



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA (LADO ESTE)
MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPEPHASE**

REALIZADO POR:

HORNICKEL VELÁSQUEZ PERCY AXEL

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA
UNIVERSIDAD DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, FEBRERO 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA (LADO ESTE)
MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPEPHASE**

HORNICKEL VELÁSQUEZ PERCY AXEL

C.I.: 13.249.254

REVISADO POR:

**ING. SUCRE MILAGROS
ASESOR ACADÉMICO**

**ING. GONCALVEZ ADRIANA
ASESOR INDUSTRIAL**

MATURÍN, FEBRERO 2011

ACTA DE APROBACIÓN



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
Maturín / Monagas / Venezuela**

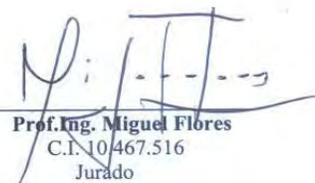
ACTA N° 1323

En Maturín siendo las **4:00 p.m** del día **11 de febrero de 2011** reunidos en la Sala “Dr. Luis Manuel Peñalver”, Campus Los Guaritos del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los profesores: **Ing. Milagros Sucre (Asesor Académico), Ing. Miguel Flores (Jurado), Ing. Martha Espinoza (Jurado), Ing. Adriana González (Asesor Industrial)**. A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado para obtener el Título de **Ingeniero de Petróleo**, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado: **ANÁLISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA (LADO ESTE) MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPEPHASE**. Por el Br. **Percy Axel Hornickel Velásquez C.I. 13.249.254**. El jurado, luego de la discusión del mismo acordó calificar como APROBADO con la siguiente Mención:

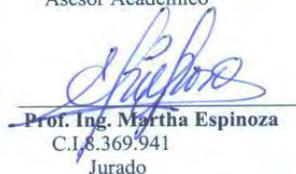
Por el Jurado:



Prof. Ing. Milagros Sucre
C.I. 4.183.842
Asesor Académico



Prof. Ing. Miguel Flores
C.I. 10467.516
Jurado



Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I. 8.369.941
Jurado



Ing. Adriana González
C.I. 12.644.462
Asesor Industrial

Por la comisión de Trabajos de Grado:
Reglamento de Trabajo de Grado

Artículo 16. Literal J.



RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO N° 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, “LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD EXCLUSIVA DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”



DEDICATORIA

Dedicado a mi padre... aunque la vida no te alcanzo para verme lograr esta meta, mantengo vivo tu recuerdo y siempre estarás presente en cada paso que dé...
...en cada pensamiento que pase por mi mente y en cada decisión que tenga en mi vida....
...te amo papá y espero poder encontrarnos nuevamente al final del camino...



AGRADECIMIENTOS

Agradecido estoy con Dios que siempre me demuestra que por más tropiezos y cargas que pueda tener, Él siempre está conmigo sosteniéndome y ayudándome a dar el siguiente paso.

Hay muchas personas importantes en mi vida que siempre de una u otra forma están allí, ofreciendo amor y ayuda incondicional en todo momento y es por ello que no es suficiente decir “gracias” y espero demostrarles de la misma forma mis más profundos agradecimientos.... ...entre ellos están:

Mi hermana Ingrid, siempre pendiente de mi y siempre dispuesta a ayudar en cualquier inconveniente que pueda tener.

Geraldin, siempre has estado allí y eres la fuerza que impulsa y me ayuda a superar obstáculos.

Carlos Ernesto, María y Luís Ernesto.. ..mis primos-hermanos por excelencia, les debo mucho pues en momentos duros me ayudaron a superar grandes dificultades.

Mis primos Jhónnatan, Jorge y José Paul (Manacho)... ..por acompañarme y darme ánimos cuando mi papá no pudo seguir a mi lado, gracias por intentar calmar el dolor de ese momento.

Profesora Milagros Sucre, por su apoyo y gran ayuda durante mi tiempo de pasantía y realización de mi tesis.

Adriana Goncalvez, que aunque la mayoría de las veces estaba extremadamente ocupada siempre sacaba algo de tiempo para aclararme dudas y aportarme ideas.

El personal de Oriconsult, C.A., su trato ameno y profesional hicieron que mi estancia en sus instalaciones durante mi pasantía fuera agradable a la vez que me brindaron desinteresadamente acceso a sus conocimientos de ingeniería en áreas específicas.

Por último, el más grande agradecimiento se lo doy a mis padres... ...a mi madre que ha dedicado su vida a verme convertirme en un hombre de bien.. ...a mi padre que en vida sacrificó todo por su familia... ...espero llegar a ser una pequeñísima parte del hombre que fuiste.

.....” **HONOR A MIS PADRES** ”.

PERCY HORNICKEL

ÍNDICE

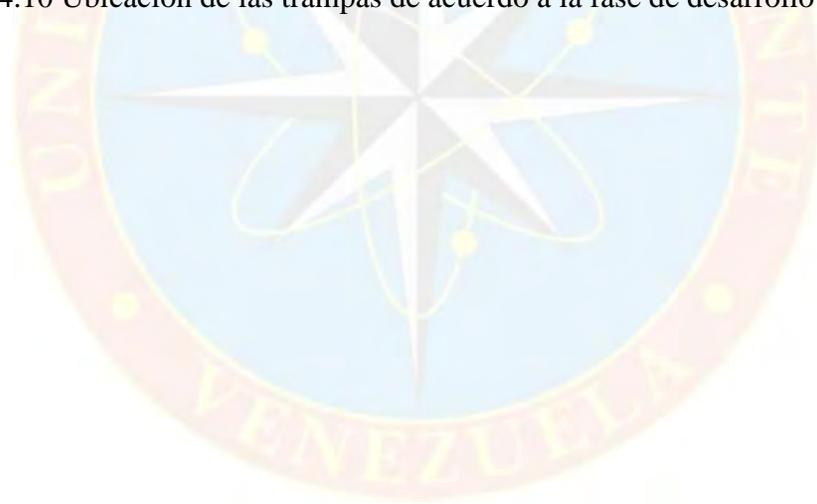
ACTA DE APROBACIÓN	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE GRAFICOS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS.....	7
2.2.1 Ubicación Geográfica.....	7
2.2.2 Recolección y Almacenamiento de Crudo	8
2.2.3 Patrones de Flujo	8
2.2.4 Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal.....	10
2.2.4.1 Flujo Estratificado (Estratificado Liso y Ondulado).....	10
2.2.4.2 Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada)	10
2.2.4.3 Flujo Anular (A)	11
2.2.4.4 Burbujas Dispersas	12
2.2.5 Flujo Multifásico en Tuberías (FMT).....	12
2.2.6 Definiciones Básicas para Flujo Multifásico.....	15
2.2.6.1 Factor de Entrampamiento Líquido (Hold-Up de líquido)	15
2.2.6.2 Fracción de Líquido sin Deslizamiento (no Slip Hold Up)	16
2.2.6.3 Densidad de Líquidos	16
2.2.6.4 Velocidad de Fluidos	17
2.2.6.5 Viscosidad.....	19
2.2.7 Correlación Beggs and Brill para Flujo Multifásico	20
2.2.6.1 Modelo Matemático.....	20
2.3 CRITERIO DE DISEÑO DE TUBERIAS.....	24
2.3.1 Velocidad Erosional	24

2.3.2 Presión de Diseño de las Tuberías	25
2.3.3 Resistencia de la Tubería.....	26
2.3.4 Caídas de Presión en la Tubería	27
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	27
CAPÍTULO III.....	29
MARCO METODOLÓGICO	29
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	29
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	29
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	30
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	30
3.4.1 Efectuar Simulaciones Hidráulicas para Cuatro (4) Opciones de Diseño Planteadas por PDVSA, del Sistema de Recolección de Crudo Área de Reserva (Lado Este) para la Fase I (2010) y la Fase II (2011-2013).....	30
3.4.2 Estudiar la Viabilidad Operativa de cada una de las Opciones Planteadas, en Base a las Limitaciones Operacionales de los Equipos y Tuberías.....	31
3.4.3 Seleccionar la Opción más Adecuada, en Base a las Limitaciones Operacionales de los Equipos y Tuberías Mediante el Uso de una Matriz de Evaluación	32
3.4.4 Dimensionar las Trampas de Envío y Recibo para Limpieza y Mantenimiento del Oleoducto Principal de la Opción Favorecida	32
3.4.5 Determinar la Ubicación de las Trampas de Envío y Recibo en Base al Avance de Ejecución del Proyecto.....	33
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS.....	33
3.6 RECURSOS	35
CAPÍTULO IV	36
ANÁLISIS DE RESULTADOS	36
4.1 EFECTUAR SIMULACIONES HIDRAULICAS PARA CUATRO (4) OPCIONES DE DISEÑO PLANTEADAS POR PDVSA, DEL SISTEMA DE RECOLECCION DE CRUDO AREA RESERVA (LADO ESTE) PARA LA FASE I (2010) Y LA FASE II (2013).....	36
4.1.1 Selección de las Macollas para Estudio hacia el Lado este del Distrito Cabrutica	36
4.1.2 Descripción de las Propuestas de Diseño para la Adecuación del Sistema de Recolección de Crudo.....	37
4.1.2.1 Primera Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Descarga de la Bomba Multifásica Ubicada en la Macolla NO21	38
4.1.2.2 Segunda Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Descarga de la Bomba Multifásica ubicada en la Macolla NO21 y desde la Descarga de la Bomba Multifásica Ubicada en JK25 hasta la Estación Principal.....	39

4.1.2.3 Tercera Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Estación Principal por un Oleoducto de 20 pulg.....	41
4.1.2.4 Cuarta Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Estación Principal por un Oleoducto de 24 pulg.....	43
4.1.3 Premisas de Simulación.....	44
4.1.4 Simulaciones para el Sistema de Recolección de Crudo para el Año 2010 (Fase I).....	46
4.1.5 Simulaciones para el Sistema de Recolección de Crudo para el Año 2010-2013 (Fase II).....	47
4.2 ESTUDIAR LA VIABILIDAD OPERATIVA DE CADA UNA DE LAS OPCIONES PLANTEADAS, EN BASE A LAS LIMITACIONES OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS Y TUBERIAS	47
4.2.1 Determinación de Presiones de Operación de las Válvulas Multipuerto.....	47
4.2.2 Determinación de Presiones de Descarga de las Bombas Multifásicas.....	48
4.2.3 Determinación de las Presiones de Diseño.....	49
4.2.4 Verificación de la Resistencia de la Tubería	50
4.2.5 Calculo de las Velocidades Erosionales dentro de la Tubería.....	52
4.2.6 Determinación de las Caídas de Presión dentro de las Tuberías	53
4.3 SELECCIONAR LA OPCIÓN MAS ADECUADA, EN BASE A LAS LIMITACIONES OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS Y TUBERIAS MEDIANTE EL USO DE UNA MATRIZ DE EVALUACION	55
4.4 DIMENSIONAR LAS TRAMPAS DE ENVIO Y RECIBO PARA LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DEL OLEODUCTO PRINCIPAL DE LA OPCIÓN FAVORECIDA	61
4.4.1 Trampas de Envío Oleoducto	61
4.4.2 Trampas de Recibo Oleoducto	62
4.5 DETERMINACIÓN LA UBICACIÓN DE LAS TRAMPAS DE ENVIO Y RECIBO EN BASE AL AVANCE DE EJECUCION DEL PROYECTO	62
4.5.1 Trampas de Recibo Oleoducto Fase I.....	62
4.5.2 Trampas de Recibo Oleoducto fase II	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
CONCLUSIONES	64
RECOMENDACIONES	65
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	66
APÉNDICES.....	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Zonas productivas de la Faja Petrolífera del Orinoco	7
Figura 2.2 Flujo estratificado (Tipos)	10
Figura 2.3 Flujo intermitente (Tipos).....	11
Figura 2.4 Flujo anular.....	11
Figura 2.5 Flujo burbujas dispersas (Tipos).....	12
Figura 4.1 - Áreas de producción lado este.....	36
Figura 4.2 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 1 – Fase 1	38
Figura 4.3 Colocación de bombas y tubería principal, Opción 1 – Fase 2	39
Figura 4.4 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 2 – Fase 1	40
Figura 4.5 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 2 – Fase 2	41
Figura 4.6 Colocación de bombas y tubería principal, Opción 3 – Fase 1	42
Figura 4.7 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 3 – Fase 2	42
Figura 4.8 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 4 – Fase 1	43
Figura 4.9 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 4 – Fase 2	44
Figura 4.10 Ubicación de las trampas de acuerdo a la fase de desarrollo.....	63



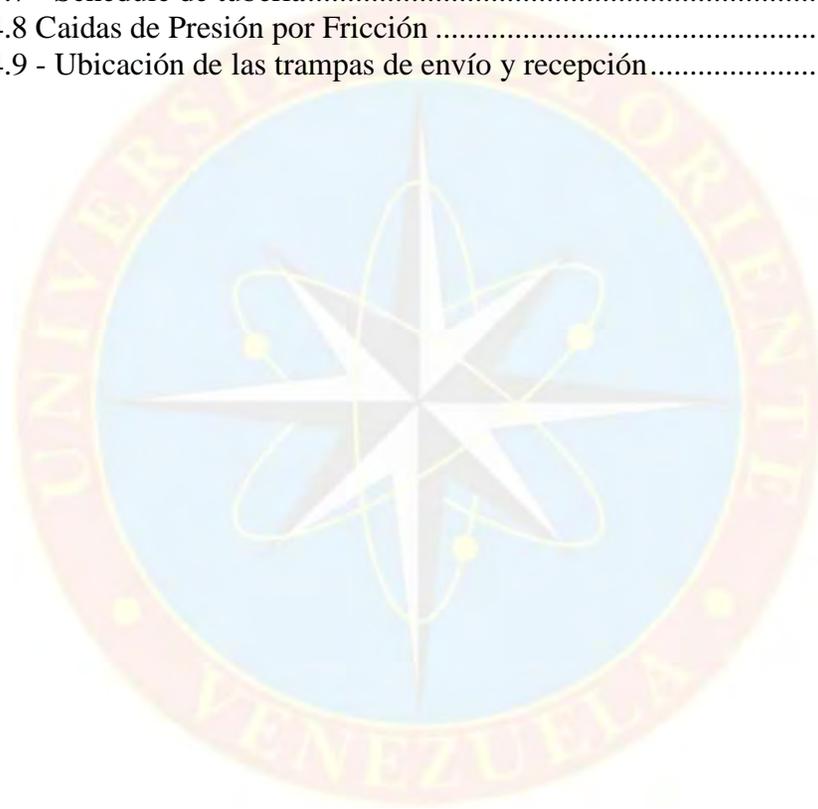
LISTA DE GRAFICOS

Grafico 4.1 Criterio de Operación.....	57
Grafico 4.2 Criterio de Constructibilidad	58
Grafico 4.3 Criterio de Impacto sobre Instalaciones Existentes	59
Grafico 4.4 Criterio de Costos de Inversión	60
Grafico 4.5 Matriz de evaluación.....	60



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Explotación de macollas de acuerdo al escenario de explotación	37
Tabla 4.2 Presión en válvulas multipuerto	48
Tabla 4.3 Presión en Bombas Multifásicas de 1500 hp	49
Tabla 4.4 Presión de diseño de las tuberías.....	50
Tabla 4.5 - Espesor de pared de tubería	51
Tabla 4.6 - Espesor nominal de pared de tubería	51
Tabla 4.7 - Schedule de tubería.....	52
Tabla 4.8 Caidas de Presión por Fricción	54
Tabla 4.9 - Ubicación de las trampas de envío y recepción.....	63





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

RESUMEN

ANÁLISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA (LADO ESTE) MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPEPHASE

AUTOR:

Hornickel, V. Percy A.
C.I. N°: 13.249.254
Febrero 2011

ASESORES:

Ing. SUCRE MILAGROS
ASESOR ACADÉMICO
Ing. GONCALVEZ ADRIANA
ASESOR INDUSTRIAL

El presente trabajo representa el análisis de cuatro propuestas para la modificación del sistema de recolección de crudo ubicado hacia el lado este de la estación del Distrito Cabrutica en el Estado Anzoátegui. El desarrollo del proyecto consta de dos fases de desarrollo. La evaluación de propuestas se llevó a cabo con el uso del simulador PIPEPHASE con la finalidad de determinar diferenciales de presiones a lo largo del sistema. El análisis se basó en realizar simulaciones de cada propuesta para cada fase de desarrollo obteniéndose los siguientes resultados: A) La propuesta cuatro resulto la opción más adecuada para la adecuación del sistema la cual plantea la instalación de una tubería de 24 pulgadas como oleoducto principal del sistema, B) Se encontraron inconvenientes de excesos de presiones de operación en las válvulas multipuerto en las opciones 1,2 y 3; C) Se encontraron inconvenientes de excesos de presiones a la descarga de las bombas multifásicas en las opciones 1 y 2, D) No se encontraron problemas de exceso en las velocidades de tránsito de fluidos dentro de la tubería, E) El grado de resistencia de la tubería propuesta es suficiente para soportar las máximas presiones obtenidas en las simulaciones de cada propuesta.

INTRODUCCIÓN

A partir del año 2010 PDVSA debe poner en marcha el plan de incremento de producción, lo cual supone la perforación e interconexión de pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en este caso la construcción de nuevas macollas asociadas a la Estación Principal del Distrito Cabrutica.

Dicha estación, se encuentra ubicada en el área Junín (anteriormente Zuata), situada en el municipio Monagas del estado Anzoátegui. Las instalaciones operativas del Distrito Cabrutica tienen como propósito la extracción, producción y procesamiento de crudo extrapesado (8° - 9° API).

El aumento en la producción de crudo hace necesaria la ampliación de la infraestructura existente y en consecuencia de esto, se deben realizar estudios que permitan comprobar que las propuestas planteadas para la adecuación de estas facilidades, garantizan la viabilidad operativa del proyecto en base a las limitaciones operacionales de las tuberías y equipos a ser usados.

El gas natural asociado con la producción del crudo es separado y utilizado como gas combustible para los calentadores y turbogeneradores o quema por mechurrio. El agua asociada al crudo es separada y eliminada en forma ecológicamente aceptable.

El crudo para su extracción es diluido en cabezal de pozo hasta obtener una mezcla de aproximadamente 17 °API, para luego ser transportado hacia la estación principal, donde se desgasifica, deshidrata y bombea hacia el mejorador de crudo en Jose.

Hacia el lado este de la estación principal de Cabrutica se encuentran dos áreas bien definidas, denominadas área tradicional y área de reserva. El área tradicional cuenta con cuatro macollas operativas actualmente, mientras que el área de reserva cuenta con dieciséis macollas las cuales se requieren poner en producción.

Los pozos perforados en el área de reserva, serán producidos usando bombeo de cavidad progresiva aprovechando las facilidades de electricidad de la zona; estos pozos a su vez están asociados a sus respectivas macollas que serán explotadas en dos fases, la primera, a partir del año 2010, y la segunda fase, que comprende el período desde el año 2011 hasta el año 2013.

En todas las opciones propuestas, el crudo debe ser transportado desde los pozos hasta los centros de bombeo, donde se les aportará la energía necesaria para que puedan llegar hasta la estación principal (EP) donde debe llegar a una presión de 220 lpcm, la cual corresponde a la presión de operación de los hornos primarios.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, la estación principal del Distrito Cabrutica tiene una cuota de producción asignada de unos 114.700 barriles por día. El crudo producido es diluido con Nafta (52,5° API) en los cabezales de los pozos hasta obtener un crudo de aproximadamente 17° API.

La puesta en marcha del plan de incremento de explotación de reservas de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco impulsado por PDVSA, hace necesario adecuar la infraestructura existente del sistema de recolección de crudo para incorporar la producción de los nuevos pozos perforados en el área de reserva. Con esto, se espera incorporar unos 90.400 barriles por día, aproximadamente, a la producción diaria de la estación principal; con lo que al final del proyecto las estimaciones de producción llegarán hasta unos 205.100 barriles diarios. Este proyecto está planificado para ser desarrollado en dos fases: la fase I en el año 2010 y la fase II en el período que va desde el 2011 hasta el 2013. En cada fase existen cuatro escenarios de explotación propuestos por PDVSA, cada uno de los cuales presenta variaciones en cuanto a ubicación de las bombas, diámetro y arreglo general de la línea principal del sistema de recolección de crudo.

Es por ello que se requiere la evaluación mediante simulaciones de las diferentes configuraciones propuestas, para de esta manera determinar la opción más adecuada que permitirá transportar la nueva producción de crudo hasta la estación principal. Para cada fase de construcción del proyecto, se hace necesaria la incorporación de trampas de envío y recolección de limpiadores (raspadores) para las

labores de limpieza y mantenimiento de la línea principal de crudo. La realización de cambios en la configuración de equipos y tuberías se traducirá en una significativa variación de presiones y caudales a todo lo largo del sistema a medida que se incorporen pozos y macollas a la red de recolección durante el desarrollo de cada una de las fases.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Analizar propuestas para el diseño del sistema de recolección de crudo área de reserva (lado este) mediante el uso del simulador PIPEPHASE.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Efectuar simulaciones hidráulicas para cuatro (4) opciones de diseño planteadas por PDVSA, del sistema de recolección de crudo área de reserva (lado este) para la fase I (2010) y la fase II (2011-2013).
- Estudiar la viabilidad operativa de cada una de las opciones planteadas, en base a las limitaciones operacionales de los equipos y tuberías.
- Seleccionar la opción más adecuada, en base a las limitaciones operacionales de los equipos y tuberías mediante el uso de una matriz de evaluación.
- Dimensionar las trampas de envío y recibo para limpieza y mantenimiento del oleoducto principal de la opción favorecida.
- Determinar la ubicación de las trampas de envío y recibo en base al avance de ejecución del proyecto.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo con el programa de explotación de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, PDVSA planea la incorporación y puesta en producción de nuevos pozos en el área de reserva, con lo que se estima adicionar unos 90.400 barriles diarios a la producción diaria de la estación principal del Distrito Cabrutica. Actualmente, la estación principal tiene un compromiso de producción de 114.700 barriles diarios de crudo extrapesado.

Aunado a esto, la Gerencia de Mantenimiento Mayor de PDVSA informó que la tubería de 20 pulgadas, perteneciente al sistema de recolección del área tradicional (lado este) y por la cual se produce actualmente, presenta un deterioro avanzado (depósitos de sedimentos, pérdida de espesor, corrosión, entre otros), ocasionado por falta de mantenimiento, por lo que se requiere un reemplazo de la misma. Para llevar a cabo el proyecto se hizo necesaria la realización de estudios que permitan determinar y optimizar la infraestructura necesaria para el manejo de mayores volúmenes de crudo y determinar la ubicación más idónea de las trampas de envío y recolección de los limpiadores para el mantenimiento interno de la línea principal que será construida, lo que permitirá minimizar la deposición de sedimentos y asfaltenos en la misma.

Este trabajo contribuyó en la selección de la propuesta más adecuada para la adecuación del sistema de recolección de crudo, y por tanto, se garantizó que esta propuesta seleccionada cumple con los requerimientos básicos en cuanto a las presiones de operación exigidas para los equipos y tuberías, velocidades de los fluidos y caídas de presión a lo largo del sistema, teniendo en consideración la presión mínima que deben tener estos fluidos a la entrada de la estación principal (220 lpcm).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Tineo, E. (2008). “Diseño conceptual de las facilidades de superficie para el Transporte de Crudo desde los Bloques Junin 5 y 6 hasta la Refinería Cabruta”. Este documento sirvió como referencia en base a que fue desarrollado en la misma área que el tema de estudio. Se basa en describir las características generales del área, equipos y materiales a utilizar, y definir el sistema de transporte del crudo desde el área de producción hasta los patios de tanques de la refinería.

Yépez, José (2009). “Elaboración de esquemas para el transporte de fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) en la Faja Petrolífera del Orinoco”. Este documento describe realizados en el simulador Pipephase 9.0 de diferentes esquemas de producción de crudo y gas en las áreas pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco. Además describe los cálculos realizados para determinar diámetros de tuberías y dimensionamiento de bombas.

Barrenechea, Luís (2002). “Simulación de la Estación de Flujo de Santa Bárbara Perteneciente al Área Norte de Monagas, Integrando Modelos de Pozos y de Superficie Utilizando el Optimizador Composicional de Recursos REO”. Este documento se enfoca en la detección temprana de posibles problemas operacionales en base a distintos escenarios cambios de la infraestructura tanto dentro, como fuera de la estación. Esta documentación sirvió como referencia en la adecuación y utilización de los recursos disponibles para la simulación del sistema de recolección de crudo del área de reserva del Distrito Cabrutica.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Ubicación Geográfica

La Faja Petrolífera del Orinoco está situada en el margen izquierdo del Orinoco en Venezuela, y ocupa parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro; además está dividida en cuatro áreas llamadas Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

La Estación Principal de Distrito Cabrutica, se encuentra ubicada en el área Junín (anteriormente Zuata), situada en el Municipio Monagas del Estado Anzoátegui, a unos 70 km al sur de Pariaguán, específicamente en San Diego de Cabrutica.

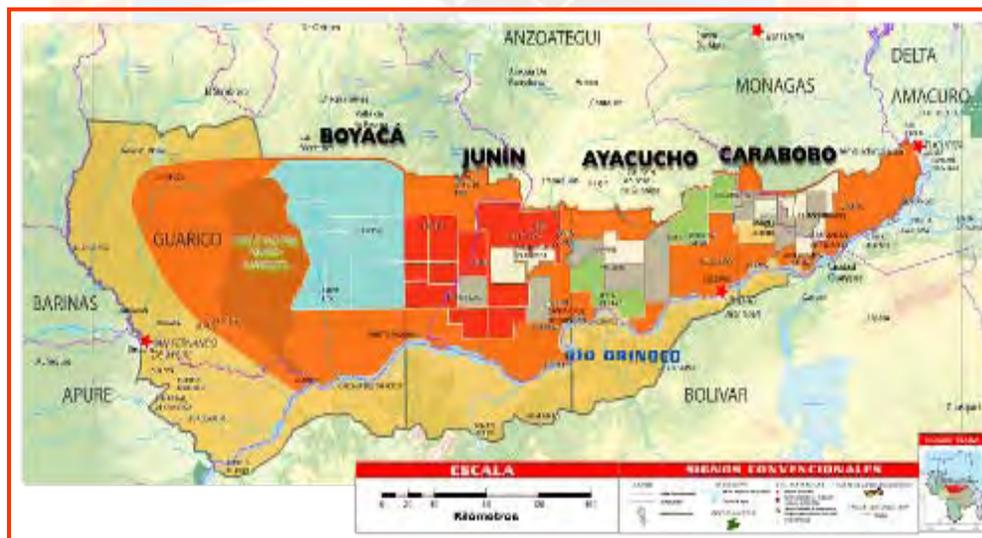


Figura 2.1 Zonas productivas de la Faja Petrolífera del Orinoco
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Las instalaciones operativas del Distrito Cabrutica tienen como propósito la extracción, producción y procesamiento de crudo extrapesado. El crudo para su extracción, es diluido en cabezal de pozo hasta obtener una mezcla de 17 °API para

luego ser transportado hacia la Estación Principal, donde se desgasifica, deshidrata y bombea hacia el mejorador de Crudo en José.

2.2.2 Recolección y Almacenamiento de Crudo

En la mayoría de los campos petroleros existe un sistema integrado por oleoductos, centros de recolección y almacenamiento de crudo. Las dimensiones del sistema dependen principalmente de las propiedades del campo, su ubicación, número y características de los pozos. La ubicación deseable de los centros de recolección y almacenamiento deben considerar prioritariamente:

- El volumen de fluidos que se producen.
- Las características de los pozos y la distancia que los separa.
- El programa de desarrollo.

2.2.3 Patrones de Flujo

Las líneas de flujo y los sistemas de recolección y almacenamiento están destinados a los mismos fines en la mayoría de los campos. Una vez que el conjunto crudo-agua-gas-sedimento sale del cabezal del pozo, fluye a las estaciones más cercanas.

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y el factor de entrapamiento del líquido.

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

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

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente.

Las variables de diseño son la caída de presión, el factor de entrampamiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc. En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujo bifásicos en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron de definir un grupo con un mínimo de patrones de flujo.

El desacuerdo fue principalmente, debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual.

También, los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango de ángulos de inclinación de acuerdo a las características topográficas del área de estudio.

Un intento para definir un grupo aceptable de patrones de flujo ha sido dado por Shoham (1982). Las diferencias son basadas en datos experimentales adquiridos sobre un amplio rango de inclinación, es decir, flujo horizontal, flujo inclinado hacia arriba y hacia abajo y flujo vertical hacia arriba y hacia abajo.

2.2.4 Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal

2.2.4.1 Flujo Estratificado (Estratificado Liso y Ondulado)

Abreviado como “St”, ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratified Smooth (Flujo estratificado liso), donde la interfase gas-líquido es lisa, y Stratified Wavyt (Flujo estratificado ondulante) ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

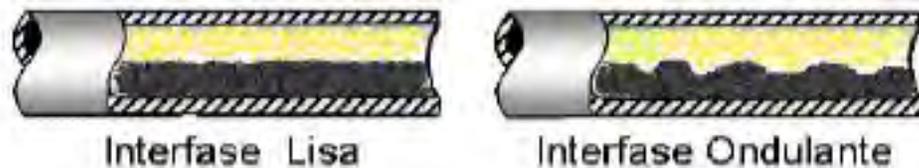


Figura 2.2 Flujo estratificado (Tipos)

2.2.4.2 Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada)

Abreviado como “T”, el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas los cuales llenan el área transversal de la tubería, estos son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del

tapón. El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo tapón y de burbuja alargada. El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.



Figura 2.3 Flujo intermitente (Tipos)

2.2.4.3 Flujo Anular (A)

Flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido.



Figura 2.4 Flujo anular

A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.

2.2.4.4 Burbujas Dispersas

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas.



Figura 2.5 Flujo burbujas dispersas (Tipos)

Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. Bajo condiciones de flujo disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.

2.2.5 Flujo Multifásico en Tuberías (FMT)

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Se define como el movimiento que ocurre en el interior de una tubería, de gas libre y líquidos. La fase gaseosa puede encontrarse de dos maneras: mezclada en forma homogénea con el líquido o formando un oleaje donde el gas empuja el líquido desde atrás o encima de él, originando crestas en algunos casos en la superficie del líquido. Al introducir una nueva fase en el sistema de producción se introduce un grado de complejidad adicional al análisis de la ecuación de gradiente de presión. Los fluidos (gas y petróleo) pueden separarse

debido a la diferencia de densidades y originar variaciones en las velocidades de flujo en la tubería. El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMT es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen} \phi}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{g_c \cdot \Delta Z} \right) \quad (2.1)$$

$$\frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen} \phi}{144 g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad (80-90\%)} \quad (2.2)$$

$$\frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{144(2 \cdot g_c \cdot d)} = \text{gradiente de presión por fricción (5-20\%)} \quad (2.3)$$

$$\frac{\rho \Delta V^2}{144 g_c \Delta Z} = \text{gradiente de presión por cambio de energía} \quad (2.4)$$

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 lpcm). Para las ecuaciones anteriores tenemos:

- ϕ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal
- ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³
- V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.
- g = aceleración de la gravedad; 32,2 pie/seg²
- g/g_c = constante para convertir lbm a lbf
- f_m = factor de fricción de Moody, (adimensional)

- d = diámetro interno de la tubería, pie

Es indispensable el uso de un simulador de flujo multifásico en tuberías en el computador, ya que el cálculo de presiones es iterativo en base a las presiones de entrada y salida de cada uno de los tramos de las tuberías.

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc. Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

- Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.
- Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.
- Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre la fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

2.2.6 Definiciones Básicas para Flujo Multifásico

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión.

Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

2.2.6.1 Factor de Entrampamiento Líquido (Hold-Up de líquido)

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un elemento de la tubería}}{\text{Volumen del elemento de la tubería}} \quad (2.5)$$

Este factor de entrampamiento es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_l \quad (2.6)$$

2.2.6.2 Fracción de Líquido sin Deslizamiento (no Slip Hold Up)

La fracción de líquido sin deslizamiento, mejor conocida como Hold up sin deslizamiento e incluso llamado algunas veces contenido de líquido de entrada; es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (no slippage).

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (2.7)$$

Donde q_g y q_l son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l = \frac{q}{q_l + q_g} \quad (2.8)$$

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

2.2.6.3 Densidad de Líquidos

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_s = \rho_l \cdot H_l + \rho_g \cdot H_g \quad (2.9)$$

$$\rho_n = \lambda_l \cdot \rho_l + \lambda_g \cdot \rho_g \quad (2.10)$$

$$\rho_k = \frac{\lambda_l^2 \cdot \rho_l}{H_l} + \frac{\lambda_g^2 \cdot \rho_g}{H_g} \quad (2.11)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación. Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

Las últimas ecuaciones son presentadas por algunos investigadores (Hagedorn & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds.

2.2.6.4 Velocidad de Fluidos

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial.

La velocidad superficial de una fase fluida esta definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

Velocidad superficial del gas:
$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (2.12)$$

Velocidad real del gas:
$$V_{sg} = \frac{q_g}{A.H_g} \quad (2.13)$$

(Donde A es el área transversal de la tubería.)

La velocidad superficial del líquido viene dada por:
$$V_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (2.14)$$

La velocidad real del líquido es calculada con:
$$V_{rl} = \frac{q_l}{A.H_l} \quad (2.15)$$

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido:
$$V_{sl} = \frac{5,615.(q_o.B_o + q_w.B_w)}{86400.A_t} \quad (2.16)$$

Para el gas:
$$V_{sg} = \frac{(q_l.RGL - q_o.R_s)}{86400.A_t} \quad (2.17)$$

Donde las unidades usadas son:

V_{sl} y V_{sg} : pie/seg

q_o y q_w : bn/d ; (bn: barriles normales)

B_o y B_w : b/bn ; (bn: barriles normales)

A_t : pie²

5,615: convierte barriles a pie³

86400: convierte días a segundos

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (2.18)$$

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g + V_l = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sl}}{H_l} \quad (2.19)$$

2.2.6.5 Viscosidad

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores. La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_l = F_o \cdot \mu_o + F_w \cdot \mu_w \quad (2.20)$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_l \cdot \mu_l + \lambda_g \cdot \mu_g \text{ (sin deslizamiento)} \quad (2.21)$$

$$\mu_s = \mu_l^{Hl} \cdot \mu_g^{Hg} \text{ (con deslizamiento)} \quad (2.22)$$

2.2.7 Correlación Beggs and Brill para Flujo Multifásico

La correlación presentada por Beggs y Brill, aplica a tuberías a cualquier ángulo de inclinación. Fue desarrollada a partir de data experimental y tiene un amplio margen de aplicaciones. El entrapamiento de líquido es calculado usando ecuaciones que son independientes del régimen de flujo. El fluido considerado para el estudio y desarrollo de esta ecuación fue agua. A continuación se describen las premisas bajo las cuales se desarrolló la investigación:

- Secciones de tubería de entre 1 pulg y 1.5 pulg y 90 pies de longitud
- Tasas de gas desde 0 hasta 300 MPCN
- Tasas de líquido desde 0 hasta 30 gal/min
- Presiones del sistema entre 35 a 95 lpca
- Entrampamiento de líquido de 0 a 0,870
- Ángulos de inclinación entre -90° y $+90^\circ$
- Los fluidos usados aire y agua

2.2.6.1 Modelo Matemático

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_s \cdot \text{sen} \phi\right) + \left(\frac{f_p \cdot \rho_s \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}\right)}{144 \cdot (1 - EK)} \quad (2.23)$$

Densidad bifásica: $\rho_p = \rho_l \cdot H_l + \rho_g \cdot (1 - H_l)$ (2.24)

Densidad sin deslizamiento: $\rho_{ns} = \rho_l \cdot \lambda_l + \rho_g \cdot (1 - \lambda_l)$ (2.25)

Para delimitar los patrones de flujo se determinan L1, L2, L3 y L4

$$L1 = 316 \lambda^{0.302} \quad (2.26)$$

$$L2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684} \quad (2.27)$$

$$L3 = 0.10 \lambda^{-1.4516} \quad (2.28)$$

$$L4 = 0.5 \lambda^{-6.738} \quad (2.29)$$

Se requiere adicionalmente el Número de Fraude:

$$NFR = \frac{V_m^2}{g \cdot d} \quad (2.30)$$

Los límites para los patrones de flujo horizontal son:

Segregado: $\lambda_l < 0,01$ y $NFR < L1$ ó $\lambda_l \geq 0,01$ y $NFR < L2$

Siendo:
$$H_L(0) = \frac{0,98 \lambda^{0,4846}}{NFR^{0,0173}} \quad (2.31)$$

Intermitente:

$0,01 \leq \lambda_l < 0,4$ y $L3 < NFR < L1$ ó $\lambda_l \geq 0,4$ y $NFR < L2$ y $L3 < NFR < L4$

Siendo:
$$H_L(0) = \frac{0,854 \lambda_l^{0,5351}}{NFR^{0,0173}} \quad (2.32)$$

Distribuido: $\lambda_f < 0,4$ y $NFR \Rightarrow L1$ ó $\lambda_f \Rightarrow 0,4$ y $NFR > L4$

Siendo:
$$H_L(0) = \frac{1,065\lambda_f^{0,5824}}{NFR^{0,0609}} \quad (2.33)$$

Transición: $\lambda_f \Rightarrow 0,01$ y $L2 \leq NFR \leq L3$

Siendo:
$$HL(0) \Rightarrow \lambda_f \quad (2.34)$$

Cuando el flujo cae en el patrón de transición, el $HL(0)$, debe ser calculado usando las ecuaciones de flujo segregado e intermitente, y luego interpolando usando los siguientes factores de peso:

$$HL(0)_{\text{Transición}} = A \cdot HL(0)_{\text{Segregado}} + B \cdot HL(0)_{\text{Intermitente}} \quad (2.35)$$

Siendo:
$$A = \frac{L_3 - NFR}{L_3 - L_2} \quad (2.36)$$

$$B = 1 - A \quad (2.37)$$

Luego:
$$H_L(\phi) = H_L(0) \cdot \Psi \quad (2.38)$$

Donde Ψ es el factor de corrección de $H_L(0)$ por efecto de la inclinación de la tubería.

$$\psi = 1 + C \cdot [\text{sen}(1,8 \cdot \phi) - 0,333 \cdot \text{sen}^3(1,8 \cdot \phi)] \quad (2.39)$$

ϕ es el ángulo de la tubería con respecto a la horizontal.

El cálculo del factor de fricción bifásico, f_{ip} :

$$f_{ip} = f_{ns} \cdot e^s \quad (2.40)$$

$$f_{ns} = 2 \cdot \text{Log} \left(\frac{N_{\text{Re}}}{4,5223 \cdot \text{Log}(N_{\text{Re}}) - 3,8215} \right) \quad (2.41)$$

Siendo:

Número de Reynolds:
$$N_{\text{Re}} = \frac{1488 \cdot V_m \cdot d \cdot \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \quad (2.42)$$

$$S = \frac{X}{-0,0523 + 3,182X - 0,8725X^2 + 0,01853X^4} \quad (2.43)$$

Siendo:

$$X = \text{Ln}(Y) \quad (2.44)$$

$$Y = \frac{\lambda_l}{[H_l(0)]^2} \quad (2.45)$$

$$\text{Si } 1 < Y < 2 : \quad S = \text{Ln}(2, 2 \cdot Y - 1, 2) \quad (2.46)$$

El componente de aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{acc} = \frac{(\rho_s \cdot V_m \cdot V_{sg})}{g_c \cdot P} \cdot \frac{dP}{dH} \quad (2.47)$$

$$EK = \frac{(\rho_s \cdot V_m \cdot V_{sg})}{144 \cdot g_c \cdot P} \quad (2.48)$$

2.3 CRITERIO DE DISEÑO DE TUBERIAS

2.3.1 Velocidad Erosional

Las líneas de flujo, múltiples de producción y otras líneas que manejan mezclas bifásicas, así como mezclas monofásicas deben diseñarse considerando básicamente la velocidad de erosión del fluido. La experiencia ha mostrado que la pérdida del espesor de la pared de la tubería ocurre por un proceso de erosión/corrosión. La velocidad de erosión o límite puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$Ve = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (2.49)$$

Siendo:

Ve = Velocidad erosional del fluido (pie/seg)

C = Constante empírica

ρ_m = Densidad de la mezcla gas-líquido a condiciones de flujo (lb/pie^3)

En la industria se indica que los valores de $C = 100$ para procesos intermitentes, son conservativos. Para fluidos libres de sólidos donde la corrosión es controlada por inhibidores o al emplear resistencia a la corrosión, los valores de $C = 150$ a 200 pueden usarse para el proceso continuo. Valores de $C = 250$ pueden usarse para procesos intermitentes con aditivos. Para que se produzcan niveles de ruido

considerados demasiado altos, las velocidades de tránsito de los fluidos dentro de la tubería debería alcanzar al menos el 60% de la velocidad erosional.

$$Ruido = 60\%(Ve) \quad (2.50)$$

2.3.2 Presión de Diseño de las Tuberías

La presión de diseño es considerada como la máxima diferencia de fuerza por unidad de área existente entre el interior y el exterior de un tubo, componente de tubería o entre cámaras adyacentes de una unidad. Esta presión de diseño no será menor que la presión a la condición más severa de presión y temperatura coincidentes que se espere en condición normal. Este parámetro hace posible la distribución del gas y su recolección por las tuberías, también se ha demostrado que a ciertas condiciones la presión puede afectar la viscosidad del flujo de manera tal, que la viscosidad ponga resistencia al movimiento del fluido en las tuberías. Al aumentar la presión las moléculas del fluido estarán más unidas, y por ende el gas opone mayor resistencia a transmitirse a través de las tuberías. Se recomienda controlar muy bien la presión para minimizar los problemas en las instalaciones como en los estallidos, los cuales ocurren cuando el espesor de la tubería no soporta la presión suministrada, es decir, se deben conocer los límites de la presión máxima de trabajo ya que el espesor de las tuberías a usar, clase de acero, forma de manufacturación de las tuberías, máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea al sistema de transporte; son funciones de la máxima presión de operación. La presión de diseño se obtiene a partir de los datos de operación máxima del sistema, donde tenemos:

$$P.O.M. = P.O. + (5\% P.O.) \quad (2.51)$$

$$P.D. = P.O + 25 \text{ lb } \text{ ó } 110\% P.O.M. \quad (2.52)$$

Siendo:

P.O.: presión de operación

P.O.M.: presión de operación máxima

P.D.: presión de diseño

2.3.3 Resistencia de la Tubería

El grado de resistencia de la tubería deberá satisfacer la norma descrita en el código ASME 31.4B en el punto 404.1.2 denominado *Straight pipe Under internal pressure* (Presión interna en tuberías rectas), donde se especifica los valores mínimos de espesor de pared de tubería.

En este espesor se incluye el valor predefinido por corrosión.

Según aplica la norma:

$$t = \frac{P.D}{2SE} \quad (2.53)$$

$$t_n = t + A \quad (2.54)$$

Siendo:

- P = Presión de diseño (lpcm)
- D = Diámetro externo de la tubería (pulg)
- S = Esfuerzo de diseño ASME B31.4, Tabla 402.3.1(a)
- E = Factor de calidad, ASME B31.4, Tabla 402.3.1(a)
- A = Espesor de pared por corrosión
- t = Espesor de pared (pulg)
- t_n = Espesor nominal de pared (pulg)

2.3.4 Caídas de Presión en la Tubería

La norma PDVSA L-TP-1_5, “Cálculo hidráulico de tuberías”, recomienda que las caídas de presión por fricción no deben exceder de cuatro (4) libras por cada 100 pies de tubería para líneas de líquidos (hidrocarburos). Esta norma se mostrada en la tabla contenida en el APÉNDICE “D”, denominada *Velocidad recomendada y ΔP máxima para líquidos en tuberías de acero al carbono.*

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Bombas multifásicas: bombas que permiten el desplazamiento por acción de succión y empuje de mezclas de fluidos en diversas fases (líquida, gaseosa y pequeños porcentajes de sólidos).

Centro de bombeo: locación que cuenta con bomba(s) y equipo(s) necesarios para proveer del empuje necesario a fluidos provenientes de líneas de recolección de crudo.

Fluido: es una sustancia cuyas moléculas tienen entre sí poca o ninguna coherencia, capaz de sufrir grandes variaciones de forma bajo la acción de fuerzas, lo que le permite desplazarse bajo mínima presión.

Macolla: grupo de pozos interconectados en una(s) válvula(s) multipuerto, que pueden producir uno ó mas yacimientos ó arenas de un área determinada.

Red de recolección: sistema conformado por un conjunto de tuberías que permite desplazar el fluido desde un punto a otro. La Red de Recolección puede estar conformada por tuberías de diámetros diferentes.

Separador: equipo utilizado para minimizar la cantidad de un fluido indeseado presente en el crudo.

Simulador: programa de computación que automatiza los cálculos para el diseño de equipos y el estudio del proceso. Sirve para entrenar a los ingenieros y técnicos en los cómputos implícitos en múltiples diseños, incluyendo los separadores.

Simulación de escenario: alternativas de probables ocurrencia que se representan para predecir lo que pasaría si tales condiciones llegaran a producirse.

Trampa: equipo utilizado para la limpieza interna de tuberías mediante la inserción de raspadores que son impulsados por la presión existente en la línea de crudo. Estas se dividen en dos tipos: Trampas de envío y trampas de recolección.

Válvulas multipuerto: equipo utilizado para la recolección de fluidos provenientes de un grupo de líneas ó tuberías y a su vez es capaz de inyectarlos hacia una única línea bien sea de mayor diámetro o mayor capacidad operativa.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Este documento de investigación tiene por objetivo determinar la opción más adecuada para la construcción del sistema de recolección de crudo del área de reserva en el Distrito Cabrutica; para ello será necesario identificar y describir cada uno de los cambios propuestos para cada fase de desarrollo del proyecto; por esta razón el tipo de investigación que será realizado para la evaluación y diseño es del tipo descriptivo.

Fidias Arias (1999, Página 20) señala que las investigaciones descriptivas “consisten en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento” por lo que al analizar e interpretar el conjunto de variables presentes en la investigación por medio de las simulaciones a realizar, se llegará a un resultado único.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias F. (1999, P. 20), el diseño de investigación se refiere a “la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado”. Es por ello que para este proyecto se realizarán estudios que permitirán comprobar los diseños propuestos para la línea principal del sistema de recolección de crudo en base a la resistencia de la tubería y a la capacidad de manejo de altos volúmenes de fluido proveniente de las macollas asociadas a la red, Por esta razón, para esta investigación se establecerá un diseño del tipo documental.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población puede considerarse como una unidad conformada por varios elementos dentro de los cuales, todos poseen una característica en común pero que a su vez difieren unos de otros. Fidias Arias (1999, página 22) señala que “La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación”.

De manera que la población será, todo el sistema de recolección de crudo del área de reserva del Distrito Cabrutica, lo que involucra, a las tuberías, y bombas involucradas. Una muestra es una fracción de toda la población, pero que a su vez es lo suficientemente grande para representarla, permitiendo que los resultados obtenidos del estudio de la muestra sean cónsonos con la población. Para el desarrollo de este proyecto la muestra será también todo el sistema de recolección de crudo del área de reserva (lado este) del Distrito Cabrutica, puesto que las variaciones en las configuraciones planteadas afectaran a todo el sistema.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Efectuar Simulaciones Hidráulicas para Cuatro (4) Opciones de Diseño Planteadas por PDVSA, del Sistema de Recolección de Crudo Área de Reserva (Lado Este) para la Fase I (2010) y la Fase II (2011-2013)

Para la realización de las simulaciones hidráulicas primeramente se realizó un estudio de la zona de interés, además de una descripción detallada de las variantes mas importantes de los escenarios de producción planteados para luego proceder a

construir y correr los modelos en el simulador, basados en las limitantes descritas en las premisas de simulación.

A continuación se describen los pasos realizados:

- Selección de las macollas para estudio hacia el lado este del Distrito Cabrutica.
- Descripción de las propuestas de diseño para la adecuación del sistema de recolección de crudo.
- Definición de las premisas de simulación.
- Simulaciones para el sistema de recolección de crudo para el año Fase I.
- Simulaciones para el sistema de recolección de crudo para el año Fase II.

3.4.2 Estudiar la Viabilidad Operativa de cada una de las Opciones Planteadas, en Base a las Limitaciones Operacionales de los Equipos y Tuberías

En base a los diferentes escenarios para la construcción y adecuación del sistema de recolección de crudo, se realizaron comprobaciones para cada propuesta de los parámetros de operación que se detallan a continuación:

- Determinación de presiones de operación de las válvulas multipuerto.
- Determinación de presiones de descarga de las bombas multifásicas.
- Determinación de las presiones de diseño.
- Verificación de la resistencia de la tubería.
- Calculo de las velocidades erosionales dentro de la tubería.
- Determinación de las caídas de presión dentro de las tuberías.

3.4.3 Seleccionar la Opción más Adecuada, en Base a las Limitaciones Operacionales de los Equipos y Tuberías Mediante el Uso de una Matriz de Evaluación

El uso de una matriz de evaluación permitió descartar las propuestas que presentaron mayores inconvenientes operativos mediante la ponderación de diversos criterios. Para este proyecto, los criterios que se consideraron a evaluación y estudio fueron definidos de la siguiente manera:

- Operación.
- Constructibilidad.
- Impacto sobre instalaciones existentes.
- Costos por inversión.

La ponderación de estos criterios se realizó en un rango ascendente de 1 al 5, otorgando menores puntuaciones a las opciones con mayores desventajas y mayores puntuaciones a las más ventajosas.

Las puntuaciones fueron otorgadas en base a los parámetros de operación estudiados en el objetivo 3.4.2 en conjunto con los datos de análisis de costos y tiempo de construcción o adecuación que tomaría cada propuesta de diseño.

3.4.4 Dimensionar las Trampas de Envío y Recibo para Limpieza y Mantenimiento del Oleoducto Principal de la Opción Favorecida

Este objetivo plantea dimensionar las trampas de entrada y salida de la línea principal en base a la normativa *CPV-M-H-00401* usada por PDVSA. Esta norma

establece un dimensionamiento de trampas basados en los diámetros de la tubería y que en este caso fue el diámetro de la línea principal del sistema de recolección de crudo de la opción favorecida.

3.4.5 Determinar la Ubicación de las Trampas de Envío y Recibo en Base al Avance de Ejecución del Proyecto

En este punto se definió la ubicación de las trampas de limpieza y mantenimiento de la línea principal en base al desarrollo y construcción del sistema de recolección de crudo de la opción favorecida, lo que permitirá una vez finalizada la fase I, realizar limpiezas del tramo de la línea principal habilitado.

Luego de finalizada la primera fase, la ubicación de las trampas restantes deberá realizarse de manera tal que se puedan realizar limpiezas a lo largo de toda la línea principal de sistema de recolección, lo que garantizara una disminución en problemas de producción por depósitos de sedimentos y/o asfaltenos.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS

Revisión bibliográfica

Se consultaron manuales, libros, tesis y normas relacionados con el tema, recopilando de esta manera la teoría necesaria para sustentar el proyecto y realizar las simulaciones.

Entrevistas

Se realizaron entrevistas y consultas al personal de ORICONSULT, C.A. y PDVSA; en con el objeto de esclarecer parámetros técnicos concernientes al proyecto.

Herramientas

Uso del sistema de red: con la red interna de ORICONSULT, C.A. se tuvo acceso a la base de datos de todas las normas técnicas API, ASME, GPSA.

Uso de Internet: permitió complementar la información teórica.

Uso de programas: la empresa permitió el uso del software necesario para realizar para todas las actividades de simulaciones, cálculos y redacción de texto. Los programas usados fueron los siguientes:

Microsoft Office 2003

El conjunto de aplicaciones de office, permitió la elaboración de documentos, hojas de datos y hojas de cálculos y otras actividades que no precisen de un simulador para su realización.

Pipephase (Versión 9.1)

Es un potente simulador de flujo de fluido multifásico y monofásico en estado dinámico y estacionario empleado comúnmente para predecir presiones, temperaturas y líquidos estancados en pozos, tuberías y sistemas de distribución y recolección. Realiza el estudio hidráulico en tubería y accesorios de líneas e incluye la optimización de sus capacidades

3.6 RECURSOS

Recursos humanos: son todas aquellas personas que brindaron su apoyo y asesoría para la consecución de este proyecto. Para la realización de esta investigación se contó con el apoyo por parte del personal de la empresa EMINPROCES, y en la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas con el Asesor Académico y demás profesores de la Escuela de Petróleo que brindarán su tiempo y colaboración en la realización de este proyecto.

Recursos materiales: son todos los equipos y materiales que permitieron el desarrollo del proyecto. Para realizar este trabajo fueron utilizadas: computadoras, impresora, memorias portátiles, fotocopadoras y artículos de oficina, al igual que material bibliográfico como manuales, normas, planos topográficos, soportes técnicos y libros que fueron de utilidad para sustentar el trabajo.

Recursos financieros: la empresa se encargó de costear los gastos asociados al desarrollo de la investigación. Así mismo, EMINPROCES, C.A. suministró todos los materiales y equipos necesarios durante este período.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 EFECTUAR SIMULACIONES HIDRAULICAS PARA CUATRO (4) OPCIONES DE DISEÑO PLANTEADAS POR PDVSA, DEL SISTEMA DE RECOLECCION DE CRUDO AREA RESERVA (LADO ESTE) PARA LA FASE I (2010) Y LA FASE II (2013)

4.1.1 Selección de las Macollas para Estudio hacia el Lado este del Distrito Cabrutica

Las macollas relacionadas al proyecto se encuentran ubicadas hacia el lado este de la estación principal de Cabrutica y están distribuidas en dos áreas denominadas: área tradicional y área de reserva.



Figura 4.1 - Áreas de producción lado este
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Se denominó como área tradicional a la zona que cuenta ya con cierta vida operativa, mientras que el calificativo de área de reserva, se le otorgó a la zona que contiene las macollas que se planean activar para aumentar la producción. La

selección de las macollas de cada propuesta de diseño se ilustra por medio de la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Explotación de macollas de acuerdo al escenario de explotación

MACOLLA	AREA	OPCION 1		OPCION 2		OPCION 3		OPCION 4	
		FASE 1	FASE 2						
IJ27	TRADICIONAL	X	X	X	X				
JK25	TRADICIONAL	X	X	X	X				
JK23	TRADICIONAL	X	X	X	X				
JK22	TRADICIONAL	X	X	X	X				
LM23	TRADICIONAL	X	X	X	X				
N021	TRADICIONAL	X	X	X	X				
PQ17	RESERVA	X	X	X	X	X	X	X	X
RS19	RESERVA	X	X	X	X	X	X	X	X
SCZ75X	RESERVA	X	X	X	X	X	X	X	X
ST17	RESERVA		X		X		X		X
ST19	RESERVA		X		X		X		X
RS21	RESERVA		X		X		X		X
QR20	RESERVA		X		X		X		X
T24	RESERVA		X		X		X		X
RS24	RESERVA		X		X		X		X
T26	RESERVA		X		X		X		X
SCZ139	RESERVA		X		X		X		X
Q26	RESERVA		X		X		X		X
Q28	RESERVA		X		X		X		X
PQ20	RESERVA		X		X		X		X
PQ23	RESERVA		X		X		X		X
MAC01	RESERVA		X		X		X		X

4.1.2 Descripción de las Propuestas de Diseño para la Adecuación del Sistema de Recolección de Crudo

Con el objeto de explicar las diferencias entre cada una de las opciones de diseño para cada fase de desarrollo del proyecto, se realizó una descripción básica de los posibles escenarios de producción en donde se explican los posibles cambios en las configuraciones del oleoducto principal y las posibles ubicaciones de las

bombas multifásicas. A continuación se explican cada una de las propuestas de diseño:

4.1.2.1 Primera Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Descarga de la Bomba Multifásica Ubicada en la Macolla NO21

La primera opción en su primera fase, se propone construir una línea con tubería de 20 pulgadas, desde el área de reserva hasta la macolla NO21 para incorporar la producción de las macollas PQ20, PQ17, SCZ75X y RS19 a la línea de producción del área tradicional.

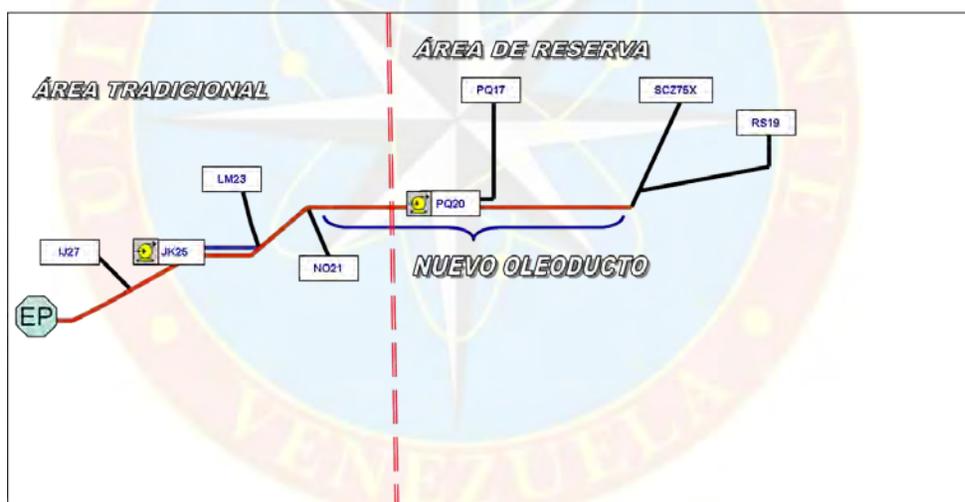


Figura 4.2 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 1 – Fase 1
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Existe una línea de 16 pulgadas desde las macollas LM23 hasta JK25 (paralela al oleoducto existente) la cual será utilizada solo como una facilidad operacional. Las bombas de 1500 HP estarán ubicadas en las macollas JK25 y PQ20. En la segunda fase, se planea la incorporación de las nuevas macollas del área de reserva y se propone extender la tubería principal de 20 pulgadas hasta la macolla SCZ139 lo cual

permitirá recolectar la nueva producción. El oleoducto de 16 pulgadas se abrirá para disminuir la velocidad erosional y la mayor presión producto de la nueva producción. Las bombas de 1500 HP estarán ubicadas en las macollas JK25, QR20, RS24 y PQ20 para el área de reserva y para el área tradicional.

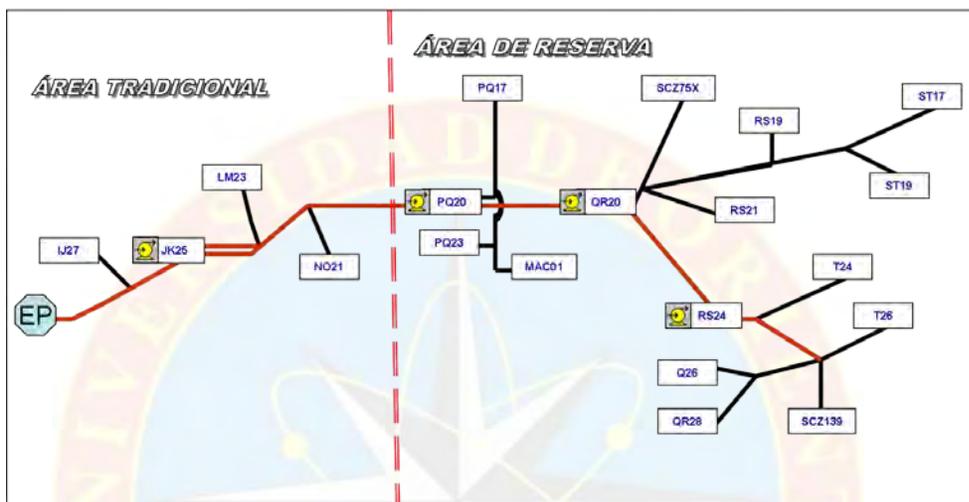


Figura 4.3 Colocación de bombas y tubería principal, Opción 1 – Fase 2
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

4.1.2.2 Segunda Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Descarga de la Bomba Multifásica ubicada en la Macolla NO21 y desde la Descarga de la Bomba Multifásica Ubicada en JK25 hasta la Estación Principal

La segunda opción en su primera fase, propone construir una línea de seis kilómetros de longitud con tubería de 20 pulgadas, desde el área de reserva hasta la descarga de la bomba multifásica ubicada en la macolla NO21, la cual incorpora la producción de las macollas PQ20, PQ17, SCZ75X y RS19 a la línea de producción del área tradicional. Adicionalmente, tiene un segundo tramo de longitud 5,5 kilómetros y un diámetro de 20 pulgadas que va desde la descarga de la bomba multifásica ubicada en la macolla JK25 hasta la estación principal.

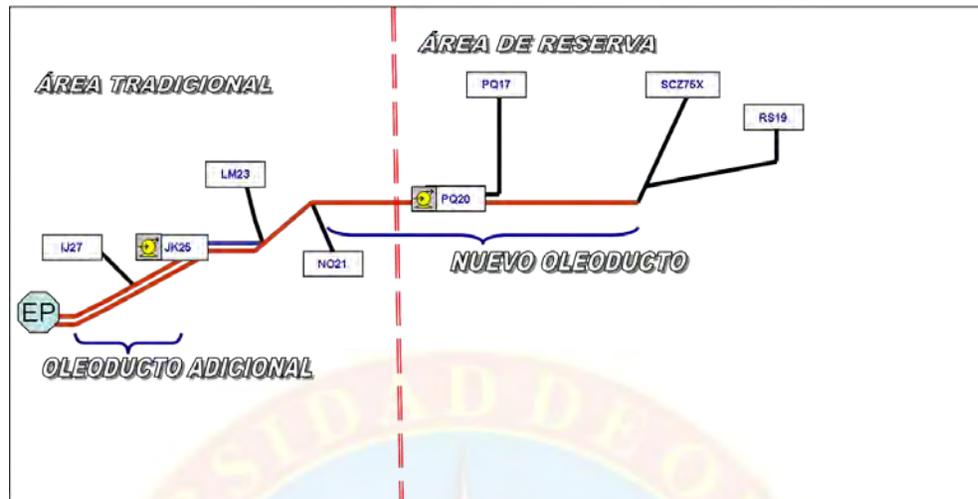


Figura 4.4 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 2 – Fase 1
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Desde la macolla LM23 hasta JK25, se extiende una línea de 16 pulgadas (paralela al oleoducto existente) la cual se encuentra cerrada. Las bombas de 1500 HP estarán ubicadas en las macollas JK25 y PQ20.

En la segunda fase se introdujeron bombas en las macollas PQ20, QR20 y RS24, las cuales se encargan de impulsar el crudo proveniente de las nuevas macollas en producción del área de reserva.

El flujo de producción desde la macolla LM23 hasta la macolla JK25 se realiza usando la línea principal de 20 pulgadas en paralelo con la línea express de 16 pulgadas con la finalidad de disminuir la presión aguas arriba proveniente de las nuevas macollas del área de reserva.

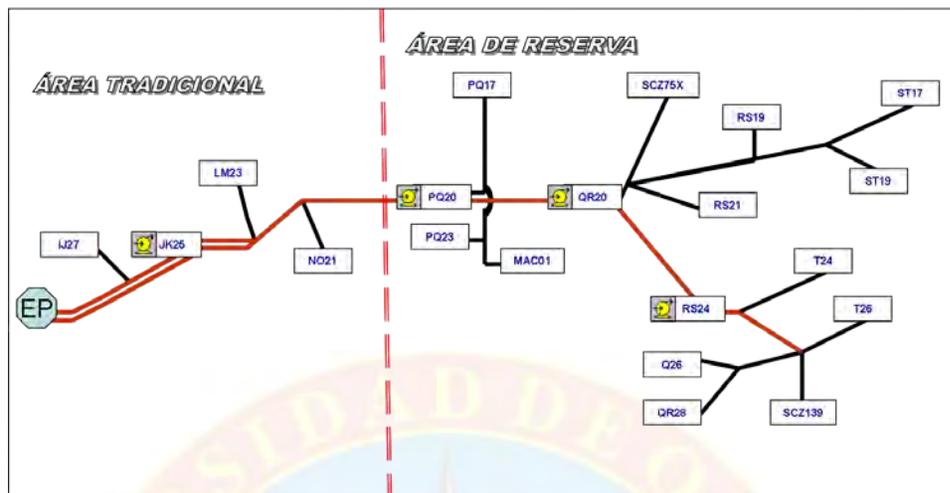


Figura 4.5 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 2 – Fase 2
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

4.1.2.3 Tercera Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Estación Principal por un Oleoducto de 20 pulg

En esta opción se plantea la construcción de una línea con tubería de 20 pulgadas paralela a la línea de producción existente, desde el área de reserva hasta la estación principal la cual se encargará de llevar la producción de crudo de las macollas PQ17, SCZ75X, RS19 y PQ20.

De igual forma se plantea la instalación de una bomba de 1500 HP en la macolla PQ20 para incorporar la producción de crudo de las macollas MAC01, PQ23 y PQ17 a la línea principal.

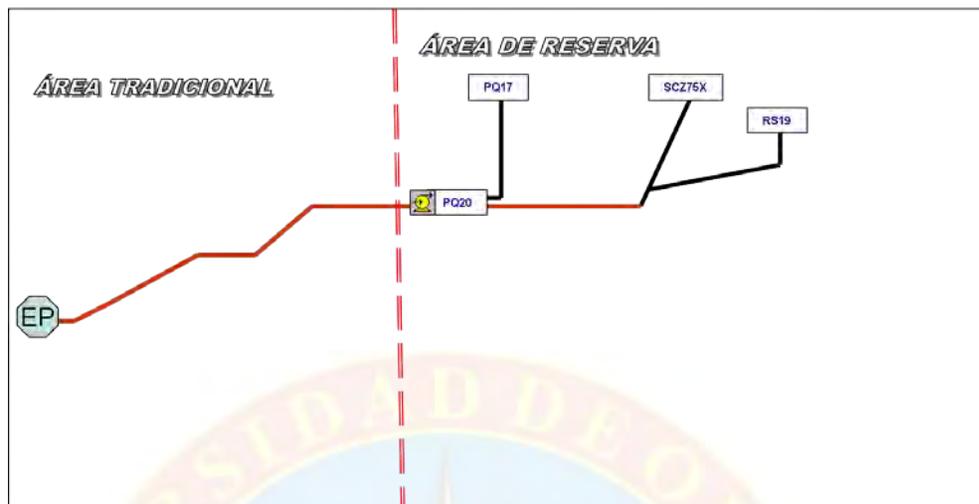


Figura 4.6 Colocación de bombas y tubería principal, Opción 3 – Fase 1
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Para la segunda fase de esta opción, se plantea la colocación de bombas de 1500 HP en las macollas PQ20, RS24 y QR20 para recolectar e impulsar la producción de las nuevas macollas del área de reserva.

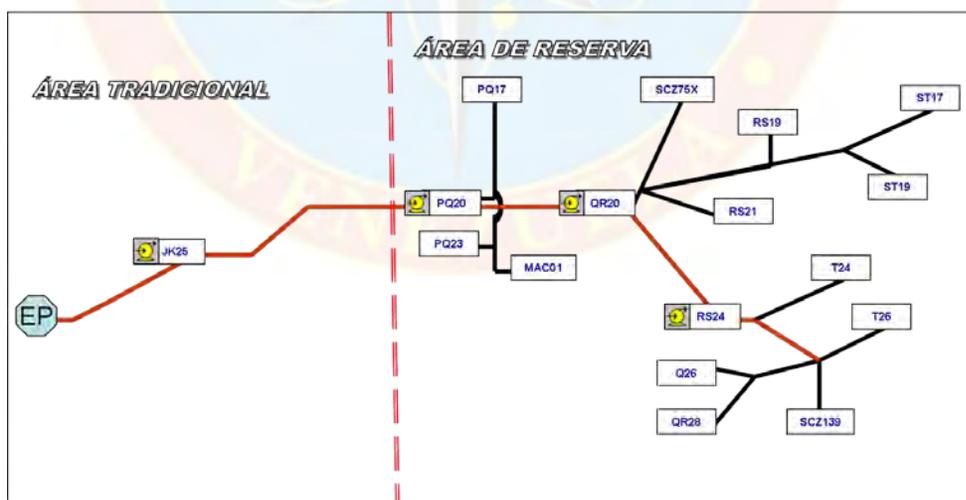


Figura 4.7 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 3 – Fase 2
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Del mismo modo se ubico una bomba en la macolla JK25 para rebombeo hasta la estación principal.

4.1.2.4 Cuarta Opción: Sistema de Recolección de Crudo desde Área de Reserva Lado Este hasta Estación Principal por un Oleoducto de 24 pulg

Al igual que la tercera opción, aquí se propone la construcción de una línea con tubería de 24 pulgadas paralela a la línea de producción existente desde el área de reserva hasta la estación principal la cual se encargaría de llevar la producción de crudo de las macollas PQ17, SCZ75X, RS19 y PQ20. Asimismo se requiere la instalación de una bomba de 1500 HP aguas abajo de la macolla PQ20. En la segunda fase se propone la instalación bombas de 1500 HP en las macollas PQ20, RS24 y QR20 para recolectar é impulsar la producción de las nuevas macollas.

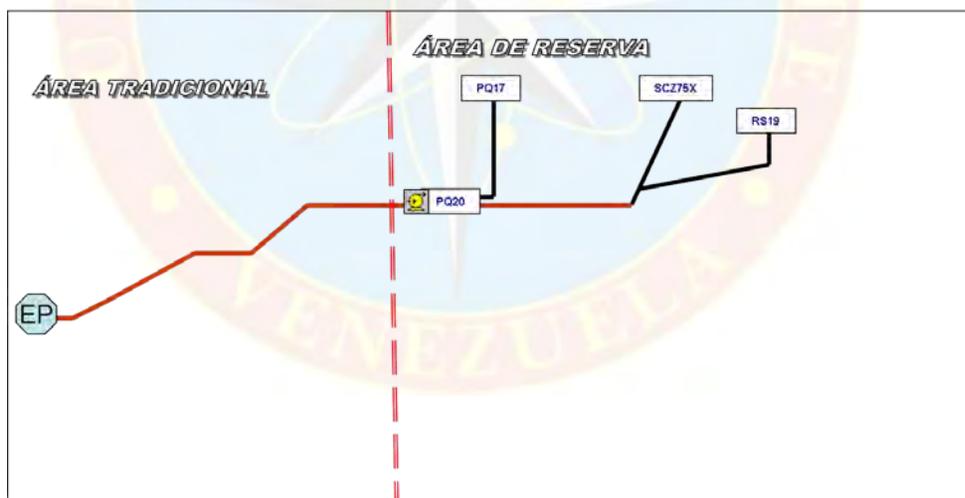


Figura 4.8 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 4 – Fase 1
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

Para esta opción también se propuso ubicar una bomba en la macolla JK25 para rebombeo de crudo hasta la estación principal.

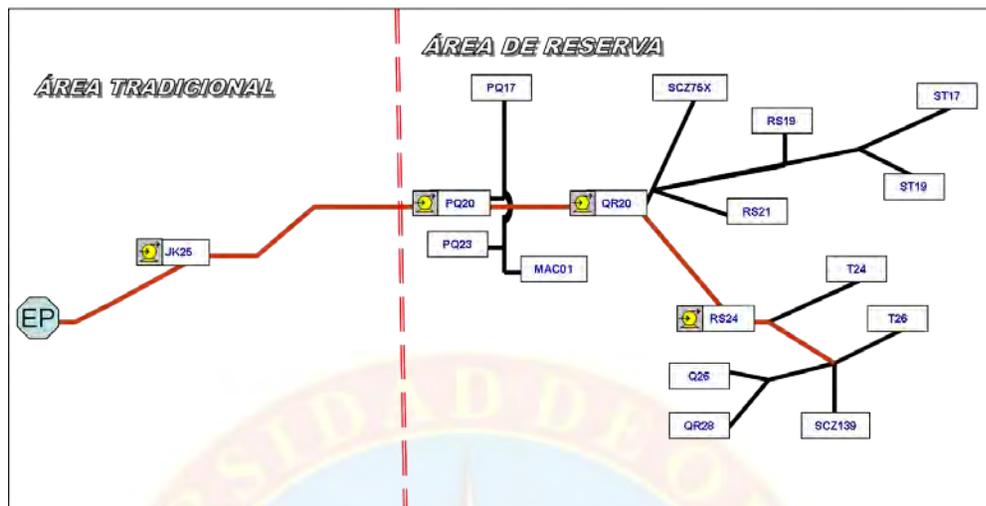


Figura 4.9 - Colocación de bombas y tubería principal, Opción 4 – Fase 2
(Fuente: Archivos de Oriconsult)

4.1.3 Premisas de Simulación

Para la realización de cada una de las simulaciones de este proyecto se introdujeron en el simulador datos mecánicos específicos referidos al diámetro, espesor, inclinación, schedule y longitud de cada segmento de tubería; así como también fue necesario introducir los datos de capacidad de las bombas.

Adicionalmente se introdujo la data PVT del crudo incluyendo los valores de gravedad específica del gas y agua presente, viscosidad y temperatura. Las simulaciones y cálculos matemáticos de cada propuesta se realizaron bajo las siguientes premisas:

- Las bombas a ser usadas en su totalidad serán de 1500 HP con una presión de descarga máxima de 480 lpcm, con una eficiencia de 90% para las bombas nuevas y 70% para las bombas en uso actualmente.

- Las válvulas multipuerto soportan una presión máxima de 170 lpcm acorde a la presión de operación máxima recomendada por el fabricante de las mismas.
- La correlación usada fue la de Beggs and Brill, debido a que esta ecuación considera el deslizamiento entre las fases del fluido presente.
- Para la red de recolección existente se consideró una eficiencia de flujo de 70%, tomando en cuenta la reducción del diámetro efectivo de la tubería por corrosión y depósitos de arena en el fondo de la misma.
- Se considero el uso de tuberías de acero al carbono con especificación API 5L para la construcción de la tubería principal.
- Para los tramos de la línea principal existente se considero un Schedule de 30 para la tubería en base al nivel de desgaste.
- Para los tramos de la línea principal a ser construidos se considero un Schedule de 40 para la tubería en base al nivel de desgaste.
- Para las caídas de presión permisibles en tuberías se toma como base la norma PDVSA L-TP-1.5 “*Calculo Hidráulico de Tuberías*”, (APÉNDICE “C”, identificado como *Propiedades de diseño de tuberías de acero*).
- Se considera como temperatura promedio ambiente 70 °F.
- La verificación del espesor y resistencia de la tubería se realizo bajo la norma ASME B31.4, denominada “*Straight pipe under internal pressure*“ (Presión interna en tuberías rectas).
- El espesor por corrosión permitido para las tuberías es de 0,0625 pulgadas (0,15875 centímetros).
- Se fijo la presión en la Estación Principal en 220 lpcm basado en la presión requerida a la entrada de los hornos primarios.

- Se empleó la herramienta de simulación PIPEPHASE 9.1 para realizar cálculos hidráulicos.
- Los flujos volumétricos por macolla en el área de reserva (lado este), están basados en los potenciales de las localizaciones y volumetría definida en el Plan de Explotación PDVSA 2010.
- El porcentaje de agua y sedimentos para el área de reserva del Distrito Cabrutica está estimado en 19% (relación crudo/agua), acorde al Plan de Explotación PDVSA 2010.
- La relación gas-petróleo para el área de reserva del Distrito Cabrutica está estimado en 500 pcn/bn (relación gas/petróleo), acorde al Plan de Explotación PDVSA 2010
- Las propiedades de los fluidos, crudo diluido y diluyente (nafta) se tomaron basados en el documento Reporte de Análisis Estación de Bombeo y Medición de Jose y Zuata las cuales se muestran a en el APÉNDICE “A”, denominado *Propiedades del crudo diluido*.

4.1.4 Simulaciones para el Sistema de Recolección de Crudo para el Año 2010 (Fase I)

Para la primera fase de desarrollo del proyecto, se realizaron simulaciones hidráulicas con la finalidad de determinar las diferentes presiones en los equipos y tuberías (ramales y segmentos de la tubería principal), en cada uno de los cuatro escenarios de explotación propuestos, para cada fase del proyecto.

En esta actividad se construyeron los modelos del sistema de recolección en el simulador PIPEPHASE versión 9.1, primeramente introduciendo los datos PVT del fluido (crudo de °API); y luego construyendo las mallas de simulación

introduciendo los de datos metal-mecánicos de los equipos y tuberías en conjunto con los datos topográficos del terreno (cambios en las elevaciones).

4.1.5 Simulaciones para el Sistema de Recolección de Crudo para el Año 2010-2013 (Fase II)

Para esta segunda fase del proyecto, se armaron las mayas de simulación adicionando las macollas, tuberías (ramales y segmentos de la tubería principal), bombas multifásicas y válvulas multipuerto, a las mayas realizadas para las simulaciones de la primera fase del proyecto. Las corridas de las simulaciones pueden ser verificadas en el APÉNDICE “E”, identificadas como *Corridas de simulaciones de la red de recolección de crudo*.

4.2 ESTUDIAR LA VIABILIDAD OPERATIVA DE CADA UNA DE LAS OPCIONES PLANTEADAS, EN BASE A LAS LIMITACIONES OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS Y TUBERIAS

4.2.1 Determinación de Presiones de Operación de las Válvulas Multipuerto

Para la primera fase, la tabla 4.2 muestra que ninguna de las opciones planteadas excedió máximo permisible de presión de operación a nivel de las válvulas multipuerto (170 lpcm), por lo tanto se deduce que ninguna de las válvulas presentarían problemas operativos.

En la segunda fase se observa que las opciones uno, dos y tres; excederían la presión máxima de 170 lpcm a la altura de la macolla ST17.

Tabla 4.2 Presión en válvulas multipuerto

	NODO	OPCION 1 (lpcm)	OPCION 2 (lpcm)	OPCION 3 (lpcm)	OPCION 4 (lpcm)
FASE I	PQ17	102,89	108,42	84,26	95,57
	RS19	131,95	136,91	107,03	127,44
	SCZ-75X	148,17	152,61	117,33	141,75
FASE II	MACO1	165,63	163,00	119,22	104,22
	PQ17	89,27	85,90	62,19	40,55
	PQ20	79,62	75,46	54,40	27,26
	PQ23	119,76	116,53	84,76	65,69
	Q26	163,35	157,97	115,26	78,77
	QR20	126,50	120,61	87,19	45,33
	QR28	160,82	155,42	113,25	76,68
	SCZ139	147,08	141,59	103,55	64,48
	SCZ75X	153,97	148,91	107,83	74,48
	ST17	242,75	238,03	178,08	147,74
	ST19	224,27	219,65	162,42	133,14
	T24	145,32	139,94	100,89	63,85
	T26	146,31	141,09	102,45	67,41

De la misma forma las opciones uno y dos sobrepasaron esta presión máxima en la macolla ST19. Este exceso de presiones hace que estas opciones sean no viables operativamente por que su funcionamiento presentara un riesgo operativo mayor. La opción cuatro no presentó problemas de excesos de presión a nivel de las válvulas multipuerto, alcanzando una presión máxima de 147,74 lpcm; lo cual se encuentra por debajo del límite máximo permisible de presiones de operación para las válvulas multipuerto.

4.2.2 Determinación de Presiones de Descarga de las Bombas Multifásicas

La tabla 4.3 muestra los resultados de las simulaciones en donde se pudo comprobar que para la primera fase del proyecto todas presiones de descarga de las bombas operarían dentro de un rango de operaciones normales (presiones menores a 480 lpcm) y no presentarían problemas operativos.

Tabla 4.3 Presión en Bombas Multifásicas de 1500 hp

	UBICACIÓN DE LAS BOMBAS	FASE I		FASE II	
		ENTRADA (lpcm)	SALIDA (lpcm)	ENTRADA (lpcm)	SALIDA (lpcm)
OPCION 1	PQ20	44,91	290,18	78,40	497,10
	QR20	-	-	126,22	538,92
	RS24	-	-	134,90	557,30
	JK25	136,69	469,66	140,09	504,32
OPCION 2	PQ20	54,19	333,38	74,20	476,62
	QR20	-	-	120,33	519,20
	RS24	-	-	128,85	537,75
	JK25	66,64	327,50	84,72	350,70
OPCION 3	PQ20	48,26	305,88	53,49	372,48
	RS24	-	-	93,57	418,60
	JK25	-	-	118,24	355,60
	QR20	-	-	86,98	402,75
OPCION 4	PQ20	72,43	415,74	25,92	224,84
	RS24	-	-	49,74	257,03
	JK25	-	-	95,41	305,48
	QR20	-	-	45,05	243,37

Para la segunda fase del proyecto se observa que las opciones uno y dos presentaron excesos de presiones a la descarga de las bombas multifásicas a la altura de las macollas PQ20, QR20, RS24 y JK25 para la opción uno, y en las macollas QR20 y RS24 en la opción dos. La presión de descarga de las bombas en las opciones tres y cuatro no presentaron inconvenientes operativos en ninguna de las fases, manteniéndose por debajo de la presión límite fijada (480 lpcm).

4.2.3 Determinación de las Presiones de Diseño

Para el cálculo de la presión de diseño de las tuberías, fue utilizado el criterio especificado en el manual de diseño de proceso PDVSA MDP-01-DP-01, denominado “Temperatura y presión de diseño”.

La presión de diseño generalmente es obtenida de acuerdo a uno de los siguientes casos: (a) 110% de la presión máxima de operación, ó (b) la presión de operación más 25 libras. Por conveniencia, se tomo la opción (a) con el propósito de tener un mayor factor de seguridad para el cálculo del grado de resistencia necesario para la tubería.

Tabla 4.4 Presión de diseño de las tuberías

	Presión de operación (P.O.) (lpcm)	Presión de operación máxima (P.O.M) (lpcm)	P.O. + 25 (lpcm)	110% P.O.M. (lpcm)	Presión de diseño (lpcm)
OPCION 1 20 pulg	557,3000	585,1650	582,3000	643,6815	643,6815
OPCION 2 20 pulg	537,7500	564,6375	562,7500	621,10125	621,1012
OPCION 3 20 pulg	418,6000	439,5300	443,6000	483,483	483,483
OPCION 4 24 pulg	415,7400	436,5270	440,7400	480,1797	480,1797

4.2.4 Verificación de la Resistencia de la Tubería

Usando la ecuación (2.51) para el cálculo del espesor requerido para la pared de la tubería de acuerdo a la presión de diseño, y tomando en consideración los valores metalúrgicos de la tubería API 5L en cuanto al factor de esfuerzo y factor de seguridad de la junta soldada, tenemos:

Tabla 4.5 - Espesor de pared de tubería

	Presión de diseño (lpcm)	Diámetro (pulg)	S (lpcm)	E	T (pulg)
OPCION 1 20 pulg	643,6815	20	25185,3	1	0,256
OPCION 2 20 pulg	621,10125	20	25185,3	1	0,247
OPCION 3 20 pulg	483,483	20	25185,3	1	0,192
OPCION 4 24 pulg	480,1797	24	25185,3	1	0,229

El espesor nominal se deduce de la ecuación (2.52) sumando del espesor de pared por corrosión más el espesor mínimo de pared calculado:

Tabla 4.6 - Espesor nominal de pared de tubería

	t (pulg)	A (pulg)	tn (pulg)
OPCION 1 20 pulg	0,256	0,0625	0,318
OPCION 2 20 pulg	0,247	0,0625	0,309
OPCION 3 20 pulg	0,192	0,0625	0,254
OPCION 4 24 pulg	0,229	0,0625	0,291

Para la determinación del schedule, el espesor mínimo de pared calculado se compara con el espesor y calibre contenidos la Tabla 6, del APÉNDICE “C” identificada como *Propiedades de diseño de tuberías de acero*, de la norma PDVSA L-TP 1.5, “Cálculo hidráulico de tuberías”.

Tabla 4.7 - Schedule de tubería

	tn (pulg)	Sch
OPCION 1 20 pulg	0,318	20
OPCION 2 20 pulg	0,309	20
OPCION 3 20 pulg	0,254	20
OPCION 4 24 pulg	0,291	20

Se puede comprobar por medio de los resultados obtenidos en la tabla 4.7, que el diseño de la red de recolección de crudo para las tuberías nuevas con schedule 40 está sobredimensionado.

En base al cálculo de los esfuerzos que la tubería puede soportar se deduce que es perfectamente viable usar tuberías de schedule 20.

La norma especifica que el espesor mínimo de pared requerido no será menor que el espesor obtenido por presión de diseño, más el espesor de tolerancia por corrosión (cuando aplique) y un espesor por tolerancias de fabricación (mill tolerance) igual al 12,5% del espesor que satisface la presión de diseño y la tolerancia a la corrosión.

4.2.5 Calculo de las Velocidades Erosionales dentro de la Tubería

La velocidad máxima en líneas bifásicas no deberá exceder la velocidad de límite erosional estimada para servicios continuos, según especifican la sección 2.5 de las normas API - RP 14 E. Cuando la limitación de ruido sea una consideración

importante, se recomiendan velocidades no mayores al 60% de la velocidad de erosión. La velocidad erosional se determina usando la ecuación:

$$V_e = 100 / \sqrt{\rho_m} \quad (2.48)$$

Siendo:

ρ_m = Densidad de la mezcla a condiciones de operación en lb/pe³

En base a esta ecuación, se calcularon las velocidades erosionales usando las densidades de mezcla aportadas por el reporte de simulación y cuyos resultados se pueden observar en las tablas contenidas en el APÉNDICE “F”, identificadas como *Velocidad erosional*. Como se muestra en las tablas, ninguna de las propuestas presentó problemas en cuanto a sobrepasar las velocidades de erosión correspondientes a los segmentos de tubería que conforman cada una de opciones.

Tampoco se encontraron inconvenientes en cuanto a las limitaciones por ruido debido a que las velocidades calculadas permanecieron por debajo del 60% de la velocidad erosional de cada segmento.

4.2.6 Determinación de las Caídas de Presión dentro de las Tuberías

El estudio realizado partir de los coeficientes de fricción detallados en el reporte de simulación, reveló el siguiente sumario de caídas de presión fuera de norma:

Tabla 4.8 Caidas de Presión por Fricción

OPCION	FASE	LINK	SEGMENTO	GRAD DE FRICCION (lpc/pie)	$\Delta P/L$ (lpc/100pie)
1	1	L004	P060	0,057	5,70
		L012	P037	0,0712	7,12
			P031	0,0449	4,49
	2	-	-	-	-
2	1	L004	P060	0,1839	18,39
	2	-	-	-	-
3	1	-	-	-	-
	2	-	-	-	-
4	1	-	-	-	-
	2	-	-	-	-

Los valores de los gradientes de presión por fricción fueron tomados del reporte “*Pressure Gradient Report*” (Reporte de gradiente de presión) aportado por el simulador y el cálculo de este valor depende de parámetros tales como tipo de flujo, factor de fricción, densidad del fluido, flujo volumétrico, ángulo de inclinación y diámetro de la tubería.

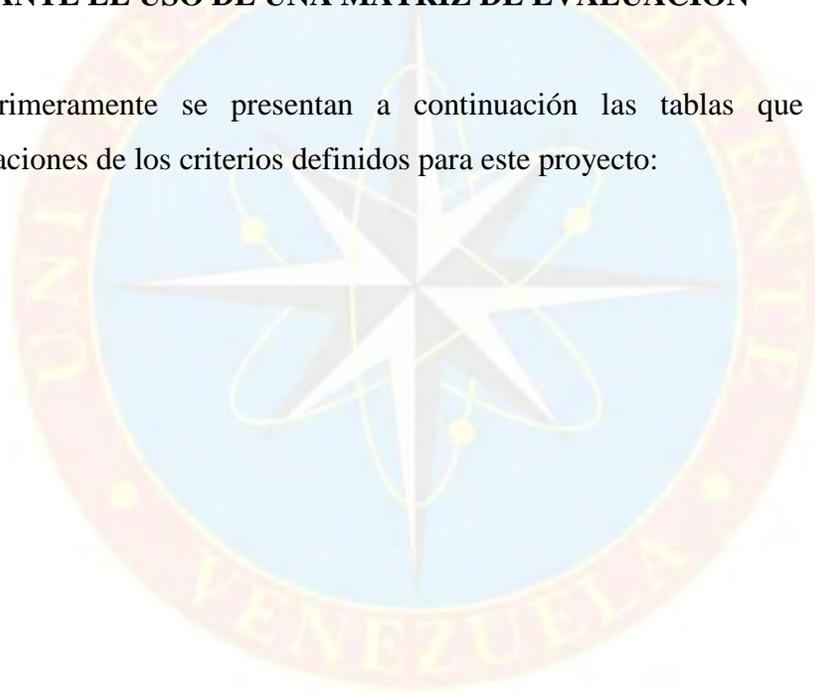
La tabla 4.8 muestra que para la primera fase de desarrollo del proyecto, la opción uno presentó problemas de caídas de presión, puesto que en los segmentos P060, P037 y P031; estas caídas fueron mayores a las recomendadas por la norma (4 libras por cada 100 pies).

Asimismo el segmento P060 de la segunda opción presentó una caída de presión considerable para la segunda fase de desarrollo, pudiendo esto ocasionar un aumento de la restricción al flujo del crudo, disminuciones del espesor de la tubería por fricción y disminución de la vida útil de la tubería por debilitamiento y desgaste. Las opciones 3 y 4 no presentaron inconvenientes por lo que los diferenciales de presiones no excedieron el máximo recomendado.

Para la segunda fase, las caídas de presión por fricción de las opciones uno y dos volvieron a estar dentro del rango de valores normales. Ninguna de las cuatro opciones presento problemas y de la misma forma mantuvieron los diferenciales de presiones dentro del rango de operación permitido.

4.3 SELECCIONAR LA OPCIÓN MAS ADECUADA, EN BASE A LAS LIMITACIONES OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS Y TUBERIAS MEDIANTE EL USO DE UNA MATRIZ DE EVALUACION

Primeramente se presentan a continuación las tablas que muestran las ponderaciones de los criterios definidos para este proyecto:



Criterio de operación

OPERACIÓN		
OPCIONES	PUNTAJE (1 AL 5)	JUSTIFICACIÓN
OPCION 1 20 pulg	1	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas operativos en válvulas multipuerto por sobrepresión en la segunda fase de operación. • Problemas operativos en bombas multifásicas en la segunda fase. • Las velocidades de erosión calculadas en los segmentos de la tubería existente no sobrepasan los límites máximos permitidos. • El diferencial de presión por fricción máximo permitido es sobrepasado en la primera fase de operación.
OPCION 2 20 pulg	2	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas operativos en válvulas multipuerto por sobrepresión en la segunda fase de operación. • Problemas operativos en bombas multifásicas en la segunda fase. • Las velocidades de erosión calculadas en los segmentos de la tubería existente no sobrepasan los límites máximos permitidos. • El diferencial de presión por fricción máximo permitido es sobrepasado en la primera fase de operación.
OPCION 3 20 pulg	3	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas operativos en válvulas multipuerto por sobrepresión en un segmento de la segunda fase. • No presentó problemas de sobrepresión a la salida de las bombas multifásicas. • Las velocidades de erosión calculadas en los segmentos de la tubería existente no sobrepasan los límites máximos permitidos. • El diferencial de presión por fricción se mantuvo dentro de los límites permitidos.
OPCION 4 24 pulg	5	<ul style="list-style-type: none"> • No presentó problemas de excesos de presiones en las válvulas multipuerto. • No presentó problemas excesos de presiones a la descarga de las bombas multifásicas. • Las velocidades de erosión calculadas en los segmentos de la tubería existente no sobrepasan los límites máximos permitidos. • El diferencial de presión por fricción se mantuvo dentro de los límites permitidos.

Grafico 4.1 Criterio de Operación

Criterio de constructibilidad

CONSTRUCTIBILIDAD		
OPCIONES	PUNTAJE (1 AL 5)	JUSTIFICACIÓN
OPCION 1 20 pulg	5	<ul style="list-style-type: none"> • El espesor de tubería propuesto sobrepasa el grado de resistencia requerido. • Mínima modificación al sistema de recolección existente. • Disponibilidad de tubería almacenada en patios de PDVSA.
OPCION 2 20 pulg	3	<ul style="list-style-type: none"> • El espesor de tubería propuesto sobrepasa el grado de resistencia requerido. • Moderada modificación al sistema de recolección existente y construcción de la línea de crudo desde la macolla JK25 hasta la estación principal. • Disponibilidad de tubería almacenada en patios de PDVSA.
OPCION 3 20 pulg	2	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de línea principal de tubería de 20 pulg desde el área de reserva hasta la estación principal paralela a la tubería existente. • El espesor de tubería propuesto sobrepasa el grado de resistencia requerido. • Disponibilidad de tubería almacenada en patios de PDVSA.
OPCION 4 24 pulg	1	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de línea principal de tubería 24" desde el área de reserva hasta la estación principal paralela a la tubería existente. • El espesor de tubería propuesto sobrepasa el grado de resistencia requerido. • Disponibilidad de tubería almacenada en patios de PDVSA. • El diámetro propuesto para las tuberías no está especificado en la norma PDVSA (CPV-M-H-00401/402 y 403).y la construcción de las trampas de limpieza tendrá que hacerse bajo especificaciones de otro fabricante.

Grafico 4.2 Criterio de Constructibilidad

Criterio de impacto sobre instalaciones existentes

IMPACTO SOBRE INSTALACIONES EXISTENTES		
OPCIONES	PUNTAJE (1 AL 5)	JUSTIFICACIÓN
OPCION 1 20 pulg	2	<ul style="list-style-type: none"> • Diferenciales de presión que exceden las 4 libras por cada 100 pies de tubería en segmentos pertenecientes a la línea existente. • Las velocidades erosionales no afectan a la tubería. • Usa la bomba ubicada en JK25 solo en la primera fase de operación.
OPCION 2 20 pulg	3	<ul style="list-style-type: none"> • Diferenciales de presión que exceden las 4 lpcm por cada 100 pies de tubería en segmentos pertenecientes a la línea existente. • Las velocidades erosionales no afectan a la tubería. • La línea express de 16 pulg existente es usada para producir los nuevos caudales de crudo.
OPCION 3 20 pulg	5	<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo impacto debido a que se trata de tuberías nuevas que no son conectadas con la red de recolección existente. • Las velocidades erosionales no afectan a la tubería. • En la primera fase no usa las bombas pertenecientes a la red de recolección existente.
OPCION 4 24 pulg	5	<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo impacto debido a que se trata de tuberías nuevas que no son conectadas con la red de recolección existente. • Las velocidades erosionales no afectan a la tubería. • En la primera fase no usa las bombas pertenecientes a la red de recolección existente.

Grafico 4.3 Criterio de Impacto sobre Instalaciones Existentes

Criterio de costos de inversión

COSTOS POR INVERSION		
OPCIONES	PUNTAJE (1 AL 5)	JUSTIFICACIÓN
OPCION 1 20 pulg	5	<ul style="list-style-type: none"> • Menor tiempo en construcción y adecuación del sistema existente. • Costo estimado en BsF. 87.470.315,57
OPCION 2 20 pulg	4	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión mayor por construcción y adecuación del sistema existente debido a la construcción de línea de 20 pulg desde la macolla JK25 hasta la estación principal. • Costo estimado en BsF. 114.142.133,14
OPCION 3 20 pulg	3	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de inversión por extender la red desde el área de reserva hasta la estación principal lo que implica mayores tiempos de construcción. • Costos estimados de BsF. 198.320.551,12
OPCION 4 24 pulg	1	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo de inversión por tratarse de una tubería de mayor diámetro y extender la red desde el área de reserva hasta la estación principal, lo que implica mayores tiempos de construcción y uso de equipos. • Costos estimados de BsF. 255.807.746,09

Grafico 4.4 Criterio de Costos de Inversión

Una vez definida la ponderación, estos valores fueron introducidos en la matriz de evaluación técnica la cual presento los siguientes resultados:

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE OPCIONES											
PROYECTO:				RESPONSABLE							
CRITERIOS DE EVALUACION				GRADOS DE IMPORTANCIA							
A	OPERACIÓN			4A	3A	4A					
B	CONSTRUCTIBILIDAD			3B	3B	4A					
C	IMPACTO SOBRE INSTALACIONES EXISTENTES			3C							
D	COSTOS DE INVERSIÓN										
E											
F											
G											
H											
MATRIZ DE OPCIONES				N/A	N/A	N/A	N/A	D	C	B	A
RESULTADO DE LA PONDERACION PESO				N/A	N/A	N/A	N/A	0	3	6	11
1 AL 5				0	0	0	0	1	2	3	5
1	SIMULACION OPCION 1			0	0	0	0	5	2	5	1
2	SIMULACION OPCION 2			0	0	0	0	5	4	15	5
3	SIMULACION OPCION 3			0	0	0	0	4	6	9	10
4	SIMULACION OPCION 4			0	0	0	0	3	5	2	3
				0	0	0	0	3	10	6	15
				0	0	0	0	1	5	1	5
				0	0	0	0	1	10	3	25
											TOTAL
											29
											29
											34
											39

OPCIONES: 1 NO APROPIADO 2 SUFICIENTE 3 BUENO 4 MUY BUENO 5 EXCELENTE

Grafico 4.5 Matriz de evaluación

Como se puede comprobar, la opción más idónea para la construcción y adecuación del sistema de recolección de crudo de la estación principal del Distrito Cabrutica es la opción número cuatro, esto se deriva del estudio previamente presentado y resumido en la matriz de evaluación.

4.4 DIMENSIONAR LAS TRAMPAS DE ENVIO Y RECIBO PARA LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DEL OLEODUCTO PRINCIPAL DE LA OPCIÓN FAVORECIDA

Para el dimensionamiento de las trampas de envío y recibo de limpiadores, se haría en función de la norma *NRF-221-PEMEX-2009* de la empresa PEMEX, puesto que las normas empleadas por PDVSA no especifican diseños de trampas para tuberías de 24 pulgadas de diámetro y por lo tanto se hace necesario la construcción en base al diseño de otro fabricante.

Las condiciones de operación se obtuvieron a partir de la simulación hidráulica, mientras que las condiciones de diseño fueron determinadas por la disciplina mecánica, basados en la especificación PETROZUATA SPEC-400-027, denominada “*Piping specifications for hydrocarbons pipelines*” (Especificaciones de diseño para tuberías de hidrocarburos) (ANSI/ASME B31.4)”, donde se especifica los materiales y grados de resistencia mínimos que estos deben tener para ser empleados en la construcción de las trampas.

4.4.1 Trampas de Envío Oleoducto

Consiste básicamente de un tambor de 30 pulgadas (750 mm), y longitud de 18,7 pies (5700 mm), conectado al barril menor de 24 pulgadas (600 mm) de diámetro y longitud 12 pulgadas (295 mm), mediante una reducción de 30 pulg x 24 pulg. Posee un par de manómetros de presión instalados en cada uno de los barriles, además de una válvula para el venteo para la salida de gases no deseados. Para el ingreso de fluido a presión se usa una válvula de 10 pulgadas. Los planos de las trampas de envío de limpiadores pueden observarse en el APÉNDICE “G” identificados como *Trampas de envío*.

4.4.2 Trampas de Recibo Oleoducto

Consiste en un tambor de 30 pulgadas (750 mm), y longitud de 18,7 pies (5700 mm), conectado al barril menor de 24 pulgadas (600 mm) de diámetro y longitud 12 pulgadas (295 mm), mediante una reducción de 30 pulg x 24 pulg. Posee un par de manómetros de presión instalados en cada uno de los barriles además de una válvula para el venteo para la salida de gases no deseados. Para la descarga del fluido a presión se usa una válvula de 10 pulgadas. Los planos de las trampas de recibo de limpiadores pueden observarse en el APÉNDICE “H” identificados como *Trampas de recibo*.

4.5 DETERMINACIÓN LA UBICACIÓN DE LAS TRAMPAS DE ENVÍO Y RECIBO EN BASE AL AVANCE DE EJECUCION DEL PROYECTO

Como ya se ha podido demostrar, la opción cuatro representa la mejor opción para la construcción del oleoducto que se encargará de transportar el crudo desde el área de reserva hasta la estación principal del Distrito Cabrutica. Esta opción presenta un oleoducto principal de 24 pulgadas de unos 19 kilómetros de longitud. El resto del oleoducto está conformado por ramales de 12 y 16 pulgadas.

4.5.1 Trampas de Recibo Oleoducto Fase I

La primera fase de construcción (año 2010) se propone la instalación de una trampa de envío de limpiadores en la macolla QR20 teniendo su respectiva trampa de recibo de limpiadores a la altura de la macolla NO21.

Paralelamente se propone la instalación de otra trampa de envío en la macolla JK25 teniendo su unidad receptora en la estación principal.

4.5.2 Trampas de Recibo Oleoducto fase II

En vista de que para la segunda fase de desarrollo del proyecto se planea la incorporación de las nuevas macollas a la producción, se hace igualmente necesario la incorporación de nuevas trampas de envío y recuperación de limpiadores, debido a que la producción de un mayor volumen de crudo traerá como consecuencia una mayor deposición de residuos a lo largo del oleoducto.

Tabla 4.9 - Ubicación de las trampas de envío y recepción

Fase	Trampa de Envío	Trampa de Recibo
FASE I	Macolla QR20	Macolla NO21
	Macolla JK25	Estación Principal
FASE II	Macolla NO21	Macolla JK25

Para esta segunda fase se instalaría una trampa de envío a la altura de la macolla NO21, la cual estaría enlazada con una trampa de recuperación aguas abajo, específicamente en la macolla JK25. Con esta configuración se estaría asegurando la posibilidad de realizar mantenimientos preventivos y correctivos en cuanto a remoción de residuos a lo largo de la nueva línea a ser construida.

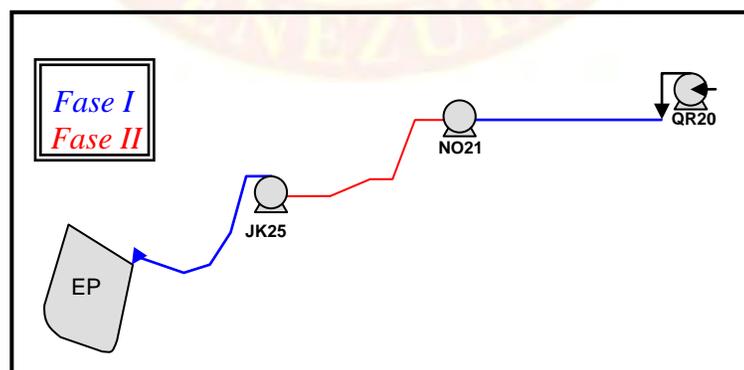


Figura 4.10 Ubicación de las trampas de acuerdo a la fase de desarrollo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Las propuestas uno y dos presentaron graves problemas operativos puesto que ambas sobrepasaron los límites recomendados de presiones en las válvulas multipuerto (170 lpcm) y a la salida de las bombas multifásicas (480 lpcm).
- La propuesta tres presentó una pequeña sobrepresión de 8,08 lpcm, en la válvula multipuerto ubicada en la macolla ST17. Aún cuando este valor no es significativo; su construcción supone un riesgo operativo mayor.
- La propuesta cuatro no presentó inconvenientes de sobrepresión, todos los valores obtenidos de presiones mediante las simulaciones en las válvulas multipuerto, bombas multifásicas y tuberías se mantuvieron dentro de los rangos de operación normales.
- La tubería no presentó problemas de resistencia en las simulaciones, ya que el calibre (schedule) propuesto es suficiente para soportar las presiones internas.
- No se presentaron problemas de velocidad erosional ni excesos de ruido en ninguna de las opciones por lo que estos parámetros son factores no decisivos a la hora de descartar alguna de las propuestas planteadas.
- Las caídas de presión permisibles fueron sobrepasadas por las opciones uno y dos, lo que las hace no viables respecto a su aplicación y desarrollo presentando caídas de más de 4 libras por cada 100 pies.
- La aplicación y desarrollo de la propuesta con mayor probabilidad de éxito (opción 4) establece realizar mínimas modificaciones en la red de recolección del lado este de la estación principal.

- La norma PDVSA *CPV-M-H-00401* para la construcción de trampas de envío y recibo de limpiadores, no contiene información acerca de trampas para tuberías de 24 pulgadas por lo que se decidió usar la norma *NRF-221-PEMEX-2009* de la empresa PEMEX que si contempla dicho diámetro en sus especificaciones de construcción.
- La ubicación de las trampas de envío y recibo de limpiadores obedece a los volúmenes de crudo generados en cada fase del proyecto.

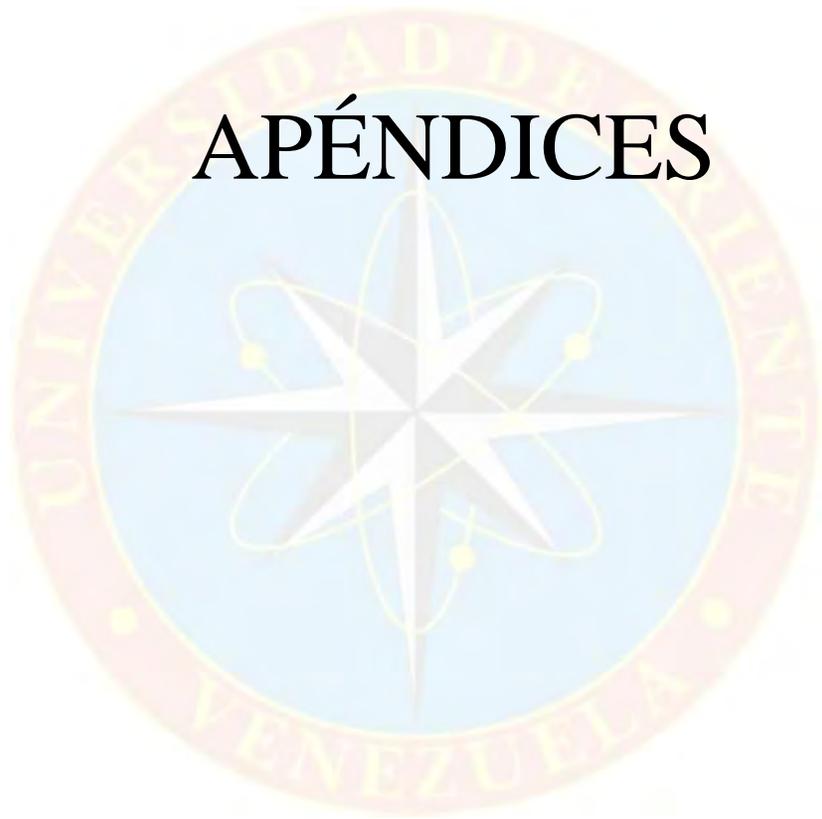
RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un análisis de costos sobre la sustitución parcial de los 5048 metros de esta tubería por otra de diámetro 20 pulgadas y schedule 40; desde la salida de la válvula multipuerto de la macolla ST17 hasta la conexión con la línea principal de la red de recolección de crudo.
- Es necesario hacer una revisión de las normas PDVSA *CPV-M-H-00401/402/403*, debido a que los diámetros propuestos para la construcción de trampas de envío y recolección de raspadores es limitado en comparación con las normas de otras empresas y no contempla el uso de tuberías de 24 pulgadas.
- El uso de tuberías existentes supone un desgaste gradual con el tiempo derivado de la fricción producida por los fluidos que circulan en el interior de las mismas, es necesario realizar inspecciones y radiografías en dichas tuberías para evaluar la integridad de las mismas.
- Es de gran importancia realizar una estandarización de los equipos usados en todas las zonas de producción de la estación principal del Distrito Cabrutica, por lo tanto se recomienda realizar un censo de equipos usados en cada una de las áreas de producción de manera que los repuestos en lo posible obedezcan a una sola línea de fabricantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2006). El proyecto de investigación. Editorial Episteme. Caracas, Venezuela.
- BARRENECHEA, LUIS (2002). “Simulación de la Estación de Flujo de Santa Bárbara Perteneciente al Área Norte de Monagas, Integrando Modelos de Pozos y de Superficie Utilizando el Optimizador Composicional de Recursos REO”.
- DALE BEGGS, (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis
- ESP OIL, (2008). Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal
- FLORES, M. (2002). GUÍA DE ANÁLISIS NODAL. CURSO DE PROCESOS DE CAMPO. UNIVERSIDAD DE ORIENTE. MATURÍN, VENEZUELA.
- PDVSA, (1993). Guía 90616.1.024. Dimensionamiento de tuberías de proceso. Caracas, Venezuela.
- PDVSA, (1994). L-TP 1.5. Cálculo Hidráulico de Tuberías. Caracas, Venezuela.
- SAMPIERI, H. (2000). Metodología de la Investigación. Caracas, Venezuela.
- TINEO, E. (2008). Diseño conceptual de las facilidades de superficie para el Transporte de Crudo desde los Bloques Junin 5 y 6 hasta la Refinería Cabruta.
- YÉPEZ, JOSÉ (2009). Elaboración de esquemas para el transporte de fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) en la Faja Petrolífera del Orinoco”

APÉNDICES





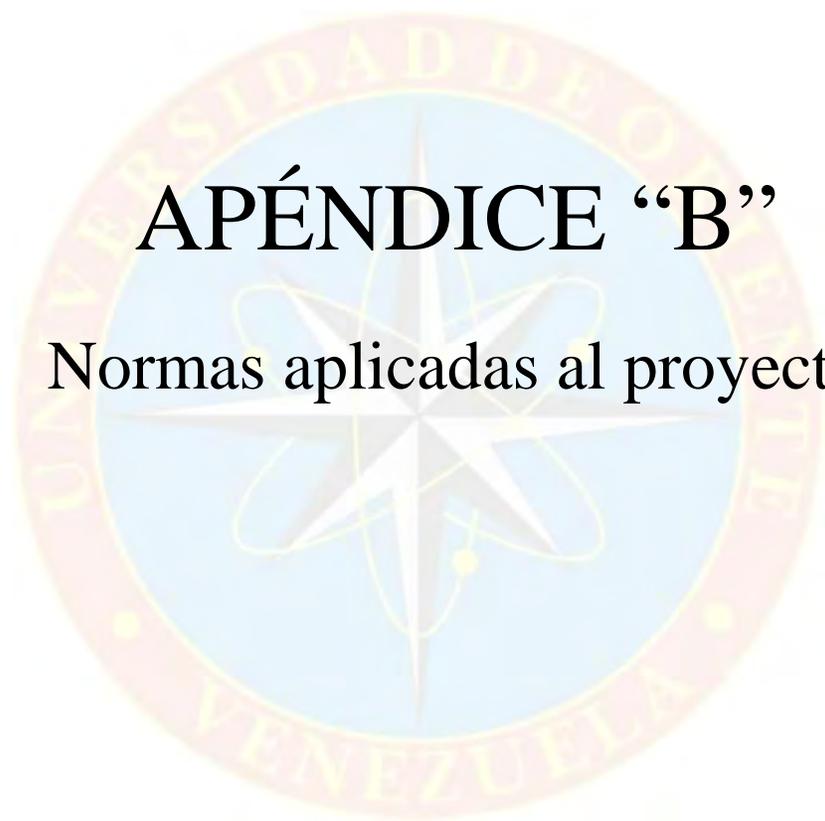
APÉNDICE “A”

Propiedades del crudo diluido

Propiedades del crudo diluido

Parámetros	Valor
Densidad @ 20 °C (g/cm ³)	0,9509
Grav. Esp.	0,9547
° API	17
% AyS	0,7
RVP (Presión de Vapor Reid) (psia)	1,5
Punto de Inflamación (°F)	115,3
Punto de Fluidez (°F)	41
Contenido de H ₂ S (ppm)	0
Viscosidad (T = 80 °F) (cP)	475
Viscosidad (T= 120 °F) (cP)	142,5

Fuente: Documento de soporte de decisión, PDVSA 2009



APÉNDICE “B”

Normas aplicadas al proyecto

Normas aplicadas al proyecto

API	5L	Line Pipe Specification
API	RP 14 E	Velocidad de erosión
ASME	B31.3	PipeLine Transportation Systems For Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
ASME	B31.4	Straight pipe under internal pressure
PDVSA	CPV-M-H-00401	Hoja Técnica Mecánica del manual
PDVSA	MDP-01-DP-01	Temperatura y Presión de Diseño
PDVSA	L-TP-1.5	Calculo Hidráulico de Tuberías
PEMEX	NRF-221-PEMEX-2009	Trampas de diablos para líneas de conducción terrestres
PETROZUATA	SPEC-400-027	Piping Specification for Hydrocarbon Pipelines



APÉNDICE “C”

Propiedades de diseño de
tuberías de acero

	PROCEDIMIENTO DE INGENIERÍA CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERÍAS		PDVSA L-TP 15	
			REVISIÓN	FECHA
			0	JUL 94
			Página 58	

[Menú Principal](#)

[Índice manual](#)

[Índice volúmen](#)

[Inicio norma](#)

TABLA 6 PROPIEDADES DE DISEÑO DE TUBERÍAS DE ACERO (cont.)

Tamaño nominal de tubería y diámetro externo pulgadas	Número de cañón y/o peso	Espesor de pared Pulg	Diámetro interno Pulg	Cantida potencia de OJ miles Pulg ²	Áreas y pesos						
					Área de superficie de tubo		Sección Transversal		Peso de		
					Externa	Interna	Área Metálica	Área de flujo	Tubería	Agua	
					Pie ² por Pie Ac	Pie ² por Pie Ai	Pulg ² A	Pulg ² Af	Lb. por Pie W	Lb. por Pie Ww	
18	27	0.375	17.250	1827	4.71	4.52	20.75	233.7	70.8	101.2	
	30	0.438	17.124	1472	4.71	4.48	24.17	230.3	82.2	99.7	
	35	0.500	17.000	1420	4.71	4.45	27.49	227.0	93.5	98.3	
		0.562	16.875	1368	4.71	4.42	30.97	223.7	104.7	95.9	
	40	0.594	16.813	1344	4.71	4.40	32.46	222.0	110.4	95.1	
		0.625	16.750	1318	4.71	4.39	34.12	220.4	116.0	93.4	
		0.719	16.592	1247	4.71	4.34	39.99	215.5	132.5	93.3	
		0.750	16.500	1223	4.71	4.32	40.64	213.9	136.2	92.6	
		0.812	16.375	1177	4.71	4.29	43.97	210.6	149.2	91.2	
		0.937	16.125	1090	4.71	4.22	50.23	204.2	170.8	88.4	
	20	35	0.188	19.624	2.91	5.24	5.14	11.70	302.5	39.8	131.0
		40	0.219	19.584	2.97	5.24	5.12	12.55	300.9	46.1	131.0
		10	0.250	19.500	2.92	5.24	5.11	13.51	299.9	52.7	129.3
		20 ST	0.312	19.375	2.73	5.24	5.07	16.39	294.8	65.8	127.6
0.375			19.250	2.64	5.24	5.04	23.12	291.0	78.8	126.0	
30 XS		0.438	19.124	2.56	5.24	5.01	28.9	287.2	91.5	124.4	
	0.500	19.000	2.48	5.24	4.97	30.6	283.5	102.9	120.4		
20	0.562	18.875	2.40	5.24	4.94	34.3	279.8	116.8	121.2		
	0.593	18.814	2.36	5.24	4.93	36.2	278.0	122.9	120.4		
	0.625	18.750	2.32	5.24	4.91	38.0	276.1	129.3	119.8		
	0.812	18.375	2.10	5.24	4.81	43.9	263.2	169.4	114.8		
	0.875	18.250	2.02	5.24	4.79	52.6	261.6	178.7	113.3		
	0.938	18.188	1.99	5.24	4.78	54.3	259.8	184.8	112.5		
30	1.031	17.938	1.86	5.24	4.70	61.4	252.7	208.9	109.4		
	1.281	17.438	1.61	5.24	4.57	75.3	238.8	266.1	103.4		

[Menú Principal](#)

[Índice manual](#)

[Índice volúmen](#)

[Índice norma](#)

TABLA 6 PROPIEDADES DE DISEÑO DE TUBERÍAS DE ACERO (cont.)

Tamaño nominal de tubería y diámetro externo pulgadas	Número de calibre y/o peso	Espesor de pared Pulg. t.	Diámetro interno Pulg. d.	Cinta potencia de D, miles Pulg. ² d ²	Áreas y pesos					
					Área de superficie de tubo		Sección Transversal		Peso de	
					Externa	Interna	Área Metálica	Área de Flujo	Tubería	Agua
					Pie ² por Pie Ac.	Pie ² por Pie Ai.	Pulg ² A.	Pulg ² Af.	Lb. por Pie W.	Lb. por Pie Ww.
	120	1.500	17.000	1.42	5.24	4.45	57.2	227.0	292.4	92.2
	140	1.750	18.500	1.22	5.24	4.22	100.2	212.8	241.1	92.6
		1.844	18.212	1.18	5.24	4.27	105.2	209.0	257.5	92.5
	180	2.000	18.054	1.07	5.24	4.21	111.5	202.7	275.1	92.8
22	10	0.250	21.500	4.96	5.76	5.62	17.1	362	53.1	157.2
		0.312	21.376	4.48	5.76	5.60	21.5	352	72.2	158.8
		0.375	21.250	4.43	5.76	5.56	25.5	355	98.6	152.6
		0.500	21.000	4.08	5.76	5.50	32.8	346	114.8	150.0
		0.625	20.750	3.85	5.76	5.43	42.0	339	142.7	146.4
		0.750	20.500	3.62	5.76	5.37	50.1	330	170.2	142.9
		0.875	20.500	3.41	5.76	5.30	58.1	322	197.4	139.5
		1.000	20.000	3.20	5.76	5.24	66.0	314	224.3	136.0
24	10 10 B	0.218	23.984	7.26	6.28	6.17	18.3	436	55.4	182.8
		0.250	23.500	7.17	6.28	6.15	18.7	434	63.4	187.8
		0.312	23.376	6.98	6.28	6.12	23.2	426	78.9	185.8
		0.375	23.250	6.76	6.28	6.09	27.02	425	94.8	182.8
		0.438	23.125	6.61	6.28	6.05	32.4	420	110.1	181.9
		0.500	23.000	6.44	6.28	6.02	36.6	415	125.5	179.9
		0.562	22.875	6.28	6.28	5.99	41.4	411	140.7	178.0
		0.625	22.750	6.09	6.28	5.95	45.9	406	156.0	176.0
		0.678	22.625	5.93	6.28	5.92	50.3	402	171.1	174.1
		0.750	22.500	5.77	6.28	5.89	54.8	398	186.3	172.2
		0.862	22.064	5.23	6.28	5.78	70.0	3.82	236.1	165.6
		1.031	21.938	5.08	6.28	5.74	74.4	376	252.9	163.7
		1.212	21.564	4.66	6.28	5.65	87.2	365	299.4	158.1
		1.531	20.938	4.02	6.28	5.48	106.1	344	357.4	149.1
		1.812	20.376	3.51	6.28	5.33	126.3	326	422.4	141.2
		2.062	19.875	3.10	6.28	5.20	142.1	310	493.2	134.2
2.188	19.625	2.91	6.28	5.14	149.9	302	526.7	131.0		
2.342	19.314	2.69	6.28	5.08	162.4	292	542.0	128.9		

Table 402.3.1(a) Tabulation of Examples of Allowable Stresses for Reference Use in Piping Systems Within the Scope of This Code (06)

Specification	Grade	Specified Min. Yield Strength, psi (MPa)	Weld Joint Factor, E	Allowable Stress Value, S, -20°F to 250°F (-30°C to 120°C), psi (MPa)
Seamless				
API 5L	A25	25,000 (172)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (278)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (298)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A 106	C	40,000 (278)	1.00	28,800 (199)
ASTM A 333	6	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A 524	I	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A 524	H	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
Furnace Butt Welded, Continuous Welded				
ASTM A 53	...	25,000 (172)	0.60	10,800 (74)
API 5L Classes I and II	A25	25,000 (172)	0.60	10,800 (74)
Electric Resistance Welded and Electric Flash Welded				
API 5L	A25	25,000 (172)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 135	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 135	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (278)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (297)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A 333	6	35,000 (241)	1.00	25,000 (174)
Electric Fusion Welded				
ASTM A 134	0.80	...
ASTM A 139	A	30,000 (207)	0.80	17,900 (119)
ASTM A 139	B	35,000 (241)	0.80	20,150 (139)
ASTM A 671	...	Note (1)	1.00 [Notes (2), (3)]	...
ASTM A 671	...	Note (1)	0.70 [Note (4)]	...
ASTM A 672	...	Note (1)	1.00 [Notes (2), (3)]	...
ASTM A 672	...	Note (1)	0.80 [Note (4)]	...
Submerged Arc Welded				
API 5L	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)

APÉNDICE “D”

Velocidad recomendada y ΔP máxima
para líquidos en tuberías de acero al
carbono

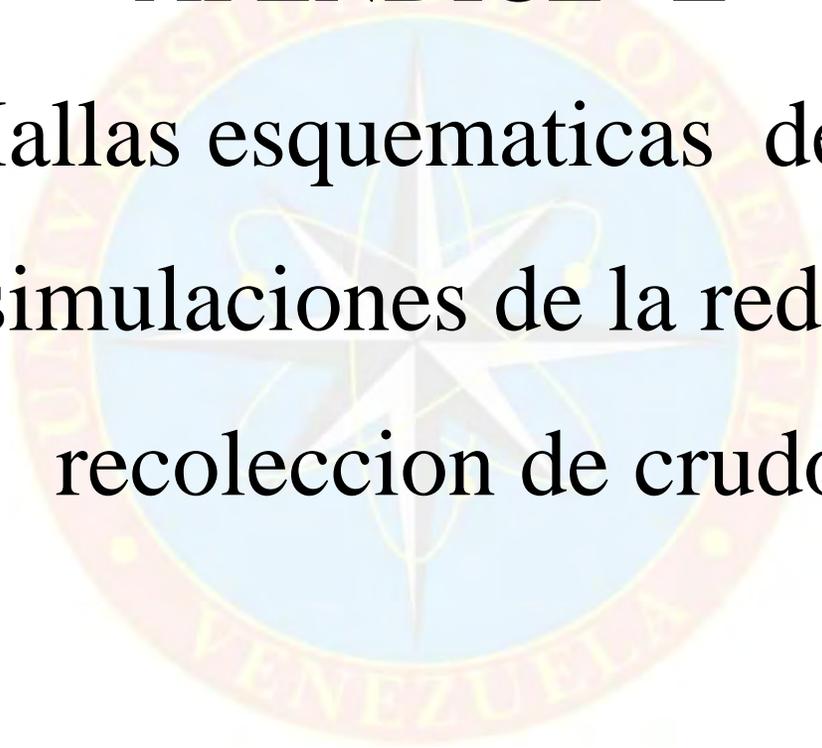
TABLA 3
VELOCIDAD RECOMENDADA Y ΔP MÁXIMA PARA LIQUIDOS EN TUBERIAS DE ACERO AL CARBONO

TUBERIAS PARA LIQUIDOS EN SERVICIO DE PROCESO Y EQUIPOS

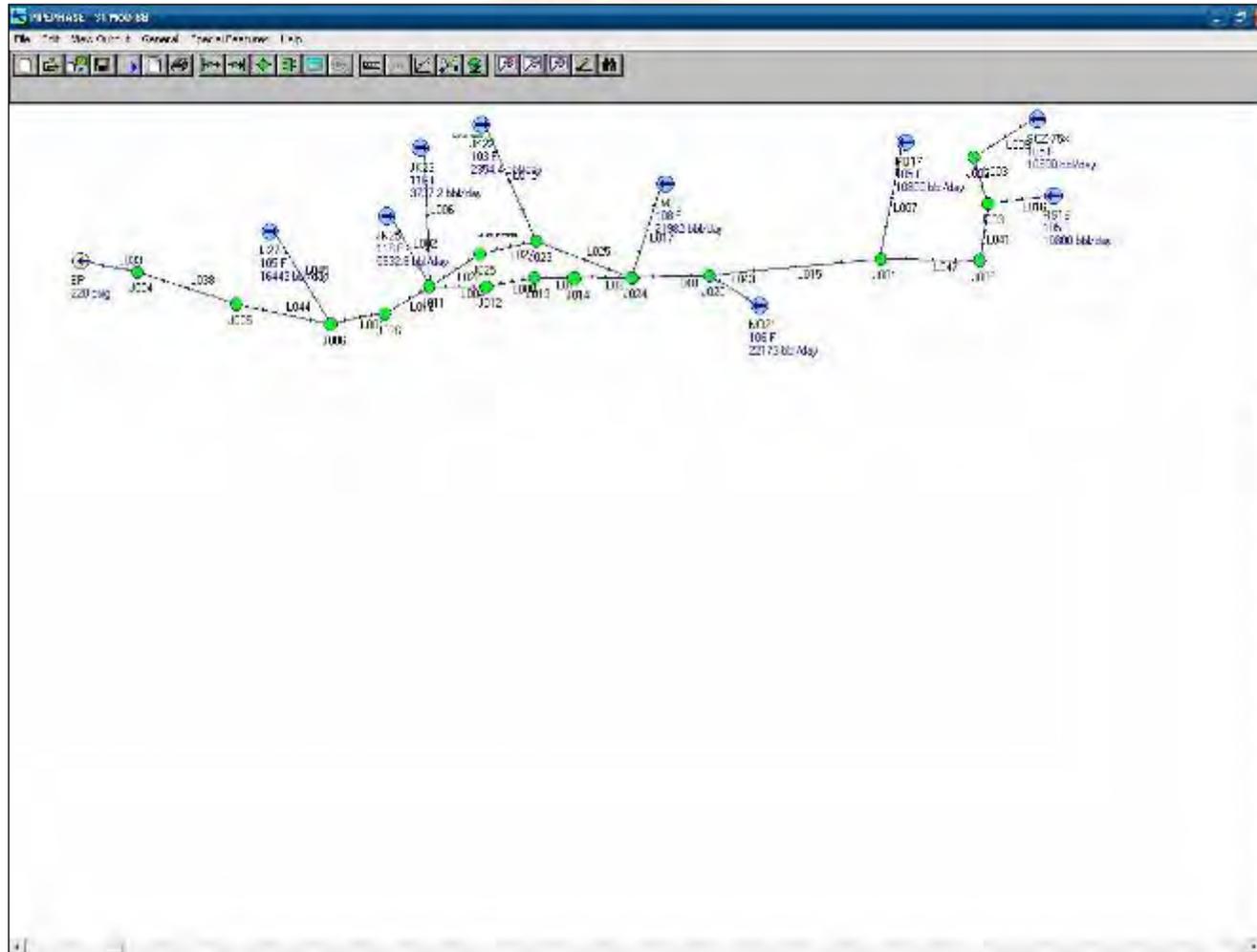
Tipo de Servicio	Velocidad Pie/seg.	ΔP Máximo Lppc/100 Pies
1. Recomendación General	5 – 15	4
2. Flujo Laminar	4 – 5	
3. Flujo Turbulento		
Densidad del Líquido, lb/pie³		
100	5 – 8	
50	6 – 10	
20	10 – 15	
4. * Succión de Bomba		
Líquido Hirviente	2 – 6	0,4
Líquido no Hirviente	4 – 8	0,4
5. * Descarga de Bomba		
0 – 250 GPM	6 – 8	4
250 – 700 GPM	8 – 10	4
> 700 GPM	10 – 15	2
6. Salida de Fondos de Recipientes	4 – 6	0,6
7. Trampa de Salida de Rehervidor	1 – 4	0,15
8. Líquido del Condensador	3 – 6	0,5
9. Líquido para Enfriadores	4 – 6	
10. Tuberías Refrigerantes	2 – 4	0,4
11. * Tuberías de Circulación por Gravedad	3 – 8	0,4

APÉNDICE “E”

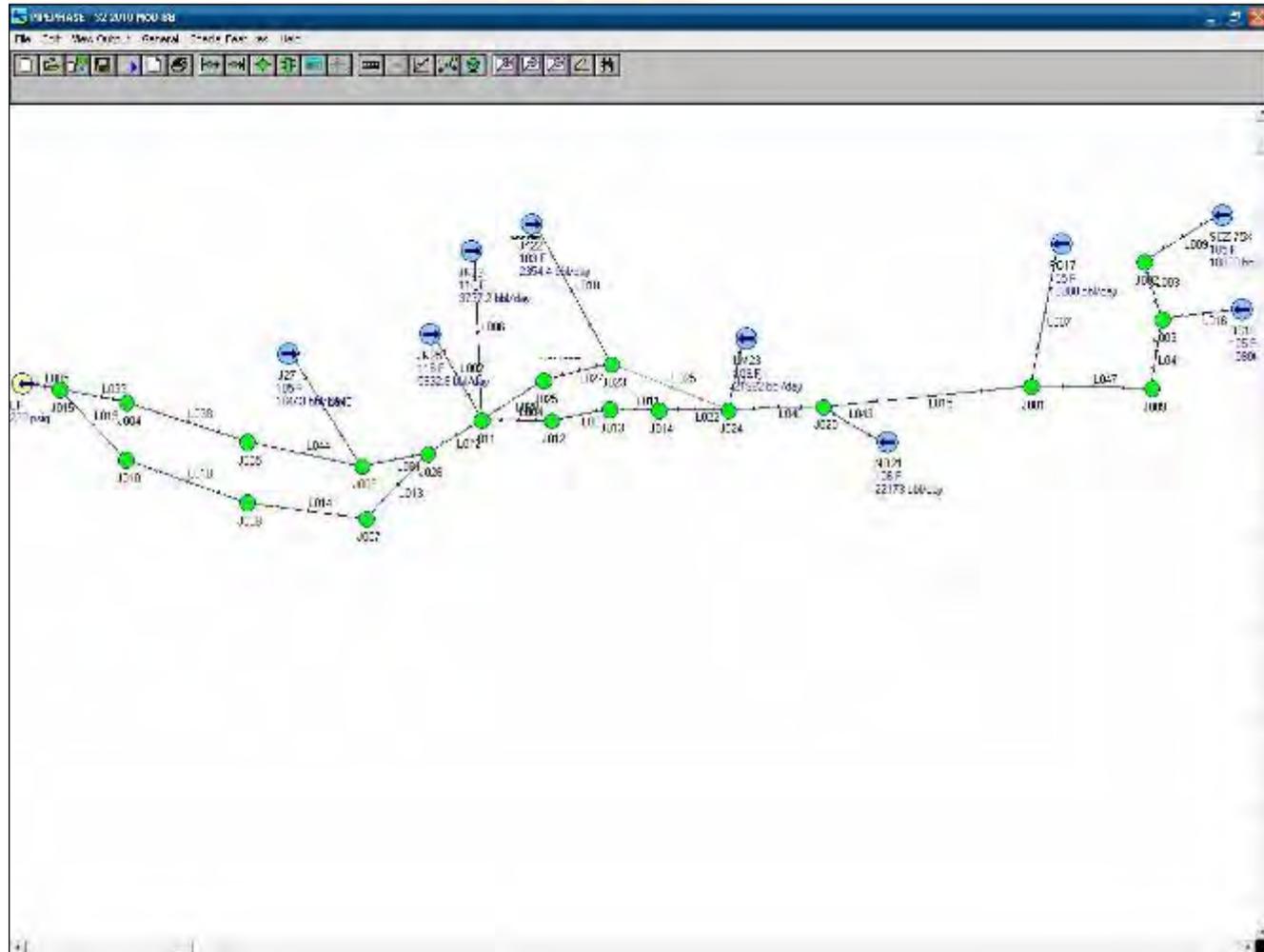
Mallas esquematicas de las
simulaciones de la red de
recoleccion de crudo



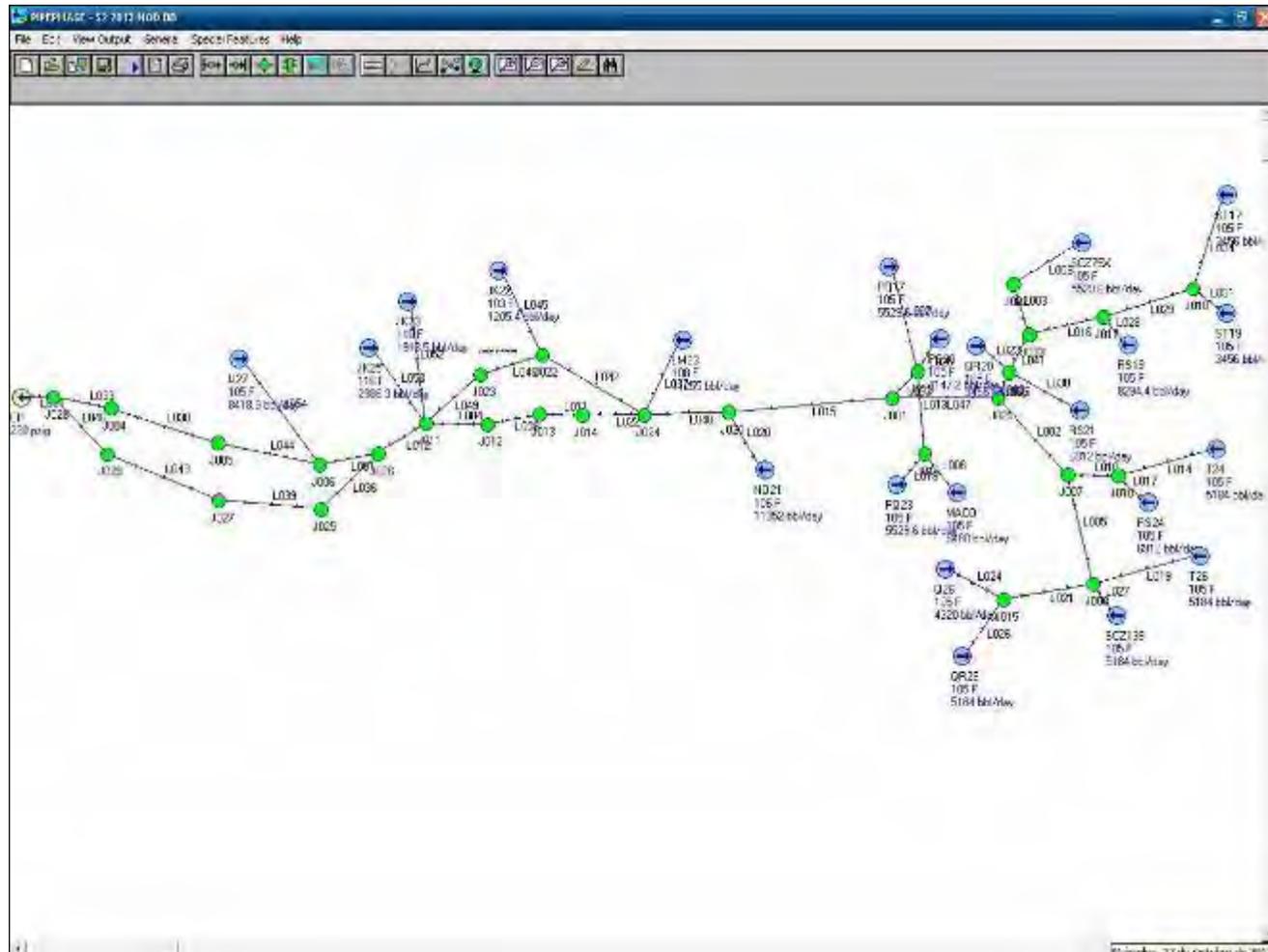
MALLA DE SIMULACION PIPEPHASE 9.1 / PROPUESTA 1 – PRIMERA FASE



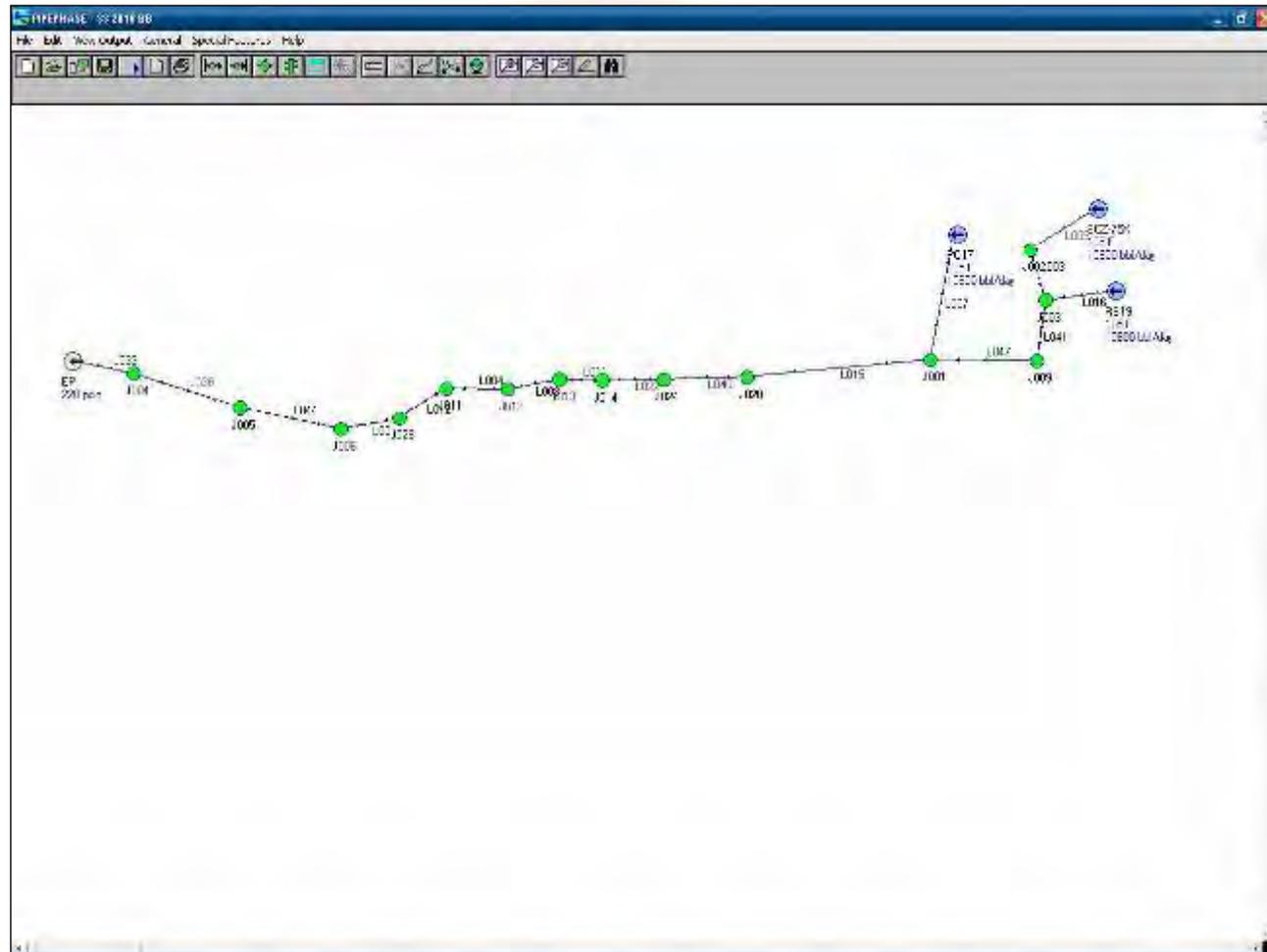
MALLA DE SIMULACION PIPEPHASE 9.1 / PROPUESTA 2 – PRIMERA FASE



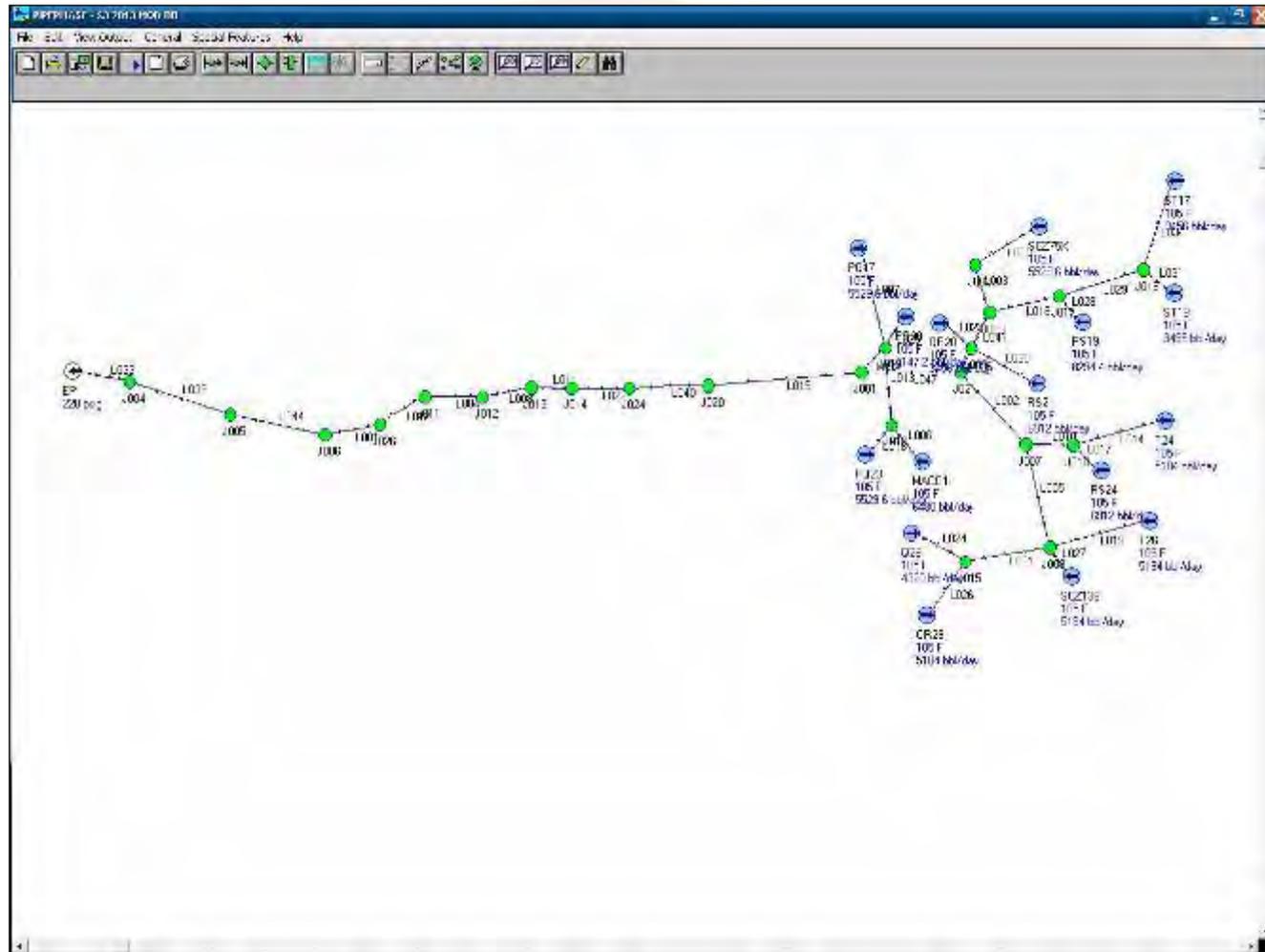
MALLA DE SIMULACION PIPEPHASE 9.1 / PROPUESTA 2 – SEGUNDA FASE



MALLA DE SIMULACION PIPEPHASE 9.1 / PROPUESTA 3 - PRIMERA FASE



MALLA DE SIMULACION PIPEPHASE 9.1 / PROPUESTA 3 - SEGUNDA FASE





APÉNDICE “F”
Velocidad erosional

VELOCIDAD EROSIONAL				1/1
Opción I – Fase I				
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	6,74	29,31	46,18	27,71
L002	4,88	7,12	93,70	56,22
L003	9,16	7,00	94,46	56,68
L004	7,15	13,99	66,84	40,10
L006	2,96	7,06	94,08	56,45
L007	16,86	3,81	128,16	76,90
L008	6,71	16,10	62,30	37,38
L009	7,52	34,00	42,87	25,72
L010	2,86	492,19	11,27	6,76
L011	6,4	16,87	60,86	36,52
L012	14,12	34,74	42,42	25,45
L015	3,01	24,96	50,04	30,02
L016	9,21	6,97	94,73	56,84
L017	5,59	14,14	66,48	39,89
L022	5,88	18,37	58,33	35,00
L025	6,06	16,78	61,03	36,62
L027	7,57	14,62	65,39	39,24
L028	8,36	13,23	68,72	41,23
L033	11,21	20,81	54,81	32,88
L038	9,98	21,60	53,80	32,28
L040	5,72	21,37	54,09	32,45
L041	14,43	5,69	104,79	62,87
L043	4,74	24,86	50,14	30,08
L044	9,54	24,43	50,58	30,35
L045	6,44	19,94	55,99	33,60
L047	9,95	3,83	127,67	76,60

VELOCIDAD EROSIONAL				1/2
Opción I – Fase II				
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	6,84	38,29	40,40	24,24
L002	2,03	37,56	40,79	24,48
L003	3,46	9,40	81,52	48,91
L004	10,65	15,14	64,25	38,55
L005	5,31	9,02	83,22	49,93
L006	10,99	7,92	88,86	53,31
L007	5,62	5,85	103,40	62,04
L008	9,35	17,25	60,20	36,12
L009	3,46	9,47	81,24	48,74
L010	8,04	8,93	83,65	50,19
L011	8,35	19,31	56,89	34,14
L012	5,86	44,69	37,40	22,44
L013	12,41	5,80	103,78	62,27
L014	3,24	9,17	82,55	49,53
L015	6,4	31,31	44,68	26,81
L016	9,58	9,43	81,42	48,85
L017	9,93	9,34	81,78	49,07
L018	9,52	7,80	89,52	53,71
L019	3,21	9,34	81,81	49,08
L020	1,9	31,69	44,41	26,64
L021	3,76	9,62	80,60	48,36
L022	7,25	22,24	53,01	31,81
L023	2,47	8,38	86,38	51,83
L024	2,52	10,16	78,43	47,06
L025	6,17	5,72	104,51	62,71
L026	3,05	10,08	78,72	47,23
L027	4,69	9,42	81,46	48,87
L028	4,26	11,69	73,11	43,87
L029	3,43	8,70	84,78	50,87
L030	10,68	8,70	84,78	50,87
L031	3,5	13,24	68,70	41,22
L032	2,28	35,41	42,01	25,21
L033	9,96	28,18	47,09	28,26
L034	2,19	13,44	68,20	40,92
L035	3,13	36,91	41,15	24,69
L037	2,48	16,32	61,88	37,13
L038	9,61	29,19	46,27	27,76
L040	9,45	23,81	51,24	30,74
L041	9,22	8,55	85,51	51,31
L042	7,12	19,76	56,23	33,74
L044	8,57	32,74	43,69	26,21
L045	1,3	12,54	70,60	42,36
L047	4,18	35,64	41,87	25,12
L048	8,52	17,06	60,53	36,32
L049	9,8	14,84	64,90	38,94
L052	1,47	7,27	92,72	55,63

VELOCIDAD EROSIONAL <i>Opción I – Fase II</i>				2/2
SEGMENTO	Velocidad	Densidad	Ve	60% Ve
	(pie/seg)	(lb/pie3)	(pie/seg)	(pie/seg)
L053	2,44	7,24	92,93	55,76
L054	3,19	20,60	55,09	33,05



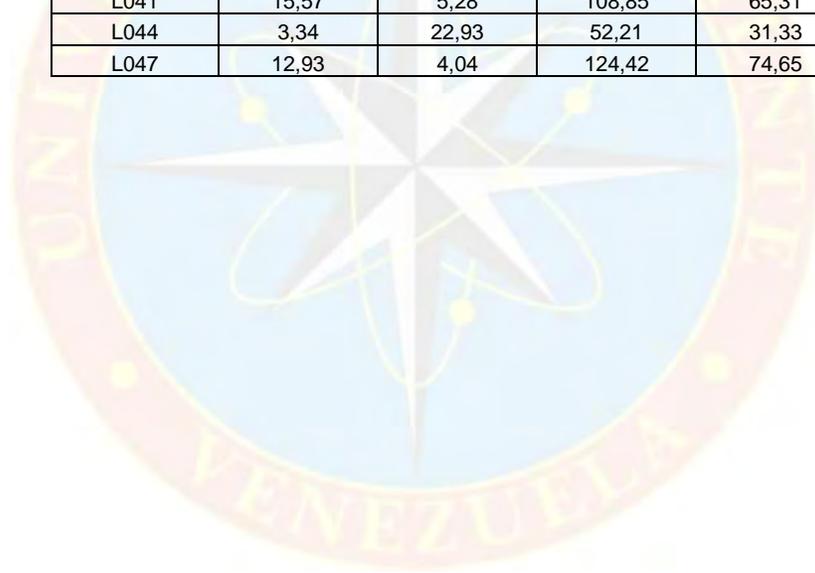
VELOCIDAD EROSIONAL				1/1
Opción II - Fase I				
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	2,74	31,02	44,89	26,93
L002	8,75	3,99	125,19	75,11
L003	8,75	7,33	92,33	55,40
L004	49,18	8,74	84,58	50,75
L005	9,46	24,52	50,49	30,29
L006	5,32	3,92	126,33	75,80
L007	14,70	4,36	119,66	71,80
L008	9,85	15,39	63,73	38,24
L009	7,30	8,79	84,33	50,60
L010	6,89	4,62	116,30	69,78
L011	9,57	17,90	59,09	35,45
L012	5,69	34,46	42,59	25,55
L013	3,64	29,01	46,42	27,85
L014	3,84	29,01	46,42	27,85
L015	2,73	27,50	47,67	28,60
L016	8,80	7,29	92,59	55,55
L017	4,74	16,69	61,20	36,72
L018	3,98	27,97	47,27	28,36
L019	3,99	27,89	47,34	28,40
L022	8,09	21,19	54,31	32,59
L027	1,95	4,61	116,41	69,84
L028	1,87	4,82	113,88	68,33
L033	5,46	22,10	53,18	31,91
L038	5,42	22,25	53,00	31,80
L040	4,95	24,66	50,35	30,21
L041	13,50	6,08	101,36	60,82
L043	4,30	27,42	47,75	28,65
L044	5,16	23,38	51,70	31,02
L045	7,62	16,84	60,91	36,55
L047	9,98	4,40	119,22	71,53

VELOCIDAD EROSIONAL				1/2
Opción II – Fase II				
SEGMENTO	Velocidad	Densidad	Ve	60% Ve
	(pie/seg)	(lb/pie3)	(pie/seg)	(pie/seg)
L001	6,84	34,37	42,64	25,59
L002	2,03	36,91	41,15	24,69
L003	3,46	9,11	82,81	49,68
L004	10,65	10,43	77,40	46,44
L005	5,31	8,70	84,77	50,86
L006	10,99	7,74	89,88	53,93
L007	5,62	5,60	105,66	63,40
L008	9,35	13,69	67,56	40,53
L009	3,46	9,20	82,40	49,44
L010	8,04	8,61	85,22	51,13
L011	8,35	16,59	61,38	36,83
L012	5,86	38,48	40,30	24,18
L013	12,41	5,56	106,02	63,61
L014	3,24	8,88	83,88	50,33
L015	6,4	30,23	45,47	27,28
L016	9,58	9,14	82,70	49,62
L017	9,93	9,04	83,14	49,89
L018	9,52	7,62	90,57	54,34
L019	3,21	9,06	83,04	49,82
L020	1,9	30,59	45,20	27,12
L021	3,76	9,33	81,86	49,12
L022	7,25	20,21	55,61	33,37
L023	2,47	8,06	88,06	52,84
L024	2,52	9,88	79,54	47,72
L025	6,17	5,48	106,79	64,08
L026	3,05	9,81	79,84	47,90
L027	4,69	9,13	82,74	49,64
L028	4,26	11,47	73,83	44,30
L029	3,43	11,73	72,98	43,79
L030	10,68	8,39	86,33	51,80
L031	3,5	13,02	69,28	41,57
L032	2,28	34,65	42,47	25,48
L033	9,96	26,91	48,19	28,91
L034	2,19	13,21	68,78	41,27
L035	3,13	36,24	41,53	24,92
L037	2,48	34,00	42,87	25,72
L038	9,61	27,13	47,99	28,80
L040	9,45	32,13	44,11	26,46
L041	9,22	8,22	87,18	52,31
L042	7,12	17,19	60,30	36,18
L044	8,57	28,60	46,75	28,05
L045	1,3	10,69	76,48	45,89
L047	4,18	34,88	42,33	25,40
L048	8,52	13,68	67,59	40,55
L049	9,8	10,21	78,22	46,93
L052	1,47	4,76	114,57	68,74

VELOCIDAD EROSIONAL <i>Opción II – Fase II</i>				2/2
SEGMENTO	Velocidad	Densidad	Ve	60% Ve
	(pie/seg)	(lb/pie3)	(pie/seg)	(pie/seg)
L053	2,44	4,78	114,34	68,60
L054	3,19	17,25	60,19	36,11



VELOCIDAD EROSIONAL				1/1
Opción III - Fase I				
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	3,18	24,01	51,02	30,61
L003	10,44	6,15	100,83	60,50
L004	2,81	26,46	48,60	29,16
L007	16,03	4,00	124,97	74,98
L008	2,84	26,29	48,76	29,26
L009	8,97	7,15	93,50	56,10
L011	2,91	25,90	49,12	29,47
L012	2,81	27,22	47,92	28,75
L015	2,9	26,38	48,68	29,21
L016	10,5	6,11	101,12	60,67
L022	2,94	26,03	49,00	29,40
L033	3,42	22,35	52,88	31,73
L038	3,43	22,35	52,88	31,73
L040	2,94	26,08	48,96	29,37
L041	15,57	5,28	108,85	65,31
L044	3,34	22,93	52,21	31,33
L047	12,93	4,04	124,42	74,65



VELOCIDAD EROSIONAL <i>Opción III - Fase II</i>				1/1
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	5,47	36,23	41,54	24,92
L002	2,37	31,90	44,26	26,56
L003	4,63	7,01	94,41	56,64
L004	14,18	14,13	66,50	39,90
L005	7,13	6,71	96,50	57,90
L006	14,52	6,00	102,10	61,26
L007	7,54	4,36	119,78	71,87
L008	12,3	16,29	61,93	37,16
L009	4,63	7,06	94,11	56,46
L010	10,81	6,65	96,97	58,18
L011	10,9	18,39	58,30	34,98
L012	4,84	40,94	39,07	23,44
L013	16,65	4,33	120,19	72,12
L014	4,33	6,81	95,82	57,49
L015	7,53	26,62	48,46	29,07
L016	12,83	7,04	94,21	56,53
L017	13,29	6,99	94,59	56,75
L018	12,59	5,90	102,92	61,75
L019	4,26	6,99	94,56	56,74
L021	4,99	7,24	92,91	55,75
L022	9,37	21,38	54,06	32,44
L023	3,34	6,21	100,34	60,21
L024	3,36	7,64	90,47	54,28
L025	8,29	4,26	121,07	72,64
L026	4,06	7,58	90,80	54,48
L027	6,23	7,09	93,91	56,35
L028	5,59	8,89	83,83	50,30
L029	4,51	9,10	82,86	49,72
L030	14,37	6,46	98,35	59,01
L031	4,54	10,22	78,21	46,92
L032	2,67	30,23	45,47	27,28
L033	6,09	32,53	43,83	26,30
L034	2,84	10,37	77,63	46,58
L035	3,65	31,67	44,42	26,65
L038	6,06	32,72	43,70	26,22
L040	9,15	21,91	53,41	32,05
L041	12,45	34,20	42,75	25,65
L044	5,79	34,20	42,75	25,65
L047	4,89	30,48	45,28	27,17

VELOCIDAD EROSIONAL				1/1
Opción VI - Fase I				
SEGMENTO	Velocidad (pie/seg)	Densidad (lb/pie3)	Ve (pie/seg)	60% Ve (pie/seg)
L001	2,13	24,87	50,13	30,08
L003	8,37	7,66	90,33	54,20
L004	1,79	29,51	46,02	27,61
L007	11,8	5,44	107,21	64,32
L008	1,74	30,36	45,37	27,22
L009	7,47	8,59	85,32	51,19
L011	1,74	30,46	45,30	27,18
L012	1,79	29,51	46,02	27,61
L015	1,68	31,51	44,54	26,72
L016	8,42	7,62	90,55	54,33
L022	1,73	30,65	45,16	27,10
L033	2,36	22,48	52,72	31,63
L038	2,35	22,53	52,68	31,61
L040	1,73	30,64	45,17	27,10
L041	13,15	6,25	100,04	60,02
L044	2,26	23,46	51,61	30,97
L047	6,57	5,50	106,64	63,99



VELOCIDAD EROSIONAL <i>Opción VI - Fase II</i>				1/1
SEGMENTO	Velocidad	Densidad	Ve	60% Ve
	(pie/seg)	(lb/pie3)	(pie/seg)	(pie/seg)
L001	3,91	35,07	42,21	25,33
L002	2,23	23,44	51,64	30,99
L003	6,68	4,89	113,09	67,86
L004	11,38	11,99	72,20	43,32
L005	11,62	4,13	122,98	73,79
L006	17,89	4,87	113,34	68,00
L007	12,40	2,65	153,60	92,16
L008	10,53	13,15	68,93	41,36
L009	6,38	5,15	110,15	66,09
L010	17,61	4,08	123,76	74,25
L011	9,86	14,05	66,70	40,02
L012	3,55	31,24	44,73	26,84
L013	27,14	2,65	153,44	92,07
L014	6,54	4,66	115,86	69,52
L015	7,19	20,50	55,21	33,13
L016	18,46	4,89	113,02	67,81
L017	19,93	4,66	115,84	69,51
L018	15,58	4,77	114,52	68,71
L019	6,24	4,93	112,60	67,56
L021	7,31	5,16	110,05	66,03
L022	8,72	15,76	62,98	37,79
L022	8,79	15,76	62,98	37,79
L023	5,52	3,76	128,98	77,39
L024	4,62	5,56	106,04	63,63
L025	13,61	2,60	155,15	93,09
L026	5,59	5,51	106,48	63,89
L027	9,12	4,84	113,62	68,17
L028	6,80	7,32	92,43	55,46
L029	5,48	7,49	91,37	54,82
L030	22,54	4,12	123,19	73,91
L031	5,35	8,67	84,90	50,94
L032	3,67	21,97	53,33	32,00
L033	4,17	32,82	43,64	26,18
L033	4,16	32,82	43,64	26,18
L034	3,35	8,80	84,28	50,57
L035	4,98	23,23	51,87	31,12
L038	4,17	32,67	43,74	26,24
L040	8,60	16,10	62,30	37,38
L041	20,56	3,83	127,67	76,60
L044	4,07	32,45	43,89	26,33
L047	4,64	22,17	53,10	31,86

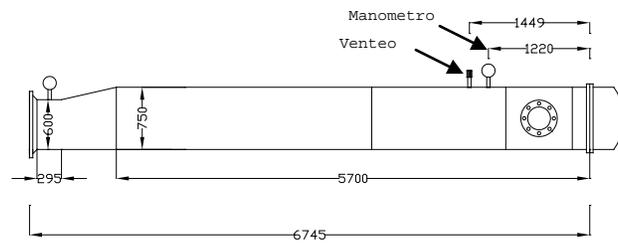


APÉNDICE “G”

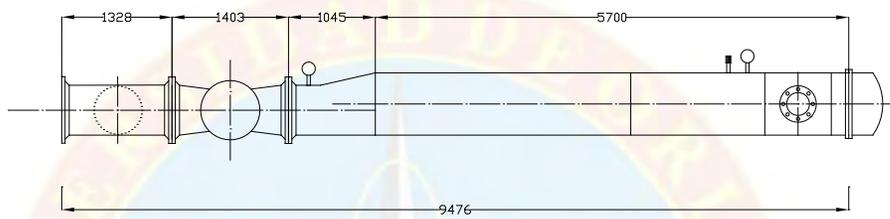
Trampas de envío

Trampa de envío

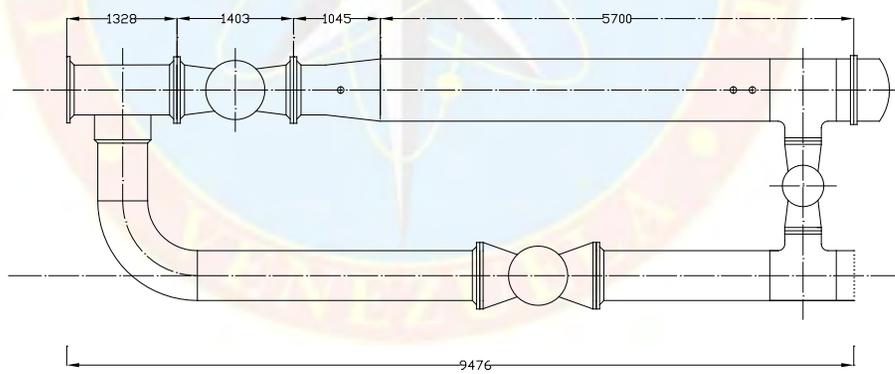
VISTA LATERAL 1



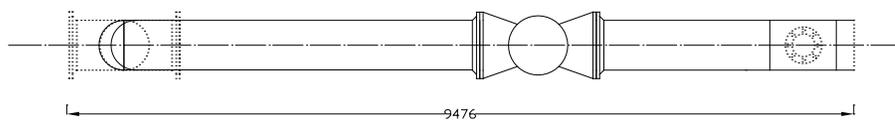
VISTA LATERAL 2



VISTA AEREA



VISTA LATERAL TUBERIA 24"



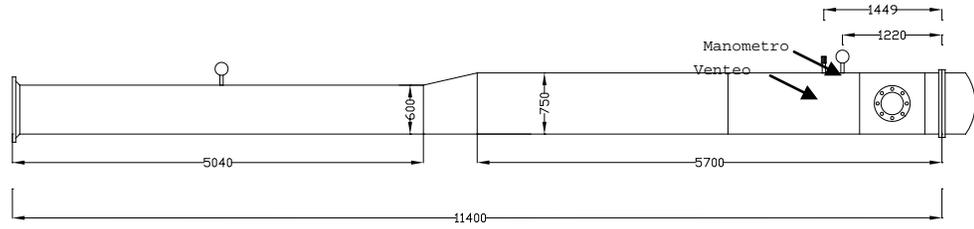


APÉNDICE “H”

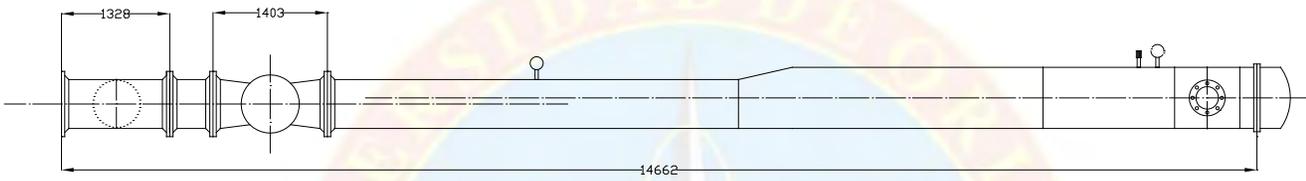
Trampas de recibo

Trampa de recibo

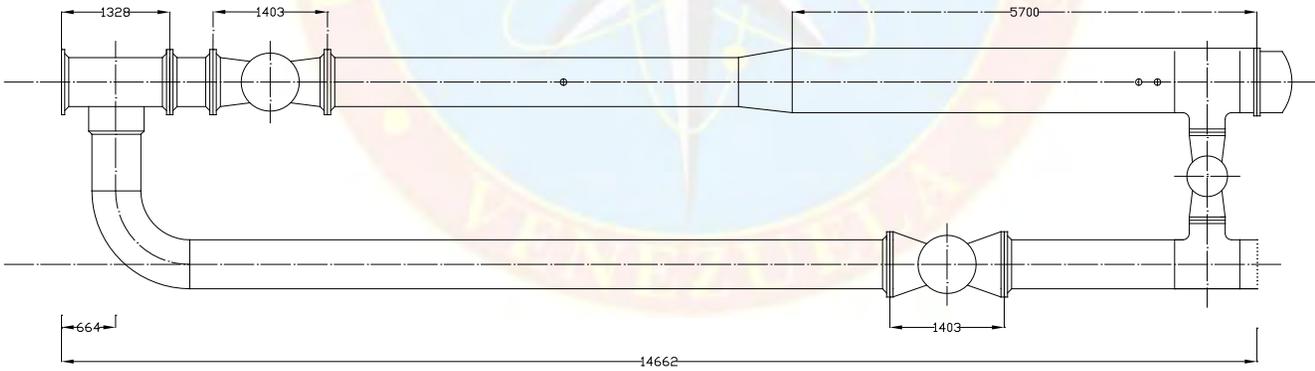
VISTA LATERAL 1



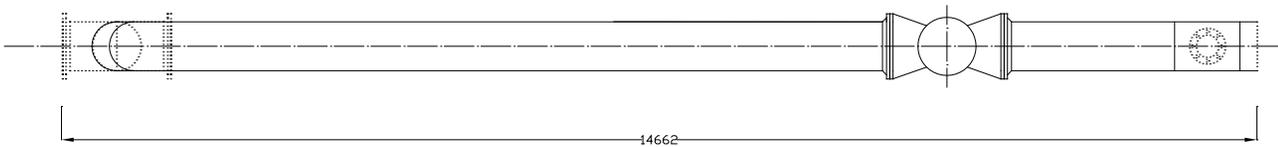
VISTA LATERAL 2



VISTA AEREA



VISTA LATERAL TUBERIA 24"





APÉNDICE “I”

Estimaciones de costos

Estimados de Costo Opción I

DISTRITO CABRUTICA GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN ESTIMADO CLASE IV PROYECTO OPCIÓN I: CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA LADO ESTE					
PART	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PU	MONTO (Bs. F)
1	INGENIERÍA BÁSICA	UND	1	5 175 758.32	5 175 758.32
2	INGENIERÍA DE DETALLE	UND	1	7 763 637.48	7 763 637.48
3	PROCURA TUBERÍA 24"	ML	0	0.00	0.00
4	PROCURA TUBERÍA 20"	ML	5970.77	967.50	5 776 719.98
5	PROCURA TUBERÍA 16"	ML	721.43	860.00	620 429.80
6	PROCURA TUBERÍA 12"	ML	5929.01	752.50	4 461 580.03
7	PROCURA TUBERÍA 8"	ML	5970.74	645.00	3 851 127.30
8	PROCURA TUBERÍA 6"	ML	2104.95	537.50	1 131 410.63
9	PROCURA TUBERÍA 4"	ML	3282	430.00	1 411 260.00
10	PROCURA ACCESORIOS 24"	UND	0	0.00	0.00
11	PROCURA ACCESORIOS 20"	UND	10	1 155 344.00	11 553 439.95
12	PROCURA ACCESORIOS 16"	UND	10	124 085.96	1 240 859.60
13	PROCURA ACCESORIOS 12"	UND	10	892 316.01	8 923 160.05
14	PROCURA ACCESORIOS 8"	UND	10	770 225.46	7 702 254.60
15	PROCURA ACCESORIOS 6"	UND	10	226 282.13	2 262 821.25
16	PROCURA ACCESORIOS 4"	UND	10	282 252.00	2 822 520.00
17	CONSTRUCCIÓN	UND	1	15 527 274.95	15 527 274.95
18	ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	UND	1	2 070 303.33	2 070 303.33
19	LABOR	UND	1	5 175 758.32	5 175 758.32
					87 470 315.57

Estimados de Costo Opción II

DISTRITO CABRUTICA GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN ESTIMADO CLASE IV PROYECTO OPCIÓN II: CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA LADO ESTE					
PART	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PU	MONTO (Bs. F)
1	INGENIERÍA BÁSICA	UND	1	6 753 972.38	6 753 972.38
2	INGENIERÍA DE DETALLE	UND	1	10 130 958.56	10 130 958.56
3	PROCURA TUBERÍA 24"	ML	0	0.00	0.00
4	PROCURA TUBERÍA 20"	ML	11408.2	967.50	11 037 433.50
5	PROCURA TUBERÍA 16"	ML	721.43	860.00	620 429.80
6	PROCURA TUBERÍA 12"	ML	5929.01	752.50	4 461 580.03
7	PROCURA TUBERÍA 8"	ML	5970.74	645.00	3 851 127.30
8	PROCURA TUBERÍA 6"	ML	2104.95	537.50	1 131 410.63
9	PROCURA TUBERÍA 4"	ML	3282	430.00	1 411 260.00
10	PROCURA ACCESORIOS 24"	UND	0	0.00	0.00
11	PROCURA ACCESORIOS 20"	UND	10	2 207 486.70	22 074 867.00
12	PROCURA ACCESORIOS 16"	UND	10	124 085.96	1 240 859.60
13	PROCURA ACCESORIOS 12"	UND	10	892 316.01	8 923 160.05
14	PROCURA ACCESORIOS 8"	UND	10	770 225.46	7 702 254.60
15	PROCURA ACCESORIOS 6"	UND	10	226 282.13	2 262 821.25
16	PROCURA ACCESORIOS 4"	UND	10	282 252.00	2 822 520.00
17	CONSTRUCCIÓN	UND	1	20 261 917.13	20 261 917.13
18	ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	UND	1	2 701 588.95	2 701 588.95
19	LABOR	UND	1	6 753 972.38	6 753 972.38
					114 142 133.14

Estimados de Costo Opción III

	 PDVSA DIVISION FAJA	DISTRITO CABRUTICA			
GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN					
ESTIMADO CLASE IV					
PROYECTO OPCIÓN III: CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA LADO ESTE					
PART	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PU	MONTO (Bs. F)
1	INGENIERÍA BÁSICA	UND	1	9 405 200.05	9 405 200.05
2	INGENIERÍA DE DETALLE	UND	1	14 107 800.07	14 107 800.07
3	PROCURA TUBERÍA 24"	ML	0	0.00	0.00
4	PROCURA TUBERÍA 20"	ML	20542.49	967.50	19 874 859.08
5	PROCURA TUBERÍA 16"	ML	721.43	860.00	620 429.80
6	PROCURA TUBERÍA 12"	ML	5929.01	752.50	4 461 580.03
7	PROCURA TUBERÍA 8"	ML	5970.74	645.00	3 851 127.30
8	PROCURA TUBERÍA 6"	ML	2104.95	537.50	1 131 410.63
9	PROCURA TUBERÍA 4"	ML	3282	430.00	1 411 260.00
10	PROCURA ACCESORIOS 24"	UND	0	0.00	0.00
11	PROCURA ACCESORIOS 20"	UND	10	3 974 971.82	39 749 718.15
12	PROCURA ACCESORIOS 16"	UND	10	124 085.96	1 240 859.60
13	PROCURA ACCESORIOS 12"	UND	10	892 316.01	8 923 160.05
14	PROCURA ACCESORIOS 8"	UND	10	770 225.46	7 702 254.60
15	PROCURA ACCESORIOS 6"	UND	10	226 282.13	2 262 821.25
16	PROCURA ACCESORIOS 4"	UND	10	282 252.00	2 822 520.00
17	CONSTRUCCIÓN	UND	1	28 215 600.14	28 215 600.14
18	ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	UND	1	3 762 080.02	3 762 080.02
19	LABOR	UND	1	9 405 200.05	9 405 200.05
					158 947 880.80

Estimados de Costo Opción IV

	 PDVSA DIVISION FAJA	DISTRITO CABRUTICA			
GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN					
ESTIMADO CLASE IV					
PROYECTO OPCIÓN IV 2013: CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA LADO ESTE					
PART	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PU	MONTO (Bs. F)
1	INGENIERIA BÁSICA	UND	1	15 136 553.02	15 136 553.02
2	INGENIERÍA DE DETALLE	UND	1	22 704 829.53	22 704 829.53
3	PROCURA TUBERÍA 24"	ML	20767.49	1 118.00	23 218 053.82
4	PROCURA TUBERÍA 20"	ML	2000	967.50	1 935 000.00
5	PROCURA TUBERÍA 16"	ML	2771.43	860.00	2 383 429.80
6	PROCURA TUBERÍA 12"	ML	15223.01	752.50	11 455 315.03
7	PROCURA TUBERÍA 8"	ML	1831.56	645.00	1 181 356.20
8	PROCURA TUBERÍA 6"	ML	2104.95	537.50	1 131 410.63
9	PROCURA TUBERÍA 4"	ML	3282	430.00	1 411 260.00
10	PROCURA ACCESORIOS 24"	UND	10	6 965 416.15	69 654 161.46
11	PROCURA ACCESORIOS 20"	UND	10	387 000.00	3 870 000.00
12	PROCURA ACCESORIOS 16"	UND	10	476 685.96	4 766 859.60
13	PROCURA ACCESORIOS 12"	UND	10	2 291 063.01	22 910 630.05
14	PROCURA ACCESORIOS 8"	UND	10	236 271.24	2 362 712.40
15	PROCURA ACCESORIOS 6"	UND	10	226 282.13	2 262 821.25
16	PROCURA ACCESORIOS 4"	UND	10	282 252.00	2 822 520.00
17	CONSTRUCCIÓN	UND	1	45 409 659.07	45 409 659.07
18	ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	UND	1	6 054 621.21	6 054 621.21
19	LABOR	UND	1	15 136 553.02	15 136 553.02
					255 807 746.09



APÉNDICE “J”

Datos físicos y condiciones
ambientales del area

Temperatura del ambiente	
Variabes	[°F]
Maxima	102
Promedio	80
Mínima	69
Tipo Clima	Semiárido, Tropical

Presión Barométrica		
Variabes	Estación Seca	Estación Lluviosa
	[psia]	[psia]
Máxima	14,70	14.70
Promedio	14,64	14.64
Mínima	14,50	14.50

Humedad Relativa	
Variabes	[%]
Máxima	89
Promedio	75
Mínima	54

Sismicidad	
Zona Sísmica	3

Viento	
Dirección Dominante	Noreste-Sureste
Velocidad Promedio, km/hr	17,5
Velocidad Máxima, km/hr	71,0



APÉNDICE “K”

Muestra de calculo

Para la muestra de cálculo se tomo para estudio un segmento de tubería identificado como L012 de la segunda fase de la opción IV, del cual, podemos obtener los siguientes datos del archivo de resultados generado por el simulador para Microsoft Excel:

$d = 1,885$ pie (Diámetro de la tubería)

$L = 328,08$ pie (100 metros) (Longitud del tramo de tubería)

$\rho_L = 58,58$ lb/pie³ (Densidad del líquido)

$\rho_V = 1,009$ lb/pie³ (Densidad del gas)

$v_m = 3,546$ pie/seg (Velocidad de la mezcla)

$v_{sl} = 2,32$ pie/seg (Velocidad superficial del líquido)

$v_{sg} = 1,23$ pie/seg (Velocidad superficial del gas)

$\phi = 0^\circ$ (Angulo respecto a la horizontal)

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_s \cdot \text{sen}\phi\right) + \left(\frac{f_{tp} \cdot \rho_s \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}\right)}{144 \cdot (1 - EK)} \quad (2.23)$$

Gradiente de elevación: el diferencial de presión por cambio de elevación es cero ya que al encontrarse la tubería en posición horizontal su ángulo de inclinación es cero y por lo tanto tenemos que:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_s \cdot \text{sen}(0^\circ)\right) = 0 \quad (2.2)$$

Factor de fricción bifásico: usando la ecuación (2.7) obtenemos la fracción de líquido sin deslizamiento:

$$\lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m} = \frac{2.32}{3.546} = 0,654 \quad (2.7)$$

De la misma forma es necesario deducir la densidad de líquido sin deslizamiento usando la ecuación (2.24) propuesta por Beggs and Brill:

$$\rho_{ns} = \lambda_l \cdot \rho_l + \lambda_g \cdot \rho_g = (0,654) \cdot (58.58) + (1,009) \cdot (1 - 0,654) = 38.640 \text{ lb/pie}^3$$

Para delimitar los patrones de flujo usamos el valor de la fracción sin deslizamiento obtenido anteriormente:

$$L1 = 316 \cdot (0,654)^{0.302} = 277.9044 \quad (2.26)$$

$$L2 = 0,0009252 \cdot (0,654)^{-2.4684} = 0,0026 \quad (2.27)$$

$$L3 = 0,10 \cdot (0,654)^{-1.4516} = 0,1854 \quad (2.28)$$

$$L4 = 0,5 \cdot (0,654)^{-6.738} = 8,7852 \quad (2.29)$$

Obteniendo el número de Fraude:

$$\text{NFR} = \frac{v_m^2}{g \cdot d} = \frac{(3,55)^2}{(32.174) \cdot (1,885)} = 0,208 \quad (2.30)$$

Se verifica que se cumple la condición $\lambda \geq 0,4$ y que $L3 < \text{NFR} < L4$, por lo tanto estamos en presencia de un patrón de flujo intermitente.

$$H_L(0) = \frac{0,854 \cdot (0,654)^{0,5351}}{(0,208)^{0,0173}} = 0,692 \quad (2.32)$$

$$\rho_{TP} = (58,58).(0,692) + (1,009).(1-0,692) = 40,83 \text{ lb/pie}^3 \quad (2.24)$$

Usando la ecuación (2.42) obtenemos el número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{(1488).(3,546).(1,885).(38,640)}{125,513} = 3061,97 = 3,062 \times 10^3$$

Como $N_{Re} > 2000$, se verifica que estamos en presencia de un patrón de flujo intermitente y ahora procedemos a calcular el factor de fricción de Fanny:

$$f_{ns} = \left[2 \cdot \text{Log} \left(\frac{(3,062 \times 10^3)}{4,5223 \cdot \text{Log}(3062,6508) - 3,8215} \right) \right]^{-2} = 0,043 \quad (2.41)$$

$$Y = \frac{0,654}{(0,692)^2} = 1,368 \quad (2.45)$$

$$X = \text{Ln}(1,368) = 0,313 \quad (2.44)$$

Usando la ecuación (2.43):

$$S = \frac{(0,313)}{-0,0523 + 3,182.(0,313) - 0,8725.(0,313)^2 + 0,01853.(0,313)^4} = 0,365$$

$$f_{ip} = (0,043).e^{0,365} = 0,062 \quad (2.40)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_F = \frac{(0,062).(38,648).(3,546)^2}{(144).(2).(32.174).(1,885)} = 1,7249 \times 10^{-3} \quad \text{lpcm/pie}$$

(2.3)

Componente de aceleración: (cambio de energía)

$$EK = \frac{(40.830).(3,546).(1,23)}{(144).(32,174).(305,78)} = 1.2570 \times 10^{-4} \quad (2.48)$$

Resolviendo la ecuación (2.1) para determinar el diferencial de presión total en el segmento de tubería:

Resolviendo el diferencial de presión total:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{(1,7249 \times 10^{-3})}{(1 - 1.2570 \times 10^{-4})} = 1,73 \times 10^{-3} \text{ lpcm/pie}$$

Puesto que la tubería del segmento L012 tiene una longitud de cien metros, los cuales equivalen a 328,08 pies; se calcula el diferencial de presión para la longitud total:

$$(1,73 \times 10^{-3} \text{ lpcm/pie}).(328,08 \text{ pie}) = 0,567 \text{ lpcm.}$$

Podemos corroborar que para las condiciones expresadas al inicio, la caída de presión en la tubería de cien metros identificada como L012 es de 0,57 lpc.

HOJAS METADATOS
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	ANÁLISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO ÁREA DE RESERVA (LADO ESTE) MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPEPHASE.
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Hornickel Velásquez, Percy A..	CVLAC	13.249.254
	e-mail	percyhornickel@hotmail.com
	e-mail	percyhornickel@cantv.net
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Petróleo
Simulación
Pipephase
Recolección de crudo

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El presente trabajo representa el análisis de cuatro propuestas para la modificación del sistema de recolección de crudo ubicado hacia el lado este de la estación del Distrito Cabrutica en el Estado Anzoátegui. El desarrollo del proyecto consta de dos fases de desarrollo. La evaluación de propuestas se llevó a cabo con el uso del simulador PIPEPHASE con la finalidad de determinar diferenciales de presiones a lo largo del sistema. El análisis se basó en realizar simulaciones de cada propuesta para cada fase de desarrollo obteniéndose los siguientes resultados: A) La propuesta cuatro resulto la opción más adecuada para la adecuación del sistema la cual plantea la instalación de una tubería de 24 pulgadas como oleoducto principal del sistema, B) Se encontraron inconvenientes de excesos de presiones de operación en las válvulas multipuerto en las opciones 1,2 y 3; C) Se encontraron inconvenientes de excesos de presiones a la descarga de las bombas multifásicas en las opciones 1 y 2, D) No se encontraron problemas de exceso en las velocidades de tránsito de fluidos dentro de la tubería, E) El grado de resistencia de la tubería propuesta es suficiente para soportar las máximas presiones obtenidas en las simulaciones de cada propuesta.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Sucre, Milagros	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	4.183.842
	e-mail	
	e-mail	
Ing. Goncalvez, Adriana	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	12.644.462
	e-mail	
	e-mail	
Ing. Flores, Miguel	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	10.467.516
	e-mail	
	e-mail	
Ing. Espinoza, Martha	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.369.941
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	02	11

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS PERCY HORNICKEL.doc	OFFICCE 2003 (Word)

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de Metadatos para tesis y trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR [Firma]
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,
JUAN A. BOLANOS CUNDELE
Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

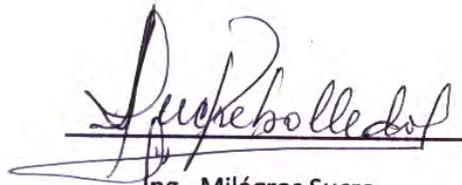
- 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Percy Axel Hornickel Velásquez', written over a horizontal line.

Hornickel Velásquez, Percy Axel

AUTOR

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Milágros Sucre', written over a horizontal line.

Ing. Milágros Sucre

TUTOR