donde están.
- Se usa para atender como la rentabilidad se ve afectada por cambios en volumen, precios y costos (análisis de sensibilidad) y al mismo tiempo es utilizado para comparar el retorno de dos o más alternativas de inversión.

CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El nivel del estudio y evaluación, se refiere al grado de profundidad con que se aborda el problema. En función a esto, el estudio que se refiere a la Evaluación del Sistema de Distribución de Diluyente de la Unidad de Producción Extrapesado esta definido así:

3.1.1. Según la estrategia

Investigación documental. Debido a que esta sujeta en la consulta de documentos bibliográficos, manuales y textos, todos éstos enfocados en los procedimientos y metodologías del área hidráulica.

Investigación de Campo. Por medio de investigaciones realizadas en el campo, se logro obtener información de los sistemas que conforman el estudio y mediciones de los parámetros de operación de los mismos. Al mismo tiempo se realizo una investigación bibliográfica con el objetivo de ampliar toda la información necesaria al sistema de Diluyente que se estaba trabajando.

3.1.2. Según su propósito

La investigación desarrollada en este proyecto se caracteriza por ser de tipo factible, ya que consiste en la investigación, evaluación, elaboración y desarrollo de propuestas de un modelo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de grupos sociales.

Según el nivel de conocimiento

Este proyecto se enmarco en una investigación de tipo descriptiva, ya que esta se basa

en representar de manera concreta la situación Actual del sistema de Diluyente y poder tener una idea de cómo opera y cuales son las características del proceso.

Una vez recopilada toda la información necesaria se realizo el planteamiento de propuestas que mejoren el funcionamiento y aumenten la capacidad de transporte de Diluyente proveniente del Patio de Tanque Oficina (P.T.O) y del (COB) hacia las estaciones de Bare y de Arecuna.

3.2. POBLACION Y MUESTRA EN ESTUDIO

La investigación desarrollada se llevo a cabo en el campo Bare tradicional, Bare Este y Arecuna, específicamente en las estaciones y los pozos que reciben inyección de diluyente directamente del Centro Operativo Bare (C.O.B.), ya que se estudiaron muestras de diluyente para analizar sus propiedades.

3.3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

3.3.1. AutoCAD

Autocad, es un programa de diseño asistido por ordenador para dibujo en detalle 2D y una herramienta de diseño 3D usada por muchos diseñadores e ingenieros. Parte del programa AutoCAD esta orientado a la producción de planos, empleando para ello los recursos tradicionales de grafismo en el dibujo como el color, grosor de líneas y texturas tramadas.

3.3.2. PIPESIM

Es una aplicación totalmente interactiva con la que se facilita al alumno la posibilidad de dominar los conceptos de planificación en unidades segmentadas mediante una interfaz muy sencilla y un funcionamiento muy descriptivo y didáctico, el simulador es totalmente flexible en cuanto a la visualización de los detalles.

3.3.2.1. Módulos de Simulador PIPESIM

El PIPESIM esta conformado por los siguientes módulos:

- Pipeline & Facilities.
- Well Performance Análisis.
- Network Análisis.
- Production Optimization (GOAL).
- Field Planning (FPT).
- Multi – lateral (HoSim).

A. Pipeline & facilities

Este modulo permite modelar el flujo detallado desde el cabezal del pozo hasta su destino final. Un entendimiento detallado del sistema hidráulico es crítico para muchos diseños de tuberías de flujo y problemas de flujo en sistemas multifasicos complejos. Si es requerido, los pozos pueden ser armados dentro del mismo sistema o modelo para simular el flujo desde el yacimiento.

Este modulo modela líneas de flujo verticales y horizontales y los procesa a través de equipos hasta el punto final. Los objetos detallados en las líneas de flujo de este modulo permite a los usuarios introducir la topología del terreno y una data detallada de transferencia de calor con cubiertas aislantes, y los usuarios pueden incluir equipos como: bombas, compresores, intercambiadores de calor y separadores. Para estudios detallados de tuberías este modulo predice las características de taponamiento, formación de hidratos y muchas otras variables criticas.

B. Well Performance Análisis

Este modulo es fundamental para los ingenieros de petróleo en el diseño y optimización de sistemas de producción. Esta diseñado para completar el flujo de

trabajo de los ingenieros dando un análisis eficiente y rápido de flujo multifásico desde el yacimiento hasta su destino final. Este modulo incluye modelos de completaciones detalladas (múltiples zonas), perfiles de tuberías, chokes en el cabezal y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie.

Es un modelamiento conceptual y detallado de producción e inyección de gas. Los usuarios pueden definir un gran rango de tipos de completaciones de pozos incluyendo yacimientos de múltiples capas. Este modulo simula el flujo desde el yacimiento a través de la tubería de producción. La base de datos interna del PIPESIM incluye un rango de válvulas de GAS Lift y bombas BES las cuales pueden ser definidas dentro del tubing. Para un análisis eficiente, hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizados. Ej. Análisis Nodal, diseño de gas lift, diseño del tubing, etc.

C. Network Analysis

Este modulo permite a los usuarios combinar los modelos de tubería y pozos en un simulador de red. La red utiliza una solución algorítmica que permite construir redes complejas que incluyen: recolección / sistema de distribución con intersecciones, líneas paralelas, etc. También permite combinar producción y sistemas de inyección dentro del mismo modelo. El análisis de red puede ser corrido tanto con Black Oil como fluido composicional e incluye mezclas de fluidos en puntos de conexión. El modulo red también incluye el mismo proceso de equipos que el modelo simple de pozo. Este modulo es que se utilizo para diagnosticar la red de diluyente.

D. Production Optimization (GOAL)

El modulo de optimización de producción (GOAL) provee un gran campo de soluciones utilizando una optimización algorítmica para identificar la mejor distribución de Gas Lift o la fuerza de la bomba BES en todo el sistema El GOAL permite incluir en cualquier punto fluidos complejos (Ej. Capacidad para manejar

agua y gas). La solución del GOAL está diseñada para ser utilizada en las operaciones diarias y puede abordar el levantamiento artificial para optimizar campos en solo segundos. El GOAL se conecta con el módulo de pozo (Performance well).

E. Field Planning (FPT)

El modelo de red de PIPESIM puede ser integrado con los yacimientos y modelado a través de la vida de campo. El FPT es un programa ejecutivo el cual controla las condiciones de borde, transferencia de data, convergencia, desarrollo de campo y post procesamiento tanto de yacimientos como modelo de superficie. El FPT incluye un acoplamiento directo con Eclipse 100 (Black Oil), Eclipse 300 (Composicional) y otros modelos de yacimientos.

F. Multilateral Wells (HOSIM)

Este módulo permite un desarrollo de los complejos modelos de pozos horizontales y multilaterales. El HOSIM utiliza una solución general de algoritmo para simular el sistema permitiendo identificar la contribución de flujo de cada una de las zonas laterales. El HOSIM incluye un modelo de influjo detallado para capturar el comportamiento en las cercanías del pozo y la productividad del mismo. Este módulo también permite incluir equipos tales como válvulas, separadores, bombas en el modelo y permitir un análisis del pozo.

3.3.2.2. Técnica de Simulación

Los métodos de análisis utilizados por el PIPESIM 2007 se basan en modelos matemáticos tradicionales que describen el flujo de fluidos y la transferencia de calor. Para el cálculo de las redes, el simulador utilizó el método de balance de presiones. Para el cálculo de coeficiente de fricción de Moody el PIPESIM usa las correlaciones de Pouseville y de Colebrook.

Este método de resolución de redes se basa en la estimación de las presiones en

los puntos nodales de la red y en el cálculo iterativo de los caudales que pasan a través de la malla hasta que las presiones estimadas y calculadas sean las mismas.

3.3.3. CENTINELA 2000

Es una base de datos creada por PDVSA, actualizada cada mes con una diversidad de datos operacionales y estratégicos. Su objetivo principal es aumentar y afirmar con una alta capacidad de respuesta, las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas. El centinela es un sistema actualmente conformado por doce aplicaciones.

Entre ellas encontramos:

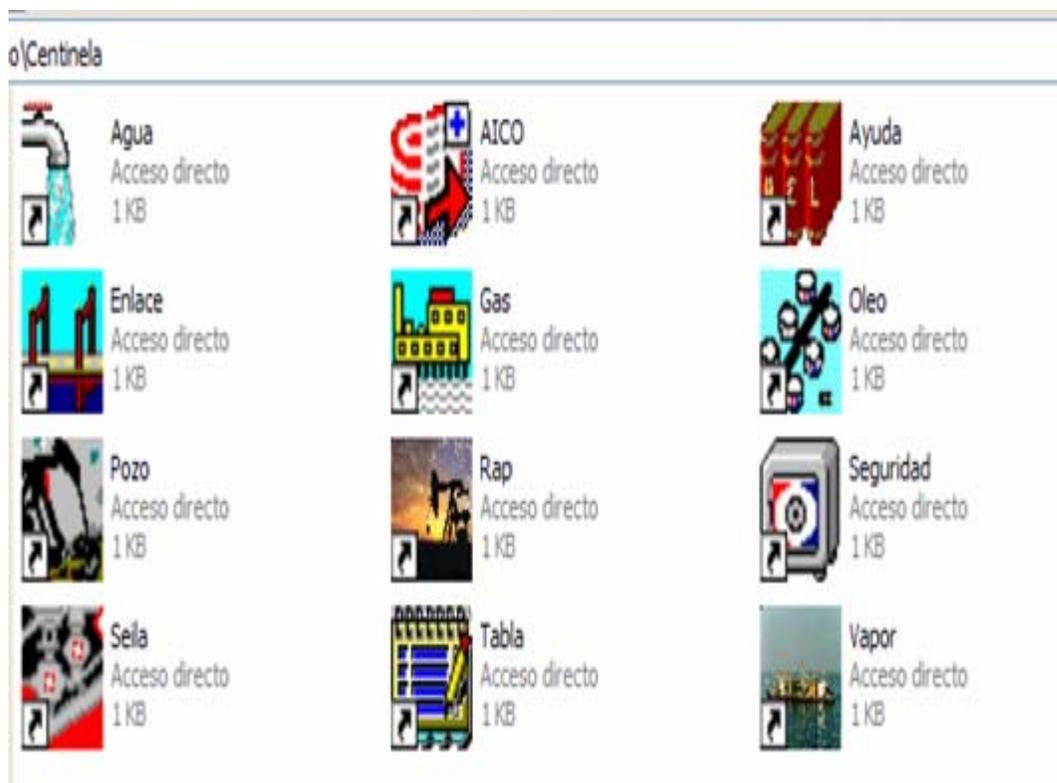


Figura 3.1. Aplicaciones del CENTINELA.

3.5.3.1. Aplicaciones del Centinela

A. Aplicación pozo

Facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos, asegurando flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras. Esta consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas.

B. Aplicación Gas

Permite realizar el seguimiento y control de las operaciones de recolección, procesamiento y compresión/ distribución de gas, mediante el manejo de las medidas operacionales de las diferentes instalaciones de gas y LGN. Adicionalmente facilita la obtención de los datos relacionados con los volúmenes objetivos y reales de inyección de gas, en aquellos proyectos de recuperación secundaria, incluyendo pruebas de inyectividad a nivel del pozo. También realiza los balances operacionales y contables de dichos fluidos.

C. Aplicación Óleo

Facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los patios de tanques y terminales de embarques, a fin de asegurar la facilidad de respuestas para llevar a cabo el cálculo de la producción operada diaria, los movimientos internos, los inventarios, las ventas y las mermas del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/ desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales.

D. Aplicación Seila

Permite el manejo y control de la información relacionada con los equipos e

instalaciones utilizadas para el manejo de crudo y gas. Adicionalmente contribuye a facilitar el seguimiento de los procesos de producción/ distribución de los hidrocarburos.

E. Aplicación Tabla

En esta se dispone de la información de uso general del sistema y es utilizada como insumo para apoyar el registro, ejecución y procesamiento de información.

F. Aplicación Vapor

Mediante esta aplicación se lleva el control, seguimiento y evaluación de los proyectos de inyección alternada de vapor, pozos no estimulados desde su entrada al proyecto, pozos estimulados con vapor, comportamiento de la producción del pozo después de la inyección así como también de una interfaz que permite visualizar y seleccionar los pozos candidatos a inyectarle vapor.

G. Aplicación Guía de Usuario

Permite consultar la documentación del sistema en cuanto a normas y procedimientos administrativos, automáticos y de contingencia, a fin de facilitar la capacitación del personal en el manejo de la herramienta.

H. Aplicación Tutorial

La misma facilita al usuario el aprendizaje amigable del sistema CENTINELA y muestra la información correspondiente a cada uno de sus procesos.

I. Aplicación Seguridad

Mediante esta aplicación se garantiza y controla las acciones y privilegios que ejecutan los usuarios dentro del sistema CENTINELA, posteriormente debe cumplir una serie de requisitos; así como los cambios y mejoras al sistema.

J. Aplicación Agua

Permite el control, seguimiento y evaluación de los yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con inyección de agua. Facilita igualmente la evaluación del comportamiento de los pozos y de las plantas de inyección de agua.

Automáticamente realiza el cálculo de la inyección de agua mensual e histórica por pozo, planta y yacimiento.

3.5.3.2. Beneficios del CENTINELA

Garantiza la calidad del dato, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual incrementa la credibilidad del usuario. Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de recuperación secundaria.

La aplicación que más se utiliza es la del pozo, que es una herramienta automatizada que sirva de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad e respuesta a los objetivos de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

3.3.4. SEEPLUS

El sistema de evaluaciones Económicas SEEPLUS es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (V.P.N), Tasa Interna de Retorno (T.I.R), Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R. Mod), Eficiencia de la Inversión (E.I) y Tiempo de Pago Dinámico (T.P.D.).

EL SEEPLUS fue desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico – Económicas de Intevep e Intesa por requerimiento de la Gerencia de Presupuesto de

Inversión de PDVSA M&M con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de los indicadores económicos de los proyectos de Refinación, Suministro y Comercio.

El Sistema de Evaluaciones Económicas se ha venido utilizando con este propósito desde el año 1998 en el circuito refinador Venezolano incluyendo Isla, por DELTAVEN y los negocios de Metano y L.GN de PDVSA Gas. En la actualidad cuenta con el modulo de Producción de Gas no asociado de PDVSA Gas. Actualmente los usuarios de Refinación, Suministro y Comercio están trabajando con la versión 4.0, la cual esta siendo desarrollada en un ambiente multiusuario, lo que permitirá un mayor control durante todos los diferentes eventos presupuestarios desde la formulación del presupuesto de inversiones hasta la ultima revisión del presupuesto aprobado.

3.4. BASES DE DISEÑO

Se aplicara las prácticas y procedimientos contemplados en el Manual de Ingeniería de Diseño de PDVSA, Prácticas de Diseño de PDVSA, Manual de Procesos de Intevep y todas las normas y códigos referidos por las especificaciones de PDVSA.

- **American Society of Mechanical Engineers (ASME)**

Section II	Material Specifications
------------	-------------------------

- **Normas técnicas de PDVSA**

SD – 252 – R	Datos de servicio
SD – 251	Datos del sitio
IR – M – 01	Separación entre Equipos e Instalación
MDP – 01 – DP – 01	Temperatura y Presión de Diseño
90616.1.024	Dimensionamiento de Tuberías de Proceso

H – 221 Especificación de Ingeniería – Materiales de Tuberías.

- **ASTM, American Society for Testing and Materials**
 ASTM A 105 Specification for forgings, carbon steel, for piping components.
- **Estándares de la SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS**
 Standard B31.3 Procesos en Tuberías
- **American Petroleum Institute (API)**
 API – 5L “Specification for line Pipe”
 API – 12P 14E “Desing offshore production facilities”

3.5. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo del proyecto y el logro de los objetivos propuestos, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

3.5.1. Revisión Bibliográfica

Comprendió la recopilación y estudio de material bibliográfico, contenido en revistas, normas, informes técnicos, trabajos de grado, libros y publicaciones en Internet, entre otros, que permitieron obtener la información teórica fundamental para la comprensión de los sistemas de inyección de flujo monofásico, específicamente en lo referente al manejo y transporte de diluyente en el campo extrapesado.

3.5.2. Descripción de los Límites de la Red de Tuberías de Diluyente en el Área de Extrapesado

En esta actividad se realizaron visitas al campo donde se pudo conocer la filosofía de operación del sistema de diluyente y el proceso de inyección del mismo, el área y los pozos que conforman dicha unidad de producción.

Se realizó el levantamiento de las redes del sistema de diluyente tanto del campo Bare y todas sus estaciones como del campo Arecuna, presentando así tanto la situación actual y futura de este sistema por medio de programas como PIPESIM y AutoCAD.

Dentro de todo este estudio se usaron técnicas como:

3.5.2.1. Técnica descriptiva

A través de este método se pudo describir algunas de las características fundamentales del comportamiento y funcionamiento del sistema hidráulico.

3.5.2.2. Entrevistas no estructuradas

Se realizaron entrevistas al personal que se encontraba a cargo en el campo, cuyos conocimientos pudieron transmitir y contribuir, de acuerdo a su experiencia, con el desarrollo del proyecto.

3.5.3. Análisis de la Producción Diferida por Fallas en el Sistema durante el Año 2008

En esta etapa se analizaron las causas de la producción diferida durante el año 2008 tomando en cuenta los reportes diarios de producción. Paralelamente se revisó los cálculos del diluyente requerido y consumido por pozo y estación de acuerdo al plan

de negocios de la Unidad de Producción Extrapesado, utilizando así las fórmulas necesarias para el cálculo de la gravedad API de la mezcla.

3.5.3.1. Recolección de datos en campo

Esta actividad contó con la recolección de los datos operacionales, elevaciones, longitudes, mediciones de diámetro, presión, temperatura y con el análisis de muestras obtenidas de diluyente para su estudio en el laboratorio, para obtener estos datos se realizaron visitas e inspecciones de todo el sistema de producción de diluyente, la cual se pudo llevar a cabo con la ayuda del personal técnico de COB mediante explicaciones o charlas, ya que estos datos obtenidos se usaron para la realización de la simulación hidráulica tanto de la situación actual como de la situación futura estudiada entre ellos se mencionan:

A. Datos de presión y temperatura del sistema

Esta etapa consistió en inspeccionar los pozos estudiados, con la finalidad de realizar mediciones a las líneas de inyección de diluyente y a los cabezales de pozo para obtener valores tanto de presión como de temperatura.

B. Consumo de diluyente por pozo

Esta etapa consistió en obtener los valores arrojados por los medidores conectados a los diluenductos, con el fin de obtener los valores de consumo de las estaciones como de los pozos.

3.5.4. Evaluación de la Red de Distribución de Diluyente Actual y los Proyectos de Adecuaciones o Ampliaciones Asociados

Mediante un diagrama esquemático elaborado en el levantamiento realizado en etapas anteriores y por medio de toda la información obtenida en la recolección de datos de campo, se evaluó la red de distribución de diluyente considerando las características

operacionales del sistema y los cálculos de ingeniería realizados en proyectos de ampliaciones y adecuaciones asociados con el diluyente.

3.5.5. Simulación del Sistema Mediante la Aplicación de un Simulador

En esta etapa se procedió a simular las redes hidráulicas del sistema actual y los requerimientos planteados en el plan de negocios de la unidad de producción Extrapesado, de manera de verificar si se justifica la ejecución de los proyectos existentes o si se requieren proyectos adicionales. Estos proyectos adicionales servirán para mejorar el manejo y transporte de diluyente en un corto, mediano y largo plazo de una manera óptima y eficaz.

Siendo esta etapa la más importante para el desarrollo de este trabajo de grado, ya que los resultados obtenidos por esta evaluación se usaron para realizar las opciones que permitieran optimizar, mejorar y adecuar dichas redes de distribución de diluyente a la situación actual y futura.

Esta simulación fue realizada mediante el software PIPESIM, donde se analizaron las caídas de presión en cada tramo, las diferentes tasas de flujo todos estos datos necesarios para el diseño.

3.5.5.1. Validación de la simulación hidráulica

Esta etapa se encargó de la revisión y comparación de los resultados obtenidos en la simulación (presiones de los pozos) con respecto a la situación actual operacional en el campo, con el fin de disminuir el margen de error de dicha simulación.

3.5.6. Proposición de las Modificaciones Técnicas y Económicamente Factibles

En esta última etapa del proyecto se evaluó económicamente las propuestas y/o proyectos de mejoras para el sistema de distribución de diluyente, con el propósito de señalar si la misma era rentable para su aplicación.

La propuesta de opciones para mejorar la red, surgió de los análisis de resultados de las simulaciones de la situación actual y futura de producción asociada a las estaciones de flujo.

3.5.7. Redacción y Presentación del Trabajo de Grado

En esta fase se redactará y presentará de forma detallada el proyecto de grado, con la propuesta definida.

CAPÍTULO 4: DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En relación con los objetivos, aspectos teóricos y metodológicos desarrollados en este estudio, se analizan e interpretan a continuación los resultados.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE

Patio de Tanques Oficina, denominado por sus siglas “P.T.O”, es la fuente de suministro de diluyente de las unidades de producción Pesado y Extrapesado del distrito San Tome, según levantamientos de información en el sitio se pudo constatar la funcionalidad y modo de operación del sistema, lo cual se describe en la Fig. 4.1.

Componentes del Sistema de Diluyente en P.T.O:

- Cuatro (04) Tanques con una capacidad de 90 mil barriles
- Cuatro (04) Variadores de Frecuencia
- Tres (03) Puntos de Medición
- Cuatro (04) Bombas de Relevo “Booster”
- Tres (03) Bombas Centrífugas

Todos estos componentes del sistema de diluyente de P.T.O solo son mencionados debido a que la unidad en estudio para realizar este proyecto es C.O.B. por lo que es de vital importancia conocer como esta estructurado el Patio Tanque Oficina.

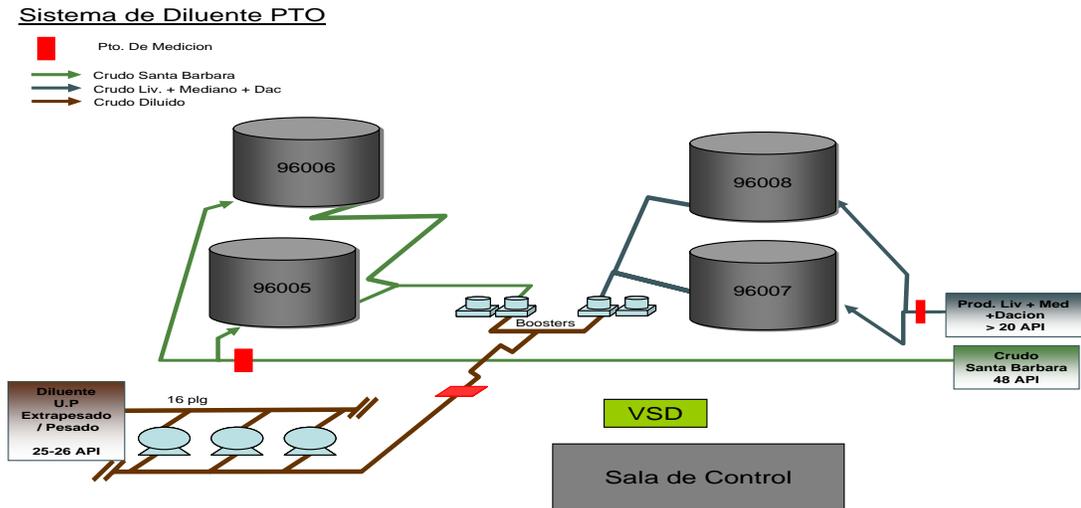


Figura 4.1. Patio de Tanques Oficina “P.T.O”, Fuente de Suministro del Sistema de Distribución de Diluyente U.P. Extrapesado.

Cada uno de los tanques se carga con un fluido hidrocarburo denominado “Diluyente”, de gravedades API distintas. Los tanques 96005 y 96006 se cargan con el crudo Santa Bárbara, el cual tiene 48 grados API éste proviene del norte de Monagas y Patio Tanque Anaco. Mientras que los tanques 96007 y 96008 se cargan con el crudo proveniente de las unidades de producción Liviano, Mediano y Dación del Distrito San Tome, el cual tiene una gravedad mayor a 20 API. Ver Fig. 4.2.



Figura 4.2. Tanque de Carga 96005 (P.T.O).

Con el propósito de elaborar y mantener un diluyente de 26 grados API, en el

Patio se mezclan las corrientes de los tanques 96005/06 con 96007/08 hasta lograr un equilibrio con la gravedad API requerida, este procedimiento se logra con 4 bombas tipo Booster que hacen la mezcla de acuerdo con los parámetros establecidos desde la sala de control. Desde esta sala se puede realizar los cambios en los valores de la gravedad con los variadores de frecuencia “VSD” mezclando las corrientes de fluido almacenadas en los tanques de crudo Santa Bárbara y de las unidades Liviano-Mediano y Dación de San Tome. Ver Fig. 4.3 y 4.4.



Figura 4.3. Cuatro Bombas tipo Booster.



Figura 4.4. Variadores de Frecuencia.

Una vez obtenida la mezcla de crudo, esta se deriva hacia la succión de tres

(03) bombas centrífugas, para elevar la presión del fluido desde 70 psig a 600 psig. Dos (02) bombas operan continuamente y una funciona de respaldo, esto se debe a la capacidad máxima de operación que tiene la línea de descarga (16pulg) según los estudios de integridad mecánica. Ver Fig. 4.5, 4.6 y 4.7.



Figura 4.5. Cabezal de Succión de las Bombas.



Figura 4.6. Tubería de Succión hacia la Bomba Centrífuga.



Figura 4.7. Bomba Centrífuga.

Actualmente existen limitaciones si se requiere obtener diluyente de 26 grados API durante las 24 horas, ya que los sistemas están semi – automatizados debido a que son sistemas que llevan muchos años en funcionamiento y no han podido ser reemplazados por equipos mas actualizados que garanticen el mejor funcionamiento por lo que la operación de cambio de tanque a tanque se realiza en forma manual, todo esto trae como consecuencia fluctuaciones en la gravedad API de la mezcla, hasta 19 grados API, monitoreado desde la sala de control. Estas fluctuaciones duran aproximadamente 20 minutos y se reflejan 6 o 10 horas después en los puntos de recibo de las unidades de producción Pesado y Extrapesado. Como medida correctiva de esta situación, el personal del Patio Tanque prevé instalar mezcladores en línea.

Por último, la medición de diluyente se realiza a través de dos sistemas. El primero a través de medidores tipo Coriolis a la entrada de cada tanque y el segundo a través de la medición de niveles en tanques. Ambos sistemas permiten estimar los barriles de diluyente bombeados desde P.T.O. hasta las unidades de producción Pesado y Extrapesado con su respectiva calidad de diluyente durante las 24 horas.

Como se mencionó anteriormente, el diluyente es bombeado desde P.T.O. hacia las unidades de producción Pesado y Extrapesado a través de una tubería de 16 pulg x

53 Km, desde P.T.O hacia el Centro Operativo Bare “C.O.B.”, con un ramal de 10”pulg x 6,7 Km., desde la progresiva 31 km + 670 mt hacia el Re-bombeo de Miga de la U.P. Pesado. Ver Fig. 4.9.

Actualmente, con respecto al volumen de diluyente bombeado desde cada punto se tiene que el P.T.O maneja 134 MBPD, y el consumo requerido en las unidades de producción Pesado y Extrapesado es de 41 y 93 MBPD respectivamente. El diluyente recibido en el C.O.B se almacena en un tanque de cubierta interna flotante de 96 MBLS. Desde este se bombea nuevamente el diluyente hacia tres (03) áreas de la U.P. Extrapesado (Tradicional, Este de Bare y Arecuna) a través de tuberías denominadas “Diluenductos”, pasando luego por diferentes puntos de medición, re-bombeo y por último hacia el cabezal de los pozos productores de petróleo como se muestra en la Fig. 4.8.



Figura 4.8. Tanque de Almacenamiento de Diluyente en el C.O.B de Cubierta Interna Flotante.

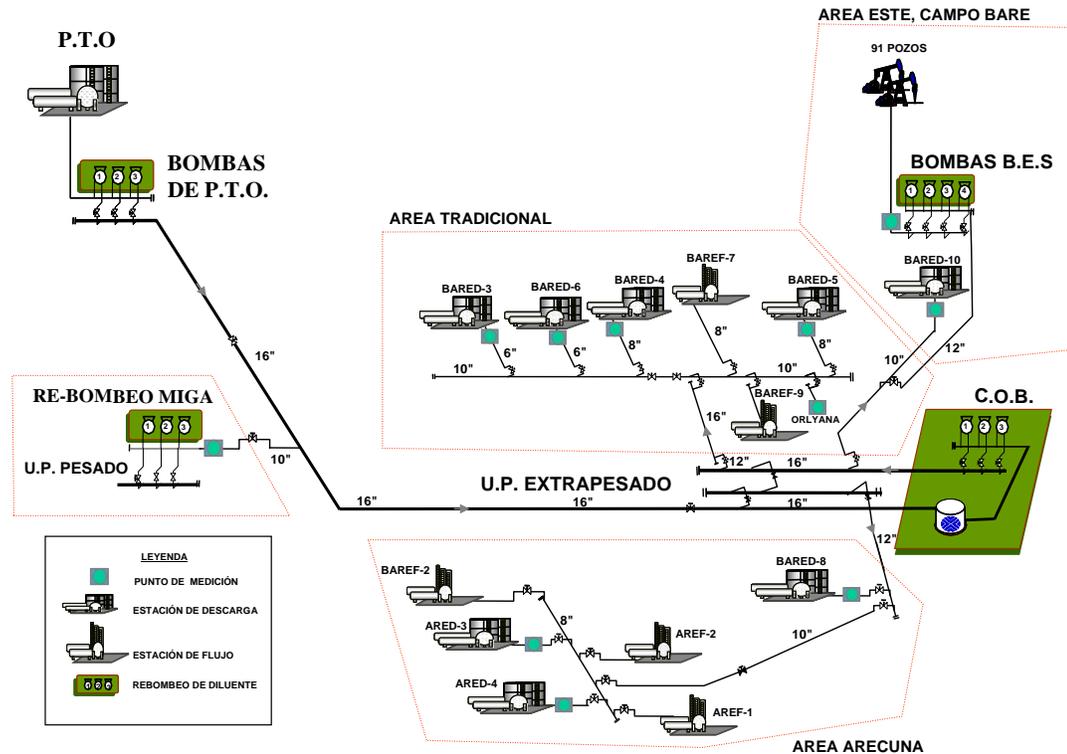


Figura 4.9. Sistema de Distribución de Diluyente U.P. Extrapesado.

En relación a las diferentes áreas que conforman el sistema de distribución de diluyente, se tiene que la más importante esta ubicada al Este del campo Bare, con un volumen de diluyente de 53 mil barriles diarios con 0,6 % de agua y sedimentos, distribuidos entre 142 pozos activos que integran la estación BARED-10 y los pozos ubicados después del re-bombado de Diluyente, conocido como sistema de Bombas Electro-Sumergibles “B.E.S”. Adicionalmente, la presión de operación en el C.O.B es de 700 psig, llegando a 550 psig en BARED-10 y 500 psig a la succión del B.E.S. En el re-bombado B.E.S se releva la presión del sistema a 700 psig llegando a 600 psig en los pozos más lejanos del Este del campo Bare. La temperatura en esta área del sistema se mantiene prácticamente constante en 90 °F toda esta distribución se puede Ver en la Fig. 4.10.

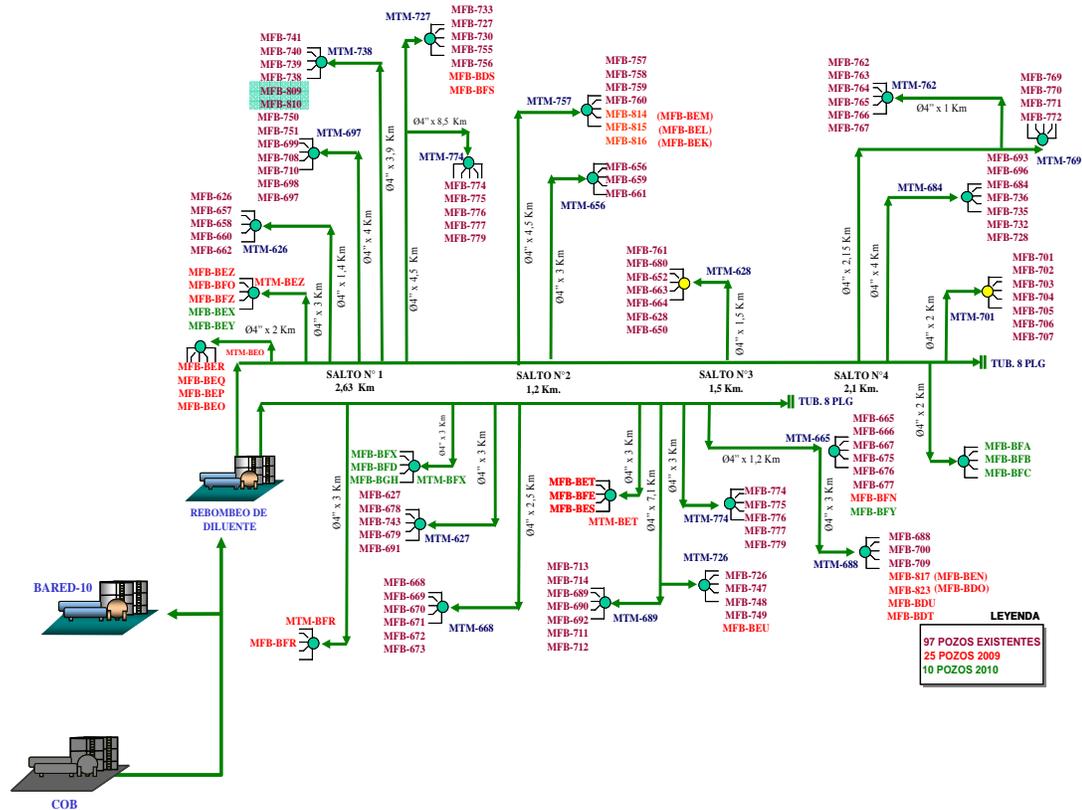


Figura 4.10. Sistema de Distribución de Diluyente, ubicado al Este del Campo Bare.

La segunda área mas importante que conforma el sistema de distribución de diluyente es el Área Tradicional de Bare, con un volumen de diluyente de 34718 MBPD con 0,6 % de agua y sedimentos, distribuidos entre 8 estaciones activas (Baref-09, Orlyana, Bared-05, Baref-07, Barem-01, Bared-04, Bared-06, Bared-03) con tres macollas activas (Francisca Duarte, Maisanta y Guaicaipuro). Adicionalmente, la presión de operación en el C.O.B es de 700 psig, llegando a cada estación con los valores de 520, 590, 520, 510, 370, 640, 500 y 570 psig respectivamente. La presión en las macollas es de 600 – 650 psig aproximadamente para cada una de ellas. La temperatura en esta área del sistema se mantiene prácticamente constante en 90 °F. Ver Fig. 4.11.

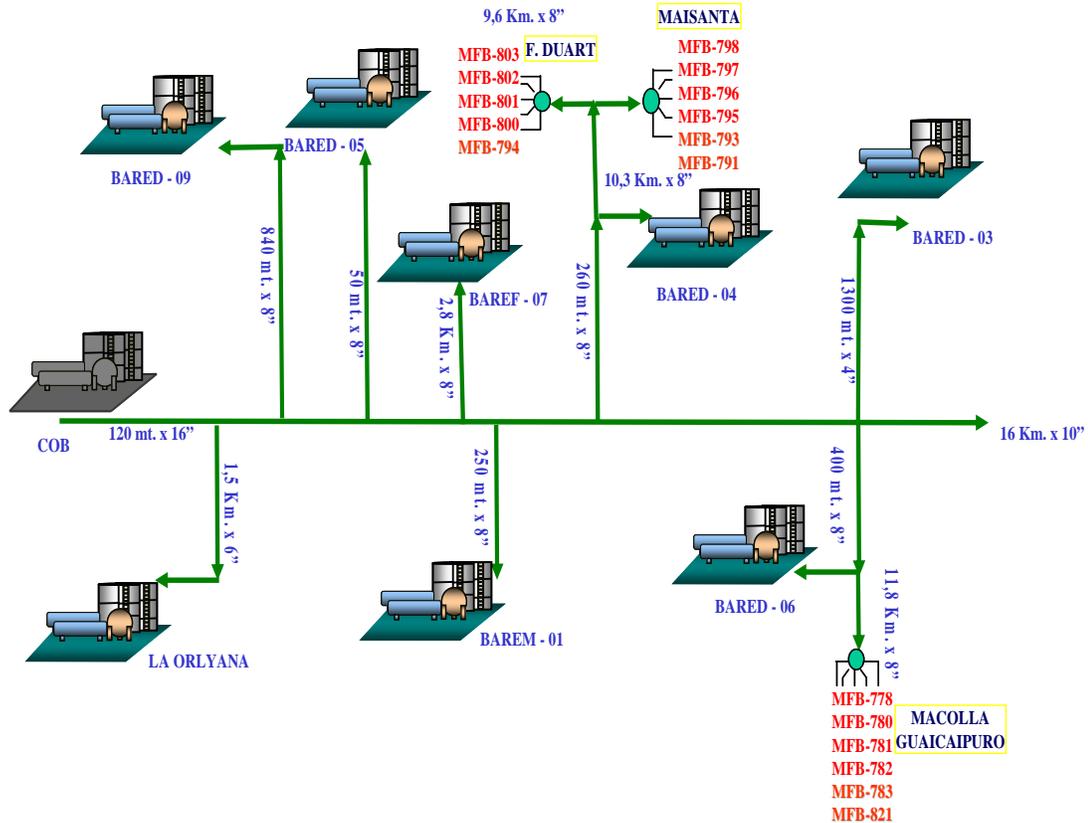


Figura 4.11. Sistema de Distribución de Diluyente, ubicado en el Área Tradicional de Bare.

Por último la tercera área estudiada en relación con la distribución de diluyente es el Campo Arcuna con un volumen de diluyente de 5054 MBPD con 0.6 % de agua y sedimentos, distribuidos entre 6 estaciones activas (Bared-02, Bared-08, Aref-01, Aref-02, Aref-03, Arem-01, Arem-02) que integran este campo y 17 pozos. Las presiones de las estaciones se mantienen en un valor de 520, 600, 450, 450, 530, 460 y 460 respectivamente. La temperatura en esta área del sistema se mantiene prácticamente constante en 90 °F. Ver Fig. 4.12.

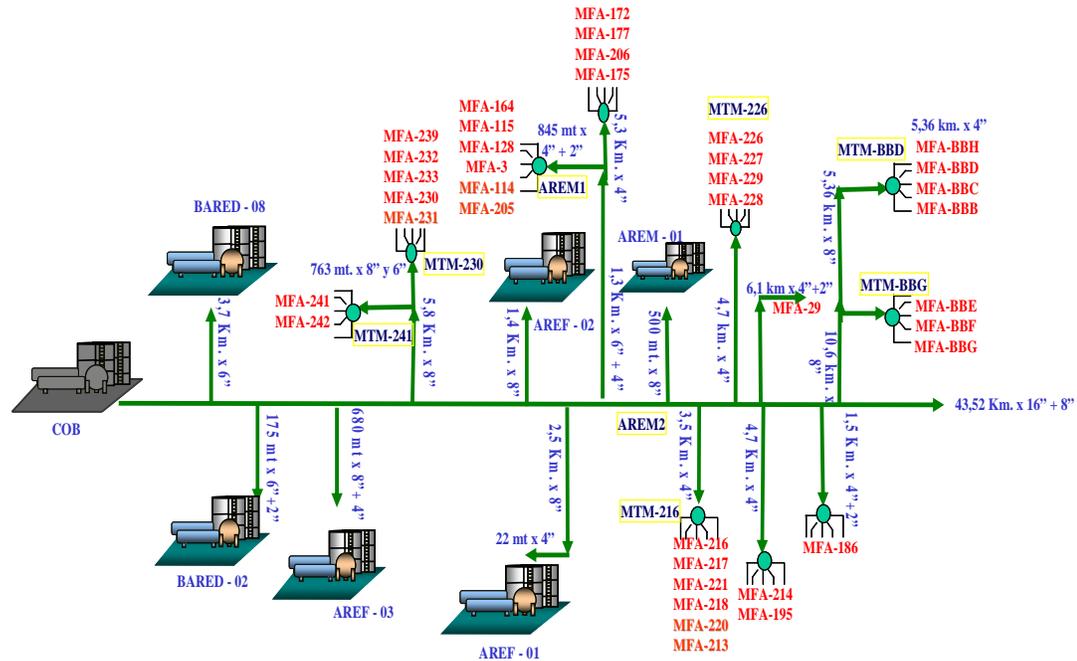


Figura 4.12. Sistema de Distribución de Diluyente, ubicado en el Área de Arcuna.

4.2. RELACIÓN DE PRODUCCIÓN DIFERIDA POR FALLAS EN EL SISTEMA DE DILUYENTE DURANTE EL AÑO 2008 CON RESPECTO A LOS CÁLCULOS QUE RIGEN LA CONTABILIZACIÓN DE DILUYENTE

La producción diferida para el año 2008 se vio afectada por diversos factores dentro del sistema de diluyente lo cual ocasiono pérdidas de MBLs anuales, dentro de estos factores se estudiaron pérdidas por Restricción de Diluyente y por Servicios Eléctricos.

4.2.1. Producción Diferida por Restricción de Diluyente

Tomando como referencia la producción diferida reflejada en el balance de producción diario durante todo el año 2008, se obtuvo la tendencia mensual de afectaciones por baja calidad de diluyente, obteniéndose un promedio anual de 0,11 MBPD de diluyente. Esto trae como consecuencia una pérdida significativa de 40,15

MBLS durante todo el año, cuyo equivalente en millones de bolívares fuertes es de 7,885 (tomando como base un precio promedio del crudo de 91,35\$/BLS). Durante el período Febrero-Mayo la diferida fue aumentando paulatinamente hasta alcanzar un máximo valor promedio mes de 0,2 MBPD, obteniendo valores de gravedad API de diluyente menores a 22. De igual forma, se presenta la misma situación durante el periodo Julio-Octubre, alcanzando un máximo valor en el mes de Julio con 0,4 MBPD, pero en esta ocasión la diferida fue decreciendo hasta alcanzar el valor de 0 MBPD en octubre y cerrando el año con la estabilización de diluyente todos estos cambios se pueden observar en la Fig. 4.13.



Figura 4.13. Restricción de Diluyente para el Año 2008.

La causa raíz de este tipo de producción diferida radica en la falta de sistemas de control automatizados de diluyente en el P.T.O., como se explicó anteriormente existen limitaciones si se requiere obtener 26 grados API durante las 24 horas.

4.2.2. Producción Diferida por Fallas en los Servicios Eléctricos

Es de importancia destacar que no solo la restricción de diluyente es un factor para que

haya producción diferida, tomando en cuenta los reportes diarios obtenidos para el año 2008 se obtuvo un promedio anual de la restricción de diluyente provocado por fallas en los servicios eléctricos de 0,18 MBPD de diluyente. Lo que conlleva a que se produzca una pérdida con respecto al volumen de un valor de 65,7 MBLS anuales, lo que se refleja en millones de bolívares fuertes con un valor de 12,903 (Este valor promedio es obtenido en base de 91,35\$). A principios del año 2008, en el mes de enero la diferida de diluyente por servicios eléctricos alcanzo un valor de 0.39 MBPD, se presenta un crecimiento a partir del mes de abril – junio y a partir de los meses julio – octubre se alcanzo el máximo crecimiento llegando a una diferida de 0,42 MBPD, la cual cerró el año estabilizándose en 0,1 MBPD como se puede ver en la Fig. 4.14.

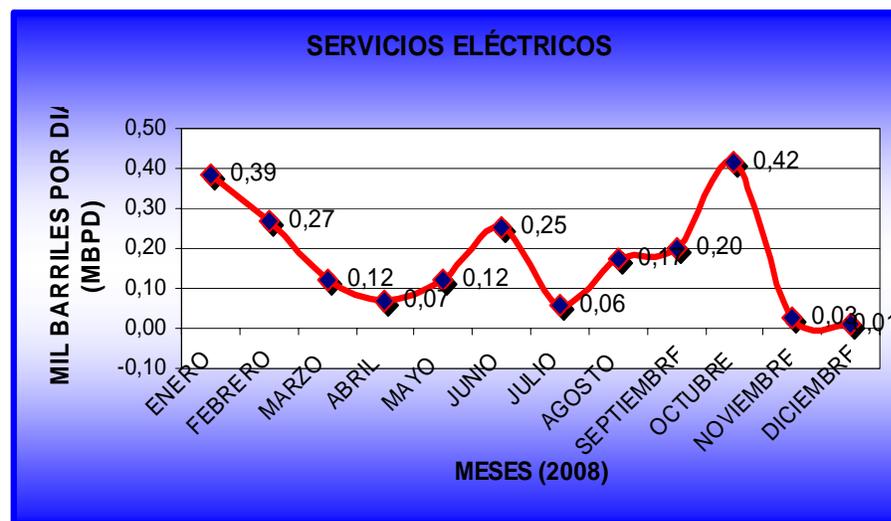


Figura 4.14. Comportamiento de la Producción Diferida por Servicios Eléctricos durante el Año 2008.

Según el comportamiento presente en la gráfica la producción diferida se debe en su mayoría a las descargas atmosféricas presentes durante el año donde se obtuvo un máximo valor de 0,42 MBPD este se presentó para el mes de octubre destacando que durante estos meses se encuentra la época de lluvias, por lo tanto si estos equipos

no están protegidos por un sistema puesta tierra o este presentara alguna falla en los componentes de los equipos más sensibles se ven expuestos a que fallen o se quemen. Esto al mismo tiempo produce paros en las bombas de los sistemas de inyección de diluyente retrasando así el proceso de inyección, cabe destacar que este análisis se realizó para el año 2008 ya que para los próximos años debido a los cambios climáticos presentes los resultados en la producción diferida de diluyente no serán los mismos.

4.2.3. Relación de Producción Diferida por Restricción de Diluyente y por Fallas en los Servicios Eléctricos

Tomando como referencia la producción diferida reflejada en el balance de producción diario durante todo el año 2008, se obtuvo la tendencia mensual de afectaciones tanto por baja calidad de diluyente como por fallas en los servicios eléctricos, obteniéndose un promedio anual de 0,28 MBPD de diluyente. Esto trae como consecuencia una pérdida significativa de 102,2 MBLs durante todo el año, cuyo equivalente en millones de bolívares fuertes es de 20,072 (tomando como base un precio promedio del crudo de 91,35\$/BLS).

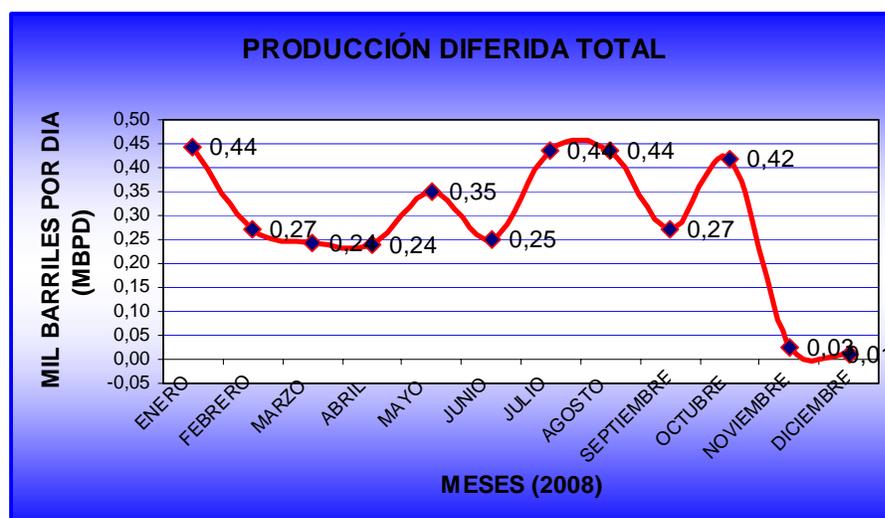


Figura 4.15. Comportamiento de la Producción Diferida Total durante el Año 2008.

4.2.4. Cálculos que rigen la contabilización del diluyente

Para obtener los valores de diluyente que salen desde el P.T.O y se consumen en la U.P. Extrapesado y Pesado, es necesario realizar en primera instancia un balance de masas, ya que a nivel de proceso ocurre una mezcla de dos corrientes de crudo (crudo Santa Bárbara “SB” y San Tome “ST”) en los tanques del P.T.O. tal como se describe en la Ecuación 3, cuyas proporciones deben originar una mezcla fluida de 26 API.

A continuación se derivan las ecuaciones que permiten obtener la gravedad API de la mezcla teóricamente: (Ver Ec. 3.1)

$$m_D = m_{ST} + m_{SB} \quad (3.1)$$

Donde:

m_D = Masa de diluyente

m_{ST} = Masa de diluyente de San Tome

m_{SB} = Masa de diluyente de Santa Bárbara

Utilizando la formula universal de la densidad, (Ver Ec. 3.2) se obtiene:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3.2)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido (Kg/m³)

m = Masa (Kg)

$V = \text{Volumen (m}^3\text{)}$

Despejando la masa, resulta (Ver Ec. 3.3):

$$m = \rho * V \quad (3.3)$$

Sustituyendo la Ec. 3.1 en la Ec. 3.3, y sustituyendo el volumen por las tasas diarias de consumo en cada tanque se obtiene la siguiente Ec. 3.4:

$$(\rho * Q)_D = (\rho * Q)_{ST} + (\rho * Q)_{SB} \quad (3.4)$$

Donde:

$Q = \text{Caudal del Fluido (m}^3\text{/s)}$

$\rho = \text{Densidad del fluido (Kg/m}^3\text{)}$

Despejando la densidad de Diluyente resulta la Ec. 3.5:

$$\rho_D = \frac{(\rho * Q)_{ST} + (\rho * Q)_{SB}}{Q_D} \quad (3.5)$$

Donde el caudal de diluyente representa la suma de los caudales de crudo Santa Bárbara y San Tome.

$$Q_D = Q_{ST} + Q_{SB} \quad (3.6)$$

De manera de usar eficientemente la Ec. 3.5, se aplicaran la formulas que se presentan a continuación tomando como base los valores de gravedad API tanto del crudo de Santa Barbara como el de San Tome.

Las gravedades específicas se calculan con la siguiente ecuación (ver Ec. 3.7)

$$\gamma_i = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad (3.7)$$

Donde:

γ = Gravedad específica

API = Gravedad de diluyente

Luego se obtiene las densidades respectivas en libras por barril, aplicando la Ec. 3.8:

$$\rho_i = 350 * \gamma_i \quad (3.8)$$

Luego, se sustituyen todas las densidades en libras por barril y los caudales en barriles por día en la Ec. 3.5, para obtener la densidad de la mezcla diluyente en libras por barril, la cual se debe convertir en su equivalente en gravedad específica usando la Ec. 3.9.

$$\gamma_d = \frac{\rho_d}{350} \quad (3.9)$$

Finalmente, el valor de la gravedad específica de diluyente se debe transformar en su equivalente en grados API despejando de la Ec. 3.7 y obteniendo la Ec.3.10:

$$API_d = \frac{141,5}{\gamma_d} - 131,5 \quad (3.10)$$

Como segunda fase es necesario aplicar un segundo balance de masa en el sistema de distribución de diluyente desde P.T.O hasta el re-bombeo de Miga y C.O.B., suponiendo un estado continuo, es decir, volumen que entra es igual al volumen que sale, y tomando como referencia la Fig. 4.9, se obtiene:

$$Q_{PTO} = Q_{MIGA} + Q_{COB} \quad (3.11)$$

Considerando la existencia de un tanque en el C.O.B como elemento de medición, para verificar el diluyente consumido por la U.P Extrapesado, se obtiene despejando la Ec.3.12:

$$Q_{COB} = Q_{PTO} - Q_{MIGA} \pm \Delta V_{TANQUE} \quad (3.12)$$

Analizando los factores que integran la Ec. 3.12, se tiene que para obtener el diluyente consumido por la U.P. Extrapesado prácticamente depende de tres mediciones: los volúmenes diarios de P.T.O y miga y por último la variación de los niveles del tanque en C.O.B. En este sentido, si se desean obtener los valores del diluyente consumido se debe garantizar la precisión de la medición en los términos de la variación del volumen del tanque como se puede ver en la Ec.3.12.

Actualmente en el P.T.O, solo se cuenta con una medición que se realiza aforando los tanques, sin embargo no existe otro patrón de referencia, de modo de verificar si el operador registró los volúmenes correctos en la boleta de aforo. Por otro lado en el Re-bombeo de miga, existen medidores tipo Rotámetros que no tienen mucha precisión de acuerdo a la información obtenida en ese campo y en el C.O.B, la medición se realiza con un dispositivo llamado “Servo motor” Marca: Enras, contiene un tanque flotante que sube y baja de acuerdo al desplazamiento de Diluyente, el cual esta conectado a un computador que contiene los datos del tanque y emite el valor del nivel de fluido en el tanque en función del tiempo, aunque lo mas recomendable para llevar el conteo del diluyente es a través de una unidad de medición fiscal, a la entrada o salida de los tanques y/o puntos de entrega que reflejen el valor preciso y exacto del consumo.

4.3. EVALUACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE ACTUAL Y LOS PROYECTOS DE ADECUACIONES Y AMPLIACIONES ASOCIADOS

A través de los levantamientos de información en campo, se observó que parte de la infraestructura de diluyente era relativamente nueva ya que no tenía más de cuatro años construida y operando, por lo que se decidió hacer un análisis retrospectivo de las facilidades instaladas y el porque estas se ejecutaron en su momento.

Durante los años 2004 y 2005 se incrementa la perforación de pozos hacia la zona del Este de Bare, originando roturas de tuberías en el sistema de distribución de diluyente ya que existían tramos corroídos. En el año 2005, la calidad del diluyente suministrado por el “P.T.O” baja desde 26-27 °API hasta 19-24 °API, lo cual exigía mayor volumen de transporte por la red de diluyente. Paralelamente, los pozos nuevos se perforan cada vez más alejados del C.O.B, a distancias desde 19 a 25 Km, requiriéndose mayores presiones de inyección para poder extraer y transportar el crudo pesado.

La solución planteada para resolver la situación anteriormente expuesta radicó en ampliaciones asociadas al sistema de distribución de diluyente durante el periodo 2005-2007, obteniendo las siguientes:

- Instalación de dos (02) orificios de restricción
- Construcción de un Diluenducto 12 pulg x 8.8 Km.
- Construcción de un Sistema de re-bombeo con Bombas BES
- Independización hidráulica de los sistemas Bare y Arecuna.

Para el año 2005, el sistema de distribución de diluyente presentó bajos valores de presión de inyección en los pozos localizados al este del campo Bare llegando a

un valor mínimo de 88 psig, siendo una cifra muy por debajo del valor recomendado, mayor a 400 psig, para la inyección de diluyente a los pozos, para solventar este problema se simularon y diseñaron la instalación de dos (02) placas de orificio, ubicadas a la entrada del campo Bare tradicional y otra en el campo Arecuna. Obteniéndose valores de presión que prácticamente duplicaban a los iniciales en los puntos más lejanos del sistema. Ver Fig. 4.16 y 4.17.



Figura 4.16. Orificio de Restricción en Salto hacia Arecuna.



Figura 4.17. Orificio de restricción en salto hacia Bared – 3, 4, 5, 6, 7 y 9.

Para el año 2006, la U.P Extrapesado adquiere mayores responsabilidades de

producción de petróleo comprometiendo el manejo de 33 pozos nuevos, lo cual trajo como consecuencia que la presión disminuyera nuevamente a un valor de 130 psig. Debido a este crecimiento de producción, para el año 2007 se realizó la construcción de un diluenducto de 12 pulg por 8.8 Km, siendo este totalmente independiente hidráulicamente de la estación Bared - 10. Se logró aumentar la presión de inyección en el último pozo a 300 psig aproximadamente. Ver Fig. 4.18, 4.19 y 4.20.



Figura 4.18. Salto nuevo a tubería de 12" hacia el Este del campo Bare.



Figura 4.19. Salto nuevo al Diluenducto de 12".



Figura 4.20. Recorrido del Diluenducto (12 pulg x 8.8 km).

Durante los meses Abril - Diciembre 2007, se activaron 30 pozos nuevos adicionales por este motivo se buscó mejorar el sistema de diluyente realizando la instalación de cuatro (04) Bombas Electro-Sumergibles “BES” (capacidad de 20MBPD c/u), creando así el re-bombeo BES. El propósito de este sistema fue elevar presiones en el sistema de distribución e inyección de diluyente en cabezal de pozos hacia 700 psig, esto en el área de influencia del Este de Bare y tomando como referencia el plan de negocios (PDN) 2007-2013. Como se muestra en las Fig. 4.21, 4.22, 4.23 y 4.24.



Figura 4.21. Bombas Electrosumergible (BES).



Figura 4.22. Bombas ElectroSumergibles (BES).



Figura 4.23. Descarga del Sistema de Rebombeo.



Figura 4.24. Sistema Eléctrico del Rebombeo BES.

Como punto adicional, se estableció para finales del 2007 elaborar un plan de independización hidráulica tanto para el campo de Arecuna como para el campo Bare, el cual consistiría en la instalación de dos (02) diluenductos uno de (16 pulg x 0,95 km) y el otro de (12 pulg x 0,25 km), de manera de obtener mayores incrementos en las presiones de inyección.

Actualmente, el sistema de Re - bombeo BES sigue funcionando en el Este del campo Bare, manteniendo las presiones adecuadas para la inyección y distribución de diluyente, sin embargo, la U.P. Extrapesado se vislumbra como una de las unidades de mayor crecimiento en la parte de exploración y producción a nivel nacional, por lo que se tiene contemplado el desarrollo de otros proyectos nuevos de ampliación y adecuación del sistema de diluyente, entre los cuales se tienen los siguientes:

- Construcción de nueva sala de bombas con una capacidad total de 300 MBD.
- Construcción de un nuevo tanque de 96 MBLS.
- Tendido de dos (02) nuevos Diluenductos: uno hacia Bare Oeste y otro hacia Arecuna.

El primer proyecto de ampliación trata sobre la creación de una nueva sala de tres (03) bombas con una capacidad de 100 MBD, la cual se encontraría ubicada en

las instalaciones del Centro Operativo Bare (C.O.B.), considerando que este incremento en la presión por las bombas, es por el futuro crecimiento previsto para estas áreas.

El segundo proyecto de ampliación del Centro Operativo Bare (C.O.B.) es la fabricación de un nuevo tanque de almacenamiento de diluyente el cual tendrá una capacidad de (96 MBLS), este se construirá aledaño al tanque de diluyente existente y que maneja una misma capacidad con respecto al volumen de diluyente, al igual que la propuesta anteriormente estudiada este tanque se creara con el fin de tener mayor contingencia operacional, reserva, de diluyente debido al crecimiento de los campos.

Con respecto a los otros proyectos destinados para el campo, se estudio la creación de diluenductos tanto para el campo de Arecuna, Bare Oeste y Bare Este Cariña, con la finalidad de aumentar las presiones tanto para los pozos existentes como para los nuevos y garantizar el diluyente y la presión de inyección necesaria.

4.4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL Y FUTURO

Para estudiar el comportamiento hidráulico del sistema de distribución de diluyente de la unidad extrapesado, se utilizó el programa PIPESIM 2007, seleccionando para el caso de la caída de presión un sistema monofásico de hidrocarburo líquido (Diluyente).

Utilizando el esquemático de la red de tuberías de diluyente existente se simuló la situación actual, obteniéndose la envolvente operacional de presiones del sistema por áreas, en este caso se muestra la del campo Arecuna (Fig. 4.24). A través de esta envolvente se puede tener una visión mas clara del comportamiento de la red de tuberías de diluyente asociada a la estación de Re - bombeo "C.O.B.", en la cual el fluido es bombeado por un diluenducto principal y distribuido a las áreas estudiadas (Arecuna, Bare Tradicional y Bare Este). La figura mostrada a continuación es

producto de la simulación donde se estudia el comportamiento de la presión en función de la distancia para el campo Arecuna.

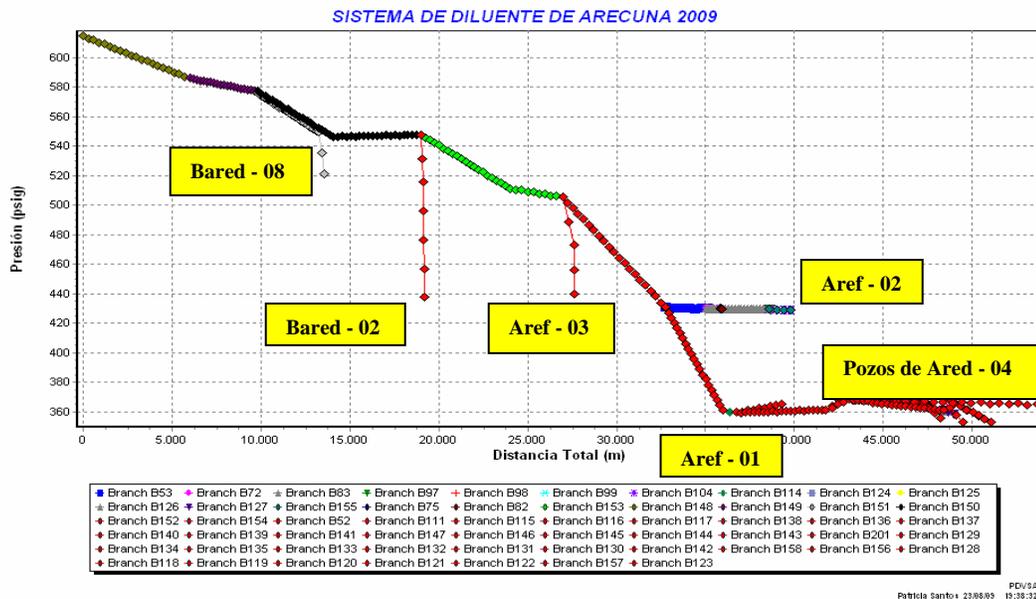


Figura 4.25 Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

En la Fig. 4.25 se observa una caída brusca de presión, la cual varía desde 630 psig hasta un aproximado de 360 psig a una distancia de 50 kilómetros. La presión se mantiene hasta la estación de Bared 08, pero a partir de este punto se presentan caídas de presión brusca todo esto a causa de los cambios de diámetro en la tubería principal de inyección de diluyente, siendo la mayor caída de presión a partir de los pozos de Ared – 04 donde el diluyente se distribuye a través de tuberías de 2 pulg desde los múltiples de inyección de diluyente. En este sentido, también existen ramificaciones en las estaciones Bared 02, Aref 03, Aref 02 y Aref 01, cuyos ramales de presiones calculados fueron 520, 435, 440, 430 y 370 psig a distancias de 14, 19, 26, 40 y 39 kilómetros respectivamente.

Tomando como referencia la curva operacional del sistema, se seleccionaron puntos aleatoriamente en estaciones y pozos a nivel inicial, intermedio y al final de cada área. (Fig. 4.26) con el objetivo de determinar el porcentaje de error comparando los valores de presión de la simulación y los obtenidos en campo.

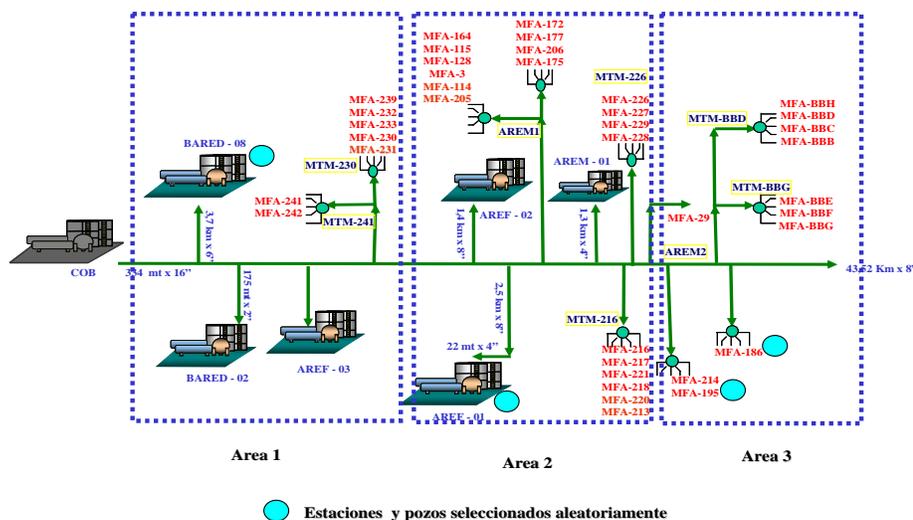


Figura 4.26. Sistema de Distribución de Diluyente del Área Arcuna (2009), Agrupado por Áreas.

Para calcular el porcentaje de error con cada punto aleatorio seleccionado se utilizó la Ec. 4.13:

$$\% \text{ ERROR} = \left| \frac{P_s - P_c}{P_s} \right| \times 100 \quad (4.13)$$

Donde:

P_s = Presión de Simulación

P_c = Presión de Campo

En la tabla 4.1 se muestran principalmente los valores de las presiones obtenidas en la simulación de las estaciones más lejanas e intermedias, además de las más cerca a la zona de Re – bombeo (C.O.B), si se comparan con las medidas en

campo se observa que las presiones simuladas son menores que las reales a excepción de la estación Bared – 08, por lo tanto se obtiene un porcentaje de error menor a 20%. En este orden de ideas, si se analiza el comportamiento del pozo **MFA – 186**, que es el mas alejado en el sistema de Arecuna, se obtiene que este presenta un error de 15,6 %, a pesar de estar ubicado a 45 km del COB.

Tabla 4.1. Determinación del Porcentaje de Error del Área de Arecuna.

Nombre	Presión de Campo (Psig)	Presión de Simulador (Psig)	Porcentaje de Error (%)
BARED - 08	450	521	13,62
ARED - 01	430	365	17,8
MFA - 195	450	378	19,04
MFA - 186	430	372	15,6

Para el caso particular del Área de Arecuna, los valores de presión proyectados por la gráfica se consideran aceptables y las diferencias se deben al uso en campo de fluidos con variaciones significativas en la gravedad API, valores puntuales de presión y a la consideración de dejar sin efecto los perfiles topográficos de tuberías.

Por otro lado, se verificó si el sistema de distribución de diluyente cumple con las normas de diseño de ingeniería de **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)**. Primeramente, se graficaron los valores de Velocidad Erosional, Velocidad del Líquido y Gradiente de Presión de Fricción con el fin de compararlo con los estándares recomendados de la norma PDVSA. Ver Fig. 4.27, 4.28 y 4.29.

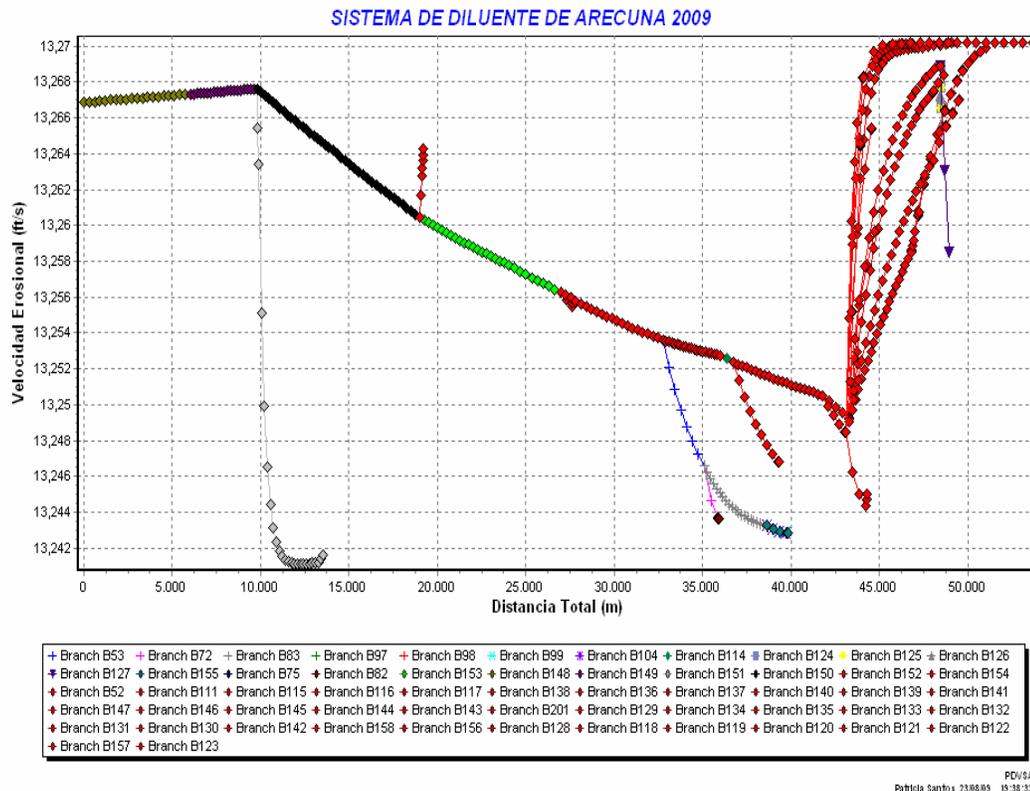


Figura 4.27 Perfil de Velocidad Erosional del sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

En la Fig. 4.27, se puede observar la variación de la velocidad erosional con respecto a la distancia, definiéndose así esta velocidad como un límite superior importante de velocidad en tuberías, con un valor de velocidad del fluido por encima de esta ocurriría una erosión-corrosión excesiva, y se corre el peligro de que la tubería falle en las tes, codos y otros accesorios.

La velocidad de erosión o desgaste por abrasión en tuberías es proporcional a la velocidad y cantidad del flujo, y al tamaño y forma de las partículas contenidas en el lodo abrasivo. La resistencia a la abrasión de cualquier material es una función de la magnitud del flujo y las características de las partículas de escombros que se puedan presentar en la instalación.

El sistema de Arecuna actualmente se encuentra en un rango de 13,24 a 13,27 m/s, considerándose así que los valores de esta velocidad son prácticamente constantes. Esto se debe a que la velocidad erosional es igual al valor de una constante entre la raíz cuadrada de la densidad del fluido, por lo tanto estas pequeñas variaciones son debido a pequeños cambios en la presión y temperatura en algunos de los ramales.

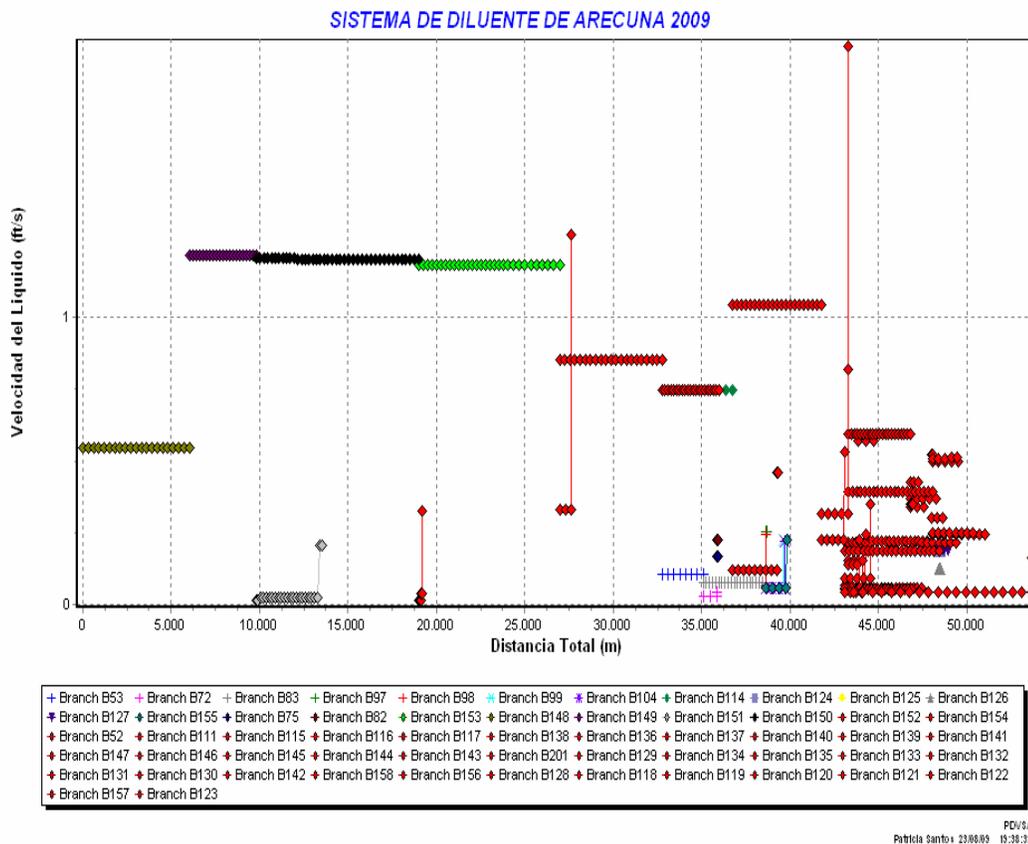


Figura 4.28. Perfil de Velocidad del Líquido del sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

En la Fig. 4.28, la velocidad del fluido muestra un comportamiento por debajo de los valores propuestos por las normas **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)**, ya que se encuentran entre un rango de 0 a un máximo valor

que es 1,95 m/s. Por lo tanto, aunque estos valores no cumplen con las normas **PDVSA** este sistema funciona apropiadamente, debido a que esta norma se usa comúnmente para el diseño de sistemas totalmente nuevos, pero en el caso del campo Arcuna este es un sistema que funciona desde hace mas de 20 años, y se le han hecho muchas ampliaciones de tuberías, se debe considerar que la velocidad del líquido no debe sobrepasar en ningún caso el valor de la velocidad erosional. Cuando la velocidad del líquido es muy baja pueden ocurrir daños en las tuberías, ya que provoca que las partículas que van dentro del fluido se acumulen en la tubería provocando el efecto de la abrasión. Sin embargo, este fenómeno no ocurre en el campo Arcuna por ser el diluyente un fluido prácticamente libre de partículas finas. En este orden de ideas, la norma API RP 14E establece que las velocidades en tuberías deben oscilar entre 50 y 60% de la velocidad de erosión, de manera de inhibir el efecto del ruido, si este es una limitación.

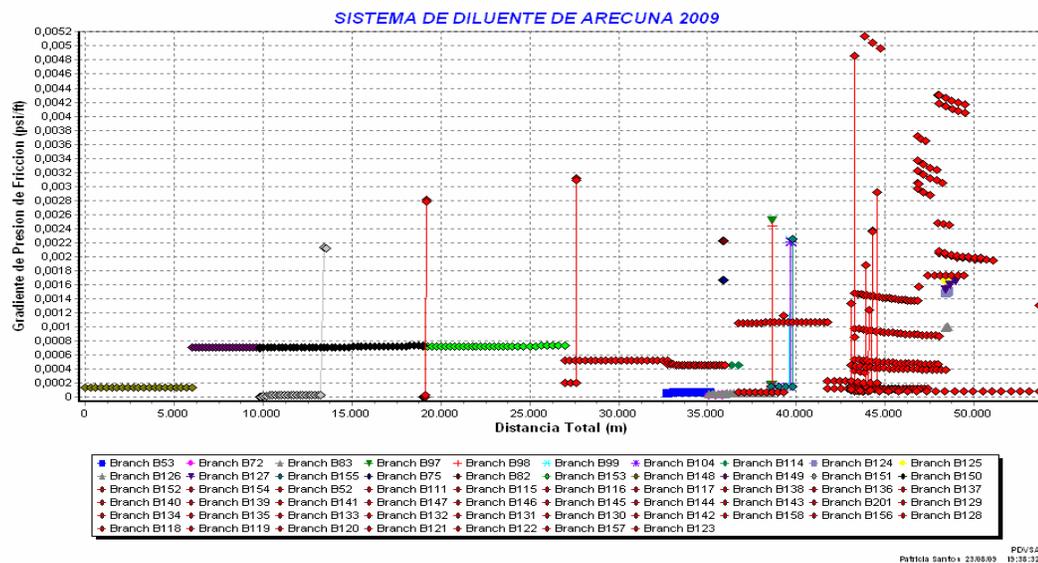


Figura 4.29 Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

En la Fig. 4.29, se aprecia el comportamiento del gradiente de presión fraccional

(Δp_f) con respecto a la distancia, se recomienda que la variación de presión debe tener un rango de 1 – 3 pie del líquido/100 pies de tubería según la norma **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)**, entonces se puede concluir que de acuerdo a lo mostrado en la gráfica anterior los valores del campo Arcuna no se encuentran en este rango de gradiente de presión, ya que su máximo valor es de 0,0052 psig/ft. Esto significa que el sistema opera en buenas condiciones, ya que no trabaja con la máxima capacidad volumétrica de la tubería, ya que cuando la línea empiece a manejar valores que estén dentro de la norma, es porque esta ya ha alcanzado su máxima capacidad volumétrica de diseño.

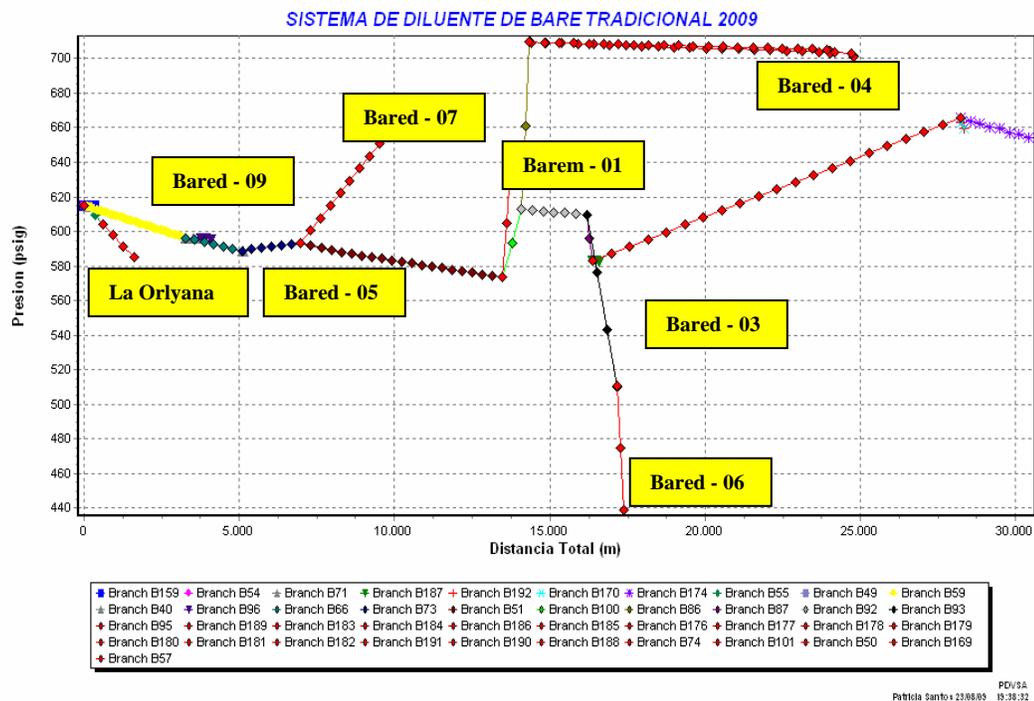


Figura 4.30 Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la presente grafica se observa variaciones de presión donde el rango estudiado es de (440 a 700 psig), con un máximo valor de distancia de 30 kilómetros. Dando como

resultado las presiones más altas en las macollas Francisco Duarte, Maisanta y Guaicaipuro del campo Bare Tradicional, las estaciones: La Orlyana, Baref – 09, Bared – 05, Baref – 07, Barem – 01, Bared – 04, Bared – 06 y Bared – 03 presentan caídas de presión con respecto a la línea principal como muestra la grafica dando como resultado valor de presiones tales como 585, 596, 589, 658, 636, 709, 439 y 583 psig con unas distancias de 1.6, 0.4, 4, 9.7, 13.7, 14.3, 17.3 y 28 kilómetros respectivamente para cada estación, todos estos cambios de presión se deben a que hay variaciones de diámetros con respecto a la línea principal igualmente a la distancia de la tubería desde C.O.B. con respecto a la estación ya que muchas de ellas presentan mayor distancia que otras siendo un factor en la variación de presión.

Tomando como referencia la curva operacional del sistema, se seleccionaron puntos aleatoriamente en las estaciones a nivel inicial, intermedio y al final de cada área. (Fig. 4.30) con el objetivo de determinar el porcentaje de error comparando los valores de presión de la simulación y los obtenidos en campo.

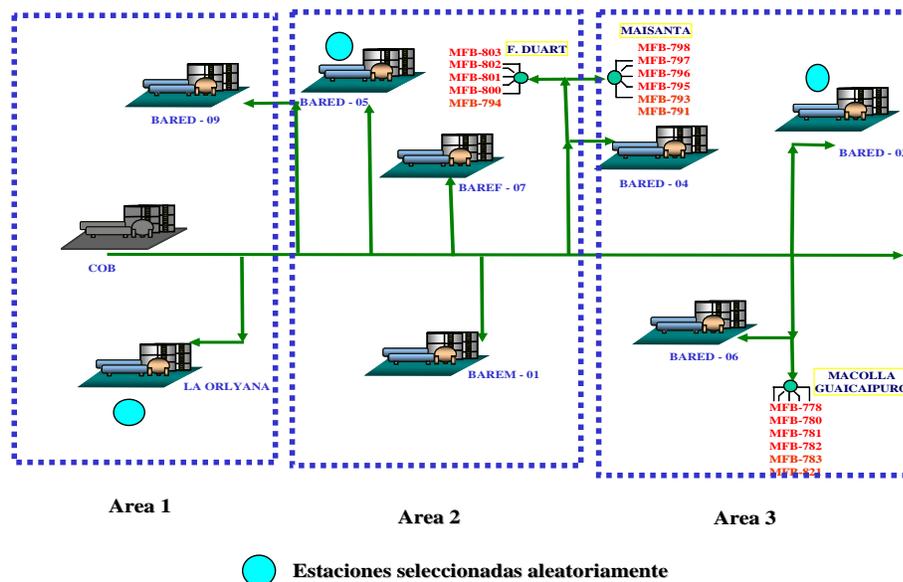


Figura 4.31 Sistema de Distribución de Diluyente del Área Tradicional de Bare (2009)

En la tabla 4.2 se muestran principalmente los valores de las presiones obtenidas en la simulación de las estaciones mas lejanas e intermedias, además de la mas cerca a la zona de Re – bombeo (C.O.B), si se comparan con las medidas en campo se observa que las presiones simuladas son mayores que las reales, por lo tanto se obtiene un porcentaje de error menor a 20%. En este orden de ideas, si se analiza el comportamiento de la estación **BARED - 03**, que es el mas alejado en el sistema Tradicional de Bare, se obtiene que este presenta un error de 15,71 %, a pesar de estar ubicado a 17 km del COB.

Tabla 4.2 Determinación del Porcentaje de Error del Área Tradicional de Bare.

Nombre	Presión de Campo (Psig)	Presión de Simulador (Psig)	Porcentaje de Error (%)
ORLYANA	510	585	12,82
BARED - 05	520	589	11,71
BARED - 03	370	439	15,71

Para el caso particular del campo Tradicional de Bare, los valores de presión proyectados por la gráfica se consideran aceptables y las diferencias con respecto a los valores se deben al uso en campo de fluidos con variaciones significativas en la gravedad API, valores puntuales de presión y a la consideración de dejar sin efecto los perfiles topográficos de tuberías.

Por otro lado, se verificó si el sistema de distribución de diluyente cumple con las normas de diseño de ingeniería de **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)**. Primeramente, se graficaron los valores de Velocidad

Erosional, Velocidad del Líquido y Gradiente de Presión de Fricción con el fin de compararlo con los estándares recomendados de la norma PDVSA. Ver Fig.4.32, 4.33 y 4.34.

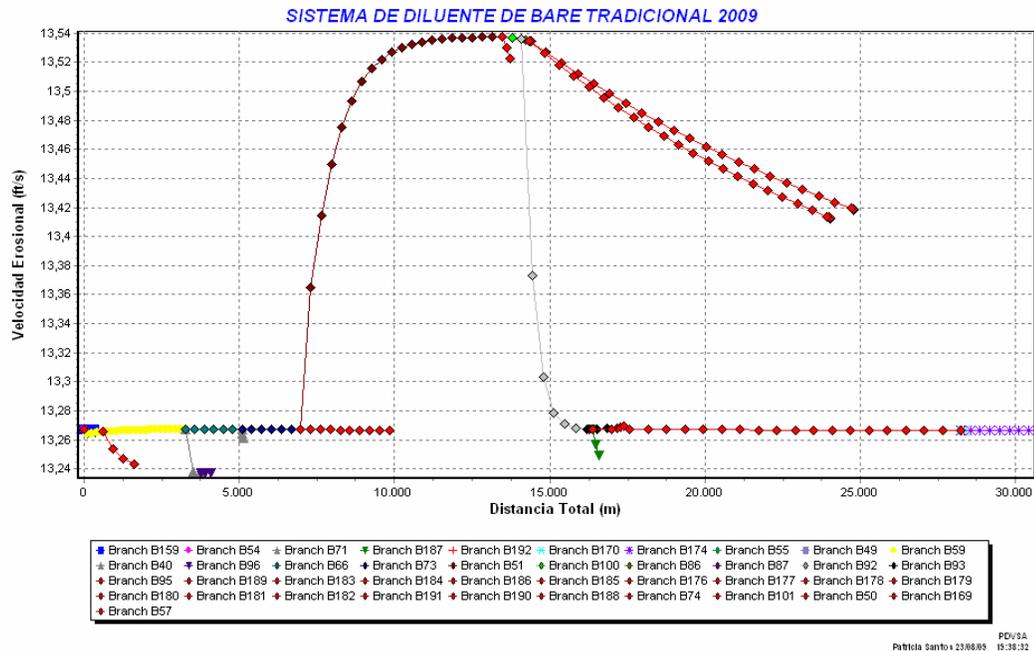


Figura 4.32. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la velocidad Erosional del Campo Bare tradicional actualmente se puede ver que presenta un rango de 13,24 a 13,54 ft/s es decir la velocidad es prácticamente constante, por lo tanto se cumple la función de la ecuación que nos dice que el valor de esta velocidad debe de ser casi constante ya que la densidad del fluido es la misma para todo el sistema, se puede observar que en la grafica la velocidad se mantiene constante hasta la estación de Bared - 07, luego la velocidad aumenta bruscamente esto se debe a que se encuentran unas macollas con una presión muy alta y el nivel de consumo de diluyente es alto por lo que la velocidad aumenta luego la línea de velocidad cae porque en la estación Bared – 03 la presión cae bruscamente y los

niveles de consumo disminuyen.

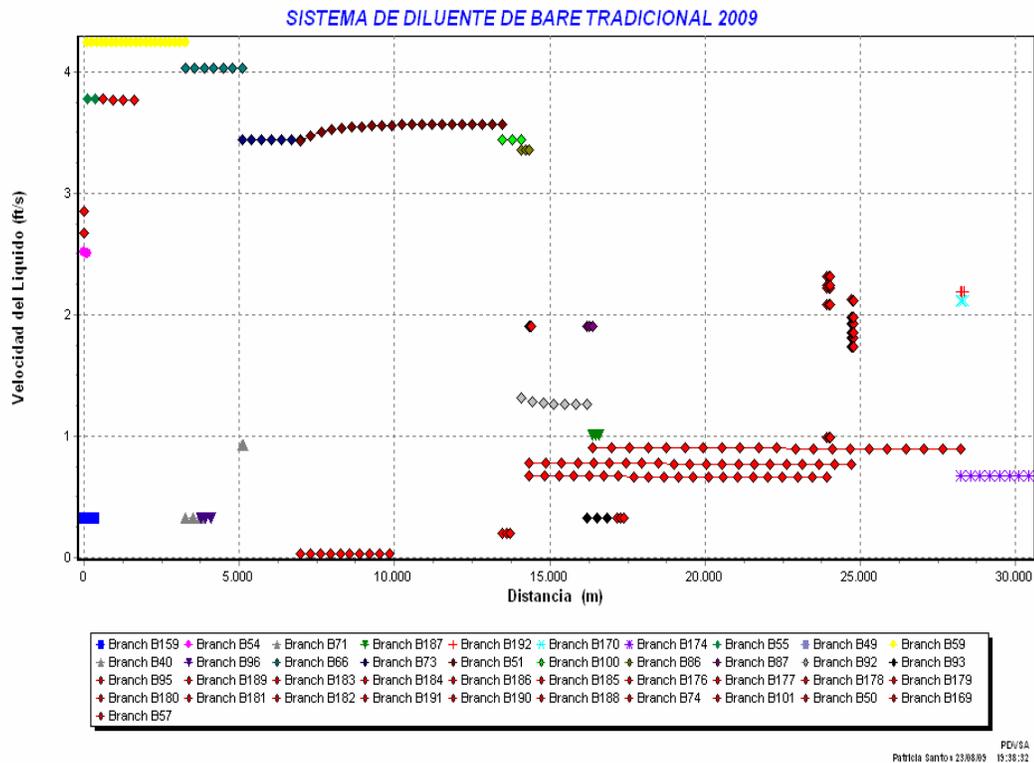


Figura 4.33 Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la siguiente grafica se puede ver que la velocidad del líquido no sobrepasa el valor de la velocidad erosional ya que su rango va desde 0 hasta un valor máximo de 4.2 ft/s y una parte de la velocidad del fluido cumple con la norma de **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** porque se encuentra en el rango de 3 – 5 este valor se da hasta desde la salida de C.O.B. hasta la estación de Barem - 01 ya que luego de este punto vienen las macollas del campo y este fue una ampliación en el sistema, no es absolutamente necesario que este sistema cumpla con el rango de valor de las normas ya que este es un sistema viejo y las normas se cumplen para sistemas nuevos, aunque la mayor velocidad del fluido se encuentra por debajo de la velocidad erosional, lo que demuestra que este sistema esta apropiado

para funcionar con el fluido.

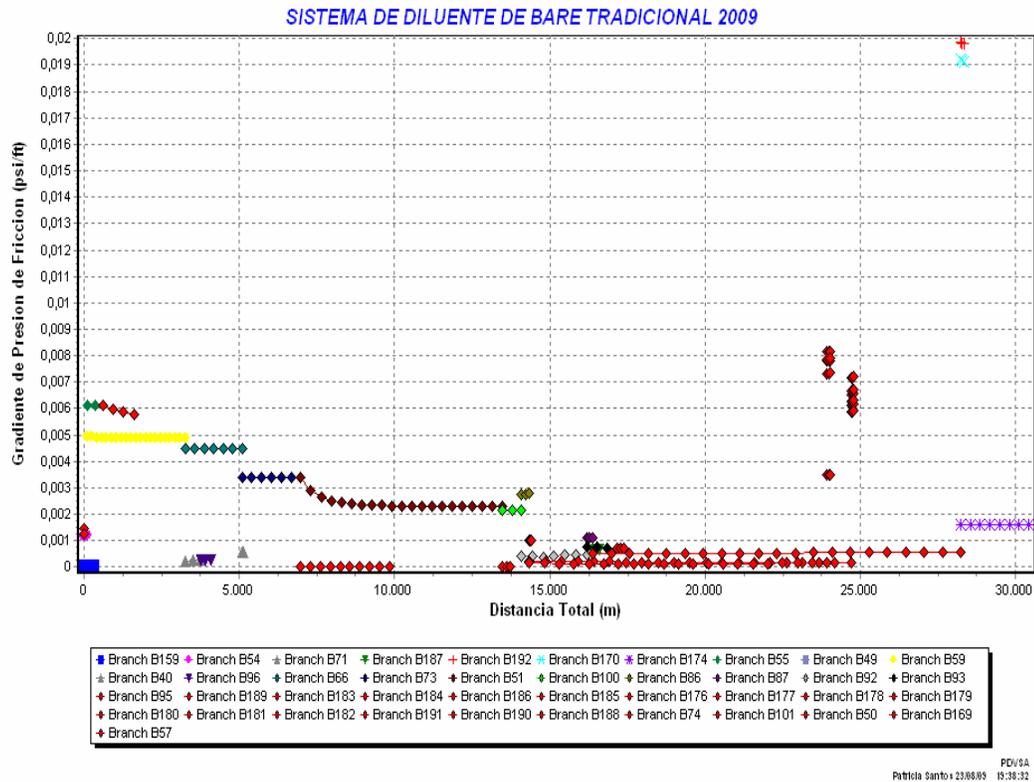


Figura 4.34. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la grafica estudiada de gradiente de presión en función de la distancia, se puede observar que todas las caídas de presión están por debajo del máximo valor que es de 0,008 psi/ft es decir estas no entran dentro de las normas contempladas por **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** a excepción del tramo que se encuentra aledaño a la macolla Guaicaipuro que arroja un valor de 0,02 psi/ft lo que demuestra que se encuentra dentro de los valores de las normas propuestas, esta situación se presenta porque las tuberías de este sistema están trabajando con su máxima capacidad de volumen, lo importante es aclarar que estos valores de caída de presión no deben sobrepasar los valores de la norma de PDVSA ya que esto nos indica la capacidad que maneja cada tubería.

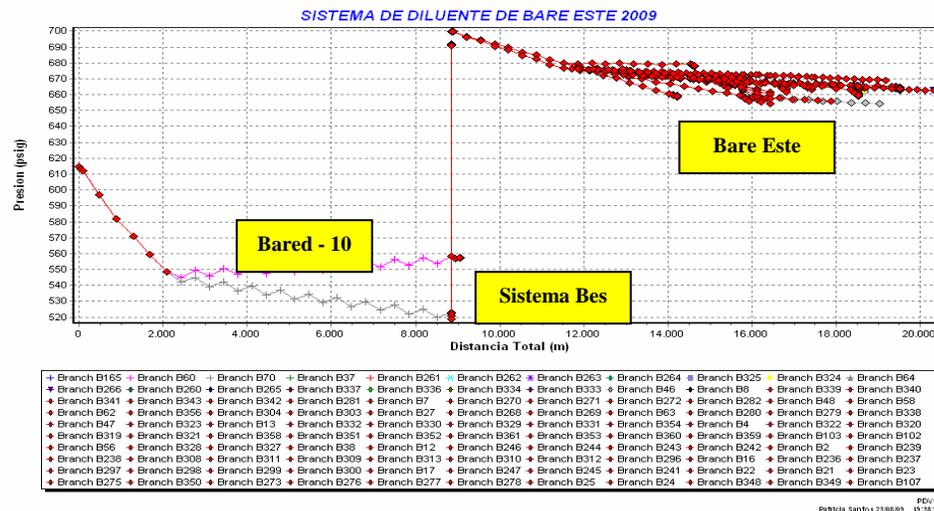


Figura 4.35. Perfil de Presión del sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la siguiente grafica estudiada del campo Bare Este se puede observar como la presión sale desde C.O.B. hasta la estación de Bared – 10 a un valor de 570 (psig) luego por esta misma línea sale un ramal al Re - bombeo BES con una presión de 520 psig y un diferencial de presión de 120 (psig) llevando la presión a 700 (psig) a todo el campo de Bare Este siendo este el campo mas critico debido a la cantidad de pozos con el mayor consumo de diluyente que este es mucho mayor que los campos anteriores estudiados. Luego de la instalación del Re - bombeo existe el cambio brusco esto se debe al cambio de diámetro que existe después del Re - bombeo aunque luego de este valor estas presiones presentan un valor casi constante.

Una vez terminado el análisis de la grafica de caída de presión se procedió a dividir el Campo del Este de Bare en tres áreas en las cuales se tomarían cuatro (04) pozos en distintas ubicaciones el mas lejano, el intermedio y el mas cercano al sistema de Re – bombeo C.O.B. para así realizar una comparación de las presiones simuladas con las presiones obtenidas en campos, y obtener el porcentaje de error de las mismas para verificar si este sistema es el más adecuado.

En la Tabla 4.3 se muestran principalmente los valores de las presiones obtenidas en la simulación de las estaciones mas lejanas como las intermedias y las mas aledañas a la zona de Re – bombeo (C.O.B), las cuales comparándolas con las medidas en campo, obtenemos que las simuladas nos dan por encima de las reales, por lo tanto comparando ambas presiones estas arrojan un porcentaje de error menor al 20%, lo que nos lleva a suponer estabilidad del sistema con respecto a la inyección de diluyente. El pozo **MFB - 693** el más alejado en este estudio, a unos 12 km aproximadamente presento un porcentaje de error de 9,22 %.

Tabla 4.3 Determinación del Porcentaje de Error del Área Este de Bare

Nombre	Presión de Campo (Psig)	Presión de Simulador (Psig)	Porcentaje de Error (%)
REBOMBEO BES	700	700	0
MFB - 662	557	675	17,2
MFB - 690	600	666	9,90
MFB - 693	600	661	9,22

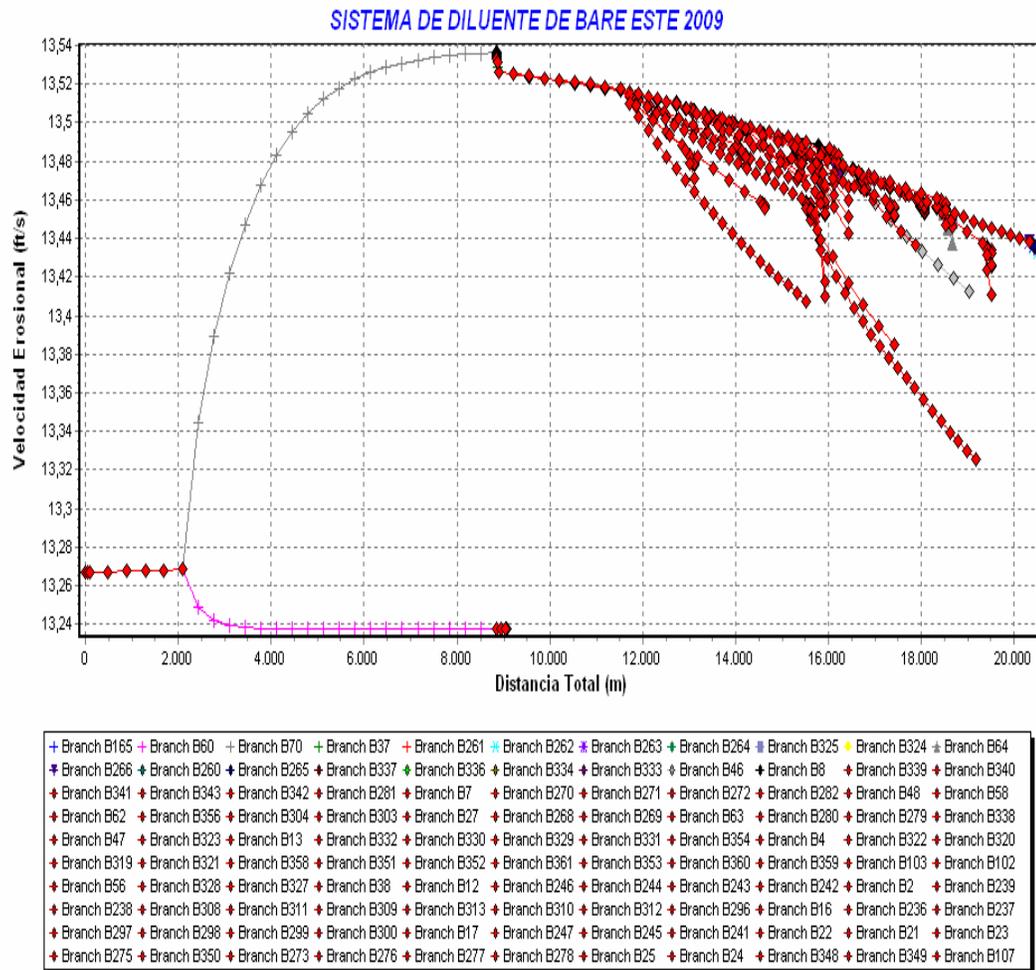


Figura 4.37. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

La velocidad erosional en este sistema igualmente como los otros anteriormente descritos se mantiene constante su rango es de 13.24 a un máximo valor (13.54 ft/s), en la estación Bared-10 la velocidad se mantiene constante debido a que no varía mucho en los diámetros luego presenta un aumento drástico para el campo Bare Este y la velocidad aumenta debido a que los diámetros disminuyen esta velocidad aumentara mayor a otros valores.

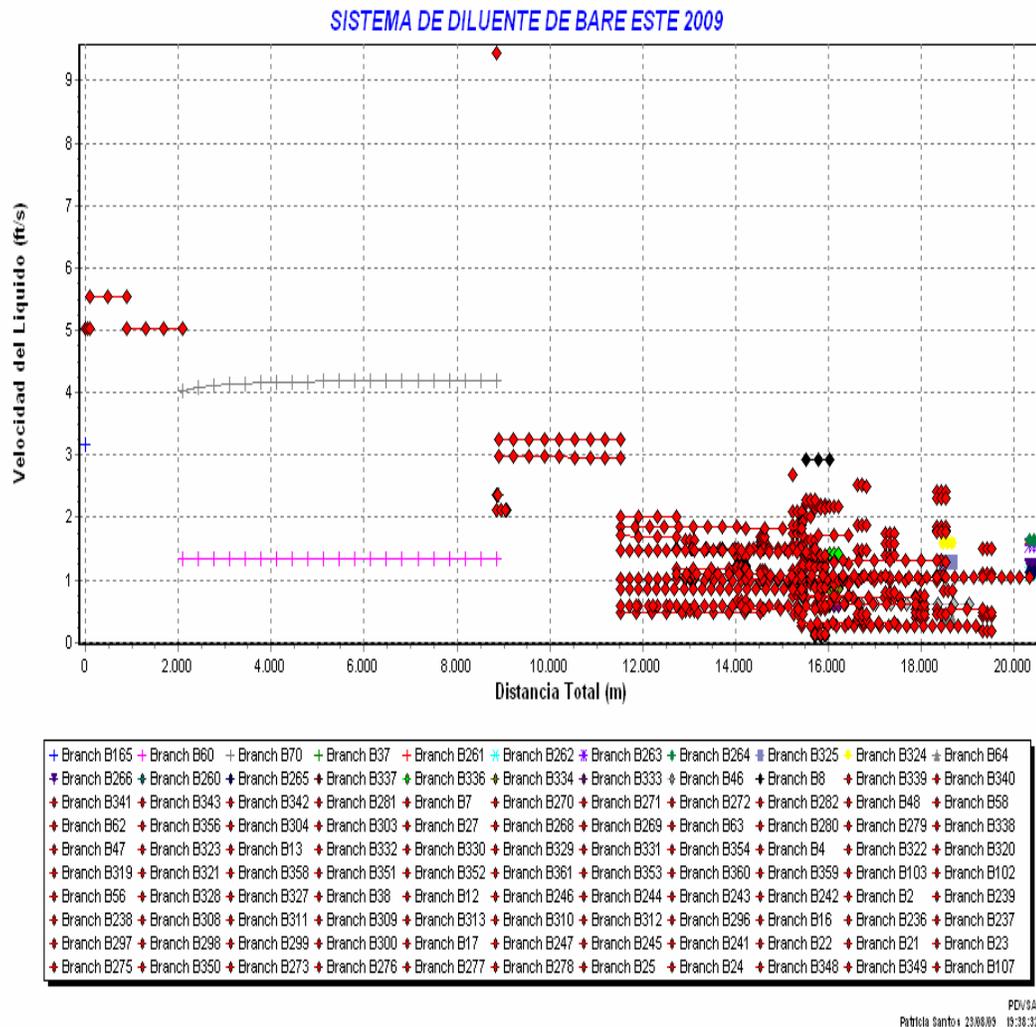


Figura 4.38. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la siguiente grafica se puede observar como la velocidad del fluido se mantiene constante en algunos tramos del campo, esta se encuentran dentro del rango de (3 – 5 ft/s) de las normas PDVSA desde la zona que sale desde C.O.B. hasta el punto luego después del Re - bombeo BES ya que luego del sistema Bes se han realizado muchas ampliaciones por los nuevos pozos instalados siendo muchos lo que se han puesto activos.

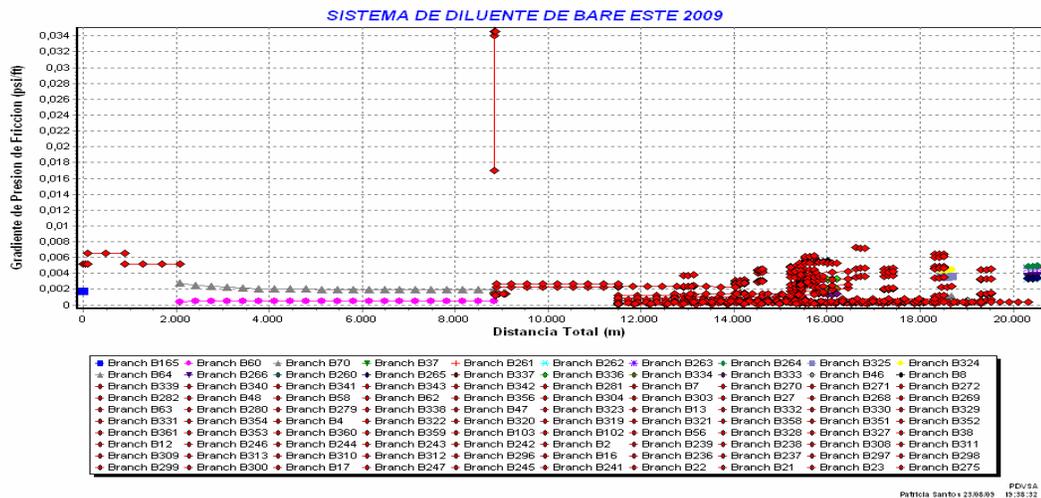


Figura 4.39. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la presente grafica podemos observar las caídas de presión del área del este de Bare en función de la distancia de todo el campo, es importante destacar que la tubería que se encuentra en el rango de caída de presión de las normas **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** con un valor máximo de (0,03 psi/ft) es donde existe el re – bombeo BES, lo cual demuestra que esta tubería trabaja con su mayor capacidad de volumen, observándose que prácticamente todas las demás líneas del Este de Bare se mantuvieron prácticamente constante con casi un máximo valor de 0,006 psi/ft.

4.5. PROPUESTAS DE LAS MODIFICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS FACTIBLES QUE MEJOREN EL SISTEMA CON BASE A LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

En esta etapa se propone realizar las simulaciones con sus respectivas ampliaciones y adecuaciones para los sistemas hidráulicos de la U.P Extrapesado tanto para el año 2010 como para el año 2016 debido a que el sistema de inyección de las áreas

Tradicional de Bare, Este de Bare y Arecuna contemplan un crecimiento de 30 pozos para el año 2010, mientras que para el año 2016 se plantea la puesta en marcha del campo Cariña así como la instalación de un nuevo Re – bombeo BES y un diluenducto conectado al campo Arecuna.

Estas ampliaciones y adecuaciones técnico - económicas serán propuestas una vez realizadas y analizadas las simulaciones representadas a continuación del año 2010 y 2016 ya que en estas se puede observar el comportamiento de cada área durante cada año respectivamente tanto para la presión, la velocidad erosional, la velocidad del liquido y el gradiente de presión de fricción y de esta manera verificar si es factible o no.

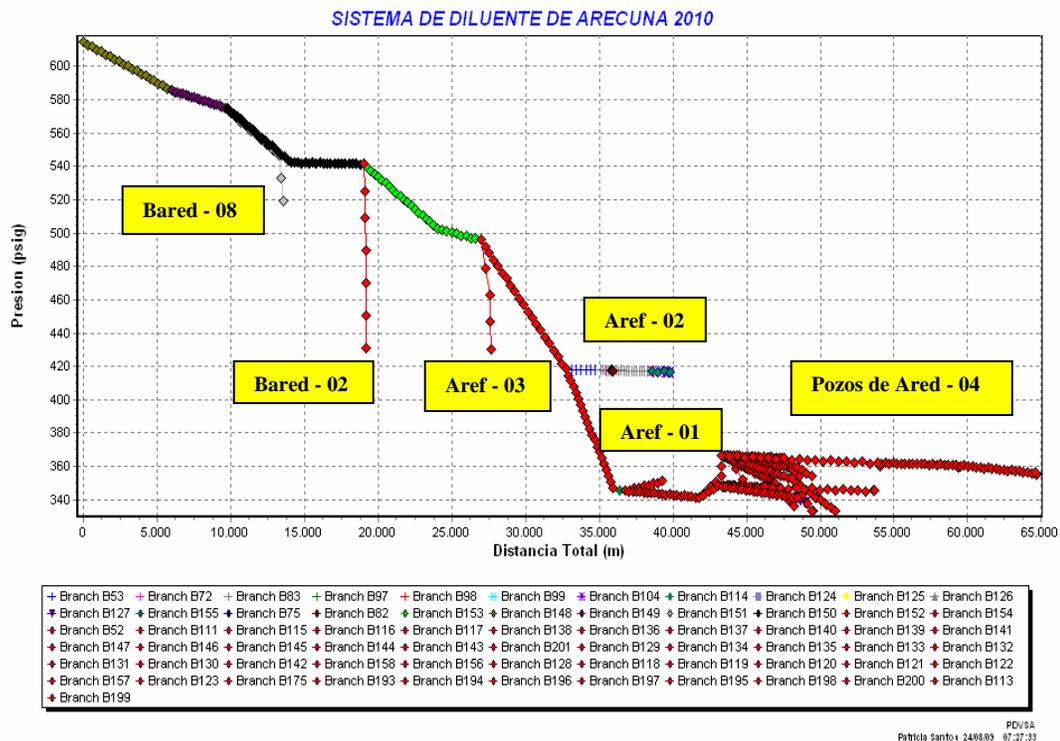


Figura 4.40 Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

Para la siguiente Fig. (4.40) se puede observar el comportamiento de la presión en función de la distancia, la presión va en caída debido a que la tubería principal tiene cambios de diámetros que afectan al fluido al igual que los ramales conectados a esta tubería ya que su diámetro se reduce y esto genera saltos en las presiones al final de la tubería los pozos que tienen el mismo diámetro así mismo se puede observar un crecimiento en cuanto a la distancia ya que los nuevos pozos instalados en el 2009 para esta simulación fueron activos lo que aumento el crecimiento del campo con respecto a la distancia.

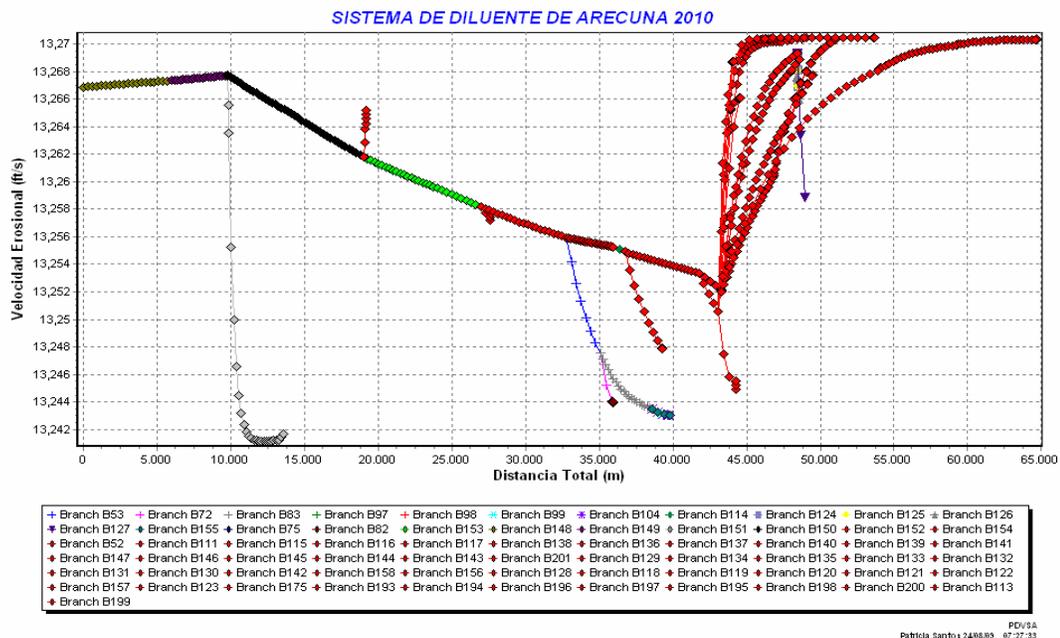


Figura 4.41. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

En la gráfica estudiada (4.41) a continuación se puede observar la variación de la Velocidad Erosional con respecto a la distancia. La velocidad de erosión o desgaste por abrasión en tuberías es proporcional a la velocidad y cantidad del flujo, y al tamaño y forma de las partículas contenidas en el lodo abrasivo. La resistencia a la

abrasión de cualquier material es una función de la magnitud del flujo y las características de las partículas de escomburo que se puedan presentar en la instalación.

El sistema de Arecuna para el año 2010, se encuentra en un rango de 13,24 al (13,27 ft/s), considerándose así que los valores de esta velocidad son prácticamente constantes esto se debe a que la Velocidad Erosional es igual al valor de una constante entre la raíz cuadrada de la densidad del fluido por lo tanto estas pequeñas variaciones son debido a la temperatura en algunos de los ramales donde varia. En este caso existe un crecimiento en la zona de los pozos de Aref – 04 ya que aquí los múltiples de diluyente presentan reducción de diámetro esto influye ya que provoca que aumente la velocidad.

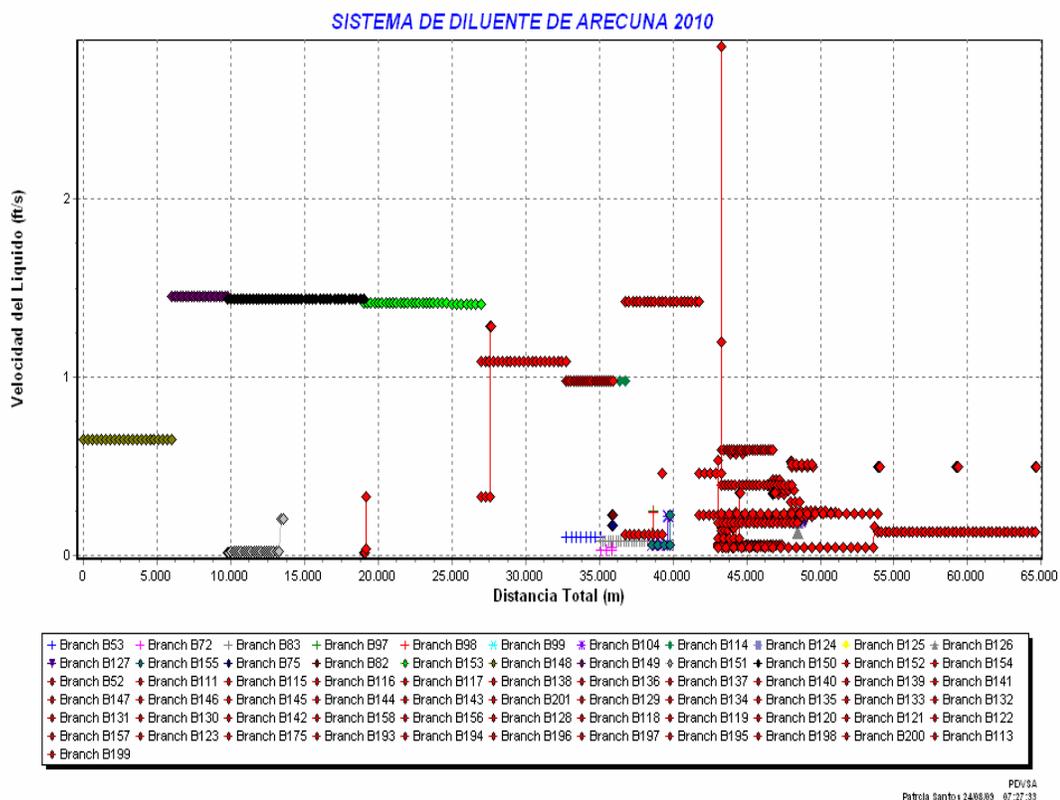


Figura 4.42. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

En esta gráfica estudiada de la velocidad del fluido para Arecuna 2010 se puede observar que todos los valores arrojados se encuentran por debajo de los valores propuestos por las normas **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** ya que el punto donde empiezan los pozos de Aref – 04 llega hasta un máximo valor de 2,8 ft/s no entrando así dentro de las normas de PDVSA. Por lo tanto aunque estos valores no cumplan con las normas este sistema es apropiado para seguir funcionando, debido a que estas normas fueron seleccionadas para un sistema totalmente nuevo, pero este es un sistema muy antiguo y se le han hecho muchas ampliaciones de tuberías, se debe considerar que la velocidad del líquido no debe sobrepasar el valor de la Velocidad Erosional. Cuando la velocidad del líquido es muy baja puede ocurrir daños en las tuberías ya que provoca que las partículas que van dentro del fluido por este mismo efecto se acumulen en la tubería provocando el efecto de la abrasión.

Si presenta mayor aumento puede producir un desgaste alrededor de la tubería en su interior debido a que la protección que se produce dentro de ella nunca va a estar estable por lo tanto se va a producir un desgaste interno.

Las partículas de virutas, arena o afines podrían convertirse en agente de erosión. Mientras que en el flujo bifásico las pequeñas gotas de líquido podrían ser las responsables. Independientemente del mecanismo, no cabe duda de que el fenómeno es real. Las recomendaciones para limitar las velocidades erosivas son pocas y carecen de fundamento experimental. La recomendación se basa en una fórmula presentada varias veces en la literatura, además de la experiencia general de que no se han producido accidentes catastróficos causados por su aplicación. Cuando la limitación de ruido sea una consideración importante, se recomiendan velocidades comprendidas entre 50 y 60% de la velocidad de erosión.

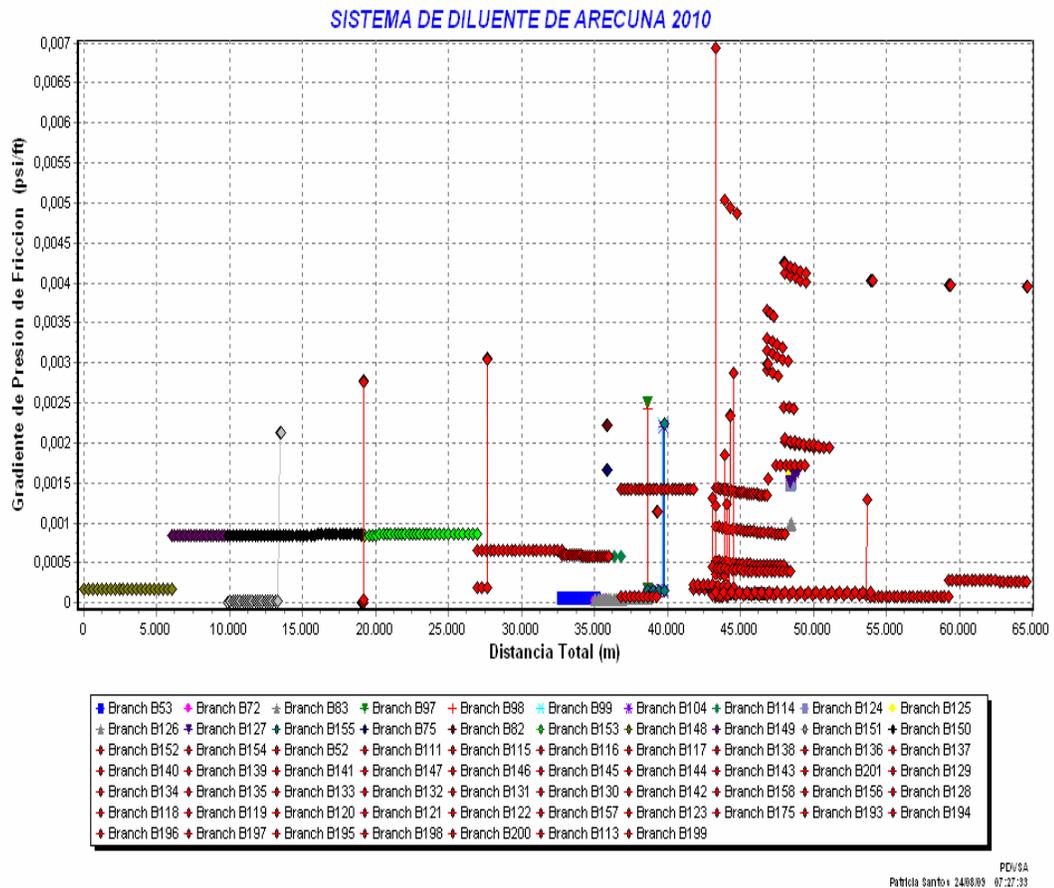


Figura 4.43. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

El gradiente de presión de fricción según las normas **PDVSA** deben estar entre los valores de (1 – 3 psi/ft), en la presente grafica el máximo valor esta alrededor de (0,007 psi/ft) lo que demuestra que este sistema no trabaja con la máxima capacidad de volumen que poseen las tuberías, es decir esto no cumple con los valores propuestos por la norma pero si posee un buen funcionamiento ya que cuando estas tuberías posea un valor dentro del rango esta estará en su máxima capacidad de volumen lo cual seria su capacidad máxima.

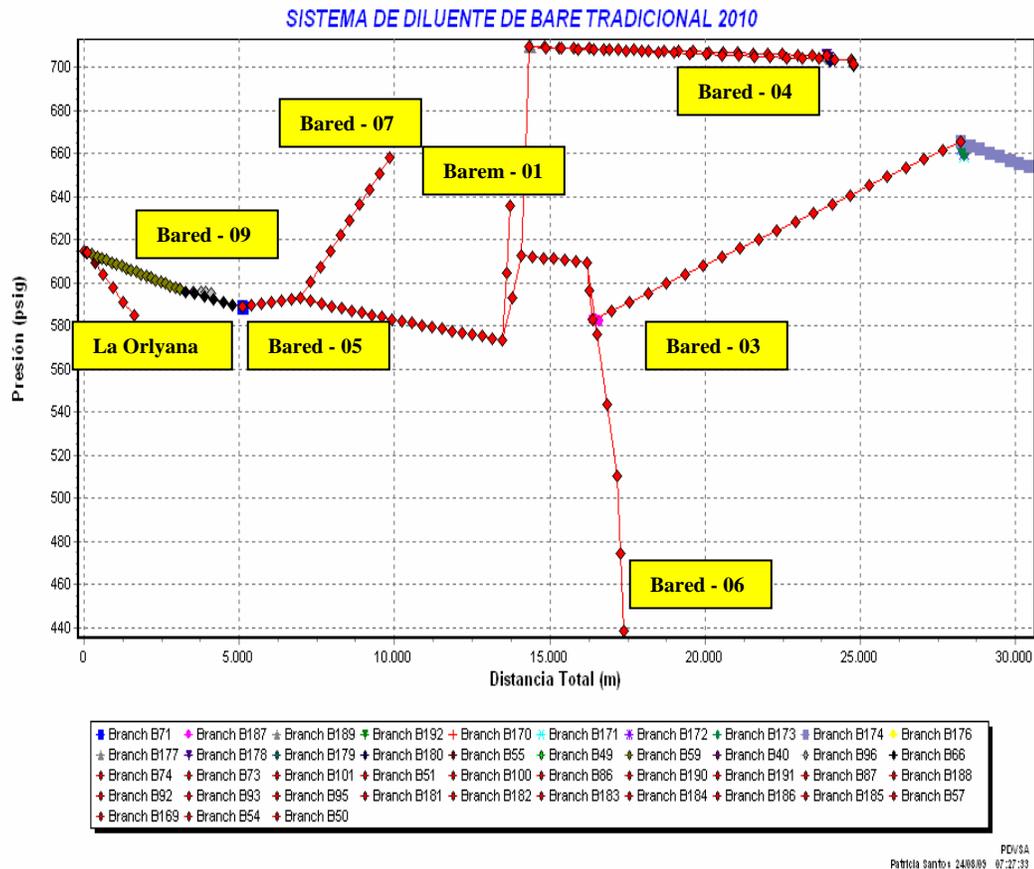


Figura 4.44. Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

Con respecto al sistema de Presión del campo Bare Tradicional las caídas de presión presentan muchas variaciones con respecto al rango que va de (440 a 700 psig), con un máximo valor de distancia de 30 kilómetros. Dándose como resultado las presiones más altas en las macollas Maisanta y Francisca Duarte del Área Tradicional del campo Bare, las estaciones La Orlyana, Baref – 09, Bared – 05, Baref – 07, Barem – 01, Bared – 04, Bared – 06 y Bared – 03 presentan caídas de presión con respecto a la tubería principal como muestra la grafica, todos estos cambios de presión se deben a que hay variaciones de diámetros con respecto a la línea principal hacia los ramales como a los múltiples de diluyente.

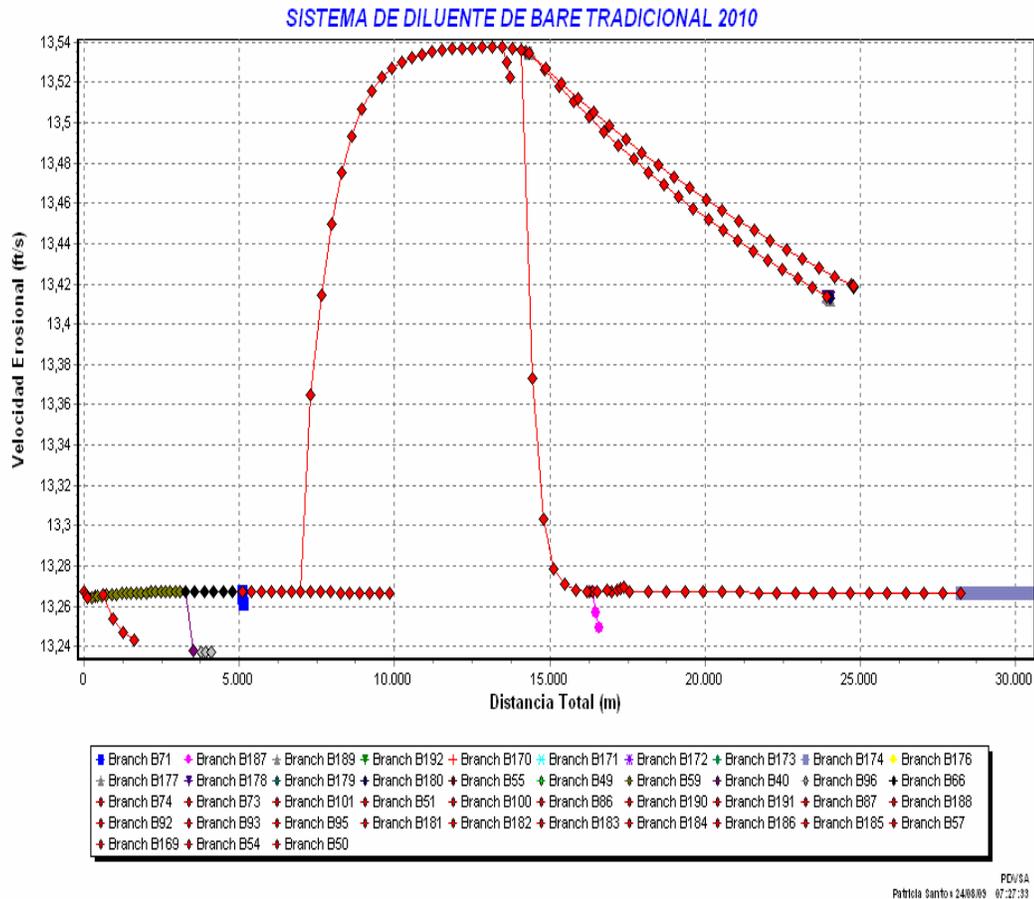


Figura 4.45. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la velocidad Erosional del Campo Bare tradicional para el año 2010 se puede ver que presenta un rango de 13,24 a (13,54 ft/s) es decir la velocidad se mantiene dentro de sus mismos valores por lo tanto se cumple la función de la ecuación que nos dice que el valor de esta velocidad debe de ser casi constante ya que la densidad del fluido es la misma para todo el sistema, se puede observar que la velocidad permanece constante hasta la estación de Bared - 07, luego esta aumenta bruscamente debido a que se encuentran unas macollas con una presión muy alta y el nivel de consumo de diluyente es elevado por lo que la velocidad aumenta luego la línea de velocidad cae

porque en la estación Bared – 03 la presión disminuye y los niveles de consumo son bajos.

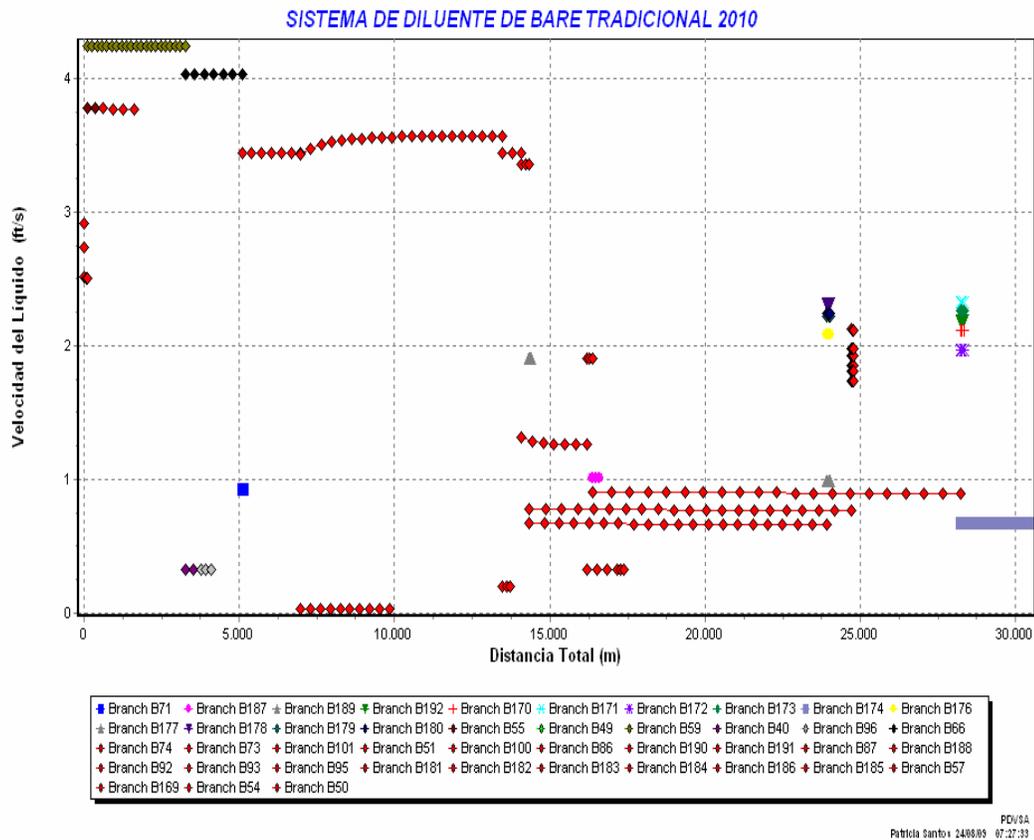


Figura 4.46. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la gráfica de Velocidad del Líquido en función de la distancia se puede ver que la velocidad del fluido no sobrepasa el valor de la velocidad erosional ya que llega a un valor máximo de (4.3 ft/s) y una parte de la velocidad del fluido cumple con la norma de PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos) porque se encuentra en el rango de 3 – 5 este valor se da desde la salida de C.O.B. hasta la estación de Barem - 01 ya que luego de este punto vienen las macollas del campo siendo esta una ampliación en el sistema, no es absolutamente necesario que este

sistema cumpla con el rango de valor de las normas ya que este es un sistema viejo y las normas se cumplen para sistemas nuevos, aunque la mayor velocidad del fluido se encuentra por debajo de la velocidad erosional, lo que demuestra que este sistema esta apropiado para funcionar con el fluido.

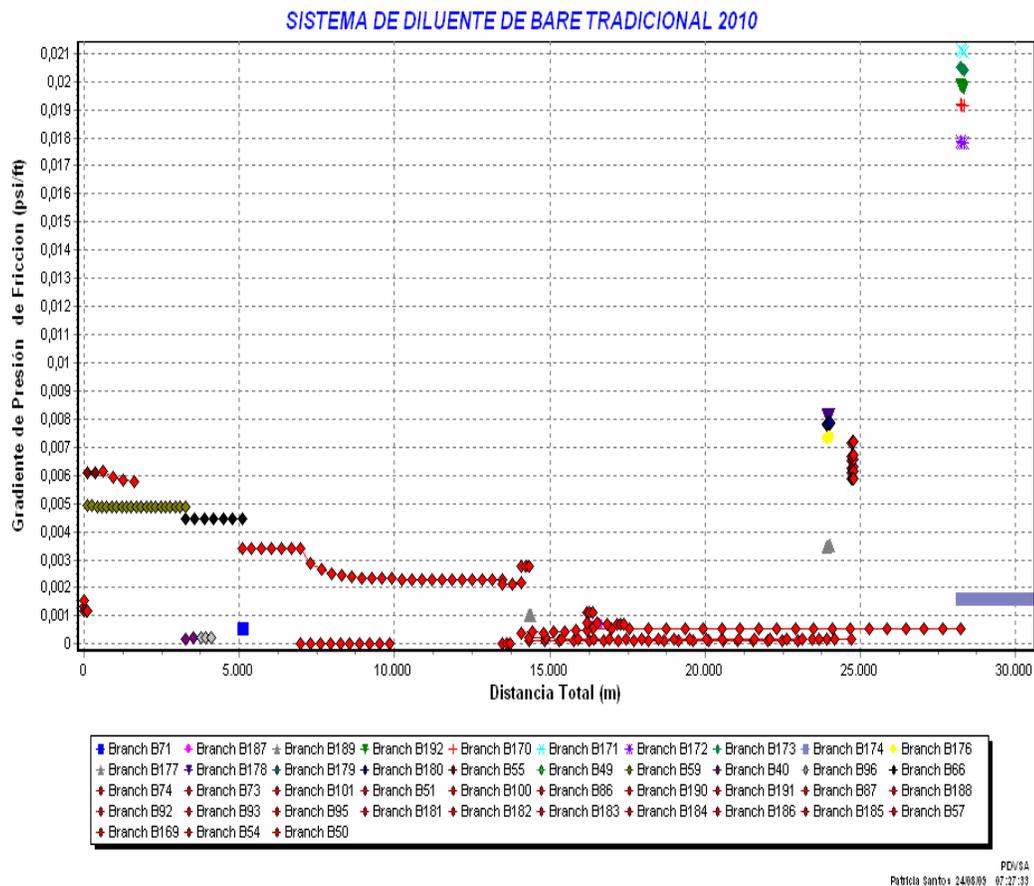


Figura 4.47. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la grafica estudiada de gradiente de presión de fricción en función de la distancia, todas las caídas de presión están por debajo del máximo valor que es 0,009 psi/ft, es decir estas no entran dentro de las normas contempladas por **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** sin embargo el tramo que se

encuentra aledaño a la macolla Guaicaipuro arroja un valor de 0,021 psi/ft lo que demuestra que se encuentra dentro de los valores de las normas propuestas, esta situación se presenta porque las tuberías de este sistema están trabajando con su máxima capacidad de volumen.

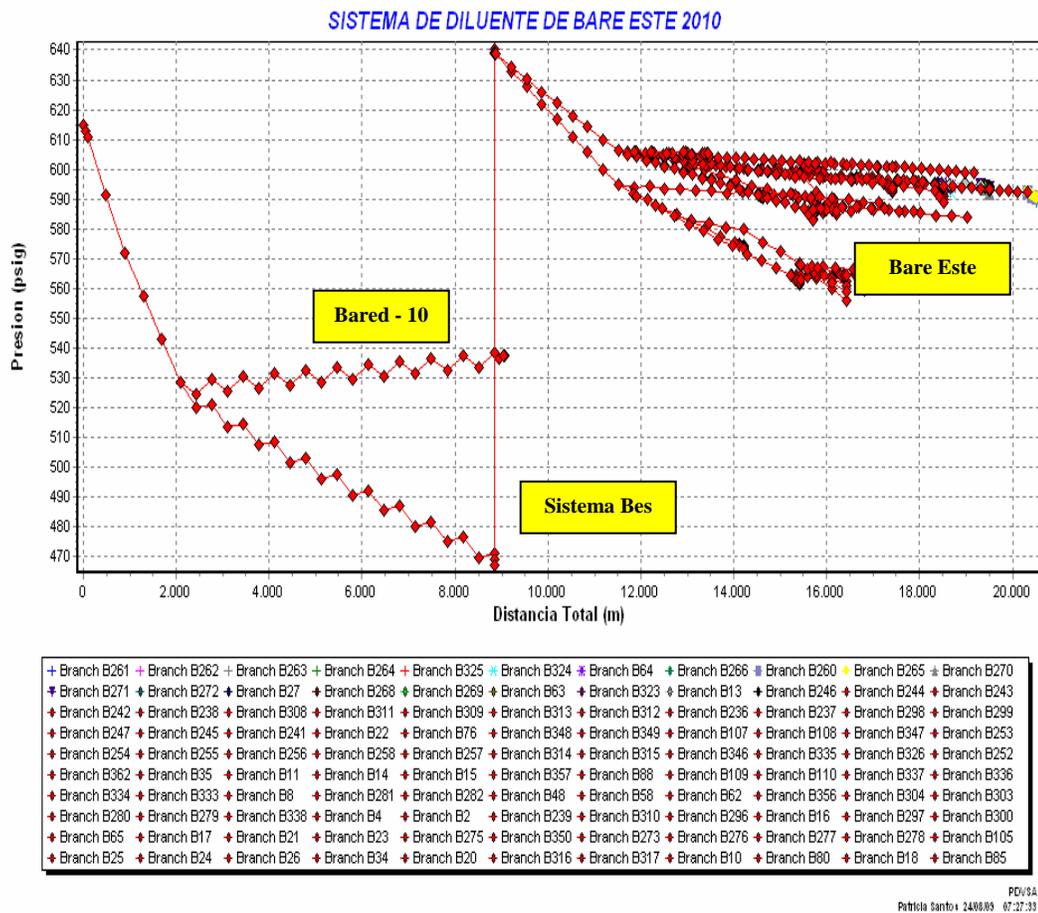


Figura 4.48. Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la gráfica estudiada del Área Este del campo Bare se puede observar que la presión sale desde C.O.B. y se divide a la estación de Bared – 10 y al Re – bombeo BES a un valor de (540 psig), (470 psig) respectivamente llevando la presión el

sistema Bes a 640 psig a todo el campo de Bare siendo este el campo mas critico debido a que esta formado por la mayor cantidad de pozos con el mayor consumo de diluyente el cual es mucho mayor que las áreas anteriores estudiadas. Luego de la instalación del Re - bombeo existe el aumento elevado de presión luego la presión se mantiene en un rango de 570 – 610 casi constante.

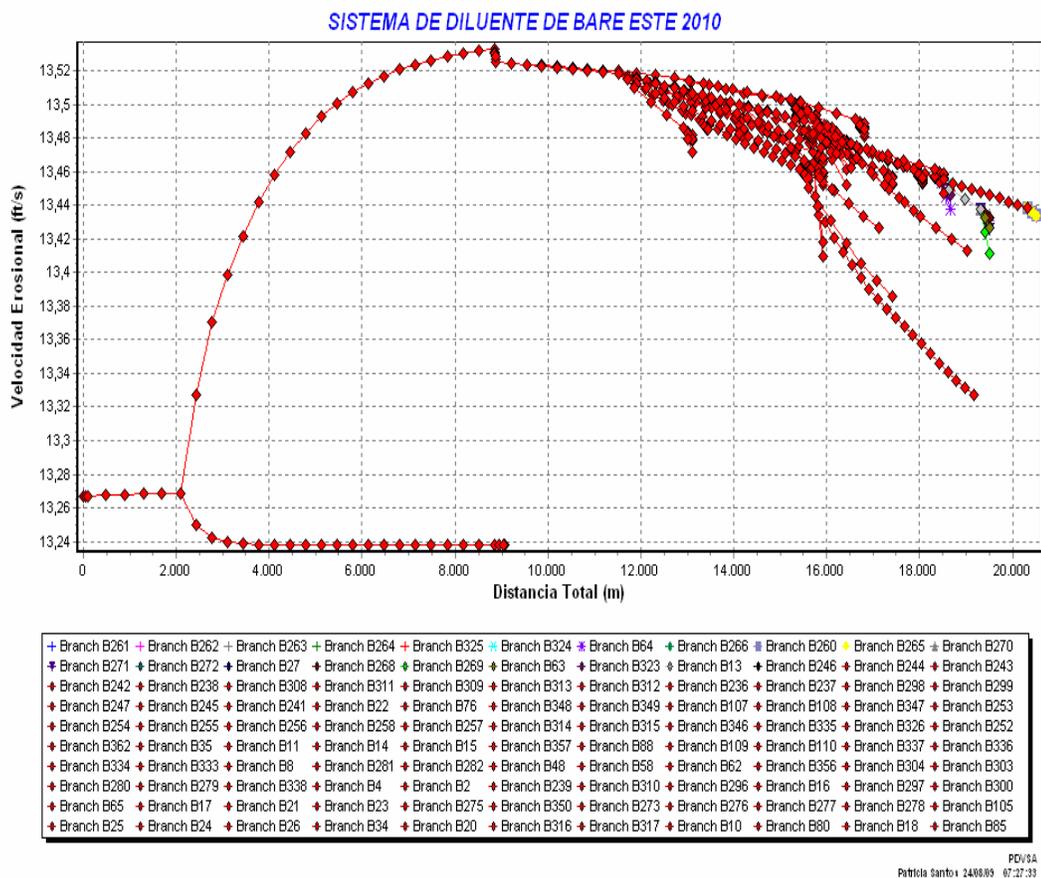


Figura 4.49. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

El análisis de la Velocidad Erosional en este sistema presenta un valor casi constante ya que su rango es de (13.24 - 13.52 ft/s) En la estación Bared – 10 la velocidad se mantiene constante debido a que esta es una sola estación y mantiene su mismo

diámetro luego refleja un aumento considerable para el campo Bare Este ya que es una zona donde existe el mayor consumo de diluyente al mismo tiempo la velocidad aumenta debido a los diámetros que se reducen esta velocidad aumentara mayor a otros valores.

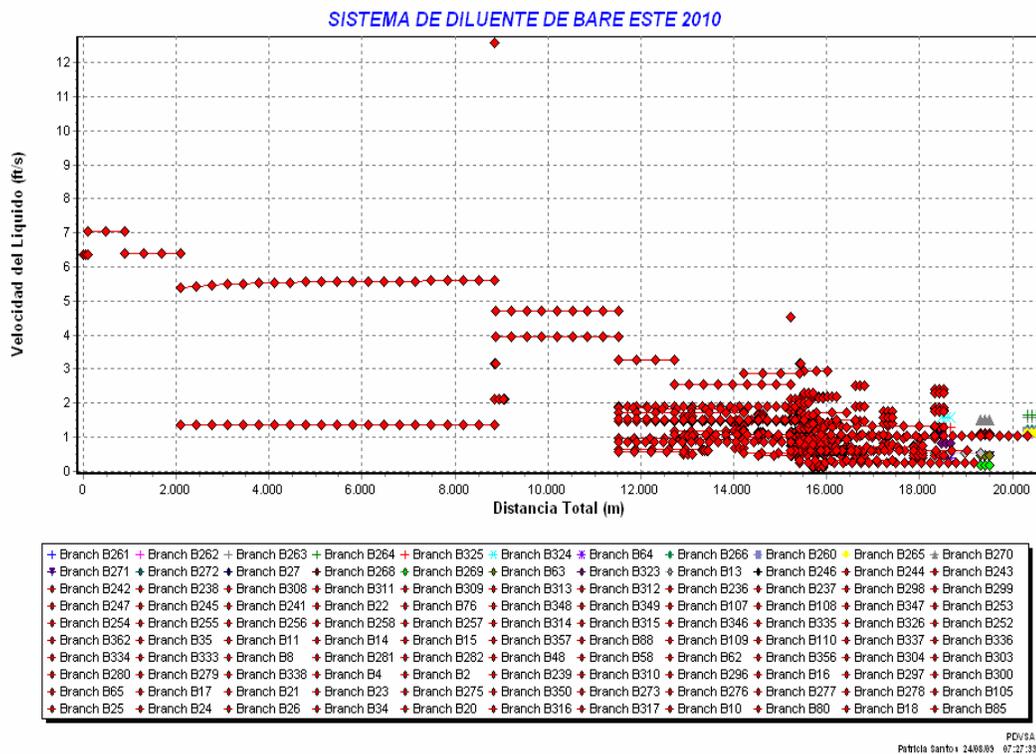


Figura 4.50. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la siguiente grafica se puede observar como la velocidad del fluido se mantiene constante en algunos tramos del campo esta se encuentran dentro del rango de (3 – 5 ft/s) de las normas PDVSA desde la zona que sale desde C.O.B. hasta el punto luego después del Re - bombeo BES, cabe considerar que el máximo valor de la velocidad del liquido es (12 ft/s) el cual todavía esta por debajo de la velocidad erosional ya que luego del sistema Bes se han realizado muchas ampliaciones por los nuevos pozos instalados que han sido muchos lo que se han puesto activos.

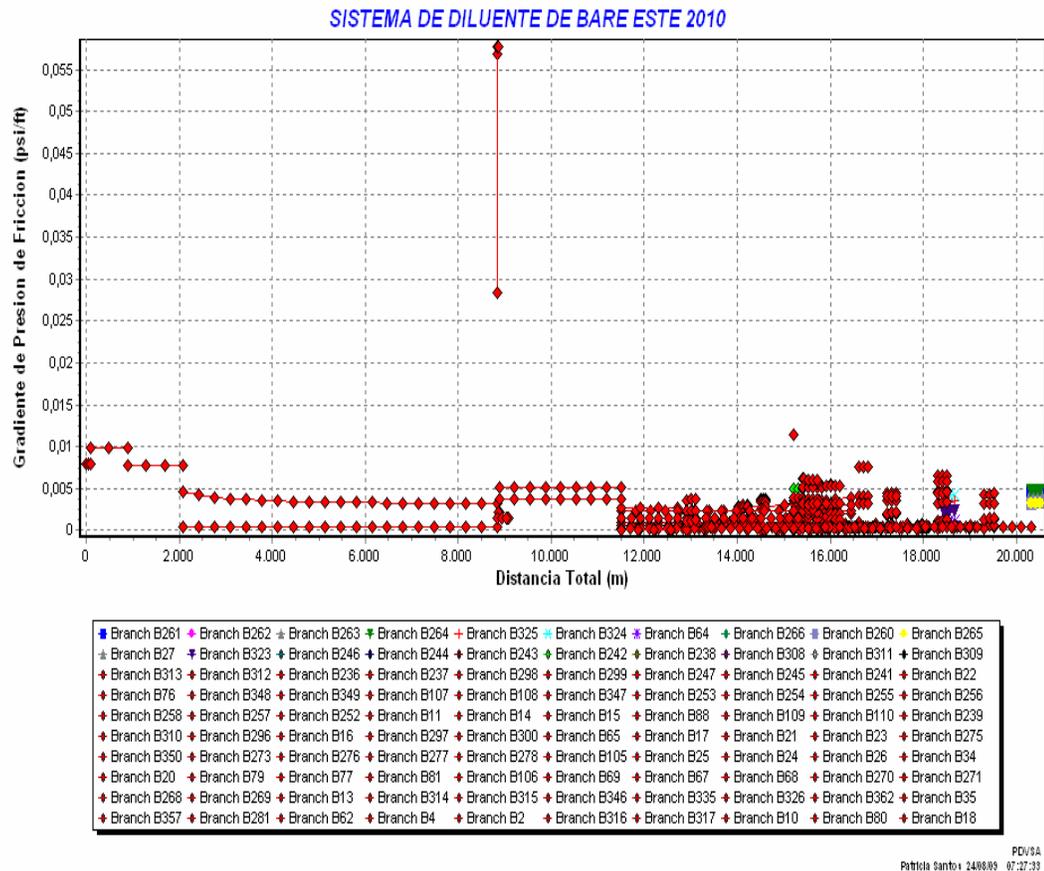


Figura 4.51. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la gráfica podemos observar las caídas de presión del área Este del Campo Bare en función de la distancia, es importante destacar que la tubería sobrepasa el valor límite que establece la norma **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** con un valor máximo de (0,05 psi/ft) ya que esta va de un rango de (1 -3 psi/ft) este valor se encuentra justo en el punto donde existe el Re – bombeo BES, lo cual demuestra que esta tubería sobrepasa su mayor capacidad de volumen lo que no es recomendable debido a que puede presentar problemas a largo plazo y presentar fallas, observándose que prácticamente todas las demás líneas del Este de Bare se mantuvieron prácticamente constante con casi un máximo valor de 0,01 psi/ft.

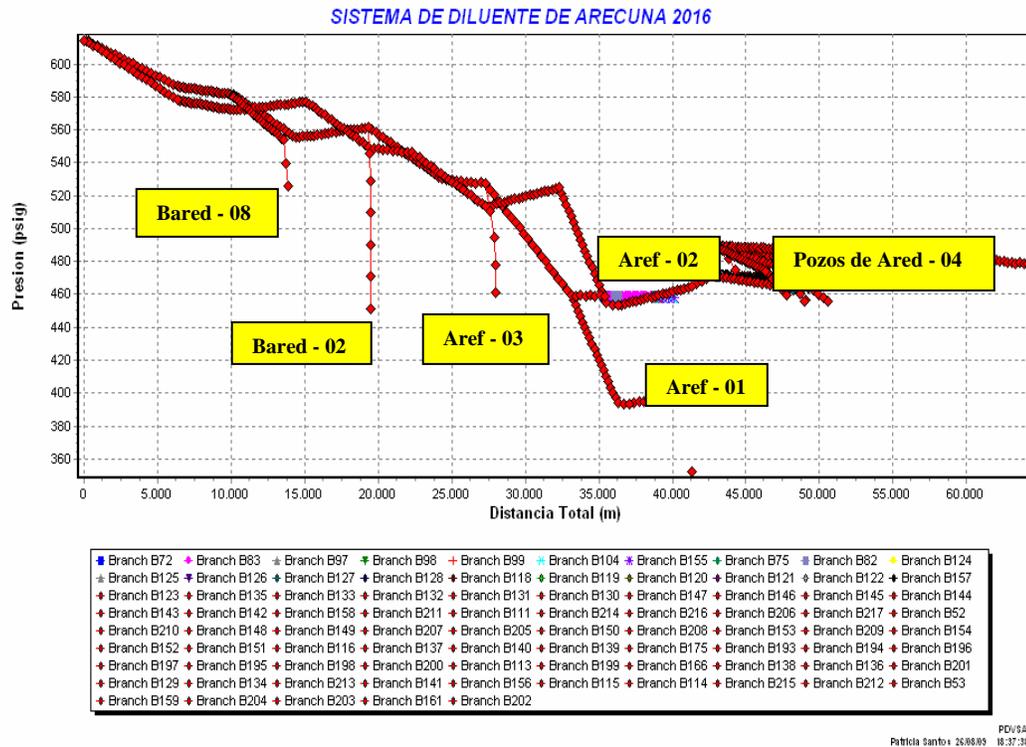


Figura 4.52. Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

En la figura estudiada del sistema se observa una caída considerable de presión en el sistema, la cual va desde 610 psig hasta un aproximado de 380 psig, siendo estas presiones calculadas a una distancia de 65 kilómetros. La presión va en sentido decreciente se mantiene hasta la estación de Bared - 08 a partir de este punto se presentan caídas de presión hacia los ramales todo esto a causa de los cambios de diámetro de la tubería principal a las estaciones de inyección de diluyente, siendo la mayor caída de presión a partir de los pozos de Aref - 04 debido al cambio de diámetro que se encuentran a los múltiples de inyección de diluyente así mismo se puede observar la caída de presión de la tubería de ampliación para los pozos de Aref - 04 que se le colocó a la línea principal del sistema de Arcuna lo cual presenta un comportamiento similar a su línea paralela. Esta también presenta una caída muy similar. Los valores de presión arrojados en esta gráfica fueron muy similares a los

valores obtenidos en el campo donde se hicieron las mediciones.

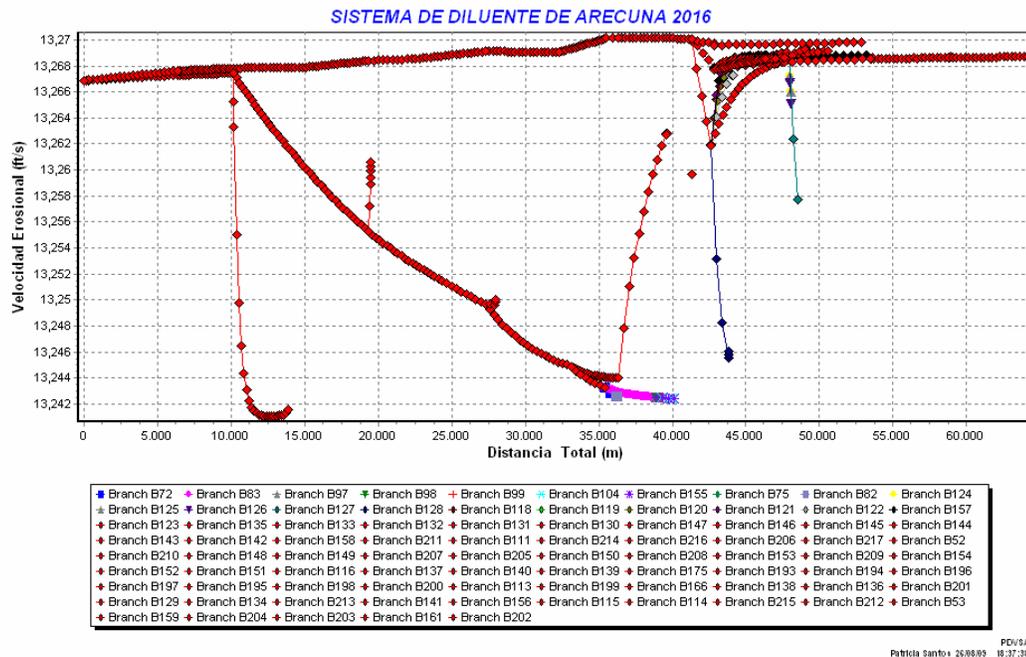


Figura 4.53. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

En la siguiente gráfica se puede observar la variación de la velocidad erosional con respecto a la distancia, siendo así esta velocidad un importante límite de velocidad en tuberías, con un valor de esta velocidad por encima ocurriría una erosión excesiva, con el peligro de que la tubería falle en las tes, codos y otros accesorios. La resistencia a la abrasión de cualquier material es una función de la magnitud del flujo y las características de las partículas de escombros que se puedan presentar en la instalación.

El sistema de Arecuna futuro 2016, se encuentra en un rango de 13,24 a 13,27 ft/s, considerándose así que los valores de esta velocidad son prácticamente constantes, esto se debe a que la velocidad erosional es igual al valor de una constante entre la raíz cuadrada de la densidad del fluido, por lo tanto estas pequeñas

variaciones son debido a la temperatura en algunos de los ramales donde varia. La tubería principal conectada a las estaciones tiene un considerable decrecimiento con respecto a la velocidad mientras que la tubería nueva conectada a los pozos presenta un elevado aumento de la velocidad.

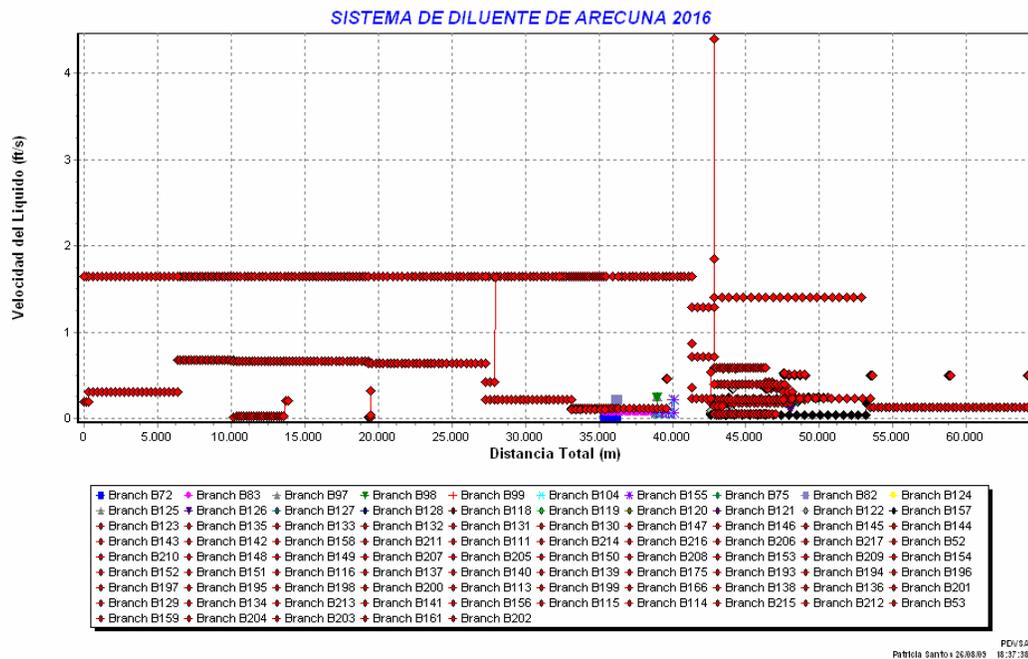


Figura 4.54. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arcuna (26° API)

En esta gráfica de la velocidad del fluido se puede observar que los valores arrojados están por debajo de los valores propuestos por las normas **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** sin embargo a partir de los pozos de Aref – 04 presenta un sobresalto alcanzando un valor de 4,5 ft/s lo que indica que parte del sistema cumple con ellas. Por lo tanto aunque todas las velocidades del fluido no cumplan con las normas **PDVSA** este sistema es apropiado para seguir funcionando, debido a que estas normas fueron propuestas para un sistema totalmente nuevo, pero en el caso del campo Arcuna este es un sistema muy antiguo y en el transcurso de los años se le han hecho muchas ampliaciones de tuberías, se debe

considerar que la velocidad del líquido no debe sobrepasar el valor de la velocidad erosional. Cuando la velocidad del líquido es muy baja puede ocurrir daños en las tuberías ya que provoca que las partículas que van dentro del fluido por este mismo efecto se acumulen en la tubería provocando el efecto de la abrasión.

Si presenta mayor aumento puede producir un desgaste alrededor de la tubería en su interior debido a que la protección que se produce dentro de ella nunca va a estar estable por lo tanto se va a producir un desgaste interno.

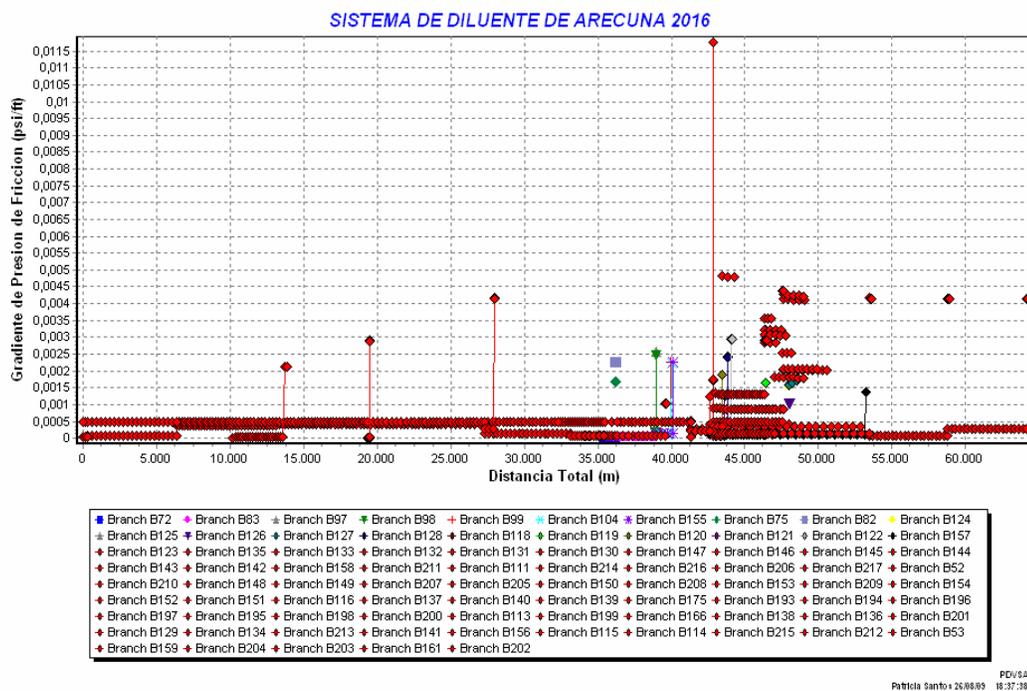


Figura 4.55. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Arecuna (26° API)

En esta gráfica de gradiente de presión en función con la distancia la variación de presión (Δp) debe tener un rango de (1 – 3) pie del líquido/100 pies de tubería según la norma PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos), se puede decir que analizando la gráfica la gran parte de los valores del campo Arecuna no se encuentran en este rango de gradiente de presión de las normas ya que

su máximo valor es de (0,0045psig/ft) esto significa que el sistema opera en buenas condiciones solo el punto a partir de donde arrancan los pozos de Aref – 04 tiene un sobresalto hasta un valor de (0,01psig/ft) estando esta dentro del rango de las normas, lo que significa que las tuberías en su mayoría no trabajan con la máxima capacidad de la tubería, a excepción de la tubería de Aref – 04 que trabaja con su capacidad de volumen máxima.

El dimensionamiento de líneas debe basarse en el uso de tuberías de acero limpio. El ingeniero debe estar alerta de las condiciones inusuales que requieran de un juicio en la selección de los factores de rugosidad absoluta.

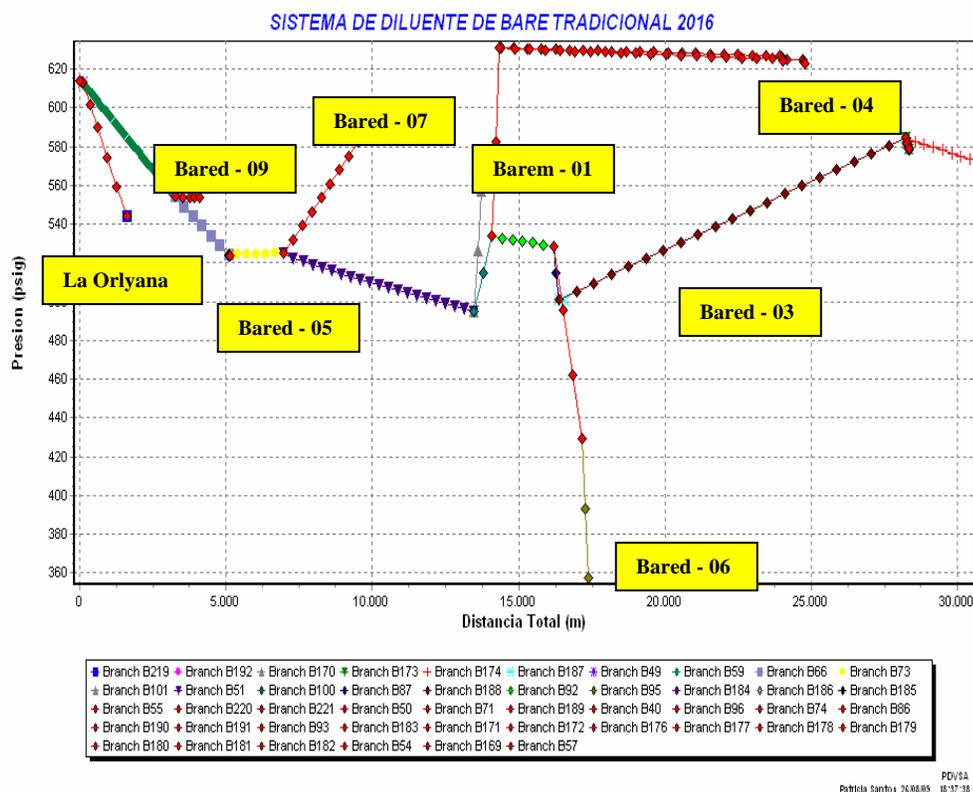


Figura 4.56. Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la presente gráfica se puede observar variaciones de presión donde el rango estudiado es de (360 a 620 psig), con un máximo valor de distancia de 30 kilómetros. Dándose como resultado las presiones más altas en las macollas Maisanta y Francisca Duarte, las estaciones: La Orlyana, Baref – 09, Bared – 05, Baref – 07, Barem – 01, Bared – 04, Bared – 06 y Bared – 03, presentan caídas de presión con respecto a la línea principal como muestra la grafica dando como resultado valor de presiones tales como 585, 596, 589, 658, 636, 709, 439 y 583 psig, todos estos cambios de presión se deben a que hay variaciones de diámetros de los ramales con respecto a la línea principal igualmente a la distancia de la tubería desde C.O.B. con respecto a la estación ya que muchas de ellas presentan mayor distancia que otras siendo un factor en los valores de presión.

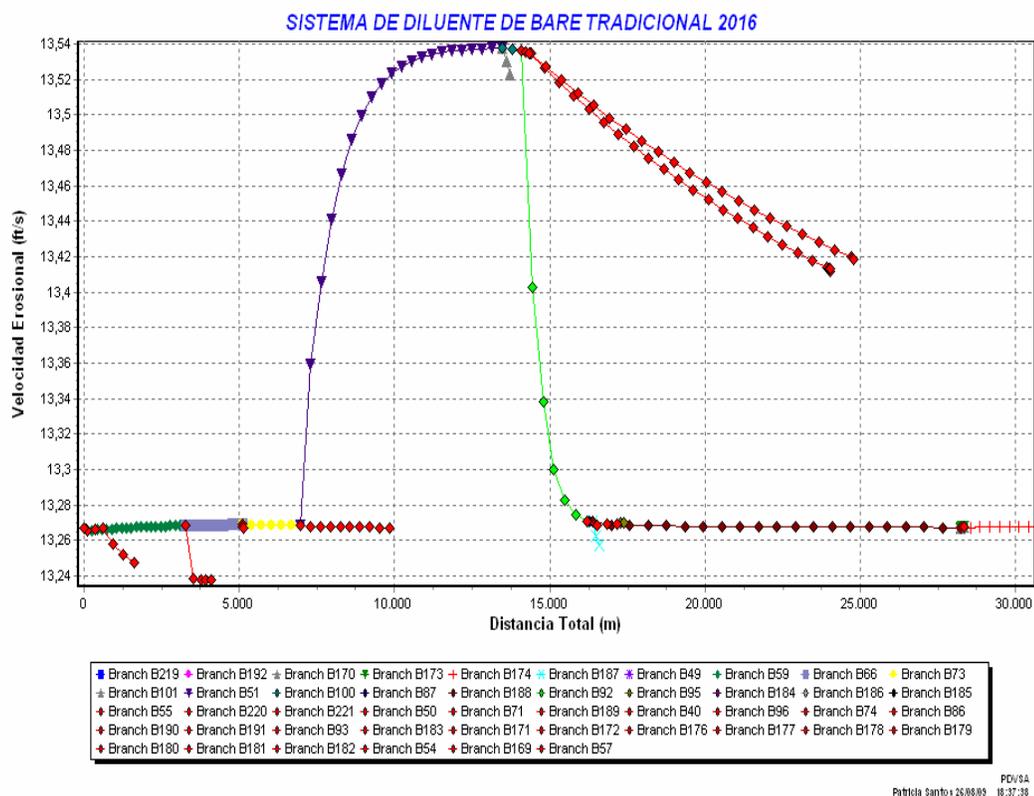


Figura 4.57. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la velocidad Erosional del Campo Bare tradicional para el año 2016 se puede ver que presenta un rango de (13,24 a 13,54 ft/s) es decir la velocidad se mantiene dentro de sus mismos valores por lo tanto se cumple la función de la ecuación que nos dice que el valor de esta velocidad debe de ser casi constante ya que la densidad del fluido es la misma para todo el sistema, se puede observar que la velocidad permanece constante hasta la estación de Bared - 07, luego esta aumenta considerablemente debido a que se encuentran las macollas Francisca Duarte, Maisanta y Guaicaipuro con una presión muy alta y el nivel de consumo de diluyente es elevado por lo que la velocidad aumenta luego la línea de velocidad cae porque en la estación Bared – 03 la presión disminuye y los niveles de consumo son bajos.

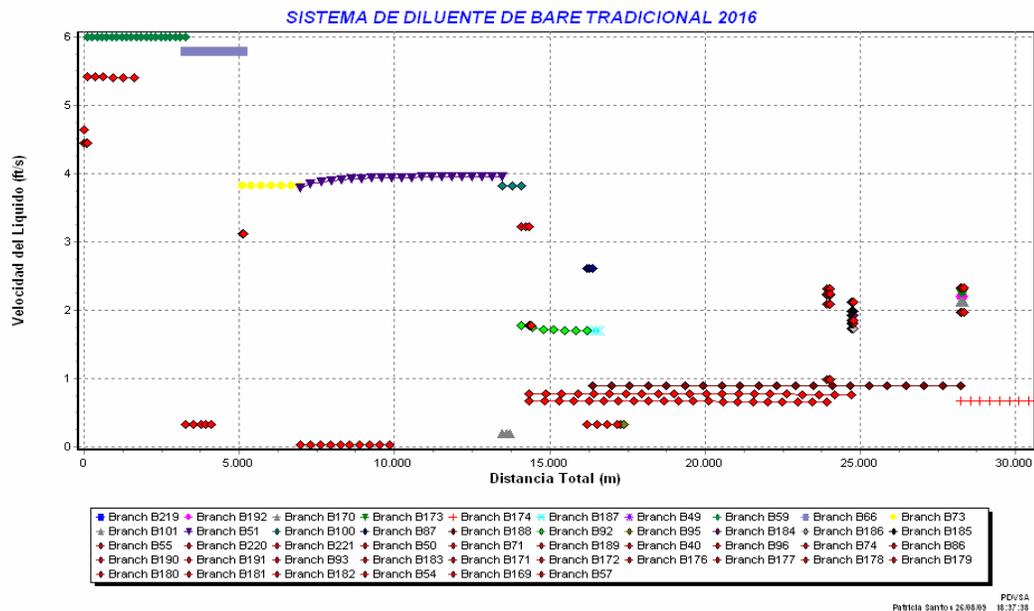


Figura 4.58. Perfil de Velocidad de Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

En la gráfica de Velocidad del Líquido 2016 en función de la distancia se puede ver que la velocidad del fluido no sobrepasa el valor de la velocidad erosional ya que llega a un valor máximo de 6 ft/s y una parte de la velocidad del fluido cumple con la

norma de PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos) porque se encuentra en el rango de 3 – 5 ft/s este valor se da hasta desde la salida de C.O.B. hasta la estación de Barem - 01 ya que luego de este punto vienen las macollas del campo y este fue una ampliación en el sistema, no es absolutamente necesario que este sistema cumpla con el rango de valor de las normas ya que este es un sistema viejo y las normas se cumplen para sistemas nuevos, aunque la mayor velocidad del fluido se encuentra por debajo de la velocidad erosional, lo que demuestra que este sistema esta apropiado para funcionar con el fluido.

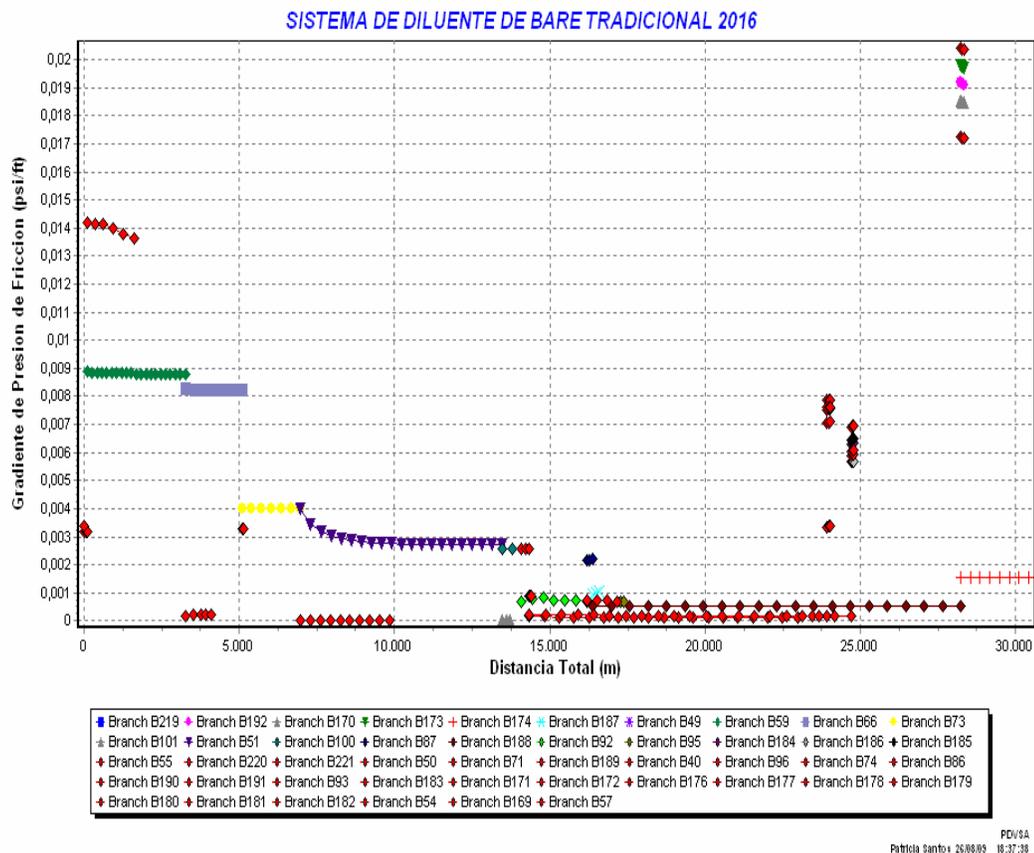


Figura 4.59. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Tradicional (26° API)

De acuerdo al análisis a la gráfica de gradiente de presión de fricción en función de la distancia, todas las caídas de presión están por debajo del máximo valor que es (0,009 psi/ft) es decir estas no entran dentro de las normas contempladas por **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** a excepción del tramo que se encuentra aledaño a la macolla Guaicaipuro arroja un valor de (0,02 psi/ft) lo que demuestra que se encuentra dentro de los valores de las normas propuestas, esta situación se presenta porque las tuberías de este sistema están trabajando con su máxima capacidad de volumen.

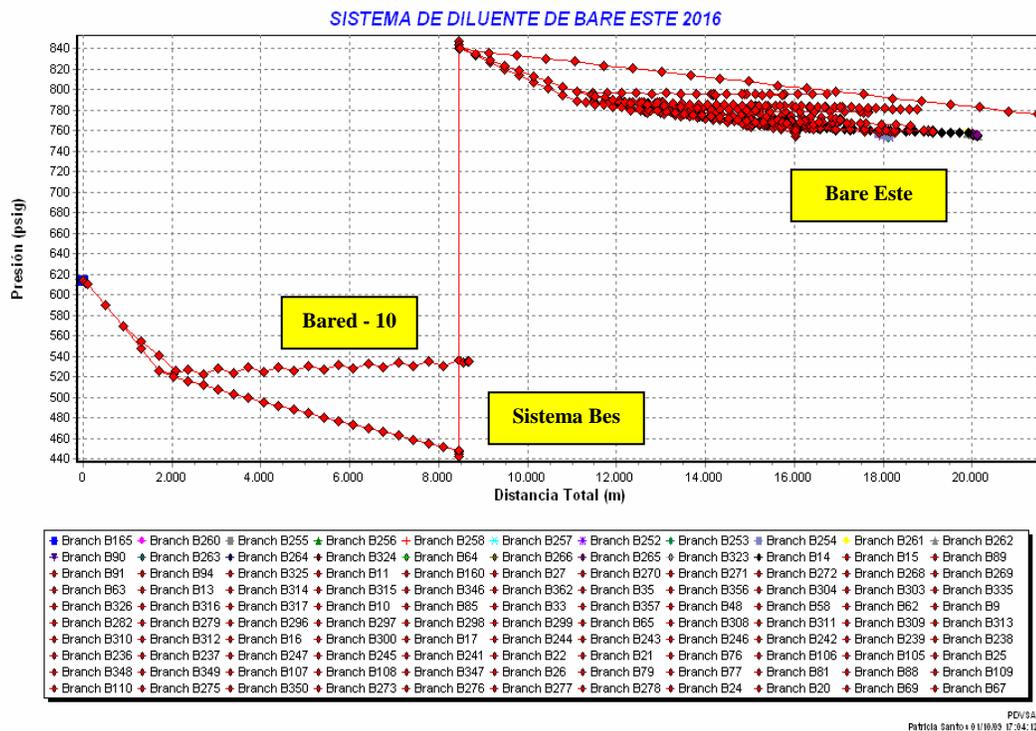


Figura 4.60. Perfil de Presión del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la gráfica estudiada del Área Este del campo Bare se puede observar que la presión sale desde C.O.B. y se divide a la estación de Bared – 10 y al Re – bombeo BES a un valor de (540 psig), (440 psig) respectivamente llevando la presión a 840

psig a todo el campo de Bare Este. Siendo este el campo mas critico debido a que esta formado por la mayor cantidad de pozos con el mayor consumo de diluente el cual es mucho mayor que las áreas anteriores estudiadas. Luego de la instalación del Re - bombeo existe el aumento elevado de presión luego la presión se mantiene en un rango de 760 – 800 casi constante igualmente se puede observar que la línea que presenta mayor distancia es la del campo Cariña con una presión aproximada de 780 psig.

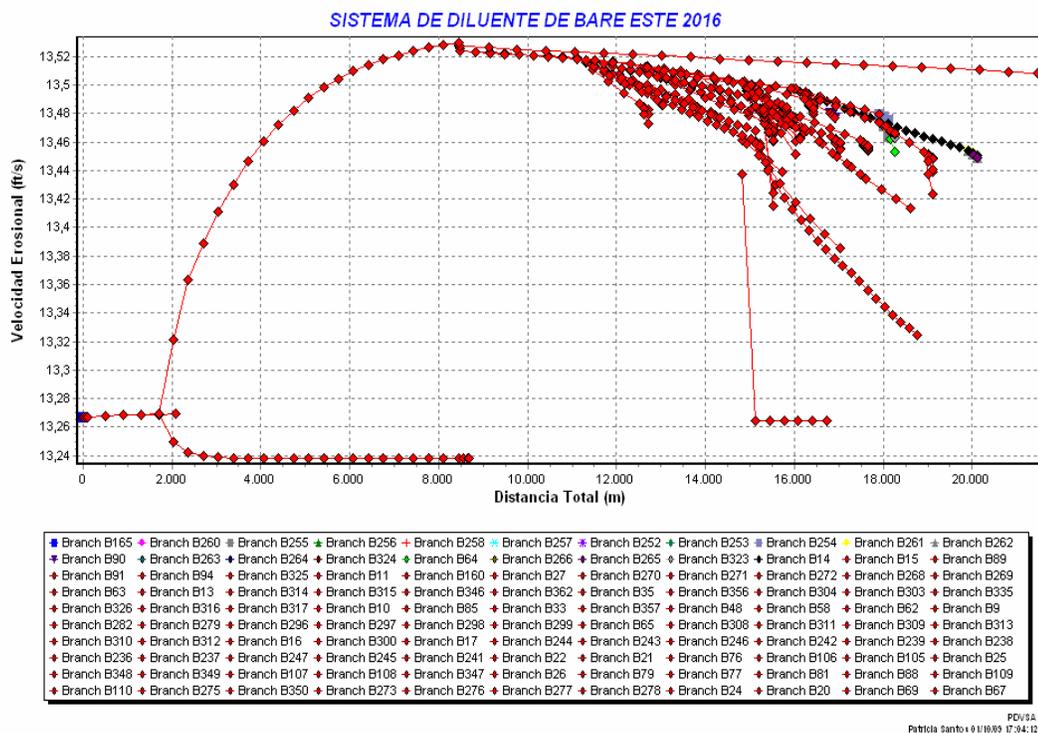


Figura 4.61. Perfil de Velocidad Erosional del Sistema de Distribución de Diluente del Campo Bare Este (26° API)

El análisis de la Velocidad Erosional en este sistema presenta un valor casi constante ya que su rango es de (13.24 - 13.52 ft/s). En la estación Bared – 10 la velocidad se mantiene constante debido a que esta es una sola estación y la tubería mantiene su mismo diámetro luego refleja un aumento considerable para el campo Bare Este ya

que es una zona donde existe el mayor consumo de diluyente y la velocidad aumenta debido a los diámetros que se reducen por los múltiples de diluyente esta velocidad aumentara mayor a otros valores.

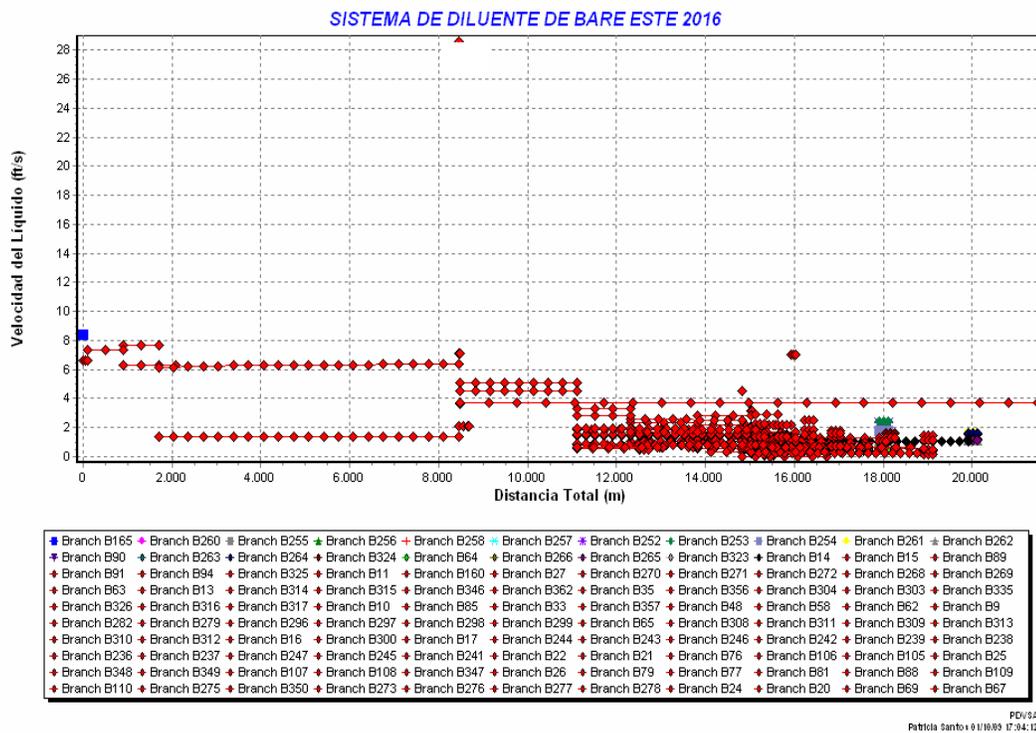


Figura 4.62. Perfil de Velocidad del Líquido del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la siguiente gráfica se puede observar como la velocidad del fluido se mantiene constante en algunos tramos del campo ya que se encuentran dentro del rango de (3 – 5 ft/s) de las normas PDVSA desde la zona que sale desde C.O.B. hasta los pozos después del Re - bombeo BES, cabe considerar que desde que sale del C.O.B hasta el Re – bombeo sobrepasa este rango como luego de este punto cae por debajo de el, todo esto nos señala que el sistema se encuentra en buen funcionamiento ya que está por debajo del límite de la velocidad de erosión y no es totalmente necesario que

cumpla con la norma por ser un sistema con más de 20 años en funcionamiento el cual ha venido en un constante crecimiento.

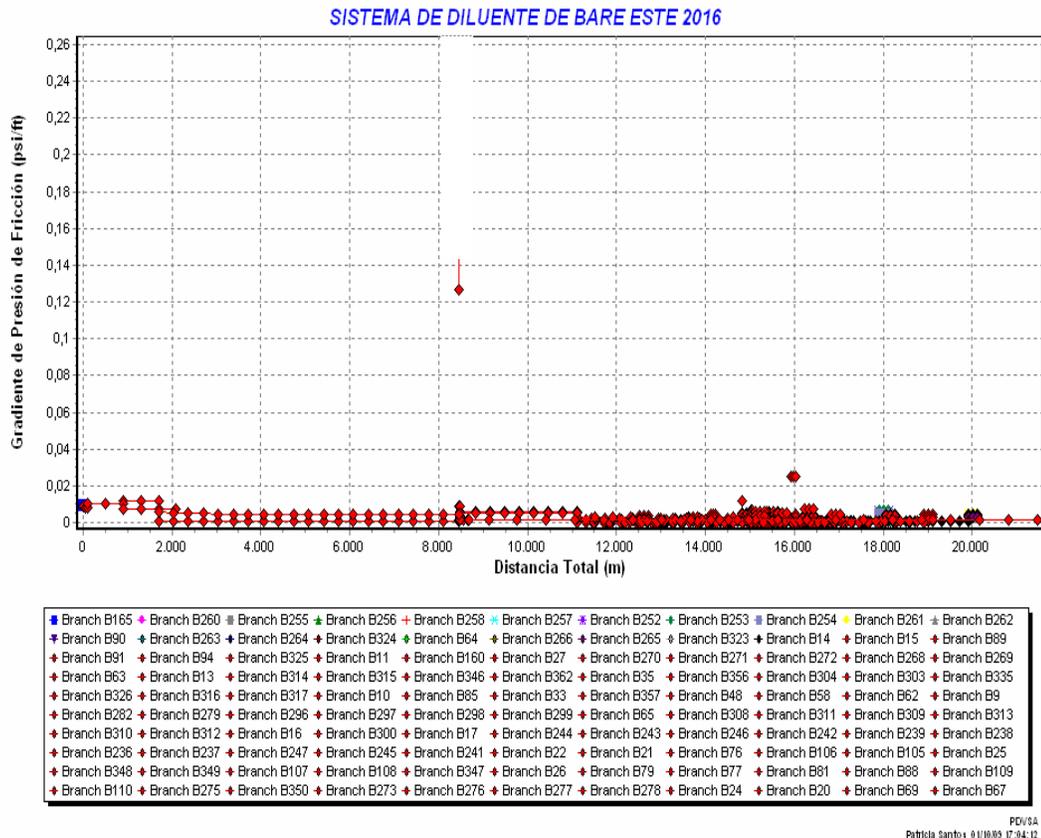


Figura 4.63. Perfil de Gradiente de Presión de Fricción del Sistema de Distribución de Diluyente del Campo Bare Este (26° API)

En la gráfica podemos observar las caídas de presión del área Este del Campo Bare en función de la distancia, es importante destacar que la tubería se mantiene dentro del valor límite que establece la norma **PDVSA (90616. 1. 024 Dimensionamiento de las tuberías de procesos)** con un valor máximo de (0,03 psi/ft) ya que esta va de un rango de (1 -3 psi/ft), lo cual demuestra que estas tuberías trabajan con su capacidad de volumen permitida, observándose que prácticamente todas las demás líneas del Este de Bare se mantuvieron prácticamente constante con casi un máximo valor de 0,04 psi/ft.

4.5.1. Descripción de la Propuesta Económica para la Distribución de Diluyente en los Campos Bare, Arecuna y Cariña

En esta etapa se propone un crecimiento de la unidad de Producción Extrapesado con respecto al sistema hidráulico con el propósito de inyectar el diluyente necesario a cada estación y pozo nuevo tanto para el Área de Arecuna, Tradicional de Bare y Este de Bare, evitando de esta manera los bajos niveles de presión en las estaciones y los pozos, adicionalmente a esto establecer a futuro un funcionamiento confiable del sistema. En el apéndice D se encuentra el reporte generado por el simulador.

Propuestas Técnicas

Las simulaciones realizadas anteriormente para cada campo arrojaron que estos debido al crecimiento necesitarían la implementación de tuberías y nuevos sistemas de bombeo para ser instaladas y manejar un volumen adecuado en cada área estos fueron:

- Un diluenducto sugerido para ser instalado hacia el campo de Arecuna donde este sale del Re – bombeo de C.O.B. el cual se propuso ser conectado hacia el crecimiento de los pozos futuros de Aref – 04 con un consumo de 26161 MBPD y posee una longitud de 53 Km y un diámetro de 16”.
- Un diluenducto que se propone ser instalado en el área Tradicional de Bare, donde este tiene su punto de partida desde la tubería principal de este campo y a su llegada se conecta a la estación la Orlyana con un consumo diario de 32980 MBPD con una longitud de 1,5 km y un diámetro 8 pulg.
- Un diluenducto que será instalado a partir de la estación del sistema de Re – bombeo BES el cual tendrá su llegada hacia el campo Cariña con un consumo

aproximado de 70000 MBPD con una longitud de 1,3 km y un diámetro de 16 pulg.

- Un diluenducto el cual se propone ser instalado antes del sistema de Re – bombeo BES con una longitud de 8,8, km y un diámetro de 12 pulg.
- Un segundo sistema de Re –bombeo BES el cual se propone ser instalado paralelo al sistema ya en funcionamiento para así aumentar la capacidad de inyección de diluyente con respecto al volumen de crudo, ya que para este año se tiene previsto que el consumo de diluyente será elevado a 224.719 MBPD.

4.5.2. Evaluación Económica

Una vez obtenido el resultado de Estimado de Costos Clase V (Apéndice C) realizado por el Departamento de Ingeniería de Costos de PDVSA, acerca del presupuesto del tendido de los nuevos diluenductos y de un segundo Re – bombeo, se determino que la misma es bastante rentable debido a que el valor arrojado es de 58,94, lo que quiere decir que los beneficios vienen siendo mayores a los costos del proyecto como se puede ver en la tabla 4.4.

Para el cálculo del Análisis Costo Riesgo Beneficio basado con un precio del barril del crudo en 40\$ y usando los valores arrojados según el Estimado de Costo se usaron las Ecs. 4.14, 4.15 y 4.16:

$$\text{Beneficios} = \text{Produccion Crudo} * \text{Precio del Barril} \quad (4.14)$$

Donde:

Producción Crudo: Valor promedio arrojado de los 3 campos desde el 2009 al 2016.

Precio del Barril: 40\$.

$$\text{Costo Total} = \text{Inversiones Directas} - \text{Operaciones y Mtto} \quad (4.15)$$

Donde:

Inversiones Directas: Costo Total del Proyecto según el estimado de costo.

Operaciones y Mtto: 3 – 5 % la Inversión directa.

$$\text{ACBR} = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Costo Total}} \quad (4.16)$$

Donde:

ACBR: Análisis de costo riesgo beneficio.

Tabla 4.4 Resultados de la Evaluación Económica

COSTO TOTAL	410257739.14
INVERSIÓN DIRECTA (BsF)	390721656.32
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTO (BsF)	19536082.82
PRECIO DEL BARRIL	40 \$ / BL
BENEFICIOS	24181198118
ACRB=	58.94147949

CONCLUSIONES

- La tubería de diluyente que sale desde C.O.B. hacia los campos estudiados (Arecuna, Bare Tradicional y Bare Este) carece de sistema de medición de crudos que sean confiables y de un sistema automatizado para llevar la contabilidad del crudo mediano que se inyecta a cada campo.
- Para el año 2008 la producción diferida por restricción de diluyente tuvo un valor anual de 0,11 MBPD (lo que a pérdida en bolívares fuertes se traduce en 7,885 millones), a causa de las limitaciones que presentan los sistemas de control tanto en el Centro Operativo como en las Estaciones y los Pozos.
- Debido al crecimiento no planificado que ha acontecido en las áreas, durante el transcurso de los años se crearon proyectos de adecuaciones y ampliaciones para el mejoramiento de la inyección de diluyente en los pozos como placas orificios, nuevos diluenductos y el sistema BES, sin embargo esto no garantiza el manejo del diluyente para los años venideros.
- Por medio de la simulación de la red de diluyente alimentada por el C.O.B. con la ayuda del simulador PIPESIM 2007, se obtuvo que el sistema se encuentra estable y en buenas condiciones de operación en lo que a presiones de inyección se refiere, ya que el porcentaje de error no supera el 20%.
- De acuerdo a las normas de diseño de flujo de fluidos de PDVSA y la situación actual, las altas caídas de presión son producto de sistemas de tuberías telescópicas, es decir, con reducción en diámetro durante su recorrido.

RECOMENDACIONES

- El sistema de bombeo del C.O.B. debe mantener una presión de descarga no menor de 600 psig aproximadamente y así garantizar que el recorrido del diluyente no sufra complicaciones para el sistema de inyección.
- Se recomienda mejorar al máximo los valores del volumen de diluyente de cada pozo y estación de las áreas estudiadas, para así evitar la producción diferida por restricción de diluyente.
- Modificar el arreglo de tuberías por una configuración más eficiente que no proporcione al sistema tantas caídas de presión reduciendo en lo posible las contracciones de diámetro.
- Se recomienda instalar sistemas de medición de crudos confiables para las tuberías que conectan el C.O.B. con los campos (Arecuna, Bare Tradicional y Bare Este) y de automatizar los sistemas para llevar la contabilidad del crudo mediano que se inyecta a cada campo.

BIBLIOGRAFIA

1. OLIVEROS, PEDRO. **“Análisis hidráulico del sistema de recolección de crudo del campo Bare Oeste, Sector la orleana de la U.P. Extrapesado de PDVSA Distrito San Tomé”**. Tesis de grado Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui, (2007).
2. DIAZ, JORJHAN. **“Evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de miga hacia el campo Melones Oeste, PDVSA – Distrito San Tomé”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui, (2006).
3. BUSTAMANTE, ANDRES. **“Evaluación hidráulica de las redes de recolección de crudo multifásico asociadas a las estaciones de descarga Bared - 5 y Bared – 10 del campo Bare, PDVSA – Distrito San Tomé”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui, (2006).
4. ELLMAN, ENRIQUE. **“Conceptos fundamentales acerca del mantenimiento”**. www.mantenimientomundial.com, (2008).
5. LEIBA, DENNY. **“Diseño conceptual de una red de distribución de diluyente para pozos productores de crudo pesado del campo Limón, U.P. Mediano Distrito Social San Tome”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente. Núcleo Monagas, (2007).
6. RIVAS, JEANFEL. **“Evaluación de las alternativas para el desarrollo de la infraestructura asociada a la distribución de diluyente al campo Dobokubi, en**

- PDVSA San Tome**". Tesis de grado, Universidad Gran Mariscal De Ayacucho. Núcleo el Tigre, (2005).
7. ESP-OIL. **"Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías"**. Adiestramiento técnico. Caracas Venezuela, (2005).
 8. MANNYRON CONSULTORES. **"Estaciones recolectoras de flujo"**. Adiestramiento Técnico. Caracas Venezuela, (2005).
 9. CEPET. **"Tratamiento de crudos y aguas efluentes"**. Adiestramiento Técnico. Filial de Petróleos de Venezuela, Caracas Venezuela, (2004).
 10. BARBERIL E, EFRAIN. **"Pozo ilustrado"**. Filial de Petróleos de Venezuela, Caracas Venezuela, (2001).
 11. ROJAS, CESAR. **"Manual para la presentación del proyecto y de la tesis de pregrado en Ingeniería"**. (1998).
 12. McNAUGHTON, KENNETH. **"Bombas: selección, uso y mantenimiento"**. Mc Graw -Hill, (1992).
 13. CRANE. **"Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías"**. Mc Graw-Hill, (1992).
 14. MATAIX, CLAUDIO. **"Mecánica de fluidos y maquinas hidráulicas"**. Ediciones del Castillo, (1986).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Evaluación del sistema de distribución de diluyente de la Unidad de Producción Extrapesado, Distrito San Tome, Exploración y Producción División Faja del Orinoco.
---------------	--

AUTOR:

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E_MAIL.
Santos M. Patricia C.	CVLAC: 17.883.810 E MAIL: patriciasantos.carolina@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

diluyente

diluenductos

unidad de producción

bombeo electrosumergible

sistema hidráulico

unidad de producción extrapesado

bombas centrifugas

válvulas

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería Mecánica	Fluidos y Térmicas

RESUMEN (ABSTRACT)

En este trabajo de grado se evaluó el Sistema de Distribución de Diluyente de la Unidad de Producción Extrapesado, Distrito San Tomé, específicamente en el Área de Arecuna, Bare Tradicional y el Este de Bare. Para esto se utilizó el simulador de redes PIPESIM 2007, con el que se conoció el transporte de diluyente a lo largo de todo el sistema de tubería; se calcularon las pérdidas de presión, las velocidades máximas del diluyente, el consumo de diluyente por pozo, entre otros; con el fin de conocer el estado operativo del sistema en condiciones actuales y futuras con la incorporación de nuevos diluenductos y de un segundo rebombeo y de esta manera realizar la activación de nuevos pozos, para finalmente desarrollar una propuesta de mejora para el sistema. Una vez determinada la presión, la velocidad erosional y la del líquido, se procedió a un análisis adicional del sistema de inyección de diluyente al sistema futuro 2016, para así estudiar la rentabilidad económica de las adecuaciones realizadas al sistema.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL/CODIGO CVLAC/E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Oswaldo Arrioja	CVLAC	14.190.373			
	E_MAIL	ojaudo@gmail.com			
Melchor Ledezma	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC				
	E_MAIL				
Simón Bittar	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC				
	E_MAIL				
Yordy González	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	03	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S)**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación dediluyente.doc	Microsoft Word 2003

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I
 J K L M N Ñ O P Q R E T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n ñ o p q r e t u v w x
 y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

TITULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Mecánico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Mecánica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado “Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo del núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Patricia C. Santos M.

AUTOR

Prof. Melchor Ledezma

TUTOR

Prof. Yordy González

JURADO

Prof. Simón Bittar

JURADO

Prof. Diógenes Suarez

POR LA SUBCOMISION DE TESIS