

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN LOS
SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DESDE LAS MACOLLAS DEL ÁREA DE
EXTRAPESADO, HASTA LAS ESTACIONES DE FLUJO, DISTRITO
MORICHAL.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Jonathan V Hernández.
para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Febrero de 2012.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN LOS
SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DESDE LAS MACOLLAS DEL ÁREA DE
EXTRAPESADO, HASTA LAS ESTACIONES DE FLUJO, DISTRITO
MORICHAL.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof (a). Adriana Zambrano
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Francisco Brito

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Jonathan V Hernández.
para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Febrero de 2012.

Dedicatoria

A **Dios**, por hacerme tan afortunado, por darme cada día de vida y darme fuerza y valor para luchar por cada uno de mis sueños.

A **mi madre**, por creer en mí, por darme lo mejor de ella, gracias por tanta paciencia en esta etapa, te quiero mucho.

A **mi abuela Benicia**, que ha sido parte importante de mi vida.

A mis **tías**, por apoyarme en todo momento, por el amor y el cariño que me impulsa cada día a seguir adelante.

A **todos aquellos** que han creído fielmente en mi, incluso sobre mi mismo.

Agradecimientos

A DIOS, por la vida, por todos esos maravillosos tesoros y regalos que cada día me da, por ser mi centro.

A todos los profesores de la ilustre Universidad Central de Venezuela, por formarme y brindarme sus conocimientos.

A Mamá, por traerme al mundo, por tu amor, dedicación, fortaleza, te adoro.

A tía Gladys , por que a través de todos esos momentos me has dado tanto cariño, tu nobleza, y tu cuidado.

Al Profesor Jorge Trujillo, gracias por su ayuda y conocimiento, muchas gracias.

A la profesora Adriana Zambrano, Profe gracias por creer en mí, por todo su apoyo, conocimientos, consejos, por el optimismo que le transmitió a mi trabajo cada día;

A el ingeniero Francisco Brito, por la gran oportunidad de desarrollar mi tesis en FAJA, y hacerme sentir siempre en familia.

A Yoelvis Angulo, gracias por la disciplina enseñada, por toda su ayuda y ánimo.

A Andrés, gracias por ser un excelente compañero y amigo.

A Tía Elia por toda tu ayuda, dedicación, por escucharme, por tus regaños y por tu amistad.

A Angie, gracias por tu apoyo y ayuda, por tanto optimismo y energía positiva.

A Ángel, por todos tus detalles y compañía.

A Yazmira, gracias por estar ahí, tan cerca y tan lejos, para escucharme y apoyarme.

A aquellas personas que Dios ha colocado en mi camino durante todos estos años, de los cuales he aprendido, quienes me han brindado apoyo siempre que lo he necesitado.

Hernández, Jonathan V.

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE BOMBEO MULTIFÁSICO
EN LOS SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DESDE LAS
MACOLLAS DEL ÁREA DE EXTRAPESADO, HASTA LAS
ESTACIONES DE FLUJO, DISTRITO MORICHAL.**

Tutor Académico: Prof. Adriana Zambrano. Tutor industrial: Ing. Francisco Brito.
Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2012, 166 pág.

Palabras claves: Flujo Multifásico, Crudos Extrapesados, Caídas de Presiones, Simulación Dinámica, Bombas Multifásicas, PDVSA, Distrito Morichal.

RESUMEN. El presente trabajo tiene por objetivo proponer la aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de Extrapesado hasta las Estaciones de Flujo pertenecientes a PDVSA Distrito Morichal, analizar los parámetros involucrados y resaltar las mejores bombas para lograr la optimización del transporte del flujo multifásico. La explotación de los crudos extrapesados exige un gran paso tecnológico; a causa de su gran viscosidad son difíciles de transportar por los oleoductos, debido a esto en el Distrito Morichal un sistema de dilución no es suficiente para lograr un transporte óptimo del crudo extrapesado, ya que en las tuberías existen altas presiones, cuellos de botellas y fallas de las mismas. Esta investigación evaluó la implementación de bombas multifásicas en las líneas de transferencia, de las macollas del Distrito hasta las Estaciones de Flujo O-16 y J-20, para reducir presiones en los cabezales de pozos y por ende mejorar la producción de crudo y el transporte de los fluidos (agua, crudo y gas) hasta estas estaciones receptoras. La metodología implicó 4 etapas: levantamiento de las redes de transporte, caracterización de los fluidos manejados en los oleoductos, simulación estática y dinámica de los escenarios y selección de las baterías de bombas multifásicas adecuadas para los sistemas de transferencia. Se generaron dos modelos de las redes de transferencia de O-16 y J-20, los cuales se validaron y ajustaron a través de las presiones reales, reproduciendo un comportamiento de dichos sistemas con un error promedio de 4.58% para ambos sistemas, igualmente se ejecutaron corridas que permitieron determinar patrones de flujo, velocidades críticas y caídas de presiones que presentaban las macollas y las líneas con las bombas multifásicas. Los resultados reflejan que la tecnología de bombeo multifásico es capaz de reducir las presiones de las macollas, de forma eficiente.

Índice General

	Pág.
Índice de Tablas	x
Índice de Figuras	xii
Introducción	1
I. Planteamiento del problema	4
1.1. Planteamiento del problema	4
1.2. Objetivos	7
1.2.1 Objetivo General	7
1.2.2 Objetivos Específicos	7
1.3. Alcance	8
1.4. Justificación	9
1.5. Limitaciones	10
II. Marco Teórico	11
2.1. Caracterización del Petróleo	11
2.1.1. Propiedades importantes del petróleo	11
2.1.2. Clasificación de los crudos	14
2.2. Transporte de Crudo Pesados por Dilución	15
2.2.1. Inyección de Diluyente	16
2.2.2. Importancia de la Inyección de Diluyente	16
2.3. Flujo Multifásico	16
2.3.1. Definiciones de los Fluidos	18
2.3.2. Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	19
2.3.3. Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales	21
2.3.4. Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías	22

2.4. Aseguramiento de Flujo	22
2.4.1. Objetivo principales del aseguramiento de flujo.....	23
2.4.2. Aspectos operativos en la evaluación del aseguramiento de flujo e integridad física de los sistemas de producción	25
2.5. Bombas Multifásicas	26
2.5.1. Condiciones Operacionales.....	27
2.5.2. Tipos de bombas multifásicas.....	33
2.5.3. Ventajas de las bombas multifásicas.....	37
2.6. Bases Teóricas	39
2.6.1. Sistemas de tuberías.....	39
2.6.2. Principios para la medición de presión.....	40
2.6.3. Principios para el calculo de caídas de presiones.....	45
III. Metodología	50
3.1. Tipo de Investigación	50
3.2. Selección del Área de Estudio	53
3.3. Población y Muestra	55
3.4. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información	57
3.5. Levantamiento de las Condiciones Operacionales de los Oleoductos	57
3.5.1. Caudales y Flujos Másicos por Macollas	59
3.5.2. Selección de las líneas con Condiciones Críticas	59
3.6. Caracterización de los fluidos manejados en los sistemas de transporte.....	60
3.6.1. Análisis PVT y Cromatografía	60
3.6.2. Construcción de los modelos de fluido	62
3.6.3. Ajuste de los modelos de fluido a través de las propiedades Físico-Químicas.....	62
3.7. Simulación Estática y Dinámica.....	62
3.7.1. Modelo Estático.....	63
3.7.2. Modelo Dinámico.....	65
3.8. Determinación de las bombas multifásicas a utilizar.....	67
3.8.1. Tipo de bomba.....	67

3.8.2. Cálculo de caudales equivalentes y factor volumétrico de gas.....	67
3.8.3. Selección de las Bombas	68
3.9. Descripción de las Herramientas Utilizadas.....	69
3.10. Recursos	75
3.10.1. Recursos Humanos	76
3.10.2. Recursos Financieros	76
3.10.3. Recursos materiales y tecnológicos	76
IV. Análisis de Resultados	77
4.1. Condiciones Operacionales de los sistemas de transferencias	77
4.1.1. Esquemas de las Redes desde las Macollas hasta las Estaciones Flujos	77
4.1.2. Perfiles Topográficos de las Redes.....	79
4.1.3. Especificaciones de las Tuberías.....	82
4.1.4. Volumetría de las Macollas seleccionadas para el estudio.....	83
4.1.5. Presiones y Temperaturas de las Macollas seleccionadas.....	84
4.2. Características de los fluidos manejados en las redes	89
4.2.1. Características físico-químicas del diluyente a condiciones de superficie	89
4.2.2. Características físico-químicas del crudo a condiciones de yacimientos	89
4.2.3. Características físico-químicas de la segregación comercial Merey 16	93
4.3. Simulación Estática.....	97
4.3.1. Modelo Estático de las Redes de Transferencias.....	97
4.3.2. Resultados de la Aplicación de Bombeo Multifásico en las Líneas de Transferencias	107
4.3.3. Condiciones de Funcionamiento de las Bombas Multifásicas	117
4.4. Simulación Dinámica	118

4.4.1. Modelo Dinámico de las Redes de Transferencias.....	119
4.4.2. Resultados de la Aplicación de Bombeo Multifásico en el Modelo Dinámico	125
4.5. Bombas Multifásicas	129
4.5.1. Bombas multifásicas adecuadas para los sistemas de transferencias del Área de Extrapesado	129
4.5.2. Diseño de las bombas doble tornillo seleccionadas.....	133
4.5.3. Costo de las bombas multifásicas e instalaciones secundarias.....	135
4.5.4. Instrumentación y control de las bombas multifásicas.....	135
Conclusiones	136
Recomendaciones	139
Referencias Bibliográficas	140
Bibliografía	142
Glosario	145
Apéndices	149
A. Características de los fluidos y de los modelos de Flujo Multifásico.....	149
B. Topografía de la zona.....	153
C. Presiones y porcentaje de errores en la simulación dinámica.....	158
D. Características de las bombas MW.....	161
E. Volumetría de los pozos asociados a las macollas seleccionadas.....	163
F. Gráficos de las condiciones operacionales del sistema producción del Área Extrapesado.....	169

Lista de Tablas

TABLAS	Pág.
Tabla 2.1. Ventajas y desventajas de la bomba de cavidad progresiva.....	31
Tabla 3.1. Característica de los yacimientos de las zonas en estudio.....	53
Tabla 3.2. Macollas asociadas a la Estaciones de Flujo J-20 y O-16.....	54
Tabla 3.3. Macollas seleccionadas para estudio en la Estaciones J-20 y O-16.....	56
Tabla 3.4. Variables obtenidas de simulaciones previas.....	57
Tabla 3.5. Variables de entrada requeridas por el simulador PIPESIM.....	63
Tabla 4.1. Perfil topográfico del tramo 1 Φ 30 pulgada de O-16.....	79
Tabla 4.2. Perfil topográfico del tramo 5 Φ 30 pulgada de la red de J-20.....	81
Tabla 4.3. Parámetros de las líneas de producción.....	82
Tabla 4.4. Volúmenes por macollas de la E.F J-20.....	83
Tabla 4.5. Volúmenes por macollas de la E.F O-16.....	84
Tabla 4.6. Presiones y temperaturas de las macollas de la E.F O-16.....	85
Tabla 4.7. Presiones y temperaturas de las macollas de la E.F J-20.....	85
Tabla 4.8. Composición del diluyente a nivel de superficie.....	87
Tabla 4.9. Prueba Flash hecha al diluyente Mesa 30	88
Tabla 4.10. Composición del crudo Cerro Negro normalizado por el programa composicional.....	91
Tabla 4.11. . Prueba Flash hecha al crudo de formación (Cerro Negro).....	93
Tabla 4.12. Composición de la mezcla Merey 16.....	94
Tabla 4.13. . Prueba Flash hecha a la Segregación Comercial Merey 16.....	95
Tabla 4.14. Rango de funcionamiento de las bombas.....	118
Tabla 4.15. Bombas doble tornillos seleccionadas para J-20.....	132
Tabla 4.16. Bombas doble tornillos seleccionadas para O-16.....	133
Tabla 4.17. Costos de la propuesta de bombeo multifásico.....	135
Tabla A.1. Propiedades del crudo diluido obtenidas en el laboratorio.....	150

Tabla B.1. Perfil topográfico del tramo 14 Φ 24 pulgada de la O-16.....	154
Tabla B.2. Perfil topográfico del tramo 9 Φ 24 pulgada de la O-16.....	154
Tabla E.1. Volumetrías para los pozos de la macolla L-20-1.....	164
Tabla E.2. Volumetrías para los pozos de la macolla L-20-2.....	164
Tabla E.3. Volumetrías para los pozos de la macolla M-20-1.....	165
Tabla E.4. Volumetrías para los pozos de la macolla N-20-2.....	165
Tabla E.5. Volumetrías para los pozos de la macolla L-18-1.....	166
Tabla E.6. Volumetrías para los pozos de la macolla L-18-2.....	166
Tabla E.7. Volumetrías para los pozos de la macolla L-19-1.....	166
Tabla E.8. Volumetrías para los pozos de la macolla L-19-2.....	167
Tabla E.9. Volumetrías para los pozos de la macolla M-18-1.....	167
Tabla E.10. Volumetrías para los pozos de la macolla M-18-2.....	167
Tabla E.11. Volumetrías para los pozos de la macolla N-18-1.....	168
Tabla E.12. Volumetrías para los pozos de la macolla N-17-E.....	168
Tabla E.13. Volumetrías para los pozos de la macolla N-17-S.....	168

Lista de Figuras

FIGURAS	Pág.
Figura 1.1. Consecuencias del colapso de línea de 36 pulgadas.....	6
Figura 2.1. Comportamiento de las propiedades del crudo con la inyección de diluyente.....	15
Figura 2.2. Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.....	18
Figura 2.3. Patrones de Flujo en tuberías horizontales.....	19
Figura 2.4. Métodos para determinar patrones de flujo multifásicos.....	22
Figura 2.5. Diagrama de los tópicos del aseguramiento de flujo.....	24
Figura 2.6. Esquema de una Estación de Flujo tradicional.....	26
Figura 2.7. Esquema de una Estación multifásica.....	27
Figura 2.8. Bomba multifásica de doble tornillo.....	28
Figura 2.9. Tipos de bombas multifásicas en el mercado.....	29
Figura 2.10. Elementos de una bomba de doble tornillo.....	31
Figura 2.11. Bomba multifásica de cavidad progresiva.....	33
Figura 2.12. Bomba multifásica de transferencia de masa.....	34
Figura 2.13. Bomba multifásica Rampump.....	35
Figura 2.14. Bomba de hélice de tipo axial rotodinámicas- diagrama de corte y curvas.....	36
Figura 2.15. Bomba helicon-axial submarina.....	37
Figura 2.16. Bomba multifásica centrífuga de multietapas.....	38
Figura 2.17. Manómetro tipo Bourdon con o sin glicerina.....	44
Figura 2.18. Ejemplo para Ecuación de Continuidad.....	45
Figura 2.19. Esquema del Principio de Bernoulli.....	47
Figura 3.1. Ubicación relativa de las Estaciones de Flujo O-16 y J-20.....	52
Figura 3.2. Áreas asignadas de las Estaciones de Flujo O-16 y J-20.....	53
Figura 3.3. Manómetro en la línea de producción.....	58

Figura 3.4. Datos requeridos para líneas de flujo.....	63
Figura 3.5. Elementos para la construcción del modelo.....	64
Figura 3.6. Programa para la selección de la bomba multifásica.....	69
Figura 3.7. Interfaz Gráfica del simulador Olga 5.....	70
Figura 3.8. Ventana para crear el modelo de fluido en PVTSIM.....	73
Figura 3.9. Ventana para crear la interfaz	74
Figura 3.10. Ventana final para crear la interfaz con OLGA.....	74
Figura 4.1.1. Esquemas de las macollas de la E.F. O-16.....	77
Figura 4.1.2. Esquemático de las macollas de la E.F J-20.....	78
Figura 4.1.3. Perfil topográfico del tramo 1 Φ 30 de pulgadas de O-16.....	80
Figura 4.1.4. Perfil topográfico del tramo 5 Φ 30 pulgada de la red de J-20.....	81
Figura 4.2.1. Envolvente de fase del diluyente Mesa 30.....	89
Figura 4.2.2. Comparación de la viscosidad real y simulada del diluyente.....	90
Figura 4.2.3. Envolvente de fase del Crudo Cerró negro.....	92
Figura 4.2.4. Envolvente de fase de la segregación comercial Merey 16.....	96
Figura 4.2.5. Comparación de la viscosidad real y la del simulador dinámico.....	97
Figura 4.3.1. Red de 36 pulgadas de la E.F J-20.....	98
Figura 4.3.2. Caídas de presiones a lo largo de la red de transferencia de la E.F J-20	99
Figura 4.3.3. Holdup de líquido más crítico en la red de transferencia de J-20.....	100
Figura 4.3.4. Presiones en las Macollas de la red de transferencia de J-20.....	101
Figura 4.3.5. Porcentaje de error por macollas de la red de transferencia de J-20.....	101
Figura 4.3.6. Modelo de la red de transferencia de la E.F. O-16.....	102
Figura 4.3.7. Caídas de presiones a lo largo de la red de la E.F O-16.....	102
Figura 4.3.8. Holdup de líquido más crítico en la red de transferencia de O-16.....	104
Figura 4.3.9. Presiones en las Macollas de la red de transferencia de O-16.....	105
Figura 4.3.10. Porcentaje de error por macollas de la red de transferencia de O-16.	106
Figura 4.3.11. Flujo másico por macollas de la red de transferencia de J-20.....	106
Figura 4.3.12. Flujo másico por macollas de la red de transferencia de O-16.....	107
Figura 4.3.13. Caídas de presiones en la red de J-20 con las bombas multifásicas.....	108
Figura 4.3.14. Caídas de presiones en la red de O-16 con las bombas multifásicas...	109

Figura 4.3.15. Diferencias de presiones con y sin las bombas multifásicas en J-20....	109
Figura 4.3.16. Diferencias de presiones con y sin las bombas multifásicas en O-16..	110
Figura 4.3.17. Holdup con la bomba en el tramo más crítico de la red de J-20.....	111
Figura 4.3.18. Holdup con la bomba en el tramo más crítico de la red de J-20.....	111
Figura 4.3.19. Resultado del análisis nodal usando bombeo multifásico.....	112
Figura 4.3.20. Comportamiento de un pozo con BCP y Flujo multifásico.....	113
Figura 4.3.21. Comportamiento de la productividad de un pozo con BCP con Respecto a la altura a vencer.....	114
Figura 4.3.22. Comportamiento parcial de la disminución de presión, macolla macolla L-20-2 por parada de P.C.O.....	116
Figura.4.3.23. Comportamiento total de la disminución de presión, E.F J-20.....	117
Figura 4.4.1. Patrones de Flujo en el tramo de mayor irregularidad topográfica.....	119
Figura 4.4.2. Velocidades y holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. J-20....	121
Figura 4.4.3. Velocidades y holdup de líquido versus tiempo en el tramo final O-16	121
Figura 4.4.4. Velocidades y holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. J-20...	122
Figura 4.4.5. Velocidades de los fluidos en el tramo final hasta la E.F. O-16.....	123
Figura 4.4.6. Holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. O-16.....	124
Figura 4.4.7. Holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F.- J-20.....	124
Figura 4.4.8. Caídas de Presiones en la red de transporte de la E.F. O-16.....	126
Figura 4.4.9. Caídas de Presiones en la red de transporte de la E.F. O-16.....	127
Figura 4.4.10. Velocidades y holdup de líquido con las bombas en la red de transporte de la E.F. O-16.....	128
Figura 4.4.11. Velocidades y holdup de líquido con las bombas en el tramo final de la E.F J-20.....	128
Figura 4.5.1. Proyección de la producción de petróleo y gas para la E.F J-20.....	130
Figura 4.5.2. Proyección de la producción de petróleo y gas para la E.F O-16	131
Figura 4.5.3. Esquema de la bomba Multifásica doble tornillo Mw.9.3.....	134
Figura A.1. Características físicas del Mesa 30 a condiciones atmosféricas.....	150
Figura A.2. Análisis de la viscosidad versus temperatura del diluyente Mesa 30.....	151

Figura A.3. Diagrama de taitel y dukler para patrones de flujo multifásico.....	151
Figura A.4. Modelos para la predicción de patrones de flujo en Pipesim.....	152
Figura A.5. Errores de las correlaciones en Pipesim para crudos pesados.....	152
Figura B.1. Perfil topográfico del tramo 14 Φ 24 pulgada de la O-16.....	154
Figura B.2. Perfil topográfico del tramo 9 Φ 24 pulgada de la O-16.....	155
Figura B.3. Perfil topográfico del tramo 4 Φ 20 pulgada de la J-20.....	155
Figura B.4. Perfil topográfico del tramo 1 Φ 36 pulgada de la J-20.....	156
Figura B.5. Imagen satelital del área de extrapesado del Distrito Morichal.....	156
Figura B.6. Tramo de mayor irregularidad topográfica en la red de O-16.....	157
Figura B.7. Líneas de transferencias hacia la Estación de Flujo O-16.....	157
Figura C.1. Comparación de presiones en las redes de la Estación de Flujo O-16...	159
Figura C.2. % de error de las presiones simuladas en OLGA en la redes de O-16.....	159
Figura C.3. Comparación de presiones en la redes de la Estación de Flujo J-20.....	160
Figura C.4. % de error de las presiones simuladas en OLGA en la redes de J-20.....	160
Figura.F.1. Comportamiento de la presión del separador 2 de la E.F J-20.....	170

Introducción

A nivel mundial la producción de crudo pesado y extrapesado ha aumentado en los últimos años, debido a los altos precios del petróleo ya que este tipo de crudo representa más del 70% de las reservas totales del mundo, en la actualidad son innumerables los esfuerzos que se hacen en aras de conseguir extraer petróleo de este tipo de yacimientos.

En Venezuela La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), ubicada al sureste del país reúne un conjunto de yacimientos que poseen más de mil trescientos millones de barriles de crudo pesado y extrapesado. Así constituye todo un reto a la hora de plantear estrategias y métodos de producción, manejo y transporte de estos crudo, por los problemas operacionales que representan las altas viscosidades que poseen.

El área que se estudio en este trabajo, pertenece al bloque Carabobo de la Faja Petrolífera Del Orinoco, explotado por las siguientes compañías operadoras: Exploración y Producción Distrito Morichal PDVSA (EyP Dtto. Morichal), Petrolera Sinovensa y Petromonagas. La investigación se realizó en el área de extrapesado correspondiente a la compañía operadora EyP Dtto. Morichal PDVSA.

El Distrito Morichal se encuentra ubicado en el estado Monagas, al sur de la ciudad de Maturín, con una superficie de 1.550 Km², está conformado operacionalmente por las áreas de pesados y extrapesado.

La unidad de extrapesado, se encuentra inscrita en el bloque de Carabobo, con un área de superficie asignada de 235 Km², ubicados al este de la FPO, esta área tiene 24180 MMBN de crudo originalmente en sitio (POES), 2950 MMBNP de reservas recuperables de crudo cuantificadas y un factor de recobro estimado de 12,2 %.

El área de estudio cuenta con dos Estaciones de Flujo en la cual convergen líneas de producción provenientes del crudo recolectado en las macollas de las zonas no tradicionales. La Estación J-20 cuenta con un total de 225 pozos distribuidos de la siguiente manera; 74 pozos del área tradicional (pozos individuales), y 131 pozos de la zona 2 (macollas), la Estación O-16 maneja un total de 126 pozos de los cuales; 83 son de la zona 2 (macollas) y 43 de la zona tradicional (pozos individuales).

Actualmente, las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 manejan en conjunto una producción diaria de 225 MBFPD aproximadamente. Existen proyectos de nuevas macollas para aumentar la producción diaria del campo; sin embargo estas convergen en las mismas líneas de Flujo trayendo como consecuencia un aumento de la presión en las tuberías, lo que provoca la acentuación de problemas operacionales tales como baja productividad de los pozos, altas presiones en los cabezales de los pozos, obstrucción de las líneas y patrones de Flujo no deseados.

Esta investigación tiene como objetivo principal proponer la aplicación de bombeo multifásico en las líneas de transferencias de las macollas hasta las Estaciones principales J-20 y O-16, con el fin de reducir presiones en los cabezales de los pozos y por ende mejorar la producción de crudo y el transporte de los fluidos (agua, crudo y gas). Dicha propuesta fue evaluada a través del uso de simuladores en estado estacionario y dinámico, donde se ejecutaron corridas que permitieron determinar patrones de flujo, velocidades críticas y gradientes de presiones que presentan las tuberías de producción con el sistema de bombeo multifásico.

Hay que mencionar además que la tecnología de bombeo multifásico representa hoy en día la mejor forma de transportar la producción de un Campo Petrolífero, teniendo en cuenta que no es necesario disponer de una Estación que separe el gas del crudo, para poder bombearlo hasta una Estación principal, por otro lado tiene menor impacto en el medio ambiente ya que una Estación Multifásica ocupa menos espacio que una Estación tradicional y elimina el venteo de gas. En cuánto a la Faja del

Orinoco la aplicación de dicha tecnología desde hace 15 años ha arrojado buenos resultados, razón por la cual los nuevos desarrollos proyectan manejar su producción con estaciones multifásicas.

En este estudio se ha empleado diferentes herramientas, las cuales llevaron al desarrollo y cumplimiento de los objetivos, se utilizó herramientas de GPS (Global Position System) para la topografía de la zona, ya que esta afecta de manera significativa los patrones de flujo y las altas presiones en las tuberías, se tomaron a través de los manómetros y medidores de masa las presiones y caudales manejados en los múltiples de las macollas, así mismo para la caracterización de la mezcla de fluidos se empleó un simulador composicional, las demás herramientas y métodos son explicados de forma más detallada en el contenido de este trabajo.

Para lograr seleccionar las baterías de bombas necesarias para el transporte eficiente de la producción procedente de las macollas se revisaron las normas, manuales y procedimientos vigentes de Petróleos De Venezuela S.A. (PDVSA) que rigen la materia, tales como diseño de tuberías, hidráulica de tuberías, diseño de procesos y bombas, entre los parámetros que se tomaron en cuenta en se encuentran: velocidades máximas y mínimas en tuberías de flujo bifásico y trifásico, velocidades de erosión, presión máxima de descarga de las bombas y presión mínima de succión de las bombas. Posteriormente con los valores y rangos de los parámetros antes mencionados, se utilizó un programa que indico de acuerdo a estos y las características de los fluidos, las bombas más adecuadas para los sistemas de transferencias del área de extrapesado, dicho programa fue proporcionado por una empresa fabricante de bombas multifásicas a nivel mundial.

Capítulo I

Planteamiento del Problema

1.1. Planteamiento del Problema

La incorporación de los crudos pesados y extrapesados al mercado exige un gran paso tecnológico; a causa de su gran viscosidad son difíciles de transportar por los oleoductos. Por lo tanto, para aumentar su movilidad muchas veces se mezclan con petróleo liviano o cortes de refinerías que tengan poca viscosidad, para lograr que la fluidez mejore de modo apreciable. Además de estas características desfavorables para el bombeo, también se puede encontrar el contenido de sólidos y la presencia de gas, lo que requiere de ciertas medidas adicionales en relación con el proceso en la selección de los equipos para el manejo y operación de este tipo de fluidos.

En el Distrito Morichal se producen crudos pesados y extrapesados, este último de alrededor de 8,5 grados API. Debido a esto y a la convergencia de muchas líneas de producción provenientes de las diversas macollas asociadas a las Estaciones O-16 y J-20 se originan altas presiones en las líneas de flujo y como consecuencia de esto una reducción en el flujo volumétrico que transita a través de las líneas en dirección a las estaciones.

La existencia de un flujo transiente en los sistemas de transporte produce una presurización en las líneas de crudo ocasionando una deficiencia en la transferencia del mismo, por causa de los tapones de gas que se forman a lo largo de los oleoductos y la masa de crudo detrás de dichos tapones, afectando significativamente el proceso de recolección y traslado desde las macollas hacia las Estaciones de Flujo. La llegada de la producción de forma intermitente, a la Estación afecta todo el sistema, desde los equipos de fondo en los pozos hasta los equipos de superficie, ya que, las bombas,

separadores y calentadores no trabajan eficientemente a causa de estar funcionando fuera de los rangos de diseño, al mismo tiempo que reduce la vida útil de estos equipos.

Dentro de las consecuencias del manejo de altas presiones se tiene el deterioro actual de las líneas de transporte de crudo, siendo el oleoducto de 36 pulgadas perteneciente a la Estación de Flujo J-20 (ver figura 1.1) el que mayor daño a sufrido, con ocho filtraciones en los últimos cuatro años. En la medida que se transporta el fluido multifásico que se extrae del área en estudio, se debe considerar que éste trae consigo: gas, agua libre, agua emulsionada, crudo y sedimentos, los cuales contribuyen de forma directa en el deterioro del metal como es el caso de la corrosión ocasionada por el sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono a través de un proceso químico ó los sedimentos que arrastrados en ésta generan abrasión como proceso físico, inclusive la oxidación ocasionada por el agua, es un hecho importante en el agravamiento de éste problema. Esta situación ha causado disminución de producción del área de extrapesado lo que se traduce en pérdidas para la empresa en su esfuerzo propio.

La ultima filtración generó pérdidas de 18,2 MBls debido al daño en la línea de 36” la cual transporta producción de cuatro macollas (N-20-2, M-20-1, L-20-1 y L-20-2) disgregados en: 11,0 MBls producto de la baja velocidad de los pozos y la suspensión de la producción de las cuatro macollas y 7,2 MBls producto de las reparaciones en las tuberías. Por esta razón es importante el enfoque de este estudio en búsqueda de la disminución de presión a lo largo de esta tubería.



Figura 1.1. Consecuencias del colapso de línea de 36 pulgadas

Fuente: Archivos de PDVSA

Por otra parte los programas más utilizados en el Distrito Morichal para simular las redes, trabajan con modelos de estado estacionarios, los cuales no tienen la potencialidad de simular escenarios como: la acumulación de líquido en función del tiempo (agua libre y/o crudo más agua libre), patrones de flujo y velocidades de las fases en espacio y tiempo. Sin embargo deben ser considerados todos los factores y variables, a la hora de evaluar y buscar una solución de la problemática con las condiciones actuales y prever estas en condiciones futuras.

1.2 Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Proponer la aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 del área de extrapesado del Distrito Morichal.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Levantar las redes actuales de los sistemas de transferencia de la producción desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 del área de extrapesado del Distrito Morichal.
- Establecer las características físico-químicas del fluido (crudo, agua, diluyente y gas) manejado en las líneas de producción correspondientes a las macollas del área a través de un simulador composicional.
- Simular el comportamiento de los sistemas de transferencia bajo condiciones actuales de operación y su variación con la colocación de las bombas multifásicas.
- Elaborar propuestas de bombas multifásicas en los sistemas de transporte de las macollas perteneciente a las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 del área de extrapesado del Distrito Morichal, de acuerdo a las condiciones de transporte, parámetros de diseño de las bombas y análisis de factibilidad de instalación.

1.3 Alcance

El trabajo de investigación se realizó en los sistemas de transferencias de las macollas del área de extrapesado de PDVSA Distrito Morichal ubicados en los municipios Maturín e Independencia de los estados Monagas y Anzoátegui respectivamente. El proyecto de investigación esta enfocado en desarrollar una propuesta de aplicación factible de bombeo multifásico en los sistemas de transporte de los fluidos (agua, crudo, gas y diluyente) de las macollas más críticas de las Estaciones de Flujo j-20 y O-16.

La zona de extrapesado del Distrito Morichal cuenta actualmente con 42 macollas, donde se evaluó la aplicabilidad del proyecto en trece macollas; distribuidas en cuatro macollas con 58 pozos de la Estación J-20 y nueve macollas con 77 pozos de la Estación O-16, las macollas asociadas a la Estación J-20 producen 40 mil BNPD aproximadamente, los cuales son transportados junto con el diluyente inyectado, agua y gas de formación por una tubería de 36 pulgadas de diámetro con una longitud de 12 Km. aproximadamente hasta la Estación , mientras las macollas de la Estación O-16 producen 46 mil BNPD aproximadamente los cuales son transportados junto con el diluyente inyectado, el agua y gas producido por una tubería de 30 pulgadas de diámetro y una longitud de 10 Km. aproximadamente hasta la estación .

1.4 Justificación

En el Distrito Morichal, los crudos extrapesado, se caracterizan por presentar altas viscosidades, que originan niveles bajos de producción al compararlo con yacimientos de crudos convencionales, además ocasionan bajo rendimientos y reducción de la vida útil de los sistemas de levantamiento artificial. También al tener un flujo multifásico en las tuberías se forman patrones de flujos no deseados que ocasionan un mal transporte del crudo hasta las estaciones, con velocidades y presiones críticas en algunos tramos, que producen daños a las redes de oleoductos tales como filtraciones, reducción de diámetro por depósito de sedimentos entre otros problemas.

Los crudos de la FPO requieren del uso de diluentes, para facilitar su manejo y transporte. En el Distrito Morichal se utiliza un crudo liviano de gravedad API de 30 grados aproximadamente, éste al ser mezclado con el crudo de los yacimientos conforma la segregación Merey 16, sin embargo a pesar de que el crudo es diluido desde los pozos, existen problemas en los sistemas de transferencias por las altas viscosidades que sigue teniendo la mezcla. Por tal motivo, se hace necesario proponer nuevas tecnologías, que al complementarse con la inyección de diluyente permitan mejorar la movilidad del crudo y conlleven al incremento de producción, ubicando al bombeo multifásico entre las alternativas.

1.5. Limitaciones

- Acceso limitado a la información pertinente de las redes de oleoductos en estudios de, longitudes, diámetros y topografía del terreno, debido a la confidencialidad de estos datos.
- Dificultad en la obtención de datos sobre el funcionamiento de las bombas multifásicas en crudos extrapesado ya que el Distrito Morichal no cuenta en la actualidad con esta tecnología.
- Restricciones en las licencias del simulador dinámico, para algunas limitaciones herramientas y funciones.

Capítulo II

Marco Teórico

2.1 Caracterización del Petróleo

Las propiedades del fluido son la base para el análisis y solución de muchos problemas relacionados con la Ingeniería de Petróleo, como el caso específico del flujo de fluidos en las tuberías. Estas pueden ser determinadas a partir de medidas experimentales PVT o de correlaciones desarrolladas a partir de ellas mismas. Sin embargo la metodología más precisa para determinarlas consiste en su medición en el laboratorio con la disponibilidad de una muestra representativa del fluido, de los equipos, procedimientos, normativas y personal adecuado para la ejecución de esta actividad. [1]

2.1.1 Propiedades más importantes del petróleo

- **Densidad (ρ_o), Gravedad específica (γ_o) y °API del petróleo:** La densidad del petróleo se define como la razón entre la masa de una unidad de volumen de crudo a una determinada presión y temperatura; mientras que la Gravedad Específica del petróleo es la razón entre la densidad del mismo y la densidad del agua, medidas a 60 °F y a 1 atm de presión. La Gravedad Específica representa un número adimensional que relaciona las densidades de los fluidos a 60°F (condiciones estándar). A estas condiciones la densidad del agua puede considerarse igual a 62.4 lbm/cft. Aunque la densidad y la gravedad específica del petróleo son variables comúnmente utilizadas en la industria petrolera, la gravedad API, término definido por el Instituto Americano del Petróleo que expresa la densidad de un fluido relativa al agua, es preferida como escala de gravedad. [1]

Para crudo vivo, la densidad es función de la cantidad de gas en solución (Rs).

$$\rho_o = \frac{350 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R_s}{5.615 \cdot B_o} \quad (\text{Ec.2.1})$$

$$\rho_o : \text{Lbm}/\text{pie}^3$$

$$R_s : \text{SCF}/\text{STB}$$

$$B_o : \text{Bbl}/\text{STB}$$

Para crudo muerto, la densidad es función principalmente de la temperatura. El efecto de la presión puede ser despreciable.

Gravedad específica de crudos pesados venezolanos.

$$\gamma_o = -3.433 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 60^\circ F) + \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (\text{Ec.2.2})$$

Desarrollada para crudos entre (7-12 °API)

- **Viscosidad del Petróleo (μ_o):** La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados. .[1]

De forma general se puede expresar la viscosidad como una función de la presión y la temperatura:

$$\eta(P,T) = f(T)e^{\Gamma P} . \quad (\text{Ec.2.3})$$

- **Viscosidad absoluta (dinámica):** Representa la viscosidad dinámica del líquido y es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. Sus unidades son el poise o centipoise (gr/SegCm), siendo muy utilizada a fines prácticos.
- **Viscosidad relativa:** es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es de 1.002 centipoise.
- **Viscosidad cinemática:** es equivalente a la viscosidad expresada en centipoise dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en stokes o centistokes.
- **Viscosidad Universal Saybolt:** representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.
- **% Agua y Sedimentos (%A y S):** El porcentaje de agua y sedimentos es una medida del grado de impurezas contenidas en el crudo. También es la cantidad de agua y sedimentos contenidos en los fluidos producidos por el pozo, expresado en v/v y obtenido en el laboratorio mediante un proceso de centrifugación, de acuerdo con los métodos ASTM.

2.1.2. Clasificación de los crudos.

- **Según su Volatilidad:**

- ✓ Crudos Livianos (con mas de 50% de componentes livianos).
- ✓ Crudos Medianos (entre 20% y 50% de componentes livianos).
- ✓ Crudos Pesados (con menos de 20% de componentes livianos).

- **Según el contenido de Azufre (S):**

- ✓ De alto Azufre (mas de 2% de contenido de Azufre total). Caso de los crudos pesados (X) y extrapesados (XP).
- ✓ De mediano Azufre (entre 0.1% y 2% de contenido de S).
- ✓ De bajo Azufre (contenido de S inferior a 0.1%).

- **Según °API:**

- ✓ Condensados °API > 40.
- ✓ Livianos °API entre 30 y 39.9.
- ✓ Medianos °API entre 20 y 29.9.
- ✓ Pesados °API entre 10 y 19.9.
- ✓ Extra Pesados °API < 10.

- **Características de los Crudos Pesados (X).**

- ✓ Viscosidad (μ) entre 100 y 10000 cPs.
- ✓ Densidad (ρ) entre 934 y 1000 Kg/m.
- ✓ Gravedad API (°API) entre 10° y 19.9°.

- **Características de los Crudos Extrapesados (XP).**

- ✓ Viscosidad (μ) mayores a los 10000 cPs.
- ✓ Densidad (ρ) mayores a 1000 Kg/m.
- ✓ Gravedad API ($^{\circ}$ API) inferiores 10 $^{\circ}$.

2.2. Transporte de Crudo Pesado por Dilución

El método dilución consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente aceptables, ya que como se muestra en la figura 2.1 las viscosidades y densidades de los crudos extrapesados disminuyen a mayor porcentaje de diluyente. Esta se realiza hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

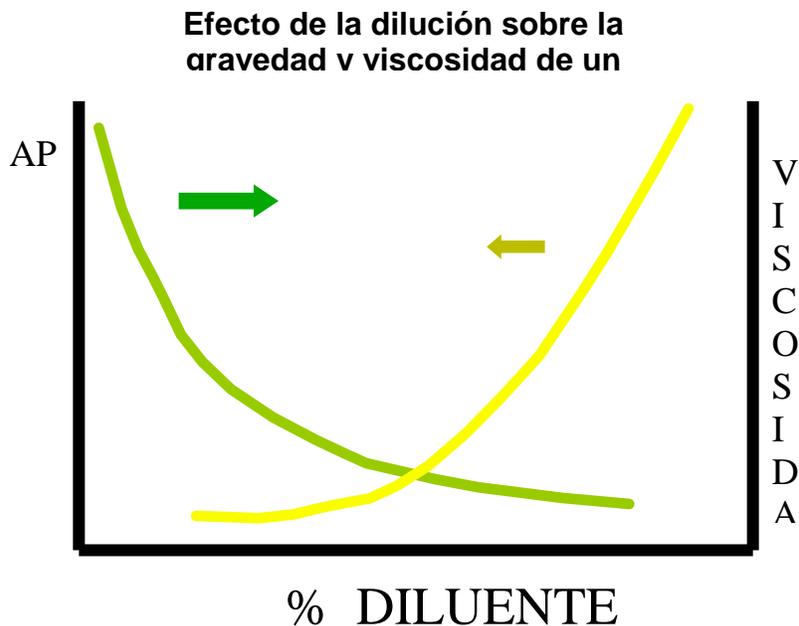


Figura 2.1. Comportamiento de las propiedades del crudo con la inyección de diluyente.

2.2.1. Inyección de Diluyente

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba del pozo. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. [2]

2.2.2. Importancia de la Inyección de Diluyente

- Reduce el consumo de energía eléctrica.
- Mejora el desplazamiento de fluidez en la línea de producción.
- Permite una mejor separación, deshidratación y desalación de los crudos extrapesados. [2]

2.3. Flujo Multifásico

2.3.1. Definiciones de los fluidos

El flujo multifásico puede tener las tres fases, agua, petróleo y gas (Ver figura 2.2) y es una situación muy típica en la industria petrolera, la cual ocurre desde el momento que se produce el petróleo hasta la separación efectiva de las fases, es decir el flujo multifásico se tiene en el pozo, Línea de flujo y tuberías de transporte e inyección de vapor.

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar. Las características comunes de cada fase individual tales como el perfil de velocidad, turbulencia y el lindero de la capa, son insuficientes para describir la naturaleza de tales flujos. [3]

Según Duns-Ross que consideraron 13 variables importantes en el flujo multifásico en tuberías, se considera que las pérdidas de presión para el flujo multifásico son función de las velocidades superficiales de las fases líquida y gas, de las densidades de la fase líquida y gas, de las viscosidades de las fases líquida y gas, de la tensión superficial, del ángulo de contacto entre las fases y la pared de la tubería, del diámetro, longitud y rugosidad y el ángulo de inclinación de la tubería, y de la aceleración de la gravedad.

Las estructuras del flujo son clasificadas en regímenes de flujo, que de las características precisas depende el número de parámetros. La distribución de la fase de fluido en espacio y tiempo, difiere por los variados regímenes de flujo, y usualmente no están bajo el control del diseñador u operador. Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades del fluido, tasas de flujo, orientación, geometría y tubería por la que el flujo de fluido atraviesa. La transición entre diferentes regímenes de flujo puede ser de un proceso gradual. La determinación de regímenes de flujo en tuberías y operación no son fáciles. El análisis de fluctuación de la presión local y / o la densidad por medio de un densitómetro de rayos Gama ha sido usada en experimentos. Sin embargo todos los regímenes de flujo, pueden ser agrupados dentro del flujo disperso, flujo estratificado, flujo intermitente o una transición entre estos. Flujo disperso está caracterizado por una fase uniforme de distribución en ambas direcciones, la radial y la axial. Ejemplos de tales flujos son el flujo de burbuja. [3]

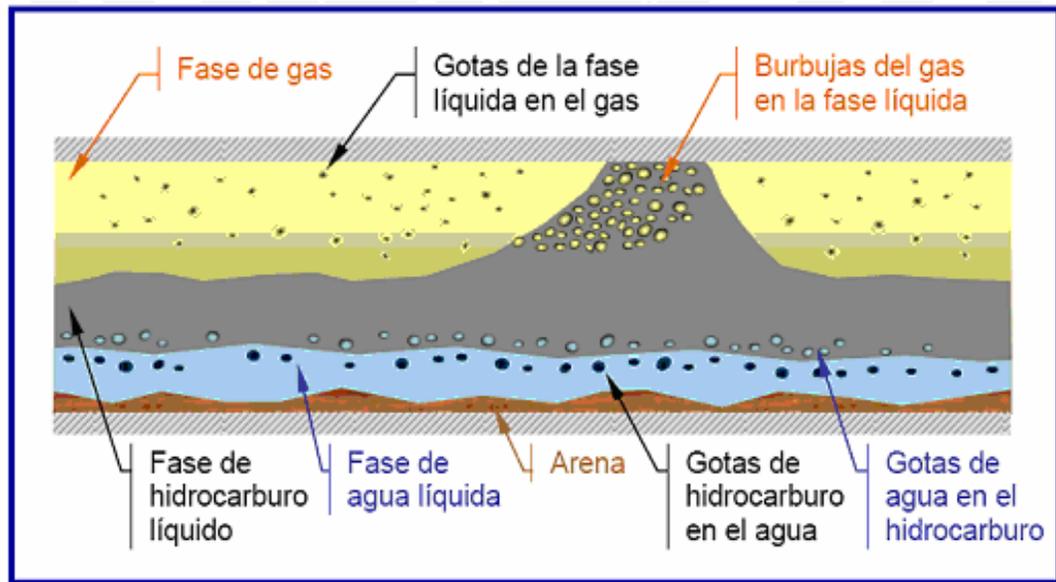


Figura 2.2: Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.
 Fuente: S.Rastoin, Z.,Sohmid, D.R. Doty.(1997). "A Review of Multiphase Flow Through Chokes

2.3.2. Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales

El estudio del flujo multifásico ha tenido auge por el interés de ciertas industrias, como la petrolera y la del gas natural, en optimizar y hacer más rentable el transporte de sus productos. La importancia de esto es de tal magnitud, que el estudio de flujos multifásicos se ha venido desarrollando desde la década de los 50 en un intento por entender el comportamiento de las mezclas de múltiples fases, enfocados principalmente al cálculo de la caída de presión en la tubería. El modelaje matemático de este fenómeno, basado en balances de momento, masa y energía, es bastante complicado, por lo que ha resultado en una serie de correlaciones empíricas que describen el proceso de una manera más sencilla, suministrando a su vez relaciones entre la pérdida de presión y variables propias del sistema como: patrones de flujo, geometría y disposición de la tubería, propiedades de las fases y velocidad de los fluidos. El patrón de flujo se refiere a cómo se distribuyen las fases al fluir simultáneamente a través de una tubería, es decir, a la forma que adopta el flujo bajo determinadas condiciones de caudal (Beggs y Brill, 1991).

2.3.3. Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales

La mayoría de los pozos tienen flujo multifásico en parte de sus tuberías. En flujos horizontales también las transiciones son funciones de factores tales como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y densidad de las fases. En la figura 2.3 se representa los posibles patrones de flujo bajo la condición de flujo bifásico en una tubería horizontal o ligeramente inclinada ($0 < \theta < 15^\circ$), estos patrones pueden ser agrupados en tres categorías, entre ellos flujo estratificado donde las fases están separadas comprendiendo los patrones de flujo estratificado liso y ondulado, flujo disperso donde una de las fases está dispersa en la otra como lo son el patrón de flujo anular y burbuja disperso y por último los patrones de flujo intermitente, donde una sección fija en la tubería en un instante está ocupada por una distribución mientras que un instante posterior tiene otra configuración de fases, entre estos tenemos flujo tapón (slug) y burbujas alargadas. [3]

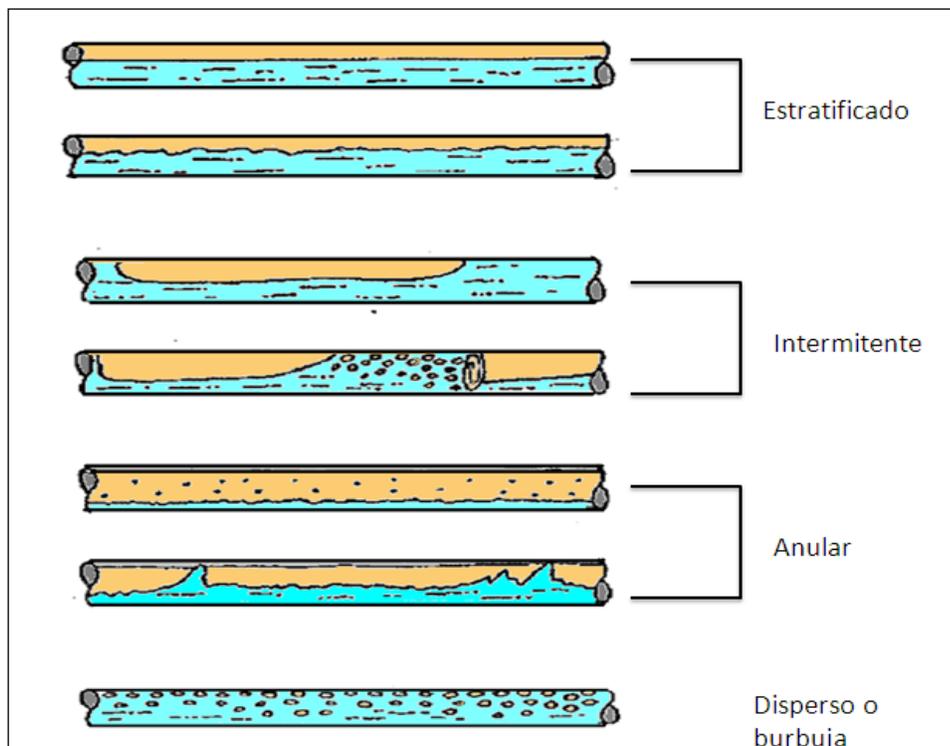


Figura 2.3. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

Patrón de flujo estratificado

Este patrón de flujo ocurre a tasas de flujo de gas y líquido relativamente bajas. Las dos fases están bien separadas por el efecto de la gravedad, donde la fase líquida fluye en la parte inferior de la tubería, mientras que la fase gaseosa lo hace en el tope de la tubería. El flujo estratificado es dividido en dos, flujo estratificado liso donde la interface es lisa y flujo estratificado ondulado donde la interface presenta ciertas ondulaciones estables. [4]

Patrón de flujo intermitente

Este patrón de flujo se caracteriza por presentar flujo alternado de gas y líquido. Tapones líquido y gas, los cuales llenan la sección transversal de tubería y separados por una burbujas de gas en contacto con una capa de líquido fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de este flujo consiste en un tapón de líquido fluyendo sobre una película de líquido lenta que se mueve frente de este. El líquido en el cuerpo del tapón puede ser aireado por pequeñas burbujas de gas, las burbujas se concentran en el frente del tapón y en el tope de la tubería. Este patrón de flujo comprende los patrones flujo tapón (slug) y burbuja elongadas. El comportamiento del flujo tapón y burbuja elongadas son similares en lo referente al mecanismo de flujo y en muchas ocasiones no se realizan distinciones entre ellos. El patrón burbuja elongadas se considera un caso extremo del flujo tapón, cuando el tapón de líquido esté libre de burbujas atrapadas. Esto ocurre a tasas de gas relativamente pequeñas. [4]

Patrón de flujo anular

Flujo anular existe a muy alta tasa de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en el centro de la tubería, mientras que la fase líquida forma una película alrededor de la tubería. La película en el fondo de la tubería es más delgada que en el tope, dependiendo de la magnitud relativa de las tasas de flujo de gas y líquido. A bajas tasas de flujo el

líquido fluye en el fondo de la tubería, mientras ondas aireadas están distribuidas alrededor de la periferia de la tubería y tocan la parte superior de la tubería, este patrón de flujo ocurre en la zona de transición entre los patrones de flujo estratificado ondulado, flujo tapón y flujo anular. No es flujo estratificado por que el líquido es barrido alrededor de la periferia de la tubería y eventualmente tocan el tope de la misma. Tampoco en flujo tapón debido a que ninguna película de líquido es formada. [4]

Patrón de flujo burbujas dispersas

A muy altas tasas de flujo de líquido esta fase representa la fase continua, mientras que la fase gaseosa representaría la fase dispersa en forma discretas burbujas. En general, las burbujas se distribuyen en el seno de la fase líquida y viajan a la misma velocidad de esta última fase, por lo tanto el flujo es considerado como flujo homogéneo. [4]

2.3.4. Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase. Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, algunos de estos métodos los podemos observar en la figura 2.4, pero la mayoría de estos modelos se han desarrollado principalmente en observaciones empíricas definidas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido. No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en

todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia. [5]

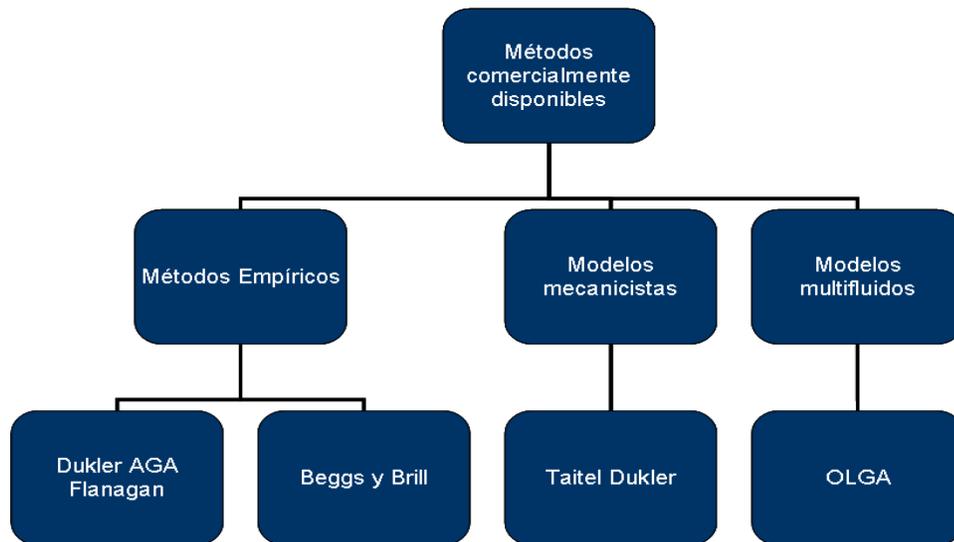


Figura 2.4. Métodos para determinar patrones de flujo multifásicos.

Fuente: RUIZ, R.; BRITO, A., TRUJILLO J. (2009) "Evaluation of Multiphase Flow Models to Predict Pressure Gradient in Horizontal Pipelines with Natural Gas and Heavy Oil Data"

2.4. Aseguramiento de Flujo

Se define como el análisis de un sistema integral de producción para garantizar que las corrientes de producción se mantendrán fluyendo sin restricciones durante toda la vida del campo. En este sentido, la disciplina de Aseguramiento del Flujo ha llegado a ser uno de los tópicos centrales en la definición de la arquitectura e ingeniería de transporte y proceso de nuestros sistemas de producción petrolera. Se cree que la expresión "Aseguramiento del Flujo" fue originalmente usada por ingenieros en Petrobras en los 90's como 'Garantía de Fluxo', lo cual se traduce en forma literal

como: ‘Garantizar el Flujo’. En ese entonces, básicamente significaba, el cubrir los aspectos de termo-hidráulica y fisicoquímica de los sistemas de producción, que les permitiera hacer producir sus yacimientos en aguas profundas y mayormente compuestos de crudos pesados. [6]

Para el mejor ejercicio de esta especialidad, debe de existir una estrecha dinámica interactiva entre laboratorios de producción para efectuar un eficiente monitoreo de los sistemas y fluidos producidos y de todas las tareas combinadas de aseguramiento del flujo. Muestreos frecuentes y periódicos de los fluidos producidos y su análisis de laboratorio para seguir su evolución durante la vida de producción del yacimiento, acoplado con modelado y simulación dinámica de tipo predictivo enlazado a través de sistemas de monitoreo en-línea de estos sistemas de producción, asegura, entre otros beneficios posibles, una operación cercana al óptimo durante toda la vida de producción del sistema. [6]

2.4.1. Objetivos principales del aseguramiento de flujo

- Mantener la trayectoria del flujo abierta en todo momento.
- Mantener el perfil de producción a lo largo de la vida operativa del sistema.
- Minimizar las salidas de operación por trabajos de remediación o mantenimiento.

Para evitar o prevenir los problemas más comunes o “accidentes” operativos es necesario modelar y simular en forma dinámica, todos y cada uno, de los modos y maneras de operación normal y de contingencia que se puedan generar durante la vida útil de operación de la plataforma y del resto del sistema, incluyendo la evolución o cambios en los componentes del sistema, los incrementos o decrementos en la producción, etc. Además de tomar una actitud preventiva y de planeación de evitación de taponamientos del flujo. [6]

En la figura 2.5 se muestra el campo de aplicación del aseguramiento de flujo, el cual cubre todos los aspectos del transporte de los fluidos y las variables para mantenerlo o mejorarlo en un determinado instante de tiempo o a condiciones futuras si es el caso.



Figura 2.5. Diagrama de los tópicos del aseguramiento de flujo.

Fuente: www.SPTGROUP/OLGA.com

2.4.2. Aspectos operativos en la evaluación de aseguramiento del flujo e integridad física de los sistemas de producción

- - Comportamiento de fase y reología incluyendo propiedades de fluidos y caracterización de emulsiones.
- - Medición de gas, líquidos, gas húmedo, y flujo multifásico.
- - Análisis hidráulico de tuberías de flujo multifásico incluyendo caída de presión y fracción de volumen de líquidos (hold-up), estimación y administración de inventarios líquidos.

- Integridad Mecánica de sistemas de producción incluyendo el impacto de la corrosión interna y golpe de ariete.
 - - Prevención de bloqueos por tapones de hidratos, ceras parafinicas, asfáltenos, incrustaciones y arenas.
 - - Inventario de líquidos en sistemas de gas y condensados.
 - - Condensación retrograda.
 - - Slugging.
 - - Administración de pérdidas de calor.
 - - Diseño de ensambles de tuberías para conservación de calor en transporte de crudos pesados.
 - - Comportamiento térmico de pozos y tuberías incluyendo aislamientos y calentamiento activo.
 - - Análisis de aspectos operativos durante arranque, paro y consecuencias de baches de líquidos generados sobre el equipo de proceso.
 - - Sistemas de producción en aguas profundas y ultra profundas. [6]

2.5. Bombas Multifásicas

Las bombas multifásicas son las encargadas de transferir el flujo (crudo, gas, agua) provenientes del pozo, suministrándole la energía necesaria para transportarlos desde sitios lejanos a las facilidades de separación y tratamiento de éstos. El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo, las cuales están conformadas por un sistema de separación, un múltiple con dos (2) cabezales, bombas, sistemas de tuberías y tanques, como se observa en la figura 2.6. En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos, es recibida en el cabezal de producción general del múltiple de producción, pasando posteriormente al sistema de separación, en el cual se separa el gas de la mezcla. El crudo más el agua es enviado a la Estación Principal de producción, donde se cumple el proceso de deshidratación de crudo diluido y parte del gas es enviado al sistema de gas combustible de la Estación Principal de producción y el resto a los sistemas de compresión, para la venta o proyectos de recuperación secundaria, en cuanto al agua separada del crudo es transferida a plantas de tratamientos para su posterior disposición en pozos inyectores. [7]

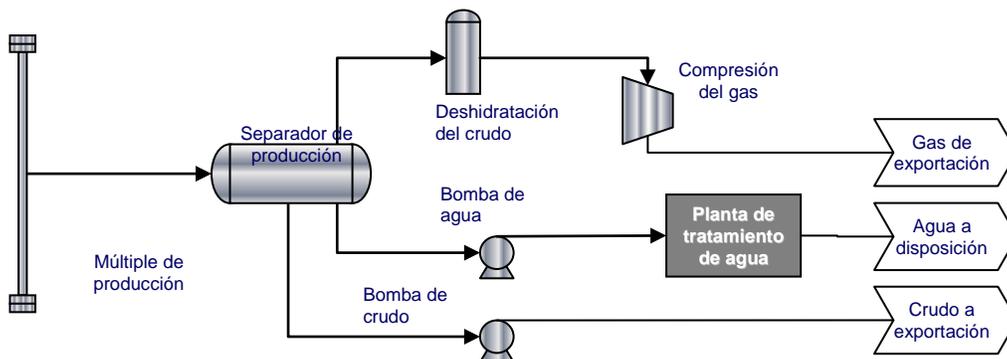


Figura 2.6. Esquema de una Estación de flujo tradicional.

Fuente: Archivos PDVSA INTEVEP

La bomba multifásica permite agregar energía a un fluido aún no procesado o separado en sus fases, lo cual permite que el mismo sea transportado a instalaciones de procesamiento alejadas, sin aumentar la presión en boca de pozo. Cabe recalcar que en esta tecnología multifásica su principal objetivo en su implementación es

eliminar los sistemas y equipos de superficie antes mencionados como se muestra en la figura 2.7. Las bombas multifásicas permiten que la presión en cabeza disminuya, aumentando el diferencial de presión, por ende se tiene una mayor producción.

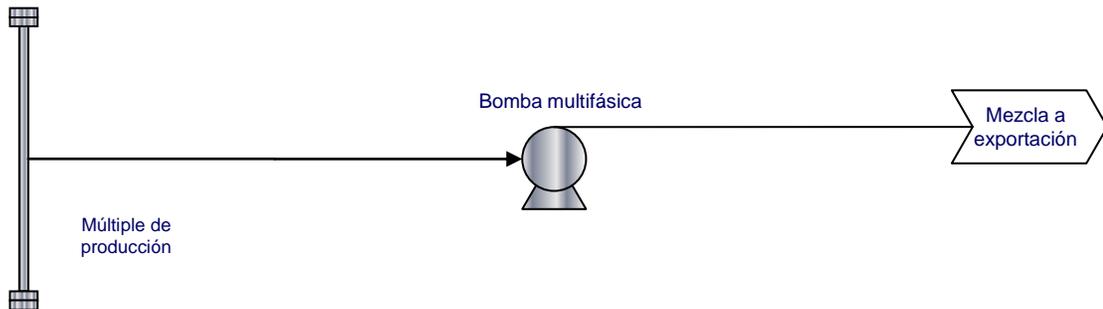


Figura 2.7. Esquema de una Estación multifásica

Fuente: Archivos PDVSA INTEVEP

2.5.1. Condiciones operacionales

La capacidad de la bomba va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el paso de los tornillos y la viscosidad del fluido. Las bombas son capaces de manejar líquidos de alta y baja viscosidad y también son capaces de manejar fluidos abrasivos, siempre y cuando se haga la selección correcta de los materiales para el rotor, en la figura 2.8 se presenta una bomba de desplazamiento positivo que trabaja con crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Figura 2.8. Bomba multifásica de doble tornillo.

Fuente: Experiencia de bombeo multifásico en Venezuela presentación Bornemann seminario de bombeo multifásico, Pto La Cruz, 2011

2.5.2. Tipos de bombas multifásicas

Existen muchos tipos de bombas para diferentes aplicaciones. Los factores más importantes que permiten escoger un sistema de bombeo adecuado son: presión última, presión de proceso, velocidad de bombeo, tipo de gases a bombear (la eficiencia de cada bomba varía según el tipo de gas). [7] Así en la figura 2.9 se tiene los siguientes tipos de bombas multifásicas.

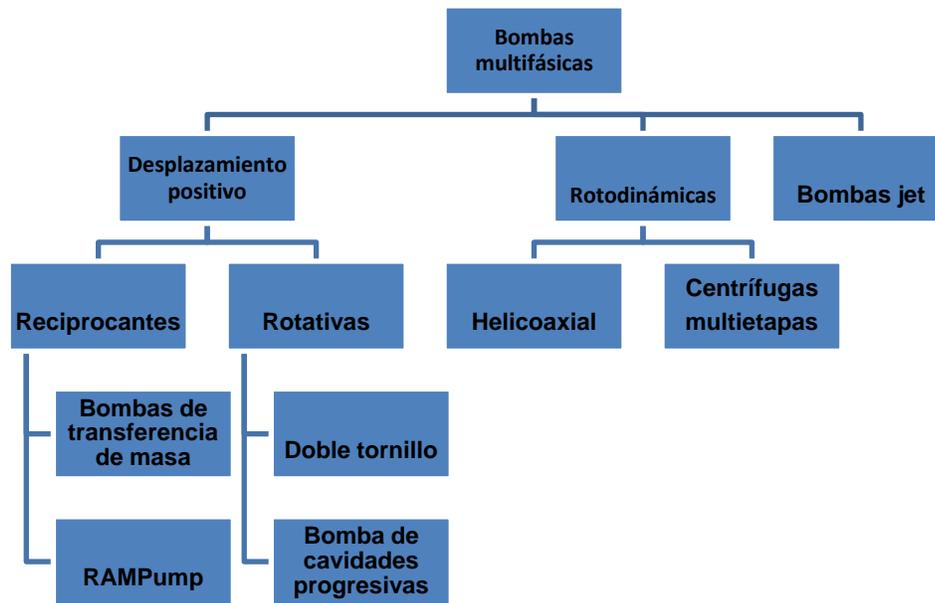


Figura 2.9. Tipos de bombas multifásicas en el mercado

Fuente: Archivos PDVSA INTEVEP

Bombas multifásicas de desplazamiento positivo

En las bombas multifásicas de desplazamiento positivo el movimiento del fluido es causado directamente por el movimiento de la bomba mecánica, que obliga a que el líquido realice el mismo movimiento que está accionado. El líquido es expulsado, sucesivamente, se llena y con un volumen de espacio en el interior de la bomba. Las fuerzas de transmisión el líquido tienen la misma dirección general de circulación del fluido. [7]

Bombas de doble tornillo

Las bombas de doble tornillo son un tipo especial de bombas rotativas de desplazamiento positivo, en el cual el flujo es atrapado en las roscas de los tornillos y viaja de forma axial hacia la zona de descarga. En este tipo de bombas, gira simultáneamente debido al accionamiento externo del motor. La rotación de los tornillos hace que las roscas se engranen entre sí, formando junto

con la carcasa externa, cámaras cerradas. Estas cámaras son las responsables de tomar el fluido desde la succión y lo transportan axialmente a lo largo de los tornillos hasta la descarga como se muestra en la figura 2.10, donde las roscas de los tornillos se desengranan progresivamente y liberan el fluido. [7]

El diseño de las bombas multifásicas de doble tornillo no se diferencia en gran medida de las bombas de doble tornillo con engranajes sincronizadores tradicionales. Las mejoras para el manejo más eficiente de los fluidos multifásicos en este tipo de bombas están en las holguras, rigidez de los tornillos y la inclusión de dispositivos que permiten a la bomba manejar hasta un 100 % de gas en la mezcla, sin sufrir daños.

En las bombas de doble tornillo tradicionales la capacidad efectiva de la bomba manejando líquido está muy relacionada con la presión diferencial (ΔP). En las aplicaciones multifásicas el comportamiento del rendimiento es independiente del ΔP , hasta fracciones de gas del 95%, a partir del cual la capacidad de la bomba cae considerablemente afectada por el diferencial de presiones. [7]

La principal desventaja observada en las diferentes aplicaciones realizadas en el campo industrial de las bombas multifásicas de doble tornillo sincronizados es la sensibilidad que ellas tienen en el manejo de la arena presente en los fluidos bombeados, ya que aceleran la erosión y desgaste de los componentes de las bombas. [7]

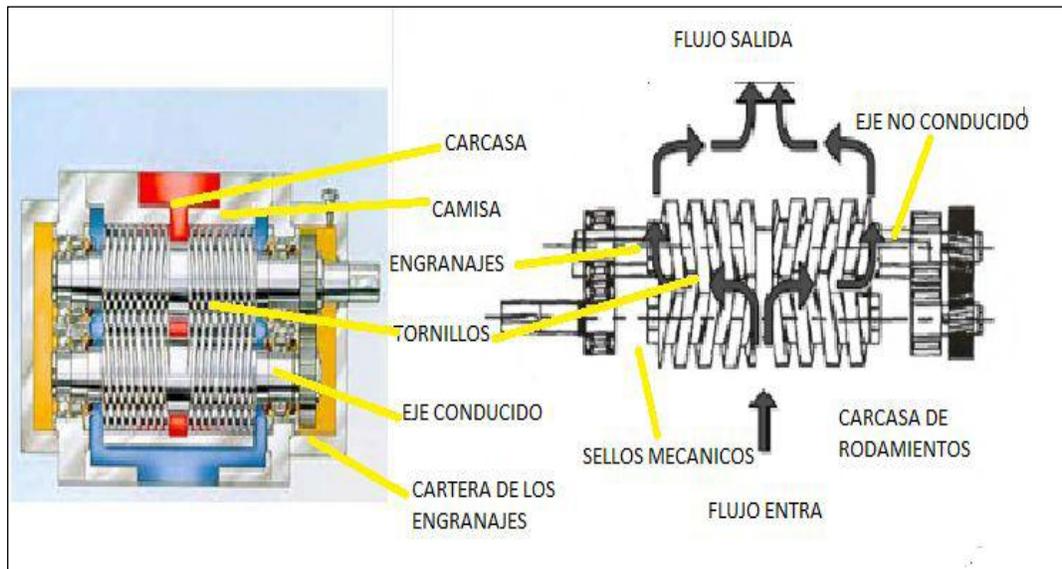


Figura 2.10. Elementos de una bomba de doble tornillo

Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium

Funcionamiento de las bombas de doble tornillo

La bomba multifásica de doble tornillo, es realmente una bomba de cuatro tornillos engranados y ubicados en dos ejes paralelos, los cuales empujan el fluido desde los extremos hacia el centro de la bomba, de donde sale a alta presión. Las bombas multifásicas de doble tornillo constan básicamente de los siguientes elementos:

- – Cuatro tornillos ubicados en dos ejes paralelos (uno conductor y el otro conducido) encargados de bombear el fluido dentro de la camisa, desde los extremos al centro de la bomba. Ambos ejes están engranados en uno de sus extremos.
- – El eje conductor, el cual recibe el movimiento del motor.
- – El eje conducido, el cual recibe el movimiento contrario del eje conductor.

- Engranajes Sincronizados (E.S), encargados de transmitir el movimiento del eje conductor al eje conducido y evitan el roce entre tornillos.
- – Rodamientos, encargados de soportar los ejes de la bomba, suelen ser de dobles hileras de bolas del lado del motor y de rodillos de lado de los engranajes.
- – Caja de engranajes, reservorio de aceite donde va semi-sumergidos los engranajes sincronizadores y los rodamientos de rodillos.

Bombas de cavidades progresivas

Las BCP son extensamente utilizadas en los pozos como método de levantamiento artificial, no obstante estas bombas han sido adaptadas para trabajar en superficie como bomba multifásica. La BCP esta constituida por un elemento rotatorio de metal y un elemento fijo, llamado estator como se muestra en la figura 2.11.

Tabla 2.1. Ventajas y desventajas de las BCP

Ventajas	Desventajas
Pueden manejar cierta cantidad de sólidos	Problemas de elastómero con $T > 300^{\circ}\text{F}$
Tasas de flujo hasta 11.000 BPD	No pueden operar “en seco”
Manejan viscosidades altas	Contacto rotor – estator
Dp de hasta 1450 psi	

Este tipo de bombas son usadas en el bombeo de líquidos altamente viscosos, pastosos, neutrales o agresivos, puros o abrasivos, líquidos gaseosos o líquidos que tienden a convertirse en espuma, incluso líquidos con componentes fibrosos sólidos. [8]

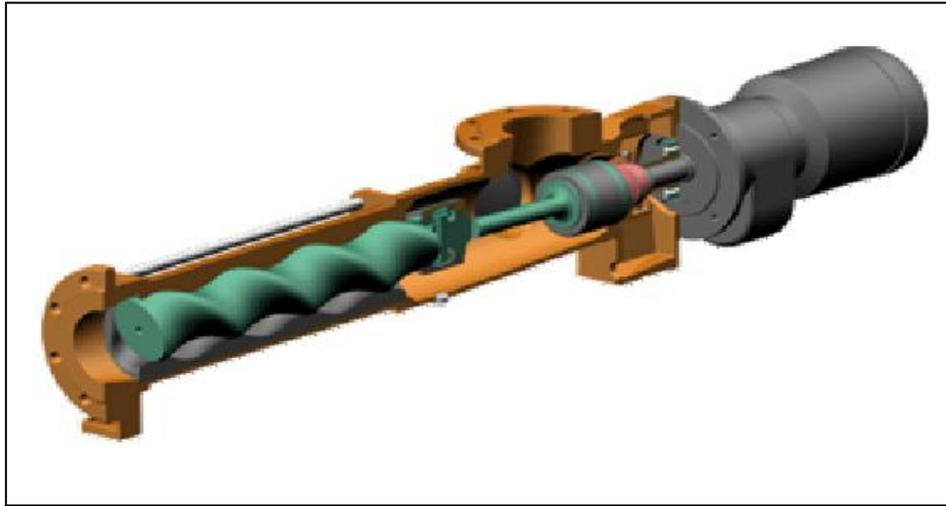


Figura 2.11. Bomba multifásica de cavidad progresiva

Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting

Bombas de transferencia de masa

Este tipo de bomba, es una de las más simple para el bombeo multifásico, esta consiste en dos largos pistones que impulsan la mezcla multifásica de petróleo, agua y gas, esta tecnología es efectiva para caudales bajos y moderados, con una capacidad máxima de hasta 100 mil Bbls/d y una presión máxima de descarga de 1400 lpc. [8]

La primera bomba de transferencia de masa fue instalada en Junio de 1998 en Canadá, esta bomba es hecha para utilizar el movimiento rotacional de un motor convencional y transferirlos a los pistones, ver figura 2.12.

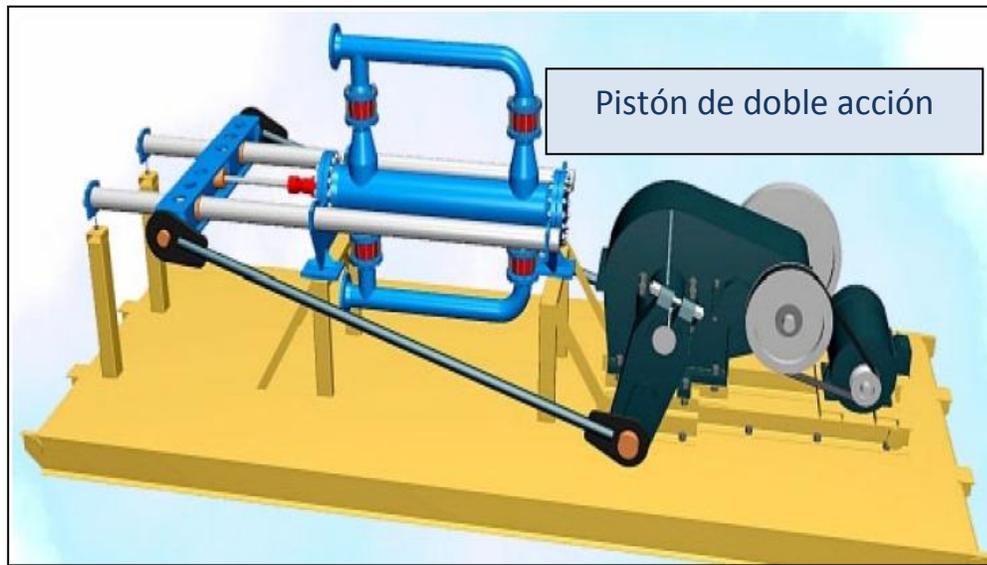


Figura 2.12. Bomba multifásica de transferencia de masa

Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG an

nual meeting

Bombas multifásicas Rampump

En 1999 Weatherford introdujo un nuevo sistema de levantamiento artificial, ellos crearon la bomba Rampump. Dicha bomba esta compuesta por un pistón vertical que es accionado hidráulicamente como se muestra en la figura 2.13, la primera bomba de este tipo se empleó en tierra firme pero recientemente ha sido aplicada a pozos costa afuera, las principales desventajas de estas bombas son que manejan cantidades bajas de arena y la configuración vertical del pistón que el caso de una plataforma ocupa un espacio considerado. [8]

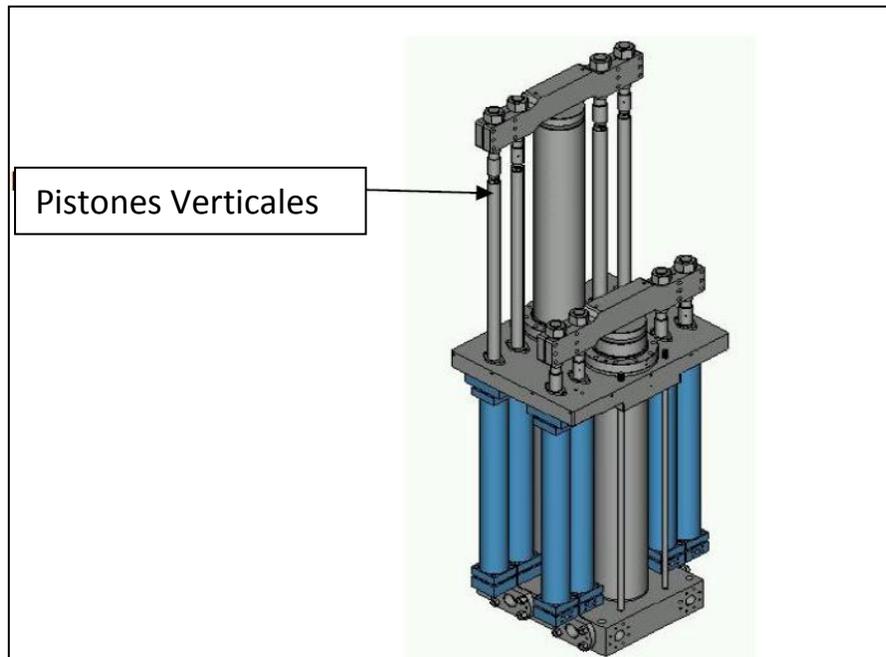


Figura 2.13. Bomba multifásica Rampump

Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting

Bombas multifásicas rotodinámicas

En las bombas rotodinámicas la energía cinética que se transmite al fluido es transformada en energía estática o de presión (Ver figura 2.14). Las bombas centrífugas han demostrado que son limitadas para el manejo de los fluidos multifásicos (gas-líquido). Para porcentajes de gas superiores al 15 % se produce la caída brusca del rendimiento de la bomba y el colapso de su capacidad operativa; sin embargo en aplicaciones de subsuelo se están utilizando las BES (bomba electro - sumergible) con éxito en el manejo de mezclas multifásicas. En aplicaciones de superficie no se localizaron referencias que indiquen algún desarrollo con este tipo de diseño. [9]

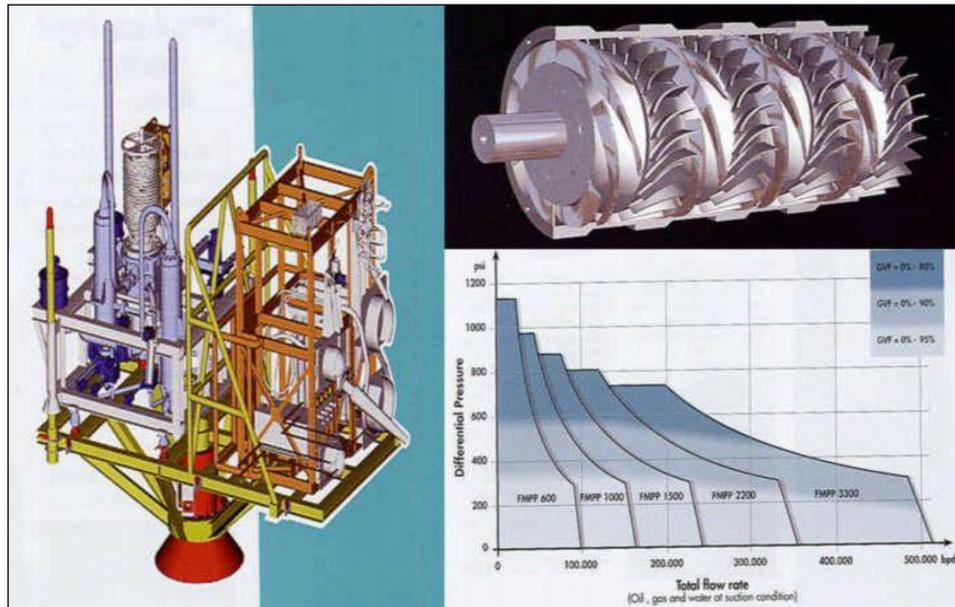


FIGURA 2.14. BOMBA DE HÉLICE DE TIPO AXIAL ROTODINÁMICA – DIAGRAMA DE CORTE Y CURVAS.

Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium

Bombas helico-axial

En general se puede decir que estas bombas poseen la capacidad de transportar grandes volúmenes y buena flexibilidad operacional. Pueden trabajar con altas fracciones de vacío de gas FVG lo que hace que la separación posterior de la mezcla trasportada sea relativamente fácil.

Las bombas helico – axiales, son unidades de compresión de etapas múltiples, donde cada etapa incluye un rotor y un estator como se exhibe en la figura 2.15. Las etapas de compresión pueden ser idénticas o colocadas en series diferentes según la relación de compresión que se desea lograr y complementadas con canales hidráulicos que compensan la reducción en el flujo volumétrico debido a la compresibilidad de la mezcla líquido–gas. Para el mejor control del manejo del flujo multifásico, las bombas helico-axiales son de velocidad variable; la cual permite adaptarse mejor a los cambios en la densidad del fluido. [9]



Figura 2.15. Bomba helicon-axial submarina.

Fuente: Bob Heyl. Multiphase pumping. 24th international pump users symposium

Bombas centrífugas multietapas

Las bombas centrífugas son utilizadas para el bombeo de productos neutrales como agresivos, líquidos puros o contaminados, líquidos fríos o calientes, tóxicos, y líquidos dañinos para el medio ambiente como aguas calientes, aceites lubricantes, emulsiones, aceites térmicos y productos químicos. [9]

Una clase de esta bomba centrífuga es la de serie HMU (Ver figura 2.16) según su marca. Las bombas de la serie HMU, son bombas centrífugas multifásicas de eje horizontal de aspiración simple, con un soporte silleta ampliamente dimensionado que dota de una gran rigidez a la máquina, indispensable para el acoplamiento con los motores térmicos. [9]

Estas bombas son el fruto de una larga experiencia de proyecto, fabricación y aplicación en los más diversos sectores de empleo como por ejemplo el aprovisionamiento hídrico, para redes de distribución, uso industrial, sistemas de riego, contra incendio. [9]

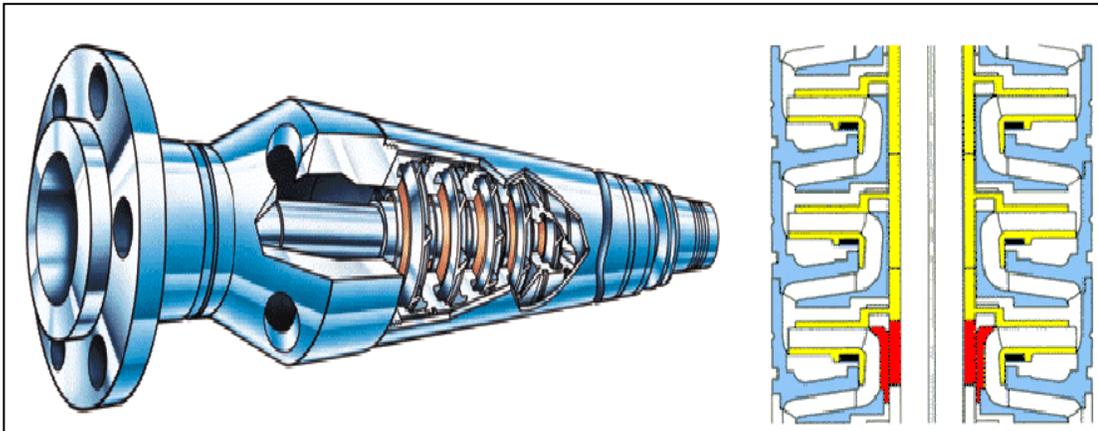


Figura 2.16. Bomba multifásica centrífuga de multietapas

Fuente: Shippen y Scott. Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression. 34th PSIG annual meeting

2.5.3. Ventajas de las bombas multifásicas

El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo. En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos pasa por separadores de alta y baja presión donde se separa parte del agua y todo el gas de la mezcla. Parte de este gas es liberado al ambiente y la otra parte pasa por un compresor hasta llegar a la planta de tratamiento de gas. El resto de la mezcla (crudo y agua) pasa por otro separador y de ahí va a un tanque de almacenamiento de crudo para posteriormente ser bombeado como se definió anteriormente. Como se ha venido definiendo a la instalación multifásicas, debido a la capacidad que tiene este tipo de bombas para manejar la mezcla de gas, agua, crudo y partículas sólidas, la mezcla va de los pozos directamente a la succión de la bomba sin tener que separar los

componentes ni pasar por ningún otro equipo, posteriormente es bombeada a la Estación de recolección. . [9]

Así se podrán obtener las siguientes ventajas de la aplicación de bombas multifásicas con respecto al sistema convencional son:

- Incremento de la producción.
- Impacto ambiental positivo (reduce las emisiones de gas al ambiente).
- Un sistema más simple con menor requerimiento de mantenimiento y supervisión (reduce costos de mantenimiento y operación de aproximadamente 30%).
- Menor inversión de capital.
- Con respecto al mantenimiento de la bomba, el hecho de que la camisa y los tornillos sean reemplazables, hacen que éste pueda ser realizado en sitio y con facilidad. [9]

2.6. Bases Teóricas

2.6.1. Sistemas de tuberías

El diseño de un sistema de tuberías consiste en el diseño de sus tuberías, brida y su tortillería, empaaduras, válvulas, accesorios, filtros, trampas de vapor juntas de expansión. También incluye el diseño de los elementos de soporte, tales como zapatas, resortes y colgantes, pero no incluye el de estructuras para fijar los soportes, tales como fundaciones, armaduras o pórticos de acero. [10]

Consideraciones básicas en el diseño de tuberías

El diseño, la fabricación y la construcción de sistemas de tuberías están regulados por códigos, de acuerdo a su uso, y los principales códigos más

aplicables a tuberías de crudos y sus derivados en la industria petrolera son los siguientes:

- a) ASME/ANSI B16.5 (Bridas para tubo de acero y accesorios bridados).

- b) ASME/ ANSI B 31.4 (Sistemas de transporte de tubería para hidrocarburos líquidos y otros líquidos).

- c) ASME/ ANSIB31.8 (Transmisión de gas y sistemas de tubería de distribución).

- d) ASME/ ANSI B 36.10 (Tubería soldada y forjado sin costuras de acero).

Norma ASME/ANSI B16.5

Este estándar cubre rangos (“ratings”) de presión-temperatura, materiales, dimensiones, tolerancias y pruebas para bridas de tubos y accesorios bridados para clases de “rating” de (150, 300, 400, 600, 900, 1500 y 2500) lb/pulg². Los “ratings” son las presiones de trabajo máximas permisibles a diferentes temperaturas para un tipo de aleación específico. [10]

2.6.2. Principios para la Medición de Presión.

- **Presión Absoluta y Presión Relativa.**

La intensidad de la presión medida por encima del cero absoluto se denomina presión absoluta. Evidentemente es imposible una presión absoluta negativa. Por lo común los manómetros se diseñan para medir intensidades de presión por encima o por debajo de la presión atmosférica, que se emplea como base. Las presiones medidas en este modo se denominan presiones relativas o manométricas. Las presiones manométricas negativas indican la cantidad de vacío y en condiciones normales; al

nivel del mar; son posible presiones de hasta $-14,7$ libras por pulgadas cuadradas (pero no más bajos) (-1 atmósfera). La presión absoluta es siempre igual a la manométrica más la atmosférica. [11]

$$P_{\text{absoluta}} = P_{\text{manométrica}} + P_{\text{atmosférica}} \quad (\text{Ec.2.4})$$

Las presiones absolutas se miden en ocasiones en "atmósferas" estándar, así, una atmósfera = $14,7 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs}$ = presión manométrica cero; 3 atmósferas = $44,1 \text{ lb / pulg}^2 \text{ abs}$ = $29,4 \text{ lb / pulg}^2 \text{ manométricas}$.

- **Presión Barométrica.**

Es la presión o el peso que ejerce la atmósfera en un punto determinado. La medición puede expresarse en varias unidades de medidas: hectopascales, milibares, pulgadas o milímetros de mercurio (Hg). También se conoce como presión atmosférica.

- **Principio de Pascal.**

En física, el Principio de Pascal o Ley de Pascal, es una ley que fue enunciada por el físico y matemático francés Blaise Pascal (1623-1662), que se resume en la frase: “el incremento de presión aplicado a una superficie de un fluido incompresible, contenido en un recipiente indeformable, se transmite con el mismo valor a cada una de las partes del mismo”. [11]

El principio de Pascal puede ser interpretado como una consecuencia de la ecuación fundamental de la hidrostática y del carácter altamente incompresible de los líquidos. En esta clase de fluidos la densidad es prácticamente constante, de modo que de acuerdo con la ecuación:

$$P = P_0 + \rho gh \quad (\text{Ec.2.5})$$

Donde:

P: presión total a la profundidad dada h. (pa)

P₀: presión sobre la superficie libre de un fluido. (pa)

P: densidad del fluido. (Kg/m³)

g: gravedad. (m/s²)

h: altura (m)

Si se aumenta la presión sobre la superficie libre, por ejemplo, la presión total en el fondo ha de aumentar en la misma medida, ya que el término ρgh no varía al no hacerlo la presión total (obviamente si el fluido fuera compresible, la densidad del fluido respondería a los cambios de presión y el Principio de Pascal no podría cumplirse).

- **Medición de las Presiones.**

El método más usual para medir presiones es por medio del barómetro de Bourdon, que consiste en un tubo aplanado de bronce o acero curvado en arco. A medida que se aplica presión al interior del tubo, éste tiende a enderezarse, y éste movimiento se transmite a un cuadrante por intermedio de un mecanismo amplificador adecuado. Los tubos Bourdon para altas presiones se hacen de acero. Puesto que la exactitud del aparato depende en gran parte del tubo, sólo deben emplearse tubos fabricados de acuerdo con las normas más rigurosas, y envejecidos cuidadosamente por el fabricante. Es costumbre utilizar los manómetros para la mitad de la presión máxima de su escala, cuando se trata de presión fluctuante, y para los dos tercios de ella, cuando la presión es constante. Si un tubo Bourdon se somete a presión superior a la de su límite y a presiones mayores que las que actuó sobre él en el proceso de

envejecimiento, puede producirse una deformación permanente que haga necesaria su calibración. [11]

Los manómetros en uso continuo, y especialmente los sometidos a fluctuaciones rápidas y frecuentes de presión, deben verificarse repetidas veces. Un procedimiento cómodo para hacerlo consiste en tener un manómetro patrón exacto que pueda conectarse en cualquier punto de la tubería en la que está unido el manómetro regular y efectuar comparaciones. A intervalos regulares debe confrontarse el manómetro patrón con el manómetro de peso directo o contrapesos. El manómetro de Bourdon es completamente satisfactorio para presiones hasta de unas 2000 atm, siempre que sea suficiente una exactitud de 2 a 3 por ciento. Estos manómetros se encuentran en el comercio con lecturas máximas en sus escalas de unos 7000 Kg / cm².

Para mediciones de la presión más precisas, como las necesarias en trabajos de investigación o de verificación de otros manómetros, se emplea comúnmente el manómetro de émbolo con contrapesos. Este aparato es en principio muy sencillo y consiste simplemente en un cilindro con un émbolo ajustado con gran exactitud y cargado encima con pesos. La carga es equilibrada con la presión de aceite que se inyecta dentro del cilindro debajo del émbolo por medio de una bomba apropiada. La presión del aceite es a su vez equilibrada con la presión que se quiere medir, por lo general a través de un tubo en U con mercurio, usándose el nivel de mercurio para indicar el equilibrio por medio de un dispositivo eléctrico de contacto. El juego entre el émbolo y el cilindro es tan pequeño que la fuga de aceite es pequeña, incluso a presiones elevadas, y se compensa bombeando intermitentemente más aceite.

La constante de un manómetro de émbolo puede verificarse por medio de una presión patrón de referencia. Una conveniente es la presión del vapor del anhídrido carbónico a 0 °C., que es 34.401 atm. Para presiones muy altas, una referencia cómoda para verificar manómetros es el punto de congelación del mercurio que es 7.400 atm., a 0 °C. [11]

Para la medición de presiones muy altas se ha empleado con éxito la variación de la resistencia con la presión de un alambre de manganina. Puede construirse un manómetro adecuado con una espiral de alambre provisto de un doble recubrimiento de seda y de un diámetro de 0,13 mm (0,005") y una longitud de uno 6 metros con una resistencia de unos 120 ohmios. El alambre se enrolla no inductivamente sobre un núcleo cilíndrico de unos 19 mm de diámetros. Puesto que el coeficiente de temperatura de la resistencia eléctrica de la manganina es muy pequeño, no es necesario adoptar precauciones especiales para mantener constante la temperatura. La relación de la presión y la resistencia se ha averiguado que es lineal hasta 12000 atm., y el manómetro se ha utilizado hasta 20000 atm., según extrapolación de la recta sobre la gráfica correspondiente. [11]

- **Tipos de Manómetros.**

Los manómetros son de dos tipos, entre los cuales se tienen:

- **Manómetros del tipo abierto:** con una superficie atmosférica en un brazo y capaz de medir presiones manométricas ver figura 2.17.
- **Manómetros diferenciales:** Sin superficie atmosférica y que sólo puede medir diferencias de presión.

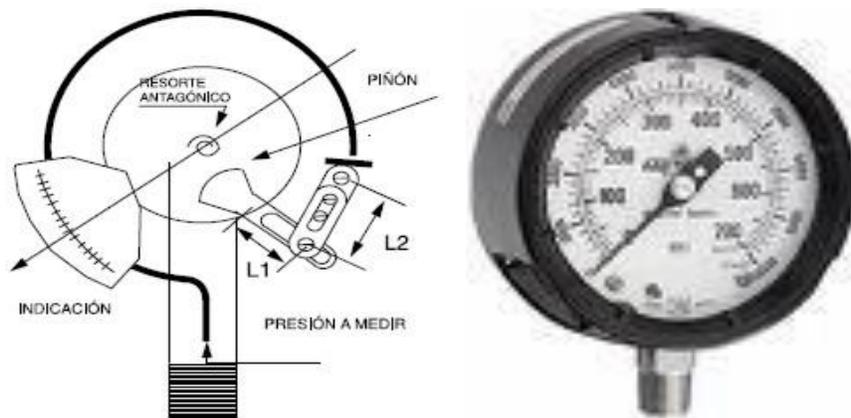


Figura 2.17. Manómetro tipo Bourdon con o sin glicerina

Fuente: Internet. www.sapiensman.com

2.6.3. Principios para el cálculo de Caídas de Presión.

- **Fluidos ideales**

El movimiento de un fluido real es muy complejo. Para simplificar su descripción se considera el comportamiento de un fluido ideal cuyas características son las siguientes:

- Fluido no viscoso. Se desprecia la fricción interna entre las distintas partes del fluido.
- Flujo estacionario. La velocidad del fluido en un punto es constante con el tiempo.
- Fluido incompresible. La densidad del fluido permanece constante con el tiempo.
- Flujo irrotacional. No presenta torbellinos, es decir, no hay momento angular del fluido respecto de cualquier punto.

- **Ecuación de la continuidad**

Considerando una porción de fluido en color amarillo en la Figura 2.18, el instante inicial t y en el instante t_2 . [12]

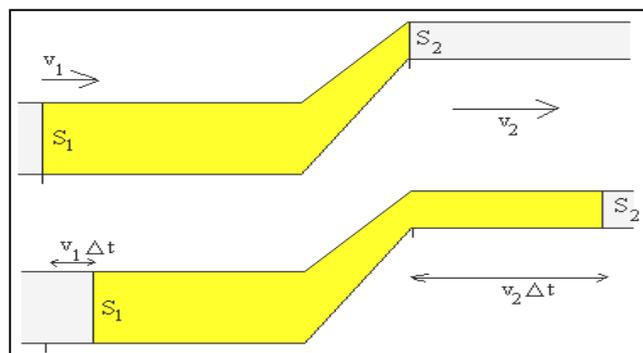


Figura 2.18. Ejemplo para ecuación de continuidad.

Fuente: Internet. www.sc.ehu.es

En un intervalo de tiempo t la sección S_1 que limita a la porción de fluido en la tubería inferior se mueve hacia la derecha $\Delta x_1 = v_1 \Delta t$. La masa de fluido desplazada (Δm_1) hacia la derecha es:

$$\Delta m_1 = \rho \cdot S_1 \Delta x_1 = \rho S_1 v_1 \Delta t. \quad (\text{Ec.2.6})$$

Análogamente, la sección S_2 que limita a la porción de fluido considerada en la tubería superior se mueve hacia la derecha $\Delta x_2 = v_2 \Delta t$, en el intervalo de tiempo Δt . La masa de fluido desplazada es $\Delta m_2 = \rho S_2 v_2 \Delta t$. Debido a que el flujo es estacionario la masa que atraviesa la sección S_1 en el tiempo Δt , tiene que ser igual a la masa que atraviesa la sección S_2 en el mismo intervalo de tiempo. Luego:

$$v_1 S_1 = v_2 S_2 \quad (\text{Ec.2.7})$$

Esta relación se denomina Ecuación de Continuidad.

En la figura 2.18, el radio (r) del primer tramo de la tubería es el doble que la del segundo tramo, luego la velocidad del fluido en el segundo tramo es cuatro veces mayor que en el primero. [12]

- **Principio de Bernoulli.**

Es una forma de expresar la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en una tubería. La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica o elevación, la altura debida a la presión y la altura debida a la velocidad ver figura 2.19.

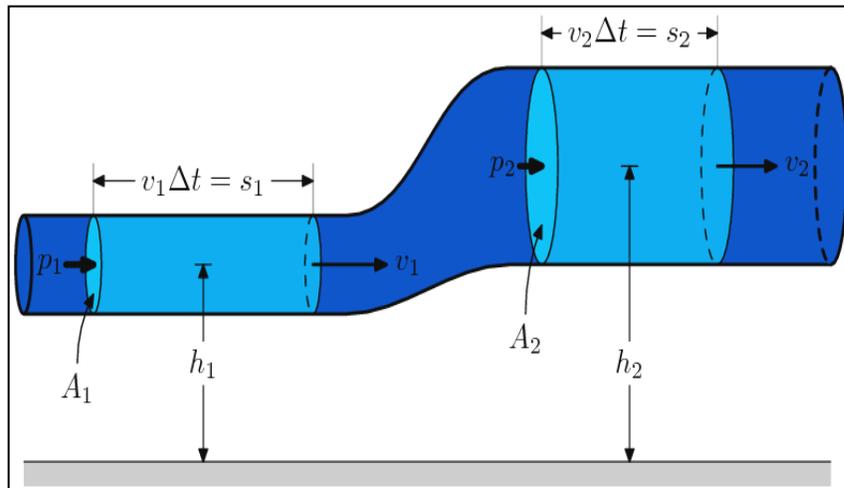


Figura 2.19. Esquema del Principio de Bernoulli.

Fuente: Internet. www.sc.ehu.es

El Principio de Bernoulli, también denominado Ecuación de Bernoulli o Trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un fluido moviéndose a lo largo de una línea de corriente. Fue expuesto por Daniel Bernoulli en su obra Hidrodinámica 1738 y expresa que en un fluido perfecto (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- Cinético: Es la energía debida a la velocidad que posee el fluido.
- Potencial gravitacional: Es la energía debido a la altitud que un fluido posee.
- Potencial Presión: Es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

La siguiente ecuación conocida como "Ecuación de Bernoulli" (Trinomio de Bernoulli) consta de estos mismos términos.

$$\mathbf{V / 2g + y + P / \rho g = constante.} \quad (\text{Ec.2.8})$$

Donde:

V: velocidad del fluido en la sección considerada.

g: aceleración de gravedad

y: altura geométrica en la dirección de la gravedad

P: presión a lo largo de la línea de corriente

ρ : densidad del fluido

Para aplicar la ecuación se deben realizar los siguientes supuestos:

- Viscosidad (fricción interna) = 0. Es decir, que se aplica para un fluido perfecto o ideal.
- Caudal constante
- Fluido incompresible, donde ρ es constante
- La ecuación se aplica a lo largo de una línea de corriente.

- **Gradiente de Presión en Tuberías Horizontales.**

Para diseñar una línea de flujo es necesario conocer el perfil de presiones que el fluido tendrá a lo largo de esta, es decir, determinar la curva de gradiente, la cual permite visualizar las pérdidas de presión del fluido en todos los puntos de la tubería.
[12]

El gradiente de presión, es decir, la tasa de cambio de la presión con respecto a la unidad de la longitud de flujo, es el resultado de la sumatoria de las pérdidas por fricción ($(\frac{dP}{dL})_{friccion}$), elevación ($(\frac{dP}{dL})_{ene,pot}$), y aceleración ($(\frac{dP}{dL})_{ene,cin}$), siendo las pérdidas totales ($(\frac{dP}{dL})_{total}$), calculadas a través de la ecuación:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ene,cin} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ene,pot} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción} = 0 \quad (\text{Ec.2.9})$$

En la ecuación 2.10 se muestran las caídas de presiones totales, con cada una de las variables involucradas donde:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ene,pot} = \frac{g\rho}{gc} \frac{dz}{dl}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ene,cin} = \frac{V\rho}{2gc} \frac{dV}{dl}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción} = \frac{f\rho}{2gc} \frac{V^2}{D}$$

$$\frac{dP}{dL} + \frac{V\rho}{2gc} \frac{dV}{dL} + \frac{g\rho}{gc} \frac{dZ}{dL} + \frac{f\rho V^2}{2g_c D} = 0$$

(Ec.2.10)

V: Velocidad del fluido
 ρ: Densidad del fluido
 gc: Gravedad
 f: Factor de fanny

En el caso de flujo horizontal, las pérdidas de energía o caídas de presión son debidas principalmente a la fricción.

Capítulo III

Metodología

3.1 Tipo de Investigación

El presente trabajo de investigación es del tipo de campo descriptivo, debido a que el estudio se realizó en el campo, es decir, surge de la realidad y los datos e informaciones que se requieren deben obtenerse de ella.

La investigación de campo:

Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios. Sin embargo, se aceptan también estudios sobre datos censales o muestrales no recogidos por el estudiante, siempre y cuando se utilicen los registros originales con los datos no agregados; o cuando se trate de estudios que impliquen la construcción o uso de series históricas y, en general, la recolección y organización de datos publicados para su análisis mediante procedimientos estadísticos, modelos matemáticos, econométricos o de otro tipo. (Universidad Experimental Libertador, 1998) (p. 5).

Según los objetivos del estudio propuesto, la Investigación de Campo puede ser de carácter exploratorio, descriptivo, interpretativo, reflexivo-crítico, explicativo o evolutivo. El ámbito de la investigación, en cuanto al número de datos, debe justificarse en función de los objetivos de Trabajo o la tesis, y la posibilidad real que tiene el estudiante de recolectar la información en el tiempo exigido para su desarrollo y presentación. (Universidad Experimental Libertador, 1998) (p. 6)

La Investigación de Campo puede ser, entre otros, de tipo:

- a. Experimental, cuasi experimental o ex post-facto.
- b. Encuesta, panel, estudio de casos o estudio censal.

c. Investigación-acción, investigación sobre la práctica, investigación participante; estudios etnográficos, etnometodológicos, holísticos biográficos. Fenomenológicos, de análisis sistémico, de análisis de contenido: y cualquier otro diseño de investigación dentro de los enfoques cualitativo, interpretativo, de crítica social u otros enfoques emergentes.

d. Estudios de costo-beneficio y de costo - efectividad.

e. Prueba de modelos estadísticos, econométricos y matemáticos en general.

f. Estudios lingüísticos, estudios geográficos y cualquiera otros propios del campo de la especialidad. (Universidad Experimental Libertador, 1998)(p. 6).

El siguiente Trabajo Especial de Grado se realizó bajo la modalidad de investigación descriptiva, atribuido a que tuvo por objetivo el uso de conocimientos técnicos y de ingeniería para evaluar el sistema de transporte de crudo extrapesado desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo O-16 y J-20, este tipo no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables.

Según Fidias G Arias (2006): “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.”(p.24).

3.2. Selección del Área de Estudio

El área correspondiente al estudio pertenece al bloque Carabobo, el cual se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, esta se encuentra constituido por cuatro bloques: Junín, Boyacá, Ayacucho y Carabobo. La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada al sureste del país, al Norte del río Orinoco, comprende parte del Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, ocupa una extensión de unos 55 mil kilómetros cuadrados. La división Carabobo se encuentra ubicada en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas, abarcando un área de 8.000 kilómetros

cuadrados. El sector del bloque Carabobo, asignada al Distrito Morichal, es el Módulo de Producción MPE-1, conocido también como Sector Extrapesado, que cuenta con 124 kilómetros cuadrados, con 3 bloques: O-16 (Norte), M-19(Centro), J-20 (Sur), como se muestra en las figuras 3.1 y 3.2 . De estos bloques, se extrae crudo extrapesado proveniente del Miembro Morichal de la Formación Oficina.

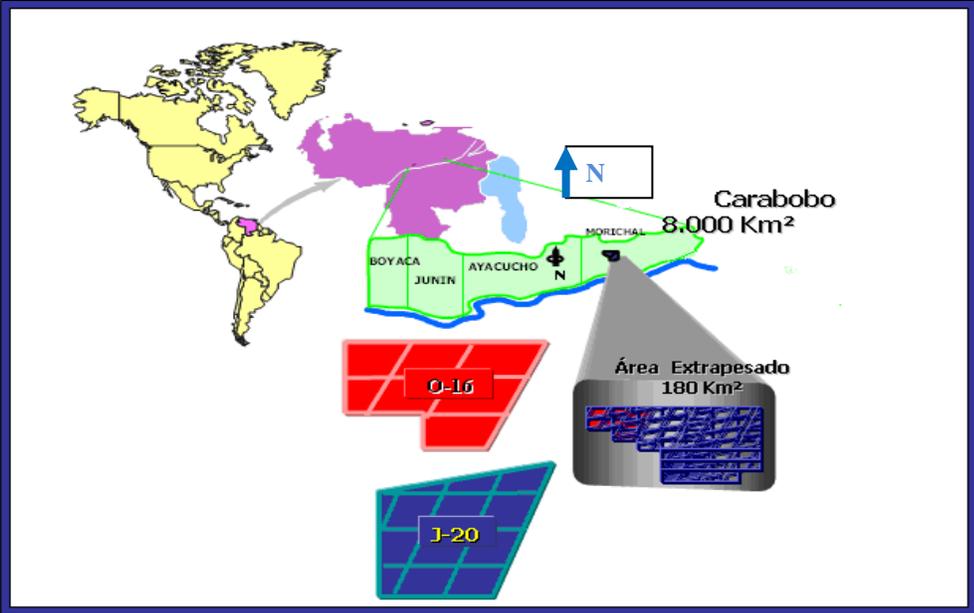


Figura 3.1: Ubicación relativa de las Estaciones de Flujo O-16 y J-20

Fuente: Archivos de PDVSA.

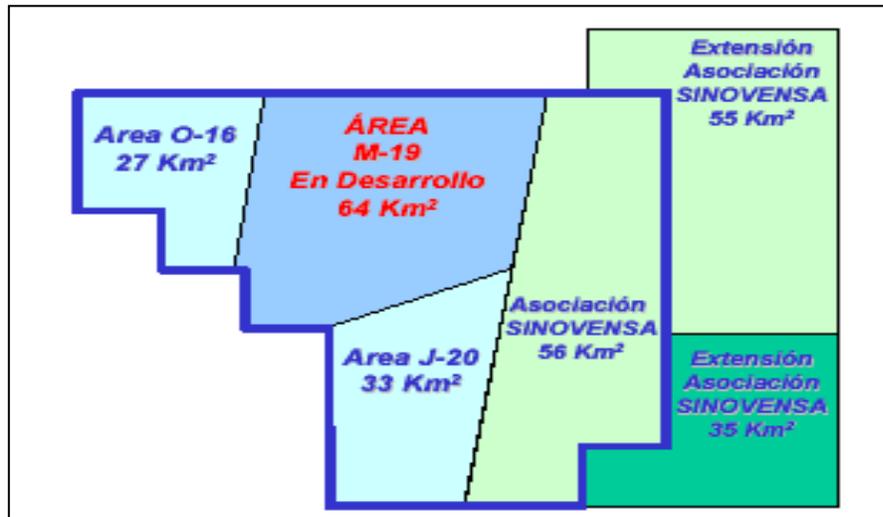


Figura 3.2. Áreas asignadas de las Estaciones de Flujo O-16 y J-20

Fuente: Archivos PDVSA

Estratigrafía del Área

La geología estructural del campo representa a un homoclinal con rumbo Este-Oeste y un suave buzamiento de 2° al Norte, cortado en la parte sur por una falla normal que buza al sur y con un rumbo aproximado Este-Oeste y hacia el Norte un acuífero activo. La falla representa el factor principal de entrapamiento para la acumulación de crudo.

La unidad geológica en el campo la constituye la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio que suprayace a la Formación Canoa del Cretáceo e infrayace a las formaciones Freites (Mioceno Medio Superior), las Piedras (Plioceno) y Mesa (Pleistoceno), este grupo de unidades formacionales conforman la columna estratigráfica del campo Carabobo, las características de los yacimientos pertenecientes a este campo se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Característica de los yacimientos de las zonas en estudio

Fuente: Gerencia de Yacimiento Distrito Morichal.

Propiedades	Morichal01	Morichal07	Oficina 1	OFIM CN 42
Gravedad (°API)	10-11	10-11	13	8
Viscosidad (cPs)	2000-5000	2000-5000	2000-5000	2000-5000
Porosidad (%)	28 - 32	29 - 32	26	30 - 33
Permeabilidad (darcy)	2,5 - 5	2,5 - 5	3	2,7 - 7
ANP (pie)	210	195	195	215
Presión de Yacimiento (lpc)	1100	1190	1303	980
Presión de Burbujeo (lpc)	1300	1293	1500	780
Reservas Remanentes MMBN	447,56	53,10	193,226	1106,759

3.3. Población y Muestra

Para Arias, (2006), “La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. Dicho lo anterior la población esta conformada por las macollas del Área Extrapasado del Distrito Morichal que se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Macollas asociadas a la Estaciones de Flujo O-16 y J-20.

MACOLLAS E.F O-16	Diámetro de la línea de transferencia (pulg)	MACOLLAS E.F J-20	Diámetro de la línea de transferencia (pulg)
L-18-1	30	MACOLLA I-20-4	20
L-18-2	30	MACOLLA I-21-1	20
L-19-1	30	MACOLLA I-21-2	20
L-19-2	30	MACOLLA I-21-3	20
M-18-1	30	MACOLLA I-21-4	16
M-18-2	30	MACOLLA J-21-1	16
N-17-3	16	MACOLLA J-21-2	16
N-17-E	30	MACOLLA J-21-3	16
N-17-S	30	MACOLLA J-21-4	20
N-18-1	30	MACOLLA K-20-1	20
N-19-1	16	MACOLLA K-20-2	20
N-20-1	16	MACOLLA K-20-3	20
O-16-N	16	MACOLLA K-20-4	20
O-16-O	16	MACOLLA K-21-1	20
O-17-1	10	MACOLLA K-21-2	20
O-17-3	16	MACOLLA K-21-3	16
O-17-4	16	MACOLLA K-21-4	16
O-18-1	16	MACOLLA L-20-1	36
O-18-2	16	MACOLLA L-20-2	36
P-16-1	16	MACOLLA M-20-1	36
P-16-2	16	MACOLLA N-20-2	36
Total: 21 macollas	-	Total: 21 macollas	-

De acuerdo con Arias, (2006), “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. La muestra fue seleccionada tomando en cuenta las condiciones más críticas en cuanto al transporte y volumetría de las redes de transferencia desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo quedando seleccionadas las macollas de la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Macollas seleccionadas para estudio en la Estaciones O-16 y J-20.

E.F.	Macolla	Diámetro de tubería (pulg)
O-16	L-18-1	30
O-16	L-18-2	30
O-16	L-19-1	30
O-16	L-19-2	30
O-16	M-18-1	30
O-16	M-18-2	30
O-16	N-17-E	30
O-16	N-17-S	30
O-16	N-18-1	30
J-20	L-20-2	36
J-20	L-20-1	36
J-20	M-20-1	36
J-20	N-20-2	36

3.4. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

En esta primera etapa de la investigación se revisaron los aspectos teóricos y prácticos que sustentan todo el trabajo realizado. Se revisaron libros, artículos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), manuales, normas y diversas fuentes bibliográficas relacionadas con el estudio de flujo multifásico y bombas multifásica, esto permitió conocer aspectos concernientes al aseguramiento de flujo. Igualmente se estudio como utilizar los paquetes de simulación estáticos y dinámicos.

3.5. Levantamiento de las Condiciones Operacionales de los Oleoductos

Esta parte del trabajo se enfocó en la Recolección de la información de las tuberías, pertinente al estudio, como diámetros, longitudes, presiones, elevaciones, depresiones, caudales y volúmenes por macollas.

Para el cumplimiento de este objetivo se revisaron investigaciones anteriores, realizadas con simuladores estáticos como: Pipesim y Pipephase entre otros, estos estudios estaban ubicados en la data de PDVSA Morichal, en las simulaciones previas encontradas se obtuvieron la mayoría de los datos y características de los sistemas de transferencia de los fluidos del área estudiada.

Las especificaciones e informaciones de las líneas de producción que se tomaron de las simulaciones previas se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Variables obtenidas de simulaciones previas

Simulaciones previas	Líneas de flujo
✓ Pipesim	✓ Distancia horizontal
	✓ Diámetro interno
✓ Pipephase	✓ Espesor de la pared de tubería
	✓ Rugosidad
	✓ Elevaciones y depresiones
	✓ Macollas conectadas
	✓ Coeficientes de transferencia de calor

A continuación ya obtenida la data de las redes de tuberías desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo se procedió a verificar y actualizar los modelos de las redes simuladas anteriormente, esto se realizó directamente en el campo. Se realizaron varios recorridos del área, con el apoyo del personal de mayor experiencia de la empresa, con la finalidad de identificar las rutas de las líneas de flujo de los sistemas, y verificar si la información coincidía con la de los esquemas revisados, luego se hicieron las correcciones y actualizaciones respectivas al esquema de la red de recolección de crudo.

Simultáneamente con lo anterior se identificaron las variables operacionales del sistema de recolección de crudo de mayor impacto en el transporte de crudo, tales como: presión y temperatura en los múltiples, las cuales fueron tomadas directamente en las líneas de producción de cada macolla (ver figura 3.3).



Figura 3.3. Manómetro en la línea de producción

Fuente: Archivos de PDVSA

De igual manera se recolectaron valores de presión a lo largo de las redes de recolección y las Estaciones de Flujo para el análisis de los perfiles de presiones reales del sistema, lo cual permitió identificar cuellos de botellas presentes en este.

3.5.1. Caudales y Flujos Másicos por Macollas

Los caudales y flujos másicos de cada macolla fueron establecidos a través de una base de datos (CENTINELA) obtenida de las pruebas de pozos de cada una de las macollas en estudio, se utilizaron para el cálculo las últimas “Pruebas de Pozos Buenas (B) y Aceptables (A)” para cada pozo asociado al estudio e incluyendo todas las categorías: pozo activo (1), pozo inactivo por falla menor (2) y pozo inactivo por falla mayor (3) realizadas en el distrito en el último año. Dichas pruebas fueron realizadas con medidores multifásicos portátiles llamados Agares de la empresa AgarCorp. Además de la volumetría y el flujo másico se lograron obtener de las pruebas de pozos el porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), la relación gas petróleo (RGP) y la gravedad API del fluido.

El Caudal y flujo másico de petróleo que se recolecta en cada Estación de flujo se verificó, primeramente, mediante la observación directa del sistema de bombeo que existe en cada una de ellas y los mecanismo de medición tradicionales.

3.5.2. Selección de las Líneas con Condiciones Críticas

En función de los valores obtenidos en las etapas anteriores, se identificaron aquellas macollas que presentaron los niveles de presión y caudales más altos, es decir aquellas que por dicha condición reflejaron un estado crítico, basados en el criterio de ingeniería de optimización, la cual considera un límite operacional de presión igual a 150 Lpc, atribuido a la preservación de la integridad mecánica de las bombas de levantamiento. Una vez definidos estos puntos de mayor problemática en el transporte, se seleccionaron dichos oleoductos como prospectos a la aplicación de bombeo multifásico.

3.6. Caracterización de los Fluidos Manejados en los Sistemas de Transporte

A través de análisis PVT y pruebas de laboratorio, realizadas a muestras de crudo de formación; pruebas de cromatografía hechas al diluyente utilizado (Mesa 30) y utilizando un simulador especial llamado *PVTSIM 13 flexlm* de la empresa CALSEP. Se identifican de forma aproximada las características físicas y químicas de la mezcla del crudo extrapesado y el diluyente.

3.6.1. Análisis PVT y Cromatografía

Dentro del análisis PVT hecho al crudo extrapesado se determinaron los siguientes parámetros:

- Expansión instantánea de la muestra de fluido para determinar la presión de burbujeo.
- Expansión instantánea del fluido a través de varios separadores, para obtener los parámetros que permiten ajustar los datos PVT de laboratorio para cotejar las condiciones del separador de campo.
- Expansión diferencial de la muestra de fluido para determinar el factor volumétrico del petróleo (B_o) y el gas en solución (R_s).

Una vez con los datos caracterizados del crudo del área extrapesado suministrados por la Gerencia de Yacimiento y los datos PVT, se procedió a establecer el porcentaje de agua y sedimento para cada muestra, al igual que la cromatografía del diluyente (Mesa 30), la cual fue suministrada por un laboratorio especializado, luego ya establecidas la composición y características de cada fluido en la mezcla se llevó

acabo la construcción de los modelos.

3.6.2. Construcción de los modelos de fluido

- **Crudo de formación:** para la elaboración de este modelo se dispuso de la composición del crudo estimada por análisis PVT, la cual fue cargada al programa *PVTsim 13 flexlm*, para luego simular la mezcla de la segregación en el software.
- **Diluyente Mesa 30:** con la composición del diluyente obtenida por el estudio cromatográfico, se procedió de la misma forma que en el caso anterior, para luego ya con los dos prototipos de fluidos construir la mezcla resultante que fluye por las líneas de transferencias.
- **Segregación Comercial Merey 16:** con los modelos de fluido previamente cargados al programa *PVTsim 13 flexlm*, se utilizó una aplicación llamada *mix* de la herramienta computacional, la cual crea un nuevo modelo de la mezcla de dos o más prototipos ya cargados, para construir el modelo de la Segregación Merey 16.

3.6.3. Ajuste de los modelos de fluido a través de las propiedades físico-químicas

Se tomaron muestras de crudo en las línea de 30 y 36 pulgada de diámetro que entran a las Estación de flujo O-16 y J-20 respectivamente y que recolectan la producción de las zonas en estudio, dichas muestras fueron llevadas al laboratorio para realizarles experimentos de viscosidad, densidades y gravedad API según las normas ASTM. Adicionalmente se efectuó varias consultas a la base de datos de PDVSA, Centinela con la finalidad de calcular un promedio del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) manejado en cada tubería.

Con los valores reales obtenidos en las pruebas anteriores se ejecutó el ajuste de los modelos construido de la Segregación Merey 16, estos fueron cotejados en viscosidades, ya que al trabajar con crudos extrapesados estas tienden a ser muy elevadas, debido a la gran cantidad de moléculas pesadas, de igual modo se ajusto la densidad de los prototipos con las densidades de las pruebas. Finalmente se cargó el modelo más cercano a la segregación Merey 16 (menor % de error) al simulador dinámico OLGA, estableciendo en la interfaz el corte de agua y porcentaje de sedimentos.

3.7. Simulación Estática y Dinámica

Luego de haber recopilado toda la información en el levantamiento de las redes de oleoductos y obtenido las características físico-química del flujo multifásico se arrancó a construir los modelos de simulación de los sistemas de transferencia en PIPESIM y en el simulador dinámico OLGA.

3.7.1. Modelo estático

La construcción de los modelos estacionarios se realizó en el simulador PIPESIM versión 2008.1, Para la elaboración del modelo de simulación se utilizó el módulo Network Analysis (análisis de redes de superficie), en la tabla 3.5 se muestran las variables presentes en dicho modelo.

Tabla 3.5. Variables de entrada requeridas por el simulador PIPESIM

<i>Condiciones de entrada</i>	<i>Líneas de flujo</i>	<i>Modelo Black Oil</i>
✓ Presión	✓ Distancia horizontal	✓ GOR: Relación Gas petróleo
✓ Temperatura	✓ Diámetro interno	✓ Gravedad específica del gas
✓ Caudales	✓ Espesor de la tubería	✓ Gravedad específica del agua
	✓ Rugosidad	
	✓ Temperatura ambiente	✓ Densidad del crudo muerto
	✓ Viscosidad del crudo muerto	

Se seleccionó tipo de fluido *black oil*, debido a que esta opción del simulador utiliza aproximaciones de la composición del fluido basado en datos de campo. Para las líneas de flujo se requieren datos de longitud, topografía, diámetros, temperatura ambiente, tal como se muestra en la figura 3.4.

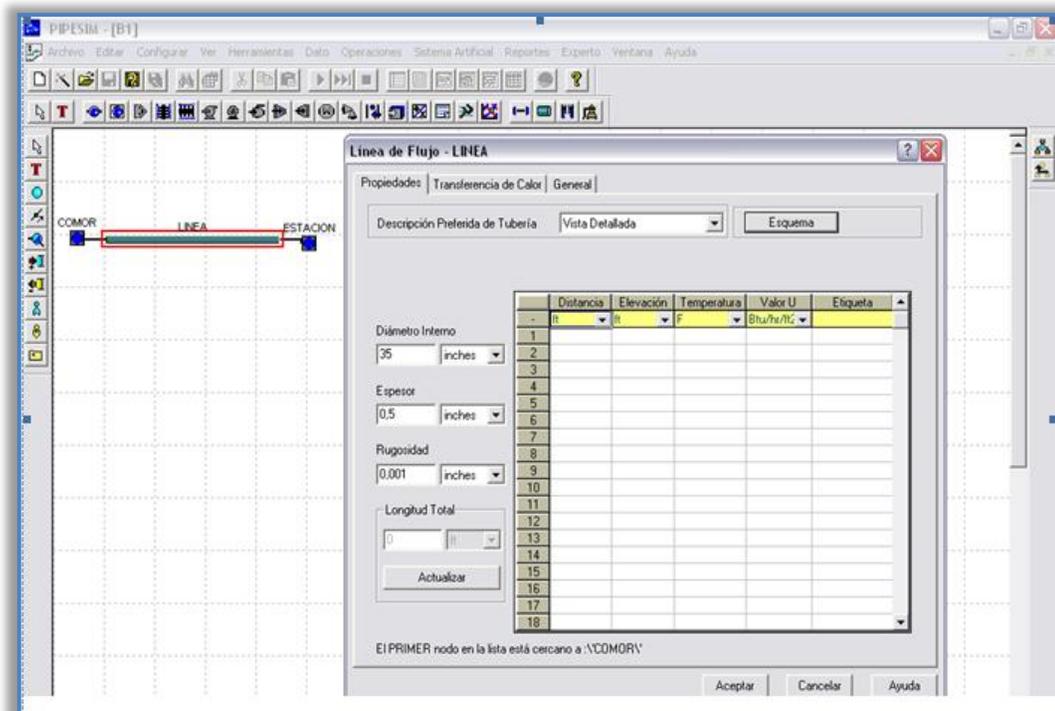


Figura 3.4. Datos requeridos para líneas de flujo

En la barra de herramientas del programa se seleccionaron los elementos para la construcción de las redes, los cuales fueron: fuente (*source*) para representar las macollas, (Line) líneas de flujo, nodos (*junction*) para los puntos de conexión de las líneas, y sumidero (*sink*) para representar a las Estaciones de Flujo. Como se muestra en la figura 3.5.

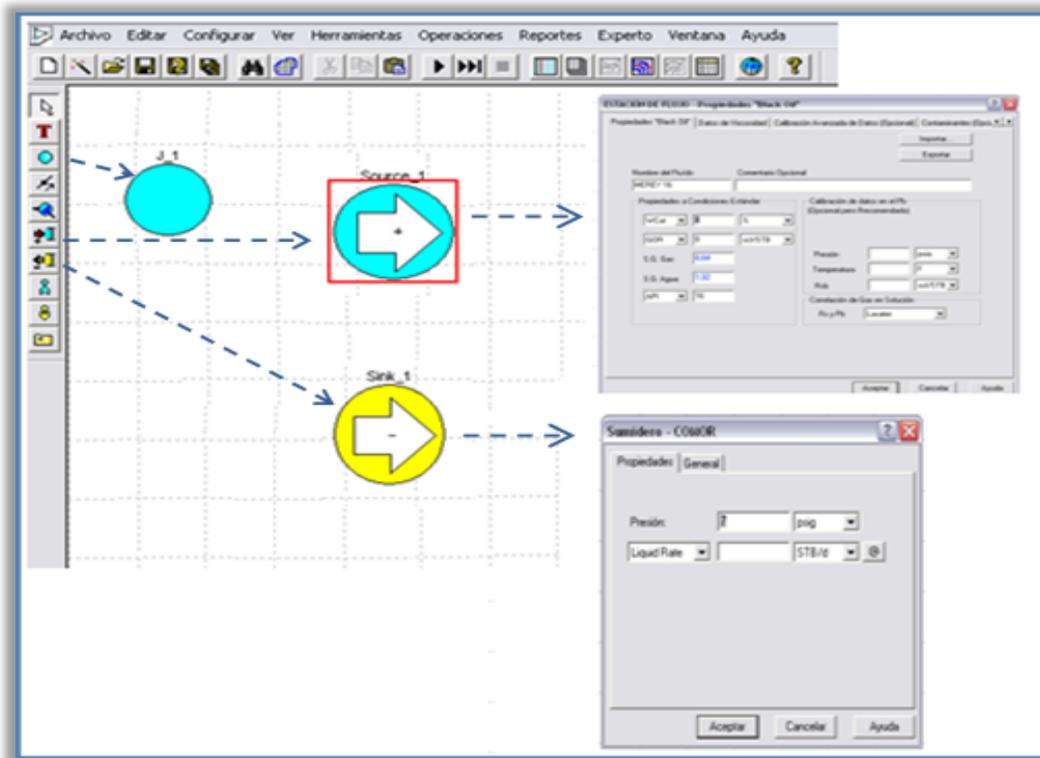


Figura 3.5. Elementos para la construcción del modelo

Luego de haber construido las redes, seleccionado las correlaciones y establecido las características del fluido se llevó a cabo la verificación y corrida de los modelos, cabe señalar que dichos modelos fueron cotejados con los valores tomados en el campo de las redes tales como: temperaturas, caudales y presiones a lo largo de todas las redes. Dicho lo anterior se colocaron varios tipos de bombas multifásicas a través del módulo *multiphase boosting* en el modelo, lo cual llevo a una evaluación y

comparación de las siguientes variables cuando en el sistema de superficie se incluye las bombas y cuando no se incluyen las bombas:

- Caídas de presiones en el sistema ante y después de la colocación de las bombas.
- Caudales de las macollas antes y después de la colocación de las bombas.
- Velocidades superficiales y de erosión en las tuberías con y sin el sistema de bombeo multifásico.
- Posición de las bombas de acuerdo al mejor escenario indicado por las variables anteriores.
- Presión de succión y de descarga de las bombas en ambas redes de acuerdo a las condiciones operacionales de las Estaciones de Flujo y las normas de diseño de bombas y tuberías de flujo multifásico.

3.7.2. Modelo dinámico

Para la elaboración del modelo dinámico se procedió a cargar toda la información en el programa OLGA, a continuación se muestra el procedimiento para el éxito del objetivo:

- ❖ Se suministró al programa los perfiles topográficos de las líneas de transferencia y las especificaciones de las mismas, esta información se obtuvo de las simulaciones estáticas previas, las visitas de campos y mapas de la gerencia de catastro.
- ❖ Se proporcionó al simulador los flujos máxicos de producción de cada macolla perteneciente a los sistemas de transferencia.
- ❖ Se le suministró al simulador los datos de temperatura del fluido a la salida de la macolla y la temperatura ambiente.
- ❖ Por último se le proporcionó al simulador OLGA el modelo de fluido construido en el programa *PVTsim 13 flexlm*.

Una vez con el modelo construido se hicieron varias corridas, seguidamente se tomaron los siguientes resultados de la simulación: viscosidad, densidad, temperatura y presiones. De igual forma se evaluó en los sistemas de transferencia, desde los múltiples hasta las Estaciones de Flujo, las siguientes variables:

- Los regímenes de flujo (ID) existente en los sistemas de transferencia.
- Determinar si existe flujo irregular en los sistema de transferencia con las bombas multifásicas.
- Estimar los hold up de líquido total (crudo más agua libre).
- Velocidades de las diferentes fases (crudo, agua y gas).
- Posición de las bombas de acuerdo al mejor escenario indicado por el cambio de presión y patrones de flujo.
- Ajuste de las presiones de succión y de descarga de las bombas obtenidas en ambas redes de acuerdo a las variables antes mencionadas.

3.8. Determinación de las Bombas Multifásica a Utilizar

En función de las condiciones operacionales y las propiedades físico-químicas del fluido que alimenta las líneas de producción se especificó las características técnicas de las bombas multifásicas que se ajustaron mejor al sistema estudiado de acuerdo a los modelos estático y dinámico. Finalmente se solicitó a las empresas fabricantes de bombas multifásicas los costos de dichas bombas.

3.8.1. Tipo de bomba

Después de una larga revisión de trabajos de investigación, pruebas pilotos, artículos técnicos, presentaciones, entrevistas y antecedentes de aplicación de bombas multifásicas en crudos extrapesados y una sensibilización de estas, en el modelo estático se distinguió el tipo de bomba más apropiada para el transporte de dichos crudos, de todas las mostradas en la figura 2.9.

3.8.2. Calculo de caudales equivalentes (bepd) y factor volumétrico de gas (GVF)

Estos parámetros son fundamentales a la hora de trabajar con bombas multifásicas y lograr definir el tamaño, velocidad y potencia de la bomba, el procedimiento y ecuaciones para el cálculo de estos se muestran a continuación.

1) Caudal de la Mezcla @ Condiciones de Succión

$$Q_{mezcla} = Q_{gas} + Q_{crudo} + Q_{agua} \quad [bepd] \quad (Ec. 3.1)$$

Q_{gas} = Caudal de gas [bepd]

Q_{crudo} = Caudal de petróleo [bepd]

Q_{agua} = Caudal de agua [bepd]

2) Flujo de Gas @ Condiciones de Succión

$$Q_{gas} = Q_{gas_std} \left(\frac{14.7}{P_{iny_abs}} \right) * \left(\frac{T_{iny} + 458,67}{518,67} \right)^a \quad (Ec. 3.2)$$

Q_{gas} = Caudal de gas [pcs]

T_{iny} = Temperatura de inyección en la bomba [F°]

P_{iny} = Presión de inyección en la bomba [psia]

3) Fracciones de las fases

✚ Fracción volumétrica de gas (GVF)

$$GVF = \frac{Q_{gas}}{Q_{mezcla}} \quad (\text{unidimensional}) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

✚ Relación gas-petróleo (GOR)

$$RGP = \frac{Q_{gas_std}}{Q_{crudo}} \quad \frac{p_{cs}}{bts} \quad (\text{E.c 3.4})$$

✚ Corte de agua (WC)

$$WC = \frac{Q_{agua}}{Q_{liquido}} \quad (\text{unidimensional})$$

3.8.3. Selección de las Bombas

Obtenida las presiones de succión y de descarga para ambas redes del sistema de transferencia, las características físico-químicas del fluido manejado por estas, el tipo de bomba y los incrementos de las cuotas de producción para los sistemas de transferencia se utilizó un programa de selección de bombas multifásicas de la empresa Bornemann el cual se presenta en la figura 3.6.

El programa arrojó los siguientes datos de las bombas óptimas para el tipo de fluido y condiciones operacionales antes mencionadas.

- La velocidad, potencia y capacidad de las bombas.
- Gráficos de torque, velocidades y eficiencias de las bombas.
- Diseño mecánico de las bombas.

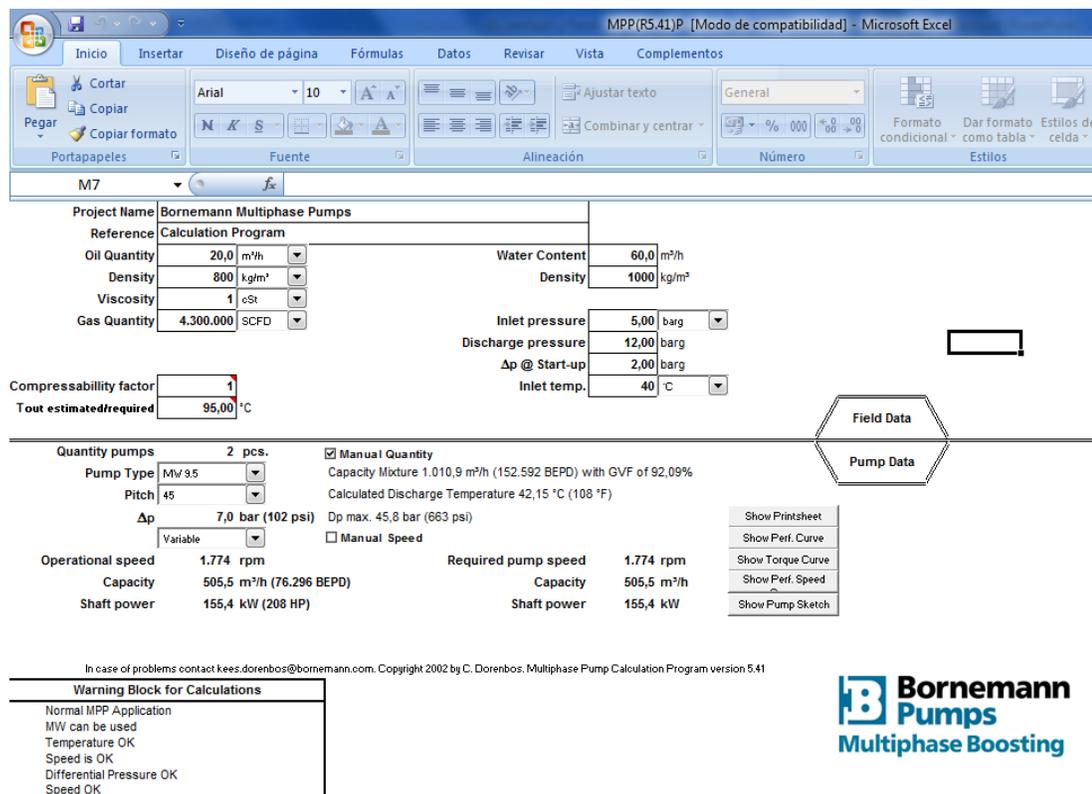


Figura 3.6. Programa para la selección de la bomba multifásica

3.9. Descripción de las Herramientas Utilizadas

- **Autocad 2010:** es un software especial para el diseño de modelos en dos y tres dimensiones de ingeniería y arquitectura, se utilizó este programa para ejecutar archivos donde se mostraba los planos y datos acerca de las líneas de producción.
- **Interfaz gráfica de usuario (IGU) del simulador Olga:** esta aplicación facilita su ejecución mediante el sistema de menú IGU y ventanas. Las ventanas de búsqueda guía al usuario a través de todos los datos necesarios (ver figura 3.7).

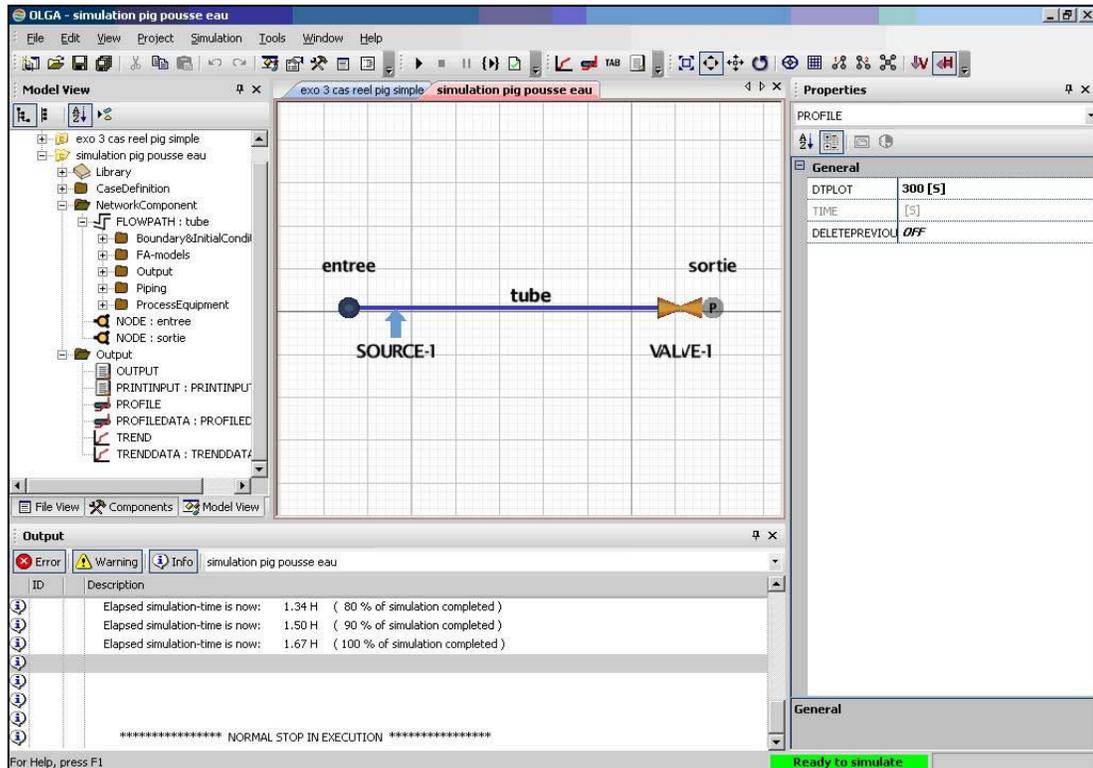


Figura 3.7. Interfaz Gráfica del simulador Olga 5.

Fuente: <http://hmf.enseeiht.fr/travaux/CD0607/beiep/g14/images/olga/software.jpg>

➤ OLGA:

Es un simulador dinámico desarrollado para trabajar con modelos unidimensionales de flujos multifásicos, a través del método de diferencias finitas para la discretización de las ecuaciones de flujo de hidrocarburos en tuberías. Fue desarrollado en Noruega originalmente por el Institute For Energy (IFE) para Statoil en 1983, este cuenta con una base de datos experimentales obtenidos en un laboratorio de SPT Group.

Esquema numérico de OLGA

OLGA trabaja con un arreglo no lineal en una sola dimensión y con coeficientes muy complejos, debido a lo antes mencionado no hay un método sencillo para la solución de los diferentes casos de flujo multifásico en

tuberías. El programa OLGA ataca esto utilizando una técnica de mallado donde todas las variables de volumen son definidas en los puntos medios de cada celda y las velocidades o flujos son definidos en las fronteras de cada celda.

Además de la técnica de malla que establece una mejor representación de la solución de modelos de flujo multifásico, con respecto a la técnica de diferencias finitas utilizada por otros simuladores de flujo multifásico, OLGA aplica la técnica de la celda donadora, que básicamente significa que se toma una celda con las condiciones de frontera del problema y al ser resuelta esta sirve como donadora de condiciones de frontera a la celda subsiguiente, esto se hace consecutivamente hasta cubrir toda la superficie del problema.

Aseguramiento de Flujo con OLGA

OLGA es la herramienta o aplicación de software líder en aseguramiento de flujo a nivel mundial, debido a que es el único simulador que cubre todos y cada uno de los aspectos de esta disciplina la cual se reseña el capítulo II (marco teórico). Actualmente el grupo empresarial SPT GROUP ha trabajado en nuevas versiones, las cuales han mejorado y ajustado a los diversidad de casos presentes a nivel mundial de manejo y transporte de flujo multifásico de hidrocarburos.

➤ Pipesim 2008:

Es un simulador de sistemas analíticos que provee soluciones a problemas de flujo obteniendo resultados puntuales, incluyendo análisis gráficos, los cuales son esenciales para el modelaje de diseños de pozos y optimización de diseños complejos de sistemas de líneas de tuberías. Esta herramienta cuenta con los siguientes módulos de trabajo: *Pipeline & Facilities*, el cual se utiliza para el

estudio de flujo en tubería considerando equipos involucrados como bombas, separadores y compresores entre otros. El módulo *Well Performance Analysis* y *Network Analysis* son utilizados para estudiar el comportamiento de pozos de producción y redes de tuberías. Adicionalmente, cuenta con los módulos, *Production Optimization (GOAL)*, *Field Planing (FPT)* y *Multi-lateral (HoSim)*.

En este estudio en particular, se utilizó el módulo *Network Analysis*, el cual permite combinar los modelos de tuberías 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 como para fluido Black Oil como para fluido Composicional e incluye mezclas de fluidos en puntos de conexión.

➤ **.PVTsim 13 flexlm:**

PVTsim es un programa informático de la compañía de software Calsep que es adaptado como una interfaz para usarlo dentro del simulador OLGA. Este se encarga de establecer el composicional de los fluidos manejados en los modelos generados en OLGA.

En líneas generales, este permite caracterizar el fluido para la descripción de fase. Incorpora automáticamente una amplia gama de modelos de flujo y facilidades de agrupamiento del fluido en pseudocomponentes y posterior proceso de ajuste mediante regresión (la selección de los parámetros de influencia es hecha por el usuario como se exhibe en la figura 3.8), conservando las propiedades del fluido.

Enter New Fluid

Fluid

Well Test Fluid

Sample Text

History

Composition

Component	Mol %	Mol wt	Liquid Density g/cm ³
N2		28.014	
CO2		44.010	
H2S		34.080	
C1		16.043	
C2		30.070	
C3		44.097	
iC4		58.124	
nC4		58.124	
iC5		72.151	
nC5		72.151	
C6		86.178	0.6640
C7		96.000	0.7380
C8		107.000	0.7650

Total %

Options

Save Char Fluid

Adjust to sat point

Input composition in

Mol%

Weight%

Input wax fraction

Fluid type

Plus fraction

No plus fraction

Characterized

OK

Cancel

Print

Char Options

Interact Param

PyT Data

Visc Data

Normalize Clear Add Comps Mol to Weight Complete

Figura 3.8. Ventana para crear el modelo de fluido en PVTSIM

Permite visualizar gráficamente los diferentes pasos del proceso, y las progresivas iteraciones en el proceso de regresión y genera archivos de entrada para diversos simuladores ver (figura 3.9 y 3.10).

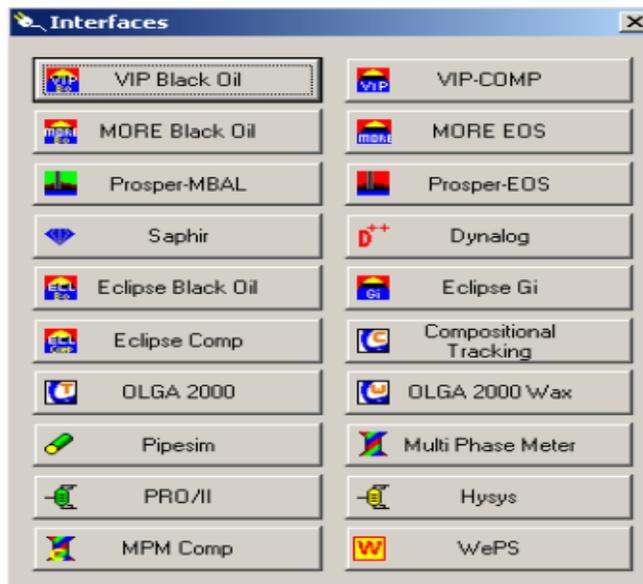


Figura 3.9. Ventana para crear la interfaz

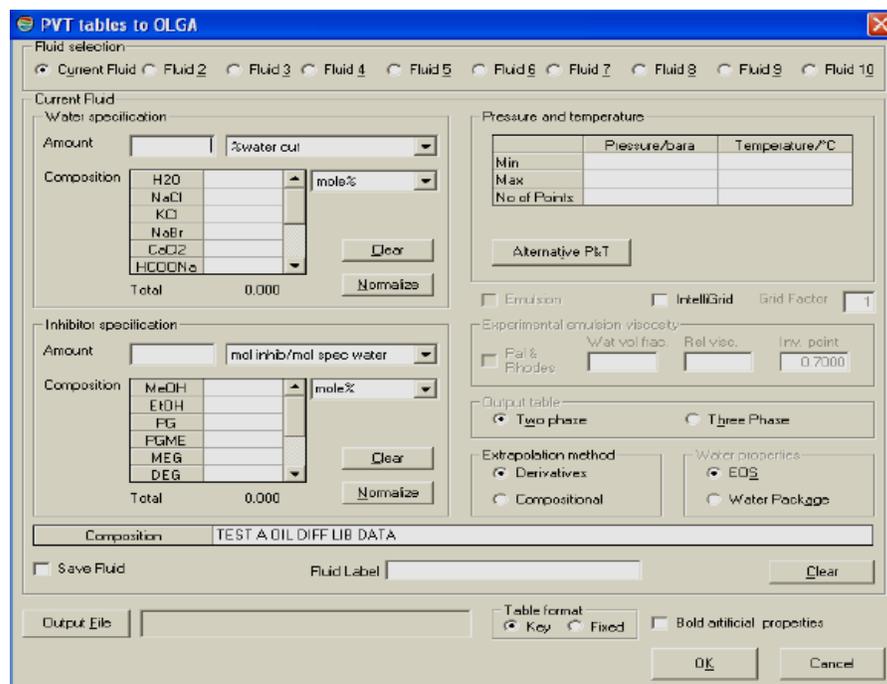


Figura 3.10. Ventana final para crear la interfaz con OLGA

➤ **Sistema CENTINELA** (Centro de Información del Negocio Lagoven) este programa permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los

pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de la empresa.

➤ **Programa de selección de bombas BORNEMANN:** se utilizó un programa creado por la empresa BORNEMANN, el cual fue articulado en la aplicación de Microsoft office, Excel con los catálogos de las bombas multifásicas de dicha empresa, de acuerdo a los rangos de cada una de las bombas, el programa selecciona las mejores bombas para el sistema en estudio tomando parámetros, tales como viscosidad del fluido, presión de succión, presión de descarga, caudal de la mezcla (gas petróleo y agua), temperatura y densidad del fluido.

3.10. Recursos

3.10.1 Recursos Humanos

Se contó con el apoyo del personal de P.D.V.S.A. División Carabobo, del área extrapesado, adscrito a la gerencia de producción del Distrito Morichal, en especial a la Superintendencia de Ingeniería de Manejo y Tratamiento de Fluidos en Superficie, también cabe destacar la asesoría facilitada por las empresas Corporación Tecnológica global 21 y Bornemann ambas especialistas en diseño, fabricación y manejo de bombas multifásicas. En la parte metodológica se recibió la orientación de los profesores de la Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo.

3.10.2 Recursos Financieros

La empresa E y P Dtto. Morichal P.D.V.S.A, y en especial la Gerencia de Producción, y la Superintendencia de Tratamiento y Manejo de Fluidos en Superficie, financiaron los gastos que se llevarán durante el tiempo programado.

3.10.3 Recursos materiales y tecnológicos

Se utilizaron los archivos disponibles en las bibliotecas de la Universidad Central de Venezuela (tesis, libros, publicaciones, revistas, entre otros). Por otra parte también se contó con los siguientes programas computacionales: Microsoft Windows XP®, Microsoft Office 2003®, Microsoft Office 2007®, Centinela, Adobe Reader, Autocad 2010, de igual modo se trabajó con los diversos sitios de Internet e intranet (P.D.V.S.A) relacionados con el tema.

Capítulo IV

Análisis de Resultados

4.1. Condiciones Operacionales de los Sistemas de Transferencias

4.1.1. Esquemas de las Redes desde las Macollas hasta las Estaciones de Flujo

La explotación y producción de los yacimientos del área Extrapesado se lleva a cabo a través de macollas, la cuales cuentan con las facilidades para la recolección y prueba de las producción de cada uno de los pozos. Luego de que la producción de crudo se deposita en la línea de producción de la macolla, pasa a la línea de transferencia hasta la Estación de flujo, dicha línea transporta todos los fluidos (crudo, agua y gas) producidos por las macollas de un sector como se muestra en la figura 4.1.1.

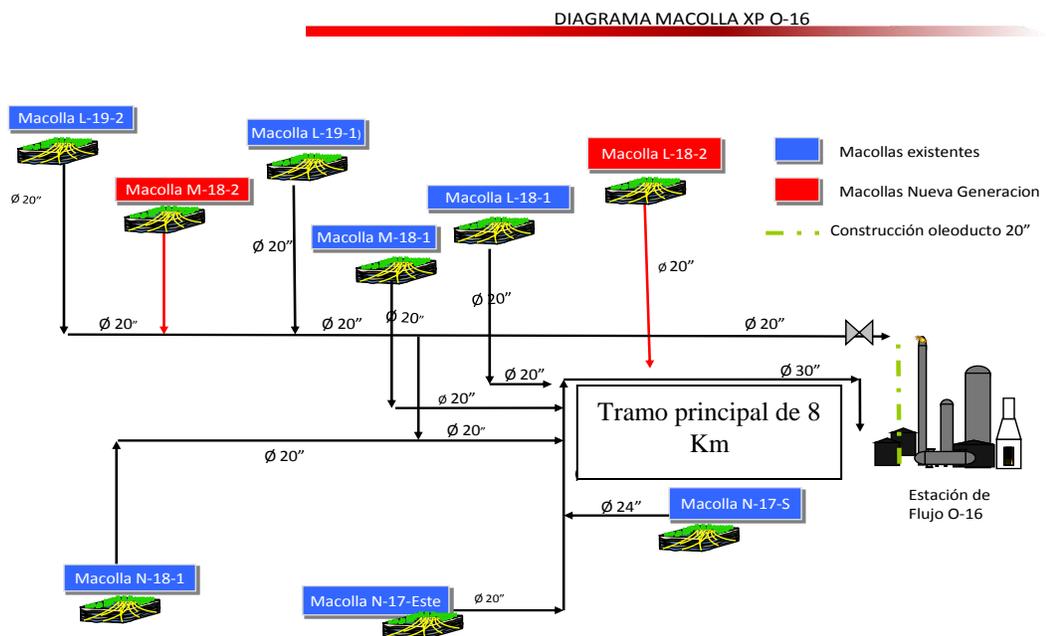


Figura 4.1.1. Esquemático de las macollas de la E.F. O-16

En el caso de la Estación de Flujo O-16, el crudo diluido de nueve macollas se traslada en un oleoducto de 30 pulgadas hasta la Estación de Flujo. Siguiendo el tema la longitud del sistema de transferencia de O-16 desde la macolla más lejana (L-19-2) hasta la Estación es aproximadamente 12 Km, la cual esta comprendida en un tramo de aproximadamente 4 Km con un oleoducto de 20 pulgadas y luego entra a la línea principal (30") 8 Km antes de la Estación.

Los fluidos producidos de las macollas de la Estación J-20, convergen en una tubería principal de 36 pulgadas de diámetro como se muestra en la figura 4.1.2, este oleoducto tiene una longitud aproximada de 8,2 Km hasta la Estación, cabe destacar que las 3 macollas más lejanas pasan primero por una tubería de 30 pulgadas de diámetro, donde luego entran a la línea principal de 36 pulgadas justo en la valvula (ver figura 4.1.2), hay que mencionar además que la macolla más lejana es la N-20-2 que se encuentra a 10 Km de la Estación de flujo J-20.

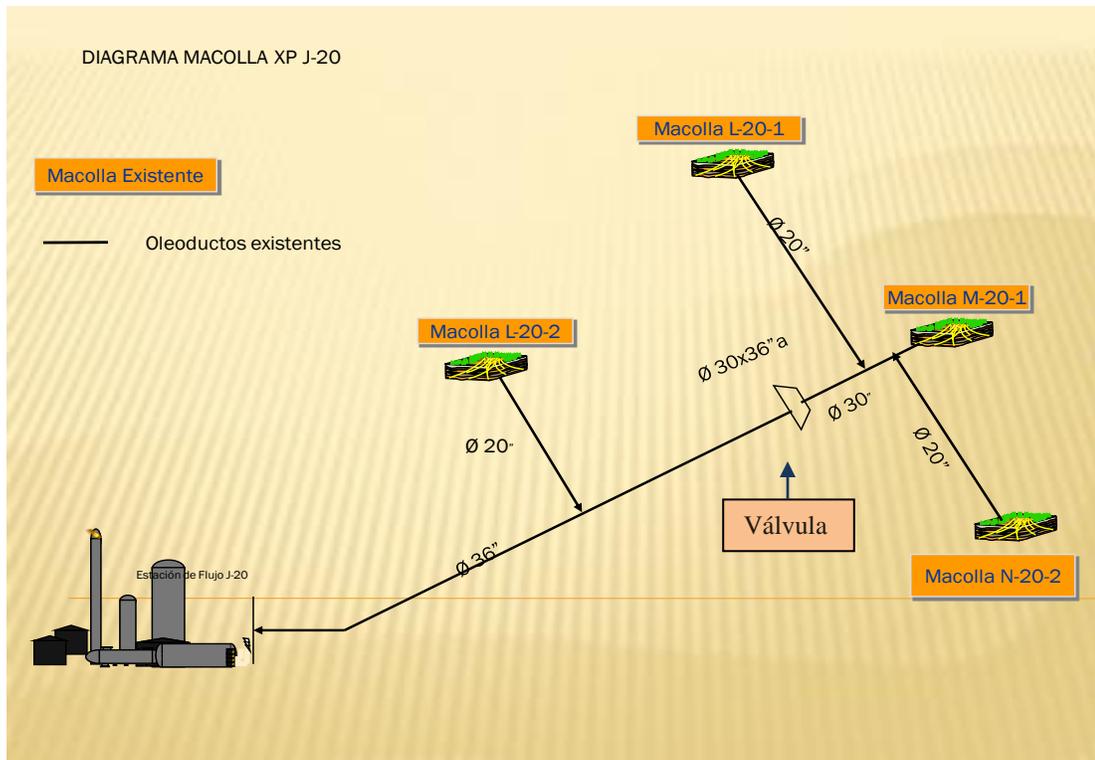


Figura 4.1.2. Esquemático de las macollas de la E.F J-20

4.1.2. Perfiles Topográficos de las Redes

El área de Extrapasado del Distrito Morichal localizada en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas, se caracteriza por ser una zona de estepas y sabanas con poca irregularidad topográfica. Con excepción del tramo del río Yabo que se muestra en la tabla 4.1, la figura 4.1.3 y las figuras de los apéndices B.6 y B.7, dado que este corresponde al cause y área de inundación del río Yabo, adicionalmente presenta mucha vegetación (Morichales) y pantanos a lo largo de 2 Km.

Tabla 4.1. Perfil topográfico del tramo 1 (Φ 30 pulgada) de la red de la E.F. O-16

	Distancia (mts)	Elevación (mts)	Distancia entre punto (mts)
1	0,5	0,60	0
2	578,5	-2,00	578,50
3	640,6	-3,44	62,1
4	1393,2	-2,97	752,60
5	1793,2	-6,00	400,00
6	2793,2	-9,90	1000,00
7	3293,1	-4,90	500,00
8	3308,9	-3,00	15,80
9	3753,6	-3,60	444,70
10	3835,6	-2,80	82,00
11	3865,8	-3,40	30,20
12	3915,8	-3,20	50,00
13	3945,6	-3,80	29,80
14	4045,6	-3,20	100,00
15	4075,2	-2,60	29,60
16	4475,1	-2,00	399,90
17	5040,8	-2,50	565,70

La topografía juega un papel importante en el transporte de los fluidos en especial si se tiene un flujo multifásico, como es el caso de estos sistemas de transferencias. Razón por la cual debió ser considerada al momento de ensamblar los modelos de simulación, teniendo en cuenta que si se desprecia o se asume que las líneas son completamente horizontales, se estaría acarreado errores y resultados ficticios en todo el sistema de transporte.



Figura 4.1.3. Perfil topográfico del tramo 1 Φ (30 pulgada) de la red de la E.F O-16

Para el levantamiento topográfico se contó con la colaboración de la Gerencia de Propiedades y Catastro. Mediante el uso del equipo Global Position Satelital (GPS), se tomaron puntos de referencia para cada tramo, y así verificar las elevaciones y depresiones del terreno a través del cual se extienden las redes en estudio. En el caso de la red de transferencia de la E.F J-20 la irregularidad topográfica más crítica se da en el tramo de 30 pulgadas de diámetro de la macolla N-20-2 el cual se muestra en la tabla 4.2 y la figura 4.1.4, donde hay una depresión de 8,5 metros en poca distancia es decir una pendiente pronunciada con otra caída de 8 metros a pocos metros también.

Tabla 4.2. Perfil topográfico del tramo 5 Φ 30 pulgada de la red de la E.F. J-20

	Distancia (mts)	Elevación (mts)	Distancia entre punto (mts)
1	2800	0.126	0
2	2826.78	8.556	28.1136
3	3060.61	3.005	233.849
4	3243.39	-1.607	182.787
5	3633.76	0.126	390.37
6	4018.64	-2.332	384.887
7	4059.38	-7.72	41.465



Figura 4.1.4. Perfil topográfico del tramo 5 Φ 30 pulgada de la red de la E.F. J-20

Es importante señalar que durante la obtención de las características topográficas, parámetros de las tuberías y rutas que siguen las redes para el transporte del crudo extrapesado se presentaron dificultades, debido a la existencia de secciones enterradas

y áreas de poco acceso. Sin embargo estas fueron superadas, ya que los cambios de elevación o desniveles y las pendientes entre puntos de la ruta que sigue cada oleoducto, son variables muy importantes y necesarias, debido a que no sólo representan altura, sino un gradiente de presión como energía potencial como se puede ver en la ecuación de Benoulli (ecuación 2.8) en el capítulo II.

4.1.3. Especificaciones de las Tuberías

Las líneas de transferencias fueron diseñadas de acuerdo a una volumetría, presión y fluido a manejar cumpliendo con los manuales de ingeniería de diseño de PDVSA, para la parte de tuberías se utiliza el manual N° H-221 “materiales de tuberías” y el manual N° L-TP 1.5 “calculo hidráulico de tuberías”, en ellos se toman en cuenta, los diámetros, velocidades críticas, materiales entre otras variables (ver tabla 4.3).

Tabla 4.3. Parámetros de las líneas de producción

Diámetro de la líneas (pulg)	Diámetro interno de las líneas (pulg)	Rugosidad (pulg)	Espesores de las líneas (pulg)
36	35,25	0,001	0,375
30	29,624	0,001	0,375
24	23,624	0,001	0,375
20	19,624	0,001	0,375
12	11,624	0,001	0,375

Las tuberías para el transporte del crudo extrapesado de la Fajason de acero sin costura, las cuales expuestas al aire como tubería desnuda manejan un coeficiente de transferencia de calor de 0.7-1.5 BTU/(hr °F pie²) y soterrada en suelo seco como tubería desnuda el coeficiente varia entre 0.15-0.65 BTU/(hr °F pie²), considerando que las temperaturas ambientes de la zona van de 85- 95 °F y que el 80% de las tuberías están expuestas al aire se pudo inferir que la transferencia de calor por parte del medio ambiente influye directamente en la temperatura de la mezcla transportada y al mismo tiempo disminuye los valores de viscosidad de esta, ocasionando una mejor

movilidad, lo que señala que es una variable a considerar en cualquier modelo de simulación de redes.

4.1.4. Volumetría de las Macollas Seleccionadas para el Estudio

La explotación y producción del área de Extrapasado se realiza mediante un esquema de recuperación primaria (en frío), por pozos horizontales y con 3 métodos de levantamiento artificial predominantes; bombeo de cavidad progresiva (BCP), bombeo Mecánico (balancín e hidrowell) y bombeo electro-sumergible (BES). Donde el 70% de los pozos funcionan con BCP.

En las tablas 4.4 y 4.5 se puede apreciar la volumetría de todos los fluidos y en estas se puede visualizar los barriles totales manejados; los barriles de diluyente inyectados a cada macolla; los barriles bruto que comprenden el crudo más el agua; los barriles netos de petróleo y por último los miles de pies cúbicos de gas.

Tabla 4.4. Volúmenes por macollas de la E.F J-20

Estación de flujo J-20/ numero de macollas:21								
TOTALES Y PROMEDIOS								
MACOLLA	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	MPCG	RGP	%AYS	API
L-20-1	23159	9187	13972	12942	4518	330	3,2	15,11
L-20-2	13780	4692	9088	8553	972	113	2,22	13,87
M-20-1	23742	9225	14517	14128	4144	252	2,76	15,61
N-20-2	5161	2065	3096	2957	147	47,3	0,49	15,42

Es necesario aclarar que a pesar de que muchas veces se dice que los crudos extrapasados tienen poco gas asociado en el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco esto no se cumple, ejemplo de esto es el área de Extrapasado del Distrito Morichal, el cual maneja con las dos estaciones más de 25 millones de pies cúbicos diarios de este hidrocarburo, con macollas como la L-20-1 que produce más de 4 millones y medio

de gas diarios y relaciones gas-petróleo que llegan a los 600 pcs/bls como se muestra en las tablas 4.4 y 4.5.

Tabla 4.5. Volúmenes por macollas de la E.F O-16

ESTACIÓN DE FLUJO O-16 / NÚMERO DE MACOLLAS ASOCIADAS: 21								
TOTALES Y PROMEDIOS								
MACOLLA	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	MPCG	RGP	%AYS	API
L-18-1	19620	7466	12154	11048	1534	138,7	5,6	15,45
L-18-2	3380	1298	2082	1953	210	107,5	2,18	15,3
L-19-1	4532	1653	2879	2522	294	116,6	7,7	15,9
L-19-2	5770	2216	3702	3285	332	101	3,7	14,36
M-18-1	17232	6337	10895	10229	364	35,6	2,9	14,79
M-18-2	5083	2074	3009	2909	443	152,2	1,1	15,15
N-17-E	2139	336	1516	1085	309	284	3,14	13,35
N-17-S	3057	582	2475	1584	1012	638,7	12,5	14,42
N-18-1	20229	6998	13231	11246	4134	3,6	13,7	16,5

En consecuencia con lo anterior fue necesario tomar en cuenta los volúmenes de gas por macollas a la hora de construir los modelos de las redes, ya que estos juegan un papel importante en el flujo multifásico, los patrones de mismo y las caídas de presiones a lo largo de todas las redes.

4.1.5. Presiones y Temperaturas de las Macollas Seleccionadas

Las presiones y temperaturas presente en las tablas 4.6 y 4.7 permitieron: determinar los perfiles de presión a lo largo del sistema de transporte, identificar las condiciones de aquellas macollas que por sus altos niveles de presión representaron un escenario crítico para el transporte del flujo multifásico y definir la relación existente entre las macollas distantes a la zona de descarga (Estaciones de Flujo) y las altas presiones en la salida de los múltiples de producción de cada macolla.

Para la obtención de estos parámetros se llevaron a cabo varias visitas a las macollas seleccionadas, dichos valores fueron tomados durante varias semanas a diferentes horas del día creando así una base de datos de los mismos, luego dichos valores fueron promediados para su posterior utilización en los modelos de simulación y en la validación de los mismos.

Tabla 4.6. Presiones y Temperaturas promedios de las macollas de la E.F O-16

Macolla	Presión (lpc)	Temperatura (F)
L-18-1	148	80
L-18-2	139	88
L-19-1	149	94
L-19-2	155	90
M-18-1	143	94
M-18-2	140	90
N-17-E	136	92
N-17-S	126	96
N-18-1	150	92

Tabla 4.7. Presiones y Temperaturas promedios de las macollas de la E.F J-20

Macolla	Presión (lpc)	Temperatura (F)
L-20-1	148	90
L-20-2	95	110
M-20-1	148	105
N-20-2	126	93

Luego de una revisión periódica del comportamiento de las presiones, estas mostraron un aumento progresivo, ocasionado principalmente por los incrementos en las cuotas de producción y los cuellos de botellas generados por estos. Las presiones de las tablas 4.6 y 4.7 fueron tomadas entre los meses agosto y septiembre del año 2011, luego de 3 meses estas presiones aumentaron en algunos casos hasta 20 lpc, lo cual indica que seguirán aumentando con el incremento de la producción y la creación de nuevas macollas, hasta llegar a un escenario donde se presenten problemas como baja productividad de los pozos, filtraciones en las tuberías, entrada deficiente a la red principal de la producción de las macollas con menor presión(cercanas a las Estaciones de Flujo) entre otras consecuencias.

4.2. Características de los fluidos manejados en las redes

El conocimiento de las propiedades del fluido manejado es de gran relevancia, debido a que permiten evaluar y validar los modelos de fluidos establecidos en la simulación dinámica, otro rasgo importante de definir correctamente las propiedades de los fluidos que influyen de manera significativa en las condiciones de transporte en las tuberías.

4.2.1. Características físico-químicas del Diluyente a Condiciones de Superficie

Los compuestos del diluyente fueron obtenidos a través de una prueba de cromatografía, en esta se encuentran los compuestos característicos de un crudo liviano, el cual llega a cadenas de carbonos de eicosanos plus, por otra parte al ser un petróleo tratado es normal que el composicional no contenga ningún gas contaminante como CO_2 o H_2S , del mismo modo el H_2O y el metano es nulo. Los resultados de la cromatografía realizada al diluyente Mesa 30 se muestran en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Composición del diluyente a nivel de superficie

Componentes	% Mol	PM	Densidad del líquido g/cm ³
Propano (C3)			
Iso-Butano (i-C4)			
n-Butano (n-C4)	3.46	58.124	0.582
Iso-Pentano (i-C5)	1.63	72.2	0.624
n-Pentano (C5)	2.39	72.2	0.630
Hexanos (C6)	2.51	84.0	0.685
Heptanos (C7)	7.97	96.0	0.722
Octanos (C8)	7.38	107	0.745
Nonanos (C9)	5.72	121	0.764
Decanos (C10)	4.56	134	0.778
Undecanos (C11)	4.23	147	0.789
Dodecanos (C12)	3.23	161	0.80
Tridecanos (C13)	3.71	175	0.811
Tetradecanos (C14)	3.31	190	0.822
Pentadecanos (C15)	3.28	206	0.832
Hexadecanos (C16)	3.12	222	0.839
Heptadecanos (C17)	1.93	237	0.847
Octadecanos (C18)	2.66	251	0.852
Nonadecanos (C19)	2.93	263	0.857
Eicosanos más (C20+)	35.98	408.5	0.969
Total	100		

Fuente: Gerencia de Yacimientos, E y P Dtto. Morichal PDVSA

Pruebas flash en el diluyente Mesa 30

El trabajar con un simulador composicional, ofreció la oportunidad de obtener parámetros, a condiciones estándar y operacionales que las pruebas de laboratorios no arrojaron, entre los parámetros más importantes, encontrados están viscosidad, densidad y conductividad térmica, estos parámetros se describen en la tabla 4.9:

Tabla 4.9. Prueba Flash hecha al diluyente Mesa 30

	PT Flash	
	14.70 lpc	
	60.00 °F	
	líquido	
% Moles	100.00	
% Peso	100.00	
Volumen	267.48	cm^3/mol
% Volumen	100.00	
Densidad	0.8953	g/cm^3
Factor Z	0.0228	
Peso Molecular	239.47	
Entalpia	-72171.0	J/mol
Entropía	-114.97	J/mol*C
Capacidad Calorífica (Cp)	424.96	J/mol*C
Capacidad Calorífica (Cv)	365.74	J/mol*C
Velocidad del Sonido	1340.4	m/s
Viscosidad	9.9547	cP
Conductividad Térmica	142.569	mW/m*C

La envolvente de fase que se muestra en la figura 4.2.1, se obtuvo a través del simulador composicional, en ella se puede ver las fases (Líquido y gas) y el porcentaje de las mismas para la mezcla de hidrocarburos (Mesa 30) en función de la temperatura o presión a que se le someta, además en la gráfica se puede ver el punto crítico (en rojo) el cual divide la línea de burbuja (izquierda del punto crítico) y la línea de rocío (derecha del punto crítico).

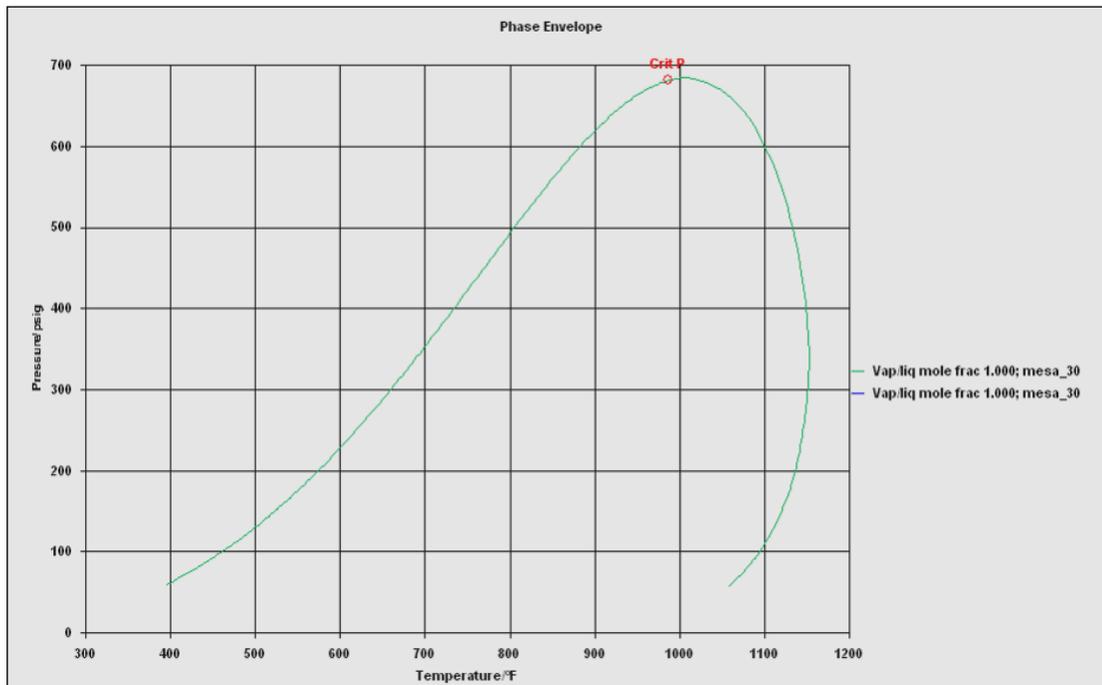


Figura 4.2.1. Envoltente de fase del diluyente Mesa 30

Validación del modelo composicional del diluyente Mesa 30

Un correcto ajuste de las viscosidades es fundamental a la hora de trabajar sistemas de transporte de petróleo en simuladores estáticos como dinámicos, conforme con esta práctica los modelos y escenarios se aproximarán más a la realidad de los sistemas de transporte, logrando así mejores resultados, que ayuden a la creación de soluciones y a alcanzar predecir futuros problemas, siendo el último caso uno de los propósitos de trabajar con modelos dinámico.

En la figura 4.2.2, se puede apreciar que el modelo del diluyente creado en el simulador composicional se ajustó bien en viscosidad, a lo que son las viscosidades obtenidas en laboratorio (ver apéndice A figura A.2), arrojando un error promedio de 5%, lo que indica que el simulador composicional, establece un modelo correcto del diluyente Mesa 30.

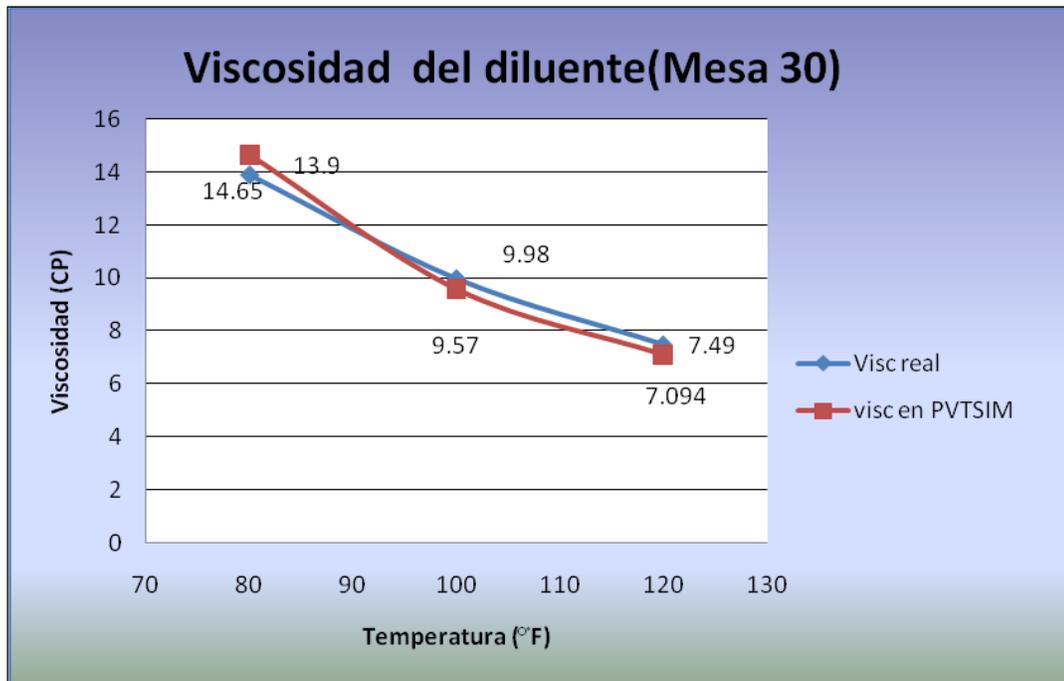


Figura 4.2.2. Comparación de la viscosidad real y simulada del diluyente

4.2.2. Características físico-químicas del Crudo a Condiciones de Yacimiento

Los crudos extrapesados se diferencian del bitumen por su movilidad, ya que esta es mayor en el crudo extrapesado al compararlo con el bitumen, dicha movilidad se refleja en los valores de viscosidad que poseen estos crudos, las cuales no superan los 10 mil centipoise a una temperatura de 100 °F, en cuanto a la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentran temperaturas más altas a 100 °F a condiciones de yacimientos y por ende viscosidades más bajas a los 10 mil centipoise, en segundo lugar el crudo extrapesado de la División Carabobo tiene una gravedad que va en el rango de los 8 a 10 °API.

La caracterización de este crudo tuvo muchas complicaciones, debido a que no se contó con una cromatografía del mismo, ya que estas son difíciles de realizar con crudos extrapesados y se necesitan aparatos especiales que el Distrito Morichal no posee.

La caracterización del crudo de formación se trabajó con una muestra de un pozo del área Cerro Negro, el pozo CI-20 suministrado por la gerencia de yacimiento, con esta y pruebas PVT hechas en laboratorio se pasó a crear el modelo del crudo de yacimiento en el simulador composicional., los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4.10. Composición del crudo Cerro Negro normalizado por el programa composicional

Componentes	% Mol	PM	Densidad del líquido g/cm³
H2S	0.200	34.080	
N2	0.50	28.014	
CO2	5.430	44.01	
C1	23.130	16.043	
C2	0.220	30.07	
C3	0.260	44.097	
iC4	0.030	58.124	
nC4	0.140	58.124	
iC5	0.010	72.151	
nC5	0.030	72.151	
C6	0.160	86.178	0.6640
C7	0.012	96	0.7380
C8	0.250	107	0.7650
C9	0.319	121	0.7810
C10-C36	19.070	334.223	0.8865
C37-C49	9.980	598.840	0.9398
C50-C59	7.984	759.00	0.963
C60-C68	7.186	892.00	0.9788
C69-C75	5.589	1004.00	0.9906
C76-C82	5.389	1103.037	1.0002
C83-C89	5.389	1198.704	1.0092
C90-C95	4.790	1291.00	1.0165
C96-C100	3.992	1368.00	1.022
Total	100		

Fuente: Gerencia de Yacimientos, E y P Dtto. Morichal PDVSA

En la figura 4.2.3 se muestra la envolvente de fase del modelo del crudo Cerro Negro, simulada en el software composicional, en esta se puede ver una inclinación del punto crítico hacia la derecha, la cual es típica en envolventes de fase de crudos pesados y extrapesados, con una línea de burbuja mayor que la de rocío.

En la envolvente se puede ver que para cada valor de temperatura constante o isoterma, corresponde una presión de saturación dentro del domo termodinámico, o envolvente definida por las líneas de líquido saturado y vapor saturado unidas en el punto crítico de cada envolvente es por ello que a la hora de estudiar flujo multifásico se debe entender las relaciones entre las diferentes variables que lo rigen.

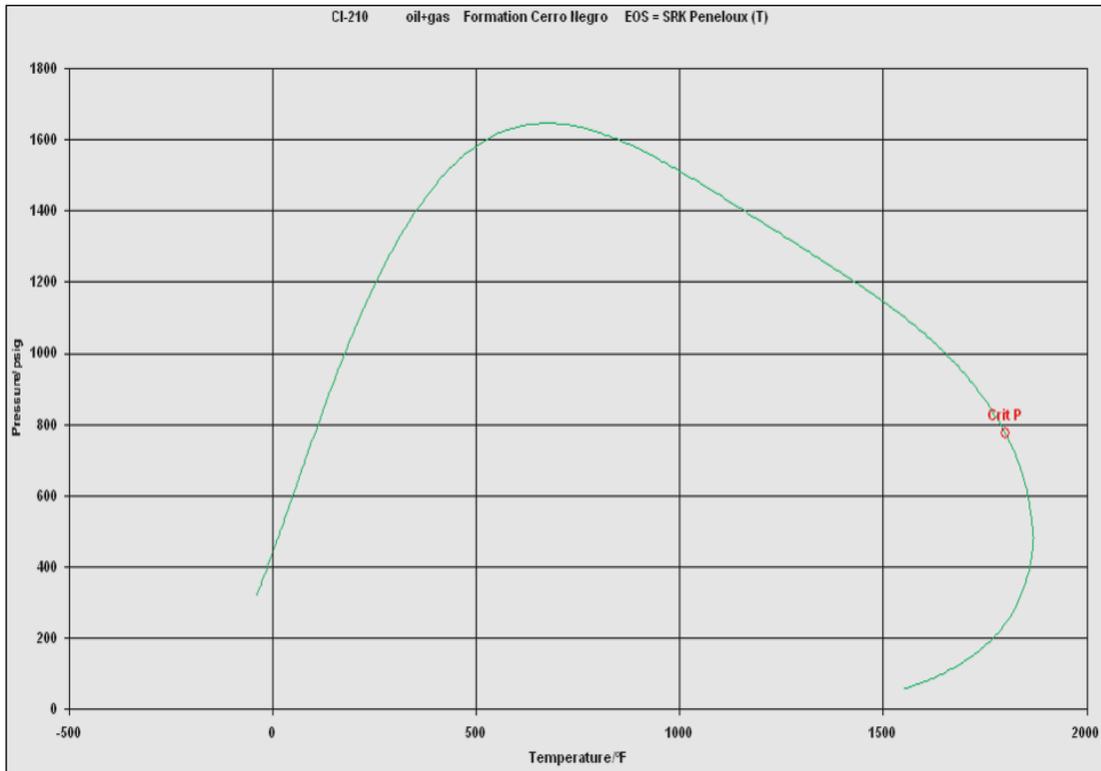


Figura 4.2.3. Envolvente de fase del Crudo Cerro negro

Prueba flash para el crudo de formación cerro negro

Una prueba flash simulada a condición estándar para el modelo ensamblado del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco, arrojó valores característicos de un crudo extrapesados en parámetros como densidad, viscosidad, peso molecular y tensión superficial, estos se describen en la tabla 4.11:

Tabla 4.11. Prueba Flash hecha al crudo de formación (Cerro Negro)

PT Flash				
14.70 lpc				
60.00 °F				
	Total	Vapor	líquido	
% Moles	100.00	28.14	71.86	
% Peso	100.00	1.09	98.91	
Volumen	3878.58	11786.12	782.41	<i>cm³/mol</i>
% Volumen	100	85.50	14.50	
Densidad	0.1426	0.0018	0.9732	<i>g/cm³</i>
Factor Z	0.3275	0.9951	0.0661	
Peso Molecular	553.25	21.50	761.45	
Entalpia	-69627.2	506.0	-97087.6	<i>J/mol</i>
Entropía	-59.83	1.36	-83.79	<i>J/mol*C</i>
Capacidad Calorífica (Cp)	903.84	35.90	1243.68	<i>J/mol*C</i>
Capacidad Calorífica (Cv)	752.71	27.37	1036.71	<i>J/mol*C</i>
Velocidad del Sonido		380.8	1559.6	<i>m/s</i>
Viscosidad		0.0121	6915.0957	<i>cP</i>
Conductividad Térmica		29.227	3753.835	<i>mW/m*C</i>
Tensión superficial		31.875	31.875	<i>mN/m</i>

4.2.3. Características físico-químicas de la Segregación Comercial Merey 16

Para la determinación de las propiedades del fluido (crudo húmedo diluido), se toman muestras de crudo en la descarga de las estaciones J-20 y O-16, a las cuales se le hicieron pruebas de laboratorio, siguiendo el procedimiento experimental, según las normativas enunciadas en el mismo, basado en las normas ASTM para cada caso (ver apéndices A, tabla A.1), de densidad, viscosidad a diferentes temperaturas (80°F, 100°F, 120°F), de gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos.

Para la evaluación de la aplicación de bombeo multifásico en los sistema de transferencia se utilizó un modelo de fluido ensamblado en el simulador composicional, dicho modelo fue el resultado de la fusión de los modelos del diluyente y el crudo del yacimiento, una vez que se creó el modelo del Merey 16 este se calibró con los parámetros reales obtenidos en las pruebas de laboratorio mencionados anteriormente, la composición final del crudo resultante se muestra en la tabla 4.12.

Tabla 4.12. Composición de la mezcla Merey 16

Componentes	% Mol	PM	Densidad del líquido g/cm ³
H2S	0.009	34.080	
N2	0.111	28.014	
CO2	1.200	44.01	
C1	10.180	16.043	
C2	0.049	30.07	
C3	0.058	44.097	
iC4	0.007	58.124	
nC4	2.342	58.124	
iC5	1.091	72.151	
nC5	1.603	72.151	
C6	1.712	86.178	0.6640
C7	5.326	96	0.7380
C8	4.985	107	0.7650
C9	3.892	121	0.7810
C14	22.061	189.743	0.8306
C21	8.831	283.257	0.8765
C27	10.305	377.558	1.4300
C36	6.039	502.528	0.9568
C43	8.028	624.000	0.9899
C55	4.967	820.000	0.9989
C63	4.110	990.000	1.0456
C83	1.646	1200.000	1.0654
C96	1.449	1420.000	1.6520
Total	100		

Prueba flash para la Segregación Comercial Merey 16 realizada en el simulador composicional

Al igual que en los modelos anteriores se realizó una prueba flash simulada a condición estándar para la resultante de la mezcla, los resultados obtenidos sirvieron de respaldo en la validación y ajuste del modelo creado, los valores obtenidos se describen en la tabla 4.13:

Tabla 4.13. Prueba Flash hecha a la Segregación Comercial Merey 16

PT Flash 14.70 lpc 60.00 °F				
	Total	Vapor	líquido	
% Moles	100.00	10.96	89.04	
% Peso	100.00	0.68	99.32	
Volumen	1632.89	11780.40	383.93	cm^3/mol
% Volumen	100	79.06	20.94	
Densidad	0.2022	0.0017	0.9592	g/cm^3
Factor Z	0.1379	0.9946	0.0324	
Peso Molecular	330.14	20.37	368.26	
Entalpia	-81558.3	532.2	-91662.1	J/mol
Entropía	-119.30	0.90	-134.09	J/mol*C
Capacidad Calorífica (Cp)	571.47	37.88	637.15	J/mol*C
Capacidad Calorífica (Cv)	457.04	29.34	509.68	J/mol*C
Velocidad del Sonido		387.9	1720.8	m/s
Viscosidad		0.0114	4194.8120	cP
Conductividad Térmica		30.293	138.599	mW/m*C
Tensión superficial		30-445	30.445	mN/m

La envolvente de fase de la mezcla crudo diluyente se exhibe en la figura 4.2.4. Las envolventes de fase sirvieron como herramienta de validación y comparación entre los 3 modelos ensamblados, para ser más específicos se utilizaron las envolventes para analizar si estas se ajustaban a las características teóricas ya conocidas en los diferentes tipos de crudos, cumpliendo de forma exacta con lo antes mencionado, así, por ejemplo en las envolventes, se pudo observar que la misma se posicionaron más a la derecha a medida que el modelo contenía compuesto más pesados, quedando así la mezcla entre el diluyente Mesa 30 y crudo de formación (Cerro Negro) en una zona intermedia de las envolventes de los hidrocarburos antes mencionados.

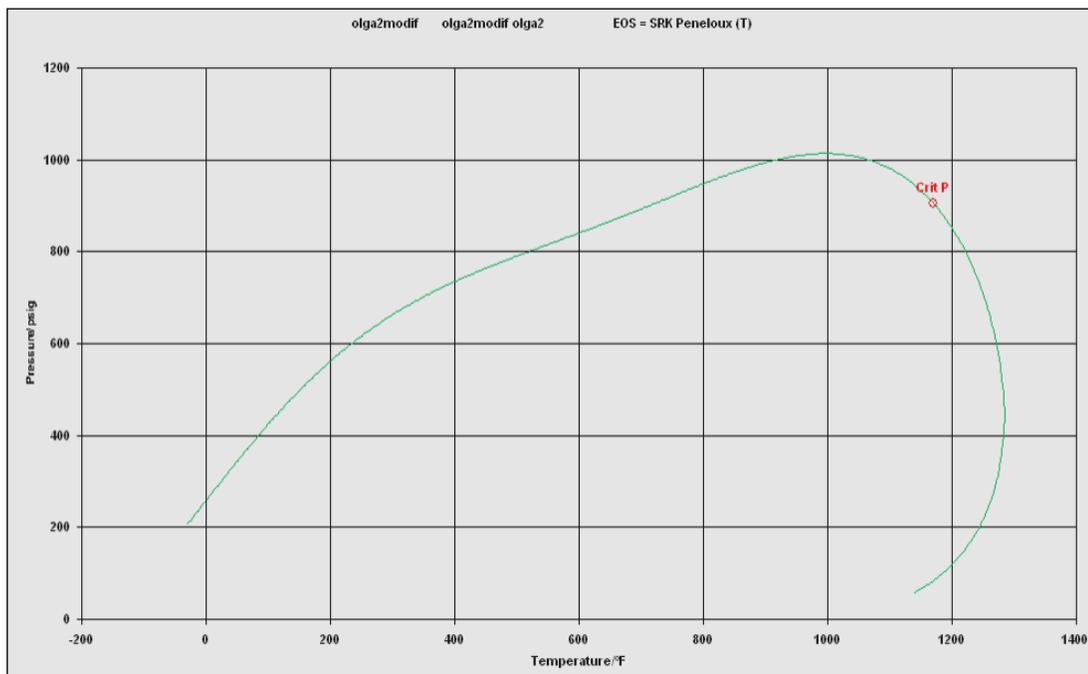


Figura 4.2.4. Envoltante de fase de la segregación comercial Merey 16

Validación de la mezcla a través de la viscosidad

Para nadie es un secreto que la viscosidad de los crudos extrapesados disminuyen bruscamente con el aumento gradual de la temperatura, tal efecto se debe a que las moléculas del fluido están bastante próximas entre sí, con intensas fuerzas de cohesión entre ellas, y como la resistencia al movimiento relativo entre las capas adyacentes del fluido están relacionadas con estas fuerzas intermoleculares, entonces, a medida que aumenta la temperatura, las fuerzas de cohesión se reducen y la movilidad aumenta.

Dicho lo anterior la viscosidad es el parámetro de mayor impacto en el transporte de crudos pesados y extrapesados, debido a que este factor influye en la movilidad del crudo desde las macollas hasta las Estaciones de Flujo, en consecuencia se realizó un ajuste minucioso de la misma, logrando obtener valores cercanos a los valores generados en el laboratorio con un error promedio de 4,8%, los resultados obtenidos en este procedimiento se muestran en la figura 4.2.5.

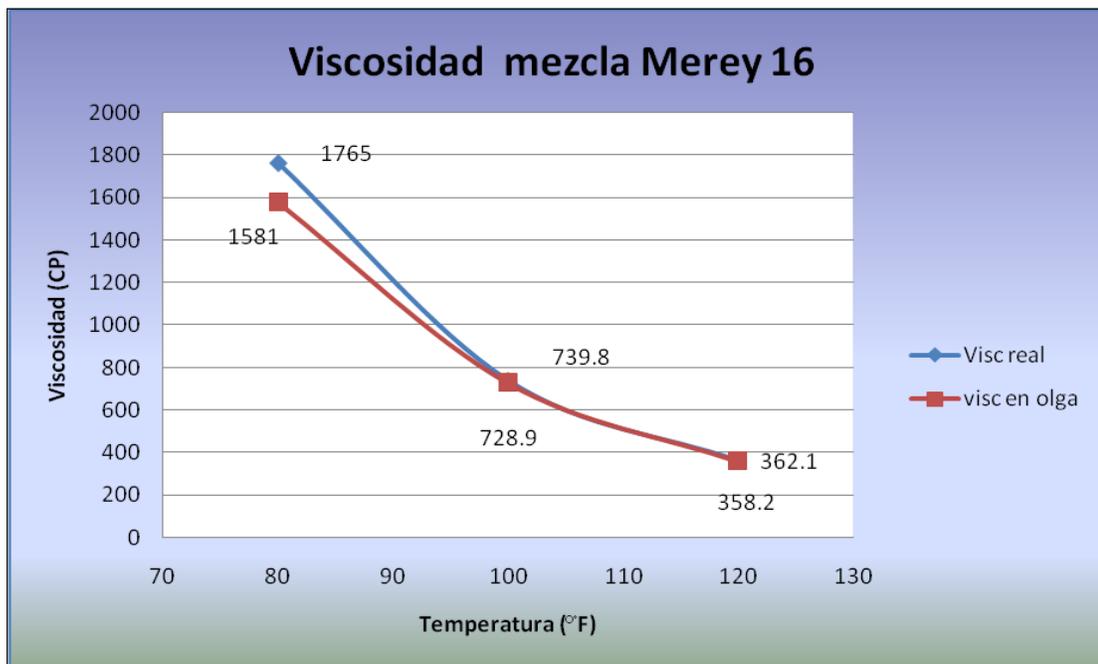


Figura 4.2.5. Comparación de la viscosidad real y la del simulador dinámico

Finalmente con el ajuste del crudo diluido Merey 16, se procedió a cargar, dicho modelo a través de una interfaz al simulador dinámico, cabe mencionar que en esta etapa se normalizó el modelo de fluido agregándole el porcentaje de agua y sedimento en la tabla de datos de la interfaz (ver figura 3.11), dicho porcentaje fue de 7,2% y 8,4% para las estaciones O-16 y j-20 respectivamente, el cual fue calculado para cada pozo de cada macolla, como se muestran en las tablas del apéndice E.

4.3. Simulación Estática

4.3.1. Modelo Estático de las Redes de Transferencias

El modelo de simulación fue ensamblado con los datos obtenidos de los dos primeros objetivos, en el caso de la simulación estática se trabajó con un modelo *black oil* elaborado en el mismo programa, además del modelo *black oil* se utilizaron correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, donde cabe mencionar que el caso de las tuberías horizontales se trabajó con la correlación de

Oliemans ya que esta fue la que más se ajusto a los sistemas de transferencias en estudio, además de ser la que mejor se ajusta al transporte de crudo pesado y gas en tuberías horizontales según estudios realizados por intevep, (ver Apéndices A, figura A.5) donde se hace una evaluación de la precisión de varios métodos para la predicción de caídas de presión en modelos estáticos con gas y crudos pesados, dicha evaluación se basó en la comparación entre los valores predichos por cada método y las caídas de presión medidas (reales) en sistemas multifásicos con crudos pesados.

Modelo de la red de J-20

En las redes montadas en el simulador estático se colocaron las macollas como fuentes y las Estaciones de Flujo como sumideros, las macollas fueron definidas con caudales y las Estaciones de Flujo se fijaron en presiones como se muestra en la figura 4.3.1.

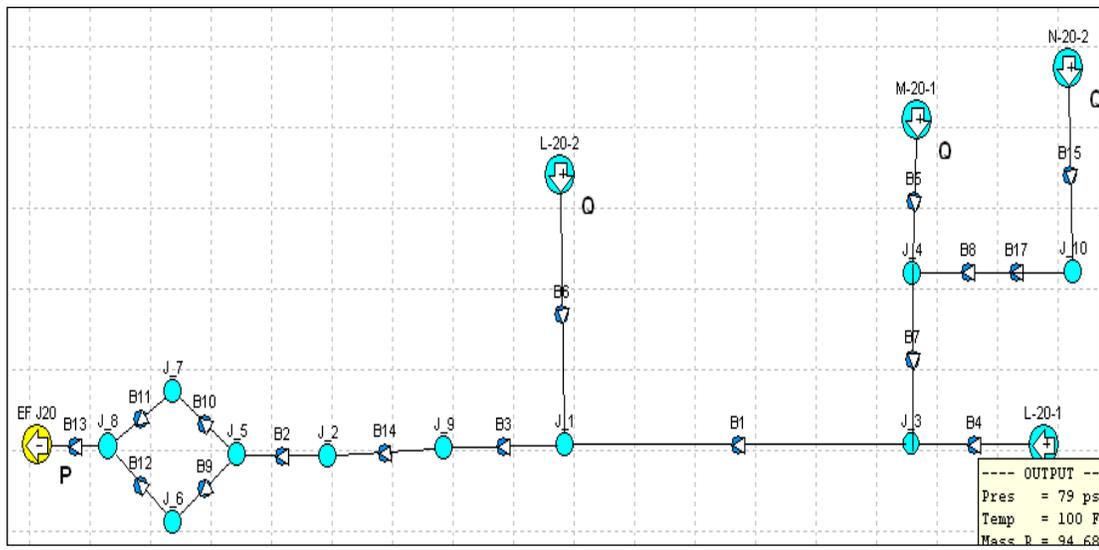


Figura 4.3.1. Red de 36 pulgadas de la E.F J-20

En la figura 4.3.2 se describe las caídas de presiones a lo largo de todo el sistema de transferencia desde las macollas más lejanas hasta la Estación de flujo J-20. En la gráfica se puede observar la entrada de las cuatro macollas, la más notable es la macolla L-20-2 que se encuentra entre los 8 y 9 mil metros en puntos verdes.

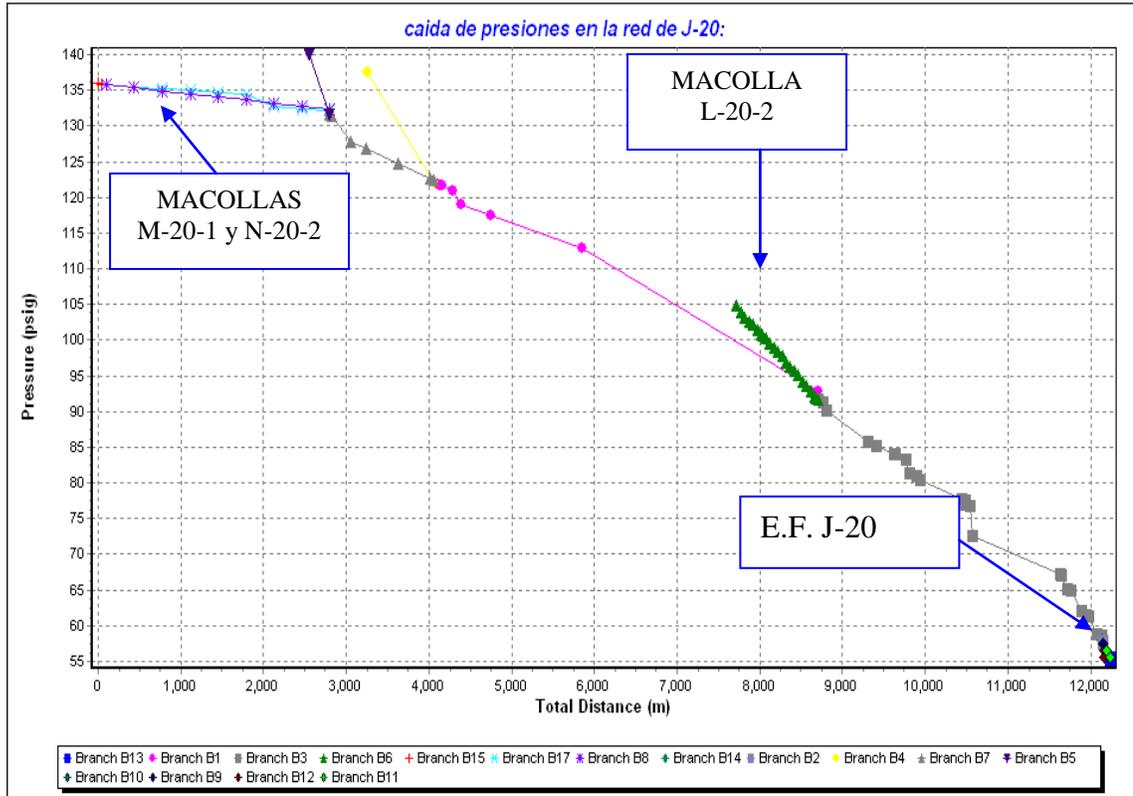


Figura 4.3.2. Caídas de presiones a lo largo de la red de transferencia de la E.F J-20

Volumen de líquido en la tubería de la red de la E.F. J-20

La fracción de líquido o holdup de líquido en las tuberías es uno de los parámetros a tomar en cuenta al momento de evaluar el transporte en líneas con flujo multifásico, ya que estas fracciones cuando se acercan a 1 avanzan como tapones produciendo un flujo irregular con consecuencias graves para las líneas y lo equipos de la Estación de flujo es por ello que se estudió el comportamiento de este parámetro en toda la red, resultando el tramo final de la macolla N-20-2 con un holdup de líquido de 0.96 el más crítico como se muestra en la figura 4.3.3, estos altos valores de holdup son generados principalmente por la irregularidades topográficas a la que están sometidas las tuberías y oleoductos.

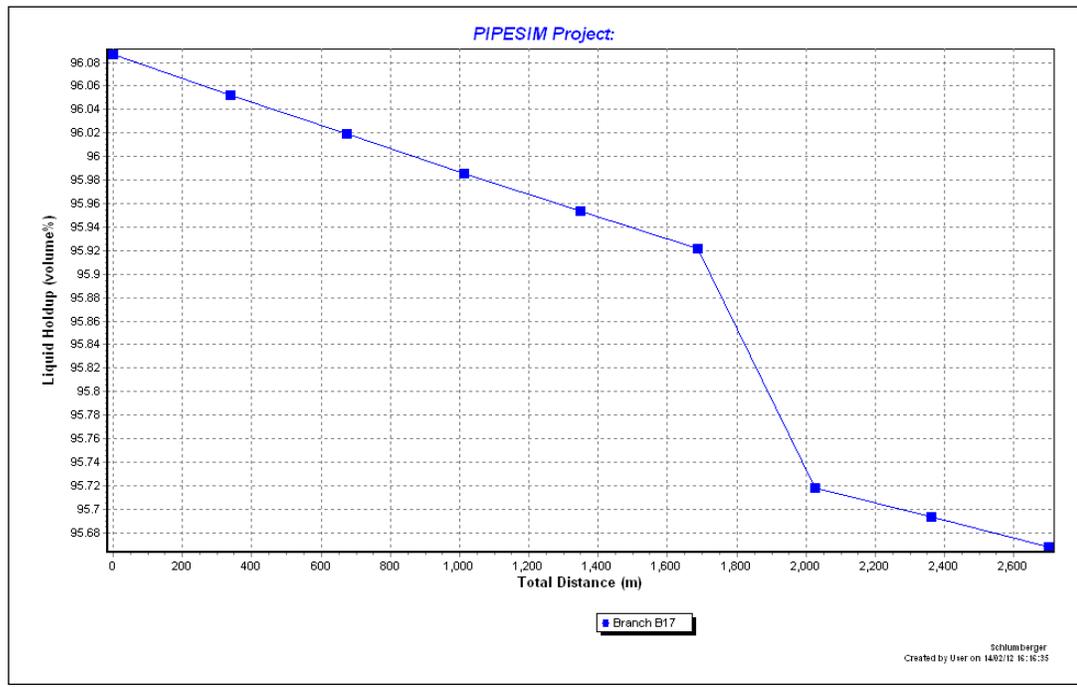


Figura 4.3.3. Holdup de líquido más crítico en la red de transferencia de J-20

Presiones en las Macollas de la E.F. J-20

Luego de haber realizado varias corridas y ajustado el modelo estático de las redes se tomaron las presiones calculada con el simulador y se compararon con las presiones reales tomadas en los manómetros de los múltiples de producción de cada macolla, en la figura 4.3.4 se presenta un gráfico de barras donde se intercalan las presiones calculadas por el simulador con las reales de las cuatro macollas de la red de transferencia de J-20.

El modelo estático de la red de la E.F. J-20 se ajustó correctamente a la red real, como se puede apreciar en las figuras 4.3.4 y 4.3.5, donde el error promedio es de 4.48%, con errores de 1% en macollas como la L-20-2 y N-20-2, dicho porcentaje de error se debe principalmente a que el modelo estático utiliza correlaciones para crear un modelo de fluido.

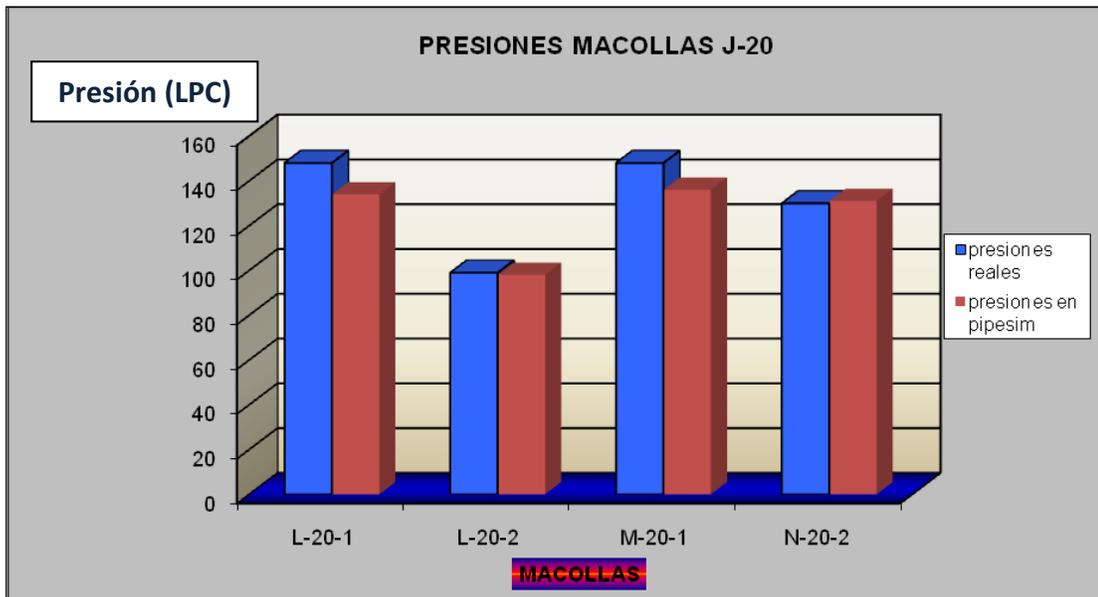


Figura 4.3.4.Presiones en las macollas de la red de transferencia de J-20

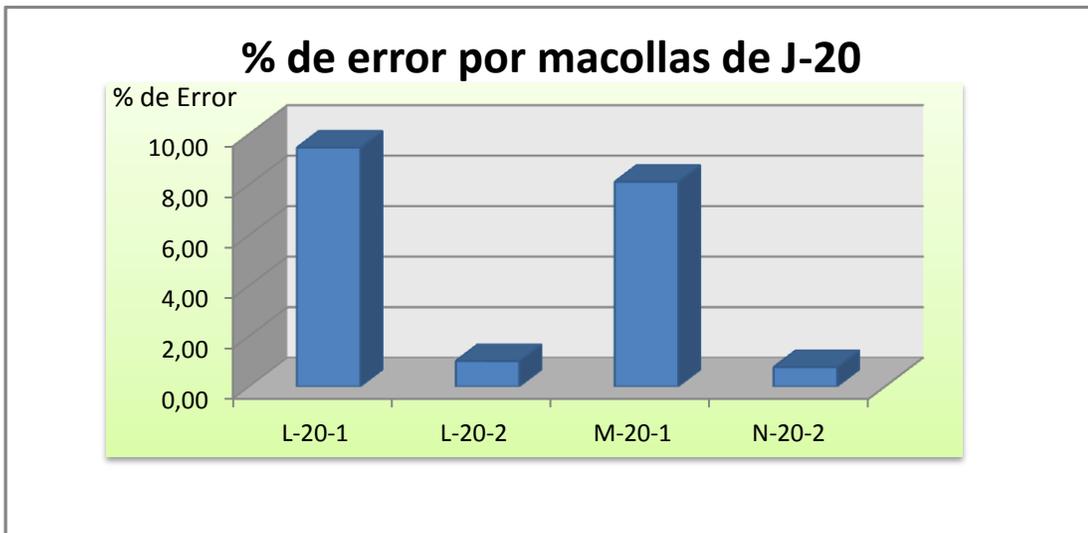


Figura 4.3.5.Porcentaje de error por macollas de la red de transferencia de J-20

Modelo de la red de la E.F. O-16

La red de la Estación de flujo O-16 presentó una mayor cantidad de complicaciones a el momento de construir el modelo y ajustarlo debido principalmente a un mayor número de macollas, que se entrecruzan para entrar a la línea principal, situación que provocó modelos erróneos y errores durante la simulación, sin embargo utilizando

una geometría alterna con secciones directas e independiente se logró que el modelo corriera y pudiera ser ajustado. (Ver figura 4.3.6)

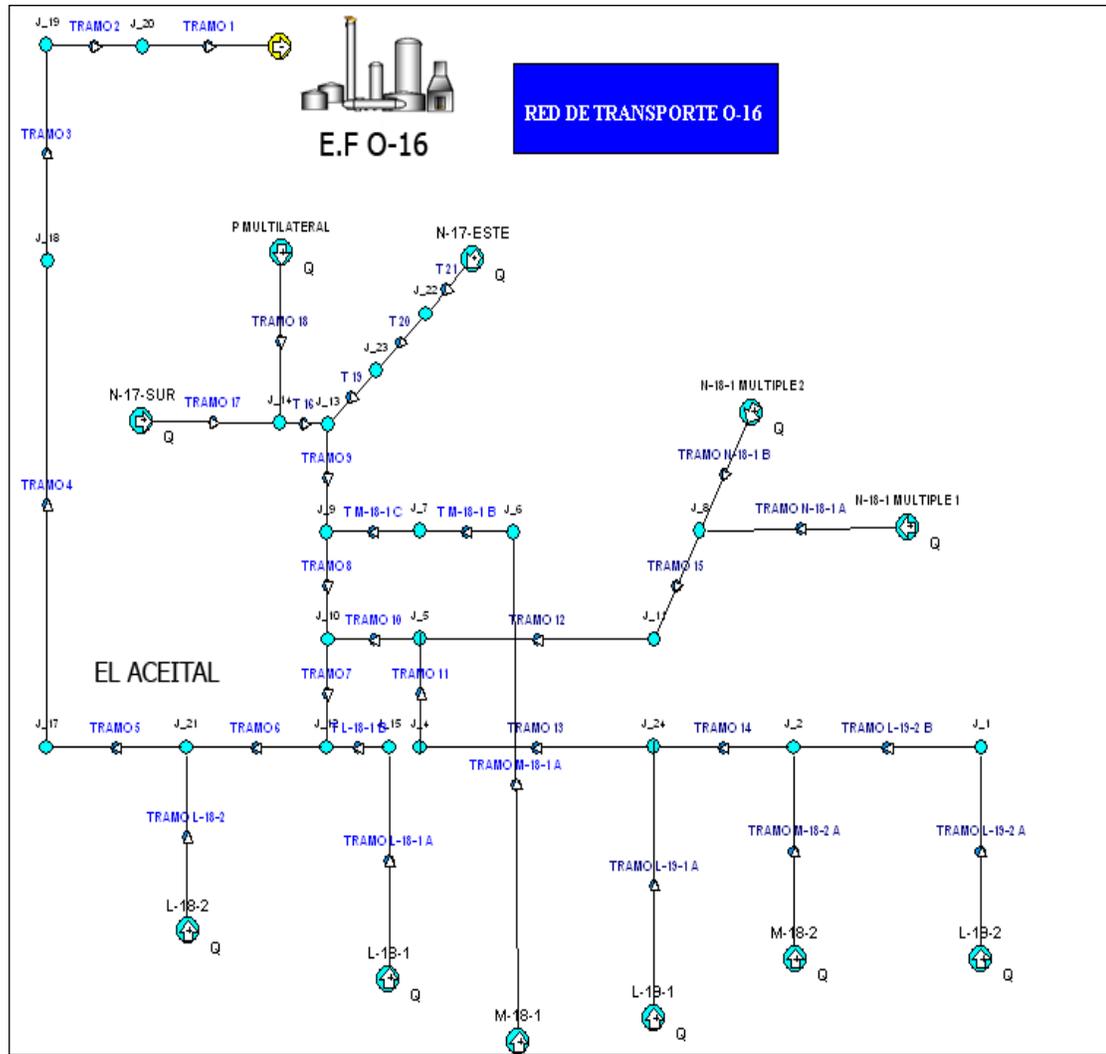


Figura 4.3.6. Modelo de la red de transferencia de la E.F. O-16

Del mismo modo que en la Estación J-20 al simulador se le suministraron todos los datos recolectados del sistema de transporte de O-16 y las características del crudo para la elaboración del modelo *Black oil*, en la figura 4.3.6 se describe el modelo ensamblado en el simulador estático, en dicha figura se puede observar los tramos de la red de transferencia, en especial el tramo 4 el cual presenta la mayor irregularidad

topográfica de la zona (ver apéndices B, figuras B.6 y B.7) , las macollas y la Estación de flujo O-16, las cuales fueron fijadas de la misma forma que para el modelo de la E.F. J-20 , macollas en caudales y la Estación de flujo en presión.

Las caídas de presiones fueron calculadas, fijando en las macollas (fuentes) la volumetría obtenida a través de la base Centinela. En la figura 4.3.7 se muestra las caídas de presión a largo de todo el sistema de recolección de la Estación O-16, cabe señalar que las macollas se agrupan a más de 10 mil metros de distancia de la Estación con una caída de presión continua hasta llegar a la misma.

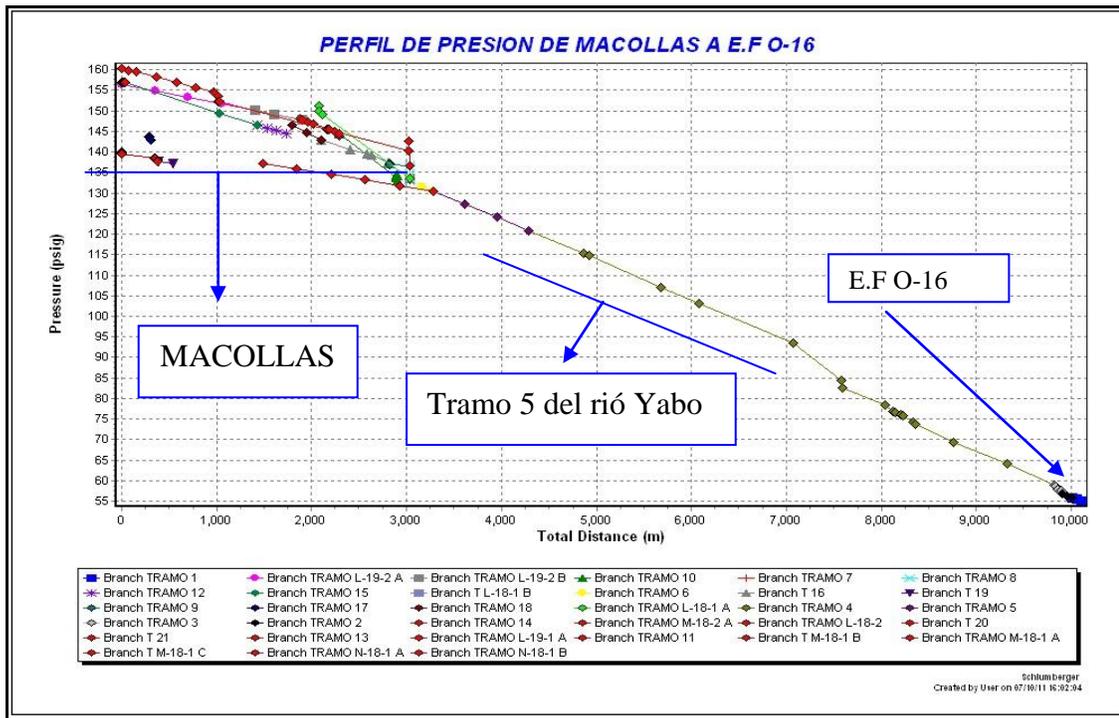


Figura 4.3.7. Caídas de presiones a lo largo de la red de transferencia de la E.F O-16

La caída de presión más abrupta se manifiesta al comienzo del tramo 5, una vez atravesado el río Yabo debido a que es la irregularidad topográfica más grave de todo el sistema, en esta sección la línea de 30 pulgadas lleva una tasa de crudo igual a la sumatoria de la recolección de todas las macollas.

Volumen de líquido en la tubería de la red de la E.F. O-16

La simplificación de los modelos al establecer una geometría sencilla, totalmente horizontal sin elevaciones o depresiones, arroja resultados en los *holdup* tanto de líquido como de gas, constante, es decir estos no tienen variación a lo largo del sistema. En las redes estudiadas, la fracción volumétrica de líquido aumentó en los tramos de la red con geometría irregulares, como codos, conexiones, subidas y bajadas bruscas por soterramiento de las tuberías, en la figura 4.3.8 se muestran los valores de holdup de líquido más cercanos a 100% en el sistema de transporte de O-16. En la gráfica podemos ver que el holdup de líquido pasa de porcentajes de 99% a 0 en pocos metros, esto sucede por la presencia de una subida brusca, donde luego hay un soterramiento.

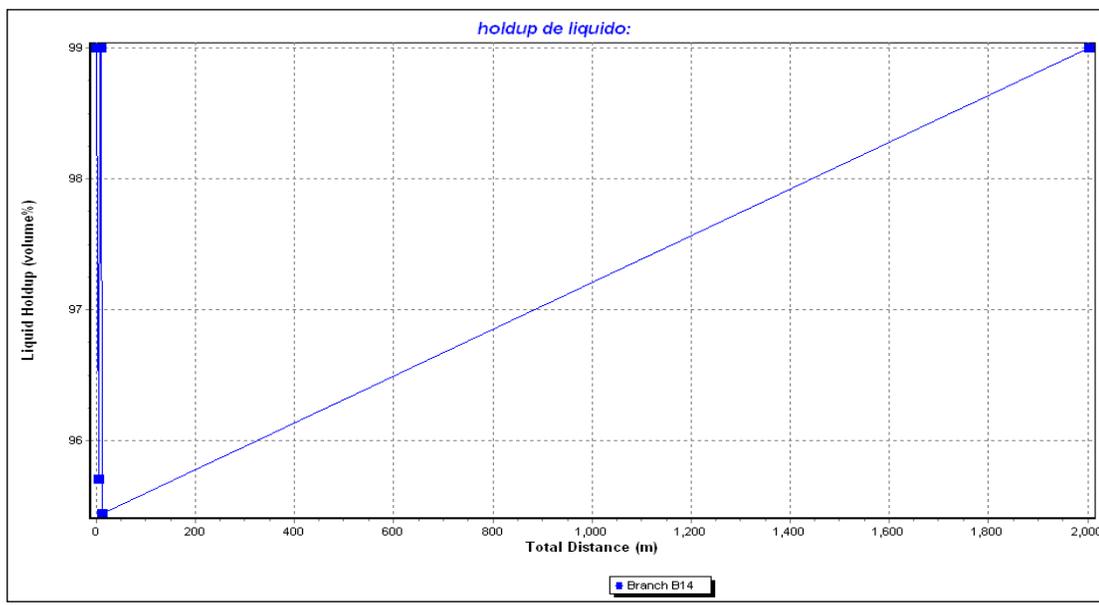


Figura 4.3.8. Holdup de líquido más crítico en la red de transferencia de O-16

Presiones en las Macollas de la E.F. O-16

La presión fue el parámetro principal a la hora de validar los modelos de simulación, esto debido a que se tenía acceso de forma directa a esta en el área de trabajo a través de los manómetros y medidores másicos instalados en los múltiples de producción de las macollas, en algunos casos este parámetro pudo ser examinado a través del

tiempo, gracias a sistemas de automatización y de control remoto instalado en 2 macollas de la zona en estudio.

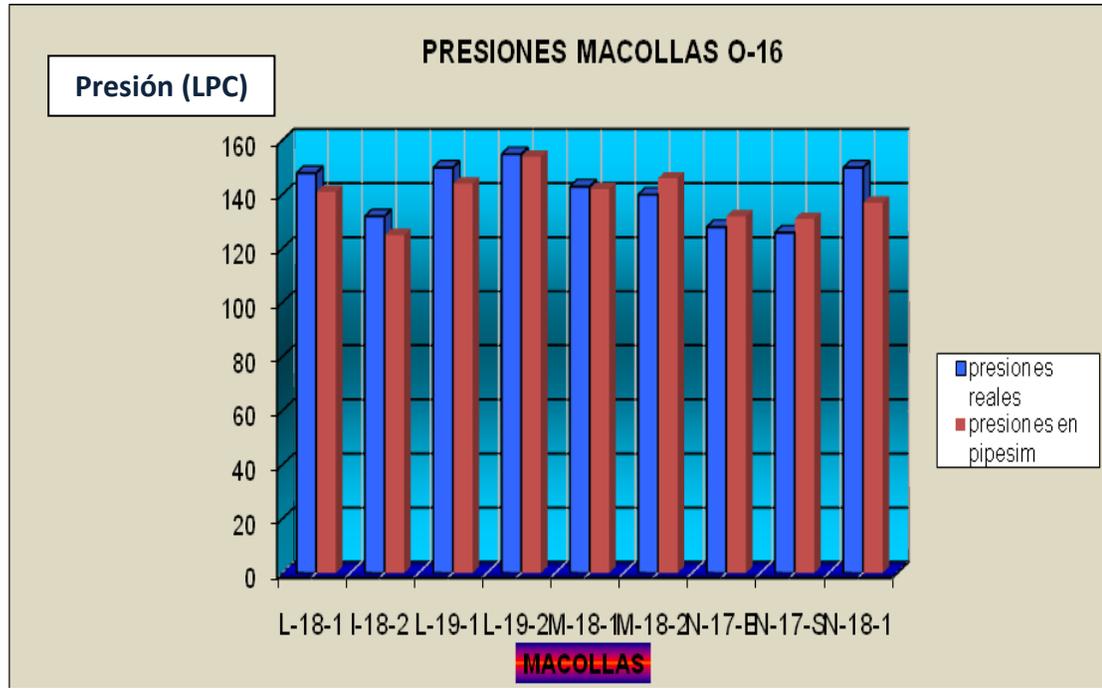


Figura 4.3.9. Presiones en las macollas de la red de transferencia de la E.F. O-16

Una vez cargada los datos de los sistemas de transferencia y de los fluidos manejados en estos se realizaron diversas corridas con diferentes correlaciones considerando modelos empíricos y mecanicistas para flujo multifásico horizontal, de la cual se observó que el menor porcentaje de error fue el resultado de las corridas con la correlación de Oliemans, en las figuras 4.3.9 y 4.3.10, se muestran las presiones simuladas contra las tomadas en los manómetros de los múltiples de producción de las macollas y los errores por macollas, con errores en macollas como la L-19-2 y M-18-1 por debajo del 2% y con un error promedio de 4.68 % para el modelo de la E.F. O-16.

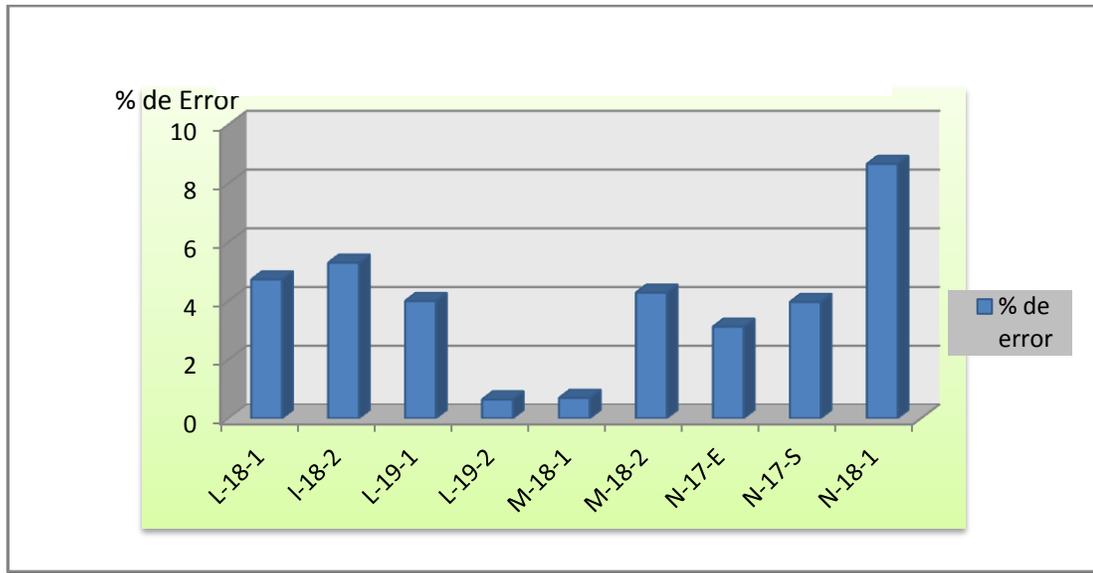


Figura 4.3.10. Porcentaje de error por macollas de la red de transferencia de O-16

Flujo másico por macollas para red de O-16

Los flujos másicos fueron calculados por el simulador estático a través de las volumetrías proporcionadas al modelo y las densidades calculadas con el modelo de fluido Black oil (ver apéndice A). Los flujos másico se calcularon no por ser un resultado final en el trabajo de investigación, si no por que representaron un dato necesario en la construcción del modelo dinámico, la unidades del flujo másico empleadas fueron libras por segundo (Lb/s).

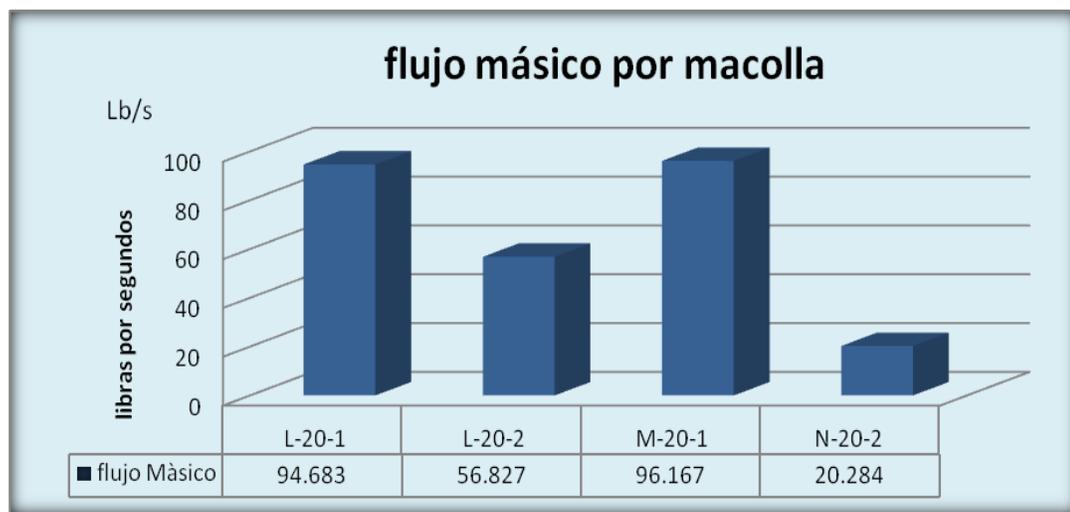


Figura 4.3.11. Flujo másico por macollas de la red de transferencia de J-20

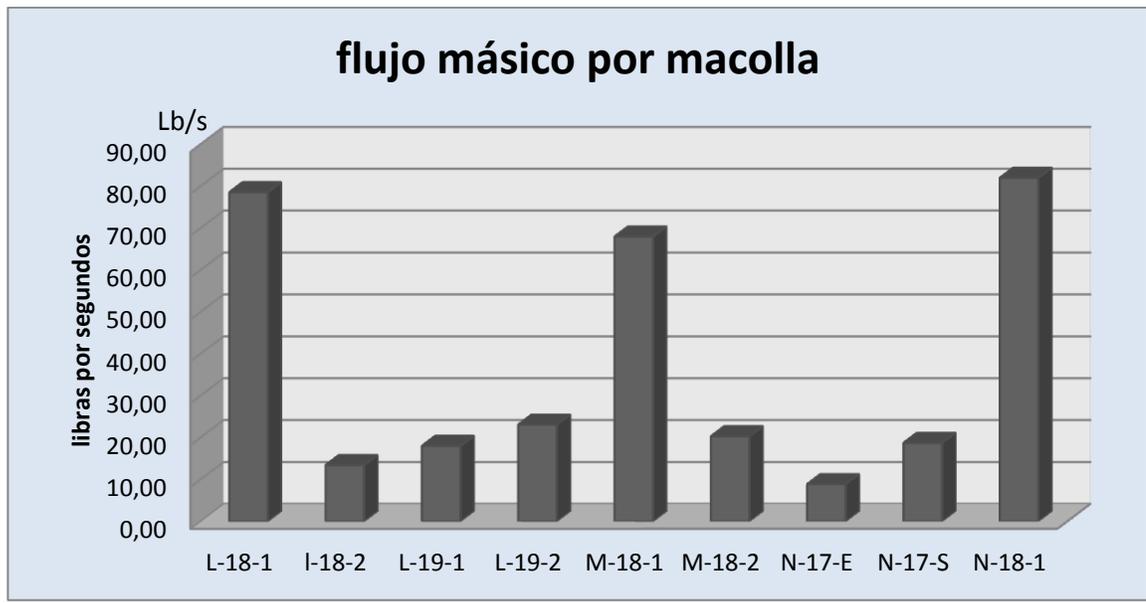


Figura 4.3.12. Flujo másico por macollas de la red de transferencia de O-16

En las figuras 4.3.12 y 4.3.11 se muestran los flujos másicos para cada macolla de la red de la Estación J-20 y O-16 respectivamente en estas se puede ver que la macolla M-20-1 y la macolla N-18-1 producen la mayor cantidad de petróleo con 96 y 82 libras por segundo.

4.3.2. Resultados de la Aplicación del Bombeo Multifásico en las Líneas de Transferencias

Caídas de presiones en las redes de las dos estaciones

Las bombas fueron colocadas en los tramos de las macollas más lejanas debido a que son estas macollas las que presentan las presiones más altas en los dos sistemas, los resultados se muestran en las figuras 4.3.13 y 4.3.14 para las estaciones J-20 y O-16 respectivamente.

En el modelo estático se trabajó con bombas doble tornillo, dado que estas bombas son bombas de desplazamiento positivo que pueden manejar altas volumetrías de crudo y gas y trabajar con crudos de altas viscosidad, además que este tipo de bombas

multifásicas han trabajado de forma eficiente con crudos pesados por más de 15 años en campos como Arcuna y Melones (Ver referencia 8).

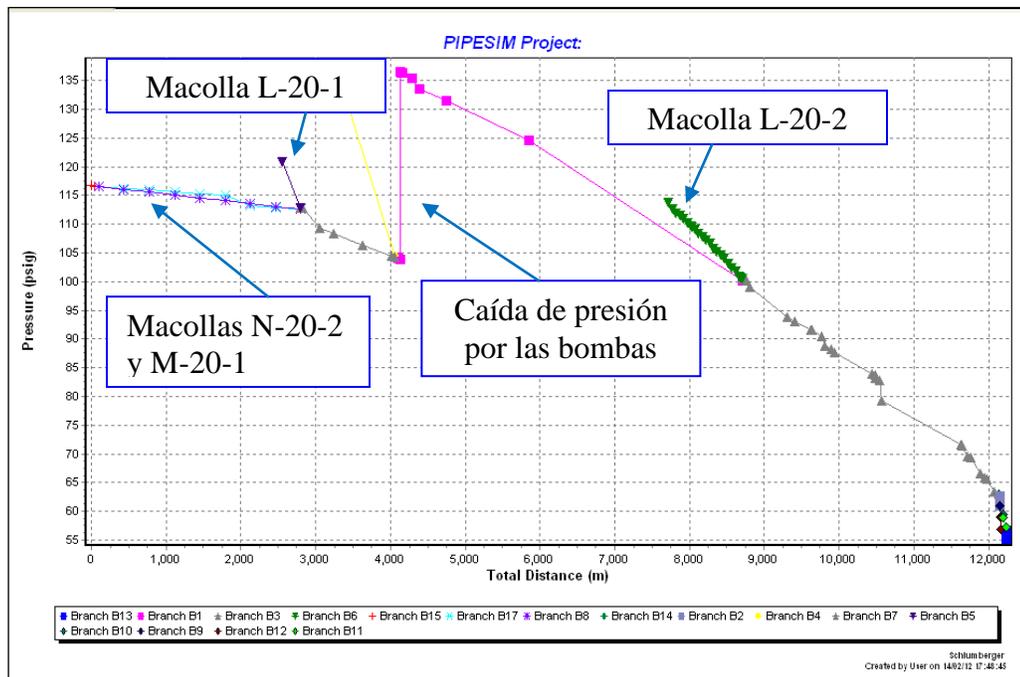


Figura 4.3.13. Caídas de presiones en la red de J-20 con las bombas multifásicas

Como se observa en la figura 4.3.13 las bombas multifásicas disminuyen la presión de las macollas más lejanas, N-20-2, M-20-1 y L-20-1, además de reducir la presión en las macollas antes mencionadas, el sistema de bombeo no afecta a la macolla L-20-2 ya que se encuentran a una distancia donde la presión aguas abajo con la bomba es menor a la presión de entrada de la macolla.

En la red de la Estación O-16 se aprecian varias caídas de presión, debido a que las macollas se encuentran en tramos diferentes unas de otras y por ende se colocaron varias bombas en los distintos tramos para tener un efecto completo en todo el sistema de transferencia hacia la Estación de flujo.

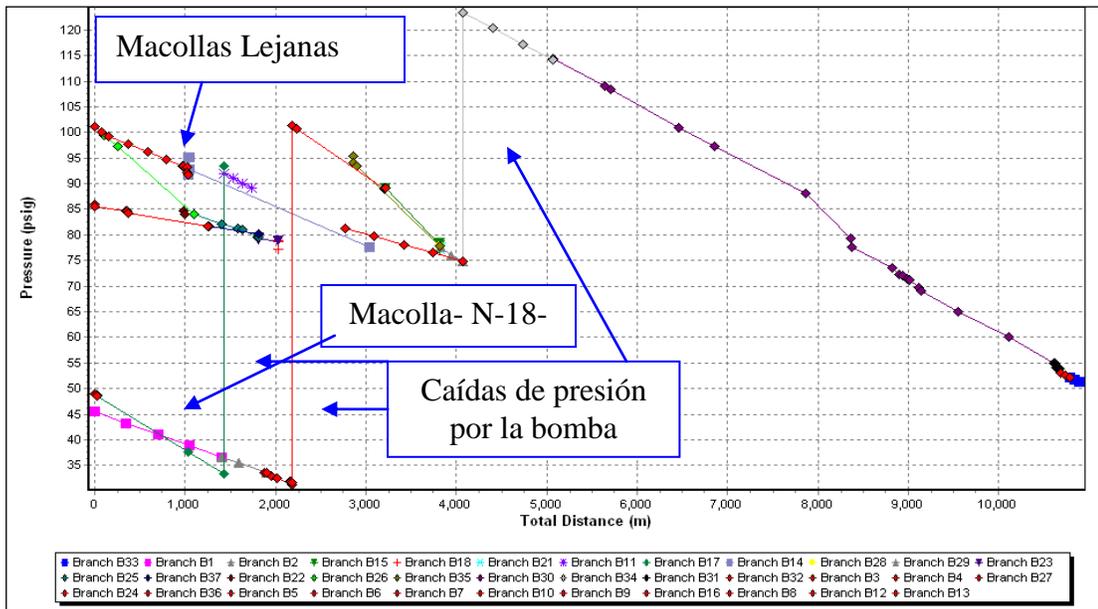


Figura 4.3.14. Caídas de presiones en la red de O-16 con las bombas multifásicas

En el gráfico de barras que se muestra en la figura 4.3.15, se aprecia una disminución de la presión en más de 50 lpc en cada una de las macollas donde se colocó las bombas, cabe destacar que la disminución de la presión va a depender de la presión de succión de la bomba a menor presión de succión más bajo llegará las presiones en los cabezales de pozos y en los múltiples de producción de las macollas, la presión de succión de las bombas se menciona en la siguiente sección.

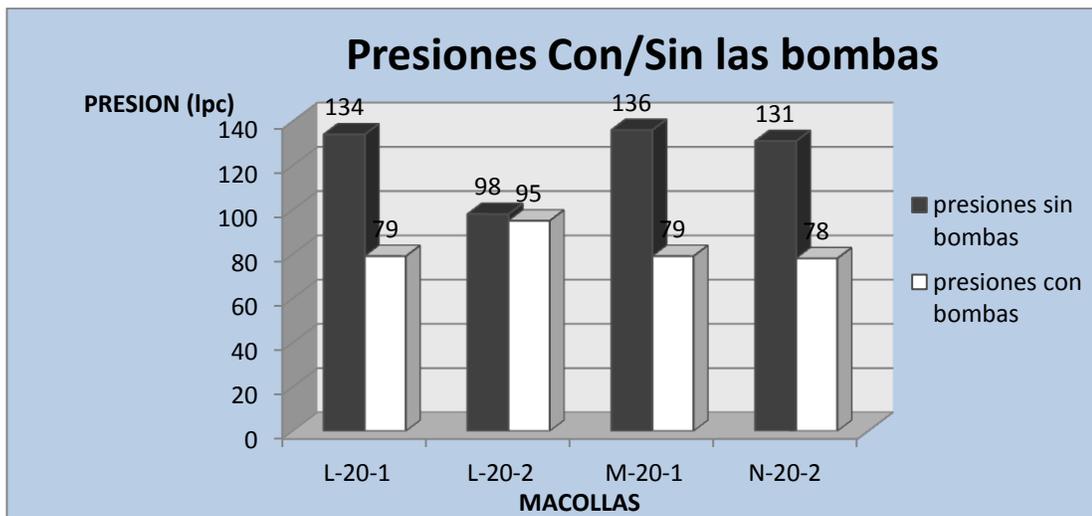


Figura 4.3.15. Diferencias de presiones con y sin las bombas multifásicas en J-20

Las presiones en el sistema de transferencia en O-16, disminuyen aguas arriba de las bombas, reduciendo así las presiones de los múltiples de producción de las macollas y por ende las presiones en los cabezales de pozos, las mayores reducciones de presión se produjeron en las macollas L-19-2, M-18-2 y L-18-2, con más de 100 lpc de reducción.

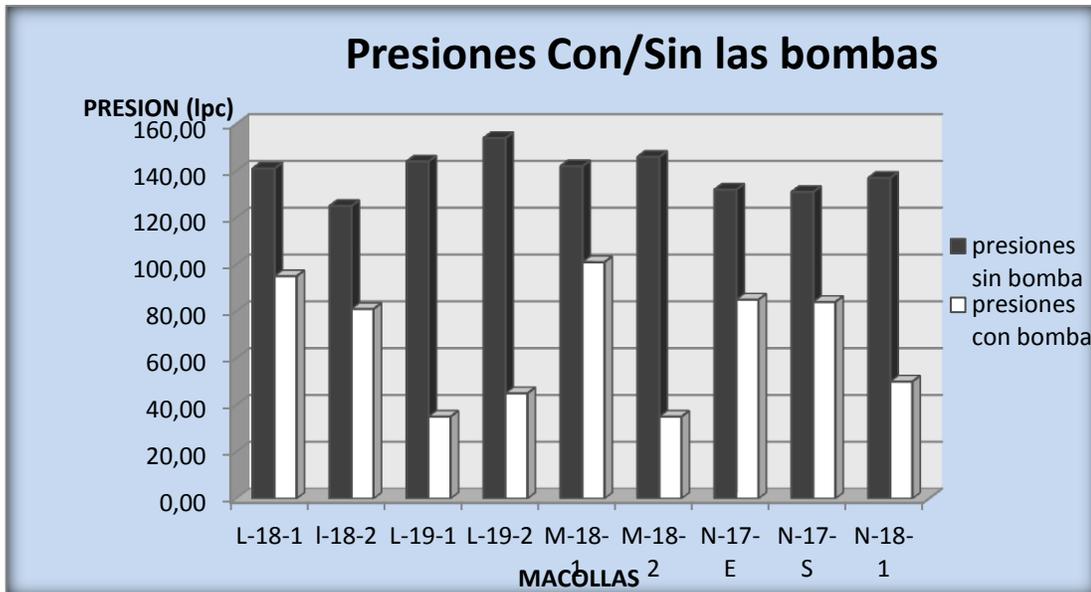


Figura 4.3.16. Diferencias de presiones con y sin las bombas multifásicas en O-16

Análisis del volumen de líquido en la tubería con la aplicación de bombeo multifásico en J-20

Al colocar las bombas multifásicas en los sistemas de transporte, estas mejoran levemente la fracción volumétrica de líquido, esto se puede apreciar en la figura 4.3.17 al compararla con la figura 4.3.3, de igual forma sucede en la figura 4.3.18 donde el holdup solo disminuye 5% al comparar la distribución del holdup con la figura 4.3.8. En definitiva las bombas multifásicas tienen poco impacto en la fracción volumétrica de líquido a lo largo de todo el sistema de transporte.

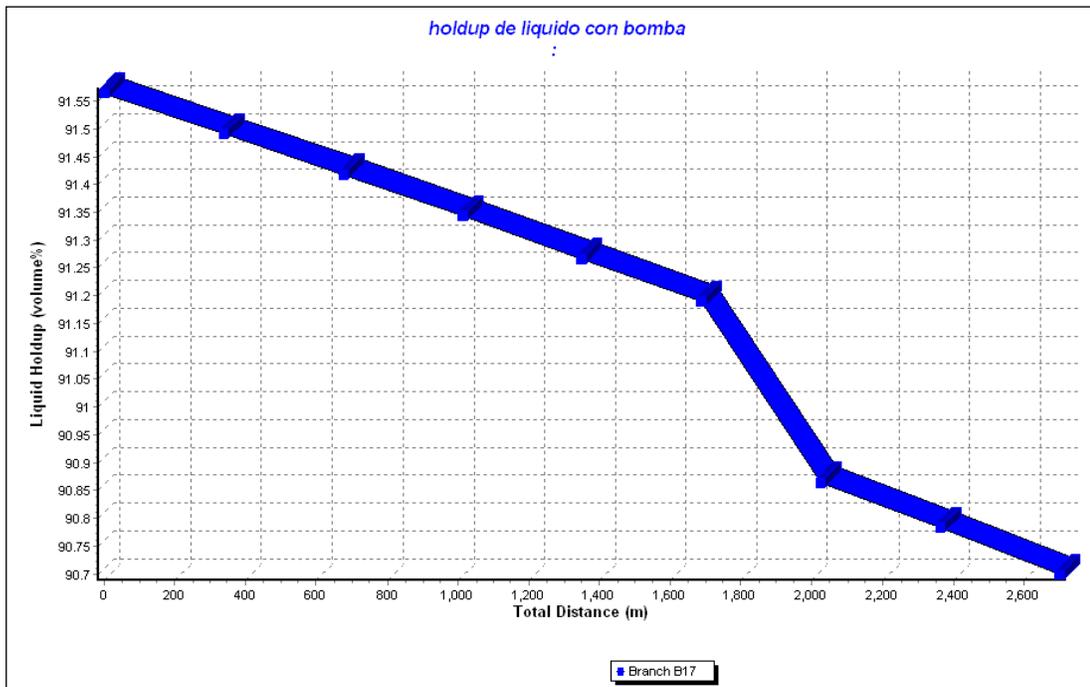


Figura 4.3.17. Holdup con la bomba en el tramo más crítico de la red de J-20

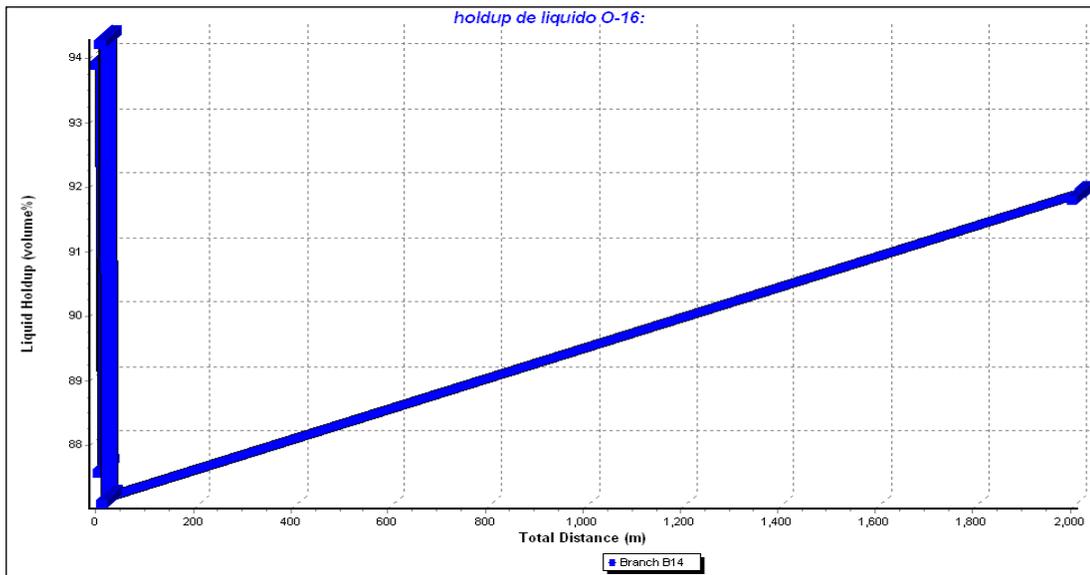


Figura 4.3.18. Holdup con la bomba en el tramo más crítico de la red de O-16

Efecto de las Bombas Multifásicas sobre los Sistemas de Producción

En este trabajo de investigación no se realizó un estudio de análisis nodal a los pozos de las macollas con bombeo multifásico, sin embargo haciendo una exhaustiva revisión bibliográfica, revisando artículos de investigación se encontraron estudios

realizados tanto en Venezuela como en otras partes del mundo, sobre aplicación de bombeo multifásico y porcentajes de incremento de producción con esta tecnología en dichos campos, en especial se revisaron varios estudio sobre la aplicación de bombas doble tornillos en la Faja Petrolífera del Orinoco(Ver referencia 6) , en estos trabajos se encontró incrementos de 15 a 20% en la producción de los pozos con las bombas multifásicas. Esta información nos permite estimar, tomando en consideración que los crudos son muy parecidos y que las bombas de la propuesta son del mismo tipo (bombas doble tornillos) el ganancial de producción de los pozos del área Extrapesado con las bombas multifásicas a instalar, estarían alrededor de dichos porcentajes.

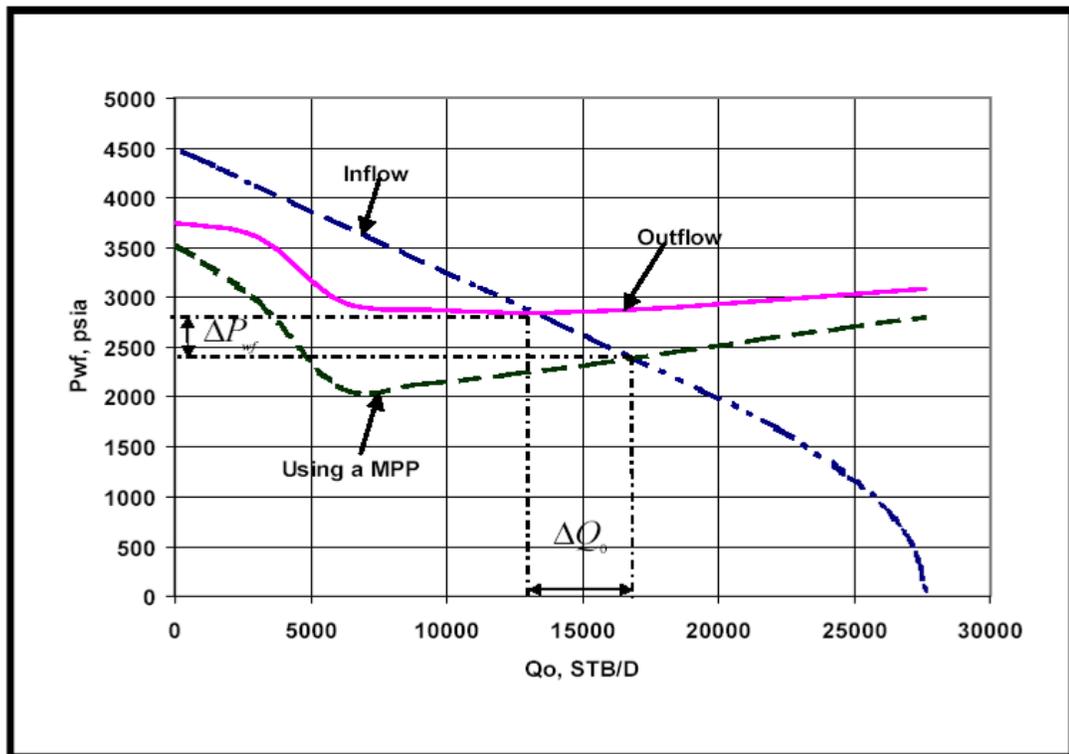


Figura 4.3.19. Resultado del análisis nodal usando bombeo multifásico

Fuentes: Martin y Scott. SPE 77500. Modeling reservoir / tubing / pump interaction identifies best candidates for multiphase pumping

Para conocer el incremento de producción de los pozos afectados por las bombas multifásica se debe realizar un análisis nodal a cada uno, como se mencionó anteriormente, ya que las bombas al establecer una presión de succión disminuyen la presión en cabezal de pozo que a su vez reduce la presión de fondo fluente (P_{wf}),

como se muestra en la figura 4.3.19. Que a su vez genera un mayor diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento, que en consecuencia trae un aumento en la producción del pozo como se describe en la figura antes mencionada.

Cuando una bomba de fondo, cualquiera que sea su tecnología, debe vencer una contrapresión menor, su comportamiento cambia, entre otras cosas porque los fluidos que maneja no son monofásicos. Una bomba rotodinámica (por. ejemplo. la BES) es mucho más sensible a los cambios de la presión que tiene que vencer que en el caso de las bombas de desplazamiento positivo (BCP).

En las figuras 4.3.20 y 4.3.21 se presentan entre otras cosas, los resultados experimentales de evaluaciones de una BCP metal-metal con flujo multifásico, y la conclusión es evidente: mientras menor sea el diferencial de presión (DP) que entrega la bomba, mayor flujo puede entregar esta a unas rpm dadas, de igual manera, mientras menor es la columna a vencer por la bomba de cavidad progresiva, mayor es el aporte volumétrico de la misma.

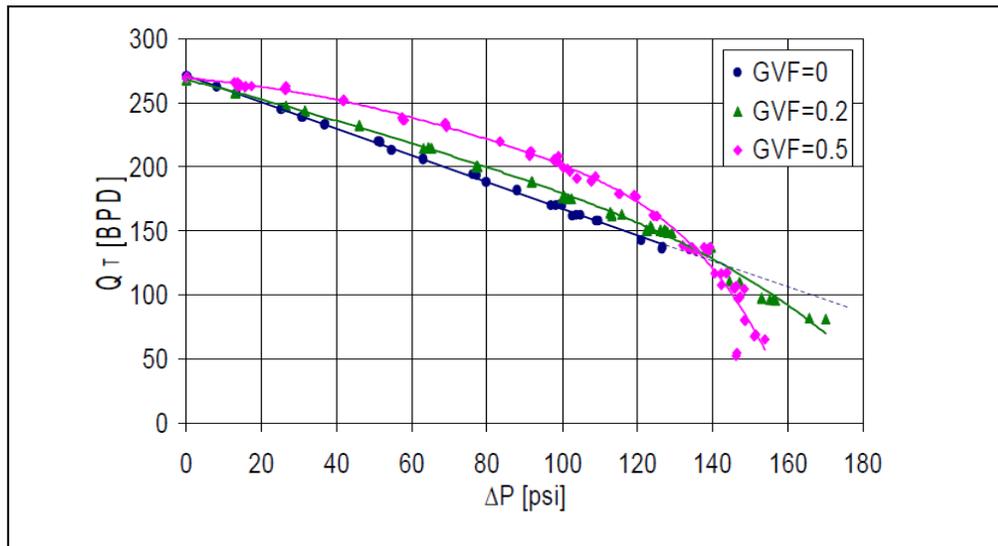


Figura 4.3.20. Comportamiento de un pozo con BCP y flujo multifásico
Fuente: PDVSA (Intevep) Understanding the performance of a PCP

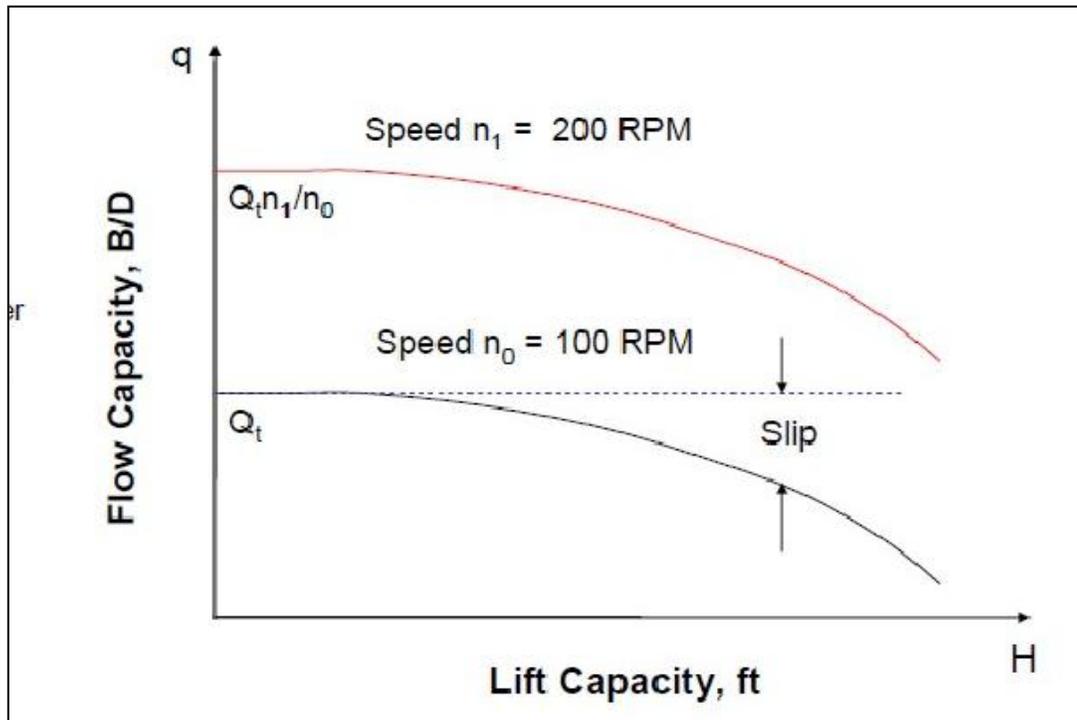


Figura 4.3.21. Comportamiento de la productividad de un pozo con BCP con respecto a la altura a vencer

Fuente: PDVSA (Intevp) Understanding the performance of a PCP

Sin embargo, es importante resaltar que en algunos casos muy particulares, por las condiciones del pozo (pozos cuyo aporte no corresponde con flujo tipo Darcy o que tienen limitaciones del tubing), aun reduciendo la presión de cabezal al instalar una bomba multifásica, no se logra un impacto en la productividad del mismo, como bien lo explican Martin y Scott en el paper SPE 0077500 *Modeling Reservoir Tubing Pump Interaction*.

Relacionados también con el tema, ocurrieron eventos durante la investigación que sirvieron como aporte fortuito en la importancia de esta propuesta. En las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 se recolecta el crudo de las macollas y pozos independientes, una vez los fluidos son calentados pasan al separador donde se separa la producción en sus fases líquidas y gaseosas, de aquí el gas es direccionado a un depurador del cual se redistribuye de la siguiente manera: una fracción del gas va a la planta

compresora Orinoco (P.C.O), otra fracción es utilizada como combustible en el sistema de calentamiento de las estaciones y una fracción es venteadada a la atmósfera.

Debido a requerimientos operacionales se realizó de forma simultánea varias corridas de herramientas a través de las líneas que llevan el gas a P.C.O, motivo por el cual el gas fue venteadado, ocasionando una disminución de presión a nivel de Estación de 10 Lpc, lo cual, sujeto al equilibrio mecánico en el sistema, significó una disminución de presión aproximada en cada macolla de 10 Lpc, la macolla L-20-2 equipada con dispositivos automatizados para el monitoreo de propiedades intensivas,” permitió confirmar la disminución equitativa de presión en las macollas.

Existió una alta producción como resultado de la disminución de 10 libras de presión en las Estaciones de Flujo O-16 y J-20, ésta durante el acontecimiento mencionado ascendió al orden de los 5.500 Bls, durante tan solo tres hora, lo cual convierte este acontecimiento en el reflejo del impacto de la disminución de presión en los sistemas de transferencia del área de Extrapesado del Distrito Morichal, dicho evento se explica a continuación.

En las figuras 4.3.22 y 4.3.23 la línea verde muestra los niveles de presión en la Estación , se aprecia como en el quinto día del mes de Octubre de 2011 a las 9:56 am las presiones comienzan a descender, de forma simultánea se aprecia el incremento continuo del nivel del tanque TK 10.001 (línea negra), el cual aumenta 3,3 pies, representando un volumen de crudo igual a 1.100 Bls bruto con una disminución de presión de 11 Lpc a pesar de haber sido reforzado el sistema de bombeo para evitar el derrame de los tanques lo cual se aprecia en la línea roja. La tendencia en los niveles de los tanques pasada la una y quince minutos de la tarde fue una declinación abrupta causada por el incremento del nivel de bombeo, no obstante esta afirmación se aprecia mejor en la figura 4.3.22.

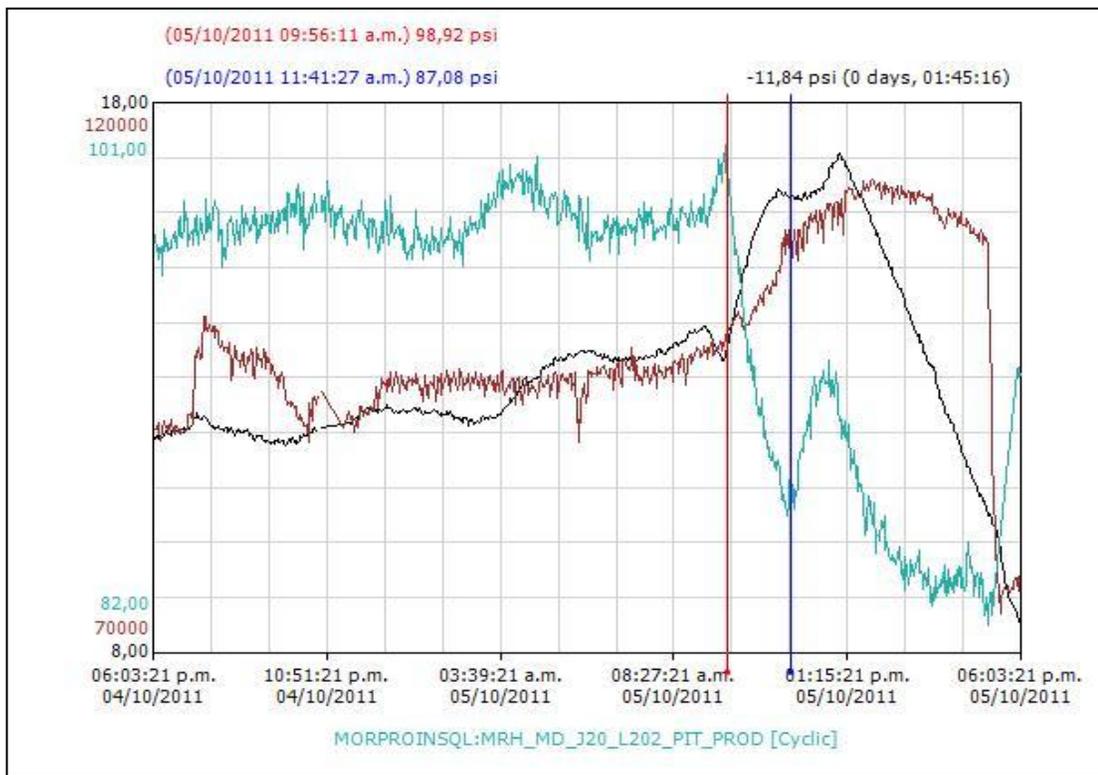


Figura.4.3.22. Comportamiento parcial de la disminución de presión, macolla L-20-2 ,parada de P.C.O.

Luego de diez horas y media el sistema vuelve a la normalidad tras haber realizado la corrida de herramienta con resultados factibles, momento en el cual la presión en la Estación se reincorporó a su condición original y por ende la presión en la macolla L-20-2 retoma su nivel regular, es decir 101 Lpc justo a las 9:38 pm, a partir de este punto se aprecia como los tanques se aproximan a su nivel de inicio con una tasa de bombeo de regulación intermitente. Este fenómeno ocurrió tan solo en tres horas en los tanques TK-10.001, TK-10.002, TK-5.001 de la Estación de flujo J-20 con un aporte subestimado de 2.750 Bls debido al bombeo simultáneo; de igual forma ocurrió en los tanques de la Estación de flujo O-16.

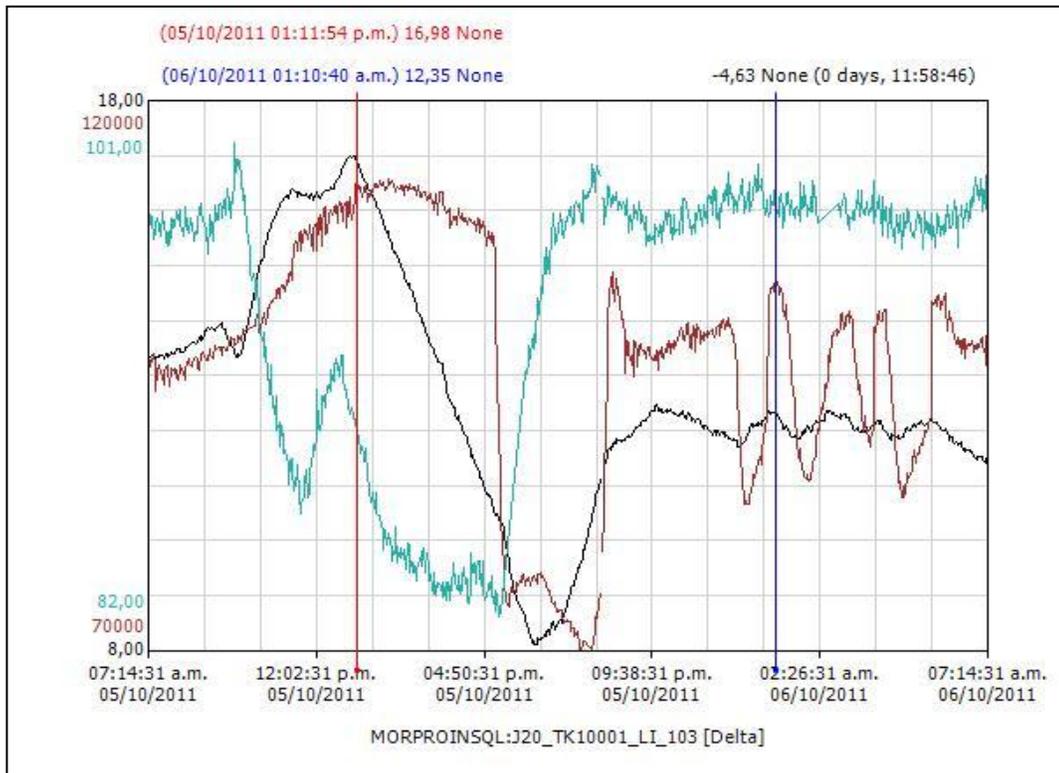


Figura.4.3.23. Comportamiento total de la disminución de presión, E.F J-20

4.3.3. Condiciones de Funcionamiento de las Bombas Multifásicas

Los parámetros de funcionamiento de las bombas multifásicas, fueron obtenidos y ajustados en los modelos estáticos de las redes de transferencia, estos se establecieron como rango de operación para cumplir con las normas de PDVSA de diseño de bombas. El tipo de bomba doble tornillo fue escogida debido a su eficiente funcionamiento con crudos pesados y extrapesados, la potencia fue definida a través de la sensibilización de los caballos de fuerza y el impacto en presión, siendo el rango mostrado en la tabla 4.14 el más óptimo.

Tabla 4.14. Rango de funcionamiento de las bombas a colocar

Parámetros de la bomba	Rangos
Tipo de bomba	Bombas doble tornillo
Potencia (HP)	260-320
Presión de descarga (psig)	160-210
Presión de succión (psig)	80- 100
Diferencial de presión (Psig)	80-110

Las presiones a la cual trabajará la bomba son los parámetros más importantes al momento de evaluar la colocación de estas en una red de tuberías, es por ello que para seleccionar las presiones de descarga y succión de las bombas se consultaron las normas de diseño de bombas de la empresa, en estas se explica que la presión de succión no debería ser menor la presión de vapor del fluido manejado ya que la bomba podría cavitarse, que en el caso de las bombas multifásicas esto no aplica, sin embargo la presión de succión de las bombas doble tornillo esta amarrada al diseño de las mismas, por consiguiente la presión de succión esta en el rango de las 80 a 100 lpc. La presión de descarga fue definida por medio de un proceso de iteración en el modelo estático, el cual consistió en colocar bombas multifásicas genéricas en los sistemas y dejar libre las presiones de las Estaciones de Flujo (sink) y variando las presiones de descarga en dichas bombas, se realizaron corridas hasta que se observó con cual de estas presiones de descarga el simulador arrojaba una presión en la Estación de flujo (sink), cercana a las presión real de la misma.

4.4. Simulación Dinámica

La simulación en estado dinámico, es una innovación en lo que ha transporte de fluido se refiere, debido a que al establecer un modelo dinámico se pueden evaluar los cambios de los parámetro y variables del sistema tubería-fluido en función del tiempo. La simulación dinámica se realizó básicamente para conocer el comportamiento de algunos parámetros como, los regímenes de flujo (ID), las fracciones volumétricas de gas y líquido (holdup), las velocidades superficiales de los fluidos y las presiones en el tiempo y espacio, tanto con las bombas multifásicas como sin las mismas.

4.4.1. Modelo Dinámico de las Redes

Para la elaboración de la simulación dinámica se suministraron todos los datos de los sistemas de transferencia en el simulador, estos incluyen los datos suministrados al simulador estático y los flujos máxicos calculados por el mismo, por otra parte el simulador dinámico no trabaja con correlaciones si no con el modelo de fluido construido en el simulador composicional, el cual se le fue cargado por medio de la interfaz entre los dos programas (ver figura 3.10).

Patrones de flujo en el oleoducto de transferencia de las macollas de la E.F. O-16

Los patrones de flujo afectan directamente el transporte del petróleo desde los pozos hasta las estaciones de procesamiento del mismo y en el Distrito Morichal no pasa lo contrario. Las irregularidades topográficas, variaciones en la geometría de las tuberías y la producción de petróleo y gas empeoran los patrones de flujo, al punto de producir un transporte ineficiente del flujo multifásico, La sección más crítica debido a su topografía y que conjuntamente transporta toda la producción de la zona 2 de la E.F O-16 es el tramo del río Yabo, por esta razón en la figura 4.4.1 se muestra el perfil topográfico del tramo y los patrones de flujo (ID).

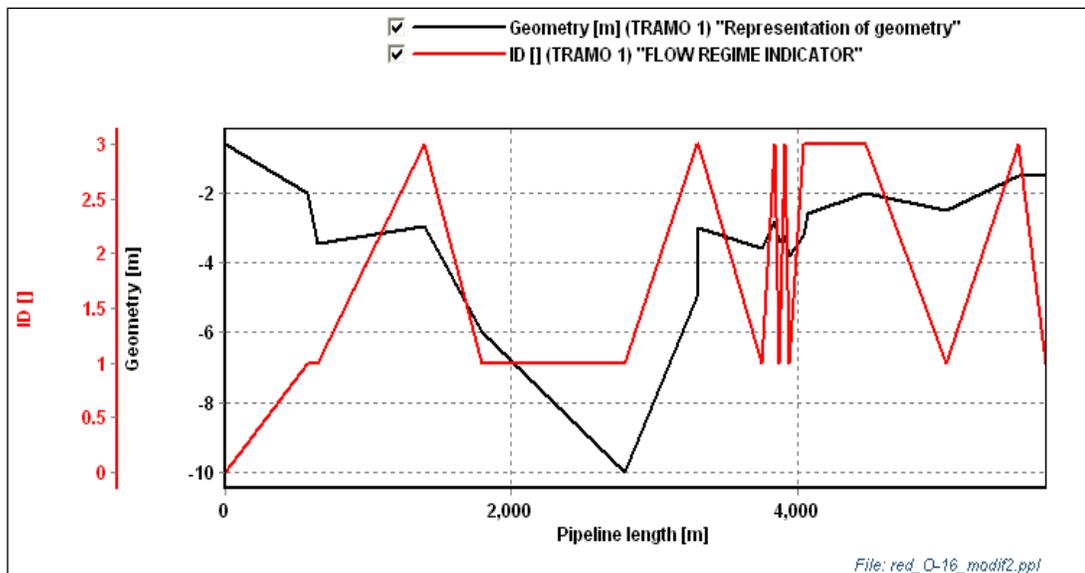


Figura 4.4.1. Patrones de flujo en el tramo de mayor irregularidad topográfica O-16

El simulador dinámico muestra los regímenes de flujo existente en los sistemas de transferencia de acuerdo a una enumeración, el cual corresponde a diferentes patrones de flujos, dicha enumeración para estos regímenes son las siguientes:

- El número 1 (uno) corresponde a un flujo estratificado.
- El número 2 (dos) corresponde a un flujo anular.
- El número 3 (tres) corresponde a un flujo tapón.
- El número 4 (cuatro) corresponde a un flujo burbuja.

En las figuras 4.4.1 y 4.4.2 se puede observar que hay un intermitencia en los patrones de flujo para las dos tuberías principales (30 y 36 pulgadas), dicha intermitencia se produce entre el ID 1 y el ID 3 los cuales representan un patrón de flujo estratificado y tapón respectivamente, de manera que hay una alta presencia de flujo tapón no deseado en las redes de transferencia.

La presencia de flujo tapón trae como consecuencia una deficiencia en el proceso de transporte del crudo e igual no permite una óptima separación del gas en las Estaciones de Flujo. Los efectos de un flujo tapón son los siguientes:

- Presurización de los sistemas de transferencia por cuellos de botellas.
- Reducción de la vida útil de los equipos de las Estaciones de Flujo por vibraciones.
- Deficiencia en la separación de la producción por flujo intermitente.
- Deficiencia en el proceso de transferencia de la producción tanto a las Estaciones de Flujo como a la estaciones de tratamiento y comercialización.

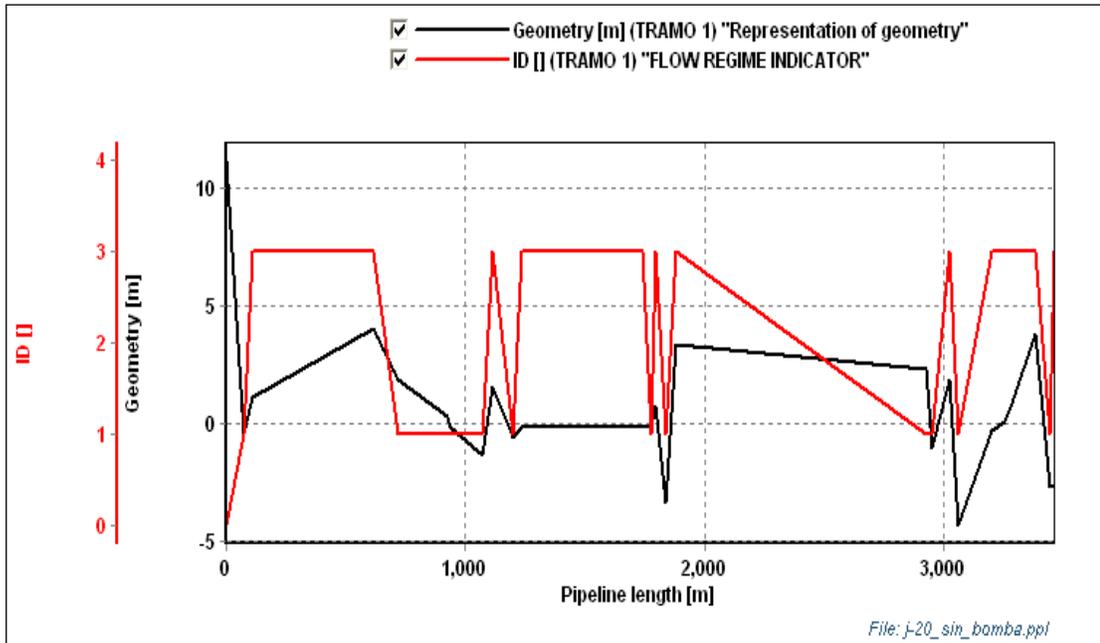


Figura 4.4.2. Velocidades y holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. J-20

Velocidades y Volumen de líquido a largo del oleoducto principal de la E.F. O-16

Como en la simulación estática, la fracción de líquido en la tubería fue evaluada en el simulador dinámico, pero esta vez en el tiempo y con la velocidad superficial del petróleo como se presentan en la figura 4.4.3 y 4.4.4

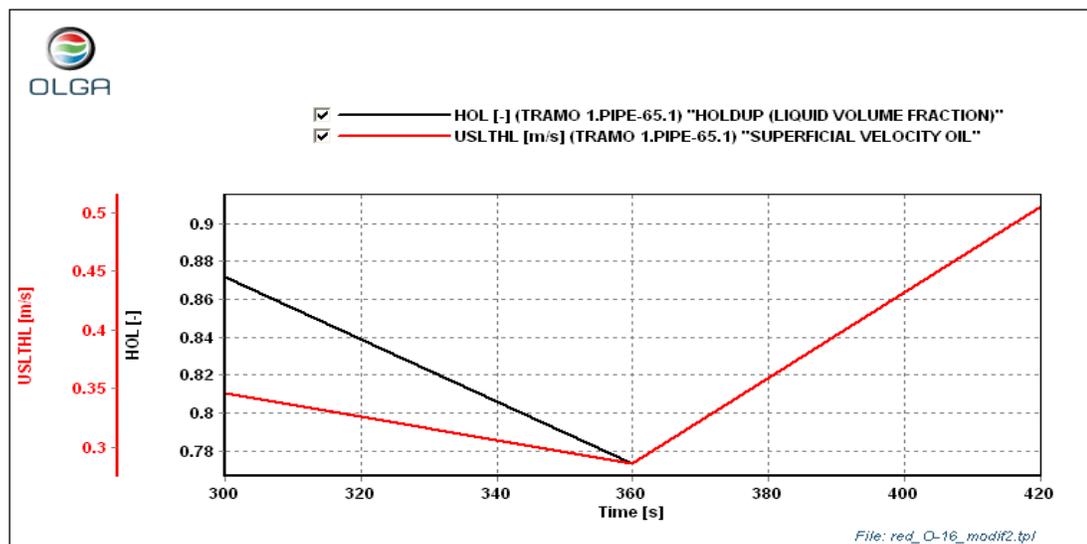


Figura 4.4.3. Velocidades y holdup de líquido versus tiempo en el tramo final O-16

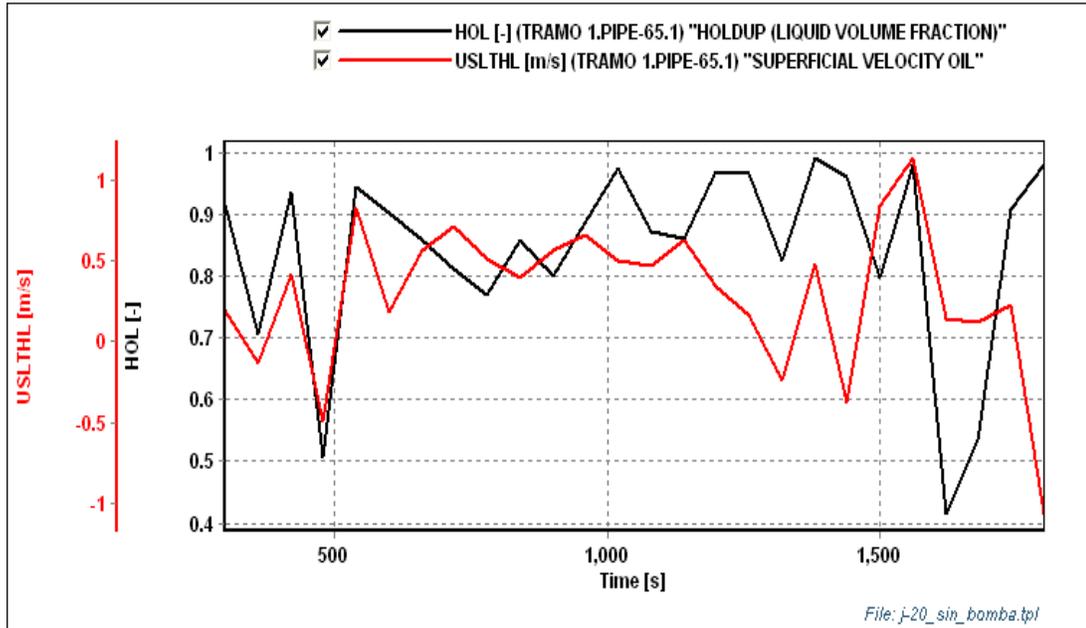


Figura 4.4.4. Velocidades y holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. J-20

En las figuras antes mencionadas se puede observar que la fracción de volumen de líquido cumple con una tendencia opuesta a la velocidad del petróleo, donde al aumentar la velocidad del crudo el otro parámetro disminuye y viceversa. También se puede apreciar que la fracción de volumen de líquido fluctúa en las dos tuberías principales con valores que van de 1 a 0.4, no solo el holdup cambia sino también las velocidades del crudo de forma extrema, como se puede apreciar en las gráficas 4.4.3 y 4.4.4 donde incluso dichas velocidades llegan a valores negativos, de donde se infiere que en ese instante el fluido cambia su vector dirección y retrocede característica común en flujos intermitentes.

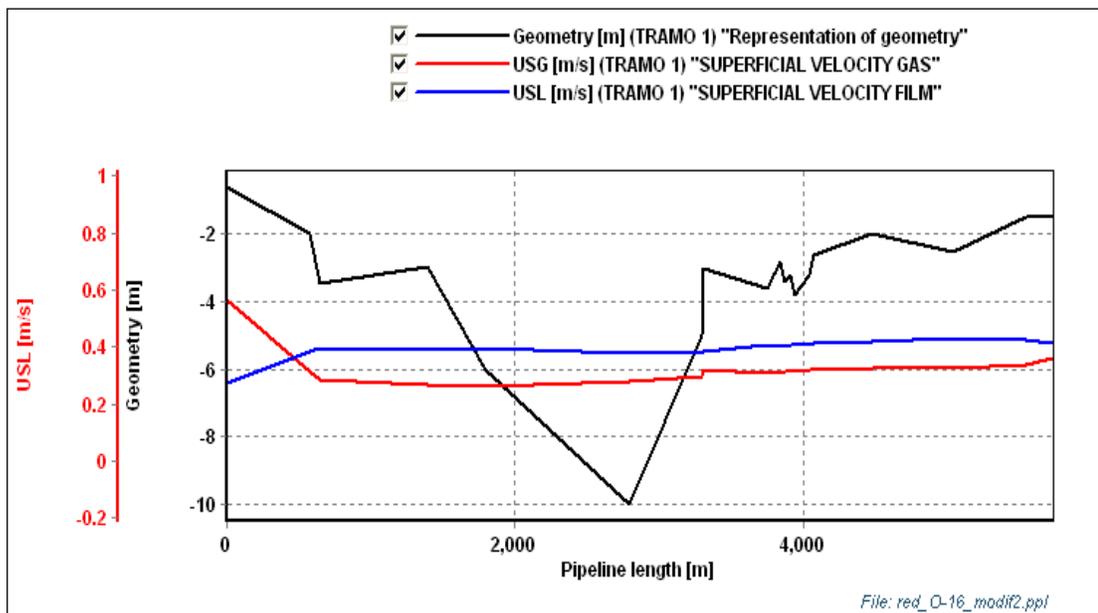


Figura 4.4.5. Velocidades de los fluidos en el tramo final hasta la E.F. O-16

Volviendo al punto anterior la acumulación de líquido y los patrones presentes en un flujo multifásico son afectados significativamente por el holdup y las velocidades de cada fluido como lo dedujeron Taitel y Dukler (ver apéndice A figura A.3) es por ello que aunque el simulador dinámico no emplee un método empírico (correlaciones) para el cálculo de las variables, sino aplica un modelo mecanístico, para el calculo y predicción de los regímenes de flujos, de manera análoga, utilizando las velocidades de la figura 4.4.5 y el diagrama de Taitel y Dukler (figura A.3) , se examinaron dichos patrones pudiendo notar de que el flujo cae en una zona de flujo transiente, validando los resultados del simulador dinámico(método mecanístico).

A continuación en las figuras 4.4.6 y 4.4.7 se pueden visualizar los esquemas de los tramos de los oleoductos que transfieren la producción de las macollas hasta las Estaciones de Flujo, en 3D y 2D respectivamente. La imagen en 3D se puede observar la depresión del río Yabo y como se distribuye la fracción de volumen de líquido (holdup) a lo largo de dicho tramo, es importante destacar que en esta imagen se puede apreciar de forma única como las irregularidades topográficas contribuyen con el holdup de líquido , el cual es representado en sus valores más cercanos a 1 por

el color rojo y en azul por su valores más bajos, siendo evidente la presencia de zonas completas de gas y zonas completas de líquido en la tubería principal.

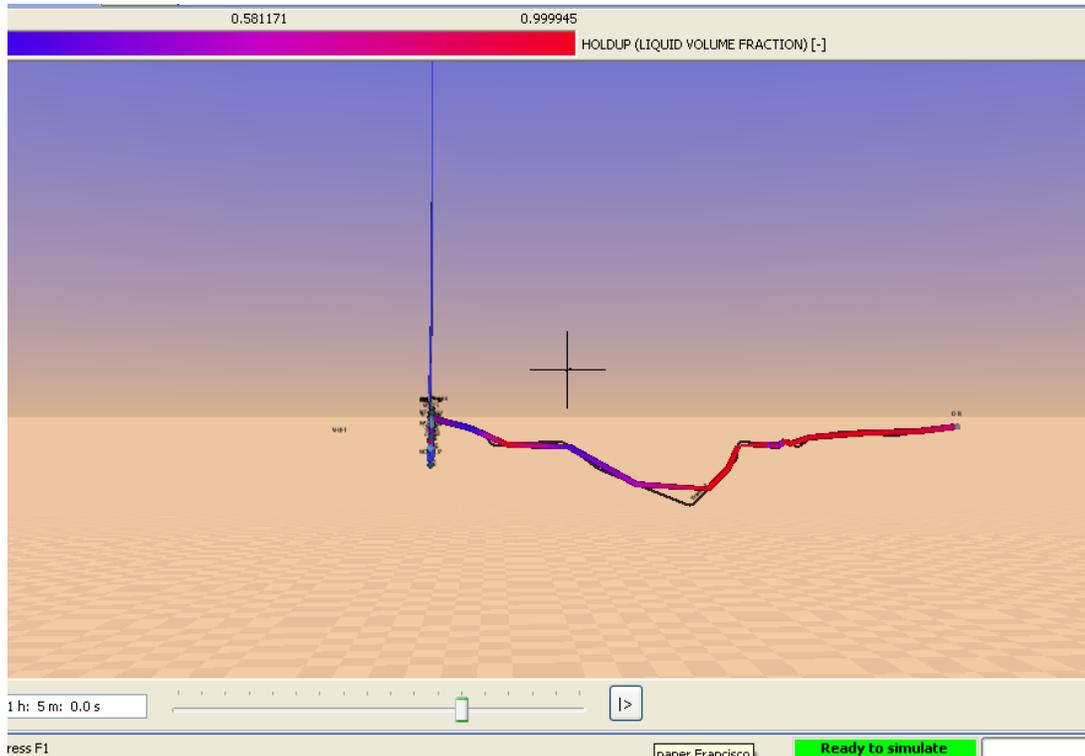


Figura 4.4.6. Holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F. O-16

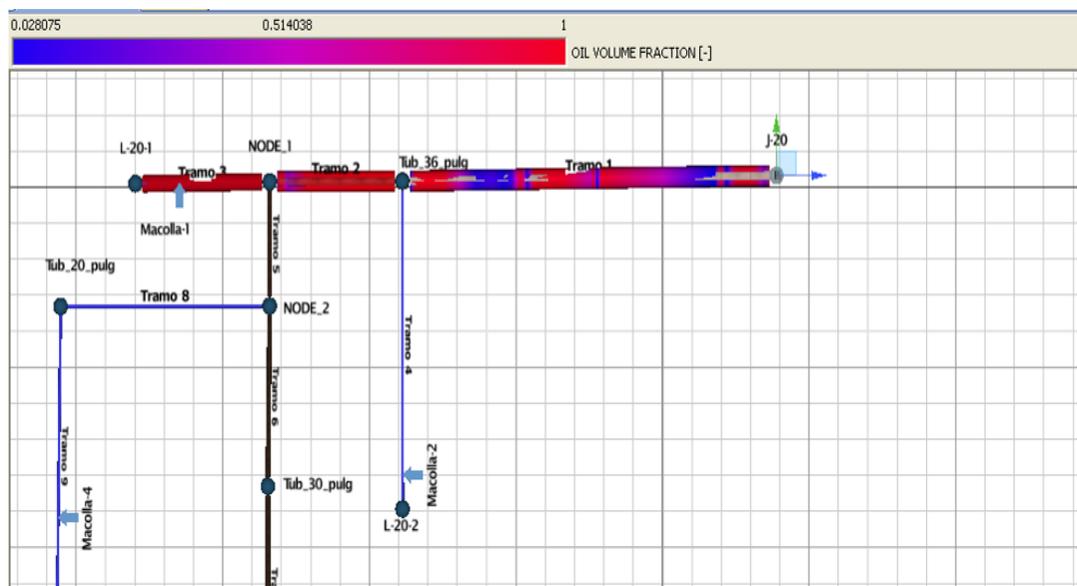


Figura 4.4.7. Holdup de líquido en el tramo final hasta la E.F.- J-20

4.4.2. Resultados de la Aplicación de Bombeo Multifásico en el Modelo Dinámico

Avanzando en el desarrollo del trabajo de investigación se colocaron las bombas multifásicas de manera semejante que en el simulador estático, y se evaluó los resultados obtenidos, para las variables de presión, fracción de volumen de líquido, patrones de flujo y velocidades superficiales tanto en el tiempo como en el espacio.

Durante varias corridas se obtuvieron resultados no esperados con el bombeo multifásico, al evaluar si dicha tecnología podía disminuir el flujo intermitente en los sistemas de transferencia, no se pudo demostrar en la simulación dinámica que esta eliminará el flujo tapón, arrojando valores iguales en patrones de flujo con las bombas y sin las bombas, que en definitiva llevo a la conclusión de que el régimen de flujo es una variable gobernada principalmente por la geometría de las tuberías y las irregularidades del terreno y que solo podrían cambiarse dichos patrones por la modificación de alguna de estas variables.

Por otro lado, al realizar una investigación exhaustiva de los antecedentes de aplicación de bombeo multifásico y consultar con expertos de Intevep, se pudo concluir que las bombas realmente no tienen un efecto significativo y directo sobre el patrón de flujo como se mencionó en el párrafo anterior (si existe un efecto indirecto al modificar la fracción volumétrica de gas en sitio por el incremento de la presión, pero no es la variable de mayor peso). Adicionalmente si se quiere prevenir la aparición del flujo tapón, en ciertos lugares del sistema de las instalaciones receptoras, entonces se puede promover su disipación por medio de: Instalación de un tramo de tubería recta ligeramente inclinada en sentido descendente (menos de 5 grados) antes de las instalaciones receptoras, esto promoverá la estratificación del flujo, o la instalación de un disipador de tapones multitubos, donde en Intevep se esta desarrollando un disipador de ese tipo, y que puede contribuir significativamente a resolver dicho problema.



Figura 4.4.9. Caídas de Presiones en la red de transporte de la E.F. J-20

Efecto de las bombas multifásicas en las velocidades y fracción de líquido en los oleoductos

Considerando ahora los otros parámetros a evaluar en los oleoductos de recolección del crudo, se lograr visualizar en las figuras 4.4.10 y 4.4.11 las velocidades y fracción de volumen de líquido en los tramos finales de las redes de transferencia con las bombas, donde si se comparan con las figuras 4.4.3 y 4.4.4 respectivamente, se puede observar que el comportamiento no cambia significativamente por efecto del bombeo multifásico, esto es de esperarse ya que estos parámetros al igual que los patrones de flujo depende principalmente de la geometría y las condiciones topográficas del terreno, las cuales son una constante. El signo negativo en las velocidades representa la dirección del flujo, como se explico anteriormente.

La acumulación de líquido alcanza a ocupar el 100% del volumen de las líneas de producción y en diferentes puntos de los oleoductos, esto sucede como consecuencia del flujo transiente, ya que cuando se forman los tapones de gas detrás de estos se

acumula una masa de petróleo formando un tapón líquido, logrando invadir todo el volumen de la tubería. Cabe destacar que este proceso es visible cuando se corre esta variable en el simulador dinámico es decir, holdup, versus tiempo (Ver figuras 4.4.10 y 4.4.11).

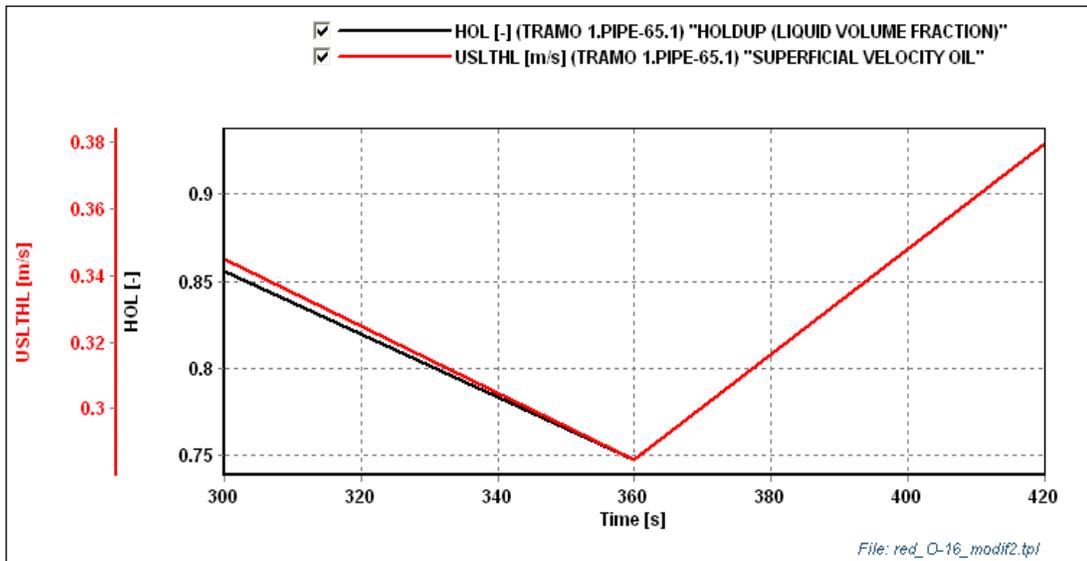


Figura 4.4.10. Velocidades y holdup de líquido con las bombas en la red de transporte de la E.F. O-16

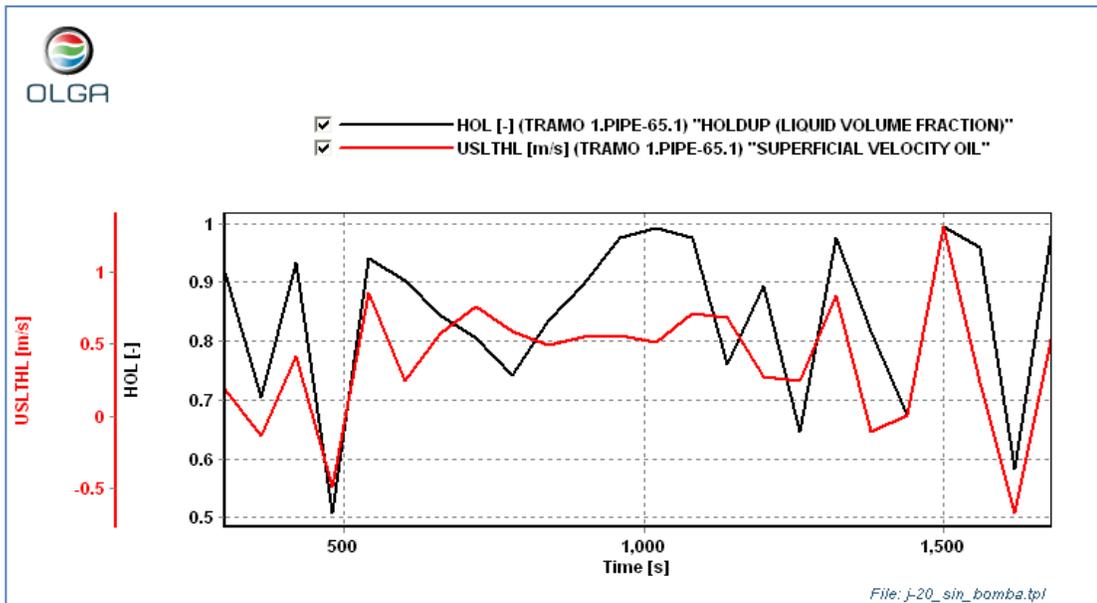


Figura 4.4.11. Velocidades y holdup de líquido con las bombas en el tramo final de la E.F. J-20

4.5. Bombas Multifásicas

La selección de las bombas fue la parte final de este trabajo de investigación, en este objetivo se definió la propuesta, al establecer la marca y el modelo de la bomba, el número de bombas a instalar y costo de estas. La selección adecuada de bombas, motores y los controles para integrar los requerimientos del proceso de bombeo es esencial para asegurar que el sistema de bombeo opere efectiva, confiable y eficientemente. Muchos de los sistemas de bombeo están sobredimensionados hasta por más de un 20%, no obstante al asumir esto y teniendo en cuenta los errores cometidos en casos anteriores, se tiene la oportunidad de optimizar el proceso y el proyecto.

4.5.1. Bombas multifásicas adecuadas para los sistemas de transferencias

Parámetros operacionales

Los parámetros de operación de la bomba en las dos redes se calcularon con las bases de datos obtenidos en el primer objetivo, donde en el apéndice E, se puede observar la volumetría de crudo, diluyente, agua y gas para cada uno de los pozos de cada macolla, después de obtenida la volumetría total y con las proyecciones de producción de petróleo y gas para los próximos años de cada red (Ver figuras 4.5.1 y 4.5.2) se procedió a calcular los caudales equivalentes de la mezcla (C.E.M) y la fracción de volumen de gas (GVF), dicho calculo se realizó utilizando las ecuaciones 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 que se describen en el capítulo III, los resultados para cada Estación se muestran a continuación.

Calculo de GVF y caudal equivalente de mezcla (C.E.M) de J-20

Bomba multifásica

parámetros de la bomba				
presión in	temp in	presión desc	RGP	
80	90	200		206.63 543
*PSIG	*F	*PSIG		*scf/bbl
				GVF 0.80
Crudo	agua	Gas	C.E.M.	
68997	1116.434	281102.39	351215.62	
*BEPD	*BEPD	*BEPD	*BEPD	

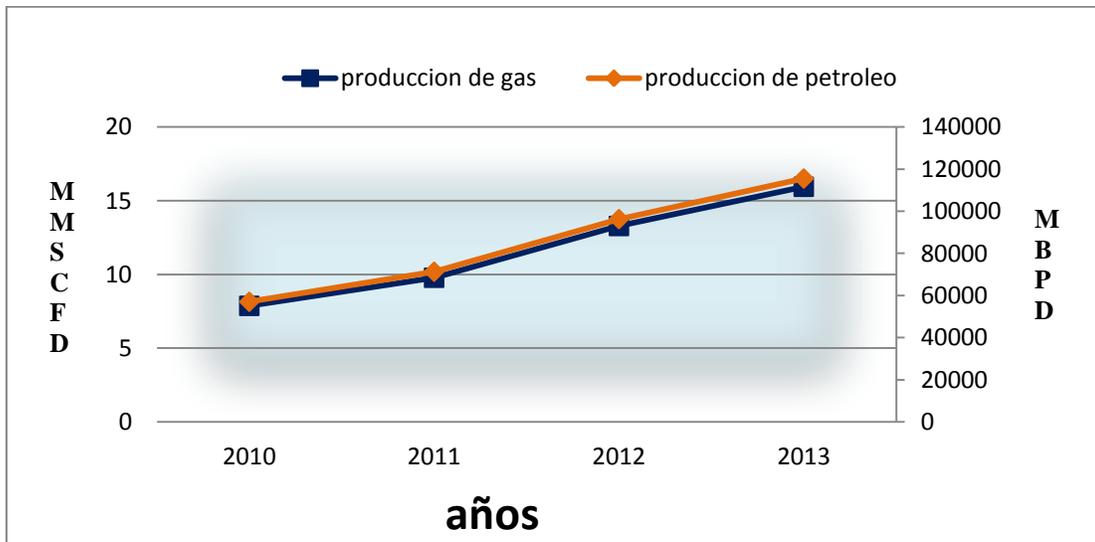


Figura 4.5.1. Proyección de la producción de petróleo y gas para la E.F J-20

Calculo de GVF y caudal equivalente de mezcla (C.E.M) de O-16

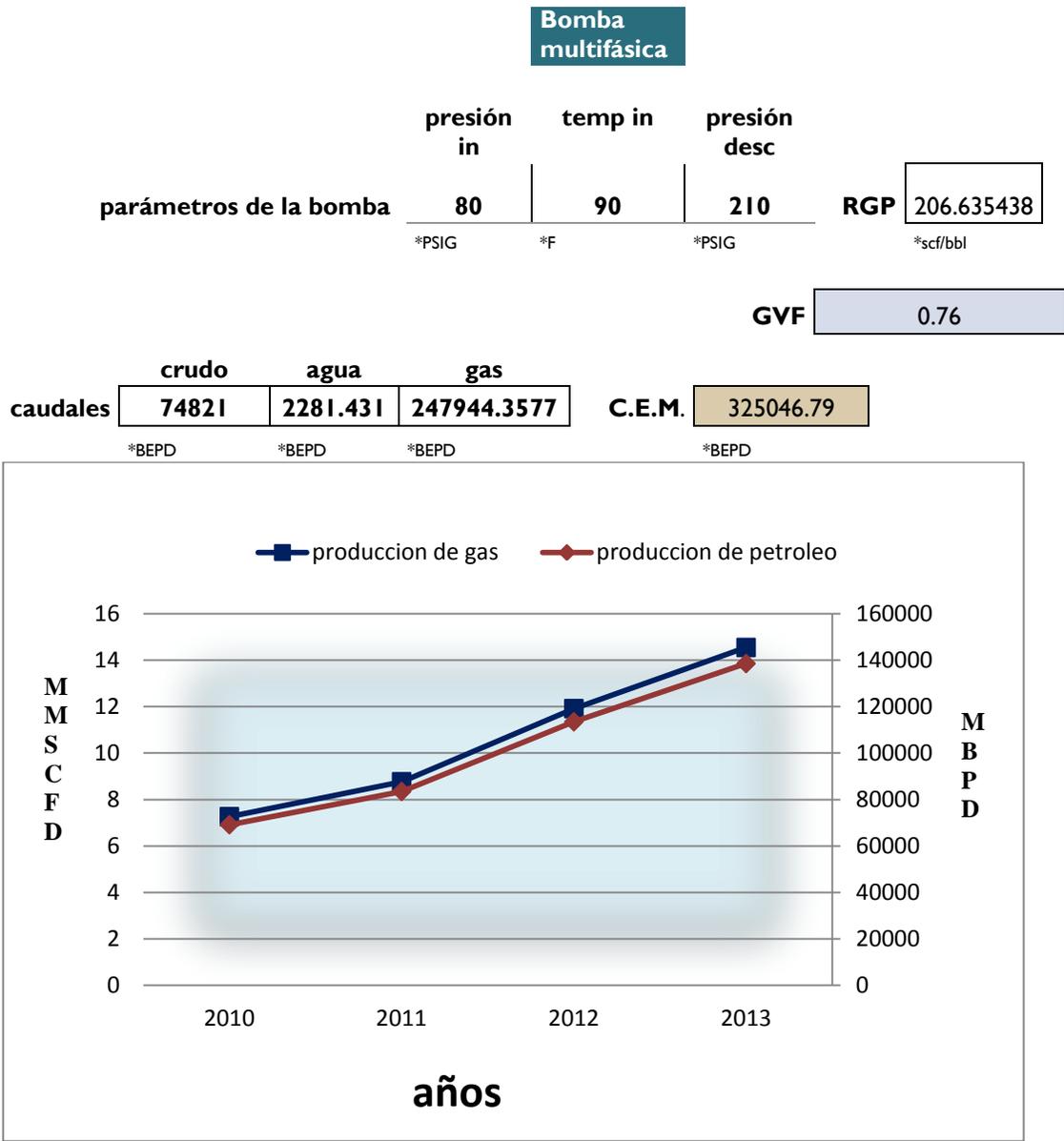


Figura 4.5.2. Proyección de la producción de petróleo y gas para la E.F O-16

Modelo de bombas doble tornillos seleccionadas

Para poder determinar las características de diseño y operación de las bombas doble tornillo se debe definir un elemento muy importante como es la capacidad de la bomba, que va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el

paso de los tornillos (pitch) y la viscosidad del fluido. Así por ejemplo la capacidad de la bomba doble tornillo aumenta a medida que la cantidad de gas disminuye. Las bombas doble tornillo seleccionadas para las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 se muestran en las tablas 4.15 y 4.16 respectivamente, junto con los parámetros antes mencionados.

Tabla 4.15. Bombas doble tornillos seleccionadas con sus especificaciones

RESULTADOS ESTACIÓN O-16						
Escenario	-	2010	2011	2012	2013	
P. Succión [psig]	-	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
P. Descarga [psig]	-	210,00	210,00	210,00	210,00	210,00
T. Succión [°F]	-	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Dens. Crudo [kg/m ³]	-	962,10	962,10	962,10	962,10	962,10
Dens. Agua [kg/m ³]	-	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Viscosidad [cP]	-	2.030,00	2.030,00	2.030,00	2.030,00	2.030,00
Crudo [BPD]	-	74.821,00	69.150,00	120.340,00	152.650,00	163.780,00
Agua [BPD]	-	2.281,41	2.138,66	3.721,86	4.721,13	5.065,36
Gas [SCFD]	-	8.460.000,00	7.300.000,00	12.600.000,00	16.000.000,00	17.200.000,00
Gas@inlet [bepd]	-	247.994,35	-	-	-	-
Caudal Total [BEPD]	-	325.097,00	285.449,00	493.709,00	626.765,00	673.443,00
WC [%]	-	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
GVF [%]	-	76,28	75,03	74,87	74,89	74,93
GOR [SCFD/BLPD]	-	112,98	105,57	104,70	104,81	105,02
Bomba Modelo	-	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90
Cantidad	-	4,00	3,00	5,00	7,00	7,00
Velocidad [rpm]	-	907,00	1.055,00	1.094,00	995,00	1.067,00
Máx. Vel. [rpm]	-	1.145,00	1.145,00	1.145,00	1.145,00	1.145,00
Caudal [BEPD]	-	81.330,00	95.169,00	98.820,00	89.542,00	96.291,00
Potencia [hp]	-	463,00	585,00	620,00	534,00	595,00

Tabla 4.16. Bombas doble tornillos seleccionadas con sus especificaciones

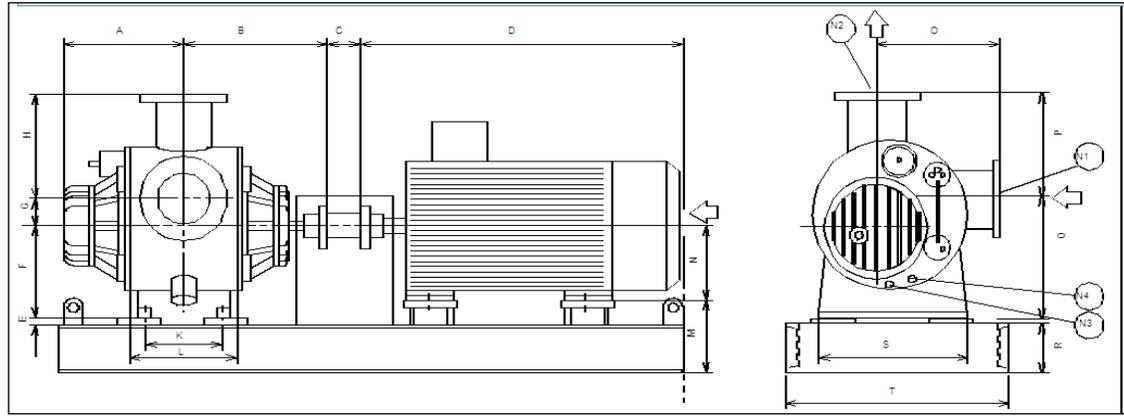
RESULTADOS ESTACIÓN J-20						
Escenario	-	2010	2011	2012	2013	
P. Succión [psig]	-	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
P. Descarga [psig]	-	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
T. Succión [°F]	-	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Dens. Crudo [kg/m ³]	-	962,10	962,10	962,10	962,10	962,10
Dens. Agua [kg/m ³]	-	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Viscosidad [cP]	-	2.030,00	2.030,00	2.030,00	2.030,00	2.030,00
Crudo [BPD]	-	68.997,00	57.065,00	71.331,00	92.297,00	115.556,00
Agua [BPD]	-	1.116,43	927,89	1.159,85	1.500,76	1.878,96
Gas [SCFD]	-	9.582.825,00	7.900.000,00	9.800.000,00	13.300.000,00	15.900.000,00
Gas@inlet [bepd]	-	281.102,39	-	-	-	-
Caudal Total [BEPD]	-	351.216,00	289.756,00	359.994,00	483.981,00	583.517,00
WC [%]	-	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
GVF [%]	-	80,04	79,99	79,86	80,62	79,94
GOR [SCFD/BLPD]	-	138,87	138,44	137,39	144,10	137,60
Bomba Modelo	-	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90	MW9.5zk-90
Cantidad	-	4,00	3,00	4,00	5,00	6,00
Velocidad [rpm]	-	974,00	1.068,00	998,00	1.070,00	1.075,00
Máx. Vel. [rpm]	-	1.145,00	1.145,00	1.145,00	1.145,00	1.145,00
Caudal [BEPD]	-	87.823,00	96.632,00	90.068,00	96.841,00	97.253,00
Potencia [hp]	-	502,00	579,00	520,00	581,00	574,00

4.5.2. Diseño de las bombas doble tornillo seleccionadas

Para fluidos viscosos o donde el rango de viscosidad es muy amplio, las bombas de desplazamiento positivo y entre ellas las bombas de doble tornillo *MW 9.5 zk90* aumentan su eficiencia con el incremento de la viscosidad del crudo, es por esto y otras ventajas como el manejo de altos caudales y altos volúmenes de gas, que este modelo de bomba es el más adecuado para el manejo de los crudos extrapesados del Distrito Morichal.

En la figura 4.5.3 se describe las dimensiones, pesos y diámetros de conexiones de cada elemento del modelo adecuados para instalar en los sistemas de transferencia del área de Extrapesado.

MW 9.5 zk90



Dimensions						Weights			Flanges / Connections	
A	680	Mm	L	680	mm	Pump	6500	Kg	N1	12" ANSI 300 lbs RF
B	670	Mm	M	495	mm	Baseplate	3100	Kg	N2	12" ANSI 300 lbs RF
C	250	mm	N	355	mm	Motor	1900	Kg	N3	2" ANSI 300 lbs
D	1700	mm	O	800	mm	Total	11500	Kg	N4	2" ANSI 300 lbs
E	40	mm	P	850	mm					
F	560	mm	Q	710	mm					
G	150	mm	R	250	mm					
H	850	mm	S	650	mm					
K	490	mm	T	1400	mm					

Figura 4.5.3. Esquema de la bomba Multifásica doble tornillo Mw.9.5 zk90

Las características principales de diseño y operación de las bombas MW 9.5 son:

- El fluido entra por los extremos y sale por el centro de los tornillos.
- La succión está situada lateralmente y la descarga en el tope.
- Tornillos y ejes separables.
- Camisa reemplazable.
- Capacidad hasta 280.000 BPD.

4.5.3. Costo de las bombas multifásicas e instalaciones secundarias

El precio, fue calculado en base a la revisión del alcance de suministro y los servicios a los niveles de costos actuales con una variación aproximada de +/- 30% del precio presupuestario calculado por la empresa fabricante, estos se muestran en la tabla 4.17.

Tabla 4.17. Costos de las bombas multifásicas seleccionadas

Cant	Descripción	Precio unit (USD)	Precio Total (USD)
7	Conjunto MW9.5zk-90 con motor eléctrico (E.F O-16)	1.400.000,00	9.800.000,00
6	Conjunto MW9.5zk-90 con motor eléctrico (E.F. J-20)	1.400.000,00	8.400.000,00
		Total	18.200.000,00

4.5.4. Instrumentación y control de las bombas multifásicas

Para cada una de las unidades de bombas, se deberá colocar un tablero de control local, desde los cuales se podrá realizar ajustes en los sistemas de control de velocidad, frecuencia, factor de potencia y voltaje de dichos equipos, y todos los parámetros necesarios para la operación.

La automatización es una de las mejores estrategias para controlar todas las operaciones durante el arranque o parada de las bombas. El monitoreo a tiempo real de variables estratégicas es fundamental para el mantenimiento de los equipos.

Conclusiones

- 1) Se determinó que la tecnología de bombeo multifásico es capaz de reducir las presiones de las macollas, de una forma eficiente en 100 lpc en macollas como la L-19-2, M-18-2 y L-18-2 de la E.F. O-16, y en el peor de los casos en 50 lpc en macollas como la N-20-2, M-20-1 y L-20-1 de la E.F. J-20.
- 2) A partir de los parámetros calculados en los modelos de simulación, tales como presión de descarga, presión de succión y potencia, con las características del fluido y la volumetría de las 2 redes, se seleccionó la bomba multifásica de doble tornillo modelo MW 9.5 zk 90 de la empresa Bornemann , distribuidas en 7 unidades para la red de O-16 y 6 unidades para la red de J-20.
- 3) La inversión total para la aplicación de la propuesta, es de 18,2 millones de USD, distribuidos en 9,8 millones de USD para la red de O-16 y 8,4 millones de USD para la red de J-20.
- 4) Se generaron dos modelos de las redes de transferencia de O-16 y J-20, los cuales se validaron y ajustaron a través de las presiones reales, reproduciendo un comportamiento de dichos sistemas con un error promedio de 4.48% para el sistema de transferencia de la E.F. J-20 y de 4.68% para las redes de la E.F. O-16.
- 5) La caracterización correcta del fluido se realizó a través de la viscosidad, gravedad API y porcentajes de agua y sedimentos, donde la viscosidad representó el parámetro de mayor influencia en el transporte del crudo pesado, conocido esto se logró crear un modelo de fluido que reprodujo el comportamiento del Merey 16 con un error promedio de 4.8%.

- 6) Se determinó que las redes presentan bajas velocidades de líquido y altas fracciones de volumen de líquido (holdup), que llegan a 100% en los tramos 14 y 17 de los modelos de O-16 y J-20 respectivamente, esto debido principalmente por la presencia de geometrías irregulares tales como soterramientos y elevaciones.

- 7) Después de realizar la simulación dinámica, de las redes de transferencias, se determinó que existen en el tramos 1(tramo del rio Yabo) de la red de transferencia de O-16 y en el tramo 1 de la red deJ-20 (oleoducto principal de 36 pulgadas) un flujo transiente (flujo tapón) el cual es causado principalmente por las irregularidades topográficas, las tuberías soterradas y las elevaciones en las intersecciones de los distintos tramos. Además se demostró que en dichos tramos las bombas multifásicas no cambiaban o alteraban el flujo intermitente.

- 8) Un sistema de dilución no es suficiente para lograr un transporte óptimo del crudo extrapesado en el Distrito Morichal, ya que a pesar de aplicar de forma eficiente dicho método, las presiones en los oleoductos son tan altas, que crean cuellos de botellas, transporte ineficiente y daños a las tuberías.

Recomendaciones

- Realizar un estudio del impacto de las bombas multifásicas en la productividad de los pozos del área de Extrapesado, a través de análisis nodal en cada pozo y del comportamiento de las variables de flujo en el yacimiento.
- Realizar un estudio económico de la propuesta, utilizando indicadores como el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de retorno de la inversión, y así poder evaluar la factibilidad y beneficio económico del proyecto.
- Se recomienda colocar en las conexiones de las bombas multifásicas tuberías en forma de codo y no en forma de T, ya que al manejar gas las conexiones en forma de codo distribuyen mejor la presión que este ejerce sobre las paredes de la tubería.
- Evaluar tanto en modelos estacionarios como dinámicos otras tecnologías que logren eliminar los patrones de flujo tapón, tales como los disipadores de tapones multi-tubos o el cambio de geometría en las líneas de transferencias del área Extrapesado.
- Proponer otros métodos que logren disminuir las presiones en los cabezales de los pozos de manera eficiente y con un menor costo al del sistema de bombeo multifásico, tales como la transferencia de calor inducida a el diluyente antes de ser inyectado, a través de calentadores que operen con el mismo gas de los pozos.
- Crear políticas de implementación de simuladores dinámicos, para los sistemas de transporte de crudos pesados y extrapesado del DTO Morichal, que vayan de la mano con una filosofía de aseguramiento de flujo.

Referencias Bibliográficas.

[1] Barberii, Efraín E.(1998). El pozo ilustrado. Ediciones FONCIED. Primera edición en CD-ROM. Caracs 1998.

[2] Ruiz. R, Brito. A and Trujillo. J, INTEVEP S.A. “*Considering multiphase flow issues for selection of heavy oil transportation methods in Venezuela*”, paper WHOC 11-107, presented at the 2011 World Heavy Oil Congress in Edmoton, Alberta Canada.

[3] ARNOLD, K., STEWART M. (1999). “**Surface Production Operations. Design of Gas-Handling systems and Facilities**”. Elsevier Science. USA.

[4] BP EXPLORATION. (1998) “**Multifhase Design Manual**”, Publicado por: BP Global, Sección 7 pp 3.

[5] Ruiz. R, Brito. A and Trujillo. J, INTEVEP S.A. “*Evaluation Of Multiphase Flow Models To Predict Pressure Gradient In Horizontal Pipelines With Natural Gas And Heavy Oil Data*”, paper WHOC 2009-521, presented at the 2009 World Heavy Oil Congress in Puerto La Cruz City, Anzoátegui, Venezuela.

[6] Octavio Reyes, Scandpower PT Inc; Alfredo Hernandez, José Villalobos, PEP; Néstor Martínez, UNAM; Alfonso Aragón y José M. Malo, IIE. SPE74383 - Integration of Design, Control, Operation, Maintenance, and Management Tasks of Petroleum Production Systems: A Case Study.

[7] Heyl, Bob. “*Multiphase pumping*”, presented at the 2008, 24th International Pump Users Symposium Texas A&M University , Texas, U.S.A..

[8] Shippen y Scott. “*Multiphase as an alternative to conventional separation, pumping and compression.*” 34th PSIG annual meeting, Portland, Oregon. 2002. 17 pag

[9] <http://www.patentados.com/bombas-centrifugas-multifasica.html> [Consulta: 2012, enero 20]

[10] Normas Técnicas de PDVSA. (1996). “Manual de Diseño de Procesos. Flujo de Fluidos”.

[11] PDVSA (1995). “Manual de flujo Bifásico líquido -Vapor” PDVSA MDP-02-FF-05.

[12] Arnold. K and Stewart. M. “*Surface Production Operations*” 2da edition, editorial Butterworth-heinemann, Houston, U.S.A. 1998. Volumen 1, 443 pag.

Bibliografía

- Almeida P., Amparo C. (2010). ***“Aplicación de nueva tecnología mediante bombas multifásicas en la isla de producción (well pad) del pozo Sacha 192”***. Trabajo especial de grado. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Arnold. K and Stewart. M. ***“Surface Production Operations”*** 2da edition, editorial Butterworth-heinemann, Houston, U.S.A. 1998. Volumen 1, 443 pag.
- BEGGS H. D. AND BRILL J. P., A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes, J. Pet. Tech, Mayo 1973.
- Campos Petrolíferos (1997) [Pagina Web en línea]. Disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/camposp.htm> [Consulta: 2011, diciembre 28]
-
- Fideas, G. Arias. ***“El proyecto de investigación ”*** 3era edición, editorial Episteme, Caracas, 1990.68 pag.
- González. R, CORPOVEN, S.A. and Guevara . E . INTEVEP S.A. ***“Economic Field Development in Venezuela Heavy oils Field Using Multiphase Pumping Technology”***, paper SPE 30262, presented at the 1995 SPE International Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada 19-21 June 1995.
- González. R, CORPOVEN, S.A. ***“Two-Screw Multiphase Pump Behavior In Heavy Crude Oil ”***, paper SPE 36082, presented at the 1996 SPE Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering conference , Port Of Spain 23-26 April 1996.

- Heyl, Bob. ***“Multiphase pumping”***, presented at the 2008, 24th International Pump Users Symposium Texas A&M University , Texas, U.S.A.
- Heyl, Martín y Barberii, Efraín ***“Yacimientos de Hidrocarburos IV. Pozos y Secciones Horizontales”*** Fundación Juan Jones Parra. Caracas. 2006.
- IBARRA, E. (2010) “Evaluación del sistema de transferencia de la producción zona-2 desde los múltiples hasta la Estación de flujo O-16 área extrapesado, Distrito Morichal”. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- Millán J.(2002) .“Diseño de un Sistema de Bombeo de Flujo Multifásico, para el Manejo de Crudo Pesado Merey de 15,5 °API, en el Campo Melones Oeste Distrito-San Tomé”. Universidad de Oriente, Núcleo Puerto La Cruz, Venezuela.
- Normas Técnicas de PDVSA. (1996). “Manual de Diseño de Procesos. Flujo de Fluidos”.
- PAGAZANI, C. y colaboradores. (1997). **“Optimización del Sistema de Inyección de diluente”**. Documento Técnico. Intevep, S.A. Morichal.
- PDVSA, (1994). Guía L-Tp 1.5 Cálculo Hidráulico de tuberías. Caracas.
- Ruiz. R, Brito. A and Trujillo. J, INTEVEP S.A. ***“Evaluation Of Multiphase Flow Models To Predict Pressure Gradient In Horizontal Pipelines With Natural Gas And Heavy Oil Data”***, paper WHOC 2009-521, presented at the 2009 World Heavy Oil Congress in Puerto La Cruz City, Anzoátegui, Venezuela.

- Sabino, Carlos. *“El proceso de investigación ”* Editorial Panapo , Caracas. 1992. 216 pag.
- S.Rastoin, Z.,Sohmid, D.R. Doty.(1997). **“A Reviuw of Multiphase Flow Through Chokes”**, petroleum Engineering Departament. University of Tulsa.Vol.199.
- Tecnología de Bombeo multifásico (2011) [Pagina Web en línea]. Disponible en: <http://www.bornemann.com/multiphase-boosting-technology/> [Consulta: 2011, noviembre 28]

Glosario

F

Fluidos Newtonianos: Son fluidos en los cuales la viscosidad es independiente del esfuerzo cortante y del tiempo. La mayoría de los líquidos y todos los gases pertenecen a este grupo.

Fluidos no-Newtonianos: Son líquidos en los cuales la viscosidad depende del esfuerzo cortante o del tiempo. Como ejemplo están las lechadas (“Slurries”), emulsiones y la mayoría de líquidos con viscosidad mayor de 20 Pa·s (20.000 cPs) a baja tasa de esfuerzo cortante (menor que 10 seg⁻¹)

Flujo Compresible: El flujo se considera compresible cuando la caída de presión debida al paso de un gas por un sistema es lo suficientemente grande, en comparación con la presión de entrada, para ocasionar una disminución del 10% o más en la densidad del gas.

Flujo Incompresible: El flujo se considera incompresible si la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuya densidad cambia de valor en el sistema en un valor no mayor al 10%.

Flujo Laminar o Viscoso: El flujo laminar ocurre cuando las películas adyacentes del fluido se mueven unas relativas a las otras, sin mezclas a escala macroscópica. En flujo laminar, el esfuerzo viscoso, el cual es causado por intercambio de momento molecular entre las películas del fluido, es de influencia predominante en el establecimiento del flujo de fluidos. Este tipo de flujo ocurre en líneas cuando $Re < 2.000$.

Flujo en Transición: Es el régimen de flujo que se encuentra entre laminar y turbulento. En este régimen las fluctuaciones de velocidad pueden o no estar presentes. Este tipo de flujo. Ocurre en las tuberías cuando el $2.000 < Re < 4.000$.

Flujo Turbulento: El flujo turbulento ocurre cuando existe un mezclado microscópico tanto perpendicular como en dirección del flujo principal. El flujo turbulento está caracterizado por partículas que tienen movimientos fluctuantes y trayectorias irregulares. Este tipo de flujo ocurre cuando fuerzas inerciales tienen influencia predominante en el establecimiento del flujo de fluidos. Este tipo de flujo ocurre en las tuberías cuando el $Re > 4.000$.

Flujo Monofásico: Corresponde al transporte de una sola fase, ya sea líquida o gaseosa.

Flujo Estacionario: Flujo de un fluido donde no existe acumulación de masa dentro del volumen control, es decir, el flujo de masa neto a través de la superficie control es cero.

Flujo Uniforme: Flujo de un fluido donde la velocidad y la densidad se consideran constantes a través de cualquier sección normal al flujo, en una sección transversal dada.

Flujo Isotérmico: Flujo de un fluido donde no existe transferencia de calor con el medio ambiente.

Flujo Desarrollado en Tubería: se dice que el flujo de un fluido esta completamente desarrollado, si en una tubería o conducto de área constante, el perfil de velocidad no cambia a lo largo de la misma, es decir este es el mismo en todas las secciones transversales.

G

Golpe de Ariete por Agua: El golpe de ariete por agua es la descarga dinámica de presión que resulta de las rápidas transformaciones de la energía cinética en un fluido a presión cuando el flujo se detiene repentinamente. El cierre repentino de una válvula puede causar golpe de ariete por agua. Los golpes de ariete por presión pueden ser lo suficientemente grandes para romper la carcasa de la bomba o reventar las tuberías, por lo tanto, esto debe ser considerado en el diseño de tuberías.

L

Líneas de Corriente: Son curvas imaginarias dibujadas a través de un fluido en movimiento y que indican la dirección de éste en los diversos puntos del flujo de fluidos. La tangente en un punto de la curva representa la dirección instantánea de la velocidad de las partículas fluidas en dicho punto.

Longitud Equivalente (de una válvula o accesorio): Es la longitud de tubería recta que daría la misma caída de presión que una válvula o un accesorio del mismo diámetro nominal bajo las mismas condiciones.

M

Múltiples de producción

Es la parte del sistema de producción en el cual se mezclan la producción de varios pozos antes de ser enviada a los trenes de separación gas líquido. El múltiple de producción consiste generalmente de varios tubos colocados en forma horizontal, paralelos uno con respecto a los otros mediante los cuales la mezcla líquido gas se recolecta en un solo tubo para ser enviada a las Estaciones de Flujo.

O

Oleoductos: Se denomina oleoducto a la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados. Se construye mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas, en cuyo caso se protegen con un revestimiento aislante. El crudo es transportado desde el pozo hasta las estaciones recolectoras mediante las líneas de flujo bifásicas y desde las estaciones es enviado a los patios de recolección y desde éstos a las refinerías y/o puertos de embarque.

P

Pérdidas Mayores o Primarias: Las pérdidas primarias se producen por el contacto del fluido con las paredes de la tubería (capa límite), rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento).

Pérdidas Menores o Secundarias: las pérdidas secundarias son producidas por las transiciones del flujo (estrechamientos o expansiones de la corriente) y por los accesorios presentes en el sistema de tuberías.

R

Rugosidad Relativa: Es la relación entre la rugosidad absoluta de la pared de la tubería y el diámetro interno “d”, en unidades consistentes.

V

Velocidad Crítica de Sedimentación: La velocidad crítica de sedimentación es la velocidad lineal más baja en la tubería en la cual no se acumularán sólidos en el

fondo. A velocidades por debajo de las críticas, se acumularán sólidos en el fondo de la tubería hasta que la velocidad lineal de flujo en la porción abierta de la tubería es equivalente a su velocidad crítica de sedimentación correspondiente. La velocidad requerida para arrastrar partículas sedimentadas en una tubería es siempre mayor que la velocidad crítica de sedimentación para tuberías horizontales. La velocidad de arrastre puede ser dos o tres veces más alta que la velocidad crítica de sedimentación.

Velocidad Mínima de Transporte: La velocidad mínima de transporte, es la velocidad de diseño incorporando un factor de seguridad para asegurar que no ocurrirá sedimentación.

Apéndice A

Características de los fluidos y de los modelos de Flujo Multifásico

Modelo de fluido Black Oil del simulador estático

Pruebas de laboratorios

INELECTRA					
Análisis de Crudo Atmosférico					
Tipo de Muestra..... : Crudo Identificación..... : Crudo Mesa-30 Fecha Muestreo..... : 29/11/01 I.D. Laboratorio..... : RFL 01567 Fecha Recibido..... : 10/12/01					
DESCRIPCION DEL SERVICIO	RESULTADO	UNIDADES	METODO	TECNICO	FECHA
Gravedad API @ 60°F	27.8		ASTM D 287-92	LO	20/12/01
Gravedad Especifica @ 60/60°F	0.8883		ASTM D 1298-85	LO	20/12/01
Agua por Destilación	0.6	% volumen	ASTM D 4006-94	LO	26/12/01
Contenido de Agua y Sedimentos	0.5	% volumen	ASTM D 1796-94	JN	19/12/01
Azufre	1.08	% peso	ASTM D 1552	LO	26/12/01
Viscosidad Cinematica @ 80°F	15.80	cSt	ASTM D 445-93	LO	04/01/02
Viscosidad Cinematica @ 100°F	11.45	cSt	ASTM D 445-93	LO	04/01/02
Viscosidad Cinematica @ 120°F	8.67	cSt	ASTM D 445-93	LO	04/01/02

Figura A.1. Características físicas del Mesa 30 a condiciones atmosféricas
Fuente: Laboratorios Core Laboratories Venezuela S.A.

Tabla A.1. Propiedades del crudo diluido obtenidas en el laboratorio

Características del fluido		VISCOSIDAD (cp)			TORQUE (Pa)			DENSIDAD (g/cc)		
		GRAVEDAD API	80 °F	100 °F	120 °F	80 °F	100 °F	120 °F	80 °F	80 °F
MUESTRA	%AyS									
Muestra de crudo original de proceso	10.0	15.4	203 0.0	861. 7	405. 8	120. 0	51.4	24 .3	0.96210	0.96537

INELECTRA
MESA-30
RFL 1567
ASTM D341
Viscosity - Temperature Correlation

API Gravity (at 60 °F): 27.8

Laboratory Measured Data

Temp °F	Viscosity cp	Density gm/cc	Viscosity cSt	ASTM Correlation Constants						
				c	d	e	f	g	h	z
80	13.90	0.8797	15.80	0	0	0	0	0	0	16.5012
100	9.98	0.8719	11.45	0	0	0	0	0	0	12.1458
120	7.49	0.8642	8.67	0	0	0	0	0	0	9.36744
				0	0	0	0	0	0	
				0	0	0	0	0	0	
				0	0	0	0	0	0	
				0	0	0	0	0	0	

Figura A.2. Análisis de la viscosidad versus temperatura del diluyente Mesa 30
Fuente: Laboratorios Core Laboratories Venezuela S.A.

Modelos y correlaciones para flujo multifásico

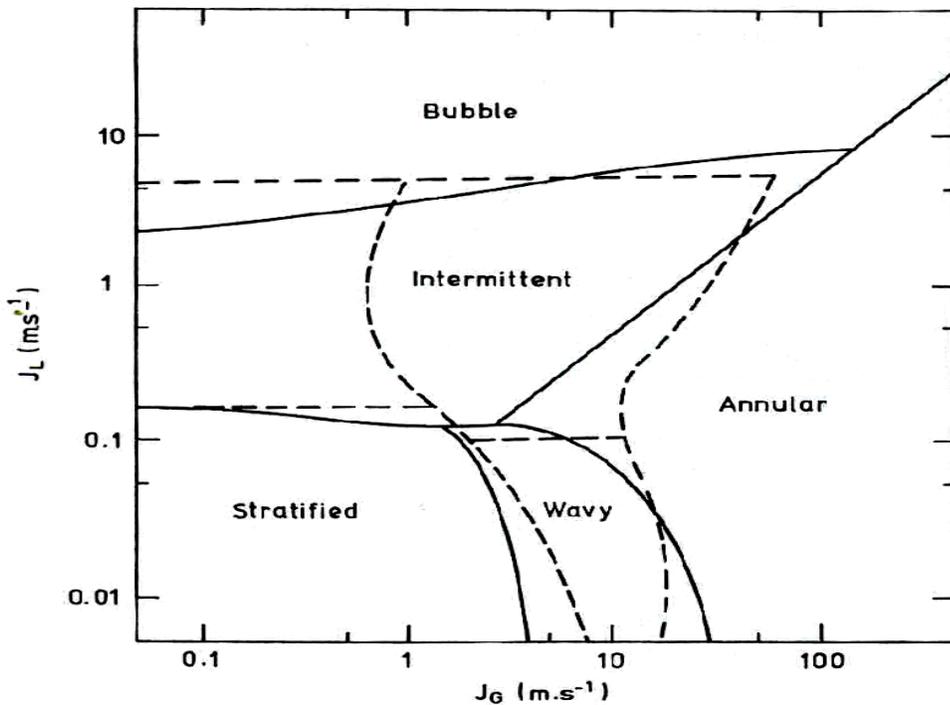


Figura A.3. Diagrama de taitel y dukler para patrones de flujo multifásico
Fuente: Theoretical transmission according to Taitel and dukler (1976)

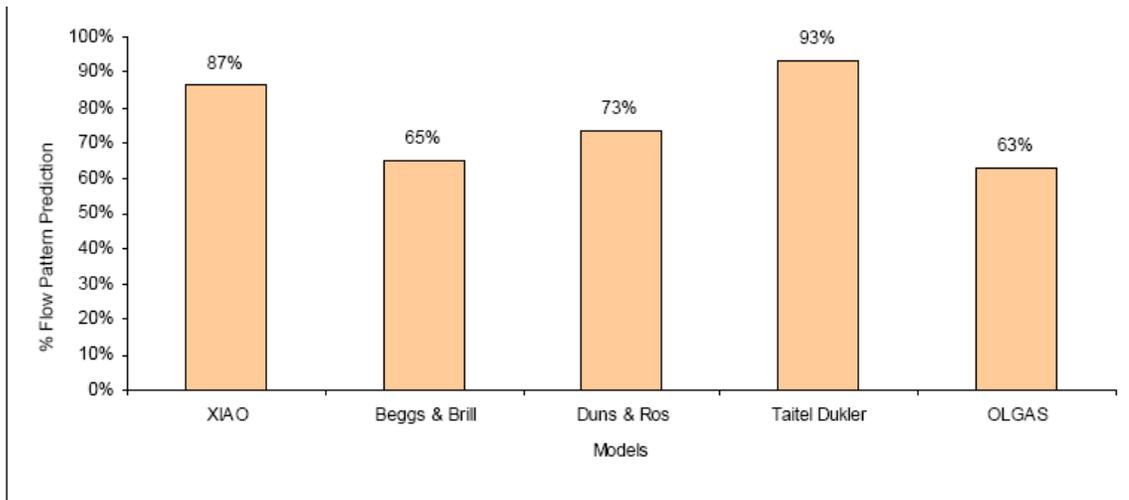


Figura A.4. Modelos para la predicción de patrones de flujo en Pipesim

Fuente: Ruiz, R, Brito, A and Trujillo, J, "Evaluation Of Multiphase Flow Models To Predict Pressure Gradient In Horizontal Pipelines With Natural Gas And Heavy Oil Data

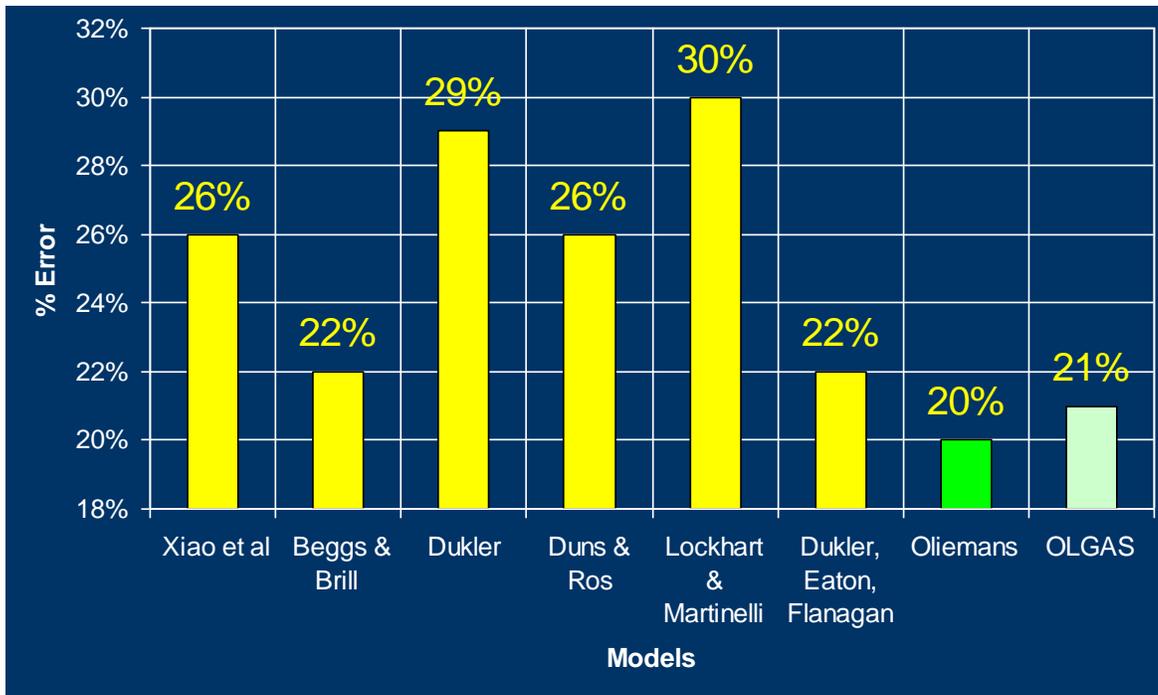


Figura A.5. Errores para las diferentes correlaciones en Pipesim para crudos pesados

Fuente: R. Ruiz, A. Brito y J. Trujillo. Evaluation Of Multiphase Flow Models To Predict Pressure Gradient In Horizontal Pipelines With Natural Gas And Heavy Oil Data. World Heavy Oil Congress, 2009.

Apéndice B

Topografía de la zona

Tabla B.1. Perfil topográfico del tramo 14 Φ 24 pulgada de la O-16

Puntos de referencia	Distancia (mts)	Elevación (mts)	Distancia entre punto (mts)
1	0	0	0
2	5	0	5
3	10	0	5
4	15	0	5

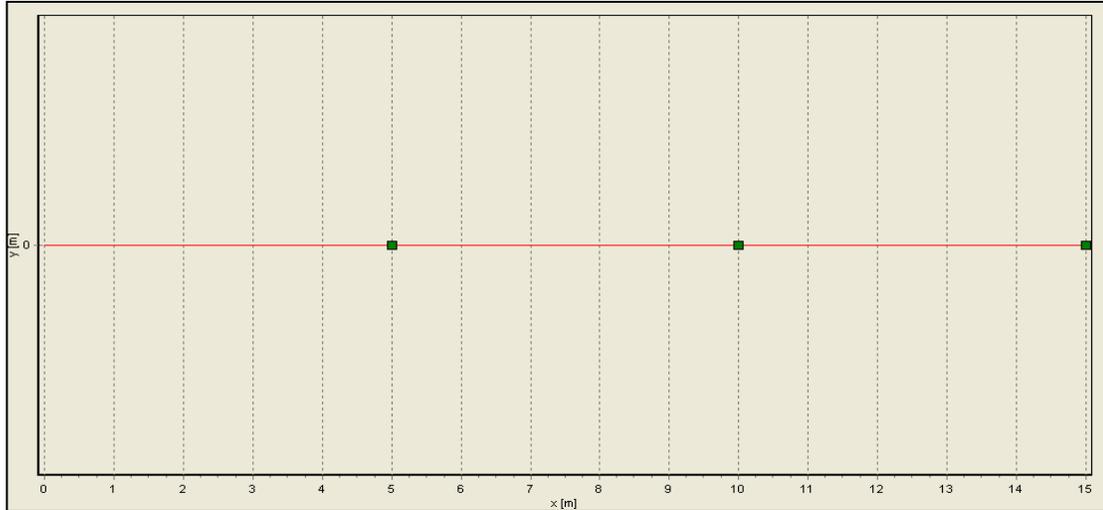


Figura B.1. Perfil topográfico del tramo 14 Φ 24 pulgada de la O-16

Tabla B.2. Perfil topográfico del tramo 9 Φ 24 pulgada de la O-16

Puntos de referencia	Distancia (mts)	Elevación (mts)	Distancia entre punto (mts)
1	0	-1,3	0
2	301,4	-0,4	301,4
3	484,7	0	183,3
4	534,7	-1,1	50,0
5	704,8	0	170,1
6	718,8	0,1	14,0



Figura B.2. Perfil topográfico del tramo 9 Φ 24 pulgada de laO-16

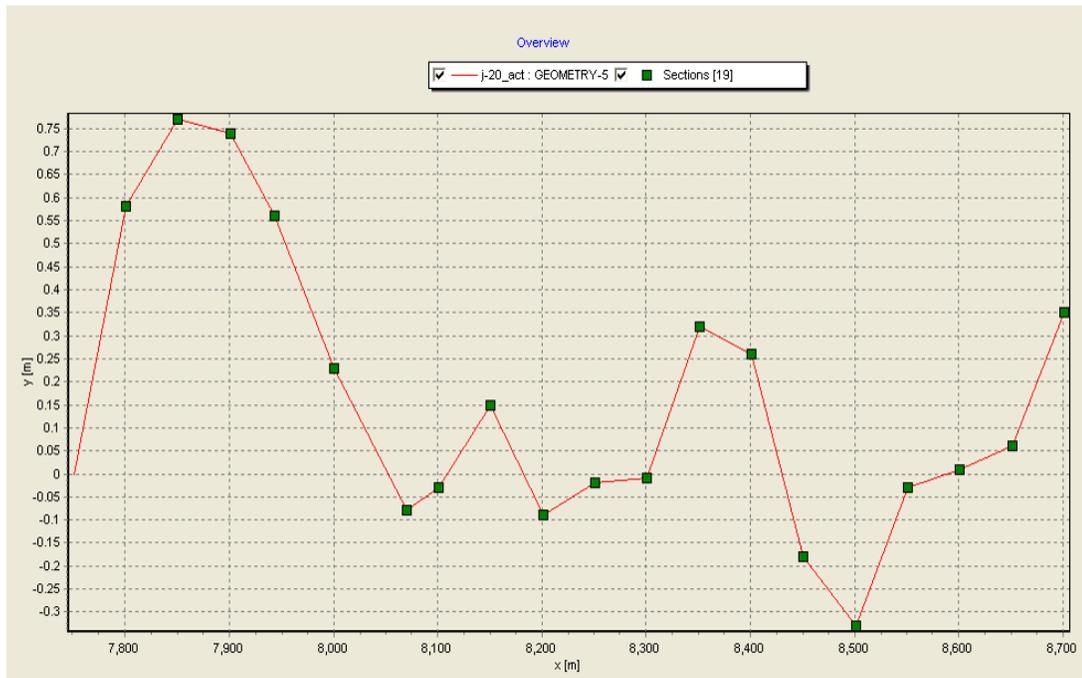


Figura B.3. Perfil topográfico del tramo 4 Φ 20 pulgada de la J-20



Figura B.6. Tramo de mayor irregularidad topográfica en la red de la E.F. O-16



Figura B.7. Líneas de transferencias hacia la Estación de flujo de la E.F. O-16.

Apéndice C

Presiones y porcentaje de errores en la simulación dinámica

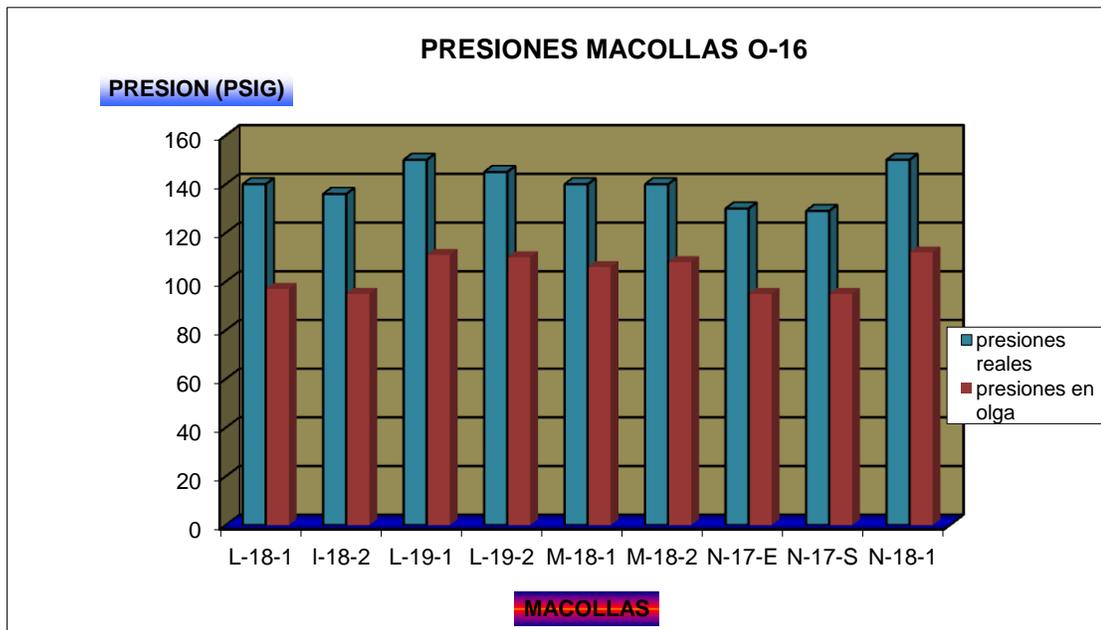


Figura C.1.comparacion de presiones en la redes de la Estación de flujo O-16

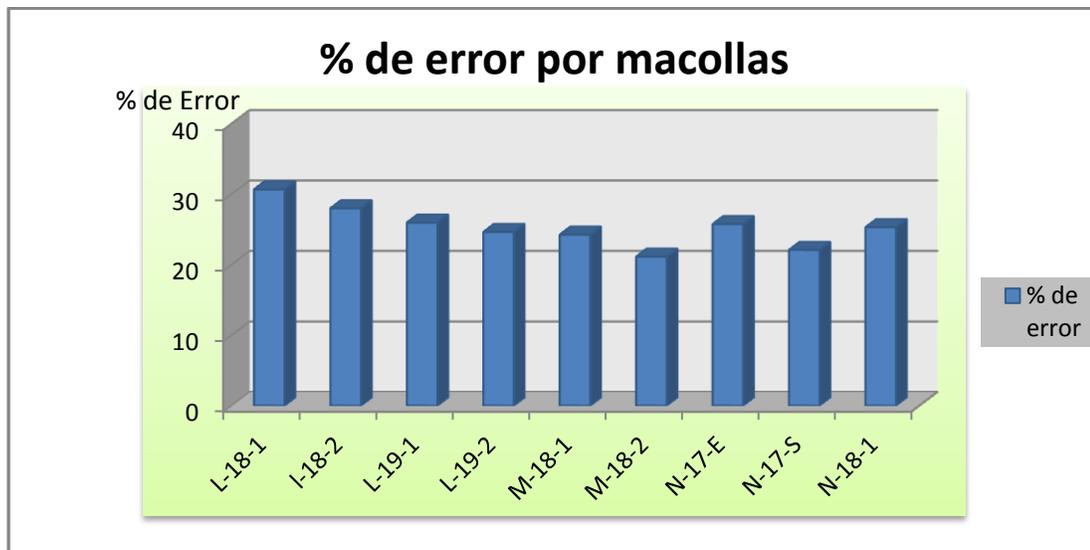


Figura C.2. % de error de las presiones simuladas en OLGA en la redes de O-16

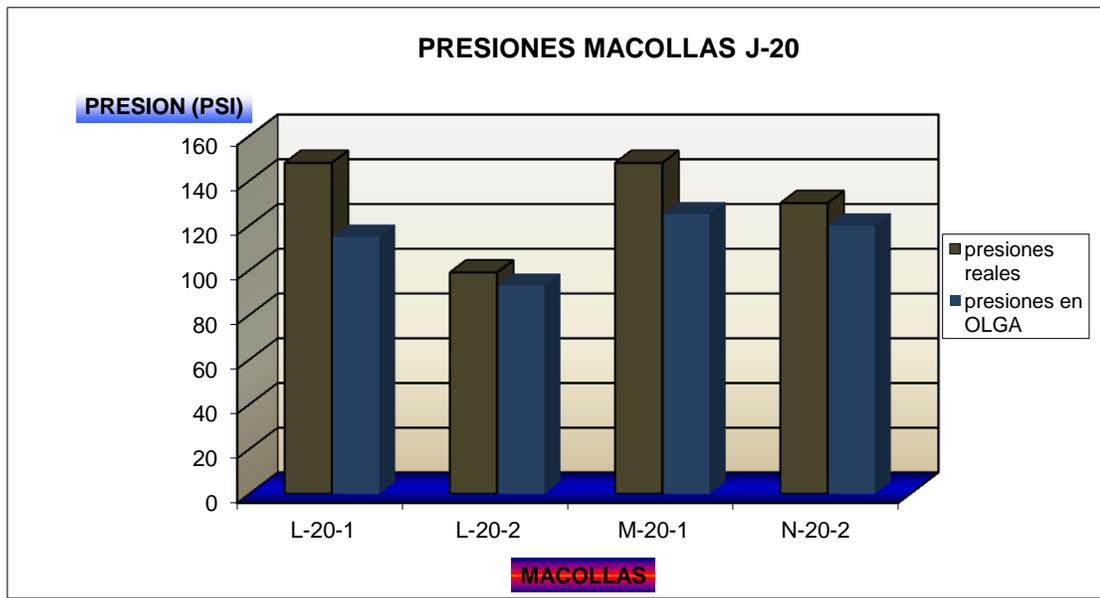


Figura C.3.comparacion de presiones en la redes de la Estación de flujo J-20

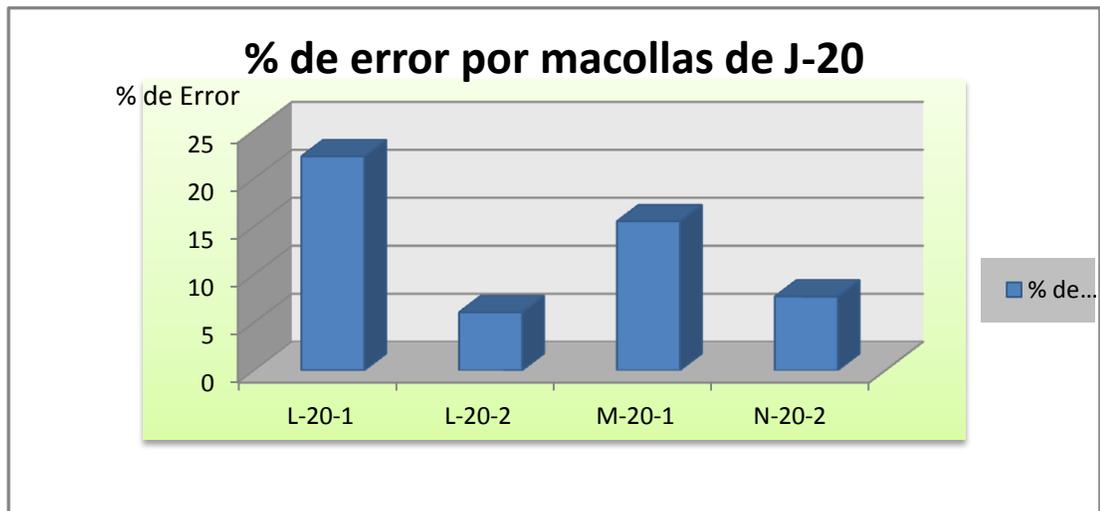


Figura C.4. % de error de las presiones simuladas en OLGA en la redes de J-20

Apéndice D

Características de las bombas MW 9.5

MW 9.5

 Bornemann Pumps J.H. Bornemann GmbH - Industriestrasse 2 31683 Obernkirchen - Germany Tel.: ++49 5724 390 0 Fax: ++49 5724 913846		MULTIPHASE PUMP DATASHEET MW 9.5zk-45			Reference: Bornemann Multiphase Pumps Calculation Program		
Unit Code : 1510		Quantity pump(s) : 2			Date : 24-01-12		
Expert : WinuE							
1 Well data				Calculated values			
2	Oil :	68997.00 BPD					
3	Capacity Water :	1116.00 BPD		Ap	100 psig		
4	Gas :	281102.00 BPD @ inlet		Pressure ratio π	2.06		
5				GVF	40.2%		
6	Inlet pressure :	80 psig		Gasvolume @ inlet	312.3582 m³/h		
7	Discharge pressure :	180 psig		Volume of mix	776.8568 m³/h		
8	Viscosity :	1200. cP		Compressability Factor	1.0		
9	Inlet temperature :	100 °F		GLR	22.51218 SCFD/BLPD		
10	Water Content :	02% of total liquid		GOR	22.87631 SCFD/BLPD		
11 Fixed speed operation							
12	Diff. pressure :	100 psi		Diff. pressure	100 psi		
13	Speed :	1329.395 rpm		Speed	1329.395 rpm		
14	Viscosity :	1200.0 cP		Viscosity	1200.0 cP		
15	Capacity (equivalent) :	388.428 m³/h		Capacity	388.428 m³/h		
16	Abs. power :	261.212 kW		Abs. power	261.212 kW		
17	Drawdown :			Drawdown	06 barg		
18	Discharge Temp. :	39 °C		Discharge Temp.	38 °C		
19	Req. Cooler Power :	No Cooler Required		Req. Cooler Power	No Cooler Required		
20							
21							
22							
23							
24	Note(s)	: Cooler Required					
25 Flange connections				Forces and moments			
26		Size - Location		Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]	Mx [Nm] My [Nm] Mz [Nm]
27	Suction flange	: 16" ANSI 300 lbs RF - Left / Right		6000.	6000.	8000.	3200. 3200. 4000.
28	Discharge flange	: 16" ANSI 300 lbs RF - Top		6000.	6000.	8000.	3200. 3200. 4000.
29	Drains	: 2" ANSI 300 lbs					
30 Mechanical properties							
31	Direction of rotation	: C.W.		Location of drive shaft		: Left	
32	Integral bypass valve	: Included		Opening pressure (Dp + 10%)		: 7.5862 barg	
33 Mechanical seals							
34	Make / Type	: Burgmann HSHJ 92/100 G179		Configuration		: Single Acting Mechanical Seals	
35	API Plan	: No API Plan applicable		API Code		: BSAFN	
36	Buffer fluid system	: Pressureless Buffer Fluid System Integrated in Pump Casing Buffer fluid : Hydraulic Oil with viscosity 32 cSt					
37 Materials of construction (Standard)							
38	Pumpcasing	: H11 similar ASTM A 516 Gr. 60		Shafts		: 1.4542 similar ASTM A 564 Gr. 630	
39	Replaceable liner	: NiResist D2 similar ASTM A 439 D2		Screws		: 1.4057 similar ASTM A 276 Gr. 431	
40	Bearing housing	: Cast Iron (GG25)		Gaskets		: Asbestos Free	
41	Timing gears	: 1.7139 Nitrided Steel		O-rings & Radial Shaft Seal Rings		: Viton (FPM)	
42 Pump lubrication				Bearing type(s)			
43	D.E.	: Oil		QJ 220 / NJ 2319 C3		No Special Features or Options	
44	N.D.E.	: Oil		NJ 219 C3			
45 Baseplate assembly							
46	Material	: Fabricated welded carbon steel		Coupling guard		: Sparkproof	
47	Design	: Lifting lugs		Coupling		: Flexible Coupling with 300 mm spacer	
48		: Oil pan					
49		: Vertical leveling screws		Alignment screws for pump driver			
50 Preliminary motor data (For fixed speed 4-pole motor)							
51	Frame size	: 400 MB		Synchronous speed : 1329.394607		Enclosure : IP 55	
52	Shaft power	: 280.0 kW		Mounting form : Horizontal		Classification : Sparkproof, suitable	
53	Voltage	:		Isolation class : F / B		for class 1, div. 2	
54 Pump weight (approx.)				Dimensions (Approx.)			
55	Pump	: 5600. kg		Length :		3814. mm	
56	Baseplate	: 3000. kg		Height :		2240. mm	
57	Motor	: 2000. kg		Width :		1600. mm	
58	Total weight	: 10600. kg		Volume :		13.6694 m³	
59	Checked			(Engineering)		Date :	

Apéndice E

Volumetría de los pozos asociados a las macollas seleccionadas

Macollas asociadas a la E.F J-20

Tabla E.1. Volumetrías para los pozos de la macolla L-20-1

MACOLLA L-20-1										
EST DE FLUJO J-20 / MULT DE PRODUCCION MPL-20-1										
POZO	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0256	B.C.P.	550	879	402	468	447	799	1787	2	18.1
CIB0259	B.E.S.	800	1377	495	837	682	231	339	14	15.8
CIB0261	B.E.S.	1200	1475	487	955	884	354	400	3.2	14
CIB0262	B.E.S.	1000	1249	390	849	803	101	126	1.7	14.1
CIB0263	B.C.P.	1000	1557	649	966	878	311	354	1.5	15.9
CIB0265	B.C.P.	850	1492	544	909	864	111	128	2.1	15.6
CIB0266	B.C.P.	1621	1801	811	976	907	159	175	3	16.7
CIB0268	B.E.S.	880	1325	507	865	793	286	361	1	15.2
CIB0270	B.C.P.	1060	1313	579	878	805	269	334	2.4	15.6
CIB0272	B.C.P.	1095	917	440	516	498	431	865	1.3	16.1
CIB0273	B.C.P.	1413	1606	557	794	726	264	364	2.8	16.4
CIB0287	B.C.P.	750	1152	502	542	489	191	391	4	15.5
CIB0288	B.C.P.	1200	1638	708	1038	1001	210	210	1.5	15.7
CIB0289	B.C.P.	750	1229	536	709	680	24	35	4	16.7
CIB0293	B.C.P.	700	1123	334	658	645	278	431	4	17
CIB0297	B.C.P.	1300	1807	626	1173	1085	287	265	4	14.7
CIB0308	B.C.P.	700	896	329	562	506	105	208	5.5	14.3
CIB0309	B.C.P.	450	610	216	340	324	19	59	8.4	17.6
CIB0311	B.C.P.	730	1085	423	655	642	88	137	0.6	14.3
TOTAL			24531	9535	14690	13659	4518	330.779	3.285	15.75

Tabla E.2. Volumetrías para los pozos de la macolla L-20-2

MACOLLA L-20-2										
EST DE FLUJO J-20 / MULT DE PRODUCCION MPL-20-2										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0271	B.C.P.	160	511	256	252	244	6	25	1	17.5
CIB0301	B.C.P.	600	829	211	644	635	16	25	0.7	12.8
CIB0304	B.C.P.	570	1004	390	683	582	115	198	9.6	15.4
CIB0305	B.C.P.	700	1229	406	886	872	64	73	0.6	12.6
CIB0306	B.C.P.	800	1115	509	595	566	241	426	2.2	20.5
CIB0307	B.C.P.	820	1376	722	848	792	36	45	3.2	16.9
CIB0310	B.C.P.	1100	1812	584	1218	1129	51	45	2	14.6
CIB0313	B.C.P.	1000	1116	262	850	825	120	145	0.9	11.8
CIB0316	B.C.P.	950	1605	659	935	827	47	57	1	16.2
CIB0318	B.C.P.	1000	1349	423	879	765	83	108	4	14.9
CIB302	B.C.P.	260	557	149	405	336	105	313	5	13.7
CIB303	B.C.P.	1100	1765	762	1017	1009	88	87	0.8	15.9
TOTAL			14268	5333	9212	8582	972	113.116	2.325	15.2

Tabla E.3. Volumetrías para los pozos de la macolla M-20-1

MACOLLA M-20-1										
EST DE FLUJO J-20 / MULT DE PRODUCCION MPM-20-1										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0269	B.C.P.	0	1502	202	1022	908	131	144	10	10.2
CIB0278	B.C.P.	1150	1920	576	1230	1203	187	155	0.6	16.5
CIB0280	B.C.P.	400	807	358	372	357	197	552	8	17.1
CIB0281	B.C.P.	1100	1958	763	1118	1106	70	63	0.5	13.8
CIB0282	B.C.P.	900	1365	590	765	713	112	157	2.6	17.8
CIB0284	B.C.P.	1100	1196	631	836	806	121	150	8.8	14.6
CIB0285	B.C.P.	950	1302	502	792	776	117	151	2	16.3
CIB0286	B.C.P.	650	805	409	450	436	162	372	4.2	16.8
CIB0290	B.C.P.	1100	1241	610	991	945	125	132	4	15.8
CIB0291	B.C.P.	800	1051	521	460	442	442	1000	1	18.1
CIB0292	B.C.P.	1100	1315	517	1007	998	974	976	0.5	15.3
CIB0294	B.C.P.	700	1054	531	514	499	222	445	0.8	18
CIB0295	B.E.S.	1900	2731	791	2151	2049	273	133	3	13
CIB0296	B.C.P.	950	1425	526	890	874	136	156	1	14.5
CIB0299	B.C.P.	1190	2080	697	1430	1308	189	144	3.6	15.2
CIB0300	B.C.P.	1200	1610	671	941	947	143	151	0.7	15.6
CIB0314	B.C.P.	450	795	304	445	432	44	102	0.8	15.8
CIB0354	B.C.P.	490	732	290	437	427	383	897	0.8	15.1
CIB0358	B.C.P.	500	1097	519	585	577	52	90	0.6	16.4
CIB0359	B.C.P.	550	1179	476	606	590	64	108	2	16.5
TOTAL			27165	10484	17042	16393	4144	252.665	2.761	15.62

Tabla E.4. Volumetrías para los pozos de la macolla N-20-2

MACOLLA N-20-2										
EST DE FLUJO J-20 / MULT DE PRODUCCION MPN-20-2										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CDB0074	B.C.P.	600	873	384	483	461	21	46	2	17.3
CDB0076	B.C.P.	1000	1307	393	907	880	30	34	0.2	13.6
CDB0077	B.C.P.	690	1222	357	734	680	30	44	0.4	14.3
CDB0078	B.C.P.	800	1236	505	723	704	43	61	0.2	16
CDB0079	B.C.P.	550	729	269	397	378	23	61	0.1	17.1
TOTAL			5367	1908	3244	3103	147	47.388	0.499	15.66

Macollas asociadas a la E.F O-16

Tabla E.5. Volumetrías para los pozos de la macolla L-18-1

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPL-18-1										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0327	B.C.P.	220	537	250	287	223	19	85	19.9	18.5
CIB0328	B.C.P.	800	1313	495	818	799	64	80	2.8	14.4
CIB0329	B.C.P.	600	931	330	601	555	89	160	3.8	14.9
CIB0351	B.C.P.	800	1792	670	1122	1056	108	102	2.6	14.8
CIB0348	B.C.P.	1000	1589	560	1029	763	120	157	15.8	15.6
CIB0350	B.C.P.	1000	1590	561	1029	973	169	174	2.5	14.9
CIB0347	B.C.P.	600	994	390	604	569	197	346	2.8	14.9
CIB0378	B.E.S.	1000	2135	825	1310	1253	97	77	0.6	14.9
CIB0344	B.C.P.	900	1295	495	800	739	60	81	3.7	14.9
CIB0342	B.C.P.	800	1305	500	805	777	112	144	1.1	14.5
CIB0340	B.C.P.	300	899	467	432	374	50	134	16.5	16.2
CIB0331	B.C.P.	650	872	306	566	489	158	323	7.7	14.5
CIB0376	B.C.P.	1200	1586	583	1003	963	102	106	0.8	14.7
CIB0330	B.C.P.	500	1164	422	742	635	45	71	6	15.7
CIB0325	B.C.P.	230	377	163	214	180	54	300	14.5	18.1
CIB0356	B.C.P.	630	1241	449	792	700	90	129	18.75	15.8
TOTAL			19620	7466	12154	11048	1534	138.762	5.630	15.4563

Tabla E.6. Volumetrías para los pozos de la macolla L-18-2

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPL-18-2										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0373	B.C.P.	850	1424	524	900	852	72	85	1.8	8
CIB0369	B.C.P.	750	1095	424	671	642	74	115	1	8
CIB0374	B.C.P.	500	861	350	511	459	64	139	4.6	8
TOTAL			3380	1298	2082	1953	210	107.552	2.195	8

Tabla E.7. Volumetrías para los pozos de la macolla L-19-1

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPL-19-1										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0339	B.C.P.	450	734	263	471	399	73	183	7.3	15
CIB0338	B.C.P.	950	1589	595	994	945	82	87	1.9	14.9
CIB0336	B.C.P.	400	693	284	409	332	82	247	10.4	15.8
CIB0335	B.C.P.	300	630	220	410	372	8	22	14	18.7
CIB0332	B.C.P.	550	886	291	595	474	49	103	12.8	15.1
TOTAL			4532	1653	2879	2522	294	116.670	7.7066	15.9

Tabla E.8. Volumetrías para los pozos de la macolla L-19-2

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPL-19-2										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0355	B.C.P.	1000	1658	685	1142	1055	91	86	0.2	15.6
CIB0361	B.C.P.	500	1006	380	611	411	63	153	16.6	17.3
CIB0362	B.C.P.	800	1502	644	860	829	86	104	0.2	16.5
CIB0363	B.C.P.	1000	1604	507	1089	990	92	93	5.1	14.4
CIB0377	B.C.P.						0		24	8
TOTAL			5770	2216	3702	3285	332	101.034	3.728	14.36

Tabla E.9. Volumetrías para los pozos de la macolla M-18-1

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPM-18-1										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0334	B.C.P.	900	1574	577	997	950	23	24	1.8	14.5
CIB0341	B.C.P.	340	587	250	337	316	18	57	6.8	16.8
CIB0320	B.C.P.	650	942	200	742	639	7	11	9.2	12.4
CIB0345	B.C.P.	650	909	490	419	413	35	85	2.6	18.6
CIB0349	B.C.P.	1100	1621	485	1136	1087	28	26	1	12.9
CIB0352	B.C.P.	800	1333	505	828	796	30	38	2.2	15
CIB0353	B.C.P.	800	1246	517	729	662	16	24	1.2	15.6
CIB0321	B.C.P.	860	1143	420	723	686	32	47	3	14.9
CIB0324	B.C.P.	820	1398	607	791	746	27	36	3	14.9
CIB0326	B.C.P.	470	789	230	559	465	9	19	10.8	15.3
CIB0333	B.C.P.	650	914	289	625	560	20	36	6.4	14.2
CIB0337	B.C.P.	900	1062	377	685	651	20	31	2.4	13.5
CIB0312	B.C.P.	790	1579	533	1046	1016	19	19	0.7	13.9
CIB0317	B.C.P.	850	1074	468	606	582	52	89	0.2	15.1
CIB0343	B.C.P.	600	1061	389	672	660	28	42	0.2	14.3
TOTAL			17232	6337	10895	10229	364	35.628	2.9199	14.793333

Tabla E.10. Volumetrías para los pozos de la macolla M-18-2

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPM-18-2										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0370	B.C.P.	880	1219	538	681	655	86	131	0.9	15.8
CIB0372	B.C.P.	770	1468	490	978	948	88	93	1	13.8
CIB0368	B.C.P.	880	1249	547	702	686	208	303	0.8	15.6
CIB0375	B.C.P.	780	1147	499	648	620	61	98	2	15.4
TOTAL			5083	2074	3009	2909	443	152.144	1.1434	15.15

Tabla E.11. Volumetrías para los pozos de la macolla N-18-1

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPN-18-1										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CIB0255	B.C.P.	1100	1961	500	1461	964	251	260	2	16.1
CIB0364	B.C.P.	300	812	310	502	1163	157	135	6	14.8
CIB0367	B.C.P.	700	807	233	574	1428	642	450	12	13.3
CIB0277	B.C.P.	300	480	200	280	970	237	244	1.4	15.1
CIB0366	B.C.P.	550	926	340	586	929	166	179	2.6	15.3
CIB0275	B.C.P.	400	366	169	197	1108	262	236	1.2	14.2
CIB0276	B.C.P.	800	1313	580	733	5	17	3400	99	10
CIB0279	B.C.P.	800	1016	472	544	279	248	889	17.5	14.3
CIB0315	B.C.P.	800	903	300	603	181	202	1116	3.6	13.4
CIB0258	B.E.S.	1100	1617	480	1137	700	213	304	1.8	18.1
CIB0264	B.E.S.	1200	1695	589	1106	275	20	73	15	12
CIB0274	B.C.P.	500	772	230	542	512	405	791	4.8	17.1
CIB0257	B.C.P.	1400	2137	600	1537	580	167	288	1.6	15
CIB0357	B.C.P.	570	761	340	421	369	150	407	12	14.8
CIB0360	B.C.P.	400	809	217	592	324	367	1133	2.6	13.8
CIB0365	B.C.P.	150	181	86	95	126	112	889	50.9	17.1
CIB0254	B.C.P.	950	1304	416	888	423	238	563	2	16.5
CIB0260	B.E.S.	1100	1229	557	672	383	123	321	38	15.6
CIB0322	B.C.P.	500	579	227	352	487	125	257	0.1	15.2
CIB0319	B.C.P.	400	561	152	409	40	32	800	0.5	21.6
TOTAL			20229	6998	13231	11246	4134	367.613	6.499	15.165

Tabla E.12. Volumetrías para los pozos de la macolla N-17-E

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPN-17-E											
Pozo	Método	Potencia l	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GAS F	RGP	%AY S	API	
CHB0044	B.C.P.	50	217	87	130	90	63	700	19.1	14.4	
CHB0043	B.C.P.	500	895	297	598	585	85	145	0.3	15.7	
CHB0046	B.C.P.	50	607	200	407	389	98	252	0.3	14	
CHB0045	B.C.P.	0	420	39	381	21	63	3000	86	9.3	
TOTAL			2139	336	1516	1085	77.25	284.65	2	3.518	13.3
											5

Tabla E.13. Volumetrías para los pozos de la macolla N-17-S

EST DE FLUJO O-16 / MULT DE PRODUCCION MPN-17-S										
Pozo	Método	Potencial	BTPD	BDPD	BBPD	BNPD	GASF	RGP	%AYS	API
CI 0240	B.E.S.	0	797	198	726	615	160	260	8	12.2
CI 0241	B.C.P.	400	888	83	714	100	35	350	94.1	17.1
CI 0242	B.C.P.	700	924	171	717	597	499	836	9.2	11.9
CI 0243	B.C.P.	200	448	130	318	272	318	1169	0.2	16.5
TOTAL			3057	582	2475	1584	1012	638.863	12.548	14.4

Apéndice F

Gráficos de las condiciones operacionales De los sistemas de producción del Área Extrapesado

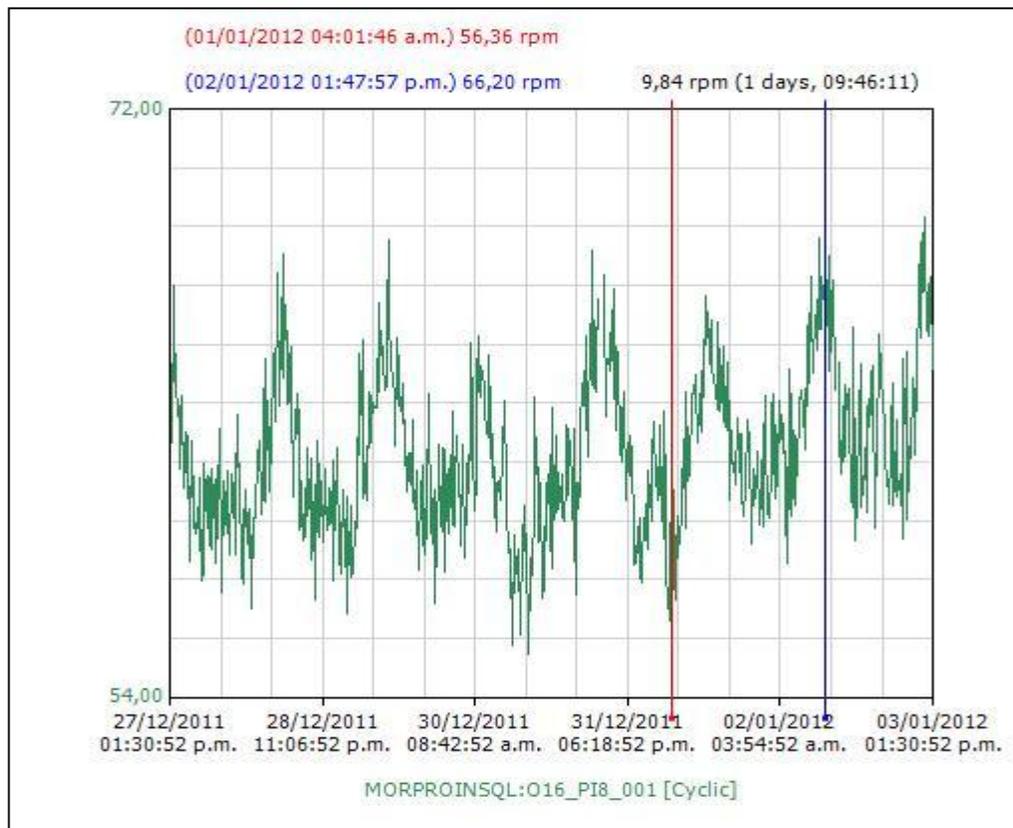


Figura.F.1. Comportamiento de la presión del separador 2 de la E.F J-20