

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL  
CAMPO GUARA UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO DISTRITO SAN TOMÉ  
PDVSA”

Realizado por:

Br. MANUEL RAFAEL GUZMÁN MOYA

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito  
Parcial para optar al Título de INGENIERO MECÁNICO

Barcelona, Marzo de 2010

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL  
CAMPO GUARA UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO DISTRITO SAN TOMÉ  
PDVSA”

Asesores

---

Prof. Melchor Ledezma

Asesor Académico

---

Ing. Manuel Barrios

Asesor Industrial

Barcelona, Marzo de 2010

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DILUENTE DEL  
CAMPO GUARA UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO DISTRITO SAN TOMÉ  
PDVSA”

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

---

Prof. Melchor Ledezma

Asesor Académico

---

Prof. Yordy González

Jurado Principal

---

Prof. Lino Camargo

Jurado Principal

Barcelona, Marzo de 2010

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participará al Consejo Universitario”.

## **DEDICATORIA**

Primero que nada, a Dios todopoderoso, por darme la vida, así como las ganas y fuerzas para salir adelante, logrando las metas que me he propuesto.

A mis Padres, Lelys y Manuel, porque gracias a ellos es que he podido lograr todas las metas que me he propuesto hasta ahora. Sus consejos, confianza, y el amor que me han transmitido han sido los pilares para ser el hombre que soy hoy. Sé que siempre estarán en mi corazón, de verdad los amo mucho. Espero que se sientan orgullosos de esto, pues es completamente para ustedes. Realmente quiero que sepan que soy muy afortunado por tenerlos a ustedes como padres.

A mis tíos, tías, primos y primas. Porque siempre me han cuidado además de tratar como un hijo más o un hermano más, y sé que siempre podré contar con su apoyo incondicional para seguir adelante y lograr cumplir cualquier meta que me proponga a través de los años. Los quiero mucho.

Significan mucho en mi vida...

Manuel Guzmán

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que nada, a Dios todopoderoso, por darme la capacidad de poder cumplir esta meta, así como también ser el soporte en todos y cada uno de los sueños que se han cristalizado a lo largo de toda mi vida

Al profesor Melchor Ledezma, quien como asesor y profesional supo guiarme en cada fase de este trabajo.

A la profesora Bettyema Rached, por su insustituible ayuda a lo largo del de mi carrera.

A mis compañeros de estudios y amigos, Argenis Galindo, Marcos Figarella, Mario Chacin, Frank Chacin, Francisco Chacón, Antonio Rojas, Luis Ochoa, Roseline Brito, German Salazar, Jonas Castellanos, Carlos Pompa, Osmel Arevalo, Karlina Ramos, Hernan Meneses, Natacha Obando, José Moreno, Jesús Martínez, Javier Monagas, Julio Sosa, Todos ellos han sido portadores de alegría y ayuda en mis años de estudios.

A mis amigos, los cuales considero mis hermanos, el Dr. Eduardo Sanoja, Luis López y Alexandro Paolucci, así como a Marly Fernández por formar parte importante de mi vida y por compartir todos los momentos, tanto buenos como malos, y siempre estar allí de manera incondicional. Los quiero mucho.

A todas esas personas, que de una u otra forma han influido en mi vida de manera positiva para la consecución de este logro. Muchísimas gracias a todos....

Manuel Guzmán

## **RESUMEN**

En este trabajo se realizó un estudio para proponer un sistema de distribución de diluyente que permita suministrar crudo de baja viscosidad a la estación de descarga Guara 14 (GED-14), con la finalidad de diluir la producción de los pozos de crudo pesado y así facilitar el transporte. El estudio se fundamentó en seleccionar la alternativa más adecuada para los requerimientos de la estación y además pensando en el futuro del campo Guara. Se realizó un diagnóstico del escenario escogido con la finalidad de verificar que el sistema estaba en condiciones de cumplir con lo requerido. Al comprobar que el sistema de bombeo existente no podía satisfacer la demanda, se propuso la instalación de una bomba de la marca Gardner-Denver modelo dúplex power pump FXO (FO-FXO) que es capaz de transportar el crudo requerido y está preparada para un futuro aumento en demanda. Entre, una de las conclusiones más resaltantes que se puede mencionar, es que las bombas existentes encargadas de suministrar el diluyente desde CATCSTM, no están en capacidad para llevar a cabo el proceso requerido y además que se propone un sistema de tuberías encargado de distribuirle crudo liviano a la estación de descarga Guara 14 (GED-14).

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE TABLAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	16
CAPÍTULO I.....	21
EL PROBLEMA .....	21
1.1 Planteamiento del Problema.....	21
1.2 Ubicación geográfica del sitio de trabajo.....	23
1.3 Objetivos .....	26
1.3.1 Objetivo General.....	26
1.3.2 Objetivos Específicos.....	27
CAPÍTULO II.....	28
MARCO TEÓRICO .....	28
2.1 Antecedentes .....	28
2.2 Fundamentos teóricos.....	31
2.2.1 Fluido .....	31

2.2.2 Número de Reynolds.....	34
2.2.3 Flujos viscosos: movimiento laminar y turbulento.....	35
2.2.4 Petróleo.....	36
2.2.5 Tubería.....	37
2.2.6 Ducto.....	38
2.2.7 Red de tuberías.....	39
2.2.8 Flujo de fluidos en tuberías.....	42
2.2.9 Regímenes de flujo.....	43
2.2.10 Mapas de régimen para flujo horizontal.....	50
2.2.11 Diseño de línea de tubería.....	51
2.2.12 Pozo.....	53
2.2.13 Componentes de un campo petrolero.....	53
2.2.14 Diluyente.....	60
CAPÍTULO III.....	66
DESARROLLO DEL PROYECTO.....	66
3.1 Procedimiento experimental.....	66
3.1.1 Revisión bibliográfica.....	66
3.1.2 Levantamiento de información de campo y elaboración de planos.....	69
3.1.3 Análisis de historial de producción de los pozos del campo guara.....	74
3.1.4 Muestreo y caracterización de crudo de formación y de crudo diluyente. ...	80
3.1.5 Cálculo de volumetría del diluyente.....	82
3.1.6 Análisis hidráulico del sistema de tuberías.....	85

3.2 Descripción de equipos y materiales.....	86
3.2.1 CENTINELA 2000.....	86
3.2.2 SIMULADOR PIPEPHASE (versión 8.0).....	88
3.3 Datos obtenidos.....	98
CAPÍTULO IV.....	104
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	104
4.1 Análisis de resultados.....	104
4.2 Propuesta de diseño.....	108
4.3 Conclusiones.....	113
4.4 Recomendaciones.....	114
BIBLIOGRAFÍA.....	115
APÉNDICE A.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE B.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE C.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	1

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización geográfica del Distrito San Tomé. ....	16
Figura 1.2 Área de diferentes crudos. ....	18
Figura 1.3 Organigrama de distribución del distrito social San Tomé. ....	19
Figura 1.4 Ubicación geográfica de la estación de descarga GED-14. ....	23
Fig. 1.5 Red de Recolección y Transferencia de Crudo a GED-14. ....	24
Fig. 1.6 Diagrama de GED-14 junto a los tres escenarios manejados y los 10 pozos seleccionados. [Fuente: El investigador].....	25
Figura 2.1 Esquema de red de tuberías. ....	41
Figura 2.2 Diagrama de flujo de fluidos en tuberías. [Fuente: El investigador].....	42
Figura 2.3 Patrones de Flujo respecto a las Velocidades del Gas y Líquido.[Fuente: Intranet PDVSA].....	47
Figura 2.4 Sistema de separadores de GED-14.....	57
Figura 2.5 Tanque de lavado de GED-14. ....	58
Figura 2.6 Sistema de calentadores de GED-14.....	59
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología aplicada. ....	68
Figura 3.2 Terreno que abarca las opciones que se manejaron así como la red actual donde las flechas muestran el sentido de la producción en sentido a CATCSTM. ....	70

Figura 3.3 Query de la U.P. Liviano, específicamente la sección de GED-14. ....	75
Figura 3.4 Modulo POZO del programa CENTINELA para el pozo GG 121. ....	78
Figura 3.5 Hoja de cálculo realizada en Microsoft Excel. ....	84
Figura 3.6 Módulo pozo Centinela 2000.....	88
Figura 3.7 Ventana principal del simulador Pipephase.....	90
Figura 3.8 Selección del fluido a estudiar. ....	92
Figura 3.9 Ventana de sistemas de unidades.....	93
Figura 3.10 Propiedades del fluido (PVT). ....	94
Figura 3.11 Selección de correlación. ....	95
Figura 3.12 Comando SOURCE del Pipephase.....	96
Figura 3.13 Ventana donde se introduce los datos de tuberías. ....	97
Figura 3.14 Ventana de Run simulation y View Results. ....	98
Figura 4.1 Se muestra la tabla 3 del Manual de ingeniería de diseño de PDVSA volumen 13-III, norma L-TP 1.5 para cálculo hidráulico de tuberías.....	107
Figura 4.2 Esquema de la propuesta de diseño. ....	110

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Coordenadas de la estación de descarga GED-14.....	26
Tabla 3.1. Muestra de datos de terreno obtenidos, de la ruta CATCSTM hasta GED-14.....	71
Tabla 3.2. Pozos seleccionados junto a los datos de grados API, porcentaje de agua y sedimento y producción de barriles diarios netos para diciembre del 2008 para cada uno tomado del Query de la Unidad de Producción Liviano.....	76
Tabla 3.3. Pozos seleccionados juntos con los datos de grados API, porcentaje de agua y sedimento, potencial y producción de barriles de cada uno tomados del programa CENTINELA 2000.....	79
Tabla 3.4. Grados API de los posibles escenarios de suministro de diluyente.....	82
Tabla 3.5. Volumen de diluyente requerido por cada pozo dependiendo el tipo de diluyente.....	99
Tabla 3.6. Resultados de caída de presión y velocidad en la simulación para diferentes diámetros de tubería.....	101
Tabla 3.7. Resultados de presión inicial y caída de presión a diferentes diámetros de tubería en la simulación de propuesta.....	102
Tabla 3.8. Datos operacionales de la bomba propuesta.....	112
Tabla A.1 Datos de terreno obtenidos en el levantamiento en la ruta de CATCSTM hasta GED-14.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Tabla A.2 Datos de terrenos obtenidos en levantamiento en la ruta desde NED-9 hasta GED-14. ....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla A.3 Datos de terreno obtenidos del levantamiento en la ruta desde la intercepción de tuberías de producción Dacion/GED-14 hasta GED-14..... **¡Error! Marcador no definido.**

## INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), Distrito San Tomé, perteneciente a la división oriente de la dirección ejecutiva producción, está situado en el estado Anzoátegui, región centro- sur ubicado geográficamente en el municipio Freites, comprendiendo parte de la región Centro Oeste del estado Monagas y parte de la región Sur del Estado Guárico. Posee un área total de 17.085 Kilómetros cuadrados, 135 Kilómetros en dirección Norte-Sur y 180 Kilómetros en dirección Este-Oeste. (Ver Fig. 1.1).

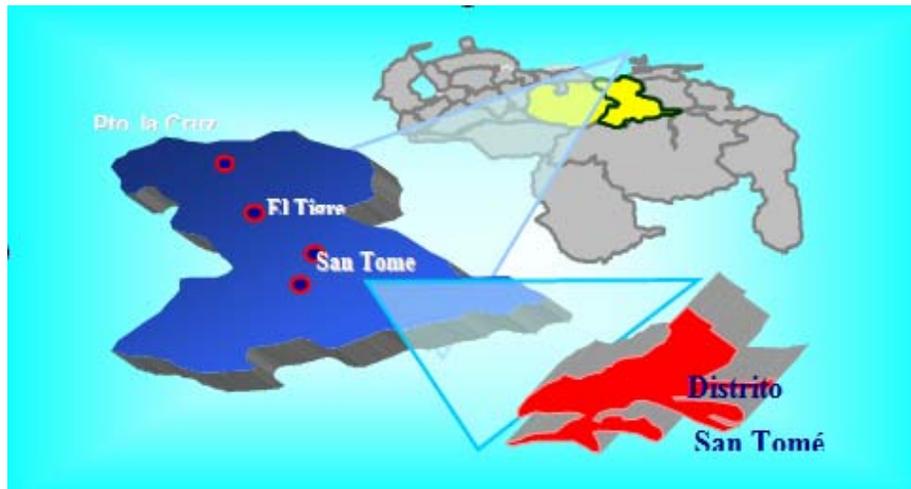


Figura 1.1 Localización geográfica del Distrito San Tomé.

[Fuente: Intranet PDVSA]

Tiene asociada cuatro unidades de producción: Liviano, Mediano, Pesado y Dacion. Cada una de estas unidades lleva a cabo una serie de procesos para la explotación de hidrocarburos, que van desde el subsuelo pasando por la intervención del yacimiento, extracción del crudo, luego en superficie por sistemas de tuberías, separadores de flujo, calentadores, tanques de lavado, equipos de medición tratamientos, tanques de almacenamiento, hasta ser embarcado para su exportación y/o transporte a los complejos de refinación. Todo este sistema necesario para manejar los hidrocarburos y llevarlo a su especificación comercial, es lo que se denomina infraestructura.

El área está dividida en 8.585 Km, que comprenden las áreas tradicionales (Crudo Liviano/Mediano) y 8.500 Km, que corresponden las áreas no tradicionales ubicada en la faja del Orinoco específicamente en la región del estado Anzoátegui y del estado Guárico crudo pesado – extrapesado. (Ver Fig. 1.2).

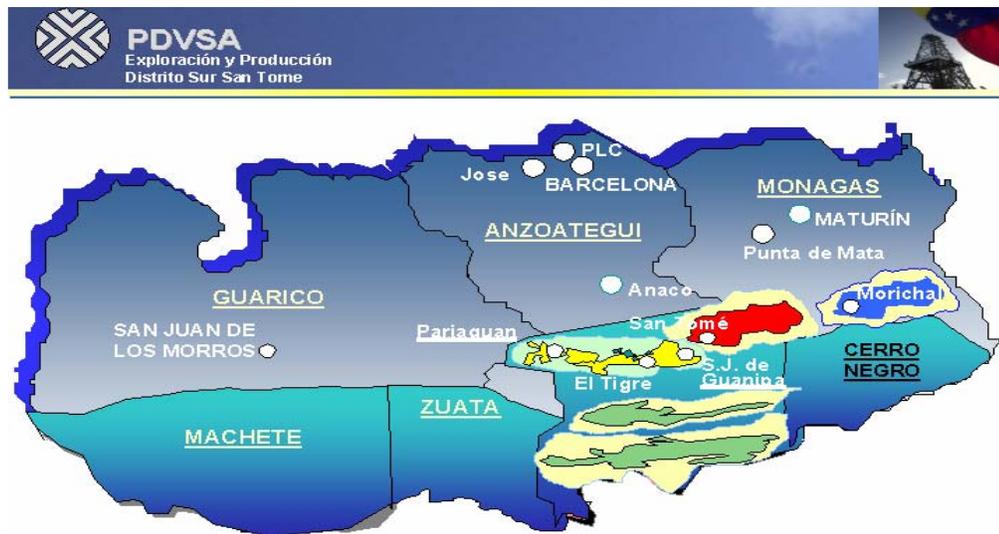


Figura 1.2 Área de diferentes crudos.

[Fuente: Intranet PDVSA].

El Distrito San Tomé posee un nivel de producción promedio de 125.000 Barriles diarios de petróleo y conforma la más grande variedad de instalaciones petroleras que van desde los patios de almacenamiento de crudo hasta las estaciones de descarga, plantas de inyección de agua, gas, vapor y plantas de gas que integran al mayor complejo gasífero del país.

El distrito San Tomé está conformado por un conjunto de gerencias cuyo propósito común es garantizar la continua operatividad del distrito, cumpliendo con los requerimientos de producción, servicios técnicos y de seguridad (Ver Fig.1.3).

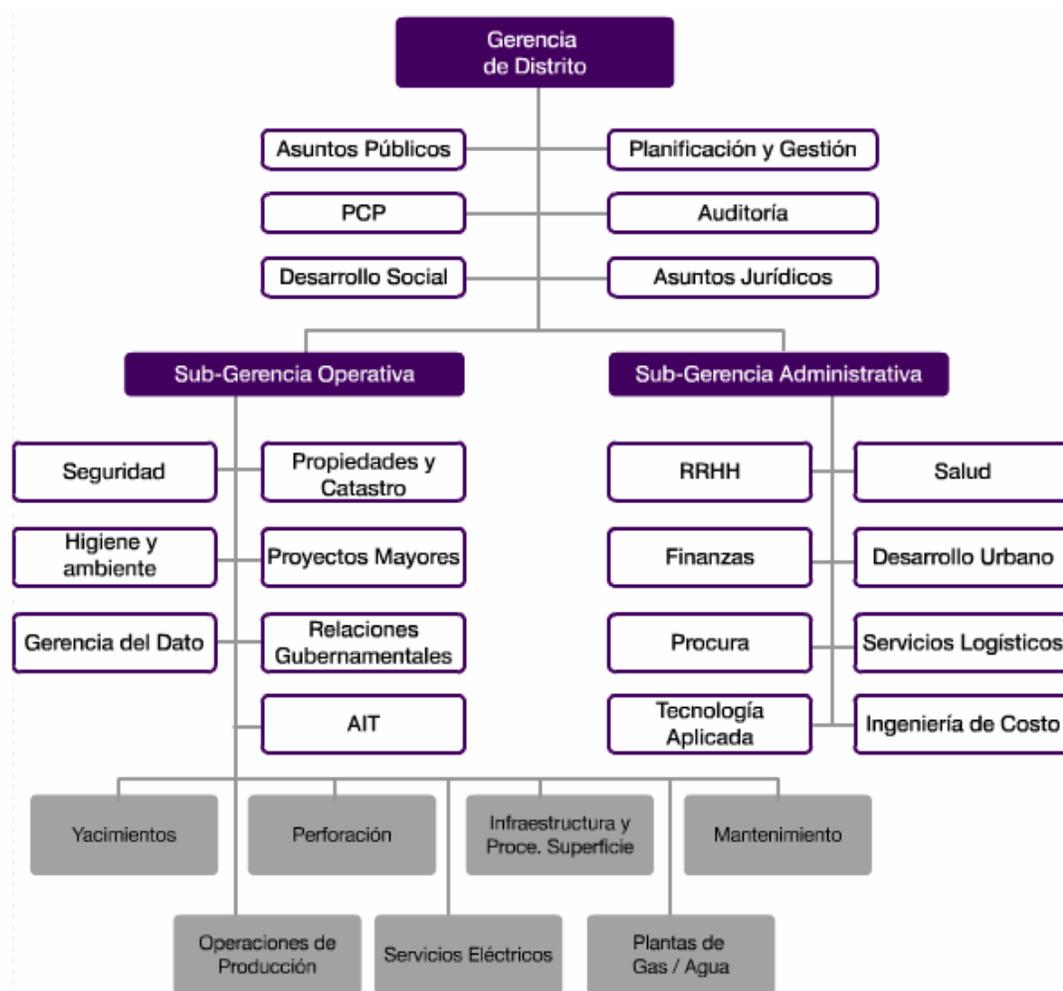


Figura 1.3 Organigrama de distribución del distrito social San Tomé.

[Fuente: Intranet PDVSA].

Entre las cuales se encuentra la gerencia de operaciones de producción (G.O.P.) que a su vez tiene ramificaciones; una de ellas, es la superintendencia de ingeniería de

procesos (I.D.P.) conformada por infraestructura liviano/mediano, infraestructura pesado, infraestructura Dacion y optimización de infraestructura.

Un proyecto de Infraestructura abarca el diseño de las facilidades de superficie, esto incluye: líneas de flujo, distribución de crudo, gas y agua, estaciones de flujo, estaciones de descarga, redes de distribución de diluentes, además, se deben tomar en cuenta parámetros como: variables de procesos (temperatura, presión, caudal), características de los equipos, condiciones de flujo, alimentación eléctrica, facilidades, que deben ser conocidos y considerados al momento de la planificación y elaboración de un proyecto de producción.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del Problema

La estación de descarga Guara 14 (GED-14) ubicada en el campo Guara que se encuentra situado en el estado Anzoátegui, Municipio Freites, a unos 5 Km al noreste de San Tomé (Ver Fig. 1.4), es la última parada para la producción proveniente de varias estaciones de flujo y descarga antes de ser enviada hacia el almacenamiento así como de 19 pozos de diversas características de crudo, que llegan directamente a la estación y caracterizada por sus pozos asociados de producción de crudo liviano, donde utilizaban dicho hidrocarburo como diluyente para ser inyectado a los pozos de crudo pesado de la zona. Actualmente la producción de liviano que se está obteniendo en los pozos antes mencionados ha disminuido sus grados API lo que quiere decir que es un crudo más viscoso y no puede ser usado como diluyente, ya que la mezcla resultante no contaría con las características deseadas para su transporte, aunado a eso se preveen unas futuras perforaciones en el campo Guara donde se estima, por estudios efectuados, que el producto a obtener va a ser crudo pesado. Por todo lo expuesto se presentó la necesidad de búsqueda de una alternativa para suministrar diluyente a los pozos de crudo pesado. Se estudiaron tres escenarios distintos que pueden solucionar el problema, el primero de ellos es tomar parte de la producción proveniente de la U.P. Dacion que es de 41.000 BPD de los cuales 2.000 BPD irían al rebombeo del campo Melones y dicho crudo es de aproximadamente 19 °API que se dirige al centro de almacenamiento y transporte de crudo San Tomé (CATCSTM), con la ventaja que presenta un bajo costo en construcción de la tubería que se usaría para la extracción de dicha producción esto por la cercanía entre la línea que la transporta y la estación de descarga GED-14 pero con la desventaja de que con sus

grados API requiere una mayor cantidad de diluyente suministrado a los pozos para poder conseguir la mezcla deseada para facilitar el transporte. Otra alternativa es tomar parte de una producción proveniente del campo NIPA que posee 25,6 °API, que también va con destino CATCSTM con la particularidad, de que la línea que la transporta se une al corredor de tuberías que se dirigen hacia el almacenamiento aproximadamente a la mitad de la distancia entre CATCSTM y GED-14; esto hace que la construcción de la línea sea de mayor longitud y, como consecuencia, se llevaría más tiempo y sería más costosa que el escenario presentado anteriormente. Aunado a eso se estima que los próximos pozos a ser perforados en el campo NIPA producirán crudo pesado lo cual bajará los grados de la producción que se va a utilizar haciendo que no sea adecuada a futuro para el trabajo que se requiere.

Por último, otra alternativa, sería llevar directamente el diluyente desde CATCSTM hasta GED-14, teniendo como inconveniente, que se lleva más tiempo en construcción y sería mucho más costoso que las anteriores pero con la ventaja de que se trabajaría con un mejor diluyente con alto grado API que permite efectuar el proceso de dilución más fácil y con menor cantidad de diluyente requerido. Otro punto a favor de este escenario sería que significaría una mejora para el sistema de distribución de diluyente, ya que para la zona en estudio no existe una línea que lleve el diluyente desde el almacenamiento, sólo se abastecían de pozos de crudo liviano cercanos, además que con una línea de abastecimiento de diluyente en funcionamiento no sólo sirve para los pozos en estudio sino para una futura distribución a otros pozos u otras estaciones que lo requieran. Habría que efectuar los estudios necesarios en esos casos para conocer el aumento de caudal que se emplearía, por supuesto que con esta mejora para el proceso de dilución del crudo pesado del campo Guara, mejorará la extracción, y por ende, aumentará significativamente la producción diaria de crudo.

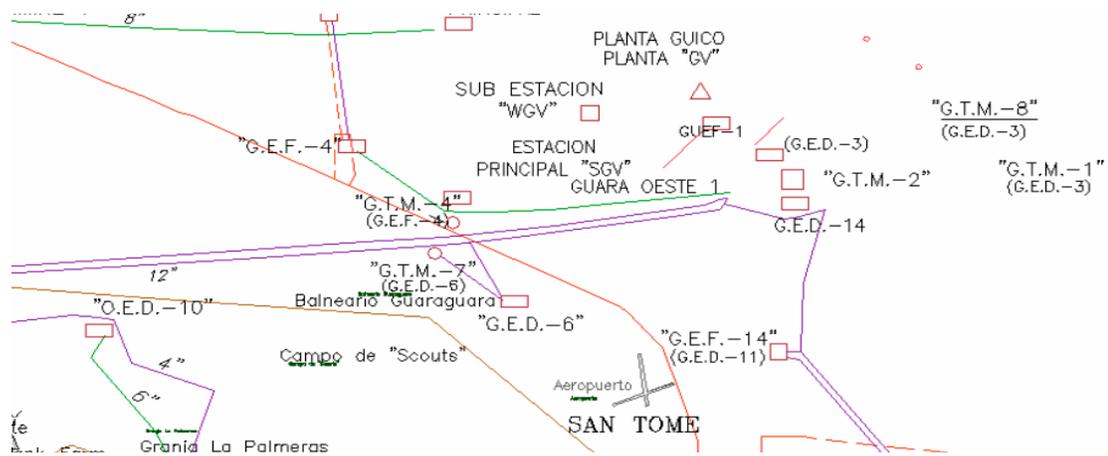


Figura 1.4 Ubicación geográfica de la estación de descarga GED-14.

[Fuente: PDVSA]

## 1.2 Ubicación geográfica del sitio de trabajo.

El área de trabajo abarca la Unidad de Producción Liviano más específicamente el campo Guara donde se encuentra la estación de descarga Guara 14 (GED-14) y los pozos del campo asociados a dicha estación. Actualmente la estación GED-14 maneja una producción de 6.119 MBBPD (2.574 MBNP) de crudo con un promedio de 20.35° API, proveniente del crudo previamente desgasificado en las estaciones de flujo: Guara estación de descarga-3 (GED-3), Guara Estación de Descarga-6 (GED-6), Guara Estación de Flujo-13 (GEF-13), Guara Estación de Flujo-4 (GEF-4), Guara Estación de Flujo-11 (GEF-11), Guara Tubo Multiple-2 (GTM-2), Guara Estación de Flujo-14 (GEF-14) y Güico Estación de Flujo-1 (GUEF-1), y la producción de 19

pozos que fluyen hacia la estación a través de una línea recolectora. (Ver Fig. 1.5). Así como los tres escenarios tomados en cuenta que se encuentran en las cercanías de la estación. (Ver Fig. 1.6).

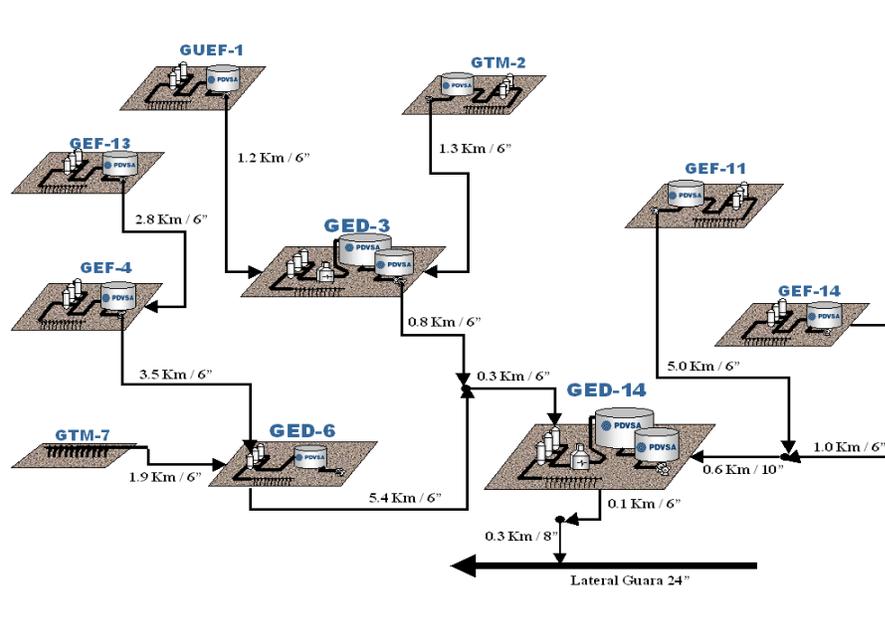


Fig. 1.5 Red de Recolección y Transferencia de Crudo a GED-14.

[Fuente: PDVSA].

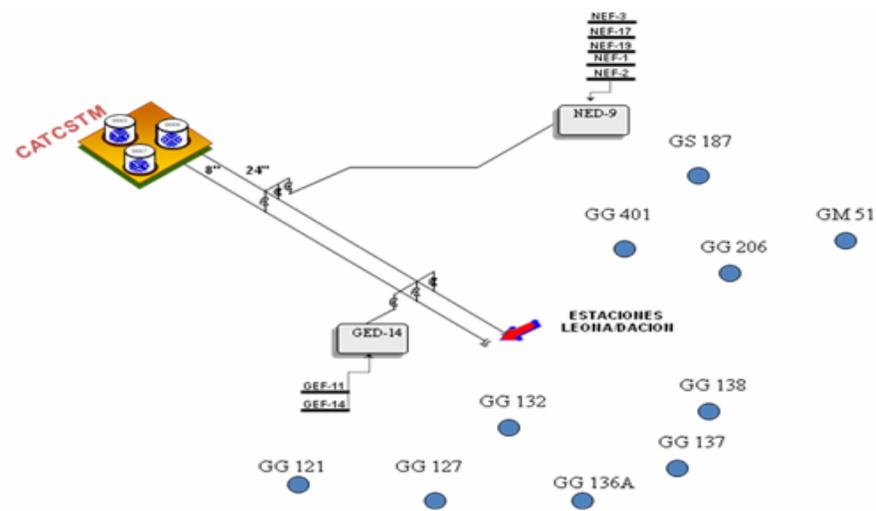


Fig. 1.6 Diagrama de GED-14 junto a los tres escenarios manejados y los 10 pozos seleccionados. [Fuente: El investigador].

Las coordenadas U.T.M. de superficie son las siguientes:

Tabla 1.1 Coordenadas de la estación de descarga GED-14

COORDENADAS U.T.M.		
ESTACIÓN	NORTE	ESTE
GED-14	993516,607	376496,966

[Fuente: PDVSA].

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Proponer un sistema de distribución de diluyente del Campo Guara Unidad de Producción Liviano San Tomé PDVSA.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Describir la red actual de distribución hidráulica de diluyente de la Unidad de Producción Liviano.
2. Identificar el comportamiento de los pozos productores de crudo pesado del Campo Guara a través de su historial de producción.
3. Realizar la caracterización fisicoquímica de los crudos de formación y el crudo diluyente asociado al Campo Guara.
4. Calcular la volumetría de inyección en los pozos seleccionados.
5. Realizar los cálculos correspondientes que permitan la determinación del escenario más factible para cubrir la demanda.
6. Proponer un sistema de distribución de diluyente del Campo de Guara Unidad de Producción Liviano.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Entre los trabajos relacionados con la investigación realizada se encuentra una evaluación para el desarrollo de una infraestructura asociada a la distribución del diluyente en el campo dobokubi, también una evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el campo melones, donde se manejan similares conceptos con respecto a dilución de crudo pesado para facilitar su extracción y transporte, además de información referida a sistemas de distribución de diluyente existentes en el distrito San Tome.

En el año 2005 Rivas, J. [1], realizó una evaluación de las alternativas para el desarrollo de la infraestructura asociada a la distribución del diluyente al campo dobokubi, PDVSA San Tome. Este estudio estuvo enfocado al desarrollo de las facilidades para el manejo de diluyente al campo dobokubi, tomando en cuenta la producción asociada al nuevo desarrollo del área de estudio y los requerimientos de abastecimientos del sistema. Para ello se manejaron diferentes esquemas de transporte y almacenamiento donde cada uno de ellos indica una filosofía distinta de operación; todo esto con el objeto de seleccionar desde el punto de vista técnico - económico el esquema de diluyente más eficiente y rentable para esta nueva área.

Después de realizar la evaluación económica, en la cual se evaluó la alternativa para manejar diluyente de 26° y 19,8° API, el autor llegó a la conclusión de que la opción más viable fue la infraestructura para manejar diluyente de 26° API desde el rebombeo de Miga al sistema de almacenamiento y luego hasta el campo dobokubi, debido a que esta constituye la mejor propuesta por presentar los indicadores más favorables para el proyecto. Esta investigación permitió definir los esquemas y requerimientos necesarios para el diseño de la red de diluyente del campo.

En el año 2006 Díaz, J. [2], realizó una evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el campo melones oeste, PDVSA San Tome. Donde se enfocó específicamente en describir el proceso del sistema de distribución de diluyente en el campo Melones oeste, en identificar las propiedades y el comportamiento dinámico del diluyente utilizado en los pozos provenientes del rebombeo Miga, en validar la red de diluyente asociada al rebombeo de Miga en un modelo de simulación, en determinar caídas de presión y velocidades experimentadas por el diluyente y comparar con las normas API y PDVSA, en analizar el consumo de diluyente en el campo y en evaluar económicamente las mejoras propuestas. El autor concluye que la mezcla obtenida de crudo mas diluyente obtenida con la inyección posee propiedades físicas como la viscosidad que hace mejor y más fácil el transporte desde el cabezal del pozo hasta las estaciones de flujo y descarga, además por medio de la simulación se comprobó que el sistema se encuentra en buenas condiciones de operación en lo que a presiones de inyección de refiere, no requiere aumento en las presiones de descarga en el rebombeo de Miga y además se comprobó que las tuberías se encuentran a punto con respecto a las normas API y PDVSA.

En el año 2007 Leiba, D. [3], realizó un diseño conceptual de una red de distribución de diluyente para pozos productores de crudo pesado del campo limón, UP

Mediano Distrito San Tome. Este estudio fue enfocado primero hacia la identificación del comportamiento de producción de pozos productores de crudo pesado del campo Limón a través de sus historias de producción, luego una descripción de la infraestructura de las estaciones de flujo asociadas al campo Limón, además de una caracterización físico-química del crudo de formación y del crudo diluyente asociado a las estaciones de flujo del campo en cuestión, un cálculo del volumen óptimo de diluyente para inyección en los pozos seleccionados para un final propuesto para el diseño de la red de distribución de diluyente. Se estudiaron las condiciones para transportar el diluyente desde batería 17 hasta campo Limón así como el aspecto económico de varios escenarios. El autor llega a la conclusión de que no es factible el uso del esquema propuesto para los pozos a los que se le aplica levantamiento artificial por gas por las altas tasas de gas en las líneas que presentan en cambio las otras estaciones si reúnen las condiciones necesarias para la instalación de la red de distribución de diluyente, el crudo procesado en la estación batería 17 ofrece las mejores condiciones para ser usado como diluyente además que se garantiza el suministro de diluyente para la producción, la utilización de tuberías de 2 y 6 pulgadas de diámetro para la inyección ofrece los mejores beneficios al generar menores caídas de presión y mayor seguridad en el diseño de la red de distribución.

Cada uno de estos trabajos contribuirá con una visión mas clara del estudio que se quiere realizar ya que están íntimamente realicionados con el proceso de la distribución e inyección del diluyente a pozos productores de crudo pesado, a diferencia que en dichos trabajos cuentan con una red existente de distribución y en esta investigación no, excepto por el diseño realizado en el 2007.

## 2.2 Fundamentos teóricos

### 2.2.1 Fluido

Un fluido es una sustancia que se deforma continuamente en el tiempo ante la aplicación de una sollicitación o tensión tangencial sin importar la magnitud de ésta. También se puede definir un fluido como aquella sustancia que, debido a su poca cohesión intermolecular, carece de forma propia y adopta la forma del recipiente que lo contiene. En forma general, puede afirmarse que los fluidos pertenecientes a un yacimiento son petróleo, gas y agua. A medida que estos fluidos son producidos, sus propiedades varían lo cual conlleva a un cambio en las características del yacimiento y en su comportamiento [4].

#### Características

- La posición relativa de sus moléculas puede cambiar continuamente.
- Todos los fluidos son compresibles en cierto grado.
- Tienen viscosidad.
- Dependiendo de su viscosidad fluyen a mayor o menor velocidad. Mientras más viscoso fluye con menor velocidad, mientras menos viscoso fluye con mayor velocidad.
- Su viscosidad es independiente de la densidad[4].

Propiedades:

Viscosidad

La viscosidad es la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa o también como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones.

Medidas de la viscosidad

La viscosidad de un fluido puede medirse a través de un parámetro dependiente de la temperatura llamada coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad:

Coeficiente de viscosidad dinámico, designado como  $\eta$  o  $\mu$ . En unidades en el SI:  $[\mu] = [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}]$ ; otras unidades: 1 Poise (P) =  $10^{-1} \text{ Pa}\cdot\text{s} = [10^{-1} \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-1}]$

Coeficiente de viscosidad cinemática, designado como  $\nu$ , y que resulta ser igual al cociente del coeficiente de viscosidad dinámica entre la densidad  $\nu = \mu/\rho$ . (En unidades en el SI:  $[\nu] = [\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}]$ . En el sistema cegesimal es el Stoke (St).

Densidad ( $\rho$ )

La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. En física el término densidad es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, y puede utilizarse en términos absolutos o relativos. La unidad de la densidad en SI es el kilogramo por metro cúbico.

[Ec. 2.1]

Donde,

D: Densidad

m: Masa

v: Volumen

### Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro.

### Clasificación de los grados

Generalmente hablando, un mayor valor de gravedad API en un producto de refinería representa que este tiene un mayor valor comercial. Esto básicamente debido a la facilidad (operacional y económica) de producir destilados valiosos como gasolina, jet fuel y gasóleo con alimentación es de crudos livianos y a los altos rendimientos de los mismos. Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de

este valor las cadenas moleculares son tan cortas que hacen que los productos tengan menor valor comercial.

### **2.2.2 Número de Reynolds.**

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

Reynolds demostró que a velocidades más elevadas, surgen fluctuaciones en la velocidad del flujo, o remolinos (flujo turbulento), en una forma que ni siquiera en la actualidad se puede predecir completamente. Además determinó que la transición del flujo laminar al turbulento era función de un único parámetro, que desde entonces se conoce como número de Reynolds. El número de Reynolds es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido.

Como todo número adimensional es un cociente, una comparación. En este caso es la relación entre los términos convectivos y los términos viscosos de las ecuaciones de Navier-Stokes que gobiernan el movimiento de los fluidos.

Por ejemplo un flujo con un número de Reynolds alrededor de 100.000 (típico en el movimiento de una aeronave pequeña, salvo en zonas próximas a la capa límite) expresa que las fuerzas viscosas son 100.000 veces menores que las fuerzas convectivas, y por lo tanto aquellas pueden ser ignoradas. Un ejemplo del caso contrario sería un cojinete axial lubricado con un fluido y sometido a una cierta carga.

En este caso el número de Reynolds es mucho menor que 1 indicando que ahora las fuerzas dominantes son las viscosas y por lo tanto las convectivas pueden

despreciarse. Otro ejemplo: En el análisis del movimiento de fluidos en el interior de conductos proporciona una indicación de la pérdida de carga causada por efectos viscosos.

Además el número de Reynolds permite predecir el carácter turbulento o laminar en ciertos casos. Así por ejemplo en conductos si el número de Reynolds es menor de 2000 el flujo será laminar y si es mayor de 4000 el flujo será turbulento, si se encuentra en medio se conoce como flujo transicional y su comportamiento no puede ser modelado. El mecanismo y muchas de las razones por las cuales un flujo es laminar o turbulento es todavía hoy objeto de especulación.

### **2.2.3 Flujos viscosos: movimiento laminar y turbulento.**

Los primeros experimentos cuidadosamente documentados del rozamiento en flujos de baja velocidad a través de tuberías fueron realizados independientemente en 1839 por el fisiólogo francés Jean Louis Marie Poiseuille, que estaba interesado por las características del flujo de la sangre; y, en 1840, por el ingeniero hidráulico alemán Gotthilf Heinrich Ludwig Hagen. El primer intento de incluir los efectos de la viscosidad en las ecuaciones matemáticas se debió al ingeniero francés Claude Louis Marie Navier en 1827 e, independientemente, al matemático británico George Gabriel Stokes, quien en 1845 perfeccionó las ecuaciones básicas para los fluidos viscosos incompresibles.

Actualmente se las conoce como ecuaciones de Navier-Stokes, y son tan complejas que sólo se pueden aplicar a flujos sencillos. Uno de ellos es el de un fluido real que circula a través de una tubería recta. El teorema de Bernoulli no se puede aplicar aquí, porque parte de la energía mecánica total se disipa como consecuencia del rozamiento viscoso, lo que provoca una caída de presión a lo largo

de la tubería. Las ecuaciones sugieren que, dados una tubería y un fluido determinados, esta caída de presión debería ser proporcional a la velocidad de flujo.

#### **2.2.4 Petróleo.**

El petróleo es una mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos insolubles en agua. Es de origen orgánico, fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas, que depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos [5].

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su medición de gravedad API.

- Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudos extrapesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 °API.

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados únicamente por carbono e hidrógeno. Consisten en un armazón de carbono al que se unen átomos de hidrógeno.

Forman el esqueleto de la materia orgánica. También están divididos en abiertas y ramificadas.

### **2.2.5 Tubería**

Es un conducto compuesto de tubos que cumple la función de transportar agua u otros fluidos. Se suele elaborar con materiales muy diversos. Cuando el líquido transportado es petróleo, se utiliza la denominación específica de oleoducto.

#### **2.2.5.1 Métodos de fabricación de tubería.**

Sin costura (sin soldadura).

La tubería se forma a partir de un lingote cilíndrico el cuál es calentado en un horno antes de la extrusión. En la extrusión deforma con rodillos y posteriormente se hace el agujero mediante un penetrador. La tubería sin costura es la mejor para la contención de la presión gracias a su homogeneidad en todas sus direcciones. Además es la forma más común de fabricación y por tanto la más comercial.

Con costura longitudinal.

Se parte de una lámina de chapa la cual se dobla dándole la forma a la tubería. La soldadura que une los extremos de la chapa doblada cierra el cilindro. Por tanto es una soldadura recta que sigue toda una generatriz. Variando la separación entre los rodillos se obtienen diferentes curvas y con ello diferentes diámetros de tubería. Esta soldadura será la parte más débil de la tubería y marcará la tensión máxima admisible.

Con soldadura helicoidal (o en espiral).

La metodología es la misma que el punto anterior con la salvedad de que la soldadura no es recta sino que recorre la tubería siguiendo la tubería como si fuese roscada.

### **2.2.6 Ducto.**

Designación genérica de instalación constituida por tubos ligados entre sí, destinada al transporte de petróleo, sus derivados y gas natural. Transporta productos líquidos (oleoducto) y gaseosos (gasoducto). Puede ser clasificado como ducto de transporte o de transferencia.

#### **2.2.6.1 Oleoducto.**

Sistema constituido de tuberías y estaciones de bombeo, destinado a conducir el petróleo o sus derivados líquidos a grandes distancias. Los oleoductos son la manera más económica de transportar grandes cantidades de petróleo en tierra. Comparados con los ferrocarriles, tienen un costo menor por unidad y también mayor capacidad. A pesar de que se pueden construir oleoductos bajo el mar, el proceso es altamente demandante tanto tecnológica como económicamente; en consecuencia, la mayoría del transporte marítimo se hace por medio de buques petroleros.

Los oleoductos se hacen de tubos de acero o plástico con un diámetro interno de entre 30 y 120 centímetros. Donde sea posible, se construyen sobre la superficie. Sin embargo, en áreas que sean más desarrolladas, urbanas o con flora sensible, se entierran a una profundidad típica de 1 metro.

El petróleo se mantiene en movimiento por medio de un sistema de estaciones de bombeo construidas a lo largo del oleoducto y normalmente fluye a una velocidad de entre 1 y 6 m/s. En ocasiones se utiliza el oleoducto para transportar dos productos distintos o más, sin hacer ninguna separación física entre los productos. Esto crea una mezcla en donde los productos se unen llamada la interfaz. Esta interfaz debe retirarse en las estaciones de recepción de los productos para evitar contaminarlos.

El petróleo crudo contiene cantidades variables de cera o parafina la cual se puede acumular dentro de la tubería. Para limpiarla, pueden enviarse indicadores de inspección de oleoductos, también conocido como pigs por su nombre en inglés, mecánicos a lo largo de la tubería periódicamente.

### **2.2.7 Red de tuberías.**

Se obtiene esta disposición cuando un conjunto de tuberías son conectadas de tal manera que forman circuitos o mallas; el fluido que sale por un punto dado puede provenir de una o varias tuberías. El cálculo de la malla es laborioso y generalmente no se puede resolver analíticamente, por lo cual se recurre a métodos de aproximaciones sucesivas y a herramientas de cálculo computarizadas (Ver Fig. 2.1).

#### **2.2.7.1 Tuberías en serie.**

Se obtiene este arreglo, cuando dos o más tuberías de diferentes o iguales tamaños y/o rugosidades se conectan una a continuación de la otra de modo que el fluido que pase por la primera, continúe por las siguientes. Para dicha configuración se aplican las siguientes ecuaciones:

$$Q_{total} = Q_1 = Q_2 = \dots \dots Q_n \quad [Ec. 2.2]$$

$$h_{total} = h_1 + h_2 + \dots \dots h_n = \sum_{i=1}^n h_i \quad [Ec. 2.3]$$

Donde,

Q: Caudal.

h: Altura.

Estas expresan que las tuberías en serie circula el mismo caudal por cada tramo del arreglo y que la pérdida total del sistema es igual a la suma de las pérdidas de cada tubería [6].

#### 2.2.7.2 Tuberías en paralelo.

Se obtiene esta configuración cuando dos o más tuberías de diferentes diámetros o iguales tamaños y/o rugosidades están conectadas de tal forma que el fluido proveniente de un mismo sitio se reparta entre ellas y después se junte de nuevo en una sola tubería. Para esta configuración se aplican las siguientes ecuaciones.[6]

$$Q_{total} = Q_1 + Q_2 + \dots \dots Q_n = \sum_{i=1}^n Q_i \quad [Ec. 2.4]$$

$$h_{total} = h_1 = h_2 = \dots \dots h_n$$

[Ec. 2.5]

Donde,

Q: Caudal.

h: Altura.

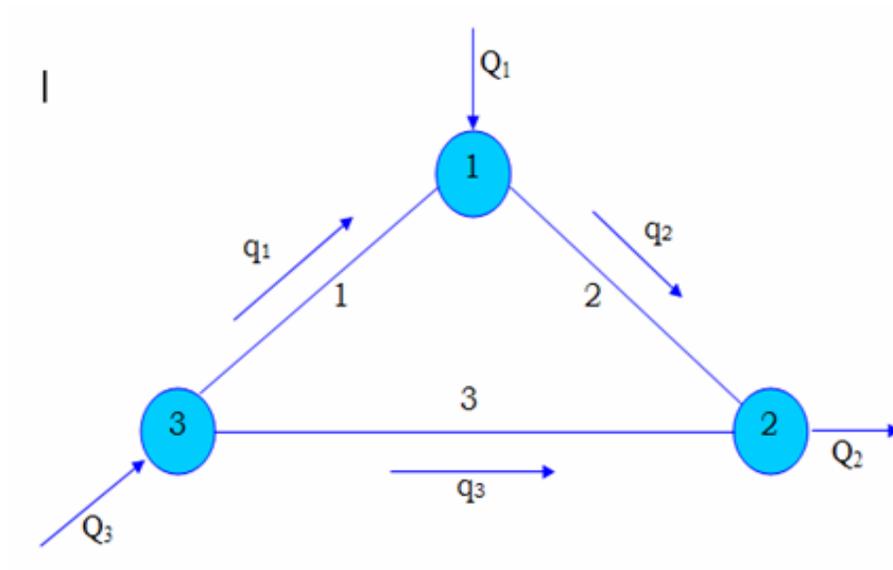


Figura 2.1 Esquema de red de tuberías.

[Fuente: El investigador].

## 2.2.8 Flujo de fluidos en tuberías

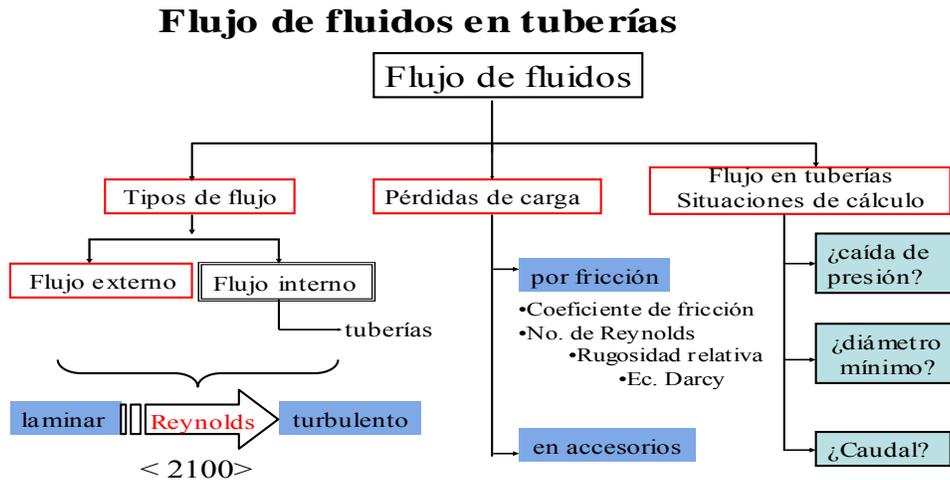


Figura 2.2 Diagrama de flujo de fluidos en tuberías. [Fuente: El investigador].

### 2.2.8.1 Flujo laminar

Se encuentra comprendida entre los valores del número de Reynolds de 0 a 2000. El factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds. La expresión de esta relación para un tubo de sección circular es:

$$f = \frac{64}{Re}$$

[Ec. 2.6]

Donde,

$f$  : Factor de Fricción

$Re$  : Número de Reynolds

La Región que se conoce como la “zona critica” aparece entre los números de Reynolds de 2000 a 4000 ( $2000 > Re < 4000$ ). Esta región de flujo puede ser tanto laminar como turbulento.

### **2.2.8.2 Flujo turbulento**

La turbulencia es un movimiento por completo caótico de pequeñas masas de fluido, a través de pequeñas distancias en todas las direcciones, al tener lugar el flujo, es imposible determinar y caracterizar matemáticamente el movimiento de las partículas individuales del fluido. Sin embargo, considerando el movimiento promedio de las agregaciones de partículas de fluido o por medio de métodos estadísticos, se puede obtener relaciones matemáticas.

Cuando el flujo es turbulento ( $Re > 4000$ ), el factor de fricción depende no solo del número de REYNOLDS, sino también de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería,  $\varepsilon/d$ , es decir la rugosidad de las paredes de la tubería ( $\varepsilon$ ) comparada con el diámetro de la tubería ( $d$ ). Para esto está la gráfica para obtener la rugosidad relativa.

### **2.2.9 Regímenes de flujo**

Existen dos tipos de flujo viscoso en tuberías. A velocidades bajas, las partículas del fluido siguen las líneas de corriente (flujo laminar), y los resultados experimentales coinciden con las predicciones analíticas. A velocidades más

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

Reynolds determinó que la transición del flujo laminar al turbulento era función de un único parámetro, que desde entonces se conoce como número de Reynolds y carece de dimensiones; siendo el producto de la velocidad, la densidad del fluido y el diámetro de la tubería dividido entre la viscosidad del fluido, matemáticamente se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu}$$

[Ec.

2.7]

Donde,

$\rho$ : Densidad del fluido, grs./cm<sup>3</sup>

V: Velocidad del fluido, m/s.

D: Diámetro de la tubería. cm

$\mu$  : Viscosidad del fluido, cPs.

Entonces sí:

Re < 2100 flujo Laminar

$Re > 2100$  flujo turbulento

### Teorema de Bernoulli

Una de las leyes fundamentales que rigen el movimiento de los fluidos es el teorema de Bernoulli, que relaciona un aumento en la velocidad de flujo con una disminución de la presión y viceversa. La dinámica de los líquidos está regida por el mismo principio de conservación de la energía, obteniendo una ecuación muy útil en este estudio.

La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal fijado como referencia, es igual a la suma de la altura debido a la velocidad, es decir: suma de la altura geométrica, la altura debido a la presión y la altura debida a la velocidad.

$$H = Z + \left( \frac{P}{\rho \cdot Gn} + \frac{V^2}{2 \cdot Gn} \right)$$

[Ec. 2.8]

Donde:

H: Energía total.

Z : Altura geodésica.

P: Presión.

$\rho$ : Densidad.

V: Velocidad

### Flujo multifásico en tuberías horizontales

El estudio del flujo multifásico en tuberías, se ha hecho notorio a partir del desarrollo de la industria petrolera y se define como el flujo simultáneo de varias fases. El caso más sencillo y el que se ha venido estudiando con mayor énfasis es el flujo bifásico, es decir, un flujo que contiene dos compuestos diferentes, y cada uno de ellos se puede encontrar en la misma fase o en diferentes fases (sólida, líquida o gaseosa).

El transporte de los fluidos desde el cabezal del pozo hasta la estación a la cual está asociado, constituye una de las etapas de producción de crudo donde es evidente el flujo de diferentes fases a través de las tuberías; Es por ello, que el problema de flujo multifásico horizontal se considera tan complejo como el flujo multifásico vertical.

En el flujo multifásico horizontal, las interacciones entre la fase líquida y el gas por estar influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo, tamaño, rugosidad y orientación de la tubería causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto de una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado.

Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro (Ver Fig. 2.3). Se definen siete (7) regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se mencionan a continuación en orden creciente de la velocidad del vapor:

Tipo burbuja.

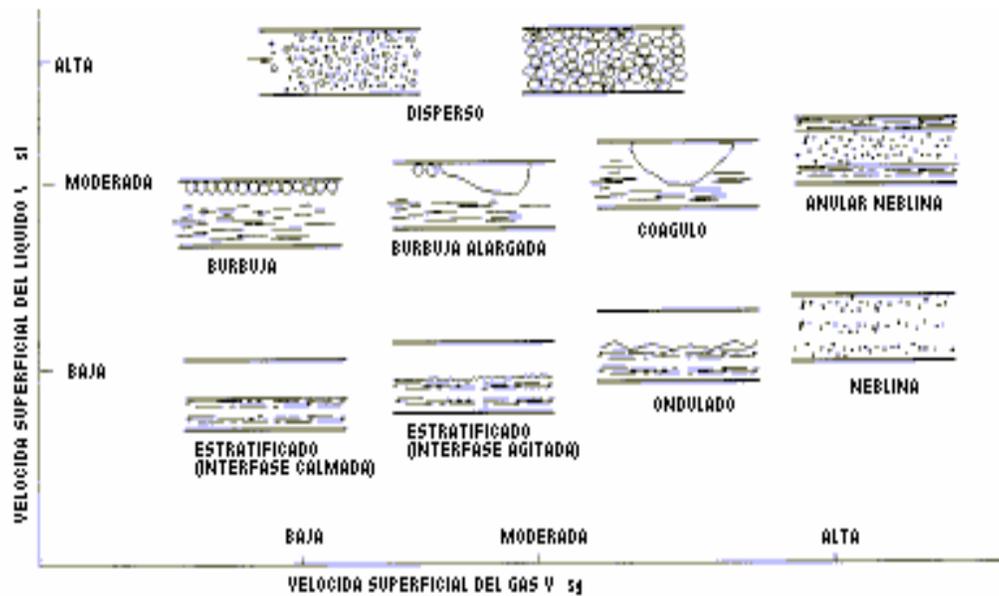
Intermitente tipo pistón.

Estratificado suave.

Estratificado ondulante.

Intermitente tipo tapón.

Anular.



Tipo disperso.

Figura 2.3 Patrones de Flujo respecto a las Velocidades del Gas y Líquido.[Fuente: Intranet PDVSA]

El flujo multifásico en tuberías horizontales constituye un proceso difícil de modelar. Sin embargo, existen varias correlaciones empíricas que han sido

desarrolladas por científicos especializados en la materia en los últimos años; donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburos compuestos por pseudo componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales posee una composición fija. A continuación se describen de manera general algunas de las correlaciones para flujo multifásico horizontales:

### DUNS y ROSS

Estos autores desarrollaron en el año 1963 una correlación con base de datos de laboratorio obtenidos en tubos plásticos, y observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo. Presentaron relaciones para calcular la densidad de la mezcla, factor de entrapamiento y factor de fricción de acuerdo con el régimen de flujo existente. Asimismo, determinaron la dependencia de los patrones de flujo con ciertos números adimensionales y derivaron una correlación para la velocidad de deslizamiento entre fases.

### EATON

Presentó en el año 1986 un trabajo experimental de campo, en el cual desarrolló una correlación basada en un balance de energía para flujo multifásico, realizando correlaciones para el factor de entrapamiento del líquido y el factor de fricción. Para evitar considerar los diferentes regímenes de flujo, consideró a las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promedios.

### BEGGS y BRILL

Publicaron en 1973 un esquema para calcular las caídas de presión que ocurren durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tubería horizontal. Dicha correlación se desarrolló usando una mezcla de aire y agua fluyendo en tubería acrílica de 90 pies de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro interior; un total de 548 pruebas de flujo bifásico se hicieron a diferentes ángulos de inclinación. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y

definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

### **2.2.10 Mapas de régimen para flujo horizontal**

Existe una variedad de mapas, por lo que la revisión se limita a los más conocidos o recientes, los cuales se describen a continuación:

#### Mandhane (1973)

Después de examinar los mapas disponibles, Mandhane decidió mejorar los ya existentes. Este autor desarrolló un mapa basado en 1000 datos obtenidos de un sistema aire / agua en tuberías de 0.5 a 6 pulgadas de diámetro. El mapa utiliza como coordenadas las velocidades superficiales. También exploró los efectos de las diferentes propiedades físicas en un sistema gas / líquido, encontrando que estos efectos tienen un pequeño impacto en la exactitud de predecir los regímenes.

El mapa se encuentra dividido en seis tipos de flujos: disperso, burbuja, estratificado, tapón, ondular y anular.

#### Dukler & Taitel (1976)

Al mismo tiempo que Mandhane, Dukler y Taitel desarrollaron un modelo semi-empírico para determinar las transiciones entre patrones de flujo, en el cual consideran los efectos del diámetro de la tubería y propiedades físicas.

Ellos generalizaron y usaron cinco (5) grupos adimensionales para localizar el régimen de flujo presente en cualquier sistema, conociendo las propiedades físicas, las tasas de flujo y el diámetro de la tubería.

Dukler & Taitel combinan el flujo anular y el neblina; el tapón y el pistón, para obtener un total de cinco regímenes: anular disperso, burbuja disperso, estratificado ondular, intermitente y estratificado suave.

#### Beggs & Brill (1975)

Estos investigadores comenzaron a preparar el mapa en el año 1973 y lo revisaron en 1975. Este mapa fue desarrollado con datos de laboratorios de sistemas de aire/agua, fluyendo a través de una tubería de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro.

Las coordenadas de este mapa son el Número de Froude y la fracción de líquido sin deslizamiento.

Beggs & Brill dividen el mapa en tres grandes regiones: segregada, intermitente y distribuida.

### **2.2.11 Diseño de línea de tubería**

#### Diámetro de Tuberías

Un primer paso en la determinación del diseño de la línea de impulsión es la elección del diámetro de la tubería, para esto se utiliza una fórmula empírica conocida como la fórmula de Bresse para bombeos discontinuos:

$$D = 0.5873N^{0.25}VQ_b \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

Donde,

D: diámetro interior aproximado (m)

N: número de horas de bombeo al día

$Q_b$ : caudal de bombeo obtenido de la demanda horaria por pozo, del análisis poblacional y del número de horas de bombeo por día en ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

Velocidad Media de Flujo

El término “velocidad”, a menos que se diga lo contrario, se refiere a la velocidad media o promedio de cierta sección transversal dada por la ecuación de continuidad para un flujo estacionario.

$$V = \frac{q}{A} \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

Donde,

q: caudal

A: área de la sección transversal

V: velocidad

### **2.2.12 Pozo**

Orificio perforado en el suelo, a través del cual se obtiene o se intenta obtener petróleo o gas natural.

Pozo Productor

Pozo que produce petróleo o gas natural.

Pozo Surgente

Pozo en el cual el petróleo sube a la superficie espontáneamente, en función de la gran presión de gases en el interior de los yacimientos.

### **2.2.13 Componentes de un campo petrolero**

### **2.2.13.1 Estación de Flujo**

Es la encargada de centralizar la recolección de la producción proveniente de los pozos. En estas se procede a la separación del fluido del pozo en dos componentes básicos: líquido (crudo y agua) y gas [7].

### **2.2.13.2 Estación de Descarga**

Es la encargada de recoger la producción de las estaciones de flujo y la de pozos que fluyen directamente a ella. En dichas estaciones se lleva a cabo la separación final del agua y el gas natural del petróleo (desgasificación, deshidratación y lavado del crudo), y el bombeo de este a través de oleoductos laterales hacia el respectivo patio de tanques [7].

### **2.2.13.3 Patios de Tanque**

Son las instalaciones en donde se recibe el petróleo proveniente de las estaciones de flujo o de descarga, para luego ser bombeados hasta los centros de refinación o los puertos de embarque con la finalidad de exportar el petróleo. Están destinadas al almacenamiento de todo el petróleo de área determinada o zona de producción. Están provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades, las cuales oscilan entre 47000 barriles y 25000 barriles, además de capacidad para recibo, fiscalización y bombeo [7].

### **2.2.13.4 El sistema de producción y sus componentes**

El sistema de producción está conformado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo

del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación, el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

### Sistema de separadores

Este sistema comprende el conjunto de separadores instalados en una estación de flujo, su número varía de una estación a otra y en las más simples hay por lo menos dos separadores: el de producción y el de prueba. Es importante destacar que el número de separadores instalados en una estación depende del volumen de fluidos producidos y las características del proceso que se desea llevar a cabo en tales estaciones.

Los separadores constituyen los equipos principales en el proceso de separación y pueden describirse como recipientes presurizables, diseñados para llevar a cabo la separación de las distintas fases de una mezcla fluida que entra en su interior. (Ver Fig. 2.4)

Los separadores pueden clasificarse, según su forma en:

Separadores cilíndricos.

Separadores esféricos.

Separadores de dos barriles.

También los separadores cilíndricos pueden clasificarse según su orientación en:

Separadores verticales.

Separadores horizontales.

Según su aplicación:

Separador de producción

Éste es utilizado para separar los fluidos producidos en uno o en un grupo de pozos a través de la línea general del múltiple de producción.

Separador de prueba

Es utilizado para separar y medir los fluidos provenientes de algún pozo que se quiera probar. Estos pueden estar permanentemente instalados o ser portátiles, además de que pueden estar equipados con diferentes tipos de instrumentos para la medición de petróleo, gas y/o agua para pruebas de potencial, pruebas de producción periódicas, entre otros.



Figura 2.4 Sistema de separadores de GED-14.

[Fuente: El investigador].

### Tanques de lavado

Son utilizados para la separación de emulsiones de agua en petróleo, basándose en el principio de gravedad diferencial. En otras palabras, siendo el agua más pesada que el petróleo y con previo calentamiento u otro tipo de método para separación, se asienta en el fondo del tanque que contiene una mezcla de los dos. (Ver Fig. 2.5)



Figura 2.5 Tanque de lavado de GED-14.

[Fuente: El investigador].

### Calentadores

Uno de los equipos principales en instalaciones industriales de procesamiento y transformación de petróleo crudo e hidrocarburos gaseosos son los calentadores, los cuales son equipos que tienen como función principal suministrar la energía térmica requerida en los procesos de transporte, tratamiento y refinación. (Ver Fig. 2.6)

El objetivo principal de los calentadores es incrementar la temperatura de los crudos desde una temperatura promedio de entrada de 120 °F, hasta una temperatura promedio de salida de 180 °F. Este incremento de temperatura permite lo siguiente:

Modificación de la tensión intermolecular, que hay entre las moléculas de petróleo y agua facilitando el proceso de separación o decantación.

Reducir la viscosidad del crudo para facilitar su movilidad.



Reducir el consumo de productos químicos en el tratamiento del crudo.

Figura 2.6 Sistema de calentadores de GED-14.

[Fuente: El investigador].

Generalmente, en una estación de flujo pueden estar instalados uno o más calentadores. Esto se debe a las características de los fluidos y los procesos que se

desean realizar en tales estaciones. Comúnmente, cuando varios calentadores están conectados en serie se les denomina tren de calentadores.

#### **2.2.14 Diluyente**

Corte de cadenas intermediarias, utilizado para reducir la viscosidad de petróleos combustibles. Los crudos pesados tienen además problemas de transporte debido a su alta viscosidad, para lo cual, tradicionalmente, se han aplicado dos soluciones.

La primera considera la aplicación de calentamiento para reducir su viscosidad para el transporte, sea por oleoducto o por barco; sin embargo, esta alternativa presenta limitaciones de distancia por eficiencia y costos. De hecho, este es el procedimiento utilizado usualmente para el manejo de los crudos pesados destinados a la manufactura de asfalto. La segunda solución considera su mezcla con diluyente, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado como, por ejemplo, la nafta o el queroseno.

En el área de transporte también requiere atención especial el aprovechamiento de la infraestructura existente, lo cual es fundamental para el ahorro en costos de capital y pudiera ser un factor decisivo a la hora de viabilizar este tipo de proyectos [8].

#### **Técnicas para transporte de crudos pesados**

Previo a la explotación de un campo petrolero se realizan estudios de las técnicas más convenientes a usarse para la extracción de los crudos presentes en sus yacimientos. En general, éstas técnicas tienen el propósito de reducir la alta viscosidad de crudos pesados y extrapesados, debido a que en cualquier yacimiento ésta característica constituye uno de los factores que más influyen en su tasa de

producción y en el factor de recobro de todos los procesos de recuperación secundaria.

Asimismo, se requiere de la aplicación de éstas técnicas para transportar el crudo pesado y extrapesado desde el fondo del pozo hasta el cabezal del pozo, o desde éste último hasta las estaciones de flujo; Así como también, para evitar problemas tales como:

Atascamiento de las bombas y tuberías.

Restricción en el movimiento hacia abajo de las cabillas en el pozo (varamiento).

Obstrucción en las tuberías de producción por tapones de crudo viscoso.

Emulsiones estables.

Presionamiento en las líneas de flujo y en los equipos de bombeo.

A partir de estas premisas se han desarrollado varias técnicas que permiten mejorar las características de estos fluidos. Actualmente se están usando varios métodos para reducir la viscosidad de los crudos pesados, con el fin de manejarlos fácilmente. A continuación se describen las técnicas más utilizadas en la industria.

Dilución de crudo pesado y extrapesado

Es un proceso mediante el cual se mezcla un crudo pesado o extrapesado con un fluido menos viscoso conocido como diluyente, el cual puede estar constituido por hidrocarburos medianos, livianos o derivados del petróleo tales como nafta o kerosén; en una proporción tal que permita obtener una mezcla de viscosidad intermedia y

facilitar su movimiento a través de los oleoductos en condiciones operacionalmente aceptables.

Esto es, diluir el crudo hasta conseguir una mezcla transportable a través de las líneas de producción del pozo, líneas de flujo superficiales y equipos de tratamiento. Para que esto suceda, habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla deseada.

Desde el punto de vista físico – químico, el efecto del diluyente sobre la mezcla se considera que es debido a que inicialmente las moléculas del crudo son bastante grandes y la separación entre ellas es muy pequeña; por lo que al agregar diluyente, las moléculas de este se interponen entre las moléculas del crudo, aumentando su separación.

Este efecto conduce a la disminución de la viscosidad del crudo y puede observarse que al aumentar la proporción de diluyente en la mezcla, la separación intermolecular debe aumentar y consecuentemente continuará reduciéndose la viscosidad, hasta un momento en el cual la viscosidad de la mezcla sea mínima o igual a la del diluyente utilizado.

Dependiendo del método de levantamiento artificial el diluyente puede ser inyectado en el fondo del pozo o en la línea de flujo a través del cabezal. La inyección en el fondo del pozo se realiza principalmente en el bombeo mecánico con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo de formación, lubricar las cabillas y con ello evitar la elongación.

En este caso el diluyente es inyectado por el revestidor, mezclándose con el crudo extrapesado en el fondo del pozo y de aquí la mezcla es transportada por medio de la tubería de producción hasta la superficie y de ahí, es enviada a la estación recolectora, a través de la línea de flujo. La inyección en el fondo se emplea en los métodos de bombeo de cavidad progresiva y electrosumergible, para solventar problemas

operacionales tales como mantener el nivel de fluido de sumergencia de la bomba o cuando el pozo está presionado como consecuencia de la alta viscosidad del fluido.

También puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad de la bomba aumentando así su eficiencia volumétrica. Esta opción tiene la desventaja de que la bomba manejará el volumen de los fluidos del yacimiento y el diluyente que es inyectado, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema.

No obstante, la inyección de diluyente presenta algunas limitantes que deben ser consideradas cuando se desea instalar un sistema de distribución de diluyente para pozos productores de crudo pesado, entre ellas se tienen:

- Volumen requerido para el abastecimiento del sistema.
- Especificaciones como gravedad API viscosidad, entre otros.
- Compatibilidad con los crudos que han de ser diluidos [9].

### Calentamiento

Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular. En el caso de petróleos viscosos, también se efectúa su calentamiento para facilitar su bombeo a plantas de tratamiento.

Una de las desventajas de los procesos térmicos, es el enfriamiento del crudo con el tiempo, y para evitar estos inconvenientes, se debe recurrir al uso de calentadores y

aisladores térmicos en las tuberías, incurriendo así en mayores gastos durante la producción.

Desventajas del calentamiento:

Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gaseosa. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.

Enfriamiento del crudo con el tiempo.

Incrementa los costos de combustible.

Incrementa los riesgos en las instalaciones.

Requieren mayor instrumentación y control

Causa depósitos de coque.

Principales razones para el uso de diluyente en la producción, recolección y transporte de crudos pesados

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

Para el uso de un diluyente lo constituye el proceso de deshidratación en equipos tales como tanques de lavado. Se puede señalar lo siguiente:

Generalmente, crudos muy pesados no pueden deshidratarse en tanques de lavado. Por ejemplo, se ha observado que algunos de los tanques de lavado que se usan en el país no es posible deshidratar de manera adecuada crudos con gravedades menores de 12° API. Sin embargo, mediante el proceso de dilución no solo se obtiene el beneficio de una reducción en la viscosidad del fluido primario, sino también se logra una mezcla de mayor gravedad API y lo cual facilita su deshidratación.

Una disminución en la viscosidad de un crudo que se va a deshidratar permite incrementar el grado de efectividad de ese proceso.

La reducción de viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros equipos [10].

#### Desventajas de usar diluyente

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

Es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición y control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

En este capítulo se describen las etapas desarrolladas para alcanzar los objetivos propuestos para este estudio.

#### **3.1 Procedimiento experimental**

Para lograr exitosamente los objetivos planteados en el inicio de un proyecto de investigación, es necesario aplicar una metodología bien ordenada, basándose en la información disponible, que permita obtener la mejor propuesta para erradicar el problema de manera rápida y eficaz. La metodología aplicada en este proyecto de investigación se puede resumir en el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 3.1.

El objetivo de este estudio es proponer la solución más apropiada para suministrarle diluyente a la estación de descarga GED-14 y para que ésta, a su vez, le distribuya a los pozos asociados del campo Guara.

##### **3.1.1 Revisión bibliográfica**

Esta etapa del proyecto consiste en recolectar toda la información posible sobre el proceso de transporte de crudo diluyente, así como su función, procesos afines, además de los materiales y equipos que se utilizan en el proceso, distintos escenarios que se pueden presentar tanto en la conceptualización como en la puesta en marcha de un proyecto similar, todo esto mediante la investigación vía internet, textos asociados al tema, así como informes y entrevistas realizadas a personal especialista

en la materia. Además de eso se realiza la revisión de proyectos relacionados, visitas a campo, obtención de información de producción así como de datos operacionales referentes a la estación de descarga GED-14 y del campo Guara. Toda esa información fue necesaria para poder comprender el proceso, así como el área de estudio para poder saber con qué se cuenta y qué se debe hacer para solucionar la problemática presentada.

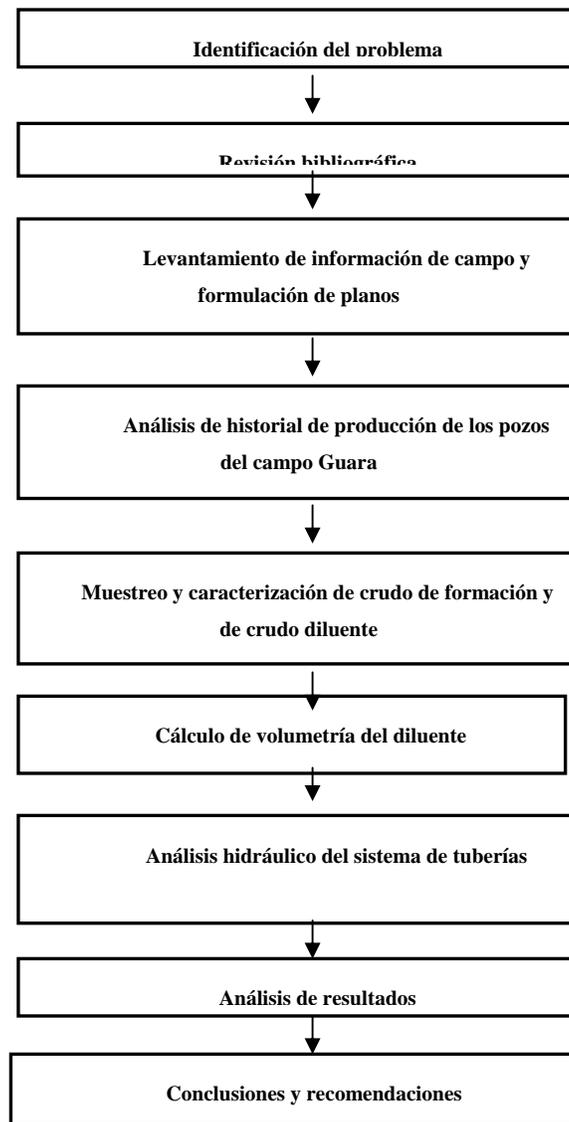


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología aplicada.

[Fuente: El investigador].

### **3.1.2 Levantamiento de información de campo y elaboración de planos.**

Actualmente, en la estación de descarga GE D-14 no existe una red de distribución externa que le proporcione diluyente para inyectarlo a los pozos productores de crudo pesado, ya que siempre se ha usado parte de la producción de los pozos productores de crudo liviano, asociados al campo Guara como diluyente para la producción de pesado de la zona; pero al empezar a aumentar la viscosidad de la producción de liviano del campo, ya ésta producción no puede ser utilizada como diluyente, es por lo que se crea la necesidad de un suministro externo del diluyente.

En la Fig. 3.2 se muestra la red de tuberías de producción de GED-14, NED-9 y Dacion que fluyen en sentido al centro de almacenamiento CATCSTM. Esta visualización es importante ya que muestra las tres opciones que se pueden emplear para solucionar el suministro de diluyente en la estación GED-14. En primer lugar, se puede tomar parte de la producción proveniente de Dacion, también se puede considerar en tomar parte de la producción de la estación NED-9, y por último, pero no menos importante, traer el diluyente directamente del almacenamiento de CATCSTM.

Para tomar una decisión es necesario hacer un estudio. Se comenzó por recolectar información topográfica tales como distancia de las tuberías y los desniveles del terreno (ver Tabla 2), vale la pena acotar que las mediciones de desnivel se realizaron cada 50 metros en todos los recorridos.

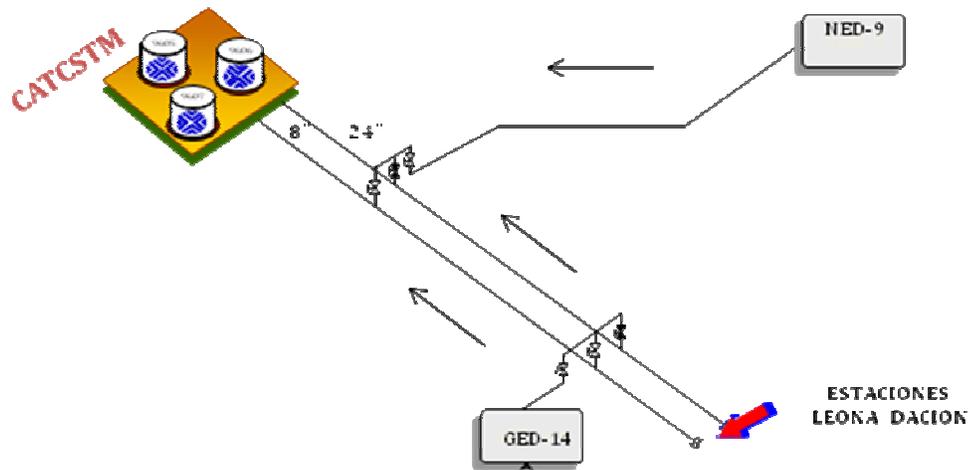


Figura 3.2 Terreno que abarca las opciones que se manejaron así como la red actual donde las flechas muestran el sentido de la producción en sentido a CATCSTM.

[Fuente: El Investigador].

Además también se puede señalar que en la Tabla 3.1 se refleja una muestra de los datos recolectados, son los primeros 4000 metros desde CATCSTM rumbo a GED-14. Para observar el recorrido completo de las tres opciones, puede dirigirse al apéndice “A”.

Con los datos recolectados, se realizó la elaboración de planos y se aprovecharon mejor las condiciones del terreno, de manera que cualquier trabajo realizado tenga mayor soporte, además de ser de gran utilidad para generar datos importantes para la simulación.

Tabla 3.1. Muestra de datos de terreno obtenidos, de la ruta CATCSTM hasta GED-14.

Progresivas (metros)	cotas terreno	cotas	Progresivas (metros)	cotas terreno	cotas	Progresivas (metros)	cotas terreno	cotas
0	301.82	0	1310.82	298.4	0.09	2710.82	292.65	-0.36
10.82	301.83	0.01	1360.82	298.16	-0.24	2760.82	292.41	-0.24
60.82	301.88	0.05	1410.82	297.76	0.06	2810.82	292.33	-0.08
110.82	301.93	0.05	1460.82	297.26	-0.5	2860.82	292.25	-0.08
160.82	301.37	-0.56	1510.82	296.89	-0.37	2910.82	292.05	-0.2
210.82	300.88	-0.49	1560.82	296.65	-0.24	2960.82	291.8	-0.25

260.82	300 .59	- 0.29	1610.8 2	296 .39	- 0.26	3010.8 2	291 .45	- 0.55
310.82	300 .44	- 0.15	1710.8 2	296 .08	- 0.31	3060.8 2	291 .07	- 0.38
360.82	300 .55	0. 11	1760.8 2	295 .82	- 0.26	3110.8 2	290 .69	- 0.38
410.82	300 .47	- 0.08	1810.8 2	295 .61	- 0.21	3160.8 2	290 .3	- 0.39
460.82	300 .14	- 0.33	1860.8 2	295 .54	- 0.07	3210.8 2	289 .93	- 0.1
510.82	300 .13	- 0.01	1910.8 2	295 .53	- 0.01	3260.8 2	289 .65	- 0.28
560.82	300 .16	0. 03	1960.8 2	295 .51	- 0.02	3310.8 2	289 .53	- 0.12
610.82	300 300	- 0.16	2010.8 2	295 .55	0. 04	3360.8 2	289 .52	- 0.01
660.82	299 .72	- 0.28	2060.8 2	295 .74	0. 19	3410.8 2	289 .61	0. 09
710.82	299	-	2110.8	296	-	3460.8	289	0.

	.54	0.18	2	.04	0.7	2	.7	09
760.82	299 .2	- 0.24	2160.8 2	296 .35	0. 31	3510.8 2	289 .49	- 0.21
810.82	298 .84	- 0.36	2210.8 2	297 .06	0. 71	3560.8 2	289 .31	- 0.18
860.82	298 .49	- 0.35	2260.8 2	296 .28	- 0.78	3610.8 2	289 .32	0. 01
910.82	298 .27	- 0.22	2310.8 2	295 .77	- 0.51	3660.8 2	289 .37	0. 05
960.82	298 .08	- 0.19	2360.8 2	295 .31	- 0.46	3710.8 2	289 .43	0. 06
1010.8 2	297 .91	- 0.17	2410.8 2	294 .86	- 0.45	3760.8 2	289 .39	- 0.04
1060.8 2	297 .74	- 0.17	2460.8 2	294 .43	- 0.39	3810.8 2	289 .3	- 0.09
1110.8 2	297 .92	0. 18	2510.8 2	294 .06	- 0.37	3860.8 2	289 .23	- 0.07
1160.8 2	298 .03	0. 11	2560.8 2	293 .67	- 0.39	3910.8 2	289 .05	- 0.18

1210.8	298	0.	2610.8	293	-	3960.8	288	-
2	.2	17	2	.35	0.32	2	.8	0.25
1260.8	298	0.	2660.8	293	-	4010.8	288	-
2	.31	11	2	.01	0.34	2	.36	0.44

[Fuente: El investigador]

### 3.1.3 Análisis de historial de producción de los pozos del campo guara.

En esta etapa se revisó el Query de la Unidad de Producción Liviano (Ver Fig.3.3), que no es más que un informe instantáneo de datos operacionales donde se muestran todas las estaciones de la unidad, así como los pozos que la conforman. En la Fig. 3.3 se presentan los pozos que componen la estación de descarga GED-14, donde se observan datos como barriles brutos de producción diaria (BBPD), barriles netos de producción diaria (BNPD), porcentaje de agua y sedimento (% A y S), grados API. A partir de aquí se seleccionaron los pozos de baja gravedad API (entre 10° y 15° API), que son productores de crudo pesado para evaluarlos, se observan en la Fig. 3.3 resaltados en rojo.

Microsoft Excel - QUERY AL 22-12-08

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Arial 8 N X S

F260 = GV 152

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	DES	PCPAL	FLUJO	M PROD	CAMPO	POZO	ARN YAC	CO	EDO	MET	PRUEBA	BBPD	BNPD	MUESTRA	AYS	API	FE PRES	P.CAB	RED
211	Total:											5640	3625						
212	Count:					33													
213	GU14	GU14			GUARA OESTE	GG 1	U12 GG 125	7	PC	B	14-DEC-08	216	193	14-DEC-08	8	13	14-DEC-08	150	R00
214					GUARA OESTE	GG 121	TU GG 119	1	PE	B	07-DEC-08	131	123	07-DEC-08	0	12	07-DEC-08	110	R00
215					GUARA OESTE	GG 127	O1P3 GG 3	1	PM	B	22-Nov-08	110	102	21-Nov-08	6	14	21-Nov-08	100	R00
216					GUARA OESTE	GG 132	TU GG 119	8	PE	B	01-Nov-08	168	105	04-Nov-08	34	14	01-Nov-08	120	R00
217					GUARA OESTE	GG 136A	O1P3 GG 3	1	PC	B	27-Nov-08	261	124	26-Nov-08	52	10	26-Nov-08	140	R00
218					GUARA OESTE	GG 137	O1P3 GG 3	1	PM	B	13-DEC-08	31	25	13-DEC-08	20	11	13-DEC-08	130	R00
219					GUARA OESTE	GG 138	O23 GG 0005	1	PM	B	18-DEC-08	38	26	18-DEC-08	32	11	18-DEC-08	140	R00
220					GUARA OESTE	GG 184	U12 GG 125	6	PC	B	13-Nov-08	331	45	18-Nov-08	63	20	18-Nov-08	130	R00
221					GUARA OESTE	GG 190	M2 GG 14	1	PM	B	25-Nov-08	130	13	24-Nov-08	90	27	24-Nov-08	140	R00
222					GUARA OESTE	GG 193	MMJN GV 5	1	PC	B	27-Oct-08	34	21	04-Nov-08	75	35	27-Oct-08	90	R00
223					GUARA OESTE	GG 206	O1P3 GG 3	1	PE	B	18-Nov-08	103	58	18-Nov-08	46	12	18-Nov-08	120	R00
224					GG 401	GG 401	O2 GS 425	6	PM	B	14-Nov-08	54	53	13-Nov-08	1	15	14-Nov-08	0	R00
225					GG 401	GG 433	TU GG 414	3	PE	B	16-DEC-08	110	52	15-DEC-08	52	21	15-DEC-08	120	R00
226					GUARA OESTE	GM 48	P3 GG 127	7	PE	B	04-Nov-08	120	46	04-Nov-08	61	17	04-Nov-08	100	R00
227					GUARA OESTE	GM 49	O1P3 GG 3	8	PM	B	17-DEC-08	26	25	17-DEC-08	4	10	17-DEC-08	80	R00
228					GUARA OESTE	GM 51	O2L GM 51	1	PE	B	26-Nov-08	18	17	25-Nov-08	2	14	25-Nov-08	80	R00
229					GUARA OESTE	GM 53	PIU GM 53	7	PE	B	13-Nov-08	107	35	13-Nov-08	44	21	13-Nov-08	500	R00
230					GUARA OESTE	GS 187	O1P3 GG 3	3	PE	B	14-Oct-08	133	103	04-Nov-08	6	13	14-Oct-08	140	R00
231					GUARA OESTE	GS 191	M2 GG 14	1	PM	B	18-Nov-08	304	108	17-Nov-08	64	18	17-Nov-08	100	R00
232					Total:							2497	1286						

Figura 3.3 Query de la U.P. Liviano, específicamente la sección de GED-14.

[Fuente: PDVSA].

En la Tabla 3.2 se precisan más detalladamente los pozos seleccionados para el estudio; (en total fueron diez (10) los pozos productores de crudo pesado), así mismo se muestran las características resaltantes para el estudio de cada uno, tales como: sus grados API para conocer qué tan viscosa es la producción, el porcentaje de agua y sedimento para saber de la limpieza y la pureza del fluido, y la producción neta de barriles diarios para diciembre del 2008 que fue el momento de la investigación.

Tabla 3.2. Pozos seleccionados junto a los datos de grados API, porcentaje de agua y sedimento y producción de barriles diarios netos para diciembre del 2008 para cada uno tomado del Query de la Unidad de Producción Liviano.

Pozo	Grados API	% A y S	Producción DIC-2008 (BNPD)
GG 121	12	0	129
GG 127	14	6	102
GG 132	14	34	105
GG 136A	10	52	124
GG 137	11	20	25
GG 138	11	32	26
GG 206	12	46	58
GG 401	15	1	53
GM 51	14	2	17
GS 187	13	6	109

[Fuente: Query Unidad de Producción Liviano].

Con los pozos seleccionados se procedió a revisar el módulo POZO del programa CENTINELA, que es un reporte de las últimas cinco (5) pruebas realizadas a cada pozo; donde se observó el historial y comportamiento de cada uno y a través de dichas pruebas efectuadas, se comprobó el estado actual de los mismos y características como BBPD, BNPD, gravedad API, porcentaje de agua, sedimento y potencial de producción del pozo. Un ejemplo se puede observar en la Fig. 3.4 donde se muestran las características del pozo GG121.

POZO - [Información de la Prueba de Producción de un Pozo Completación]

Acción De la Forma Lag Diluyente Ayuda Window

WPTFA711 WPTFA711

**Pozo Superficie**

Pozo : GG 121

Zona de Supervisión 3B ZONA 6, LIVIANO STM ZONA 6, LIVIANO STM

Sector de Operación ST07 GUARA-GM2-GM4 GUARA-GM2-GM4

**Completaciones del Pozo**

Completación	Ultimo Estado	Sufijo	Potencial
1 PRIMERA COM	PD BOMBEO CON DILUENTE	09/09/200808:00:00 Z SIMPLE SENC	120

**Pruebas de Producción del Pozo**

Generar Gráfico Niveles de Gas Aceptar Rechazar Medicion

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo	Equipo Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Con	AYS	APIC	RGF	TON	GASF	AGUAF
C	29/12/200820:00	30/12/200805:00	EP GU14	SEPP SEPP01	141	141	139	22		B	4	11.7	158	21.79	22	1
C	07/12/200816:00	07/12/200821:00	EP GU14	SEPP SEPP01	131	131	129	22		A	2	11.7	171	20.22	22	0
C	22/10/200810:00	22/10/200814:00	EP GU14	SEPP SEPP01	158	157	127	24		A	14.0	11.6	138	21.64	19	23
C	15/09/200816:30	16/09/200802:30	EP GU14	SEPP SEPP01	163	162	138	19		A	10.0	11.7	86	25.55	14	18
C	10/08/200810:00	10/08/200818:00	EP GU14	SEPP SEPP01	184	183	163	14		B						

Figura 3.4 Módulo POZO del programa CENTINELA para el pozo GG 121. [Fuente: CENTINELA 2000].

En la Tabla 3.3 se muestran los datos tomados de la revisión efectuada en el módulo POZO del programa CENTINELA para cada pozo seleccionado, se tomaron los datos actuales de grados API, porcentaje de agua y sedimento, potencial de producción del pozo, los barriles de producción diaria tanto neta como bruta.

Tabla 3.3. Pozos seleccionados juntos con los datos de grados API, porcentaje de agua y sedimento, potencia y producción de barriles de cada uno tomados del programa CENTINELA 2000.

Pozo	Grados API	% Agua y Sedimento	Potencia	Producción DIC-2008 (BNPD)	Min. y Max. de producción (BBPD)	Promedio (BBPD)
GG 121	12	0.4	120	129	131-183	154
GG 127	14	6	87	102	72-112	97.8
GG 132	14	34	90	105	70-110	90
GG 136A	10	52	54	124	48-261	163.4
GG 137	11	20	77	25	31-102	54.4
GG 138	11	32	101	26	32-117	75.6
GG 206	12	46	62	58	106-118	109.4
GG 401	15	1	103	53	1-101	58
GM 51	14	2	60	17	9-63	32

GS 187	13	6	111	109	118-141	135
--------	----	---	-----	-----	---------	-----

[Fuente: Modulo POZO, CENTINELA 2000].

Esta revisión se realizó, en primer lugar, para conocer los pozos del campo en estudio desde el punto de vista de producción y así tomar aquellos que son productores de crudo pesado para centrar el estudio en base a ellos, ya que serán estos los pozos a los que les será suministrado el diluyente. Por ello es importante conocer la gravedad API de crudo que produce cada pozo así como que tan limpio viene este flujo y la cantidad de esta producción que se va a manejar.

Además del Query que suministro información valiosa se utiliza la herramienta del programa CENTINELA 2000 específicamente el módulo POZO para revisar más detalladamente las características relevantes para el estudio de cada uno de los pozos seleccionados.

### **3.1.4 Muestreo y caracterización de crudo de formación y de crudo diluyente.**

Se procedió a tomar muestras de crudo en los puntos clave para la investigación como son en los diez (10) pozos de crudo pesado seleccionados y en los tres escenarios presentados como son Dación, Nipa y CATCSTM, dichas muestras fueron analizadas en el laboratorio del Distrito San Tome para su caracterización y así obtener los grados API, porcentaje de agua y sedimento y viscosidades de cada muestra según los procedimientos establecidos en las normas ASTM (American Society for Testing and Materials) y COVENIN que se mencionan a continuación:

ASTM D 4007 - 95 o COVENIN 2683 - 90, para calcular el porcentaje de agua y sedimentos (% A y S) por el método de la Centrífuga.

ASTM D 1298 – 99 o COVENIN 833-82 para la determinación de la gravedad API mediante el método del hidrómetro.

ASTM D 88: 81 o COVENIN 426 – 82, método de prueba estándar para determinar la viscosidad (viscosidad Saybolt).

El laboratorio emitió los resultados de las pruebas realizadas, el dato más importante a conocer son las gravedades API de cada uno de los posibles escenarios para suministrarle el crudo como diluyente a la estación GED-14; esto, porque a partir de este dato, se conoció que crudo es más apto para cumplir la función de diluyente, ya que mientras mayor sea el grado API lograra diluir el crudo de formación del pozo con mayor facilidad para lograr la mezcla deseada para el transporte, ya que requerirá menor cantidad de diluyente suministrado. A continuación se muestran en la Tabla 3.4 los grados API de los escenarios.

Tabla 3.4. Grados API de los posibles escenarios de suministro de diluyente.

	Dacion	Nipa	CATCSTM
Grados API	19	25.6	26

[Fuente: Laboratorio Distrito San Tome].

### 3.1.5 Cálculo de volumetría del diluyente.

Para determinar el volumen óptimo de diluyente a inyectar en los pozos productores de crudo pesado del Campo Guara, se utilizó como herramienta una hoja de cálculo del programa Excel (ver Fig. 3.5), en la cual se usó la ecuación N° 11

$$N = \frac{M \left[ \frac{1}{131,5 + APIc} - \frac{1}{131,5 + API_m} \right]}{\frac{1}{131,5 + API_m} - \frac{1}{131,5 + API_d}} \quad [\text{Ec. 3.1}]$$

Donde,

N: volumen de diluyente, BBD.

M: volumen neto de crudo BBD.

API<sub>m</sub>: gravedad API de la mezcla, adimensional.

API<sub>c</sub>: gravedad API del crudo, adimensional.

API<sub>d</sub>: gravedad API del diluyente, adimensional.

Para ello se consideraron en primer lugar los barriles brutos producidos por día y el potencial en cada pozo establecido para cada uno de ellos en el módulo POZO del CENTINELA; así como también las características físico - químicas definidas anteriormente. Esto se realizó con el objetivo de estimar un rango de volumen de inyección de diluyente para cada pozo y así no sobre diseñar el sistema de inyección.

API mezcla	GRAV. ESP. Mezcla	VOL. FORM	VOL. DILUENTE
16	0,959322034	120	83,26855124
API form	GRAV. ESP. Form		
10	1		
API diluyente	GRAV. ESP. Diluyente		
25,6	0,900700191		

Figura 3.5 Hoja de cálculo realizada en Microsoft Excel.

[Fuente: EL investigador].

De los tres escenarios presentados como opciones para suministrar el diluyente, se elije llevar el mismo desde CATCSTM, ya que se trabajaría con el centro encargado de distribuir diluyente a todo el distrito, que trabaja con un crudo que a diferencia de las otras alternativas es controlado en su composición de porcentaje de agua y sedimento de 0,6 además de grados API de 26°, a pesar que se requiere una mayor construcción pero la clave en la elección del escenario es la calidad del crudo tanto en la composición como en el mantenimiento de la misma.

### **3.1.6 Análisis hidráulico del sistema de tuberías.**

Ya teniendo claro de dónde se va a transportar el diluyente se procede a analizar hidráulicamente el escenario desde dos puntos de vista, el primero fue utilizando las bombas existentes en el centro de distribución de diluyente de CATCSTM para así comprobar que dichos equipos están en capacidad de cumplir con el objetivo deseado, además de obtener un diámetro de tubería que permita, que con la capacidad de dichas bombas, se pueda transportar el crudo al tanque de llegada en la estación GED-14. El segundo punto de vista fue que en caso de que las bombas existentes no puedan cumplir la tarea, se toma el caudal que se quiere transportar para así obtener la presión necesaria de salida y contando con ese dato obtener un diámetro de tubería correcta así como seleccionar una bomba que satisfaga esas necesidades. Partiendo de aquí se reunió la información obtenida en campo en un total de 23860,96 metros de distancia desde CATCSTM hasta GED-14 tomando como referencia la carrera de tuberías existentes y plasmada en planos para generar un perfil altimétrico, datos necesarios para ser ingresados en la información de terreno que pide el simulador PIPEPHASE 8.0. También se usó información que es premisa como lo son datos atmosféricos y la herramienta del simulador, los cuales permite agilizar los cálculos hidráulicos de un sistema donde se necesitan datos de entrada y de salida del mismo, estos también son proporcionados junto con los datos supuestos que requiere el programa.

## **3.2 Descripción de equipos y materiales.**

### **3.2.1 CENTINELA 2000.**

Es una herramienta que sirve de apoyo para facilitar la información operacional y contable, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción e inyección, control seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras. Centinela ofrece los siguientes beneficios:

El manejo de información confiable, lo cual aumenta la credibilidad del usuario.

Seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones.

Esta herramienta está conformada por once (11) aplicaciones entre las que encuentran:

Módulo Gas (Operaciones de manejo de gas).

Módulo Vapor (Inyección alternada de vapor).

Módulo Declina (Declinación).

Módulo Pozo (Comportamiento de producción de pozos).

Módulo Centinela.

Módulo Agua (Inyección de agua).

Módulo Seila (Equipos e instalaciones de producción).

Módulo Oleo (movimiento de crudo).

Módulo Tabla (Registro de datos).

Guía Usuario.

Tutorial.

El módulo pozo (Fig. 3.6), se utilizó en el desarrollo del trabajo; es una herramienta automatizada que soporta diversos parámetros del proceso comportamiento de producción de pozos. Con esta herramienta se actualizan y consultan los datos relacionados con las pruebas de producción de los pozos productores, se generan balances e informes oficiales y operacionales sobre el comportamiento de los pozos, instalaciones y equipos asociados a la gestión de producción.



Figura 3.6 Módulo pozo Centinela 2000.

[Fuente: PDVSA]

### 3.2.2 SIMULADOR PIPEPHASE (versión 8.0).

Pipephase es una herramienta que permite predecir presiones, temperatura, composición y retención de líquidos en las líneas de flujo y sistemas de recolección y distribución. De esta manera se facilita la parte de diseño de nuevos sistemas de recolección y distribución, la evaluación de redes de tuberías ya existente y la prevención de diversos problemas. Es importante resaltar que éste simula el flujo de fluidos en estado estacionario.

El Pipephase tiene las siguientes características:

Análisis de flujo monofásico o multifásico de un compuesto puro o mezcla de multicomponentes.

Puede realizar sistemas constituidos hasta por:

500 Nodos.

999 Elementos de flujo.

50 componentes.

Cálculo de sistemas en flujo isotérmico o no isotérmico.

Estructurados especialmente para el uso en la industria petrolera.

El Pipephase basa sus métodos de cálculos en modelos matemáticos tradicionales que describen el flujo de fluidos y la transferencia de calor. La tubería simulada es dividida en volúmenes finitos por el usuario, con el fin de determinar: Caída de presión, temperatura por transferencia de calor, composición, determinación de las fases y flujos másicos.

### 3.2.2.1 Procedimiento para la construcción del modelo.

Lo primero que se hace para la construcción del diseño, es crear un documento nuevo (mallado) haciendo click en (New) donde aparecerá la página en blanco del simulador PIPEPHASE a la vez es guardado en una carpeta seleccionada por el usuario, tal como se observa en la Fig. 3.7.

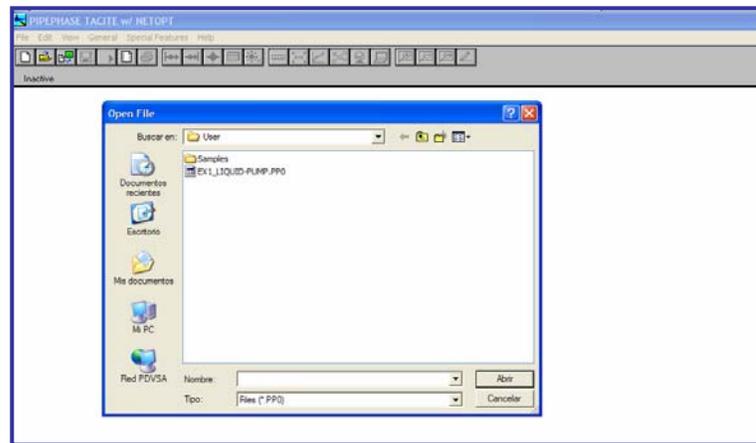


Figura 3.7 Ventana principal del simulador Pipephase.

[Fuente: Pipephase 8.0]

Selección de los componentes del fluido de entrada.

El simulador Pipephase dispone de varios tipos de fluidos a manejar (Ver Fig. 3.8).  
Entre los que se encuentran:

Fluido composicional (compositional).

Crudo negro (Black oil).

Composicional/crudo negro.

Gas condensado (condensate gas).

Líquido (liquid).

Gas.

Vapor.

Donde se selecciono el fluido “crudo negro (black oil)”, ya que la denominación para el petróleo que se va a manejar.



Figura 3.8 Selección del fluido a estudiar.

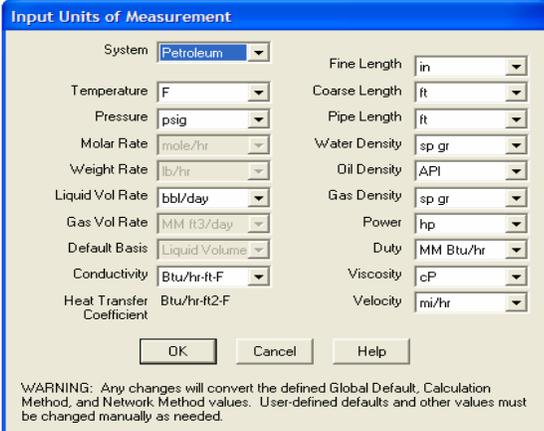
[Fuente: Pipephase 8.0]

Una vez seleccionado el tipo de fluido que en este caso fue el crudo negro se procede a definir el sistema de dimensiones de medición (Ver Fig. 3.9), haciendo un click en el icono de input dimensions ubicado en la de barra de herramienta en la parte superior de la ventana, el Pipephase por defecto utiliza el sistema petróleo, pero existen otros sistemas de medición como son:

Sistema inglés, (English).

Sistema métrico, (metrics).

S.I



**Input Units of Measurement**

System	Petroleum	Fine Length	in
Temperature	F	Coarse Length	ft
Pressure	psig	Pipe Length	ft
Molar Rate	mole/hr	Water Density	sp gr
Weight Rate	lb/hr	Oil Density	API
Liquid Vol Rate	bbl/day	Gas Density	sp gr
Gas Vol Rate	MM ft <sup>3</sup> /day	Power	hp
Default Basis	Liquid Volume	Duty	MM Btu/hr
Conductivity	Btu/hr-ft-F	Viscosity	cP
Heat Transfer Coefficient	Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F	Velocity	mi/hr

OK Cancel Help

WARNING: Any changes will convert the defined Global Default, Calculation Method, and Network Method values. User-defined defaults and other values must be changed manually as needed.

Figura 3.9 Ventana de sistemas de unidades.

[Fuente: Pipephase 8.0]

Luego abrir la ventana de los datos de propiedades del fluido donde se introducen los datos de PVT ( $^{\circ}$ API, gravedad del gas y del agua, contaminante, descripción de fase, temperatura, viscosidad, etc) de los distintos pozos a estudiar, tal como se observa en la (Ver Fig. 3.10).

Figura 3.10 Propiedades del fluido (PVT).

[Fuente: Pipephase 8.0]

Posteriormente se efectúa la selección de la correlación (Ver Fig. 3.11), para evaluar el comportamiento del fluido a diferentes condiciones de operación en donde encuentra una variedad de correlaciones como:

BBM – Beggs & Brill Moody.

BBM – Beggs & Brill – Moody Eaton.

MB – Mukherjee & Brill.

ORK – Orkiszewski.

DEF – Dukler-Eaton-Flannigan.

HBBB – Hagedorn & Brown – Bregges & Brill, entre otros.

Se elige la correlacion de Beggs & Brill-Moody ya que es la utilizada por la empresa en sus procesos.

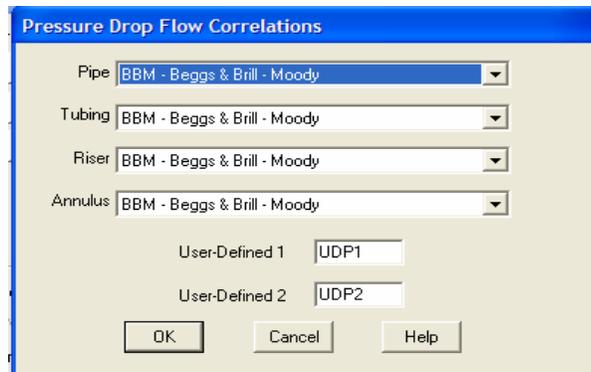


Figura 3.11 Selección de correlación.

[Fuente: Pipephase 8.0]

Ya definidos los parámetros anteriormente mencionados se procede a construir la red:

Se selecciona el nodo fuente (SOURCE) y se coloca en el mallado (Ver Fig. 3.12), luego se hace un clic en esta fuente y se abre una ventana en donde se encuentra los siguientes datos:

Nombre del pozo.

Presión de línea (valor que es estimado o fijado)

Temperatura ambiente.

Tasa de flujo (valor que se estimado o fijado).

Propiedad PVT del pozo evaluado.

The image shows a software dialog box titled "Black Oil Source". At the top, there are two text boxes: "Source Name" containing "S001" and "Short Name" containing "S001". Below this is a "Mandatory Data" section with two columns. The left column is "Pressure" with radio buttons for "Fixed" (selected) and "Estimated", each followed by a text box and the unit "psig". The right column is "Enthalpy" with a "Temperature" text box and the unit "F". Below this is an "Oil Standard Flowrate" section with radio buttons for "Fixed" and "Estimated", each followed by a text box and the unit "bbl/day". To the right of this is a "Properties" section with a "PVT Property Set" dropdown menu (selected) and a "Use Reference Source..." checkbox. Below these are "Gas / Oil Ratio" (text box, unit "ft3/bbl") and "Water Cut" (text box, unit "%"). At the bottom left, there are two checkboxes: "Well Test Data..." and "Disable Source". At the bottom right, there are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help".

Figura 3.12 Comando SOURCE del Pipephase.

[Fuente: Pipephase 8.0]

Al hacer doble click en cada una de las líneas de flujo se entra a los módulos de Pipelines an Facilites en donde aparece la siguiente ventana (Figura 3.13), donde se introduce con certeza los diámetros de las líneas, longitud, rugosidad, schedule, temperatura ambiental, coeficiente global transferencia de calor y el nombre de la tubería.

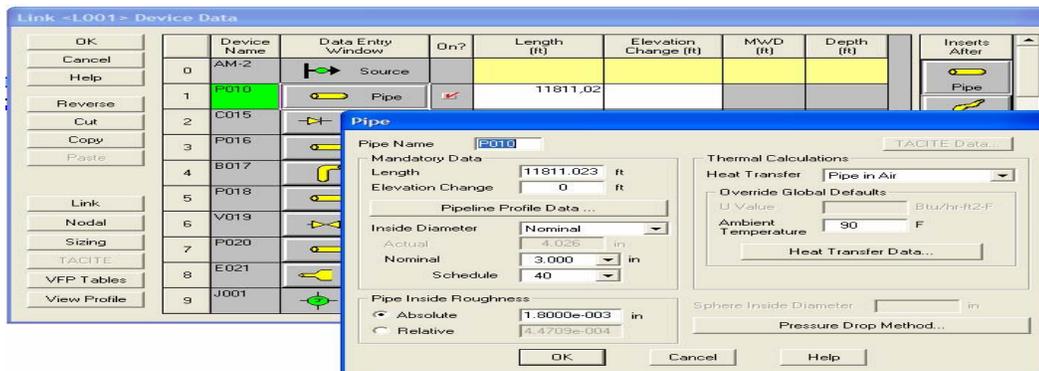


Figura 3.13 Ventana donde se introduce los datos de tuberías.

[Fuente: Pipephase 8.0]

Luego de tener todos los datos y las condiciones de bordes requeridas, se chequea el modelo para verificar si hay algún error en cuanto a la data requerida por el simulador. Finalmente se corre en el icono de (RUN) y se observan los resultados obtenidos dando un doble click en el ícono de Results Access System (Ver Fig. 3.14), lo que permite ubicar el archivo (.ras) de la simulación.

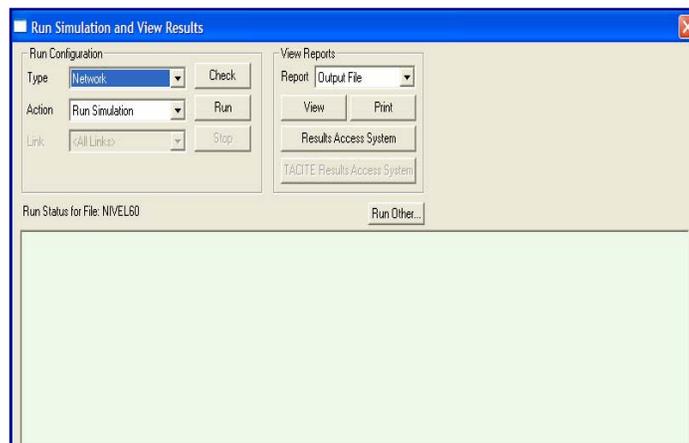


Figura 3.14 Ventana de Run simulation y View Results.

[Fuente: Pipephase 8.0]

### 3.3 Datos obtenidos.

Usando la ecuación 10 con los datos de volúmenes de crudo y grados API para cada pozo, así como para cada uno de los diluyentes a evaluar se obtuvieron los siguientes resultados reflejados en la Tabla 3.5. En ella se muestra para cada pozo su volumen de crudo de formación y el volumen requerido por los mismos de diluyente para cada opción, necesario para que la mezcla resultante posea los 16 grados API que se buscan para garantizar que la extracción y transporte se cumpla sin problemas.

Tabla 3.5. Volumen de diluyente requerido por cada pozo dependiendo el tipo de diluyente.

Pozo	Vol. de crudo formación (BBPD)	Volumen de crudo diluyente (BPD)		
		NIPA	DACION	CATCS TM
GG 121	120	54,74	167,8	52,68
GG 127	87	19,57	59,99	18,84
GG 132	90	20,25	62,06	19,48
GG 136A	54	37,47	114,86	36,06
GG 137	77	44,21	135,54	42,55
GG 138	101	57,99	177,78	55,82
GG 206	62	28,28	86,7	27,22
GG 401	103	11,51	35,3	11,07
GM 51	60	13,49	41,4	12,99

GS 187	111	37,71	115,61	36,29
	total	325,22	997,04	313

[Fuente: El investigador]

#### 1er Estudio (Bombas existentes determinar diámetro de tubería)

El primer estudio se realizó tomando en cuenta las bombas existentes en el centro de almacenamiento de diluyente ubicado en CATCSTM, se simuló el proceso variando el diámetro de la tubería y así observar para cada caso la caída de presión producida en la tubería, así como la velocidad que toma el caudal a través de ésta, ello fue reflejado en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Resultados de caída de presión y velocidad en la simulación para diferentes diámetros de tubería.

Diámetro (pulg.)	Caída de presión ( $\Delta P/100$ Pies)	Velocidad (pies/seg.)
4	39,17	48,78
6	13,045	21,48
8	3,46	12,42
10	1,137	7,88
12	0,469	5,55
16	0,131	3,51

[Fuente: PIPEPHASE 8.0]

#### 2do Estudio (Conociendo tubería determinar presión inicial proponer bomba)

El segundo estudio se efectuó partiendo del caudal de diluyente requerido por la estación para ser suministrado a los pozos, al igual que el estudio anterior se simuló el proceso variando el diámetro de la tubería y de los resultados arrojados por cada

simulación, se tomaron las diferentes presiones iniciales, así como las caídas de presión en cada caso y fueron reflejadas en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Resultados de presión inicial y caída de presión a diferentes diámetros de tubería en la simulación de propuesta.

Diámetro (pulg.)	Presión inicial (Psi)	Caída de presión ( $\Delta P$ )
6	1,8	-8,2
4	8,4	-1,7
2	117,8	107,7

[Fuente: PIPEPHASE 8.0]

Muestra de cálculo.

1.- Cálculo de volumen de diluyente que requiere el pozo GG 121 para que la mezcla sea crudo merey 16 ° API.

Datos:

Pozo GG 121

$M = 120 \text{ BBD}$

$\text{API}_m = 16^\circ$

$\text{API}_c = 12^\circ$

$\text{API}_d = 26^\circ$

Aplicando la ecuación 10 en la pagina 49,

$$N = \frac{120\text{BBD} \left[ \left( \frac{1}{131.5+12} \right) - \left( \frac{1}{131.5+16} \right) \right]}{\left( \frac{1}{131.5+16} \right) - \left( \frac{1}{131.5+26} \right)}$$

[Ec.  
3 11

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES**

#### **4.1 Análisis de resultados**

A través del desarrollo de esta investigación se obtuvo en primer lugar la información topográfica del terreno en estudio necesaria para conocer el área de trabajo, la misma está conformada por distancias en metros desde cada opción ya sea NIPA, Dacion o CATCSTM hasta la estación de descarga GED-14, además de las cotas de desnivel de terreno cada 50 metros y presentadas en tablas en el apéndice A. Se pudo constatar que es un terreno bastante regular sin desniveles muy pronunciados que puedan ocasionar problemas más adelante en el diseño de la tubería así como en el tendido de la misma. Por otra parte se revisaron los historiales de producción de los pozos asociados a la estación de descarga GED-14 mediante el uso de dos herramientas, en este caso software (CENTINELA 2000 y PIPEPHASE 8.0), que permitió observar las características del crudo de producción de cada pozo. La característica más importante observada en cada uno fue los grados API ya que ésta indica que tan viscosa es la producción generada en ese caso. De los 19 pozos asociados a la estación de descarga fueron seleccionados 10 cuya producción se encuentra entre 10 y 15 grados API y que es catalogado como crudo pesado, en la Tabla 3.2 y 3.3 muestra más detalladamente las características de cada pozo, destacando como se dijo anteriormente que se encuentran entre 10 y 15 grados API, los porcentajes de agua y sedimento son variables ya que se encuentra un grupo de 5 que se puede catalogar como limpio que varía entre 0 y 6 %; y el otro grupo de 5, un

poco más sucio por llamarlo de esa manera, donde el porcentaje varía entre 20 y 46 %, esto da una idea del crudo que se está manejando que es pesado y con pocas impurezas en su mayoría.

El siguiente paso fue el muestreo y caracterización de los crudos involucrados en el estudio, donde se obtuvo que el crudo producido en NIPA posee 25,6° API, el proveniente de Dacion 19° API y el almacenado en CATCSTM es mantenido en 26° API para su distribución; por otra parte las pruebas efectuadas a los crudos de los pozos seleccionados confirmaron los datos generados por los historiales de los pozos antes revisados. Esto brinda una característica importante de cada escenario que puede ayudar a decidir que opción tomar, en este caso, el crudo que posee el mejor grado API es el de CATCSTM ya que es menos viscoso. Con esta información se procedió a conocer la cantidad de diluyente requerida por cada pozo dependiendo el crudo que se pudiera utilizar, dando como resultado que para los diez (10) pozos, usando el diluyente proveniente del campo NIPA, se requieren 352,22 barriles diarios, para el crudo de Dacion unos 997,04 barriles y utilizando el crudo de CATCSTM se requieren 313 barriles, en consecuencia se observa que claramente la opción que requiere menor cantidad de diluyente para conseguir una mezcla de 16° API es utilizar el crudo proveniente en CATCSTM.

El escenario elegido fue llevar el diluyente desde CATCSTM hasta el tanque de almacenamiento en la estación GED-14, esto debido a que primero se trabaja con el centro de almacenamiento de diluyente del distrito que se encarga de distribuirle a todos los campos con pozos productores de crudo pesado; aunado a eso poseen un centro de operaciones donde se monitorea y controla el flujo y la calidad del diluyente que ellos manejan lo que permite contar con un mejor crudo así como, modificar o mantener las características del mismo según sea requerido. Sumado a esto al trabajar con un mejor diluyente se requiere un menor caudal bombeado para lograr la mezcla esperada como fue nombrado anteriormente, donde claramente es menor el total

requerido de diluyente de CATCSTM. Por último además de estas razones se obtendrá un sistema de distribución de diluyente directamente desde el almacenamiento hasta una estación que no posee un suministro externo y que puede ser de utilidad para campos cercanos en un futuro.

Luego de tener todos los datos necesarios como los topográficos, atmosféricos, de salida que sería el centro de almacenamiento y la llegada que sería el tanque de cinco (5) mil barriles en la estación GED-14 y, tomando en cuenta las bombas existentes en CATCSTM, se procedió a hacer el estudio del escenario escogido. Al efectuar la simulación con dicha data sólo quedó un dato a criterio de suposición que fue el diámetro de la tubería; se efectuaron varias simulaciones con distintos diámetros para observar los resultados que se arrojaban, dichos resultados, específicamente la caída de presión y la velocidad del fluido, están reflejados en la tabla 3.6 donde se observa la variación de diámetros desde 4 hasta 16 donde la caída de presión varía desde 39,17 hasta 0,131 respectivamente expresada en variación de presión por cada 100 pies y la variación de la velocidad a medida que se aumentaba el diámetro va desde 48,78 hasta 3,51 pies por segundos. Estos dos datos de cada simulación son enfatizados ya que con ellos se comparó en la norma L-TP 1.5 del manual de ingeniería de diseño de PDVSA volumen 13-III, específicamente en la sección de cálculo hidráulico de tuberías, en donde se ofrecen la velocidad recomendada y variación de presión máxima para líquidos en tuberías de acero al carbono y, para este caso en específico en la sección 5 para descargas de bombas y con un manejo mayor a los 700 GPM, se recomiendan unas velocidades comprendidas entre 10-15 pies por segundos así como una variación de presión máxima de 2 lppc por cada 100 pies.

Si se observa la tabla 3.6 que posee los datos antes mencionados queda claro que ninguno de los resultados arrojados por la simulación aplica dentro de los parámetros recomendados por la norma antes expuesta, si bien para el diámetro de tubería de 8 pulgadas la velocidad es de 12,42 pies/seg y está comprendida dentro del rango pero

la presión es de 3,46 y excede el máximo permitido; en caso contrario, ocurre con la tubería de 10 pulgadas donde la presión es de 1,137 está por debajo del máximo permitido que es 2 pero el valor de velocidad es de 7,88 pies/seg y no entra en el rango recomendado, lo que lleva a la conclusión que la bombas existentes no están en capacidad para cumplir con la necesidad ya que se observa una falla en cada uno de los casos en los que se simuló.

-----

**VELOCIDAD RECOMENDADA Y  $\Delta P$  MAXIMA PARA LIQUIDOS EN TUBERIAS DE  
ACERO AL CARBONO**

**TUBERIAS PARA LIQUIDOS EN SERVICIO DE PROCESO Y EQUIPOS**

Tipo de Servicio	Velocidad Pie/seg.	$\Delta P$ Máximo Lppc/100 Pies
1. Recomendación General	5 – 15	4
2. Flujo Laminar	4 – 5	
3. Flujo Turbulento		
<b>Densidad del Liquido, lb/pie<sup>3</sup></b>		
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

Figura 4.1 Se muestra la tabla 3 del Manual de ingeniería de diseño de PDVSA volumen 13-III, norma L-TP 1.5 para cálculo hidráulico de tuberías.

[Fuente: PDVSA].

A partir de estos resultados se procede a buscar una bomba que cumpla con los requerimientos y así garantizar que el proceso se cumpla a cabalidad. Esto se hizo tomando los datos de premisa del estudio anterior pero con la excepción que se trabajó con el caudal obtenido en el cálculo de diluyente requerido y reflejado en la Tabla 3.5 que es de 313 barriles; si bien se le aumentó en un 20% pero es sólo para garantizar el proceso. Teniendo esto en cuenta se procedió a efectuar una serie de simulaciones para este nuevo escenario donde, al no tener una bomba, se estimó una presión de salida de 450 Psi igual que en el primer estudio además, es de hacer notar que por experiencia se sabe que es un dato acorde con un estudio real. Para este análisis se varió el diámetro de la tubería desde 6 hasta 2 pulgadas pero con la diferencia que de los resultados arrojados por la simulación se resaltó esta vez la presión inicial y la caída de presión, donde a medida que se disminuía el diámetro la presión inicial se aumentó desde 1,8 hasta 117,8 Psi; de igual manera ocurrió con la caída de presión, que a medida que se reducía el diámetro de la tubería ésta aumentaba desde -8,2 hasta 107,7, destacando que para los diámetros de 6 y 4 pulgadas se obtuvo una caída de presión negativa de -8,2 y -1,7 respectivamente, algo que es inaceptable ya que se produciría un efecto contrario a la descarga que se busca. Estos valores están expresados en la Tabla 3.7 donde claramente se observa que la tubería a usar es la de 2 pulgadas de diámetro. Tomando dicha tubería como la adecuada para el proceso se procedió a buscar un bomba que maneje una presión de descarga de 117,8 Psi y una caída de presión de 107,8 para esto se buscó en catálogos existentes donde pudiera tomarse un equipo que cumpliera con estas premisas.

#### **4.2 Propuesta de diseño.**

Teniendo en cuenta la necesidad por suministrarle diluyente a la estación de descarga GED-14, se realizó un estudio de la zona donde se manejaron diferentes

opciones para transportar el diluyente a la estación, donde se descartaron unas posibles soluciones para el problema por no ser las más viables.

El resultado del estudio de la zona llevó a decidir llevar el diluyente directamente desde el centro de almacenamiento de diluyente del CATCSTM, que además son los encargados de distribuirle diluyente a todo el Distrito San Tomé por lo que están preparados para la tarea.

Ahora bien, luego de decidir desde dónde se transportará el diluyente a la estación, se procedió al estudio del sistema hidráulico como tal, primero comprobar si las bombas existentes en el centro de almacenamiento estaban en capacidad de poder llevar el fluido hasta el destino, al conocer que no eran capaces de cumplir con la tarea, se hizo un estudio con las condiciones que nos permitieran poder conocer las características de una bomba que posea la capacidad de transportar el diluyente hasta la estación de descarga.

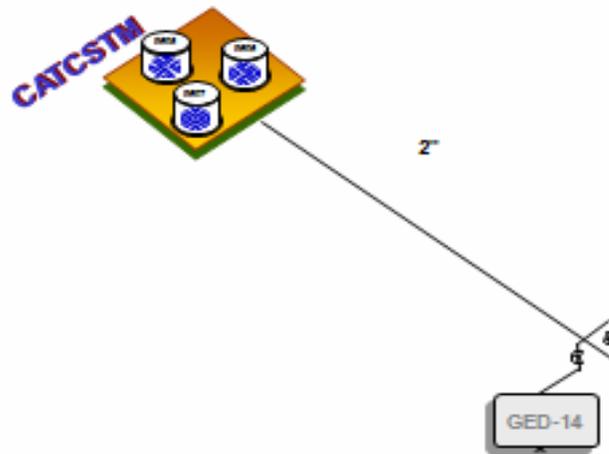


Figura 4.2 Esquema de la propuesta de diseño.

[Fuente: El investigador].

Luego de todo el proceso descrito y teniendo en cuenta los resultados obtenidos, ya con propiedad se propone la construcción de una línea de tuberías desde el centro de almacenamiento de diluyente de CATCSTM hasta la estación de descarga GED-14, donde se encuentra un tanque de 5 mil barriles de capacidad que será el punto de llegada del diluyente para su posterior distribución, usando como referencia la línea de carrera de la tubería de recolección de producción proveniente de la zona donde se encuentra la estación GED-14 entre otras; se propone que la tubería sea de 2 pulgadas de diámetro para que pueda manejar tanto el caudal de 375,6 barriles diarios que se va a manejar como la presión inicial de 117,8 Psi y la caída de presión de 107,7 Psig

y por último, se propone una bomba que maneje tanto la presión inicial como el caudal deseado.

En el catálogo de la marca Gardner-Denver se consiguió una bomba con las siguientes especificaciones:

#### DUPLEX POWER PUMP

#### FXO (FO-FXO)

100 caballos de fuerza

10 pulgadas de recorrido de carrera o 254 mm

2 pistones

15150 lbs de carga del vástago máximo (6872 kg)

Capacidad de aceite de 25 gal (94,6 lts)

Peso de bomba de 10500 lbs (4763 kg)

Presión de trabajo máximo: 367 Psi (25.3 Bar)

Conexiones:

Succión: 6 pulgadas

Descarga: 4 pulgadas

Extensiones de jackshaft:

Diámetro: 3,75 pulg

Largo: 13 pulg

chavetero: 13 pulg X 7/8 pulg X 7/8 pulg

Tabla 3.8. Datos operacionales de la bomba propuesta.

	Desplazamiento	RPM máximo de la bomba	RPM jackshaft	Hp de entrada máxima velocidad
Operación normal	396 gpm 1499 lpm	57	268	100
Máximos recomendados	590 gpm 2233 lpm	85	400	149

Fuente: Catalogo Garden-Denver. (Ver Anexo B)

Esta bomba propuesta está en capacidad de efectuar el proceso de manera correcta y hasta un poco más ya que si a futuro aumentan los requerimientos, podrá manejarlos.

### **4.3 Conclusiones**

La unidad de producción liviano no cuenta con una red de distribución de diluyente, sólo con una red de recolección producción hacia el almacenamiento.

Se observó que los pozos del campo Guara han aumentado su viscosidad así como han mantenido o aumentado su producción en algunos casos.

Se tomó la decisión de usar el crudo de CATCSTM como diluyente a partir de los datos obtenidos en la caracterización, cálculo de volumetría y conocimiento de cada uno de los crudos involucrados.

Las bombas encargadas del suministro del diluyente desde CATCSTM no están en capacidad para llevar a cabo el proceso.

Se propone una bomba que junto al sistema de tubería suministre el diluyente de manera correcta al campo Guara.

#### **4.4 Recomendaciones**

Comenzar los trabajos de construcción del sistema de bombeo lo más pronto posible, para aumentar la productividad del campo.

Hacer una revisión más amplia en las proyecciones de crecimiento para el Campo Guara, de manera tal que las mejoras que se desean implementar no den resultado solo a corto plazo.

Mantener una revisión minuciosa en las condiciones de las bombas, para garantizar su buen funcionamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Rivas, J. "Evaluación de las alternativas para el desarrollo de la infraestructura asociada a la distribución del diluyente al campo dobokubi, PDVSA San Tome". Trabajo de Grado UGMA. (2005).
2. Díaz, J. "Evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el campo melones oeste, PDVSA San Tome". Trabajo de Grado UDO. Ingeniería de Petróleo. Puerto La Cruz (2006).
3. Leiba, D. "Diseño conceptual de una red de distribución de diluyente para pozos productores de crudo pesado del campo limón, UP Mediano Distrito San Tome". Trabajo de Grado UDO. Ingeniería de Petróleo. Maturín (2007).
4. Wikipedia. "Fluido". 2008. (2004). Disponible en:  
<http://es.wikipedia.org/wiki/Fluido>
5. Wikipedia. "Petróleo". 2008. (2003). Disponible en:  
<http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>

6. Mataix, C. "Mecánica de los fluidos y máquinas hidráulicas". Ediciones del castillo, S.A. Segunda Edición. Madrid (1986).
7. Giusti, L. "El pozo ilustrado". Ediciones FONCIED. Cuarta Edición. Venezuela (1998)
8. Treviño, M. "Futuro Pesado". 2008. (2006). Disponible en [:http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Informe\\_Carta\\_Abr2006/rev\\_invitado2.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Informe_Carta_Abr2006/rev_invitado2.htm)
9. Mommer, B. "El mito de la Orimulsión". 2008. (2004) Disponible en: [http://www.soberania.org/Articulos/articulo\\_1172.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_1172.htm)
10. Mommer, B. "Valorización del crudo extra - pesado de la faja petrolífera del Orinoco". Revista Venezolana de Economía y ciencias Sociales, 2004, vol.10 N° 2 (mayo-agosto), pp.33-50.

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

TÍTULO	“Propuesta de un sistema de distribución de diluyente del campo guara unidad de producción liviano distrito San Tomé PDVSA”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Guzman M., Manuel R.	CVLAC: V-15.873.224 E MAIL: guzmanmmanuel@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES

Diluyente

Crudo

Transporte

Viscosidad

Bombeo

Simulación

Distribución

Propuesta

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

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Departamento de Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT)

En este trabajo se realizó un estudio para proponer un sistema de distribución de diluyente que permita suministrar crudo de baja viscosidad a la estación de descarga Guara 14 (GED-14), con la finalidad de diluir la producción de los pozos de crudo pesado y así facilitar el transporte. El estudio se fundamentó en seleccionar la alternativa más adecuada para los requerimientos de la estación y además pensando en el futuro del campo Guara. Se realizó un diagnóstico del escenario escogido con la finalidad de verificar que el sistema estaba en condiciones de cumplir con lo requerido. Al comprobar que el sistema de bombeo existente no podía satisfacer la demanda, se propuso la instalación de una bomba de la marca Gardner-Denver modelo dúplex power pump FXO (FO-FXO) que es capaz de transportar el crudo requerido y está preparada para un futuro aumento en demanda. Entre, una de las conclusiones más resaltantes que se puede mencionar, es que las bombas existentes encargadas de suministrar el diluyente desde CATCSTM, no están en capacidad para llevar a cabo el proceso requerido y además que se propone un sistema de tuberías encargado de distribuirle crudo liviano a la estación de descarga Guara 14 (GED-14).

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

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ledezma, Melchor	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	V- 11.175.872			
	E_MAIL	melchorj.ledezma@gmail.com			
	E_MAIL				
González, Yordy	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V-14.126.676			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Camargo, Lino	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V-11.496.426			
	E_MAIL	<a href="mailto:lcamargo@cantv.net">lcamargo@cantv.net</a>			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2010	03	08

LENGUAJE. SPA

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

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Manuel Guzmán.doc	Application/msword

CARACTERES 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 MECÁNICO \_\_\_\_\_

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

\_\_\_\_\_ PREGRADO \_\_\_\_\_

ÁREA DE ESTUDIO:

\_\_\_\_\_ DEPARTAMENTO DE MECÁNICA \_\_\_\_\_

INSTITUCIÓN:

\_\_\_\_\_ UNIVERSIDAD DE ORIENTE \_\_\_\_\_

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

DERECHOS

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRAN SER UTILIZADOS CON OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

Br. Manuel R. Guzmán M.

AUTOR

Prof. Melchor Ledezma

TUTOR

Prof. Yordy González

JURADO

Prof. Lino Camargo

JURADO

Prof. Diógenes Suarez

POR LA SUBCOMISION DE TESIS