



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

“ ZARAGOZA ”

DESARROLLO DE UN MODULO DE SIMULACION PARA
EL TRANSPORTE Y RECOLECCION DE HIDROCARBUROS
EN LA SONDA DE CAMPECHE.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A

JOSE FERNANDO TOMAS HERRERA JUAREZ

MEXICO, D. F.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E G E N E R A L

CAPITULO I

PROYECTO INICIAL

- 1.1 AREA ESPECIFICA DEL PROYECTO
- 1.2 PARTICIPANTES
- 1.3 FUNDAMENTACION DE LA ELECCION DEL TEMA
- 1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- 1.5 OBJETIVOS
- 1.6 HIPOTESIS
- 1.7 MATERIAL Y METODOS
- 1.8 BIBLIOGRAFIA QUE APOYA EL PROYECTO
- 1.9 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

CAPITULO II

- 2.1 INTRODUCCION

CAPITULO III

- 3.1 FUNDAMENTACION DEL TEMA

CAPITULO IV

- 4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

CAPITULO V

5.1 OBJETIVOS

CAPITULO VI

6.1 HIPOTESIS

CAPITULO VII

7.1 MATERIAL Y METODOS

CAPITULO VIII

DESARROLLO

8.1 CONSIDERACION PREVIA

8.2 GENERALIDADES

8.2.1 PLATAFORMA DE PERFORACION

8.2.1.1 PLATAFORMA DE EXPLORACION

8.2.1.2 PLATAFORMA DE DESARROLLO

8.2.2 PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL

8.2.3 PLATAFORMA DE PRODUCCION PERMANENTE

8.2.4 PLATAFORMA DE COMPRESION

8.2.5 PLATAFORMA DE ENLACE

8.2.6 PLATAFORMA DE INYECCION DE AGUA

8.2.7 PLATAFORMA HABITACIONAL

8.3 IMPLEMENTACION DEL MODULO DE SIMULACION

- 8.3.1 FLUJO EN UNA FASE
 - 8.3.1.1 FLUJO INCOMPRESIBLE
 - 8.3.1.2 FLUJO COMPRESIBLE
 - 8.3.1.2.1 FLUJO COMPRESIBLE ISOTERMICO
 - 8.3.1.2.2 FLUJO COMPRESIBLE ADIABATICO
- 8.3.2 FLUJO A DOS FASES
- 8.3.3 ENTRADA AL PROGRAMA

8.4 RESULTADOS

CAPITULO IX

9.1 DISCUSION

CAPITULO X

10.1 CONCLUSIONES

CAPITULO XI

11.1 PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

- 1A DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO
- 2A DIMENSIONAMIENTO PARA GAS
- 3A DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

- 4A DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO, GAS Y LIQUIDO-GAS
- 5A BANCO DE DATOS
- 6A PROGRAMA

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I.

PROYECTO INICIAL

1.1 Area Específica del Proyecto.

Al desarrollar el módulo de simulación estaremos haciendo uso de un gran número de recursos, los que podríamos enmarcar en diferentes áreas de la ciencia y tecnología en particular. En general podemos enmarcarlos en el área de la Ingeniería Química.

Puede haber muchas definiciones de Ingeniero Químico, las cuales generalmente estarán basadas en el enfoque que se le da a la profesión, pero una definición que sea válida para el trabajo efectuado es: Desarrollar y diseñar tanto los procesos de transformación de materias primas como el equipo involucrado en estos, seleccionar adecuadamente las materias primas, operar eficiente, segura y económicamente las plantas de proceso y los equipos involucrados en estas. Esta definición puede ser un tanto general, pero es la que más se acerca al significado del trabajo que se desarrolla en la profesión.

Las áreas más importantes de la ingeniería que aquí se utilizarán son: Planeación, Programación y Diseño de Equipo.

La Planeación es esencial para que se lleve un orden en -- las actividades a realizar desde el inicio del trabajo, ya que con una adecuada planeación se verá más claramente el objetivo final del trabajo a desarrollar.

La Programación se utilizará más bien como una herramienta para llegar a la automatización o mecanización y de esta forma poder hacer uso de forma más eficiente de los recursos disponibles, ya que con la mecanización se ahorrará tiempo a futuro, - además de hacer más accesibles cálculos posteriores.

El diseño del equipo es fundamental ya que para diseñar ne cesitamos comprender físicamente el proceso, lo que al hacerlo bien nos llevará a realizar un buen trabajo. De acuerdo con lo mencionado anteriormente en cuanto a los recursos que se maneja rán, podemos decir que el proyecto está dentro del área de la - Ingeniería Química, en particular las áreas específicas que se utilizarán son: Programación, al planear la explotación de la - Sonda de Campeche a diferentes periodos de tiempo. Computación, al implementar el módulo de simulación para la red. Flujo de -- flúidos, al diseñar la red de recolección y transporte de hidro carburos.

Cabe señalar que las áreas mencionadas están contenidas entre las muchas áreas que conforman el vasto campo del Ingeniero Químico.

1.2 PARTICIPANTES.

Desarrollando el Trabajo: FERNANDO HERRERA JUAREZ

Asesorando el Trabajo: ING. RENE DE LA MORA MEDINA

1.3 FUNDAMENTACION DE LA ELECCION DEL TEMA.

Al desarrollar un trabajo de tesis, debe ser tal que de alguna manera se contribuya al bienestar de la sociedad, la manera de contribuir puede ser de muchas formas tales como: Generar un satisfactor para la sociedad, amortiguar o eliminar las repercusiones negativas de la tecnología en el medio ambiente, idear algún elemento capaz de contribuir a llevar un orden en la vida de la sociedad y muchas otras formas que básicamente dependerán de la profesión de que se esté hablando.

Lo anterior se consideró al seleccionar el tema ya que la elección está basada principalmente en el hecho de establecer una adecuada planeación y programación de explotación de los recursos petroleros, por lo que la importancia del tema radica en el hecho de que se planea elaborar un plan de trabajo de acuerdo con la tecnología disponible, para diferentes periodos de tiempo, por lo cual el módulo de simulación tendría una aplica-

ción y utilidad enorme, con lo cual se tendrían varias ventajas. Por un lado se haría un aporte importante a la sociedad, dado que se desarrollaría en una empresa estatal y como tal todo el beneficio sería para la sociedad, lo cual como ya se dijo, debe ser uno de los principales objetivos en el desarrollo de todo -- trabajo de tesis. Por otro lado la ventaja, sería que como se -- considera que el módulo de simulación aplicaría para varios años, este podría irse mejorando o complementando.

1.4 Planteamiento del Problema.

Recientemente la exploración y explotación petrolera en el mar ha adquirido un gran impulso, como consecuencia del agota--- miento de los yacimientos en tierra, lo cual ha sucedido no solo a nivel nacional sino también a nivel mundial.

En particular en México, recientemente se hizo un descubri--- miento importante que fue la Sonda de Campeche, nombre que se le dió al yacimiento que ocupa una extensión bastante grande en el Golfo de México y que se encuentra cerca de la Costa de Campe--- che. Este descubrimiento trae como consecuencia varios proble--- mas, uno de ellos era el de realizar una explotación racional y programada que permitiera un crecimiento económico en armonía. -- Para lograr esto era necesario disponer de la tecnología necesaria, la cual no se tenía en el momento del descubrimiento, por -- lo que surgió la necesidad de dar un impulso bastante grande a -- la tecnología de plataformas, en las que por su servicio podemos

dividir las en: Plataformas de Exploración, de Perforación, de Explotación, Producción, Enlace, Habitacional y Compresión.

1.5 OBJETIVO.

El objetivo principal del trabajo es el de elaborar un módulo de simulación que sea capaz de calcular y ubicar la red de recolección y transporte de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, con diferentes alternativas de cuota de producción y períodos de tiempo.

Como objetivo secundario se pretende hacer un planteamiento general de los diferentes tipos de plataformas que hay, haciendo referencia principalmente en las carencias nacionales de cada una de ellas, por ejemplo servicios auxiliares, equipo de proceso y otros.

1.6 HIPOTESIS.

Se considera que será suficiente con un punto de recolección por cada grupo de plataformas a considerar, tomando en cuenta que en cada ejemplo podemos tener tantos grupos de plataformas como queramos tener y será suficiente con dos puntos de recolección terminales para gas y crudo y uno solo para gas, con estos puntos podemos trazar la red de recolección y transporte de hidrocarburos con diferentes alternativas del programa de explo-

tación.

1.7 MATERIAL Y METODOS.

El material de que se dispone para desarrollar el trabajo, es principalmente un sistema de computación UNIVAC 1100 que tiene instalado el Instituto Mexicano del Petróleo, la cual puede ser operada tanto por tarjetas como con terminal de pantalla, de las cuales tiene varias instaladas, el lenguaje que utilizaremos es FORTRAN IV.

Como material de apoyo disponemos de una serie de información escrita, que se encuentra disponible en la biblioteca del IMP además como parte fundamental contamos con el asesoramiento de un grupo de Ingenieros que son especialistas en el tema.

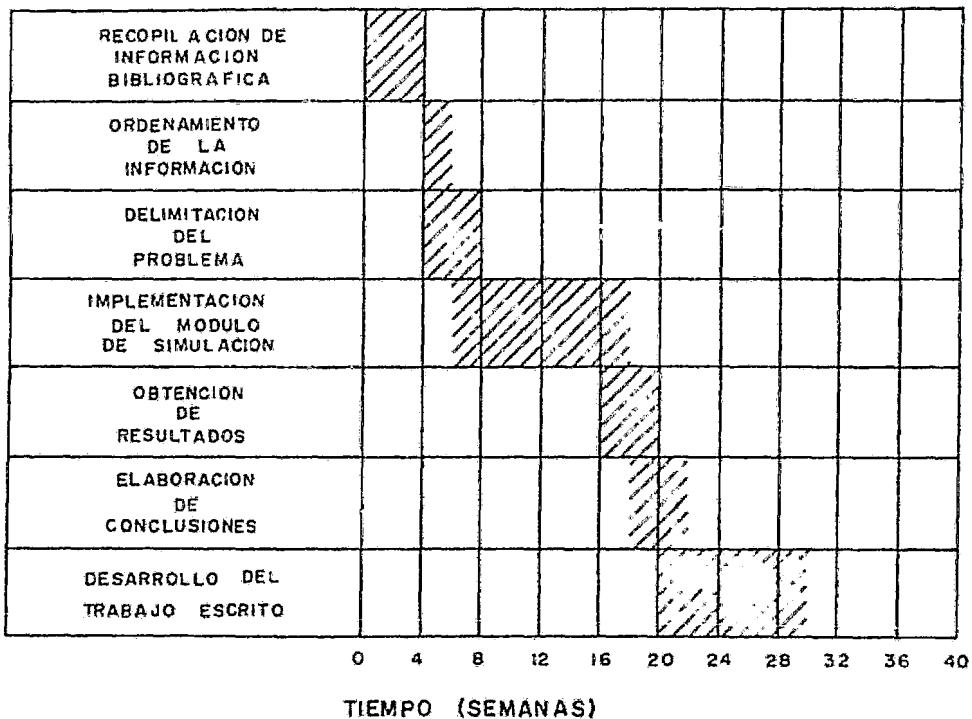
1.8 BIBLIOGRAFIA QUE APOYA EL PROYECTO.

Bibliografía específica no se puede citar ya que hasta el momento nadie ha hecho algo similar en cuanto a transporte de hidrocarburos fuera de costa por lo que la bibliografía de apoyo será aquella que trate temas afines y de la cual podemos citar la siguiente:

1. OCEAN INDUSTRY
2. OIL AND GAS JOURNAL
3. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL

4. PETROLEO INTERNACIONAL
5. JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY

ACTIVIDAD



U N A M
E.N.E.P. ZARAGOZA
TESIS PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ

CAPITULO II.

2.1 INTRODUCCION.

Con el presente trabajo se trata de dar un panorama general de la situación nacional en cuanto a tecnología marítima respecto a plataformas, a la vez de tratar de resolver un problema que se plantea más adelante y que es objeto del título del presente trabajo, así como objetivo principal.

El petróleo es producto natural no renovable y fuente principal de energía en el mundo, por lo cual aquél país que posee este energético, tiene asegurado el futuro, por lo menos mientras administre bien y le dure este recurso natural, aquél país que no lo tiene generalmente tendrá problemas de tipo económico, debido a que tendrá que importarlo de quien se lo quiera vender o bien quien le de el menor precio en el mercado, el cual siempre obedecerá los movimientos naturales de la oferta y la demanda.

Como los países que tienen petróleo en el mundo son pocos, cualquier problema que estos tenga, ya sea de tipo económico, político o militar, indudablemente estos problemas se verán reflejados en el resto del mundo al no disponer del suficiente petróleo o bien disponer de él pero a un precio muy elevado.

Que tan bien utilice un país sus recursos petroleros, mucho dependerá de si el recurso es propio o esta en manos de -- transnacionales, si es propio el petróleo se aprovechará mejor a medida que se tengan más recursos técnicos para su procesa-- miento y a medida que se procese más el petróleo, las utilida-- des serán mayores que si se vende el petróleo crudo para que -- empresas transnacionales lo procesen y lo vendan.

La fuente principal del petróleo siempre han sido los ya-- cimientos descubiertos en tierra desde muchos años atras, pero estos se han ido agotando, con lo que se ha hecho necesario -- descubrir fuentes alternas de energéticos o bien empezar a ex-- plorar áreas nuevas con potencial de contener petróleo, estas áreas han sido los grandes yacimientos encontrados fuera de -- costa en los principales países productores de petróleo, en la fig. 2.1.1 podemos ver en forma general como esta constituído un yacimiento, indicando las principales capas que lo constitu-- yen, las cuales serán similares tanto para un yacimiento en -- tierra como para uno fuera de costa.

Con las grandes reservas petroleras probadas y potencia-- les que posee México, debe iniciar el despegue económico y tec-- nológico si estas son bien administradas y aprovechadas. La me-- jor forma de aprovecharlas es llevando una explotación racio-- nal, el cual es otro de los puntos que se tocarán en el presen-- te trabajo.

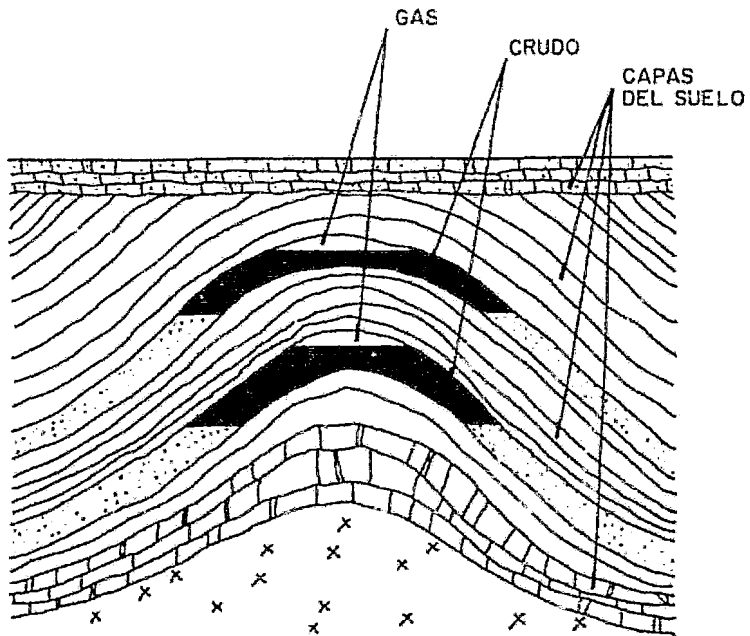


FIG. 2.1.1 VISTA TIPICA DEL YACIMIENTO



U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

El llevar una explotación racional de los yacimientos, --
ayudará a México a llevar también un crecimiento armónico tan-
to económico como tecnológico, que indudablemente podrán lle--
varlo a una independencia total, dependiendo de la gente que -
administre y controle este energético.

9

CAPITULO III.

3.1 FUNDAMENTACION DEL TEMA.

Como se mencionó en párrafos anteriores, la principal fundamentación del tema esta basado en cuanto a la esencia que debe tener todo trabajo de tesis, ya que como trabajo de investigación tenemos un vasto campo de donde aún existen muchas carencias y necesidades, pero que de ninguna forma es posible resolver todos estos problemas con un solo trabajo por lo que necesariamente se tienen que ir solucionando poco a poco.

Como objeto de tesis pudo haberse escogido otro tema, pero hay otro requisito que debe satisfacer y que algunas veces se olvida o se pasa por alto y es que el tema debe ser del agrado de quien lo va a desarrollar, ya que en la medida que el trabajo sea del agrado de quien lo hace, en esa medida el trabajo tendrá calidad y significado para la persona misma.

Este tema cumplió con los requisitos antes mencionados y por lo tanto se seleccionó entre otros temas. El tema es importante ya que puede resultar bastante útil o bien ser el inicio de un trabajo mayor, ya que ahora esta vigente todo lo relacionado con el petróleo tanto su extracción como procesamiento -

y venta.

Recientemente se ha incrementado la exploración y explotación petrolera en el mar en todo el mundo, principalmente en -- los principales países productores de petróleo y en algunos --- otros que no lo tienen en la abundancia de otros, pero que esperan tenerlo al encontrarlo en el mar.

La búsqueda de petróleo en el mar, se ha incrementado debido a que los yacimientos que se están explotando en tierra, se han ido agotando. En especial en México se ha descubierto uno de los principales yacimientos marítimos a nivel mundial y a este yacimiento que se encontró en el Golfo de México y frente a las Costas de Campeche, se le ha dado el nombre de Sonda de Campeche. Este descubrimiento generó muchas interrogantes, una de ellas era la de como realizar una explotación racional y programada de tal forma que México no se convirtiera en un monoexportador o sea que se petrolizará su economía, ya que lo que se pretendía es que el país tuviera un crecimiento económico, político y social en armonía.

Para realizar el estudio socioeconómico de esta situación, se avocó un grupo de ingenieros que en una primera fase debería de generar la información suficiente a partir de los estudios de geología y geofísicos y con estos generar los pronósticos de producción por yacimientos o grupo de yacimientos (com----

plejos), también debían de estimar el número de pozos factibles de perforar tanto de exploración como de desarrollo e inyección de agua así como la producción de los de desarrollo y el número requerido de plataformas de perforación a diferentes tiempos y su localización más conveniente en la Sonda.

Finalmente con las alternativas planteadas, se seleccionará la alternativa o alternativas más convenientes y se determinará el problema de instalaciones de producción, manejo de recursos materiales y humanos, infraestructura de apoyo requerida y todo lo relacionado con el desarrollo integral de la Sonda de Campeche.

El grupo de trabajo que se dedicó a hacer el estudio, debía de dar un orden de magnitud de las instalaciones de producción, para el adecuado manejo integral de la Sonda de Campeche. Cabe señalar que este estudio debía ser únicamente conceptual y posteriormente en otro estudio donde se den los datos básicos del proyecto y finalmente la ingeniería de detalle e incluso la construcción.

Los puntos que este grupo de trabajo trataría desde un punto de vista puramente conceptual son:

- a) Abastecimiento de Materiales
- b) Instalaciones de Producción

- c) Sistemas de Recolección de Hidrocarburos.
- d) Sistemas de Transporte de Hidrocarburos.
- e) Terminales de Proceso, Almacenamiento y Carga.
- f) Recursos Humanos.
- g) Sistema de Telecomunicaciones.
- h) Transporte y Alojamiento de Personal.
- i) Sistema de Seguridad Industrial y Protección Industrial.

Como se mencionó anteriormente, el estudio que se realiza en una primera fase es totalmente conceptual y este llevará a determinar el uso de una sola alternativa. El presente trabajo no abarcará todos los puntos mencionados anteriormente, sino únicamente el que se refiera a : Sistemas de Transporte de Hidrocarburos ya que este punto es el tema principal.

Una vez que el grupo de trabajo respectivo elaboró los pronósticos de producción y al mismo tiempo el de determinar el programa de instalaciones, esto es, cuantas estructuras debe haber en un determinado sitio y de que tipo, ya que como se mencionó - anteriormente tenemos varios tipos de instalaciones, empezando - por las de exploración, cuya finalidad únicamente es la de darnos la posibilidad de que el lugar en cuestión contenga petróleo. En particular los puntos que nos interesan son los pozos de desarrollo, que son aquellos por medio de los cuales se extrae el petróleo.

tróleo del subsuelo. La extracción puede ser primaria o secundaria, dependiendo de si sale por si mismo el petróleo o bien es necesario proporcionarle energía para que pueda fluir el exterior.

Junto con el petróleo que se extrae, se tiene un determinado volumen de gas por cada barril de crudo que sale, por lo que en la red de transporte debemos de transportar petróleo y el gas asociado, aunque algunas veces por separado.

CAPITULO IV.

4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El presente trabajo, como ya se dijo esta enfocado principalmente al problema de ubicación y cálculo de la red de transporte de hidrocarburos en la Sonda de Campeche. Para resolver este problema, era necesario disponer de una serie de datos, entre los que se citan los siguientes:

Disponer del número de plataformas de desarrollo, esto es el número de pozos perforados para la extracción de petróleo. Por otro lado también debía de conocerse la localización de estos pozos, la cual esta en coordenadas solo utilizando los puntos cardinales Este y Norte. Aparte de la información citada, también era necesario conocer la cuota de producción por pozo de desarrollo.

Una vez ya teniendo la información mencionada, se puede enfrentar el problema de implementar el módulo de simulación para la red de transporte de hidrocarburos de la Sonda de Campeche, este módulo deberá de ser capaz en principio de darnos la distancia a recorrer por el fluido entre las plataformas o entre complejos, además también debe darnos el diámetro recomendado, así como la caída de presión que se provocará por fricción únicamente.

Todo esto nos lo dará tanto para líquidos como para gases y en el transcurso del presente trabajo se verá la necesidad de implementarse, de tal forma que nos dimensione para flujo a dos fases.

A priori podríamos decir que el flujo a dos fases, en particular con un patrón de flujo tipo slug o tipo anular, no sería recomendable dado las condiciones de operación. distancias que tiene que recorrer el fluido y la configuración de la trayectoria del recorrido del fluido.

Una vez que el crudo y el gas se extraen del subsuelo es necesario darle un tratamiento para poderlo transportar sin que cause muchos problemas en la tubería, el tipo de tratamiento depende del punto final a donde vaya o del uso que se le vaya a dar. En este trabajo no nos ocuparemos de los diferentes procesos que se le da tanto al petróleo como al gas asociado, ya que sería muy extenso citar los procesos en forma detallada y nos estaríamos saliendo del objetivo principal del trabajo. - Para tener idea de los tipos de procesos primarios a que se someten el gas y el petróleo antes de llegar a tierra o bien del gas y petróleo que utilizan en las plataformas como servicios auxiliares, se dará de una forma general el tipo de plataformas y su funcionamiento, por las cuales pasan tanto gas como petróleo, ya que los fluidos extraídos del subsuelo, siguen una secuencia lógica desde que salen del yacimiento hasta que llegan a

tierra o bien hasta llegar a los buques tanques para su exportación, en la fig. 4.1.1 se puede ver los procesos principales a que se someten los fluidos extraídos, de una forma general.

Daremos de una forma general las principales funciones de los diferentes tipos de plataformas, entre las cuales tenemos -- que por el servicio que dan tenemos: Plataformas de exploración, de perforación, de producción temporal, de producción permanente, de compresión, de enlace, de inyección y habitacional, estas serían las principales, ya que se podría hacer una clasificación más extensa, pero no es necesario ya que actualmente --- cualquier tipo de plataformas caería dentro de esta clasificación.

Es necesario hacer este planteamiento general ya que de esta forma podremos ver que es lo que más le hace falta al país, es decir aquello que no se produce dentro y también ver que es en lo que si somos autosuficientes, esto se hará de una forma general ya que las carencias o suficiencias, únicamente las englobaremos desde el punto de vista del área de ingeniería respectiva, esto es, Ingeniería de Proceso, Ingeniería Eléctrica, etc.

Con lo anteriormente dicho, se trata de que quedara lo -- más claro posible el problema que se atacará en el presente ---

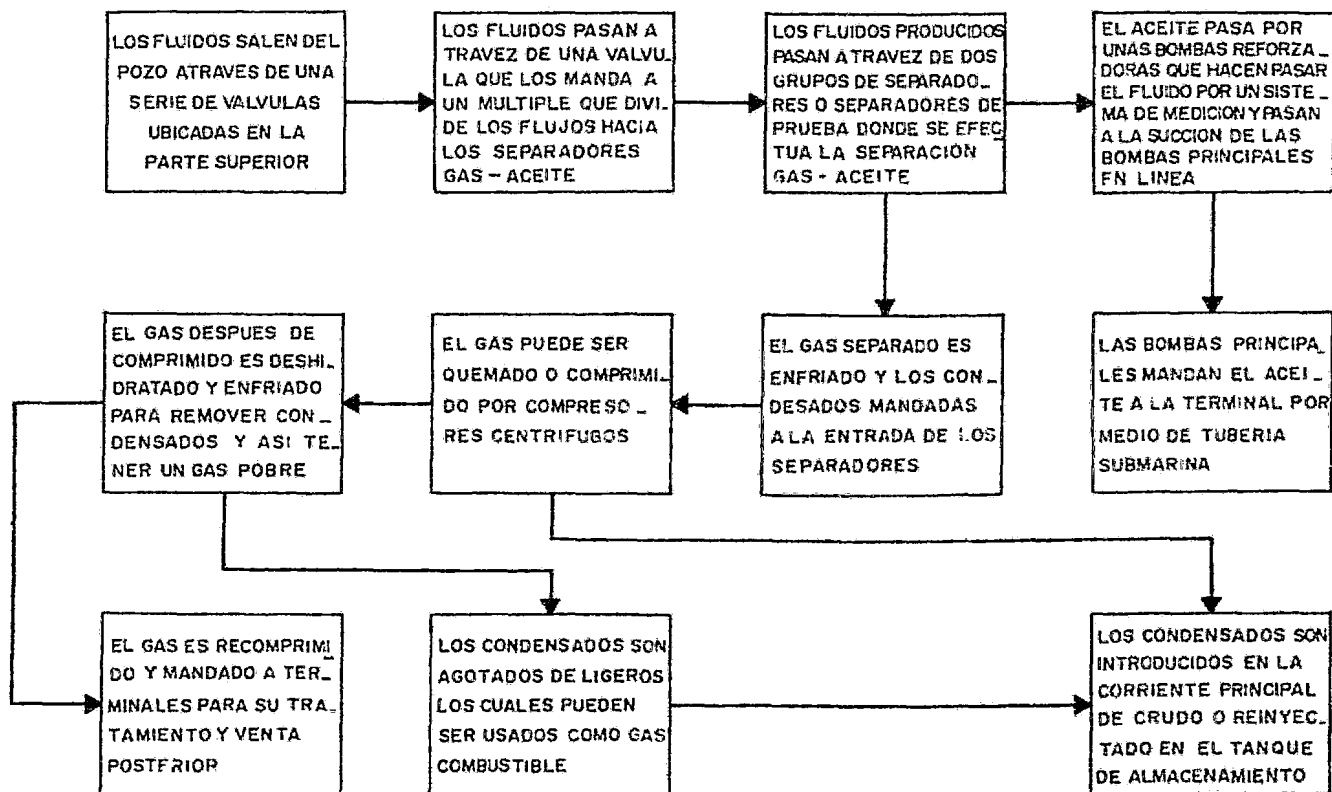


FIG.4.I.I. PROCESOS PRINCIPALES DE LOS FLUIDOS DE POZOS PETROLEROS

U N A M
E.N.E.P. ZARAGOZA
TESIS PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ

trabajo, de una forma general ya que en los capítulos sucesivos se verá con más detalle.

CAPITULO V.

5.1 OBJETIVOS.

Como ya se mencionó a lo largo de los párrafos anteriores, el objetivo principal del presente trabajo es el de implementar un módulo de simulación para la red de transporte y recolección de hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

También como ya se ha mencionado, se pretende dar un esbozo general de la situación nacional, en cuanto a plataformas que se utilizan y se utilizarán en un futuro próximo, para hacer el planteamiento general será necesario hacer una descripción de -- las principales funciones de cada una de las plataformas en ques ti ón, así como de forma general describir las partes principales de cada una de ellas.

Estos objetivos señalados, serán los objetivos terminales principales del trabajo.

CAPITULO VI.

6.1 HIPOTESIS.

Para plantear estrictamente una hipótesis del trabajo, sería necesario el que fuera un trabajo experimental, si no totalmente, si en una parte bastante importante.

El presente trabajo no es de tipo experimental ni pretende probar nada, únicamente dar solución a un problema planteado mediante procedimientos teórico-prácticos que ya fueron probados y aceptados por la gente interesada en este tipo de procedimientos. Por lo tanto la hipótesis que se plantea esta fundamentada en lo dicho anteriormente y es:

Se considera que será suficiente con un punto de recolección por cada grupo de plataformas a considerar, las cuales no será necesario agruparlas en grupos de más de 10 plataformas por cada caso a considerar. Tomando en cuenta que en cada complejo podemos tener tantos grupos de plataformas como queramos, será necesario y suficiente contar con dos puntos de recolección terminales para gas y crudo, a la vez que una sola para gas. Con estos puntos ya determinados de antemano, podemos trazar la red de recolección y transporte de hidrocarburos con diferentes alternativas del programa de explotación.

CAPITULO VII.

7.1 MATERIAL Y METODOS.

Para el desarrollo del trabajo, disponemos de una gran cantidad de material tanto escrito como asesoramiento verbal de especialistas, lo cual sería muy extenso citar todo esto, por lo que solo mencionaremos alguna parte del material de que disponemos, que es una serie de información escrita, que tenemos disponible en la biblioteca del Instituto Mexicano del Petróleo.

Como una de las partes fundamentales de que disponemos, es un sistema de computación, que está constituido principalmente por un equipo UNIVAC, el sistema es UNIVAC 1100 y puede ser operado tanto por tarjetas como por terminal de pantalla, el cual será nuestro medio principal para operar la computadora, el lenguaje que utilizaremos es el que se aprendió durante la carrera y es FORTRAN IV.

Como otra parte fundamental de que disponemos, es el asesoramiento de especialistas de diferentes ramas, sin los cuales el desarrollo del presente trabajo sería mucho más complicado y más largo.

CAPITULO VIII.

DESARROLLO

8.1 CONSIDERACION PREVIA:

El desarrollo del presente trabajo, no pretende dar una solución única al problema planteado ya que tal cosa sería imposible, ya que posiblemente cada persona que tratara de dar solu--ción al problema, encontraría su propia respuesta, solo tal vez fueran parecidas pero sería muy difícil que fueran iguales.

El módulo a implementar no pretende ser absoluto y perfec--to sino solo ser el inicio de un objetivo aun más ambicioso que podría ser tan útil como la gente misma relacionada con este lo quiera, también podrá ser modificado o mejorado con su misma estrutura si no se pretende algo mayor.

Este trabajo estará enfocado desde un punto de vista teórico-práctico, sin llegar a experimental, ya que como se dijo an--tes, no se pretende probar nada.

Con base en lo ya mencionado, podemos decir que el trabajo podrá tener muchas críticas, principalmente de la gente que lle

va bastante tiempo trabajando con proyectos de plataformas y que no solo los haya desarrollado en el papel sino que este bien ubicado físicamente. En la medida que se reciben estas críticas --- constructivas el trabajo podrá ser mejor y aumentar su calidad.

Se considera que la principal limitante del trabajo será la de que se trabajará básicamente a partir de información escrita o bien asesoramiento verbal sin llegar a tener un contacto físico con el equipo de que se hablará a lo largo del trabajo, por lo tanto en la medida que se asimile tanto la información escrita como el asesoramiento verbal, en esa medida podremos aumentar la calidad del trabajo.

8.2 GENERALIDADES.

Antes de iniciar propiamente el desarrollo del módulo de simulación, es necesario hacer una descripción de los principales tipos de instalaciones marítimas de que se dispone, en este caso las plataformas. Esta descripción será general y estará enfocada al servicio que dan, haciendo referencia algunas veces a las carencias y necesidades que se tienen en este renglón, referidas principalmente al aspecto de proceso.

Los principales tipos de plataformas que tenemos y que aquí se describirán en forma breve son las siguientes:

1. Plataforma de Perforación
 - 1.1 Plataformas de Exploración
 - 1.2 Plataformas de Desarrollo o Explotación
2. Plataformas de Producción Temporal
3. Plataformas de Producción Permanente
4. Plataformas de Compresión
5. Plataformas de Enlace
6. Plataformas de Inyección
7. Plataformas Habitacionales

8.2.1 PLATAFORMAS DE PERFORACION.

En este tipo de plataformas, podemos tener a dos grupos - de estas que son las de exploración y las de explotación o desarrollo.

A continuación hacemos la descripción de este tipo de instalaciones.

8.2.1,1 PLATAFORMAS DE EXPLORACION.

Este tipo de plataformas tienen como finalidad principal la de encontrar áreas con posibilidades de contener petróleo o gas en el subsuelo. La forma en que se hace el descubrimiento es por medio principalmente de estudios geológicos que van dan

do la composición de las diferentes capas del subsuelo y de esta forma ubicar los hidrocarburos, este descubrimiento se hace generalmente por la identificación de compuestos orgánicos presentes en las rocas.

Para poder analizar las diferentes capas del subsuelo, es necesario hacer perforaciones, las cuales se hacen por medio de un barreno y una vez cumplida su misión, el pozo se tapa, para posteriormente hacerlo producir si es que su potencial resultó positivo. En la perforación de estos pozos de exploración intervienen muchos factores que es necesario ir controlando a lo largo de la perforación, tal es el caso de la carga del subsuelo - que va variando con la profundidad del subsuelo y que se necesita ir manteniendo, por lo que se debe de ir conservando la carga del suelo ya que si se encuentra petróleo o gas, al estar estos ejerciendo una presión determinada, si se hace más ligera - la capa de tierra, la perforación presentará un punto por donde puede escapar el gas o petróleo, por esto es necesario ir controlando la densidad, lo cual se hace por medio de lodos de diferentes composiciones que varían según la densidad requerida y estos lodos se van inyectando al pozo durante la perforación, - estos lodos también desempeñan el papel de lubricante entre la barrena y el suelo.

Durante la perforación, es necesario ir haciendo un perfil

de la composición del subsuelo, por lo que es necesario ir mues
treando cada determinada profundidad para poder determinar si -
es que hay petróleo o gas o bien que tan cerca está el yacimien
to si es que ya se encontraron indicios de hidrocarburos.

En la fig. 8.2.1.1 se muestra el arreglo típico de una pla
taforma de perforación, la cual en el caso de una de explora---
ción debe ser temporal, ya que como se dijó una vez cumplida su
misión, esta se retira y se úbica en otro lado. Para que la pla
taforma sea móvil es necesario que esta pueda moverse por si --
misma sobre el agua, por lo que de alguna manera estas platafor
mas funcionarán como barcos. Dentro de este tipo de plataformas
tenemos dos tipos diferentes: La primera es la de tipo JACK-UP
o Autoelevable, la cual es completamente independiente y flota
por si misma, en la fig. 8.2.1.2 se muestra una plataforma de -
este tipo, la cual funciona de la siguiente forma: Primeramente
se localiza perfectamente el sitio a perforar, una vez hecho es
to, la plataforma se lleva hasta este sitio, para poder quedar
fija la plataforma, esta posee cuatro o tres patas que son re--
tráctiles, una vez ya ubicada la plataforma sobre el mar, se ba
jan las patas y de esta forma queda anclada y fija al fondo mari
no y esta lista para iniciar la perforación, la cual se efectua
por medio de un barreno telescópico, es decir se va haciendo más
angosto a medida que va perforando, también se van colocando tu
bos concéntricos a medida que se va avanzando, la colocación de
tubos concéntricos tiene varios fines, uno de ellos, es el de -

- 1. Pótoposto
- 2. Poleas Fijas
- 3. Torre
- 4. Polea Viñera
- 5. Casco
- 6. Techo Fijo
- 7. Manguera Flexible
- 8. Línea de Perforación
- 9. Unión Giratoria
- 10. Compensador de Movimiento
- 11. Mesa
- 12. Mesa Rotaria
- 13. Malacate
- 14. Líneas de Lodos
- 15. Tanques de Lodos
- 16. Bombas de Lodos
- 17. Unidades de Potencia
- 18. Preventores de Reventón
- 19. Sarta de Perforación
- 20. Retorno de Lodos

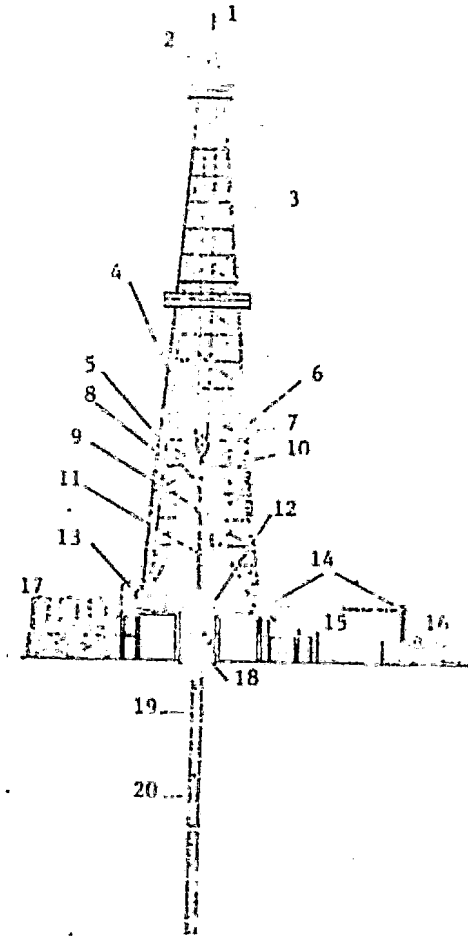
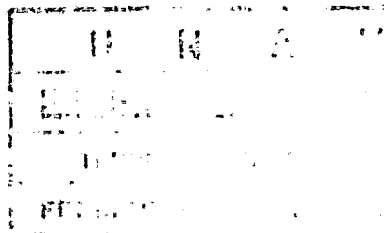


FIG. 8.2.1.1 PLATAFORMA DE PERFORACION



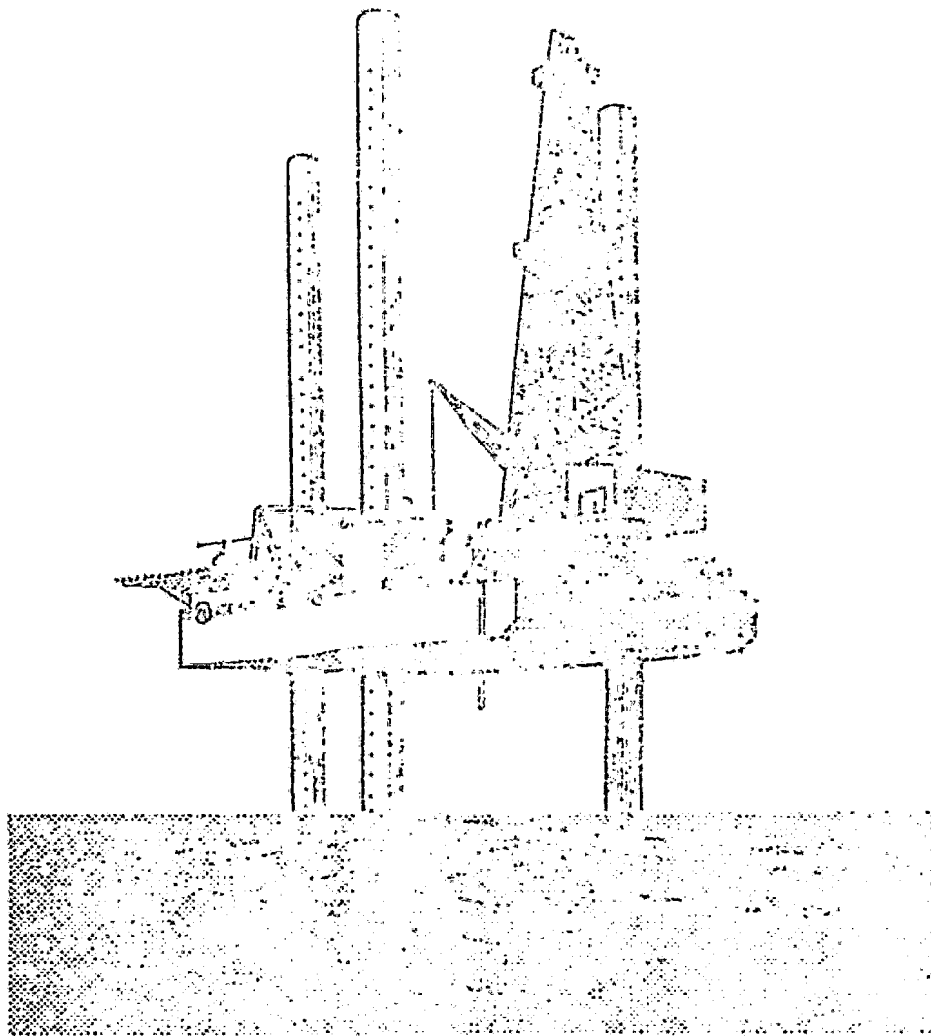


FIG. 8.2.1.2 PLATAFORMA AUTOELEVABLE

U N A M
E.N.E.P ZARAGOZA
TESIS PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ

proveer conductos adecuados para el flujo de lodos que se bom--
bean al barreno que sirven como lubricante y equilibradores de
la presión.

Otro tipo de plataformas de perforación que sirve para ex
ploración es la que es de tipo barco, es decir no está apoyada
en el fondo sino únicamente anclada como un barco común y la --
forma de efectuar la perforación es similar a la ya mencionada.

8.2.1.2 PLATAFORMAS DE DESARROLLO. O EXPLOTACION.

Como otro tipo de plataformas de perforación, tenemos a las de desarrollo o de explotación cuya función principal es la de extraer el gas y crudo con un flujo determinado, el cual puede regularse o cancelarse por medio de una serie de válvulas, las cuales están ubicadas en un arreglo conocido como árbol de navidad que está ubicado a la salida del pozo, esta plataforma a diferencia de las anteriores es fija, es decir, una vez ubicada ya no debe moverse y debe permanecer siempre ahí, la perforación se lleva en la misma forma que las anteriores, la única diferencia es que las plataformas de desarrollo alcanzan una profundidad menor que las de exploración, las cuales pueden alcanzar hasta una profundidad de 6000 metros y las de explotación generalmente no van más allá de 2000 metros.

Otra diferencia importante de las plataformas de desarrollo en comparación con las de exploración, es que las primeras poseen mucho más equipo de proceso tales como separadores primarios.

En general en cuanto a plataformas de perforación de desarrollo si somos autosuficientes debido a que estas no requieren de una tecnología muy avanzada, a pesar de esto la fabricación de estas plataformas aun se hace en el extranjero y

solo recientemente se inicio la fabricación de estas plataformas en el país en el estado de Tamaulipas en Tampico. En la -- fig. 8.2.1.3 se puede ver una plataforma de desarrollo.

En cuanto a las plataformas de tipo jack-up aun son rentadas y son pocas de las que se dispone actualmente debido a que no es necesario tener más ya que como son moviles pueden irse desplazando e ir perforando para posteriormente colocar plataformas fijas en el sitio ya perforado.

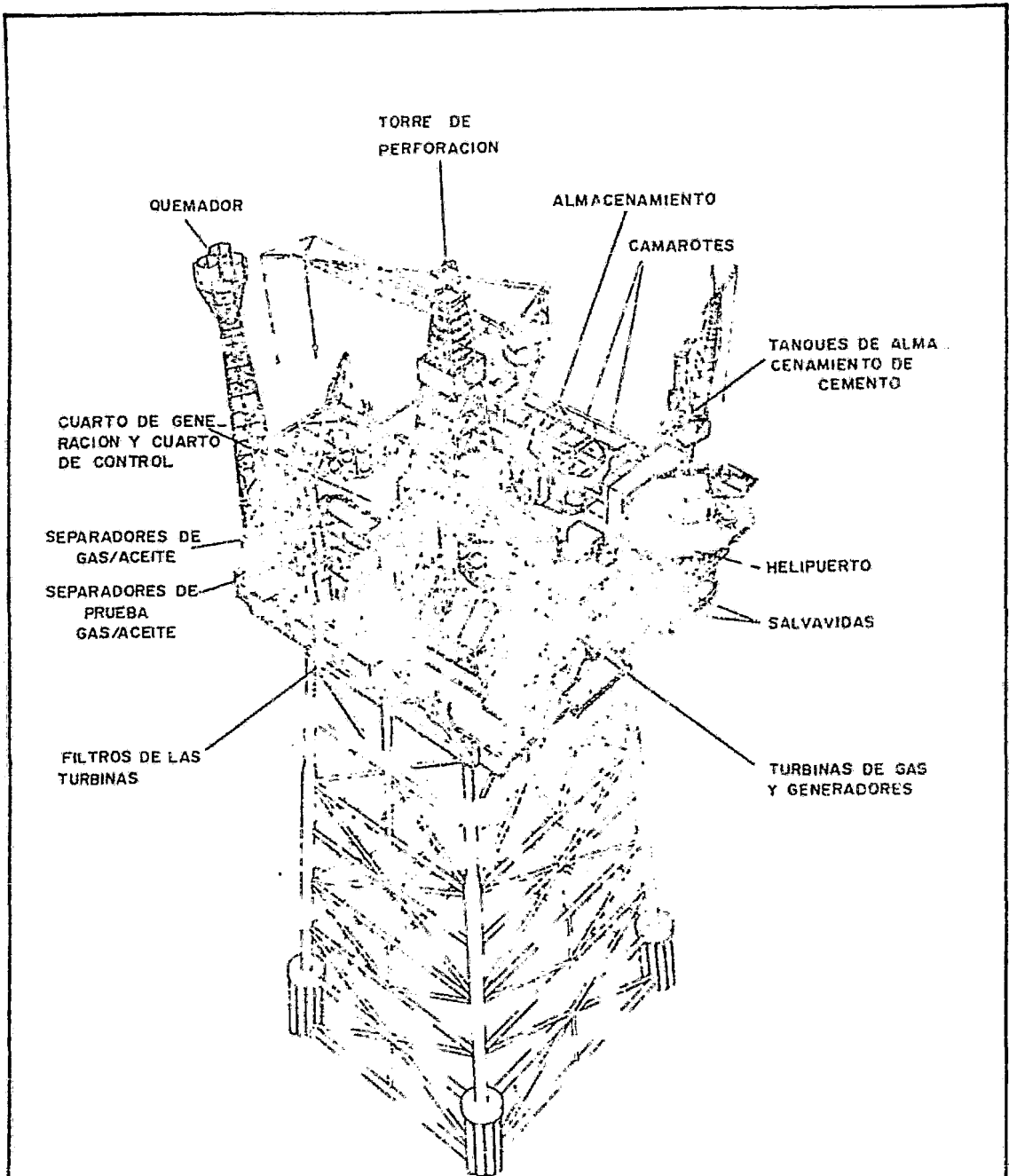


FIG. 8.2.1.3. PLATAFORMA DE DESARROLLO

U N A M
E.N.E.P. ZARAGOZA
TESIS PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ

8.2.2 PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL.

Esta instalación tiene como finalidad principal la de acondicionar al petróleo crudo proporcionándole las propiedades mínimas para su transporte a tierra o a exportación a barcos en el mar. La forma de acondicionar los líquidos es eliminando todos los gases que puedan llevar disueltos y de esta forma evitar problemas en la tubería y en equipos tales como bombas, principalmente donde pueden presentarse problemas de cavitación y problemas de flujo a dos fases en la tubería.

Para realizar sus funciones la plataforma cuenta con separadores líquido-gas como equipo principal.

Debido a que los fluidos que salen de los pozos salen a presiones altas, la forma de eliminar los gases es reduciéndole la presión hasta los niveles más bajos posibles, lo cual lo efectúan en dos etapas mediante dos trenes de separación.

En una primera etapa se elimina la mayor parte de gas, el que a su vez se hace pasar por un eliminador de espuma para evitar al máximo las pérdidas de condensables, para después mandar el gas libre de líquido al quemador o a procesar.

El líquido separado se manda a una segunda etapa de separación donde se le baja a un más la presión y se separan los po

cos gases que puedan quedar, los cuales también se mandan al quemador y después de esta etapa el líquido se manda a las bombas, las que tienen la función de darle la presión necesaria para que el líquido pueda llegar a tierra o a las monoboyas de carga a -- barcos.

Esta plataforma debe ser autosuficiente en servicios por lo cual debe tener capacidad para almacenar combustible líquido y -- generar su combustible gaseoso, además de generar el agua de enfriamiento y potable, también debe ser capaz de tratar todos sus desechos de tal forma de evitar la contaminación por medio de -- la aplicación de las normas de contenido máximo de contaminantes que tiene la Secretaría de Salubridad y Asistencia y que la Se-- cretaría de Marina se encarga de hacer cumplir.

En la figura 8.2.2.1 se puede ver el diagrama de proceso de -- esta plataforma.

Cómo su nombre lo dice este tipo de instalación es temporal ya que como se puede ver todo el gas se quema en este proceso lo que significa estar quemando un producto que puede ser procesado y vendido, lo cual se hace en otro tipo de instalaciones que se instalan posteriormente.

Todas las plataformas que se tienen de este tipo son importadas completamente ya que son fabricadas e instaladas por una -- empresa extranjera con filial en México.

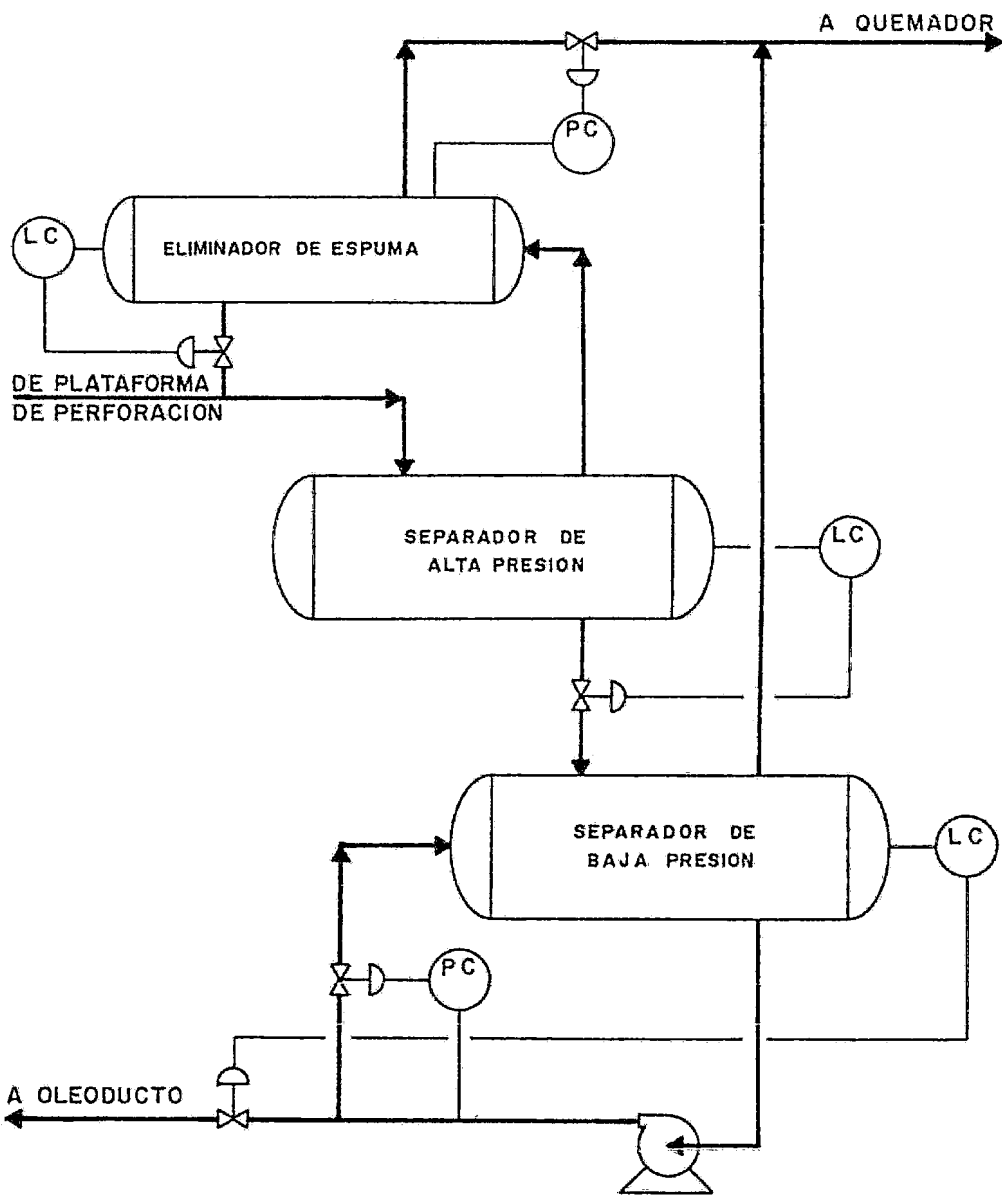


FIG. 8.2.2.1 PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL

U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

Recientemente se inicio un proyecto en el Instituto Mexicano del Petróleo el cual tiene como función principal el de reacondicionar estas instalaciones ya que algunas de ellas estan trabajando a una capacidad mayor de la que fueron diseñadas o bien tienen algunos problemas de diseño que es necesario corregir.

8.2.3 PLATAFORMA DE PRODUCCION PERMANENTE.

Esta plataforma tiene las siguientes funciones:

- a) Separación de las fases agua-aceite-gas
- b) Dehidratación del aceite separado
- c) Compresión y deshidratación del gas recuperado
- d) Endulzamiento del gas combustible

Debido a que las plataformas estan aisladas en el mar, deben de ser autosuficientes en cuanto a servicios auxiliares tales como agua de enfriamiento y gas combustible, gas inerte, agua potable, energía eléctrica, aire de planta e instrumentos y desfogue.

En las plataformas como es lógico hay muchas limitaciones en cuanto a espacio, por lo que se restringen mucho la adquisición de equipos voluminosos. Debido a esto todos los servicios auxiliares se instalan en forma de paquetes del fabricante correspondiente, a quien se le especifica el área máxima de que dispone para la ubicación de su equipo y cuyo diseño debe ajustarse. Respecto a esto cabe señalar que generalmente estos paquetes de servicios auxiliares son adquiridos a fabricantes extranjeros con representantes nacionales y solo los equipos pequeños son de fabricación completamente nacional, tales como filtros.

La separación del crudo de pozos, se realiza mecánicamente y por medio de expansiones sucesivas hasta una presión un poco mayor a la atmosférica.

El aceite separado se deshidrata utilizando generalmente un proceso electrostático debido a que el agua se encuentra en suspensión en el crudo en forma de pequeñas gotas y por medios mecánicos sería más tardado y menos eficiente, lo que ocasionaría que llevara más agua disuelta de la especificada.

Para la compresión del gas separado, generalmente se utilizan compresores centrífugos, los cuales son accionados por turbinas de gas, la compresión se efectúa en dos niveles, uno de baja presión que lleva al gas hasta una presión aproximada de 100 Psig, y otro de alta presión que lo lleva a un nivel de presión de aproximadamente 1200 Psig. En algunos casos el calor de la combustión en las turbinas se aprovecha aunque no en todos los casos.

Una vez comprimido el gas este pasa a un proceso de deshidratación el que se efectúa en un circuito de trietilenglicol, el cual entra en contacto con el gas en una torre que está diseñada para operar a altas presiones. El gas deshidratado se manda a una plataforma de enlace o a tierra para su procesamiento al igual que el crudo ya deshidratado. En la fig. 8.2.3.1 se -- puede ver el diagrama de flujo de esta plataforma.

47

U
N
A
M

E.N.E.P. ZARAGOZA

TESIS PROFESIONAL

FERNANDO HERRERA JUAREZ

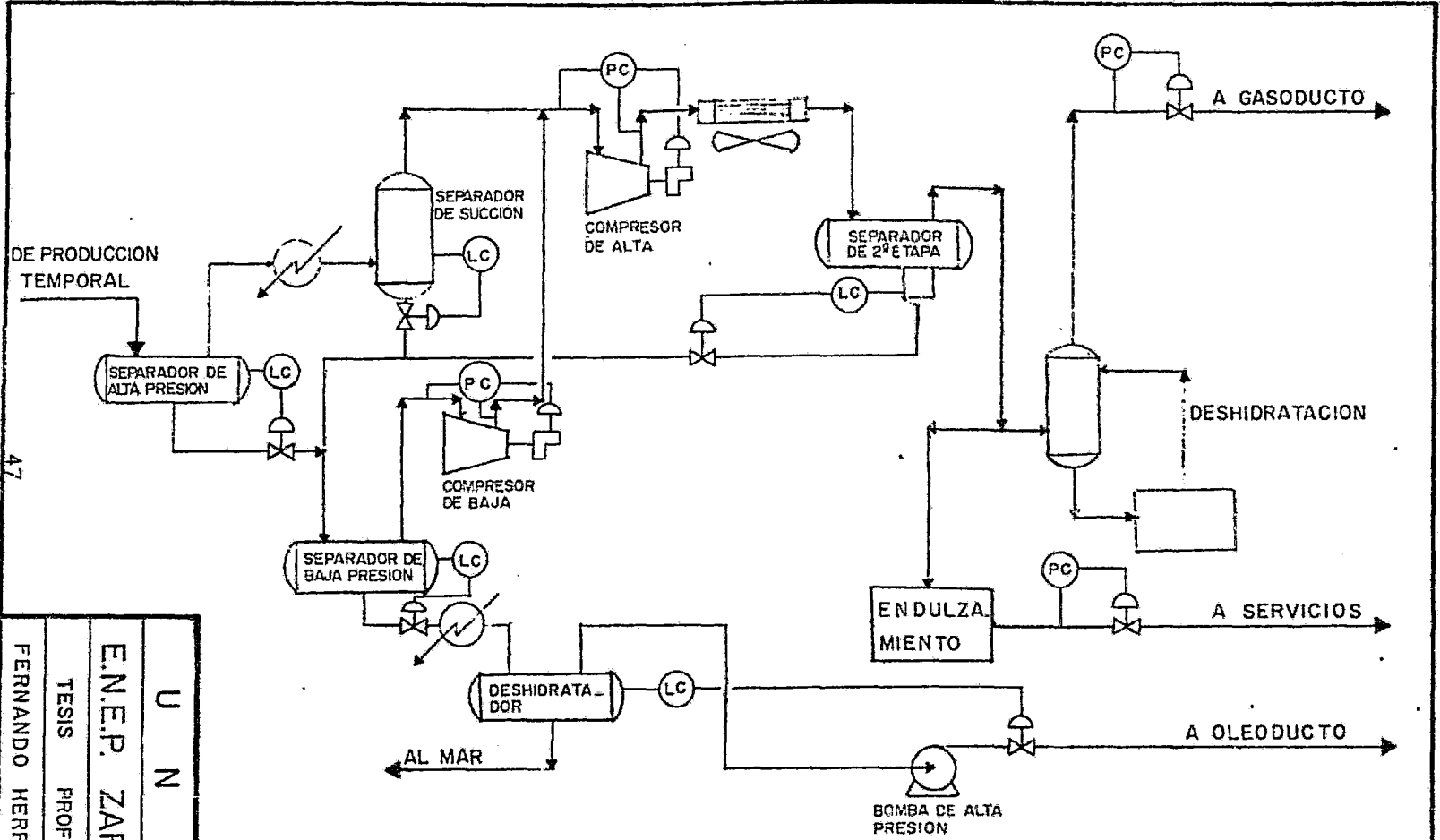


FIG. 8.2.3.1 PLATAFORMA DE PRODUCCION PERMANENTE

Debido a que la plataforma debe ser autosuficiente en cuanto a servicios auxiliares, se deben generar arriba de ésta y en la medida de lo posible utilizar los productos de proceso para tal efecto, como se dispone de gas en abundancia este se utiliza como elemento motriz en los motores más grandes que generalmente son accionados por turbinas de gas. Para poder utilizar el gas como combustible es necesario endulzarlo, lo cual se hace dentro de un circuito de Dietanolamina donde se absorbe la mayor parte de compuestos de azufre y de esta forma el gas ya puede ser utilizado como combustible.

El funcionamiento de la plataforma únicamente está limitado por el gasto mínimo que debe llegar a los compresores y -- que por debajo del cual el compresor no operará, también habrá que ver hasta que nivel es costeable operar las instalaciones -- ya que por debajo de un gasto determinado ya no sería costeable el operar.

Los servicios necesarios entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

- Agua de enfriamiento
- Combustible gaseoso
- Aceite de calentamiento
- Combustible líquido
- Gas inerte
- Agua potable
- Agua contra incendio

Aire de instrumentos

Aire de planta

Energía eléctrica

Teléfonos

Desfogue

Como en toda planta de proceso siempre se tienen desechos, los cuales es necesario eliminar. En cuanto a desechos líquidos, los requerimientos a cumplir son fijados por el reglamento para la prevención y control de la contaminación de aguas de la Secretaría de Salubridad y Asistencia, y de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, estas normas a cumplir estarán encaminadas a proteger la vida submarina tanto vegetal como animal, las dos fuentes principales de contaminación que se tienen son: Química y térmica.

Como esta es una empresa estatal se cuida bastante el cumplir con estas normas, en cuanto a la contaminación por desechos en el aire, también hay normas que se deben respetar en cuanto al contenido de agentes químicos y gases disueltos en el aire.

En todos los tipos de plataformas, el diseño estructural de la subestructura es similar, esto es la parte de la plataforma que esta bajo el mar. Generalmente este tipo de plataformas tiene tres niveles, las cuales pueden ser de 8 o 12 patas aunque actualmente se prefieren aquellas de 8 patas.

Actualmente ya se tiene la capacidad y confianza suficiente en cuanto a las estructuras, ya que el diseño estructural desde el punto de vista de Ingeniería Civil se hace en México y como ya se dijo recientemente se empezó a construir en México toda la estructura.

Desde el punto de vista de proceso, se hace el balance de materia y energía y en algunos casos el diseño hidráulico y termodinámico de algunos equipos de proceso, pero generalmente el fabricante tiene la última palabra, ya que solo bajo sus condiciones garantizará el buen funcionamiento del equipo, también en este aspecto el fabricante que siempre es extranjero, entrega su equipo en paquetes y dando únicamente boquillas por donde deben conectarse para la entrada de reactivos y salida de productos.

Es conveniente señalar que este tipo de plataformas al igual que las demás, se debe considerar todos los factores ambientales que pudieran interferir con el buen funcionamiento del proceso en general, tales como: Viento, oleaje y corrientes submarinas entre otros.

8.2.4 PLATAFORMA DE COMPRESION.

Esta instalación se diseña para: Comprimir y deshidratar el gas proveniente de alguna plataforma de producción temporal, también se diseña para que sea capaz de endulzar el gas combustible necesario para cubrir los requerimientos propios de este tipo de plataforma, también debe ser autosuficiente en lo que se refiere a tratamiento de agua de desecho y requerimientos de servicios - auxiliares, tales como agua de enfriamiento, gas inerte, energía eléctrica, sistema de calentamiento, aire de planta e instrumentos, así como de agentes químicos, combustibles líquidos y desfogues.

Para comprimir el gas se utilizan compresores centrifugos - accionados por turbinas de gas, el proceso consiste de dos niveles de compresión, uno denominado de baja presión y otro de alta presión.

Después de comprimir el gas, este debe ser deshidratado y - esto se hace utilizando trietilenglicol en un circuito cerrado.

Parte del gas comprimido se pasa a endulzamiento para utilizarlo como combustible, el proceso utilizado es el proceso Girbottol, el cual es un circuito cerrado con dietanolamina.

El tratamiento del agua aceitosa separada en los módulos de compresión se hará por separación mecánica del aceite contaminante y agotamiento del ácido sulfhídrico disuelto, utilizando gas

inerte.

La energía eléctrica es generada por turbogeneradores accionados por turbinas duales, esto es que pueden funcionar tanto con combustible líquido como gaseoso.

El agua potable es generada por un sistema de osmosis inversa a partir de agua de mar, de donde también se toma el agua de enfriamiento utilizada en la plataforma.

El gas inerte que se requiere, es generado por un proceso de combustión en el cual se utiliza un quemador dual, que puede quemar tanto diesel como gas. En forma similar para el sistema de calentamiento se utiliza un quemador dual integrado a un circuito cerrado de aceite de calentamiento. En la figura 8.2.4.1 se puede ver el diagrama de flujo de proceso de una plataforma de Compresión.

En este tipo de plataformas generalmente se hace Ingeniería de detalle unicamente, ya que casi todo se compra en paquetes de fabricante, que unicamente se apegan a las especificaciones y requerimientos que se les exigen, esto ocurre en los servicios auxiliares.

53

U
N
A
M
E.N.E.P. ZARAGOZA
TESIS PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ

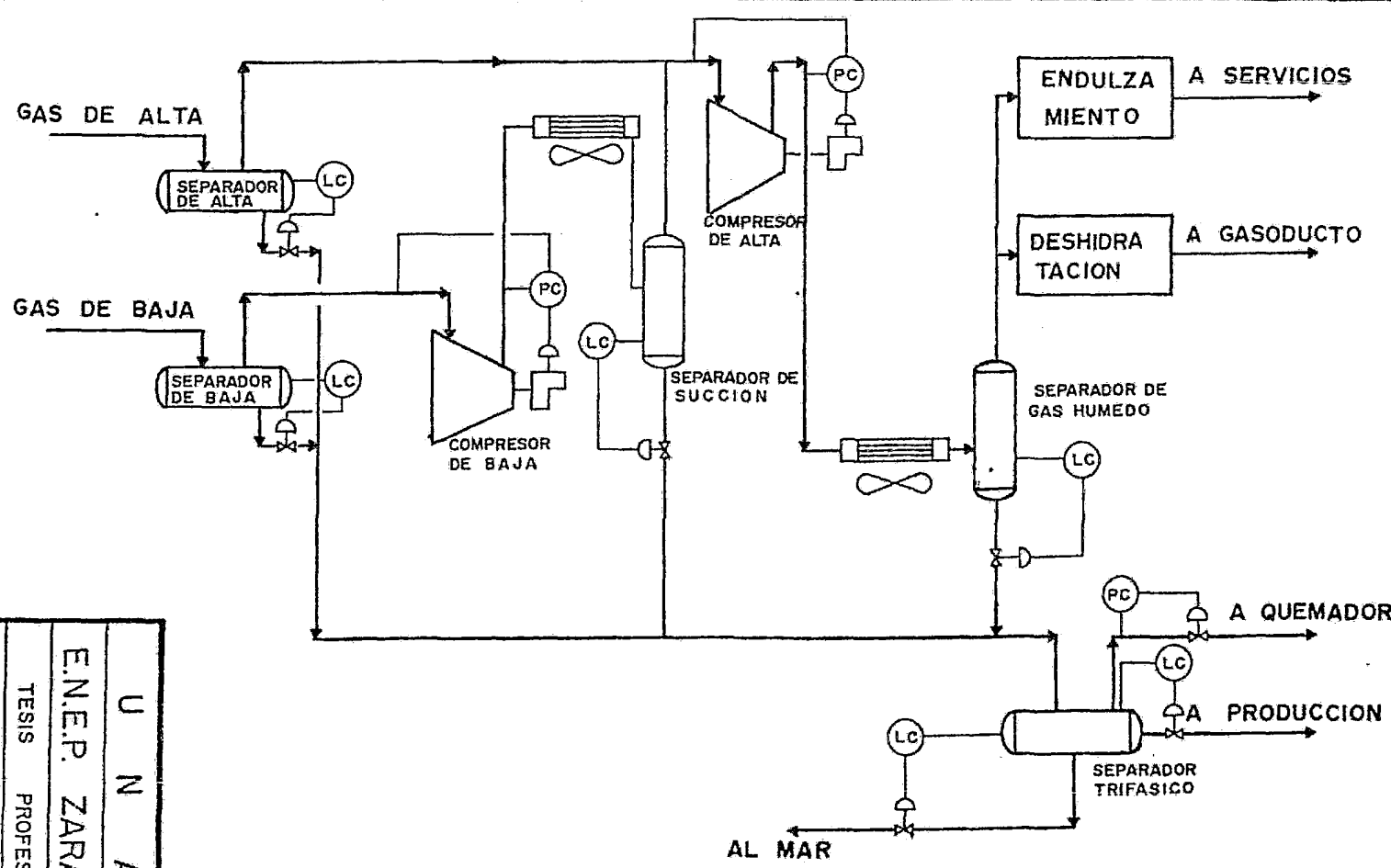


FIG. 8.2.4.1 PLATAFORMA DE COMPRESION

8.2.5 PLATAFORMA DE ENLACE.

La función principal para la que es diseñada esta plataforma es: Recolectar aceite y gas proveniente de otras instalaciones y mandarlos por separados a tierra. Esta plataforma cuenta con --, las instalaciones adecuadas para la limpieza de las líneas, además de que cuenta con los medios necesarios para la separación de condensados obtenidos de las corrientes gaseosas.

El proceso que se utiliza en el enlace de gas, consiste en - la separación mecánica de las fases líquida y vapor, también debe tener lo necesario para el almacenamiento en una línea submarina - de los condensados originados durante la corrida de diablos. Generalmente el proceso utilizado para el enlace de crudo o aceite, -- consistirá en una unión tipo múltiple.

En la figura 8.2.5.1 se puede ver un diagrama de flujo, la - cual recibe bastantes líneas, la mayoría submarinas, aunque también puede recibir líneas por puente.

Esta plataforma no es autosuficiente, primeramente debido al poco espacio disponible ya que se manejan muchas líneas bastante grandes, además de que el requerimiento de servicios auxiliares - no es muy grande, también como generalmente esta plataforma estará cerca de alguna otra, se prefiere que los servicios auxiliares los proporcione por puente de tuberías alguna otra plataforma. -- Los servicios auxiliares requeridos son:

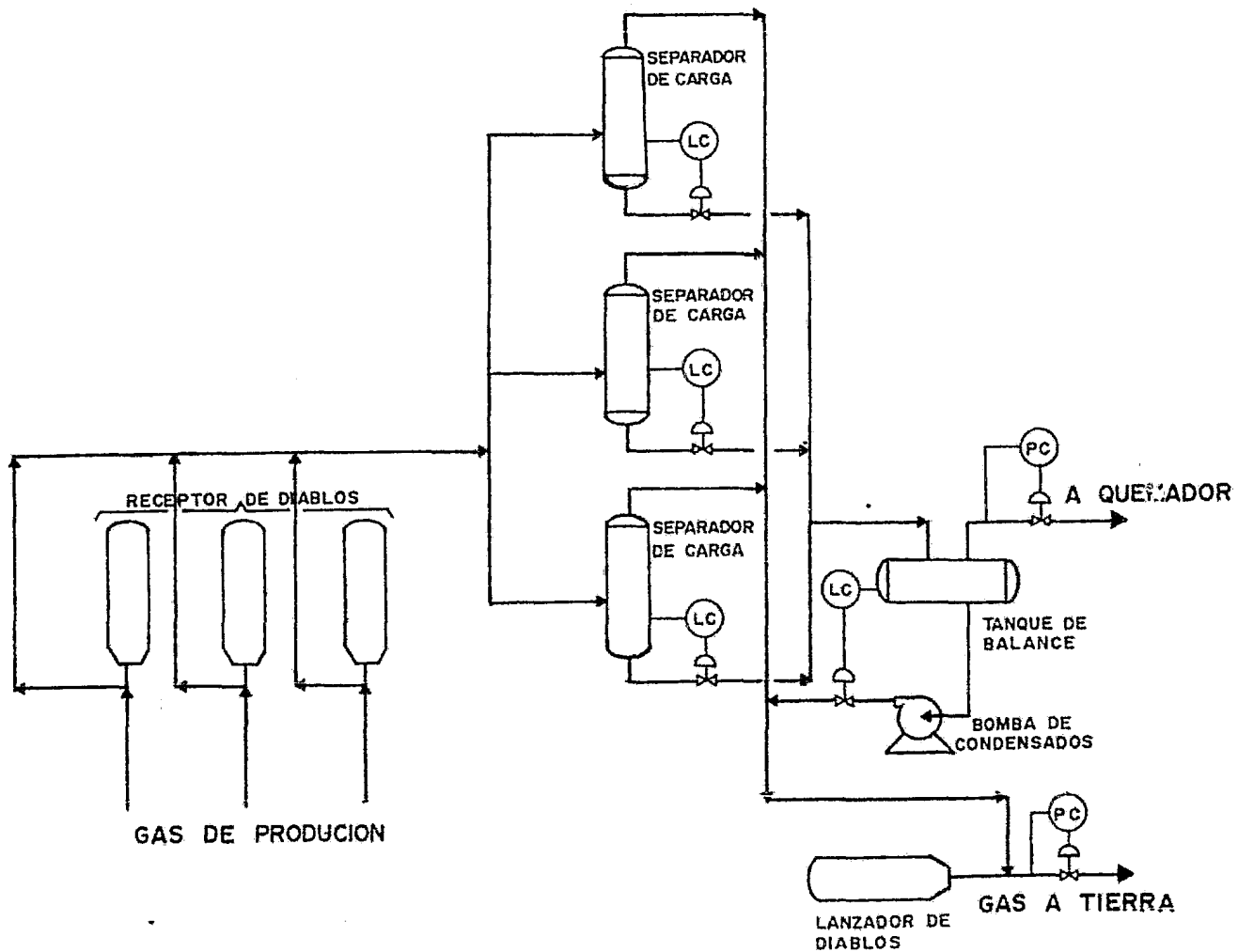


FIG. 8.2.5.1 PLATAFORMA DE ENLACE

Agua Potable.
Agua contra Incendio.
Aire de Instrumentos y Planta.
Combustible Diesel.
Combustible Gaseoso.
Energía Eléctrica.
Teléfonos.
Desfogue.
Sistema de Seguridad.

Además de los servicios auxiliares que serán proporcionados por otras plataformas, se cuenta en algunos de ellos con equipo de emergencia, principalmente en aquellos que son vitales para el funcionamiento de la plataforma, tal como energía eléctrica y aire de instrumentos.

En este tipo de plataformas la ingeniería que se realiza es básicamente de detalle ya que no hay un proceso estrictamente hablando y solo hay una recolección de varias líneas. El equipo principal en esta plataforma por número y por su uso son los lanzadores y receptores de diablos. *

* Equipo utilizado para limpieza e inspección de tuberías.

8.2.6 PLATAFORMA DE INYECCION DE AGUA.

Para la obtención del petróleo del subsuelo, tenemos dos tipos de recuperación, la recuperación primaria y la recuperación secundaria, en la primera la extracción del petróleo se hace gracias a la energía que el yacimiento posee que puede ser debida a las altas presiones a que esta sometido el gas asociado al crudo y que al irse expandiendo el gas va haciendo que el crudo fluya hacia afuera. Otra forma de energía puede ser debida a una tendencia del agua a expandirse y de igual forma hacer que el crudo fluya hacia afuera.

Cuando la energía propia del yacimiento se ha agotado, es necesario suministrar esta energía al yacimiento para poder seguir obteniendo petróleo, el suministro de energía puede ser de varias formas.

Al estar suministrando energía al yacimiento, ya estaremos haciendo uso de un tipo de recuperación secundaria, la cual puede efectuarse por diferentes medios, pero la que nos interesa en particular es la de suministrar energía al yacimiento por medio de la inyección de agua, debido a que este método es el que será utilizado en la Sonda de Campeche.

Para hacer la inyección de agua, es necesario ver de que tipo de agua se dispone ya que no siempre es conveniente su inyección directa al yacimiento, ya que el agua generalmente viene -

acompañada de sales y gases en solución que le dan propiedades - corrosivas las cuales son indeseables debido a que acortan la vida del equipo o bien pueden generar precipitados que pueden llevar a la obstrucción del pozo y hacerlo fracasar económicamente.

Otro problema bastante fuerte es el hecho de que el agua - lleva bacterias y microorganismos, los cuales pueden generar muchos problemas entre los cuales podemos citar la corrosión y obturamiento del pozo debido a un crecimiento descontrolado de estos microorganismos.

Por lo mencionado anteriormente es necesario hacer un análisis de las aguas involucradas en el proyecto y los resultados obtenidos se utilizan para determinar el tipo de tratamiento que - requiere el agua, desde luego el sobretratamiento del agua no la dañará pero si incrementará bastante su costo.

En la Sonda de Campeche como es lógico se inyectará agua de mar ya que es de la única de que se dispone; para hacer esto primeramente se saca el agua de mar por medio de unas bombas de --- agua de mar de tipo pozo profundo, después se pasa por unos filtros gruesos que tienen la función de quitarle las partículas sólidas grandes que trae el agua tales como arena o algunos microorganismos. Después se le inyecta un agente coalescedor para aglutinar a todas aquellas partículas pequeñas o microorganismos que no pudieron ser detenidos en el filtro grueso, después se pasa - el agua por unos filtro que tiene un grado de filtración mayor ---

después de lo cual el agua debe estar libre de partículas sólidas.

Después de los tratamientos anteriores se somete el agua a tratamientos que van encaminados a hacerla lo más inerte posible para el yacimiento.

Al salir el agua del segundo filtrado se le agrega hipoclorito de sodio para matar a las bacterias que pudieran quedar, después del filtrado.

Debido a que el agua es de mar. es de esperarse que esta lleve gases disueltos que le dan propiedades aun más corrosivas, tales como oxígeno y bióxido de carbono, para eliminar estos gases el agua se pasa por un desaereador previa edición de un eliminador de oxígeno y de un antiespumante, después de salir del desaereador, se le inyecta a la corriente de agua una serie de aditivos entre los cuales tenemos principalmente: Inhibidor de corrosión, el cual ayuda a prevenir la corrosión dada las características del agua de mar, también se le agrega un inhibidor de escamas, el cual previene la formación de escamas en la tubería como consecuencia de la deposición de sales, también se le agrega un bactericida para combatir la formación de colonias de bacterias en la tubería y en el yacimiento, después de esto el agua ya esta lista para ser inyectada.

Como la inyección de agua debe ser a alta presión, es nece-

sario proporcionarle esta energía, lo cual se hace por medio de dos etapas de bombeo, una que succiona a presión atmosférica y - la lleva hasta una presión que sea suficiente para que las bom-- bas de inyección succionen y descargen a una presión de aproximada mente de 1200 psig. En la fig. 8.2.6.1, se puede ver el diagrama de flujo de los procesos a que se somete el agua antes de in- yectarse al yacimiento.

La situación en este tipo de plataformas es similar a las - ya descritas anteriormente, es decir, solo se hace la ingeniería de detalle completamente y se compran los paquetes de ingeniería básica previa verificación y aprobación por parte de los especiali stas indicados.

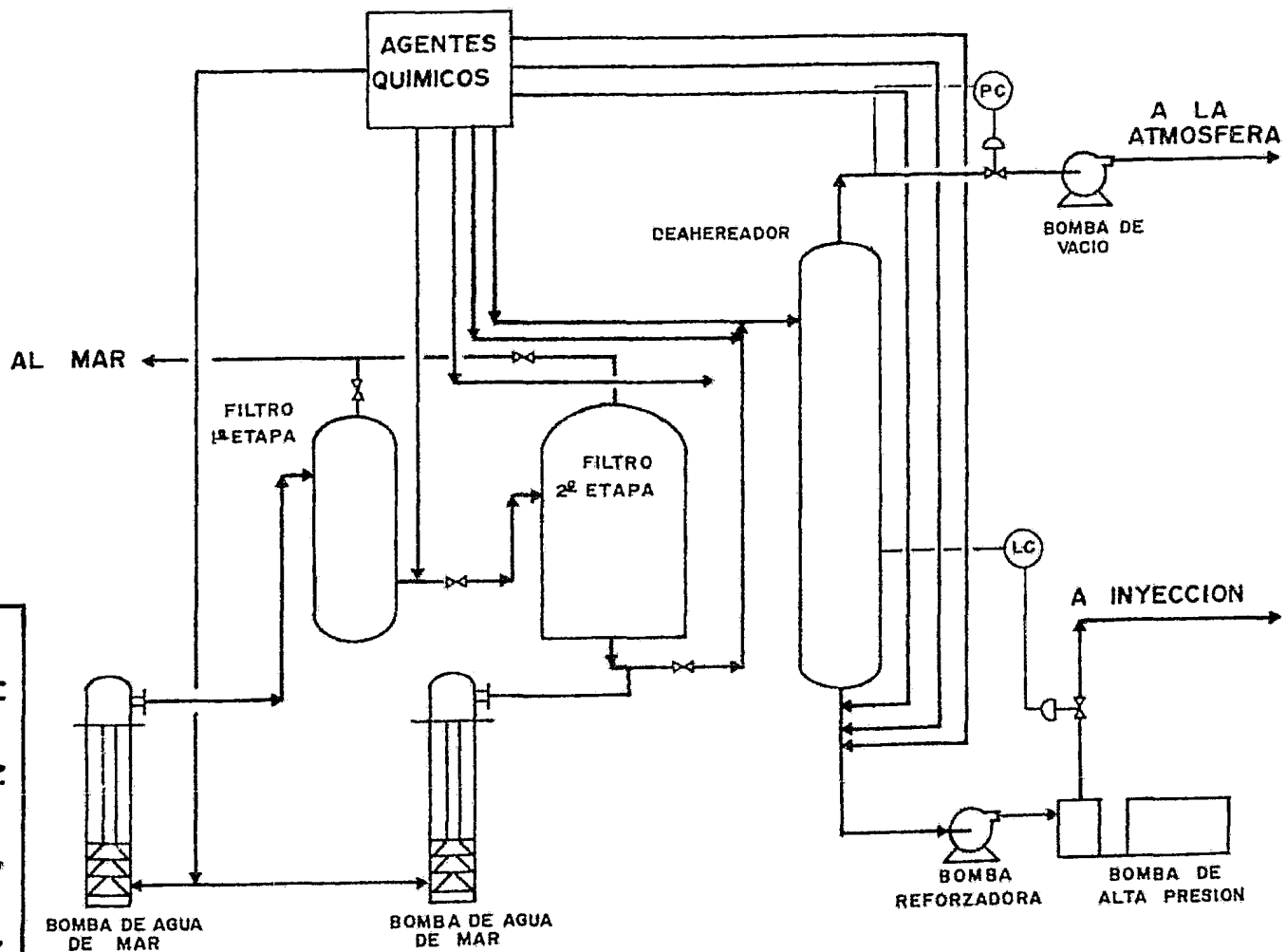


FIG. 8.2.6.1 PLATAFORMA DE INYECCIÓN DE AGUA

8.2.7 PLATAFORMA HABITACIONAL.

Como es lógico, la gente que trabaja en plataformas necesita un lugar para vivir en forma normal, por esto es necesario la plataforma habitacional, la cual generalmente se instala junto a un grupo de plataformas tales como producción permanente, enlace, explotación, compresión y otras, esta debe dar servicio a toda la gente que labora en estas instalaciones.

La plataforma sirve para dar servicio de oficinas, habitación, higiene personal, alimentación, comunicación, lavandería, recreación y estudio a toda persona que este asignada a esta plataforma habitacional.

Este tipo de plataformas al igual que las anteriores consta de dos secciones principales, la subestructura que es la parte que queda bajo el agua y la superestructura que es la parte que queda fuera del agua y que propiamente es la plataforma en si. En esta parte se encuentran cinco niveles, en el primero se encuentran los servicios auxiliares y en los restantes se encuentran los camarotes, baños, cocina, comedor, etc., así como un helipuerto en el nivel más alto del edificio.

El servicio de habitación generalmente consta de camarotes con cuatro literas individuales cada uno.

El servicio de comedor tiene establecido un horario de ser-

vicio para su buen funcionamiento, la cocina debe de contar con todos los servicios necesarios para el buen funcionamiento de esta.

El servicio de baño es general para todo el personal, excepto para el superintendente, el segundo y el médico, quienes tendrán su baño completo en su propio camarote.

El servicio de lavandería cuenta con lavadoras, secadoras y planchadoras de tal forma que cada persona pueda lavar su propia ropa así como su ropa de cama. También se cuenta con una área de recreación el cual cuenta con sillones de descanso, televisión, videocasetera, proyector de películas, mesas para juego de cartas y de ser posible con mesa de billar.

Otros servicios con que cuenta son:

- Biblioteca
- Cuarto de Radio
- Acondicionamiento físico
- Servicio Médico
- Oficinas

Como es lógico, para poder brindarle todos estos servicios al personal, es necesario tener servicios auxiliares que se generen sobre la plataforma que son:

Agua Potable, la cual debe generarse a partir de agua de mar, por lo cual debe de contar con bombas para suministrar agua, así como la misma potabilizadora, la que generalmente es del tipo de Osmosis inversa.

Generación de corriente eléctrica, para este servicio se cuenta con dos generadores, uno de los cuales está de relevo, estos deben tener accionador de tipo dual y la capacidad de cada generador debe ser tal que satisfaga todas las necesidades de la plataforma.

Protección contra Incendio, esta constituido principalmente por dos bombas de agua de mar que alimentan a todo un sistema de agua contra incendio.

Eliminación de Desechos, que esta constituido por un sistema de tratamiento de aguas negras, aguas jabonosas y un incinerador de basura.

Pescante o Grúa, se cuenta con dos grúas para subir alimentos y refacciones, estas se encuentran ubicadas en el primer nivel directamente arriba de los atracaderos.

Helipuerto, el cual se encuentra ubicado en la parte más alta de la plataforma y tiene dimensión de 1.5 veces el diámetro del rotor del helicóptero.

En este tipo de plataformas no es necesario gran aplicación del área de ingeniería química ya que solo se diseña propiamente el área de servicios auxiliares y se adquieren en la forma que se hace para las demás plataformas, los módulos habitacionales se compran en paquete y así se instalan sobre el nivel de servicios auxiliares.

Una vez ya conocidas las principales instalaciones con que se cuenta en la Sonda de Campeche iniciaremos el desarrollo del módulo de simulación el cual su función será el de trazar, calcular la red de recolección y transporte de hidrocarburos en la Sonda de Campeche. El módulo trabajará únicamente con los pozos de desarrollo ya que son los que nos interesa unir por lo que se alimentaron al programa las coordenadas de estos pozos, en la fig. 8.3 podemos ver la localización de los campos que ya estan perfectamente localizados y cuantificados dentro de los cuales se tiene que hacer trazado entre plataformas para su recolección y transporte a puntos determinados. Como ya se mencionó, siempre junto a una plataforma de desarrollo tendremos otras plataformas, principalmente una de producción que estabiliza el crudo y otra de compresión para tratar el gas y comprimirlo para su transporte, algunas veces se tiene también una plataforma de enlace, donde se juntan varias líneas de diferentes plataformas y de ahí se manda crudo y gas a tierra o a barcos para su exportación.

Para el cálculo de la red, se utilizarán las ecuaciones de flujo de fluidos que se utilizan en el Instituto Mexicano del Petróleo para dimensionamiento tanto de flujo en una fase como de flujo a dos fases por lo tanto no se hafa una descripción detallada y solo se mencionarán las ecuaciones, dando su aplicación en

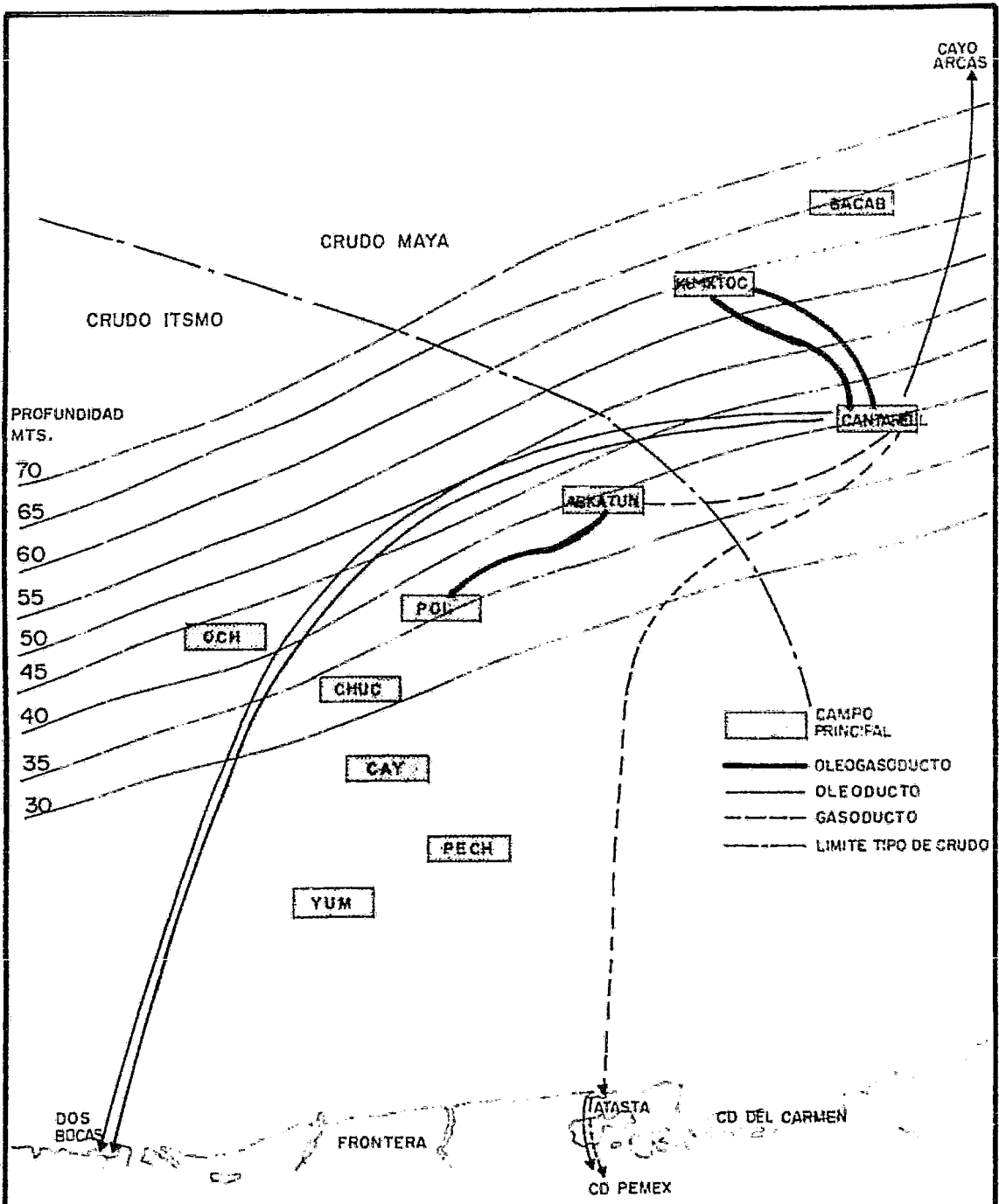


FIG. 8.3 LOCALIZACION DE CAMPOS EN LA SONDA DE CAMPECHE

U	N	A	M
E.N.E.P ZARAGOZA			
TESIS PROFESIONAL			
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

los casos que así lo requieran, así como sus ventajas y desventajas al utilizarlas, esto se hace ya que se podría hacer un estudio y escoger las mejores ecuaciones, pero esto podría no ser congruente con cálculos realizados con métodos de trabajo internos, por lo que al utilizar los métodos de trabajo internos garantizaremos que los resultados siempre serán los mismos.

Para poder trazar las líneas, es necesario conocer las distancias que recorrerá el fluido entre plataformas, por lo que era necesario conocer la ubicación probable de los pozos de desarrollo, esta ubicación se nos dió en coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator), además de las coordenadas también disponíamos del tirante de agua de cada plataforma con lo cual ya podíamos calcular la distancia de una forma más aproximada, la forma de realizar el cálculo fue el de suponer trayectorias rectas y calcular la distancia de punto a punto de la siguiente forma:

Dados los puntos P_1 y P_2 queremos calcular la distancia, conociendo las coordenadas y el tirante de agua, entonces viendo un corte lateral el arreglo se vería como en la fig. 8.3.1.

Donde P_1 y P_2 es la ubicación de las plataformas, para evaluar las distancias de P_1 a P_2 , se necesita conocer h_1 , h_2 y $D_{1,2}$ de las cuales desconocemos $D_{1,2}$ pero podemos evaluarla al suponer una trayectoria recta en el fondo marítimo. Una vista en planta de estos dos puntos se vería como en la fig. 8.3.2.

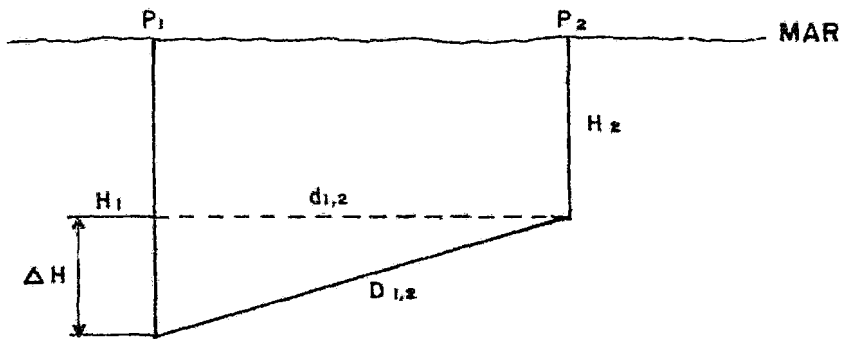


FIG. 8.3.1 CORTE LATERAL

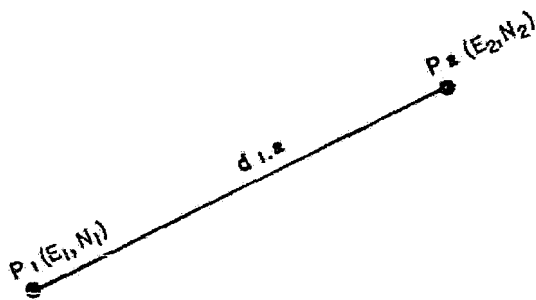


FIG. 8.3.2 VISTA EN PLANTA

U N A M	
E.N.E.P. ZARAGOZA	
TESIS	PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ	

Donde $d_{1,2}$ es la distancia recta entre los dos puntos, la cual se puede evaluar con las coordenadas que se nos dieron, - la secuencia de cálculo es la siguiente:

$$\begin{aligned} \Delta H &= (H_2 - H_1) \\ \bar{d}_{1,2} &= ((E_2 - E_1)^2 + (N_2 - N_1)^2)^{1/2} \\ D_{1,2} &= ((\bar{d}_{1,2})^2 + (H)^2)^{1/2} \\ \text{Distancia total} &= H_2 + D_{1,2} + H_1 \end{aligned}$$

Como ya se dijo anteriormente estos cálculos son aproximados ya que lo que se trata en principio es de dar un orden de magnitud. Una forma de hacerlos más exactos, sería la de considerar la configuración topográfica del fondo marítimo lo cual - no se considero adecuado por lo ya dicho anteriormente, además de que con la forma de cálculo descrita el error en que se incurre no es muy grande.

Una vez ya calculada la distancia, el siguiente paso es el dimensionamiento de la tubería, el cual se hafa en principio para crudo, después para gas y posteriormente para flujo en dos - fases si es que se considera conveniente.

8.3.1 FLUJO EN UNA FASE.

Al considerar una sección de tubería como un sistema, este deberá estar de acuerdo con la ley de la conservación de la energía al transportar una determinada cantidad de fluido. Al efectuarse el transporte y realizar el balance de energía, tenemos que la energía que sale es igual a la que entra, pero esta energía va en el fluido en diferentes formas:

ENERGIA INTERNA (E). Que es una propiedad intrínseca del fluido.

ENERGIA POTENCIAL EXTERNA (W_p/gc). Debida a la posición del fluido con respecto a un plano de referencia arbitrario.

ENERGIA CINÉTICA ($u^2/2gc$). Debido al movimiento del fluido

ENERGIA DE PRESIÓN (PV). Que lleva el fluido como resultado de haber sido introducido dentro del sistema.

CALOR (Q). Absorbido por el fluido de los alrededores.

TRABAJO (W'f). Donado a los alrededores y producido por el fluido al pasar por el sistema.

Considerando todas las contribuciones de energía y planteando un balance global de energía, tenemos:

$$WE_1 + \frac{u_1 u_1^2}{2gc} + w_1 z_1 \frac{g}{gc} + w_1 P_1 V_1 + w_1 Q' = w_2 E_2 + \frac{u_2 u_2^2}{2gc} + w_2 z_2 \frac{g}{gc} + w_2 P_2 V_2 + w_2 W'f'$$

En forma general, podemos decir que la sumatoria de los términos de la izquierda nos da la energía transferida al sistema,

los términos de la derecha representa la energía transferida del sistema a los alrededores.

Escribiéndolo en forma diferencial para una unidad de masa -- tenemos:

$$dE + \frac{u du}{g_c} + dZ \frac{g}{g_c} + dPV = dQ' - dW'f$$

Como resultado del flujo tenemos presente el fenómeno de fricción, el cual contribuye al calor absorbido por el fluido el cual tiene dos contribuciones, que son: el calor absorbido por el fluido (Q) y la contribución por fricción del fluido (F) por lo que sustituyendo queda:

$$\Delta E + \Delta \left(\frac{u^2}{2g_c} \right) + \Delta Z \frac{g}{g_c} + \Delta(PV) = Q - \Sigma F - W'f$$

Por la primera ley de la termodinámica tenemos:

$$E = Q - W = Q - \int_{V_1}^{V_2} P dV$$

Sustituyendo esta ecuación en la anterior y simplificando nos queda:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dP + \Delta \left(\frac{u^2}{2g_c} \right) + \Delta Z \frac{g}{g_c} + \Sigma F = -W'f$$

8.3.1.1 FLUJO INCOMPRESIBLE.

Como se mencionó anteriormente no se considerarán pérdidas por elevación, ya que los puntos inicial y final estarán a la misma altura y solo se considerarán las pérdidas por fricción en tubería.

Para evaluar las pérdidas por fricción en tubería, la ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$\Delta P_f = \frac{2.16 \times 10^{-4} \times f \times L \times \rho \times Q^2}{d^5}$$

Donde:

ΔP_f	Caída de presión por fricción (psi)
f	Factor de fricción de Darcy
L	Longitud equivalente total de la tubería (ft)
Q	Flujo de líquido (gpm)
d	Diámetro de la tubería (in)
ρ	Densidad (lb/ft ³)

En la ecuación anterior, todos los términos los podemos evaluar a excepción del término f el cual es función de V, ρ , μ y ϵ .

Para evaluar este término se tiene una ecuación empírica que es la ecuación de Colebrook:

$$\frac{1}{f^{1/2}} = -2 \log \left[\frac{\epsilon}{3.7d} + \frac{2.51}{Re f^{1/2}} \right]$$

Donde:

- f Factor de fricción
- ε Rugosidad
- Re Número de Reynolds
- d Diámetro de la tubería (in)

Como puede verse esta ecuación presenta una solución iterativa para el factor de fricción (f) por lo cual se utilizará el método de Newton-Raphson cuya fórmula general es:

$$X_{i+1} = X_i - \left[\frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \right]$$

Donde:

- X_i Valor de la variable en la i-ésima iteración
- Y(X_i) Valor de la función evaluada en X_i
- Y'(X_i) Valor de la derivada de la función evaluada en X_i

Esta ecuación se utiliza en la ecuación de Darcy presenta tres incógnitas para nuestro caso que son: Caída de presión, -

factor de fricción y diámetro. Para poder resolver la ecuación, es necesario fijar alguno de estos parámetros para que la ecuación, pueda resolverse en forma iterativa. De las variables que tenemos solo podemos fijar el diámetro o la caída de presión, - en nuestro caso fijaremos la segunda ya que es la que nos interesa mantener en un rango recomendable para obtener un comportamiento adecuado de la tubería, el rango en que mantendremos la caída de presión permisible estará en función de la longitud a recorrer por el fluido y una vez fijada podemos calcular el diámetro.

Para efectuar la solución iterativa, se utilizan tanto la ecuación de Darcy como la de Colebrook. La secuencia de cálculo se describe a continuación:

1. Cálculo de la distancia
2. Fijar ΔP_{100} permisible
3. Suponer un valor inicial de f
4. Calcular diámetro
5. Calcular factor de fricción
6. Si se alcanzo el criterio de convergencia calcular ΔP_{100} si no regresar a 4.
7. Cálculo de ΔP total, velocidad y diámetro

Si se realizan cálculos para flujo incompresible el programa imprimirá:

- La distancia a recorrer entre plataformas
- Producción del pozo en cuestión en el año respectivo
- Diámetro recomendado
- Caída de presión total
- Velocidad del fluido en la tubería

En la fig. 8.3.1.1, se muestra el diagrama de flujo para -
cálculo de flujo incompresible.

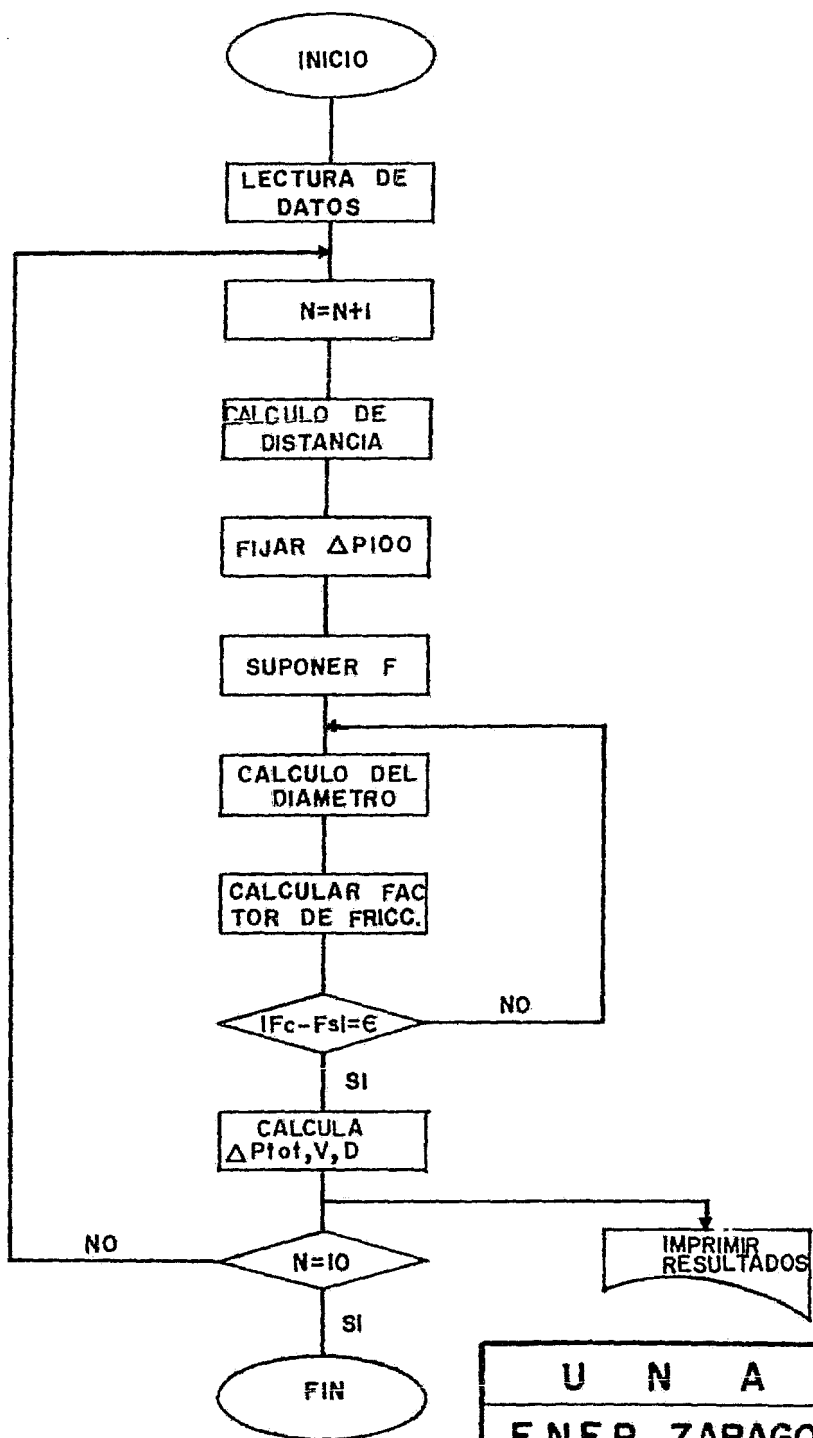


FIG. 3.1.1 DIMENSIONAMIENTO PARA FLUJO INCOMPRESIBLE

U N A M	
E.N.E.P. ZARAGOZA	
TESIS	PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ	

8.3.1.2 FLUJO COMPRESIBLE.

La característica principal del flujo compresible es la densidad variable aunque como se dijo en la mayoría de los casos se puede suponer constante, esto es cuando la caída de presión es menor del 10% de la presión inicial o la velocidad es menor a 200 pies/seg, se puede utilizar la ecuación de Darcy con la densidad constante para cálculo de caída de presión. Si la velocidad es menor de 200 pies/seg, también se pueden despreciar la caída de presión por aceleración, en cuanto a la caída de presión por elevación también se despreciará debido a las consideraciones hechas en flujo incompresible.

Para flujo compresible se tiene una limitante en cuanto a velocidad ya que en un momento dado puede alcanzarse las condiciones de flujo sónico, por lo cual deberá verificarse la velocidad para ver si no se ha alcanzado la velocidad sónica. El programa siempre hara este cálculo de velocidad para evitar caer en condiciones de flujo sónico, la ecuación utilizada es:

$$V_s = 223 \sqrt{\gamma T / M}$$

Donde:

V_s Velocidad sónica (ft/seg)
 γ C_p/C_v

T Temperatura del fluido ($^{\circ}\text{R}$)
M Peso molecular

Cuando tenemos gas fluyendo por una tubería, se pueden --
presentar dos tipos de flujo que son, flujo compresible isotérmic
mico y flujo compresible adiabático, a continuación se explica
cada uno de ellos .

8.3.1.2.1 FLUJO COMPRESIBLE ISOTERMICO.

Se considera que se presente este tipo de flujo en tuberías con longitudes mayores de 1000 veces el diámetro no aisladas y se ha visto que el error que se comete no es mayor de un 5%.

En general se puede decir que la caída de presión es mayor para este tipo de flujo que para el caso de flujo adiabático. La ecuación utilizada para el cálculo de la caída de presión es:

$$W = 1356.1 d^2 \sqrt{\frac{\rho_1}{K + 2L \ln(P_1/P_2)}} \times \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{P_1}}$$

Donde:

- W Gasto masico (lb/hr)
- d Diámetro interno (in)
- P₁ Presión inicial (psia)
- P₂ Presión final (psia)
- K Factor de resistencia

Como en nuestro caso lo que nos interesa es calcular el diámetro lo que se hace es despejar d de la ecuación anterior y nos queda:

$$d = \left[\frac{1.1197025 \times 10^{-6} \times W^2 \times P_1 \times (K + 2L \ln(P_1/P_2))}{(P_1^2 - P_2^2) \times \rho_1} \right]^{\frac{1}{4}}$$

Como se puede ver esta ecuación no tiene solución directa - para la caída de presión, por lo que la solución se hace en forma iterativa utilizando la ecuación descrita para flujo compresible isotérmico y la ecuación para cálculo del factor de fricción que en este caso será la misma que se utilizó para flujo incompresible que es la ecuación de Colebrook.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

1. Con una velocidad máxima permisible se calcula un diámetro. ($A = \frac{Q}{u}$)
2. Calcular el factor de fricción con Ec. de Colebrook.
3. Cálculo del coeficiente de resistencia. ($K = f \frac{L}{D}$)
4. Cálculo de la presión de salida. $P_2 = P_1 - \Delta P_{disp}$.
5. Cálculo del diámetro.
6. Comparar el diámetro inicial y el obtenido en el paso anterior si no checan tomar este último y regresar a 2.
7. Calcular parámetros críticos y si no hay flujo sónico - imprimir resultados, de lo contrario tomar $\Delta P_{disponible} = P_1 - P_{crítica}$, y regresar a 4.

En la fig. 8.3.1.2.1, se puede ver el diagrama de flujo de esta secuencia de cálculo.

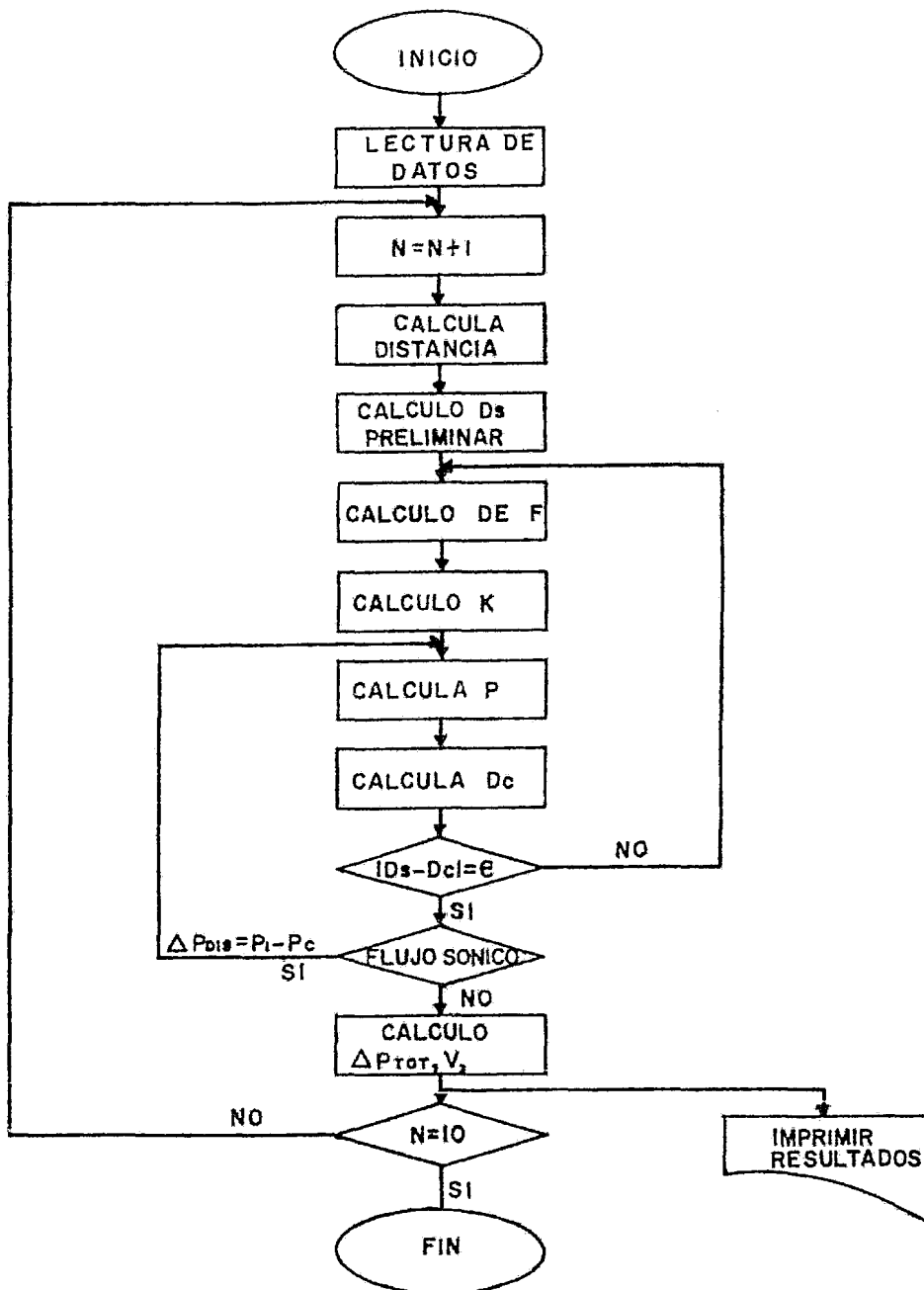


FIG. 8.3.1.2.1 DIMENSIONAMIENTO PARA FLUJO COMPRESIBLE

U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

Este tipo de flujo se presenta en tuberías cortas y bien -- aisladas. La caída de presión así como los diámetros en los que se tiene este tipo de flujo son menores a los de flujo isotérmico. Las longitudes equivalentes se limitan de 130 a 220 diámetros de tubería para este flujo.

La caída de presión se obtiene en base a:

$$W = 1.336.4 d^2 \left[\left(\frac{\gamma}{\gamma+1} \right) \left[\frac{P_1}{\frac{1}{2}K + 1/K \ln(P_1/P_2)} \right] \left[\frac{P_1^{(\gamma+1)/\gamma} - P_2^{(\gamma+1)/\gamma}}{P_1^{1/\gamma}} \right] \right]^{1/2}$$

Donde:

W	Flujo masico (lb/hr)
γ	Cp/Cv
d	Diámetro de la tubería (in)
P ₁	Presión inicial (psia)
P ₂	Presión de salida (psia)
K	Coefficiente de resistencia

También esta ecuación presenta solución interativa para la caída de presión y la secuencia de cálculo es similar al caso de flujo compresible isotérmico, no se describe la secuencia de cálculo dado que no utilizaremos estas ecuaciones para el cálculo -- ya que no es aplicable el flujo adiabático a nuestro caso.

8.3.2 FLUJO A DOS FASES.

La predicción de gradientes de presión, la relación gas-líquido y los patrones de flujo que ocurre durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tuberías, son algunos de los parámetros que se necesitan evaluar para el diseño en la industria petrolera y química.

La producción fuera de costa ha necesitado transportar fases líquidas y gaseosas al mismo tiempo sobre distancias largas antes de la separación.

Para flujo a dos fases es bastante problemático el calcular los parámetros necesarios en el diseño de tuberías ya que hasta ahora no existe una correlación similar entre factor de fricción y número de Reynolds.

Aún cuando ha sido estudiado considerablemente la predicción de la caída de presión no ha sido cubierta totalmente, con excepción de situaciones de flujo muy restringidas. En general las determinaciones de caída de presión pueden ser únicamente aproximadas.

En cuanto a los regímenes de flujo, se tiene que se ha podido establecer una clasificación visual de los patrones de flujo los cuales son función principalmente de las propiedades del fluido y de la tubería misma.

Los patrones de flujo para tuberías horizontales pueden ser clasificados como:

- Flujo separado: estratificado, de onda y anular.
- Flujo intermitente: de tapón y de picos (slug).
- Flujo distribuido: de burbuja y de neblina o rocío.

En flujo ESTRATIFICADO el líquido fluye a lo largo del fondo de la tubería y el gas fluye sobre una interfase gas-líquido suave sin turbulencias. Generalmente se presenta para velocidades superficiales de líquidos menores a 0.5 pies/seg y velocidades superficiales de gas de 2 a 10 pies/seg.

El flujo de ONDA es similar al estratificado, excepto que en la interfase se tienen ondas con curso en la dirección del flujo. Generalmente se presenta para velocidades superficiales de líquido menores a 1.0 pie/seg y velocidades superficiales de gas de aproximadamente 15 pies/seg.

En flujo ANULAR el líquido fluye en forma de película alrededor del interior de la pared de la tubería y el gas fluye centralmente como un núcleo. Una porción del líquido es arrastrada en forma de rocío por el núcleo central de gas. Generalmente se presenta para velocidades superficiales de gas mayores de 20 pies/seg.

En flujo de TAPON se alternan tapones de líquido y movimiento de gas a lo largo de la parte superior de la tubería. Generalmente se presenta para velocidades superficiales de líquido menores a 2.0 pies/seg y velocidades superficiales de gas menores a 3.0 pies/seg.

En flujo de PICOS (slug), se origina una onda periódicamente debido a la rapidez con que se mueve el gas y se forma un pico espumoso, el cual se desplaza a lo largo de la tubería a una velocidad superior a la velocidad promedio del líquido. En este tipo de flujo se pueden presentar graves y en algunos casos, peligrosas vibraciones en el equipo, debido a l impacto de los picos de alta velocidad contra accesorios tales como: codos de retorno (codos de 180°).

En el flujo de BURBUJA algunas veces llamado también de espuma se tienen burbujas dispersas en todo el líquido. Generalmente se presenta para velocidades superficiales de líquido de 5 a 15 pies/seg y velocidades superficiales de gas de 1 a 10 pies/seg.

En el flujo de NEBLINA o ROCIO aproximadamente todo el líquido es arrastrado en forma de gotas finas por el gas. Probablemente se presenta a velocidades superficiales de gas mayores a 200 pies/seg.

A continuación se describen los patrones de flujo por tuberías verticales con flujo ascendente y descendente.

Para Flujo Ascendente tenemos:

1. Flujo Burbuja.

El líquido que fluye hacia arriba forma la fase continua en la cual el gas está disperso en forma de burbujas individuales.

Estas burbujas se distribuyen a través del área seccional de la tubería y aumentan en tamaño, número y velocidad al aumentar el flujo de gas.

La velocidad de una burbuja puede diferir substancialmente de la velocidad de la fase líquido.

2. Flujo Slug Tranquilo.

Aquí el gas fluye como burbuja en forma de bala con una superficie envolvente distinta y sin formación de espuma o burbujas en el slug líquido.

3. Flujo Slug Disperso.

Este patrón de flujo obtenido con flujos de gas más elevados, es similar al flujo slug tranquilo, excepto en que hay formación de espuma en la parte trasera de la burbuja. También ocurre un incremento en la velocidad de ascenso de las burbujas relativa a la pared.

4. Flujo Slug Espumoso.

Este patrón de flujo representa la transición a flujo espuma. Hay formación de espuma sobre toda la superficie de las burbujas de gas de mayor tamaño. Cada burbuja, moviéndose muy rápidamente, está rodeada por una película líquida que es atrapada por el slug líquido posterior que está moviéndose más rápido (empieza a formarse una cierta continuidad entre los slugs).

5. Flujo Espuma.

En este patrón de flujo, las burbujas degeneran y se combinan con el líquido para formar una mezcla altamente turbulenta.

6. Flujo Anular.

El gas fluye hacia arriba por el centro del tubo con el líquido moviéndose hacia arriba también, pero más lentamente, como una película anular en las paredes del canal. El gas lleva con él en forma de gotas parte del líquido arrastrado.

Cuando la velocidad del gas es mucho más alta que la de la película anular de líquido, poco a poco va arrastrando más gotas hasta que casi todo el líquido está disperso en el núcleo gaseoso.

Se observó que a ciertos valores del flujo de agua era posible que uno o más de los patrones de flujo o no existieran o cu-

brieran un rango tan pequeño que pasaban desapercibidos; por --- ejemplo, a una velocidad promedio del agua tan alta como 6.24 -- ft/seg, se observó que la transición completa de flujo burbuja - a flujo slug espumoso ocurría entre una velocidad de aire de --- 0.334 ft/seg y 0.394 ft/seg.

Para Flujo Descendente tenemos:

1. Flujo de Burbuja Nucleada.

De nuevo la fase gas está dispersa en forma de burbujas individuales en el líquido que fluye hacia abajo.

Sin embargo, estas burbujas migran hacia el eje del tubo para formar un núcleo de burbujas dispersas. Las burbujas son de forma y tamaños diversos. El radio del núcleo desarrollado en su totalidad y el tamaño de las burbujas aumenta al aumentar el flujo de aire y dependen también de las propiedades físicas de líquido.

2. Flujo Slug Burbujeante.

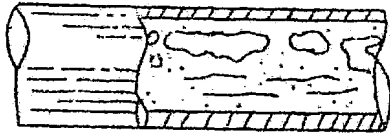
Este patrón de flujo se caracteriza por la presencia de burbujas grandes de aire. El extremo superior de la burbuja o slug es bastante redondo debido a su flotabilidad (fuerza ascensional) relativa al líquido y generalmente está libre de pequeñas -

burbujas de gas dispersas. En este extremo no se ve formación de estela. Por otra parte, el extremo opuesto forma una estela causada por el drene del líquido de los slugs de gas. Como resultado de esto, el tapón (slug) de líquido entre dos slugs de gas generalmente tiene muchas burbujas con la concentración de burbuja disminuyendo hasta cero cerca del extremo superior del slug de gas que viene en seguida. Al aumentar el flujo de gas aumenta la distorsión de los slugs. Ahora, el movimiento de los slugs toma una trayectoria espiral hacia abajo del tubo que está preferencialmente cerca de la pared del tubo.

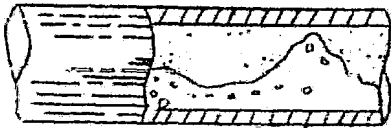
En contraste con este fenómeno, se observó que las burbujas de gas en flujo burbuja ascendente estaban más espaciadas (distribuidas) sobre la sección de la tubería.

Las figs. 8.3.2.1 A,B y C se pueden ver los diferentes patrones de flujo. Se han preparado varias cartas para predicción del patrón de flujo a partir de las condiciones de flujo, de operación, las propiedades de los fluidos y la geometría de la tubería. Para flujo horizontal Baker preparó un mapa en el que se presentan los diversos patrones de flujo como regiones, este mapa se puede ver en la fig. 8.3.2.2, en el cual los límites entre los patrones de flujo no son realmente líneas definidas, sino amplias zonas de transición

FLUJO INTERMITENTE

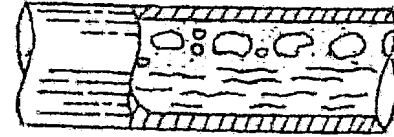


PLUG

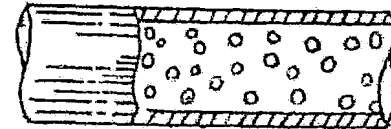


SLUG

FLUJO DISTRIBUIDO

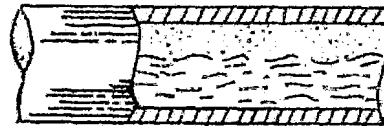


BURBUJA

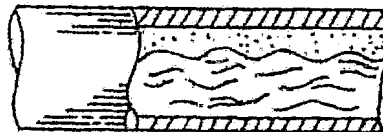


DISPERSO

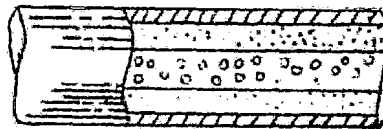
FLUJO SEPARADO



ESTRATIFICADO



DE ONDA



ANULAR

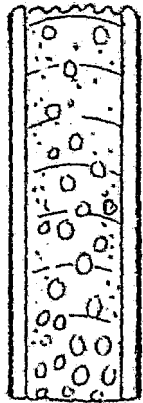
FIG. 8.3.2.IA PATRONES DE FLUJO

U N A M

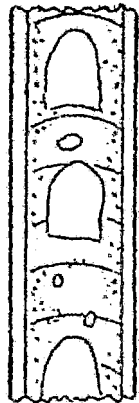
E.N.E.P. ZARAGOZA

TESIS PROFESIONAL

FERNANDO HERRERA JUAREZ



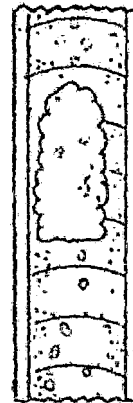
BURBUJA



SLUG TRANQUILO



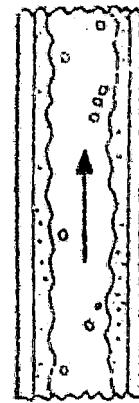
SLUG DISPERSO



SLUG ESPUMOSO



ESPUMA



ANULAR

PATRON DE FLUJO

VERTICAL ASCENDENTE

FIG. 8.3.2.1B

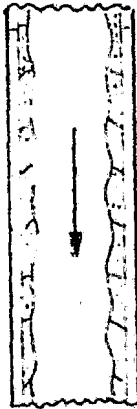
U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			



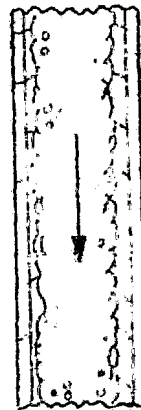
BURBUJA
NUCLEADA



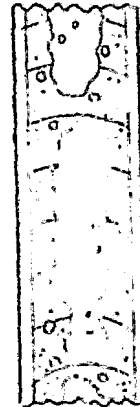
SLUG
BURBUJEANTE



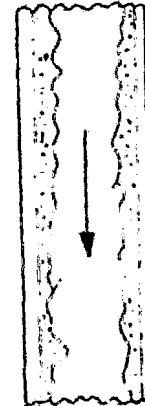
PELICULA
DESCENDENTE



PELICULA
BURBUJEANTE
DESCENDENTE



ESPUMA

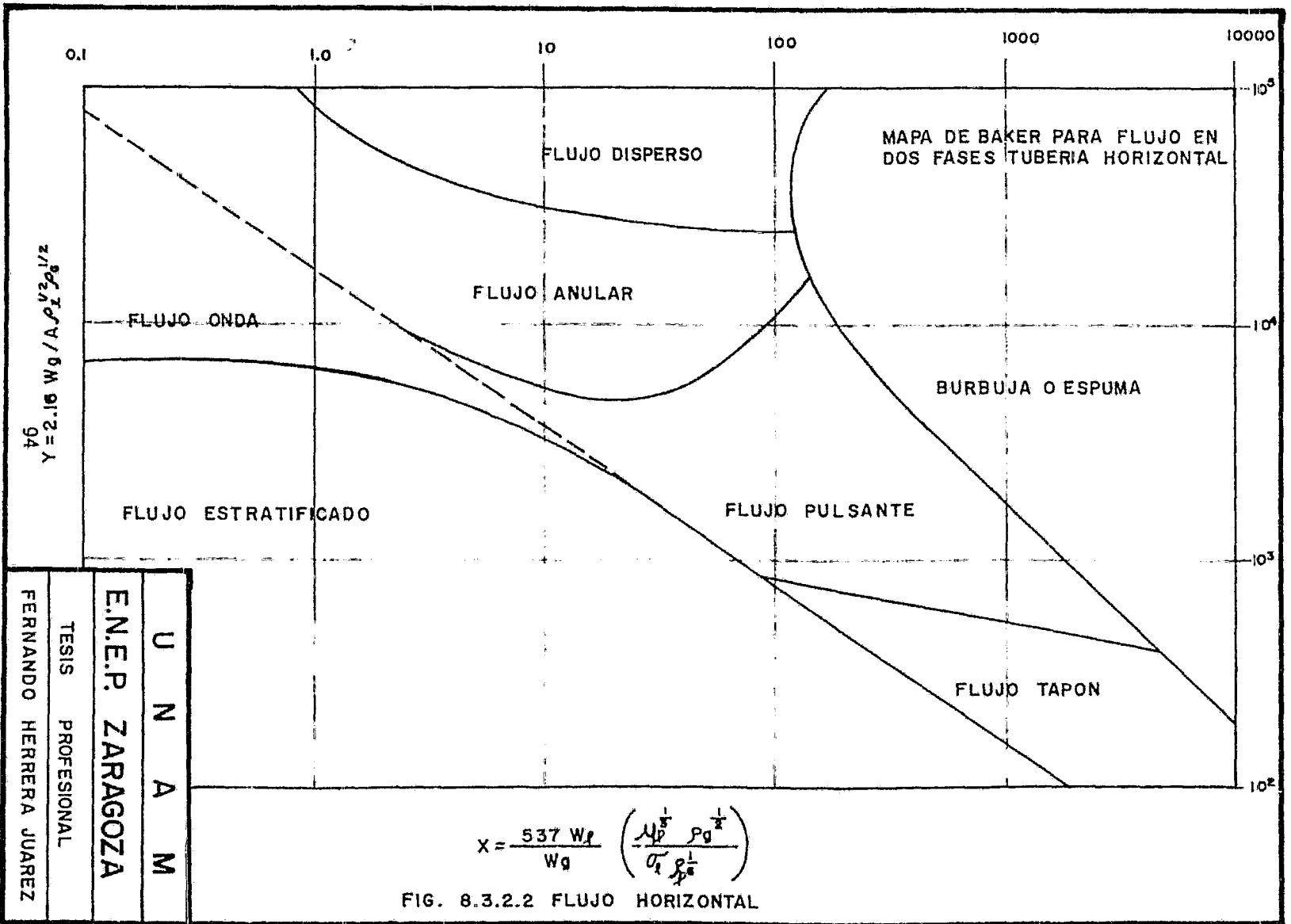


ANULAR
(ANULAR-DISPERSO)

PATRON DE FLUJO
VERTICAL DESCENDENTE

FIG. 8 3.2.1C

U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			



U
N
A
M

E.N.E.P. ZARAGOZA

TESIS PROFESIONAL

FERNANDO HERRERA JUAREZ

El mapa mostrado solo puede darnos una idea aproximada del patrón de flujo existente en la línea.

Para flujo vertical tenemos mapas preparados por Oshinowc Charles, tanto para flujo ascendente como descendente, estos mapas podemos verlos en las figs. 8.3.2.3 y 8.3.2.4.

En lo que respecta a la caída de presión, se tienen un gran número de correlaciones, pero la que utilizaremos es la ecuación de Dukler, caso II para calcular caída de presión y para cálculo del Holdup *, se hará con el método de Hugmark.

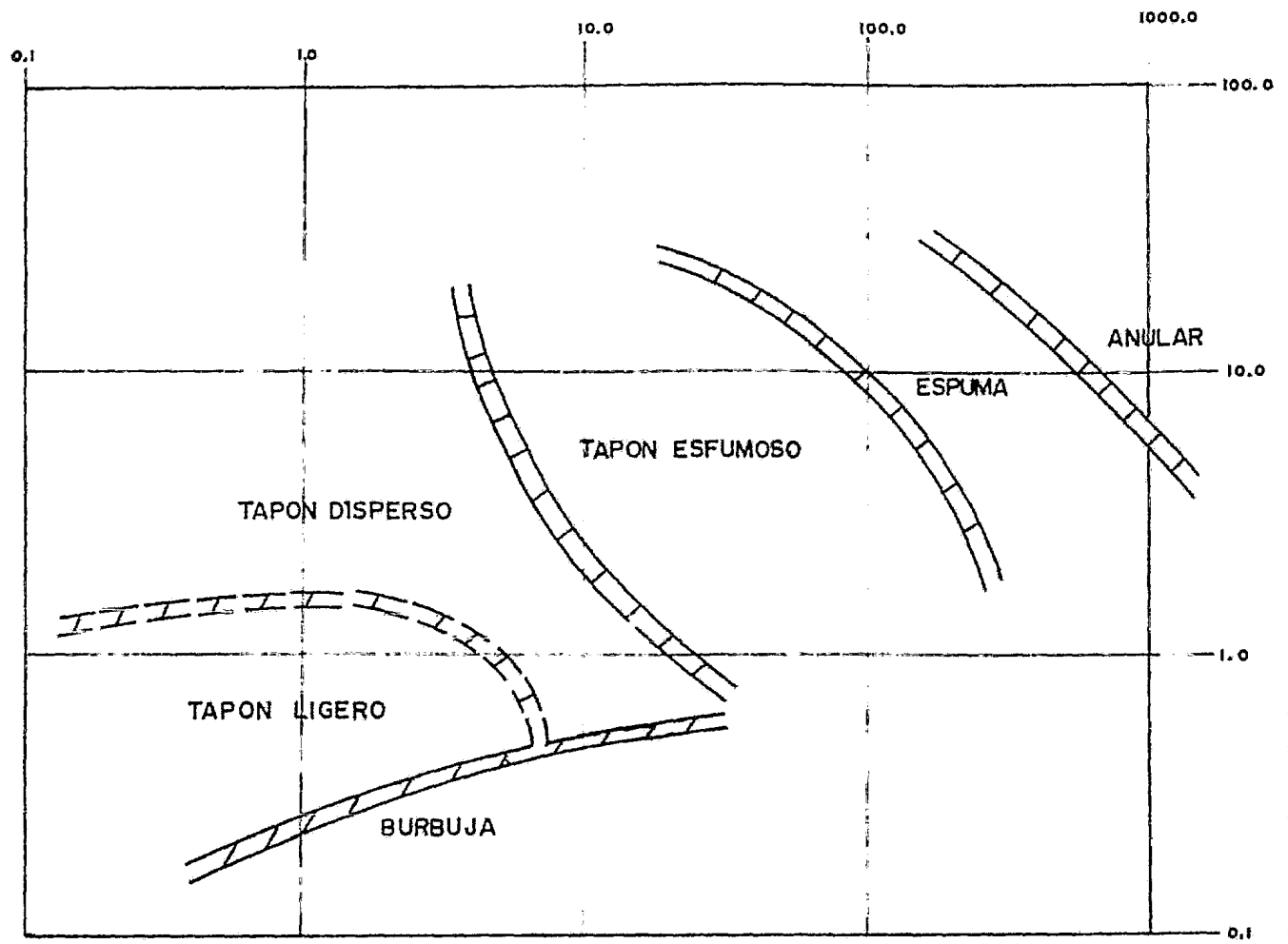
El método para predicción de caída de presión que usaremos está basado en el principio de similaridad geométrica y dinámica el cual lo podemos establecer como:

Dos sistemas de flujo geoméricamente similares, los cuales tienen las mismas ecuaciones diferenciales adimensionales, así -- como sus condiciones a la frontera, tienen la misma solución adimensional. Esto es que si dos sistemas son similares, al encon---trar una relación entre las variables de uno de los sistemas, la misma relación existe en el otro sistema.

Dukler, demostró que los números de Reynolds y de Euler son iguales en dos sistemas similares. A partir de la similaridad dinámica y suponiendo que las cantidades en los dos sistemas en escala respectiva son independientes de la posición, Dukler relacionó, * (Relación volumétrica del líquido al flujo total).

FIG. 8.3.2.3 FLUJO VERTICAL ASCENDENTE

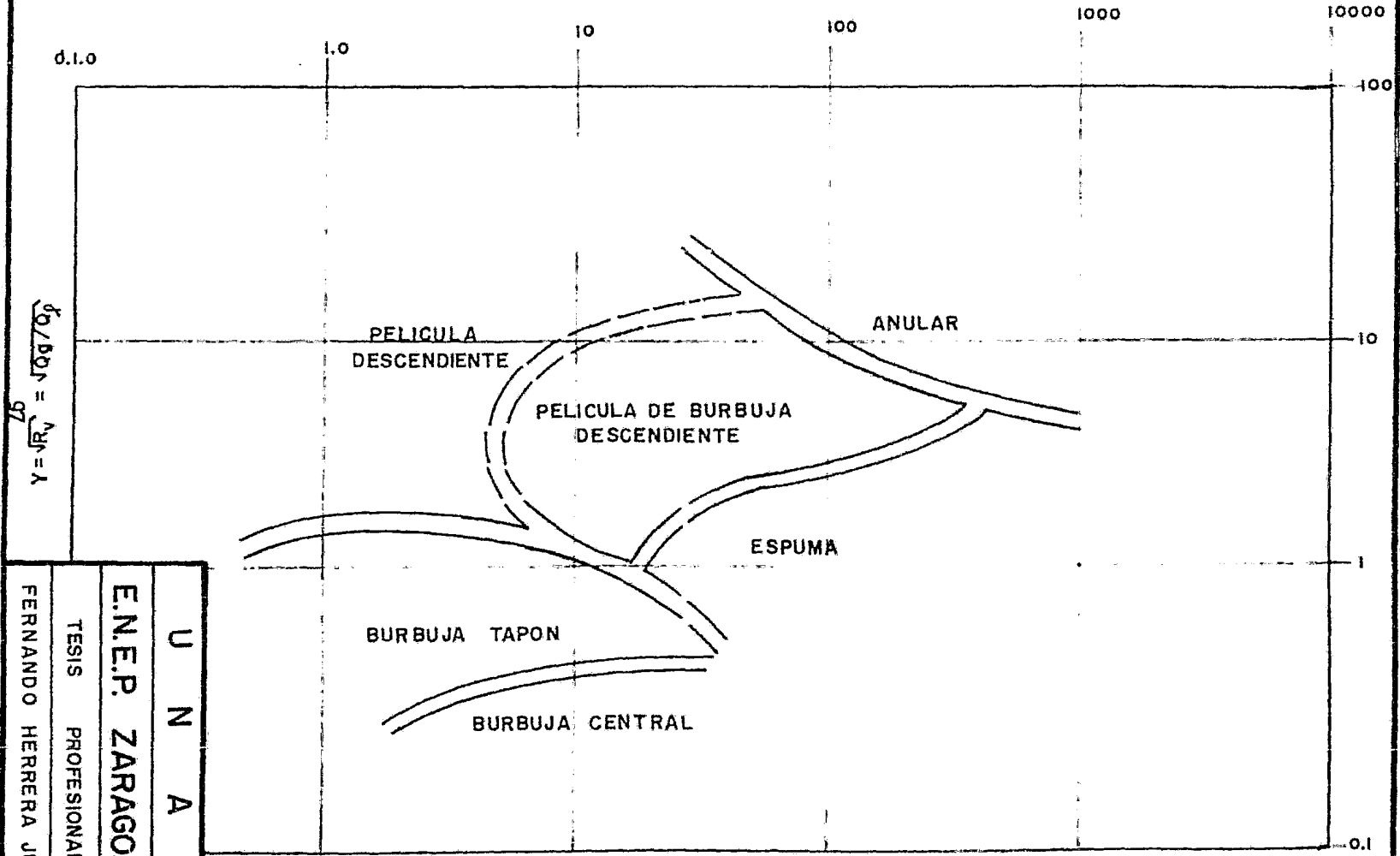
$$Y = \sqrt{R} = \sqrt{Q_g / 69} = \sqrt{Q_g} / 8.3$$



$$X = Fr_{TP} / \sqrt{A} = 1452 \left[(Q_g + Q_l)^2 / D \right] \left[\frac{\rho}{\mu} \right]^{0.8} \left[\frac{1.5}{\mu} \right]^{0.25}$$

U	N	A	M
E.N.E.P. ZARAGOZA			
TESIS PROFESIONAL			
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

FIG. 8.3.2.4 FLUJO VERTICAL DESCENDENTE



$$\frac{d_0/b_0}{\sqrt{g}} = \sqrt{N_{Fr}} = Y$$

$$X = Fr_{TP} \sqrt{A} = 1452 [(Q_g + Q_l)^2 / D^5] [P_r^{0.5} \sigma_r^{1.5} / \mu_r^2]^{0.25}$$

U N A M
 E.N.E.P. ZARAGOZA
 TESIS PROFESIONAL
 FERNANDO HERRERA JUAREZ

las cantidades puntuales a promedio.

También supuso que la similaridad aplica a las velocidades individuales de las fases así como aplica a la velocidad de mezcla, Dukler amplió las relaciones al flujo en dos fases y finalmente relacionó las fracciones volumétricas del gas y líquido -- puntuales a un promedio, basandose en los requerimientos de la similaridad geométrica.

Los números de Reynolds y de Euler obtenidos por Dukler son entonces:

$$Re_{TP} = l V_m \left[\frac{\rho_l \frac{\lambda^2}{R_l} + \rho_g \frac{(1-\lambda)^2}{R_g} C_1}{\mu_l \lambda + \mu_g (1-\lambda) C_2} \right]$$

$$Eu_{TP} = 2f \left[\frac{dP/dZ}{V_m^2/gcL} \right] \left[\frac{1}{\rho_l \frac{\lambda^2}{R_l} + \rho_g \frac{(1-\lambda)^2}{R_g} C_2} \right]$$

Donde:

$$\lambda = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} = \frac{\bar{V}_l}{\bar{V}_l + \bar{V}_g}$$

$$V_m = \frac{Q_l + Q_g}{A}$$

$$C_1 = \left[\frac{\rho_g \bar{\rho}_l}{\bar{\rho}_g \rho_l} \right] \left[\frac{\bar{v}_l}{\bar{v}_g} \right] \left[\frac{v_g}{v_l} \right] \left[\frac{dv_g/dz}{dv_l/dz} \right]$$

$$C_2 = \left[\frac{\rho_g \bar{\rho}_l}{\bar{\rho}_g \rho_l} \right] \left[\frac{\bar{v}_l}{\bar{v}_g} \right] \left[\frac{d^2 v_g / dn^2}{d^2 v_l / dn^2} \right]$$

Como una consecuencia de la similitud Re_{tp} da las definiciones de viscosidad y densidad a dos fases:

$$f_{TP} = f_l \frac{\lambda^2}{\rho_l} + f_g \frac{(1-\lambda)^2}{\rho_g} C_1$$

$$\mu_{TP} = \mu_l \lambda + \mu_g (1-\lambda) C_2$$

De estos resultados generales Dukler encontró 4 soluciones para la caída de presión a partir de suposiciones, las cuales involucran la forma de evaluar las variables, a continuación se describe brevemente cada uno de los casos.

Caso I. Se supone flujo homogéneo.

$$v_L = v_G, \quad \bar{v}_L = \bar{v}_G, \quad R_L = \bar{R}_L, \quad R_G = \bar{R}_G$$

Como las velocidades de líquido y gas son las mismas se supone que el cambio de estas velocidades es el mismo en las direcciones Z y n.

$$\text{ó} \quad \frac{dv_G}{dz} = \frac{dv_L}{dz} \quad \frac{dv_G^2}{dn^2} = \frac{dv_L^2}{dn^2}$$

La sustitución de estas relaciones en las ecuaciones de C_1 y C_2 da $C_1 = C_2 = 1.0$, $\lambda = R_L$ y $1 - \lambda = R_G$

$$\text{y} \quad f_{ns} = \frac{4Wt}{\pi D \mu_{ns}}$$

$$f_{ns} = \frac{dP/dz}{2G^2 / 3c f_{ns} D}$$

$$f_{ns} = f_L \lambda + f_g (1 - \lambda)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)$$

Caso II. Es el que reproduce los datos experimentales con más exactitud y establece que la relación de velocidades de las fases a la velocidad promedio es constante a través de una sección transversal lo que da ($C_1 = C_2 = 1$), por lo que finalmente queda:

$$Re_{TP} = \frac{4W_T \mu_{ns}}{\pi D} \left[\left(\frac{J_L}{J_{ns}} \right) \frac{\lambda^2}{Re_L} + \left(\frac{J_g}{J_{ns}} \right) \frac{(1-\lambda)^2}{Re_g} \right]$$

$$f_{TP} = \left[\frac{dP}{dZ} / \frac{2G_T^2}{9c J_{ns} D} \right] / \left[\left(\frac{J_L}{J_{ns}} \right) \frac{\lambda^2}{Re_L} + \left(\frac{J_g}{J_{ns}} \right) \frac{(1-\lambda)^2}{Re_g} \right]$$

μ_{TP} y J_{TP} Es lo mismo que μ_{ns} y J_{ns}

Reordenando estas ecuaciones nos queda:

$$\frac{dP}{dZ} = \beta f_{TP} G_T^2 / 2g_c J_{ns} D$$

$$\beta = \left(\frac{J_L}{J_{ns}} \right) (\lambda^2 / Re_L) + \left(\frac{J_g}{J_{ns}} \right) \left[(1-\lambda)^2 / Re_g \right]$$

$$Re_{TP} = \beta D G_T / \mu_{ns}$$

Para evaluar el factor de fricción se encontró la siguiente relación:

$$f_{TP}/f_0 = 1 - \left[\ln \lambda / 1.281 + 0.478 \ln \lambda + 0.444 (\ln \lambda)^2 + 0.094 (\ln \lambda)^3 + 0.00343 (\ln \lambda)^4 \right]$$

$$f_0 = 2 \text{Log} \left(Re_{TP} / 4.5223 \text{Log} Re_{TP} - 3.8215 \right)$$

Caso III. Se supone fracción volumétrica del gas muy pequeña

$C_1 = C_2 = 0$, lo que da:

$$R_{e,TP} = \frac{4W_T}{\pi D \mu_1} \frac{1-X}{\bar{R}_1}$$

$$f_{TP} = \frac{dP/dZ}{\left(\frac{2G_T^2}{J_1 g_c D}\right) \frac{(1-X)^2}{\bar{R}_1^2}}$$

Donde X es la fracción en peso del gas fluyendo

Caso IV. Supone que el gradiente de velocidad del gas es --- igual al gradiente de velocidad del líquido en la dirección de - flujo, también supone deslizamiento constante como en el caso -- II, lo que da $C_1 = C_2 = \bar{v}_L / \bar{v}_G$ y las ecuaciones resultantes son:

$$R_{e,TP} = \frac{4W_T}{\pi D} \left(\frac{1}{\mu_l \bar{R}_l + \mu_g \bar{R}_g} \right)$$

$$f_{TP} = J_1 \frac{\lambda^2}{\bar{R}_l} + J_g \frac{(1-\lambda)^2}{\bar{R}_g} \frac{\bar{v}_l}{\bar{v}_g}$$

$$\mu_{TP} = \mu_l \lambda + \mu_g (1-\lambda) (\bar{v}_l / \bar{v}_g)$$

Con estas ecuaciones queda definido el cálculo de caída de presión y únicamente falta evaluar el "Holdup", lo cual se hará con el método de Hughmark de la siguiente manera, el cual no es función del patrón de flujo:

$$R_L = \frac{1 - K}{1 + \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right) \left(\frac{W_T}{W_g} + 1\right)}$$

$$C_1 = 0.642 V_{ns}^{0.5} G_T^{0.1667} / V_{st}^{0.25}$$

$$\delta = \frac{C_1}{(R_f(\mu_l - \mu_g) + \mu_g)^{0.1667}}$$

Para $\delta < 10$

$$K = 0.16367 - 0.31037\delta + 0.3525\delta^2 - 0.001366\delta^3$$

Para $\delta > 10$

$$K = 0.75545 - 0.003585\delta + 0.143 \times 10^{-4} \delta^2$$

DONDE:

dP/dZ	Gradiente de presión
f_{TP}	Factor de fricción a dos fases con deslizamiento constante
G_T	Flux másico superficial total
g_c	Constante gravitacional
ρ_{ns}	Densidad no deslizante o homogénea
D	Diámetro del conducto
ρ_l	Densidad del líquido
λ	Holdup volumétrico del líquido fluyendo
λ_e	Holdup puntual del líquido
ρ_g	Densidad del gas
λ_g	Holdup puntual del gas
Re_{TP}	Número de Reynolds a dos fases con deslizamiento constante
μ_{ns}	Viscosidad a dos fases no deslizante u homogénea
W_T	Flujo másico total
W_g	Flujo másico del gas
V_{ns}	Velocidad no deslizante u homogénea
V_{se}	Velocidad superficial del líquido
μ_l	Viscosidad del líquido
μ_g	Viscosidad del gas
l_s	Longitud
V_m	Velocidad promedio de la mezcla líquido-gas
E_{UTP}	Número de Euler a dos fases
f	Factor de fricción a una fase
Q_l	Flujo volumétrico de líquido
Q_g	Flujo volumétrico de gas

\bar{V}_l	Velocidad promedio de líquido
\bar{V}_g	Velocidad promedio de gas
A	Area seccional del conducto
\bar{R}_g	Fracción volumétrica promedio del gas
\bar{R}_l	Fracción volumétrica promedio del líquido
G_T	Masa velocidad basada en el flujo másico total
σ	Tensión superficial del líquido

Con estas ecuaciones en la secuencia descrita queda definida la caída de presión para dimensionamiento de la tubería.

Para poder caracterizar completamente la tubería, es necesario conocer el patrón de flujo presente en la tubería, esto se hará con el método de Baker para flujo horizontal y ligeramente inclinado, para flujo vertical se hace con el método de Oshinowo Charles.

En nuestro caso lo que nos interesa es calcular el diámetro a partir de una caída de presión permisible, la cual se fija de acuerdo con criterios establecidos que están fundamentados en -- cuanto al comportamiento de la tubería y de el fluido mismo ya que variando velocidades y caídas de presión podemos variar el patrón de flujo.

El programa utilizado calcula el diámetro y nos da el patrón de flujo presente en la tubería. En la fig. 8.3.2.5, se puede ver el diagrama de flujo para este programa.

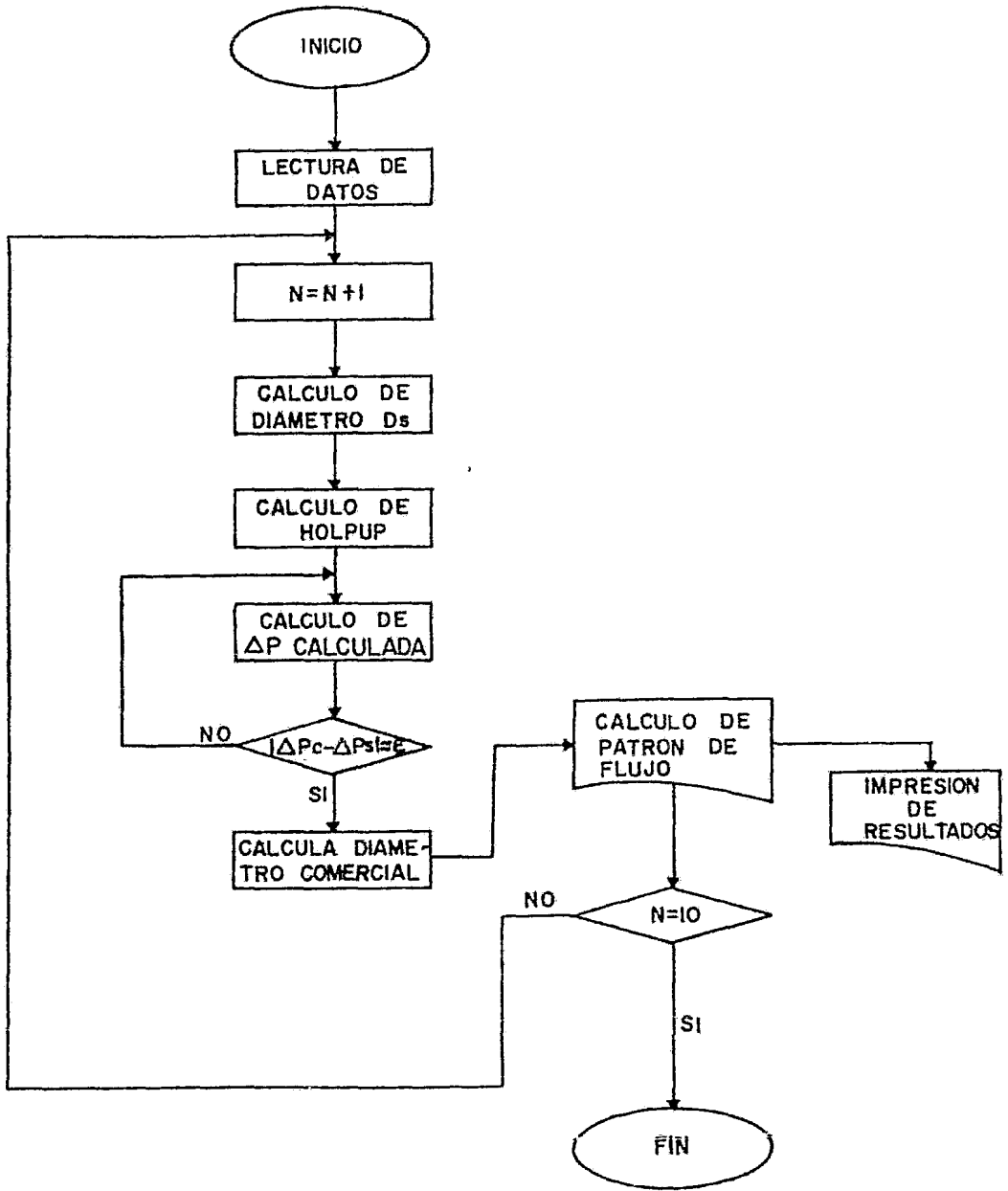


FIG. 8.3.2.5 DIMENSIONAMIENTO PARA FLUJO A DOS FASES

U N A M	
E.N.E.P. ZARAGOZA	
TESIS	PROFESIONAL
FERNANDO HERRERA JUAREZ	

8.3.3 ENTRADA AL PROGRAMA.

El programa esta compuesto de un programa principal y se -
auxilia de 10 subrutinas para realizar los cálculos.

Anteriormente ya se hizo descripción de la secuencia de --
cálculo que sigue el programa, este posee un banco de datos que
es aplicable a la Sonda de Campeche únicamente, en el cual ya se
tienen todos los datos necesarios para que se efectuen los cálcu
los directamente, únicamente se requiere darle como datos los --
puntos en cuestión que nos interesan unir.

Si se quiere dimensionar líneas que no sean específicamen-
te de la Sonda de Campeche, se requiere que se le alimenten to--
dos los datos necesarios que a continuación se especifican.

El programa principal se llama Sonda por lo que para utili
zarlo deberá de llamarse con este nombre, una vez ya dentro del
programa, es neceserío dar las siguientes variables en la prime-
ra tarjeta.

MOD = 0 ó 1

Si es igual a 0 indica que se utilizarán los datos inter--
nos, si es 1, indicará que se van a proporcionar datos externos,
esta variable se codifica en la primera columna.

Además de esta variable, es necesario dar otras dos en la misma tarjeta que son:

ITAM: Que indica el número de líneas a calcular en caso de que se requiera calcular líneas que no sean específicas de la Sonda de Campeche.

IDENT: Esta variable indicará si el dimensionamiento es para gas, líquido o dos fases, en cada uno de estos casos las variables a codificar en la siguiente tarjeta son:

Para Gas; Gasto (lb/hr), Densidad (lb/ft³), Temperatura (°F), Distancia (ft), Presión (lb/in²), Viscosidad (cp).

Para líquido: Gasto (lb/hr), Densidad (lb/ft³), Distancia (ft), y Viscosidad (cp).

Para Dos Fases: Gasto Total (lb/hr), Porcentaje de vaporización (%), Distancia (ft), Densidad del líquido (lb/ft³), Densidad del gas (lb/ft³), Viscosidad del gas (cp), Viscosidad del líquido (cp), Presión inicial (psia) y Peso molecular.

Para cualquiera de los casos anteriores, los datos se codifican en el orden mencionado y únicamente separados por coma.

Como era de esperarse el programa fue sufriendo muchas modificaciones a medida que se desarrollaba, pero el objetivo final

nunca cambio, esto es lógico ya que como se dijo en un principio no se pretendía desarrollar algo que fuera absoluto, sino una herramienta que quien desee pueda utilizarla.

El programa esta estructurado de tal forma que podemos calcular cualquier red con uno o más juegos de plataformas, de tal forma que en la salida de impresión, el programa nos da los parámetros más importantes en flujo de fluidos, tales como: Caída de presión, diámetro, velocidad, gasto volumétrico a manejar, distancia a recorrer entre plataformas y patrón de flujo.

En el apéndice 6A se puede ver el listado completo del programa, el cual puede ser utilizado por cualquier persona, sin necesidad de que posea conocimientos de Fortran, ya que los formatos de lectura son libres, esto es, todos los datos se introducen unicamente separados por comas.

Como ya se dijo el programa principal se llama Sonda y en el se encuentra el archivo de datos de la Sonda de Campeche, en este se realiza el cálculo de distancias únicamente y se auxilia de las siguientes subrutinas:

ISOCOM: Realiza el cálculo de diámetro para flujo compresible - isotérmico a partir de una caída de presión permisible.

- FSONC: Verifica que no haya presencia de flujo sónico en caso de que se genere una caída de presión muy elevada.
- FFRIC: Calcula el factor de fricción de Darcy.
- IDP100: Calcula el diámetro para líneas con flujo incompresible en base una caída de presión en 100 pies.
- UNAFAS: Selecciona la secuencia de cálculo ya sea para flujo - compresible o incompresible y genera todos los formatos de escritura para flujo monofásico.
- DOSFAS: Da la secuencia de cálculo para flujo en dos fases y genera todos los formatos de escritura para flujo bifásico.
- DCOM: Selecciona el diámetro comercial y el interno comercial para tuberías, cédula estándar desde 1" hasta 120".
- DUKLER: Calcula caída de presión para flujo bifásico.
- HOLDUP: Calcula el Holdup puntual.
- BAKER: Determina el patrón de flujo.

8.4 RESULTADOS.

Finalmente el módulo que se implementó tiene capacidad para dimensionar líneas con flujo en una fase y dos fases, esto es tanto para líquidos como para gases y para líquido-gas. Esto fue necesario ya que como se dijo en un complejo tenemos varias plataformas una de las cuales es enlace y otra de producción, en la primera se recibe básicamente gas y crudo ya estabilizado por separado, por esto es necesario dimensionar las líneas únicamente para una fase, ya sea a gas o crudo estabilizado, lo cual puede hacer el módulo.

En la plataforma de producción en muchos casos se reciben líneas de varias plataformas de desarrollo cercanas, esto es se reciben líneas que transportan flujo a dos fases ya que el flujo tal y como sale del pozo se manda a producción donde se separan las fases posteriormente.

Como se planteó al principio la forma en que se propuso la recolección es bastante sencilla ya que de un grupo de plataformas se tiene una de recolección, que puede ser enlace o producción. Para la primera tendremos básicamente una fase y para la segunda dos fases.

Para poder ver la capacidad del módulo de simulación se presentan resultados de cuatro casos de recolección para la misma alternativa, únicamente modificando el tipo de flujo, ya que se

hace para líquido, gas, líquido-gas y para los tres tipos de flujo combinados.

En la primera alternativa se presenta el dimensionamiento para líquido, esto es considerando que se va a transportar crudo estabilizado, los resultados que da la computadora los podemos ver en el apéndice 1A. La interpretación gráfica la podemos ver en la fig. 8.4.1 en la cual podemos ver la ubicación física de las plataformas y la trayectoria recta de las tuberías, los diámetros mostrados son los que aparecen en los listados que da la computadora y que se pueden ver en el apéndice ya citado.

Como segunda alternativa se corrió este mismo arreglo de plataformas, pero considerando que se va a transportar únicamente gas, esto es que ya se separaron anteriormente las fases y se desea transportarlas por separado. Los resultados se pueden ver en el apéndice 2A y la interpretación gráfica se puede ver en la fig. 8.4.2, donde podemos ver que los diámetros son menores debido a que lo que se está transportando es gas, las longitudes entre plataformas son las mismas solo que para efectos de cálculo el sobrediseño es diferente.

Como tercera alternativa se corrió el programa para el caso en que se desee transportar el crudo y el gas en conjunto, esto es que deseamos transportar los fluidos tal y como salen del pozo y llevarlos a una plataforma de producción. Los resultados de la computadora los podemos ver en el apéndice 3A y la interpretación gráfica la vemos en la fig. 8.4.3, donde podemos ver que

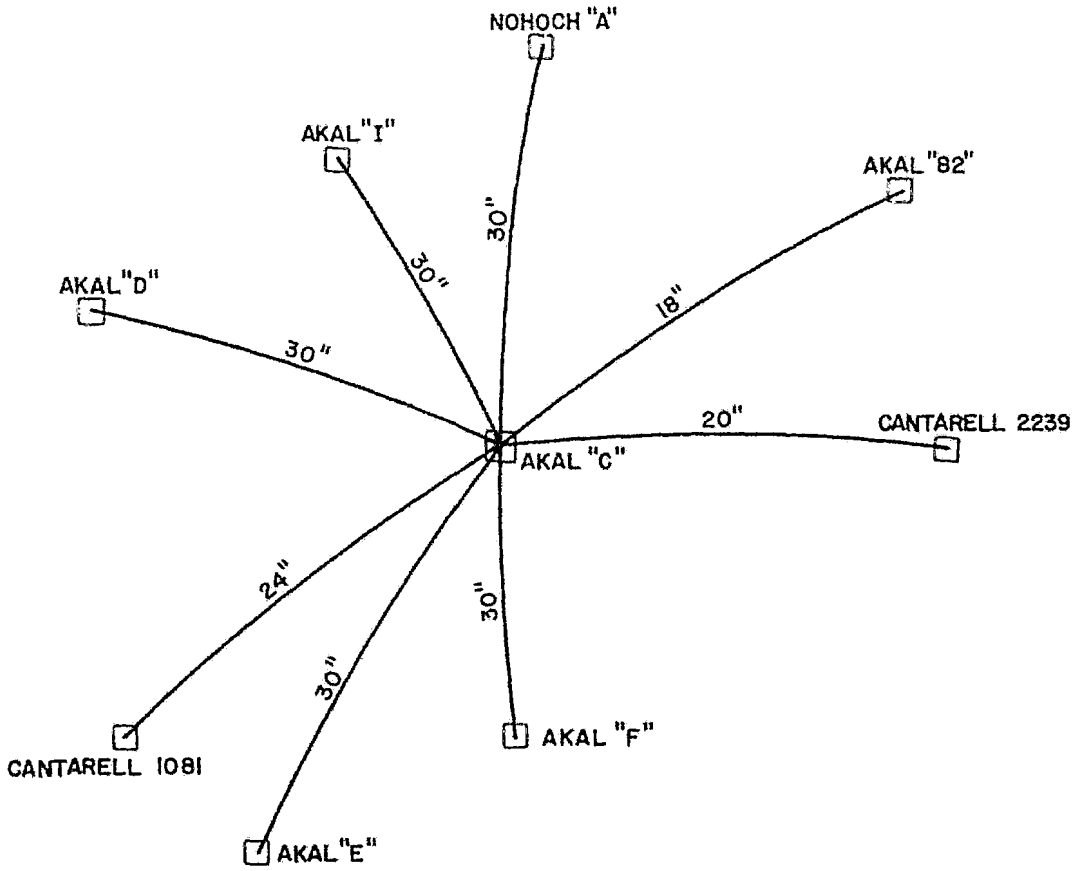


FIG. 8.4.1 DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

U	N	A	M
E.N.E.P ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

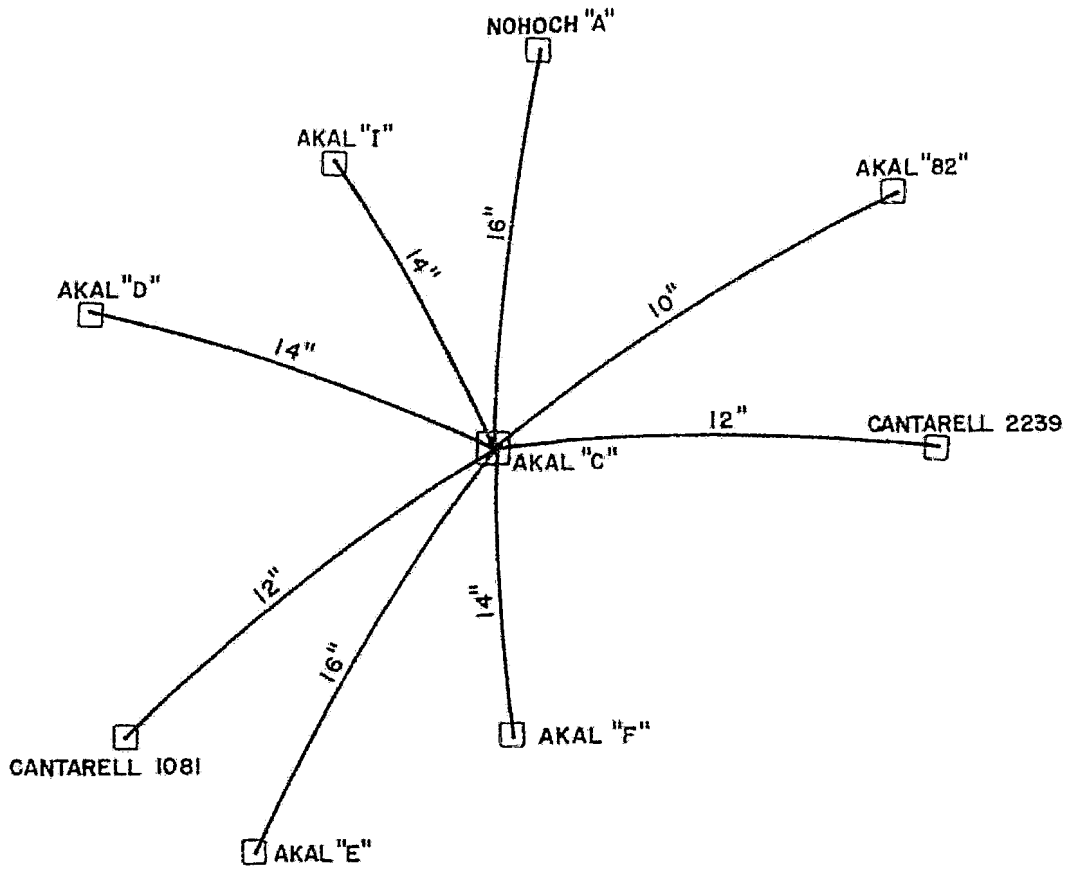


FIG.8.4.2 DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

U	N	A	M
E.N.E.P ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

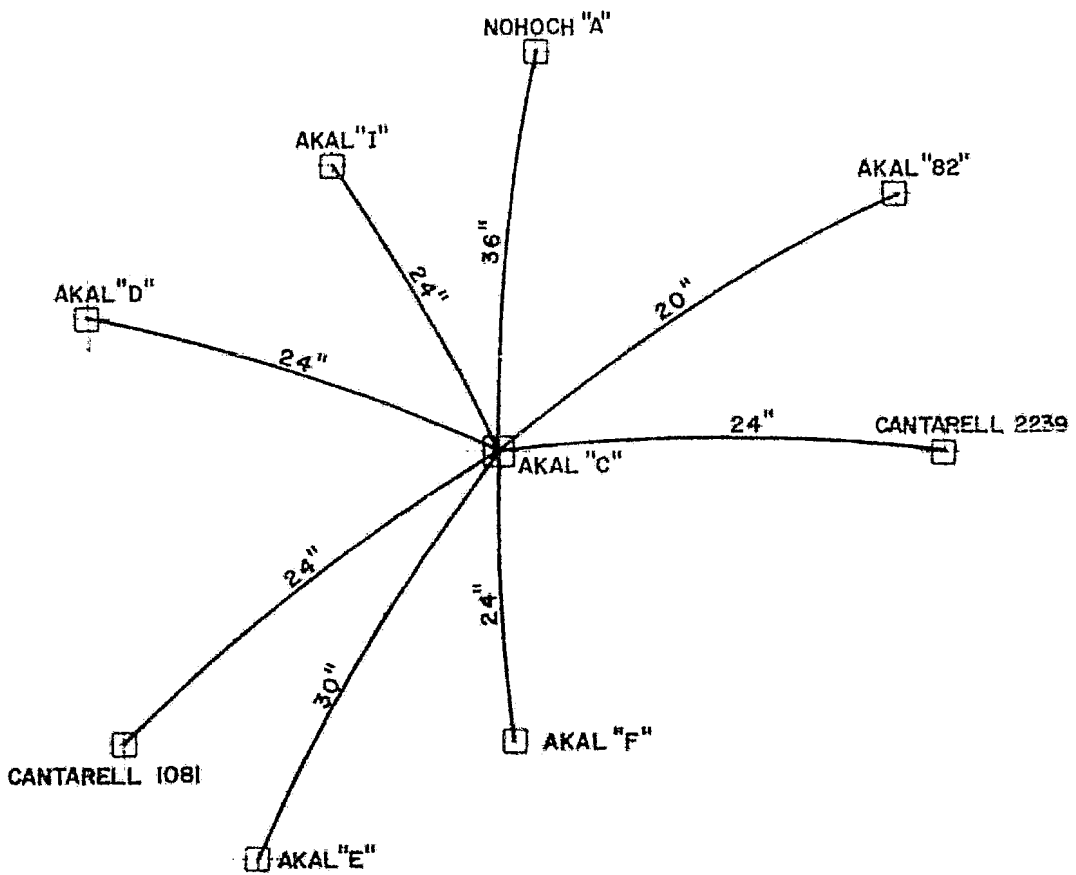


FIG. 8.4.3 DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

U	N	A	M
E.N.E.P ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

los diámetros son bastante más grandes que para el caso de transporte de una sola fase.

Como cuarta alternativa se corrió el programa para el caso que tengamos una plataforma de enlace y una de producción juntas y que se este en posibilidad de recibir en el complejo, tanto líneas con una fase como dos fases. Los resultados que son similares ya que es una mezcla de los tres casos anteriores, los podemos ver en el apéndice 4A y la interpretación gráfica la vemos - en la fig. 8.4.4, donde vemos la diferencia de diámetros al ---- transportar una y dos fases. Las letras entre paréntesis indican las fases que se están transportando.

En el apéndice 5A podemos ver el banco de datos que se tiene almacenado en la computadora y que es aplicable específicamente a la Sonda de Campeche ya que como se dijo en un principio, - el módulo tiene capacidad para aceptar datos externos cuando no se quiera utilizar los que se tienen almacenados.

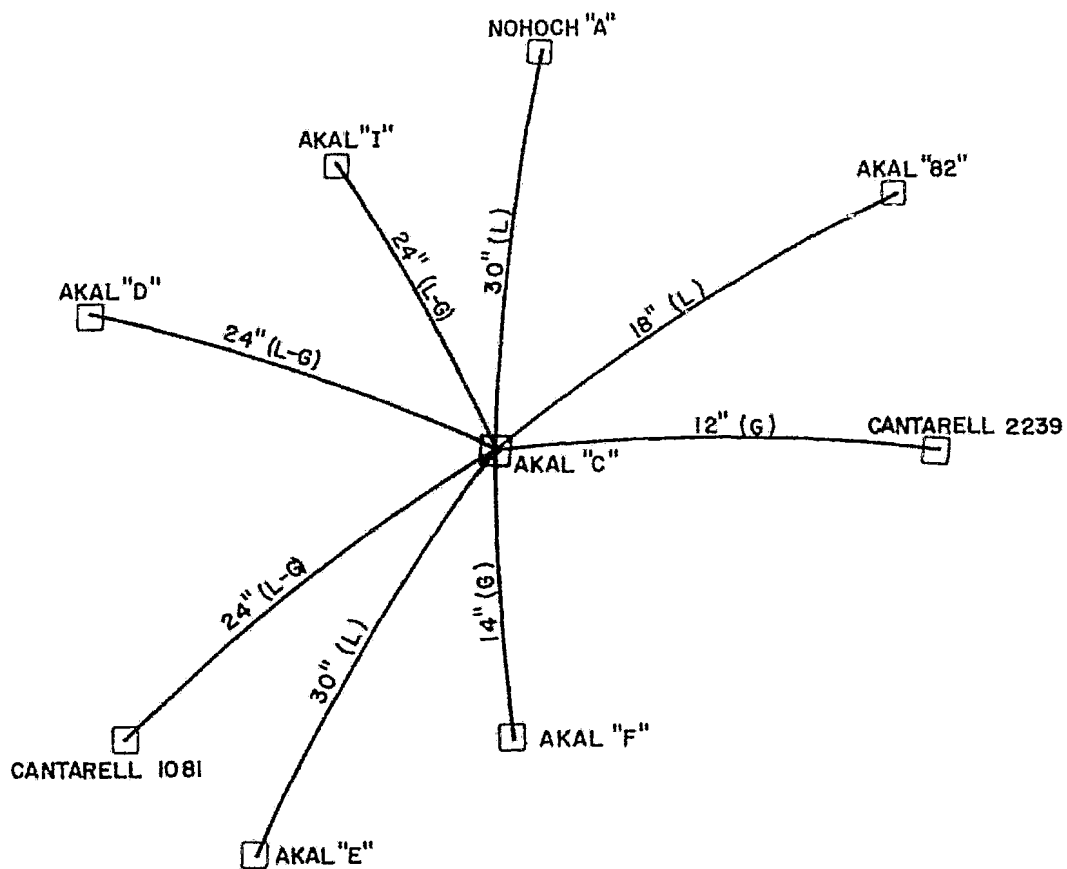


FIG. 8.4.4 DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO , GAS Y GAS - LIQUIDO

U	N	A	M
E.N.E.P ZARAGOZA			
TESIS		PROFESIONAL	
FERNANDO HERRERA JUAREZ			

CAPITULO IX

9.1 DISCUSION

El módulo implementado es bastante flexible ya que puede aceptar datos externos y hacer la evaluación de la línea o bien puede hacer lo mismo pero utilizando los datos del banco que se tiene, esto es útil ya que como se puede ver el dimensionamiento de líneas se hace únicamente entre plataformas y no lo hace para transportar el total del flujo recolectado ya que este flujo no se envía en una sola dirección, enviándose en ocasiones hasta en tres direcciones diferentes, las cuales estan sujetas a decisiones políticas algunas veces y a técnicas otras, por esto es que conociendo el flujo total podemos enviarlo en diferentes direcciones a diferentes porcentajes y evaluar la línea, dando los datos necesarios externamente.

Como se puede ver en un momento dado será necesario utilizar el módulo con datos internos, sacar datos y después de tomar la decisión alimentarlos para que nos dimensione la línea y nos de todos los parámetros para una completa evaluación de la tubería.

En los resultados mostrados en los apéndices podemos ver -- que la longitud equivalente que se tomó no es la misma para los tres tipos de flujo. Podemos ver que para líquido se tomó un fac

tor más pequeño que para gas y líquido-gas, esto es conveniente ya que el gas está más sujeto a modificar sus propiedades con la presión y temperatura, lo cual puede dar un error mayor en los resultados obtenidos, lo cual no sucede con los líquidos por lo que con el factor que se está dando es suficiente para absorber el error que se pueda generar al ocurrir un cambio en las condiciones de operación de la línea.

El criterio utilizado para dimensionamiento se planteó así ya que las tuberías son largas y no se puede permitir una caída de presión alta por fricción ya que la tubería podría desgastarse más rápido y por lo tanto acortar el período de vida, esto trae como consecuencia que se tengan velocidades bajas lo cual es favorable para evitar erosión de la tubería y principalmente en accesorios donde con altas velocidades ocasionarían una mayor erosión, reduciendo por lo tanto la vida de la tubería.

Otro aspecto que favorece las bajas velocidades es que se disminuye y tiende a evitarse el golpe de ariete.

En el flujo a dos fases podemos ver que el programa nos lleva a la región de un patrón de flujo que no sea problemático manejarlo ya que como se tiene que separar, mientras más fácil sea de separar las fases, el equipo será más pequeño y más eficiente.

Además del hecho de que se debe cuidar el patrón de flujo por cuestiones de separación, también es importante el de cuidar velocidades ya que en el flujo a dos fases el problema de ero---

sión es más fuerte que para flujo en una fase y este problema se acentúa paulatinamente con el patrón de flujo y la velocidad.

CAPITULO X.

10.1 CONCLUSIONES.

El objetivo planteado se alcanzó ya que con el programa implementado podemos calcular cualquier alternativa de la red de recolección y transporte de la Sonda de Campeche.

Estos cálculos solo se pueden hacer por grupo de plataformas y no se puede unir varios grupos de plataformas, ya que de hacerse así, se requerirán tuberías bastante grandes, las cuales por norma no se pueden utilizar en la construcción de oleoductos o gasoductos, ya que la tubería más grande que se está utilizando en la Sonda de Campeche es de 36" debido a que de las tuberías grandes es la más comercial y menos difícil de manejar. Como esto es una limitante solo se optó por el cálculo por grupo de plataformas y como se dijo antes si se quiere unir grupos de plataformas se hará dándole los datos externamente al programa.

Con las diferentes alternativas propuestas de recolección, se vió que en ningún caso fue necesario unir más de 10 plataformas la vez por lo que la hipótesis propuesta fue comprobada, esto se debe a que en un campo productor es poco recomendable perforar más de 10 pozos debido a que la producción requerida no es tan alta ya que precisamente se requiere llevar una explotación racional y bien planeada, esto es que si se perforaran demasiados pozos, el yacimiento perdería presión bastante rápido, haciéndose necesario iniciar la inyección de agua bastante rápido, -

que a pesar de que se estaba iniciando la ingeniería para estas -
plataformas de inyección, no era recomendable su instalación dema-
siado rápido ya que todo esto llevaría como consecuencia a una ex-
plotación no planificada y a un agotamiento rápido del yacimiento.

Respecto a los puntos terminales que se propusieron, se vió
que si son suficientes con los dos puntos de recolección termina-
les para gas y crudo, uno en el mar y otro en tierra, así como un
punto de recolección para gas en tierra, donde deberá de recolec-
tarse todo el gas separado y comprimido en plataformas, para des-
pués enviarse a las diferentes plantas para someterse a tratamien-
tos secundarios.

Los puntos de recolección para crudo se plantearon princi-
palmente uno para exportación que estará ubicado en el mar y otro
que se utilizará principalmente para coleccionar crudo para su proce-
samiento secundario en tierra.

Respecto al planteamiento que se hizo para cada una de las
instalaciones que se tienen en el mar, se ve que aun somos depen-
dientes de tecnología extranjera en los procesos primarios princi-
pales a que se someten los fluidos ya que solo lo que respecta a
Servicios Auxiliares somos autosuficientes, lo cual trae como con-
secuencia mucha fuga de capitales debido a la compra que se hace
de equipos que aun no somos capaces de producir en México o bien
que por la poca demanda no es consteable producirlos dentro del
país, lo cual es lo más real ya que la capacidad técnica se ---

tiene solo falta el aporte de capital para su producción.

Cabe señalar que una justificación al hecho de que se compró mucha tecnología fuera, fue que aquí en México se tenía muy poca experiencia en lo que se refiere a tecnología petrolera fuera de costa, por eso se optó por esta medida que además garantizaba la rapidez requerida para la construcción de las diferentes instalaciones en el mar, además se contrataron técnicos o firmas de ingeniería que capacitaran a los técnicos mexicanos y de esta forma poco a poco ir haciendo el total de la ingeniería requerida en los diferentes proyectos para fuera de costa, esto se ha logrado ya que actualmente gran parte de la ingeniería de los proyectos se hace en México y cada vez más equipo se fabrica dentro del país.

Como conclusión final podemos afirmar que los objetivos --- planteados fueron alcanzados y que este trabajo se deja para que sirva si se requiere como inicio de la implementación de una herramienta más poderosa, que solo la gente involucrada en decisiones políticas o más alto rango en conjunto con los técnicos involucrados podrá decidir su implementación.

CAPITULO XI

11.1 PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES.

Como se mencionó anteriormente este trabajo solo pretende ser un inicio así que quien desee utilizarlo podrá hacerlo sin muchos problemas, solo que es recomendable que quien crea que le es útil y tenga conocimientos de FORTRAN trate de mejorarlo y no solo con este trabajo sino con todo lo que tenga en la mano siempre será bueno pensar que se puede mejorar, ya que solo de esa manera podremos seguir avanzando tecnológicamente, esto es no tomar como absoluto las herramientas de trabajo ni los conocimientos ya establecidos, pero también es conveniente recordar que al tratar de mejorar algo no es necesario resaltar fallas sino más bien corregirlas ya que muchas veces en un afán perfeccionista caemos a una crítica mal encaminada ya que la mayoría de las veces lo que nos interesa es resaltar fallas sin darle mucha importancia a como corregirlas.

Este trabajo tendrá vigencia e importancia tanto como la gente involucrada en esto lo quiera e irá perdiendo importancia a medida que el auge petrolero pase, pero es recomendable verle sus alternativas de uso ya que no solo puede aplicarse a hidrocarburos sino a fluidos en general, lo cual nos lleva a contemplar una amplia área de aplicación más allá de los hidrocarburos

A N E X O S

ANEXO 1A

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALO 4 AKALO AL 4 AKO

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	2191421.00	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	4967.81
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD (CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.400
DIAMETRO NOMINAL (IN)	30	DIAMETRO INTERNO (IN)	29.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0290721
LONGITUD RECTA DE LA LINEA (FT)	6932.42	NUMERO DE REYNOLDS	14492.
VELOCIDAD EN LA LINEA (FT/SFG)	2.323	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0001
PRESION DE SALIDA (PSIA)	596.60	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.3*LR)	9012.14
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.038	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	3.397 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.400
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	2410563.06	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	5750.59
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD (CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL (IN)	30	DIAMETRO INTERNO (IN)	28.250
RUGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (Darcy)	.0274136
LONGITUD RECTA DE LA LINEA (FT)	7467.49	NUMERO DE REVOLUCIONES	16150.
VELOCIDAD EN LA LINEA (FT/SEG)	2.555	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	595.67	LONGITUD EQ. TOTAL (LEWELLS) (LR)	9737.73
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.045	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	4.335 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LBS/DIA)	2191421.60	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	4967.81
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LBS/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.100
DIAMETRO NOMINAL(IN)	30	DIAMETRO INTERNO(IN)	29.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0290721
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	7609.93	NUMERO DE REVOLUC	18692.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.323	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	595.23	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.74LR)	9006.00
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.038	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	3.768 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALI A AKALC AL 4 AÑO

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	2191421.00	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	4867.81
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD LB/FT ³	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL(IN)	30	DIAMETRO INTERNO(IN)	29.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0289721
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	4238.59	NUMERO DE REYNOLDS	14692.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.323	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	597.92	LONGITUD EQ. TOTAL (LETSI. GALR)	5510.17
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.030	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	2.077 ***
*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***			
DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (L3/HR)	2629705.19	FLUJO VOLUMETICO (CPM)	5641.57
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (L3/FT3)	56.13
VISCOSIDAD (CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL (IN)	30	DIAMETRO INTERNO (IN)	29.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0269323
LONGITUD RECTA DE LA LINEA (FT)	16055.07	NUMERO DE REYNOLDS	17618.
VELOCIDAD EN LA LINEA (FT/SEG)	2.707	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	589.17	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.34*LR)	20871.59
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.052	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	10.927 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	1314052.59	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	2929.68
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	630.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL(IN)	24	DIAMETRO INTERNO(IN)	23.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0301040
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	14416.77	NUMERO DE REYNOLDS	11003.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.200	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	591.36	LONGITUD EQ. TOTAL (LE)=1.3*LR)	18741.81
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.046	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	8.617 ***
*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***			
DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	876568.40	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	1947.17
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT3)	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL(IN)	18	DIAMETRO INTERIO (IN)	17.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0310778
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	10165.52	NUMERO DE REYNOLDS	9950.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.671	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	587.63	LONGITUD EC. TOTAL (LET=1.3*LR)	13215.27
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	12.367 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	1095710.50	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	2433.00
PRESION DE CP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE CP. ENTRADA (OP)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT3)	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL(IN)	20	DIAMETRO INTERNO(IN)	19.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCIÓN (DARCY)	.0001506
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	17666.94	NÚMERO DE REYNOLDS	11155.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.081	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	581.17	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.3*LR)	22967.03
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.082	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	18.932 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

ANEXO 2A

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALO A AVAIC AL 4 AÑO

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. BASE 14.7 P STA Y 60 GF

FLUJO BASICO(LB/HR)	245590.97	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT ³ /HR)	3633796.15
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	36551.98	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	36293.57
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	6.66874	DISTANCIA A COND. DE SAL. (LIMETRS)	4.6293
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	106.58
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT ²)	651.70
DIAMETRO NOMI. (IN)	14	DIAMETRO INTERNO(IN)	13.250
ROGOSIDAD (FT)	.0081500	FACTOR DE FRICTION (DARCY)	.0129513
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	6932.42	NUMERO DE REYNOLDS	10745208.
SE SUPONE LET=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	10329.62
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	10.597	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	10.505
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1100.18
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	9.320 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALE A AKALC AL 4 AÑO

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS		COND. BASE 14.7 P. STA Y 60 GF	
FLUJO MASICO(LB/HR)	267729.30	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT3/HR)	3007164.78
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	49207.18	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	40015.56
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT3)	.08698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT3)	6.65874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT3)	6.6204
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	111.17
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT2)	471.76
DIAMETRO NOMINAL(IN)	16	DIAMETRO INTERNO(IN)	15.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0125326
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	7487.49	NUMERO DE REYNOLDS	2000611.
SE SUPONE LET=1.5*Ln		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	11231.23
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	8.000	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	8.006
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1103.81
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.055	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	6.187 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

100

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. BASE 14.7 P STA Y 60 GF

FLUJO MASICO(LB/HR)	24390.27	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD. (FT ³ /HR)	363306.15
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	36551.98	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	34886.98
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06898	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	6.65874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	6.6893
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	101.35
VISCOSIDAD(CP)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT ²)	429.70
DIAMETRO NOMINAL(IN)	14	DIAMETRO INTERNO(IN)	13.251
ROUGHNESS (FT)	.0001508	FACTOR DE ERICSON (DARCY)	.0120513
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	7689.93	NUMERO DE REYNOLDS	10365008.
SE SUPONE LE=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	11530.79
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	10.597	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	10.604
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.760	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1100.10
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	10.898 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS		COND. BASE 14.7 PSIA Y 60°F	
FLUJO MASCICO(LB/HR)	243390.27	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD. (FT ³ /HR)	353796.16
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	36551.98	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	36735.50
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (°F)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	0.05974	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	6.6255
PESEO MOLECULAR(LB/LBMOL)	29.40	PRESION CRITICA (PSIA)	134.60
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT ²)	571.00
DIAMETRO NOMINAL(IN)	14	DIAMETRO INTERNO(IN)	13.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCIÓN (DARCY)	.0129513
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	4238.59	NUMERO DE REYNOLDS	1026508.
SE SUPONE L _{ET} =1.5*L _R		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	6357.00
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	10.597	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	10.651
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1192.01
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	5.205 ***
*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***			
DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS		COND. CASE 11.7 P. STA Y 60 GF	
FLUJO MASICO(LB/HR)	29286.32	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT3/HR)	436053.37
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	43662.35	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	46408.08
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (OR)	510.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT3)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT3)	6.65674	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT3)	6.6700
W-BO MOLECULAR (LB/LOMOL)	29.40	PRESION CRITICA (PSIA)	76.07
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MAQUA VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG-FT2)	325.00
DIAMETRO NOMINAL(IN)	16	DIAMETRO INTERNO(IN)	15.250
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE EMISION (KAPPA)	.0125106
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	16055.07	NUMERO DE REYNOLDS	10897912.
SE SUPONE LET=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	25002.61
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	9.600	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	0.733
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1194.16
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.066	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	15.076 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. NAT. 14.7 P. STA Y 60 GF

FLUJO MASICO(LB/HR)	146934.16	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT3/HR)	219071.19
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	21931.19	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	22159.89
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	612.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT3)	.06693	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT3)	6.66974	DENSIDAD COND. DE SAL. (LB/FT3)	6.5991
PESO MOLECULAR(LB/LLMOL)	28.46	PRESION CRITICA (PSIA)	72.72
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	VELOCIDAD CRITICA(LB/SEC-FT2)	209.12
DIAMETRO NOMINAL(IN)	12	DIAMETRO INTERNO(IN)	12.000
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0171553
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	14416.77	NUMERO DE REVOLUC.	6967093.
SE SUPONE LET=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	21676.16
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	7.752	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	7.833
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.709	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1197.60
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.057	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	12.365 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. ENT. 10.7 P. STA Y 68 GF

FLUJO BASICO(LB/HQ)	97356.11	FLUJO VOLUMETRICO A COND. ENT.(FT ³ /HR)	145104.47
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	14420.79	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	14742.32
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (°F)	610.00
DENSIDAD A COND. STU (LB/FT ³)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	6.65874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	4.6032
PESO MOLECULAR(LB/LMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	75.00
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	NUM. VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT)	310.14
DIAMETRO NOMINAL(IN)	10	DIAMETRO INTERNO(IN)	10.000
ROGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0136869
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	10165.59	NUMERO DE REVOLUC.	5002761.
SE SUPONE LET=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	15260.32
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	7.412	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	7.474
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1172.11
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.065	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	9.492 ***
*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***			
DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS		COND. BASE 14.7 P STA Y 60 RF	
FLUJO MASICO(LB/HR)	121695.13	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT ³ /HR)	1016093.00
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	10275.99	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	10030.00
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	6.65874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	5.4002
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	63.55
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT ²)	259.46
DIAMETRO NOMINAL(IN)	12	DIAMETRO INTERNO(IN)	12.000
RUGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICTION (DARCY)	.0131045
LONGITUD RECT. DE LA LINEA(FT)	17606.94	NUMERO DE REYNOLDS	5322567.
SE SUPONE LET=1.5*LN		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	26500.01
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	6.460	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	6.517
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1180.46
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.040	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	10.500 ***
*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***			
DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000

ANEXO 3A

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALO A AKALO AL 4 1/2

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	25.25 IN	VAPORIZACION	23.43 % PESO
FLUJO MEZCLA	2864142.47 LB/HR	FLUJO MEZCLA	446097.830
FLUJO LIQUIDO	2193065.97 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	278701.830
FLUJO GAS	671076.51 LB/HR	FLUJO GAS	78.23 UNDECEN
DENSIDAD LIQUIDO	34.308 LB/FT3	DENSIDAD GAS	6.4000 LB/FT3
PESO MOLECULAR	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 O.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	1.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	6.827 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	0.308 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	15.011 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.287 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.715 LB/FT3	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.050 CP
MASA VELOCIDAD	269.98 LB/FT2-SEG	HOLDUP	.507
REYNOLDS DES. CTE.	169206.	FRICCION DES. CTE.	.02275
LONG. TUBO RECTO	10308.62 FT	LONG. TOTAL	10308.62 FT
PERDIDAS POR FRICCION	6.173-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	6.407-04
CAIDA DE PRESION/FT	6.170-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	6.49461 PSI
PRESION INICIAL	395.63 PSIG	PRESION FINAL	321.30 PSIG
PARAMETRO X BAKER	850.2	PARAMETRO Y BAKER	33100.9
PARAM. DE FLUJO	GURPUJ	PLATH.	10.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALE A AKALC AL 4 MO

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	20.25 IN	VAPORIZACION	03.67 % PESO
FLUJO MEZCLA	310650.75 LB/HR	FLUJO MEZCLA	966707.000
FLUJO LIQUIDO	2412372.59 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	706153.000
FLUJO GAS	730184.16 LB/HR	FLUJO GAS	77.25 LB/HR
DENSIDAD LIQUIDO	34.700 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	6.4000 LB/FT ³
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	10000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	4.109 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	6.000 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	11.050 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.000 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.622 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000 CP
MASA VELOCIDAD	187.64 LB/FT ² -SEG	WOLCOP	0.10
REYNOLDS DES. CTE.	147017.	F. FRICCION DES. CTE.	0.0000
LONG. TUBO RECTO	11231.23 FT	LONG. TOTAL	11231.23 FT
PERDIDAS POR FRICCION	2.423-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACCL.	31003-04
CAIDA DE PRESION/FT	2.423-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	2.722401 PSI
PRESIO. INICIAL	345.03 PSIG	PRESIO. FINAL	350.05 PSIG
PARAMETRO X LAKER	050.2	PARAMETRO Y BAKER	23070.0
PATRON DE FLUJO	UNIFORO	P. ATN.	14.37 PSI

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 20.00 IN **

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE ACERTE A ACERTE AL 4 ANO

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	25.25 IN	VAPORIZACION	23.07 M ³ /DIA
FLUJO MEZCLA	286492.47 LB/HR	FLUJO MEZCLA	66207.000
FLUJO LIQUIDO	2193065.97 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	273301.000
FLUJO GAS	671076.51 LB/HR	FLUJO GAS	79.07 M ³ /DIA
DENSIDAD LIQUIDO	54.300 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	6.8000 LB/FT ³
PESO MOLECULAR	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	18.400 CP	VISCOSIDAD GAS	1.0000 CP
VELOCIDAD LIQUIDO	6.027 FT/SEG	VELOCIDAD GAS	0.084 FT/SEG
VELOCIDAD DES.CTE.	15.911 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.247 DIN/CM
DENSIDAD DES.CTE.	14.715 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES.CTE.	3.000 CP
MASA VELOCIDAD	269.03 LB/FT ² -SEG	HOLDUP	0.07
REYNOLDS DES.CTE.	104200.	FRICCION DES.CTE.	0.0025
LONGITUD RECTO	11534.09 FT	LONGITUD TOTAL	11574.09 FT
PERDIDAS POR FRICCION	6.173-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACPL.	6.173-04
CAIDA DE PRESION/FT	6.173-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	7.124101 PSI
PRESION INICIAL	385.03 PSIG	PRESION FINAL	310.37 PSIG
PARAMETRO A BAKER	850.2	PARAMETRO Y BAKER	33400.0
PATRON DE FLUJO	BUENISSIMO	P.STR.	10.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	23.25 IN	VAPORIZACION	23.43 * 0.050
FLUJO MEZCLA	2804142.47 LB/HR	FLUJO MEZCLA	446007.000
FLUJO LIQUIDO	2193065.97 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	270301.000
FLUJO GAS	671076.51 LB/HR	FLUJO GAS	70.23 * 0.050
DENSIDAD LIQUIDO	34.300 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	6.6000 LB/FT ³
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	320.00 G.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	1.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	6.027 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	0.684 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	15.911 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.200 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.715 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES. CTE.	1.000 CP
MASA VELOCIDAD	269.95 LB/FT ² -SEG	ROLINDO	.507
REYNOLDS DES. CTE.	109200.	FRICCION DES. CTE.	1.22075
LONG. TUBO RECTO	6357.00 FT	LONG. TOTAL	6357.00 FT
PERDIDAS POR FRICCION	6.173-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACCL.	6.307-04
CAIDA DE PRESION/FT	6.178-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	3.000+01 PSI
PRESION INICIAL	335.63 PSIG	PRESION FINAL	306.15 PSIG
PARAMETRO X BAKER	850.2	PARAMETRO Y BAKER	33100.0
PATRON DE FLUJO	BURBUJ	P. ATM.	14.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE NOHOCA A AKALC AL 4 AÑO

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	35.25 IN	VAPORIZACION	23.43 % PESO
FLUJO MEZCLA	3436971.00 LB/HR	FLUJO MEZCLA	535317.000
FLUJO LIQUIDO	2631679.19 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	337995.000
FLUJO GAS	805291.82 LB/HR	FLUJO GAS	84.27 MCF/D
DENSIDAD LIQUIDO	34.700 LB/FT3	DENSIDAD GAS	6.4000 LB/FT3
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	0.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	3.146 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	5.160 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	8.306 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.247 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.583 LB/FT3	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000 CP
MASA VELOCIDAD	140.94 LB/FT2-SEG	HOLDUP	0.524
REYNOLDS DES. CTE.	132723.	F. FRICCION DES. CTE.	0.03124
LONG. TUBO RECTO	24082.61 FT	LONG. TOTAL	24082.61 FT
PERDIDAS POR FRICCION	1.155-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	1.931-04
CAIDA DE PRESION/FT	1.155-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	2.782+01 PSI
PRESION INICIAL	385.63 PSIG	PRESION FINAL	357.91 PSIG
PARAMETRO X BAKER	850.2	PARAMETRO Y BAKER	17331.0
PATRON DE FLUJO	DISPERJ	P. ATM.	14.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 36.00 IN **

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	24.25 IN	VAPORIZACION	23.43 * PESO
FLUJO MEZCLA	1710405.50 LB/HR	FLUJO MEZCLA	267658. RPD
FLUJO LIQUIDO	1315839.59 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	166903. RPD
FLUJO GAS	402645.91 LB/HR	FLUJO GAS	42.14 MPPCSO
DENSIDAD LIQUIDO	34.300 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	6.4000 LB/FT ³
PESO MOL. LIQ.	61.000 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 G.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	3.516 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	5.030 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	9.547 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.247 DIM/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.594 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000 CP
MAJA VELOCIDAD	161.99 LB/FT ² -SEG	HOLDUP	.522
REYNOLDS DES. CTE.	100092.	F. FRICCION DES. CTE.	.03307
LONG. TUBO RECTO	21625.16 FT	LONG. TOTAL	21625.16 FT
PERDIDAS POR FRICCION	2.450-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	2.542-04
CAIDA DE PRESION/FT	2.451-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	5.300+01 PSI
PRESION INICIAL	385.63 PSIG	PRESION FINAL	372.63 PSIG
PARAMETRO X BAKER	050.2	PARAMETRO Y BAKER	10910.0
PATRON DE FLUJO	BURBUJ	P. ATM.	14.77 PSTA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALAZ A AMBIC M. N. AND

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	19.25 IN	VAPORIZACION	23.43 X 1000
FLUJO MEZCLA	1175697.00 LB/HR	FLUJO MEZCLA	170420.000
FLUJO LIQUIDO	877226.41 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	111308.000
FLUJO GAS	298430.60 LB/HR	FLUJO GAS	59.09 MMPCFD
DENSIDAD LIQUIDO	54.300 LB/FT3	DENSIDAD GAS	61.000 LB/FT3
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 G.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	0.000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	3.517 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	5.707 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	9.234 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.247 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.568 LB/FT3	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000 CP
MASA VELOCIDAD	157.54 LB/FT2-SEG	HOLAND	1.521
REYNOLDS DES. CTE.	61645.	F. FRICCION DES. CTE.	0.0360
LONG. TUBO RECTO	15248.39 FT	LONG. TOTAL	15248.39 FT
PERDIDAS POR FRICCION	2.929-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	2.509-04
CAIDA DE PRESION/FT	2.929-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	4.467401 PSI
PRESION INICIAL	345.63 PSIG	PRESION FINAL	340.26 PSIG
PARAMETRO X BAKER	850.2	PARAMETRO Y BAKER	19372.3
PATRON DE FLUJO	UNIFORM	PLATY.	14.37 PSTA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 20.00 IN **

REVISION NIFITO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	23.25 IN	VAPORIZACION	23.23 Y PESO
FLUJO MEZCLA	1432071.23 LB/HR	FLUJO MEZCLA	223000.000
FLUJO LIQUIDO	1096532.99 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	130100.000
FLUJO GAS	335538.25 LB/HR	FLUJO GAS	15.11 MIECOS
DENSIDAD LIQUIDO	54.300 LB/FT3	DENSIDAD GAS	4.6000 LB/FT3
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	100.00 R.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.600 CP	VISCOSIDAD GAS	0.000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	3.014 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	5.500 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	7.056 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	4.200 STN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.973 LB/FT3	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000 CP
MASA VELOCIDAD	134.99 LB/FT2-SEG	NOLEND	1.500
REYNOLDS DES. CTE.	63750.	E.FRICCION DES. CTE.	0.0037
LONGITUD RECTO	26000.41 FT	LONG. TOTAL	26500.41 FT
PERDIDAS POR FRICCION	1.760-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	1.770-00
CAIDA DE PRESION/FT	1.760-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	46.01401 PSI
PRESION INICIAL	385.03 PSI	PRESION FINAL	338.02 PSI
PARAMETRO X BAKER	650.2	PARAMETRO Y BAKER	16590.9
PATRON DE FLUJO	UNIFORM	P.A.T.A.	14.77 PSI

* SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN *

ANEXO 4A

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	23.25 IN	VAPORIZACION	23.43 % PESO
FLUJO MEZCLA	286442.47 LB/HR	FLUJO MEZCLA	446007.00 PPD
FLUJO LIQUIDO	2193065.97 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	278321.00 PPD
FLUJO GAS	671070.51 LB/HR	FLUJO GAS	70.23 MPPSCD
DENSIDAD LIQUIDO	34.300 LB/FT3	PERDIDAS GAS	6.4000 LB/FT3
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	1.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	6.027 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	9.2000 FT/SEG
VELOCIDAD RES. CTE.	15.911 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.0000 DYN/CM
DENSIDAD RES. CTE.	14.715 LB/FT3	VISCOSIDAD RES. CTE.	3.0000 CP
MASA VELOCIDAD	269.90 LB/FT2-SEG	HOLUP	1.000
REYNOLDS RES. CTE.	100200.	FRICCION RES. CTE.	0.0075
LONG. TUBO RECTO	10300.62 FT	LONG. TOTAL	10300.62 FT
PERDIDAS POR FRICCION	6.170-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACEL.	6.0000-00
CAIDA DE PRESION/FT	6.170-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	6.424001 PSI
PRESION INICIAL	305.63 PSIG	PRESION FINAL	301.30 PSIG
PARAMETRO Y BAKER	050.2	PARAMETRO Y BAKER	73100.0
PATRON DE FLUJO	BIURPOJ	PLATH.	10.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	2410563.06	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	5350.59
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9000	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD(CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
DIAMETRO NOMINAL(IN)	30	DIAMETRO INTERNO(IN)	20.250
RUGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICION (DARCY)	.0270136
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	7407.49	NUMERO DE REYNOLDS	16150.
VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)	2.555	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	595.67	LONGITUD EQ. TOTAL (LET=1.34LR)	9733.73
*** CAIDA DE PRESION EN 100-FT (PSI)	.045	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	4.335 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

MEMORIA DE CALCULO DE LA LINEA DE AKALF A AKALC AL 4 AÑO

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. BASE 14.7 P. CIA Y 60 GF

FLUJO MASICO(LB/HR)	243320.27	FLUJO VOLUMETRICO A COND. STD.(FT ³ /HR)	7633786.16
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	36551.94	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	76887.98
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (OP)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06698	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	.0000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	6.65874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	6.5093
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	101.35
VISCOSIDAD(CPs)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEC-FT)	420.70
DIAMETRO NOMINAL(IN)	14	DIAMETRO INTERNO(IN)	13.250
ROGOSIDAD.(FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (CARCY)	.0122513
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	7639.93	NUMERO DE REYNOLDS	10366400.
SE SUPONE LET=1.5*LK		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	11530.89
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	10.597	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	10.694
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	PRESION DE SALIDA (PSIA)	1180.18
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL(PSI)	11.098 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

OP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	OP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	23.25 IN	VAPORIZACION	23.43 Y PESO
FLUJO MEZCLA	2864142.47 LB/HR	FLUJO MEZCLA	440857.000
FLUJO LIQUIDO	2193065.97 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	270321.000
FLUJO GAS	671076.51 LB/HR	FLUJO GAS	70.27 LB/HR
DENSIDAD LIQUIDO	54.300 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	6.4000 LB/FT ³
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	308.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VISCOSIDAD GAS	1.0000 CP
VEL. SUP. LIQUIDO	6.027 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	0.2000 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	15.911 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.287 DIN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	14.715 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.0000 CP
MASA VELOCIDAD	269.98 LB/FT ² -SEG	WOLFE	1.507
REYNOLDS DES. CTE.	109280.	EFERICCION DES. CTE.	1.0000
LONG. TUBO RECTO	6357.39 FT	LONG. TOTAL	6357.39 FT
PERDIDAS POR FRICCION	6.173-03 PSI/FT	PERDIDAS POR ACCL.	4.307-00
CAIDA DE PRESION/FT	6.173-03 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	3.000+01 PSI
PRESION INICIAL	345.63 PSI	PRESION FINAL	346.35 PSI
PARAMETRO WOLFE	150.0	PARAMETRO Y WOLFE	3300.0
PATRON DE FLUJO	UNIFORME	PLATA	10.37 PSI

** SE CUBIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN **

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	2629705.19	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	5841.37
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (°F)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	1.0000	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.17
VISCOSIDAD (CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.903
DIAMETRO NOMINAL (IN)	30	DIAMETRO INTERNO (IN)	29.250
ROGUSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0268323
LONGITUD RECTA DE LA LINEA (FT)	16055.07	NUMERO DE REYNOLDS	17618.
VELOCIDAD EN LA LINEA (FT/SEG)	2.787	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	589.17	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.341 R)	20871.50
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.052	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	10.827 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS

DIAMETRO INTERNO	23.25 IN	VAPORIZACION	21.03 M ³ /SEG
FLUJO VEZCLA	1718485.50 LB/HR	FLUJO VEZCLA	267650.000
FLUJO LIQUIDO	1315639.59 LB/HR	FLUJO LIQUIDO	165007.000
FLUJO GAS	402645.91 LB/HR	FLUJO GAS	42.16 M ³ /SEG
DENSIDAD LIQUIDO	34.360 LB/FT ³	DENSIDAD GAS	4.0000 LB/FT ³
PESO MOL. LIQ.	61.400 LB/LB-MOL	TEMPERATURA DE OP.	300.00 C.F.
VISCOSIDAD LIQUIDO	10.400 CP	VELOCIDAD GAS	10000.00
VEL. SUP. LIQUIDO	3.616 FT/SEG	VEL. SUP. GAS	5.070 FT/SEG
VELOCIDAD DES. CTE.	9.547 FT/SEG	TENSION SUPERFICIAL	6.047 DYN/CM
DENSIDAD DES. CTE.	19.544 LB/FT ³	VISCOSIDAD DES. CTE.	3.000.00
MASA VELOCIDAD	161.99 LB/FT ² -SEG	NOMBRE	1.500
REYNOLDS DLS. CTE.	100692.	FRICCION DES. CTE.	1.03107
LONG. TUBO RECTO	21625.16 FT	LONG. TOTAL	21625.16 FT
PERDIDAS POR FRICCION	2.456-63 PSI/FT	PERDIDAS DE ACEL.	0.000-00
CAIDA DE PRESION/FT	2.451-63 PSI/FT	CAIDA DE PRESION TOTAL	5.300401 PSI
PRESION INICIAL	385.63 PSIG	PRESION FINAL	379.67 PSIG
PARAMETRO X DAMEK	800.2	PARAMETRO Y DAMEK	10010.0
PATRON DE FLUJO	0.00000	PLATA	14.37 PSIA

** SE SUGIERE UN DIAMETRO DE 24.00 IN. **

DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO

FLUJO MASICO (LB/HR)	876508.40	FLUJO VOLUMETRICO (GPM)	1047.12
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	600.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (GR)	610.00
DENSIDAD RELATIVA	.9900	DENSIDAD (LB/FT ³)	56.13
VISCOSIDAD (CPS)	32.2500	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSI)	.700
DIAMETRO NOMINAL (IN)	18	DIAMETRO INTERNO (IN)	17.250
ROGUSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0310778
LONGITUD RECTA DE LA LINEA (FT)	10165.59	NUMERO DE REYNOLDS	9958.
VELOCIDAD EN LA LINEA (FT/SEG)	2.671	DIFERENCIA DE ALTURAS	.0000
PRESION DE SALIDA (PSIA)	587.63	LONGITUD EQ. TOTAL (LE=1.3*L)	13215.27
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.094	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	12.367 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)	.100	DP/100 FT MINIMA (PSI)	.000
------------------------	------	------------------------	------

DIMENSIONAMIENTO PARA GAS

COND. BASE 14.7 P. STA Y 60 GF

FLUJO MASICO(LB/HR)	121695.13	FLUJO VOLUMETRICO A COND. SIN. (FT ³ /HR)	121695.00
FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE ENTRADA	12275.99	FLUJO VOLUMETRICO A COND. DE SALIDA	12412.00
PRESION DE OP. ENTRADA (PSIA)	1200.00	TEMPERATURA DE OP. ENTRADA (°F)	610.00
DENSIDAD A COND. STD (LB/FT ³)	.06693	DIFERENCIA DE ALTURAS (FT)	0.000
DENSIDAD A COND. DE ENT. (LB/FT ³)	0.05874	DENSIDAD A COND. DE SAL. (LB/FT ³)	0.06002
PESO MOLECULAR(LB/LBMOL)	25.40	PRESION CRITICA (PSIA)	67.55
VISCOSIDAD(CPS)	.0112	CAIDA DE PRESION POR ALTURA (PSIA)	.000
VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)	1092.73	MASA VELOCIDAD CRITICA(LB/SEG-FT ²)	269.45
DIAMETRO NOMINAL(IN)	12	DIAMETRO INTERNO(IN)	12.000
ROSGOSIDAD (FT)	.0001500	FACTOR DE FRICCION (DARCY)	.0131035
LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)	17666.94	NUMERO DE REYOLUC	522560.
SE SUPONE LET=1.5*LR		LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL(FT)	26507.41
VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)	6.460	VELOCIDAD A LA SALIDA(FT/SEG)	6.517
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	.700	OPRESION DE SALIDA (PSIA)	1100.45
*** CAIDA DE PRESION EN 100 FT (PSI)	.090	CAIDA DE PRESION TOTAL (PSI)	10.564 ***

*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***

DP/100 FT MAXIMA (PSI)

.100

DP/100 FT MINIMA (PSI)

.020

ANEXO 5A

08/10/02 08:10:47
 51012024170, FROM 51/L(I/O)=14874/7449
 51012024170, LF=DL
 08/10/02 08:10:47 51012024170, FROM 51/L(I/O)=14874/7449

0X0T

44.2	501.2	2145.5	.9	155.2	174.8	133.9	110.8	112.7	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
44.5	501.9	2147.4	.9	93.1	124.9	157.0	120.0	105.7	124.0	107.9	82.0	72.2	1.0
44.4	509.6	2147.0	.9	124.2	144.9	153.0	127.6	101.0	137.4	110.3	92.0	84.7	1.0
44.2	509.0	2146.0	.9	155.2	174.9	153.0	126.0	106.7	104.0	104.0	90.0	78.8	1.0
42.1	506.0	2143.3	.9	93.1	124.9	157.0	120.0	105.7	124.0	107.9	82.0	72.2	1.0
42.9	502.4	2145.0	.9	124.2	144.9	153.0	127.6	101.0	137.4	110.3	92.0	84.7	1.0
40.6	507.0	2144.6	.9	124.2	144.9	153.0	127.6	101.0	137.4	110.3	92.0	84.7	1.0
40.2	504.5	2142.0	.9	155.2	174.9	153.0	126.0	106.7	104.0	104.0	90.0	78.8	1.0
39.1	504.4	2142.0	.9	124.2	144.9	153.0	127.6	101.0	137.4	110.3	92.0	84.7	1.0
40.8	501.0	2142.2	.9	.0	25.0	76.5	100.1	117.4	124.0	107.0	82.0	72.2	1.0
40.5	504.0	2142.0	.9	.0	25.0	76.5	100.1	117.4	124.0	107.0	82.0	72.2	1.0
42.8	507.4	2143.0	.9	.0	25.0	76.5	100.1	117.4	124.0	107.0	82.0	72.2	1.0
41.1	501.5	2142.5	.9	.0	.0	38.3	66.2	77.4	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
39.7	507.8	2141.0	.9	.0	.0	19.1	59.1	71.5	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
38.5	500.2	2139.4	.9	.0	.0	19.1	59.1	71.5	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
38.3	509.3	2140.8	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
40.3	507.0	2143.2	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
52.1	500.0	2137.2	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
43.1	503.3	2145.4	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
38.3	501.1	2140.2	.9	.0	25.0	38.3	66.2	77.4	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
41.1	505.0	2143.0	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
40.1	507.0	2140.0	.9	.0	.0	38.3	66.2	77.4	87.5	72.7	62.0	55.2	1.0
31.8	507.0	2137.8	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
31.2	509.7	2133.8	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
30.8	512.4	2134.8	.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1.0
33.0	509.4	2135.6	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
35.0	509.4	2136.9	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
36.4	517.0	2136.6	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
32.8	503.0	2132.8	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
33.0	505.0	2133.3	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
42.0	502.0	2132.1	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
37.0	500.0	2130.8	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
37.9	500.8	2130.9	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
40.5	502.8	2136.3	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
34.4	503.6	2137.4	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
102.0	509.0	2137.0	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
35.0	506.4	2138.4	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
37.0	507.0	2138.0	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
33.5	503.6	2131.9	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
36.5	503.6	2131.4	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
34.6	500.4	2131.0	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
39.5	500.0	2137.2	.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

A N E X O 6 A

COMMON / DATA /

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58

11	*	144.2,	611.2,	2145.5,	0.9,	155.77,	174.8,	153.0,	
12	*	116.73,	122.69,	87.46,	72.73,	62.9,	95.16,	1.7,	
13	*	44.5,	611.9,	2187.4,	0.9,	93.17,	124.9,	157.04,	
14	*	107.0,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.0,	
15	*	4.24,	549.6,	2187.0,	0.9,	124.27,	144.87,	157.04,	
16	*	183.55,	161.37,	137.46,	114.29,	98.20,	98.20,	0.0,	
17	*	94.19,	599.3,	2146.0,	0.9,	155.23,	174.86,	163.04,	
18	*	107.0,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.0,	
19	*	0.006,	123.0,	2143.3,	0.9,	17.37,	124.5,	153.04,	
20	*	107.0,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	1.07,	
21		DATA (1A(1),J1,J2(1),14),156,181/							
22	*	63.75,	602.4,	2185.4,	0.9,	124.2,	149.86,	127.60,	
23	*	166.4,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.0,	
24	*	30.03,	597.0,	2188.67,	0.9,	124.2,	149.87,	127.64,	
25	*	112.3,	107.60,	17.46,	72.73,	62.9,	95.16,	1.7,	
26	*	40.72,	604.5,	2142.0,	0.9,	124.2,	174.86,	127.61,	
27	*	124.27,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	1.0,	
28	*	0.01,	608.4,	2139.0,	0.9,	124.27,	149.87,	157.04,	
29	*	166.4,	146.7,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	1.0,	
30	*	40.72,	604.5,	2143.2,	0.9,	89.87,	244.98,	78.0,	
31	*	150.14,	117.36,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.07,	
32		DATA (1A(1),J1,J2(1),14),111,151/							
33	*	41.1,	602.4,	2189.2,	0.9,	0.0,	24.00,	57.79,	
34	*	150.14,	117.36,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.0,	
35	*	40.72,	604.5,	2144.0,	0.9,	0.0,	24.00,	57.39,	
36	*	101.14,	117.36,	124.95,	103.9,	89.87,	78.0,	0.0,	
37	*	41.1,	602.4,	2182.5,	0.9,	0.0,	00.00,	34.26,	
38	*	66.70,	59.02,	112.45,	93.51,	66.87,	78.0,	0.0,	
39	*	71.7,	597.8,	2191.0,	0.9,	0.0,	0.0,	19.17,	
40	*	66.70,	59.02,	59.96,	93.12,	66.87,	78.0,	0.0,	
41	*	1.01,	612.2,	2188.4,	0.9,	0.0,	0.0,	19.13,	
42	*	0.017,	10.05,	59.96,	93.12,	66.87,	78.0,	0.07,	
43		DATA (1A(1),J1,J2(1),14),111,201/							
44	*	1.01,	612.2,	2190.8,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
45	*	50.17,	18.35,	59.96,	93.12,	66.87,	78.0,	0.0,	
46	*	40.72,	607.0,	2143.2,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
47	*	37.27,	73.75,	17.46,	72.73,	66.87,	78.0,	0.0,	
48	*	12.1,	598.0,	2187.7,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
49	*	73.75,	18.60,	87.46,	72.73,	66.87,	78.0,	0.0,	
50	*	40.72,	607.0,	2145.4,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
51	*	73.75,	18.60,	87.46,	72.73,	66.87,	78.0,	0.0,	
52	*	71.7,	611.0,	2140.2,	0.9,	0.0,	24.58,	34.26,	
53	*	87.46,	117.36,	124.95,	103.95,	89.87,	78.0,	0.07,	
54		DATA (1A(1),J1,J2(1),14),121,251/							
55	*	41.1,	602.4,	2185.0,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
56	*	150.14,	117.36,	87.46,	93.11,	66.87,	78.0,	0.0,	
57	*	40.72,	607.0,	2143.2,	0.9,	0.0,	0.0,	0.0,	
58	*	66.70,	59.02,	112.45,	93.50,	66.87,	78.0,	0.0,	


```

150 *****
151 31 FORMAT(1,2X,'LA CAIDA DE PRESION TOTAL ES DE',2X,F10.2,2X,'LB/IN2'
152 *)
153 33 FORMAT(1,2X,'LA VELOCIDAD A QUE FLUYERA ES DE',2X,F10.2,'FT/SEC')
154 35
155 C=A(I,J)*29.166/LATAF(2,L)
156 P1=100.0
157 T1=150.0
158 SCPM=0.9
159 VISCQ=32.25
160 LONGRE=DISIT*3.28
161 CALL UNAFAS(ITFLU,G,P1,T1,SGPM,VISCO,LCNGRE)
162 GO TO 57
163 45
164 ITFLU=1
165 C=A(I,J)*1450.3/LATAF(2,L)
166 P1=100.0
167 T1=150.0
168 SCPM=25.4
169 VISCQ=1.3112
170 LONGRE=DISIT*3.28
171 CALL UNAFAS(ITFLU,G,P1,T1,SGPM,VISCO,LCNGRE)
172 GO TO 57
173 41
174 FORMAT(1,2X,'LA CANTIDAD DE CAS A MANEJAR ES DE',2X,F10.1,2X,'MMPCS
175 *')
176 42
177 FORMAT(1,2X,'SE RECOMIENDA UN DIAMETRO DE',2X,F10.2,2X,'PULGADAS')
178 47
179 FORMAT(1,2X,'LA CAIDA DE PRESION TOTAL ES',2X,F10.2,2X,'LB/IN2')
180 43
181 FORMAT(1,2X,'LA VELOCIDAD A VIAJARA ES',2X,F10.2,2X,'FT/SEC')
182 111
183 NT=1
184 C=A(I,J)*4070.83
185 WT=1/(1,J)*13140.0*WG1/LATAF(2,L)
186 LT=DISIT*3.28*.5
187 PV=16G/WT+100.0
188 DL=34.3
189 DFC=4
190 VISCQ=10.4
191 VISC=FC.08
192 PFA=0.0
193 ALFA=0.0
194 RP=0.4
195 P=1
196 Y=3
197 DFC=0.0
198 CT=0
199 PG=0.0
200 NDISIT=0
201 LITFA=EHRESO
202 ISL=0.0
203 TLF=100.0
204 PAT=14.37
205 BIL=1.54
206 CFC=0.44
207 ZCC=0.7
208 M1=0.0
209 IC=1
210 IC=3
211 CALL DCSFAS
212 29 A(I,J)=W
213 A(I,J)=0.0
214 97 CONTINUE

```


4771

```

301      10000 = 17.75*(N+1.0)*8000.0
302      4 PC*PC = SQRT(Y1)/(1.0 + 2.0*PC*PC)
303      X2 = C
304      1 X = ALP(X2) + C
305      IF 1/PC*(X-X2)/X .LT. 1E-3) GO TO 2
306      X2 = X
307      GO TO 1
308      2 PC = D1*X**(-1./E)
309      TC = (H/D1)**((H-1.)/A101)
310      VC = SQRT(H*TC/PH)*222.7501
311      CC = SQRT(PH*V/TC)*PC*20.777991
312      RETURN
313      END
314      *FCP,25 FFRIC,FRIC
315      SUBROUTINE FFRIC(I7,VISCH,D,FS,*AST1
316      COMMON /AREA/EPSI,FF
317      DIMENSION I7,ISD,*,*,CONVERGE FFRIC*)
318      IF (VISCH.EQ.0) GO TO 20
319      CALL LIST /FFRIC/VISCH,EPSI,D,FS,RF
320      I7 =
321      I7 = 1
322      IF (FF)
323      REWIND I7 /VISCH*E3
324      IF (I7.EQ.1) ISD = 2100 TO 7
325      AREA = 300524*EPSI/D
326      I7 = I7 + 1
327      X = 0.3640111(A)
328      6 I7 = I7 + 1
329      CALL FIX
330      FIX = 7.00010110(C)
331      YP = (1.0 - FIX)*C*BSI*P/C
332      Y = 1.0 - YP/FIX
333      IF (Y*FIXMEN - X)/NEW1 .LT. 1E-8) GO TO 9
334      IF (I7).GE.30) GO TO 8
335      NEW1 =
336      I7 = I7 + 1
337      7 I7 = I7 + 1
338      CALL FFRIC
339      * FS = 1.0/(X*X)
340      RETURN
341      8 IF (I7).GE.3) PRINT 2
342      IF (I7).GE.1) WRITE (6, FFRIC)
343      9 RETURN
344      END
345      *FC,15 FFRIC
346      SUBROUTINE FFRIC(A,C,D,CCAL,PPICG,F1,FFAST1
347      COMMON /7 /FRICG/A,F1,C,D,CCAL
348      DIMENSION
349      FFRIC,CC
350      I7 =
351      2 I7 = I7 + 4*F1*(A**2)/C*PPICG)
352      CC = I7**2
353      IF (I7.EQ.1) .LT. 1E-1) RETURN
354      IF (I7.EQ.2) GO TO 11
355      CALL FFRIC(A,D,CCAL,F1,FFAST1)
356      GO TO 12
357      11 FFRIC = 7*PE - CC/CCAL**2 + 3)
358      12 RETURN
359      END

```

332
342
354
332
334
342
338
338
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
351
356
356
357
358
359


```

40      11104  M:241*,T110,F10.21
41      IF (F10.21) PRINT F10,VC,GC
42      912  FORMAT(I7,T10,'VELOCIDAD CRITICA(FT/SEG)',T5,F10.2,T70,'MASA VELOC
43      11040  CRITICA(LR/SEG-FT2)',T110,F10.2)
44      PRINT F10,F10.01
45      915  FORMAT(I7,T10,'DIAMETRO NOMINAL(IN)',T50,F10.2,T70,'DIAMETRO INTERI
46      1012*1',T110,F10.3)
47      PRINT F02,EPSI,F1
48      962  FORMAT(I7,T10,'RUGOSIDAD (FT)',T51,F9.7,T70,'FACTOR DE FRICCION (SA
49      JFCY)',T111,F6.7)
50      PRINT F10,LR,RF
51      916  FORMAT(I7,T10,'LONGITUD RECTA DE LA LINEA(FT)',T70,F10.2,T70,'NUMER
52      10  DE REVOLUCIONES',T110,F10.0)
53      IF (NT.FT.0) GO TO 333
54      IF (CC.FO.D.AND.F.M.3) PRINT 920,LET
55      920  FORMAT(I7,T10,'SE SUFOMI LET=1.5*LR',T70,'LONGITUD EQUIVALENTE TOTA
56      11111',T110,F10.2)
57      333  IF (F.EC.3) PRINT 924,V1,DALY
58      924  FORMAT(I7,T10,'VELOCIDAD EN LA LINEA(FT/SEG)',T50,F10.3,T70,'DIFER
59      1014  F ALTRAST',T110,F10.4)
60      IF (F.M.7) PRINT 925,V1,V2
61      925  FORMAT(I7,T10,'VELOCIDAD A LA ENTRADA(FT/SEG)',T50,F10.3,T70,'VELOC
62      1020  A LA SALIDA(FT/SEG)',T110,F10.3)
63      IF (F.EC.1) PRINT 1002,Z1,T1,P2
64      1002  FORMAT(I7,T10,'FACTOR DE COMPRESIBILIDAD',T50,F10.3,T70,'PRESION DE
65      1  SALIDA (PSIA)',T110,F10.2)
66      IF (F.EC.3.AND.NT.FT.EC.FO.3.AND.LR.EQ.ITE.D.AND.ACC.FO.D.AND.N
67      1110  D.OR.FEQ.3.AND.ACC.EQ.1) PRINT 1004,P1,LET
68      IF (F.C.3.AND.NT.EC.D.AND.LP.NE.100.D.AND.ACC.EQ.0) PRINT 1014,P2,L
69      LET
70      1014  FORMAT(I7,T10,'PRESION DE SALIDA (PSIA)',T50,F10.2,T70,'LONGITUD EQ
71      1. TOTAL (LET=1,4LR)',T110,F10.2)
72      1004  FORMAT(I7,T10,'PRESION DE SALIDA (PSIA)',T50,F10.2,T70,'LONGITUD EQ
73      2. TOTAL',T110,F10.2)
74      IF (F.EC.NC.1) PRINT 927
75      927  FORMAT(I7,T10,'*** CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO ***')
76      IF (F.FT.EC.3.AND.COINIS.NF.D.D.AND.CHI1SP.ID.CHO100CRID75
77      IF (F.FT.EC.3) PRINT 931,DP10R,DPHIN
78      931  FORMAT(I7,T10,'DPS/100 FT MAXIMA (PSI)',T50,F10.3,T70,'M/100 FT MIN
79      1114  (PSI)',T110,F10.3)
80      9100  CONTINUE
81      9999  RETURN
82      END
83      311
84      JS  COSFAS,COSFAS
85      SUBROUTINE COSFAS
86      REAL LTP,LTP1
87      INTERC C,Y,Z1
88      COMMON /FPA,WT,PV,PL,DL,VISC1,VISC2,PE,PT,LTR,ALFA,Y,TFL,A,NRAS7,
89      *MUC,NI,PH,N,NT,CPEC,C,CO,LINEA,TFP,PAIM,DPI,DRM,ZG,ICC,IGP,VEL
90      COMMON /CONS(PVC1),DLC15),DCC15),VCL15),VIC15),PMCF5),
91      *VSC15),ZCC15),DRLC15)
92      COMMON /FPA /LPEL,DPFR,CPAC,CPFF,CPTOT
93      DIMENSION PATHN(11),CEIRAT*,GNDA*,*ANULAF*,*MIEPFR*,*SLUF*,
94      *TAFOM*,*TUBOJ*,*P.D1SP*,*P.CALM*,*P.ESP*,*ESPUMA*,*IACCF*,
95      *P.PFSC*,*F.LUB*,*F.LPS*,*P.DFSC*/
96      IF (LTP .LT. 1000.0) VLE=30.0
97      IF (LTP .GT. 1000.0) VLE=10.0
98      IF (LTP .GT. 10000.0) VLE=10.0
99      11  IF (D.D.E.1) AND (VEL.EC.0) GO TO 1
100     LET

```



```

540      NT=1
541      NT=1
542      Z IF (N1.NF.C) LTR=LT/11
543      IF (N1.CC.C) P=2.0+2.1E2*H
544      IF (N1.G1.C) P=7.0+7.7E3*H
545      YSL=(P*H*(G1L-0G1)/E2.41)**4
546      ZC IF (ZG.F2.1) Z=(((ZT-WT*PV/100.1/3600./GL*(1+WT*PV/100.1/3600./PG)))/
547      4 VL/7.7E9)*0.5*12.G
548      IF (ZG.F2.1) CALL DCOMFC,DNS,DIN,11
549      CALL DIRLEF(L3,WL,VSL,VSG,VCS,GT,RL,RHOCS,V1*FS,RECS,FC,CL,Q67
550      IF (ALFA.E0.C.C) GO TO 5
551      GO TO 7
552      5 CALL BAFPRICVC,BXC,WL,WG,DL,DC,VISCL,YSL,Z1,DNS,A1
553      7 NT=NT+1
554      PE = PT
555      C      NT=NT+1
556      DT=...
557      LT=...
558      NT=1
559      PE = PE - DREQ
560      IF (C.N1.C) GO TO 4
561      4 GO TO 3CCC
562      3CCC CONTINUE
563      IF (F1.C) P1=...
564      IF (F1.C) P2=...
565      IF (ZT.C) G.AND.TEM.C) WGF=WC*24.*E28.*PE/(G*ZG*IFZ*(4*G.*TEM)*
566      *14.224)
567      P1=11.010
568      101R FOPAT(1,TS3,'DIMENSIONAMIENTO PARA LIQUIDO-GAS')
569      C      WPTH (2,1007)INTZ,NT1,L,HEA
570      WPTH (3,1004)DIN,PV,WT,WT,VL,WLE,WC,WGF,DL,GG,PH,TEM
571      WPTH (4,1005)VISCL,VISCS,WSL,VSG,VCS,YSL,RF,CL,VISCS,GT,RL,
572      *F1,S,FC,LT,LT,LT
573      IF (ALFA.N1.C) WRI (1,1)C6)ALFA,DFEL
574      F1=...
575      DT=...
576      WPTH (2,1007)OPFR,DFAC,OPPE,CPIOT,PE,PT
577      IF (ALFA.C) WRI (16,16)16)XC,0YC
578      C      IF (ALFA.C) G.AND.Y.EC.1)WRITE (6,1010)XC,0YC
579      C      IF (ALFA.C) G.AND.Y.EC.1)WRITE (6,1011)XC,0YC
580      WPTH (6,1012)PATRON(21),PATM
581      II (F1.S.NE.0)WRITE (6,1012)DNS
582      DNS = C.
583      F1=...
584      DT=...
585      L GO TO 15
586      1 WRITE (6,1100)
587      1004 ICH (F1,1)7,'DIAMETRO INTERNO',T49,F6.2,' IN',T75,'VAPORIZACION',
588      *T10,F5.2,' T DE CO',T17,'FLUJO MFZCLA',T44,F11.2,' LI/HR',
589      *T75,'FLUJO MEZCLA',T102,F9.0,' EPD',T117,'FLUJO LIQUIDO',T49,
590      *F11.2,' LI/HR',T75,'FLUJO LIQUIDO',T102,F9.0,' EPD',T117,
591      *'FLUJO GAS',T44,F11.2,' LI/HR',T75,'FLUJO GAS',T102,F11.2,
592      *' EPD',T117,'DENSIDAD LIQUIDO',T96,F7.3,' LI/HR',T75,
593      *'DENSIDAD GAS',T104,F7.4,' LI/HR',T117,'FIC POLI-LIC',T96,
594      *F7.3,' LI/LB-MOL',T75,'TEMPERATURA DE GP',T107,F7.3,' C.F.',T1
595      1005 FOPAT(17,'VISCOSIDAD LIQUIDO',T42,F7.2,' CP',T75,'VISCOSIDAD GAS
596      *',T105,F6.4,' CP',T117,'VEL SUP LIQUIDO',T46,F7.3,' F/SEG',
597      *T75,'VEL SUP GAS',T103,F8.2,' FT/SEG',T117,'FLOCIDAD RES-GTE',
598      *T104,F7.3,' F/SEG',T75,'TENSION SUPERFICIAL',T106,F6.3,' DIF/CM',
599      *T117,'DENSIDAD RES-GTE',T48,F7.3,' LI/HR',T75,'VISCOSIDAD RES-

```



```

700      71 00 157,00,01 WRITE (6,10)UMPI
701      00 00 000000 01 HOLDUP 10001500 000
702      10 00 015-01,01,01,00-3,00-N,07,100100 TO 20
703      00 00 01
704      00 00 01
705      00 00 01
706      00 00 01
707      00 00 01
708      00 00 01
709      00 00 01
710      00 00 01
711      00 00 01
712      00 00 01
713      00 00 01
714      00 00 01
715      00 00 01
716      00 00 01
717      00 00 01
718      00 00 01
719      00 00 01
720      00 00 01
721      00 00 01
722      00 00 01
723      00 00 01
724      00 00 01
725      00 00 01
726      00 00 01
727      00 00 01
728      00 00 01
729      00 00 01
730      00 00 01
731      00 00 01
732      00 00 01
733      00 00 01
734      00 00 01
735      00 00 01
736      00 00 01
737      00 00 01
738      00 00 01
739      00 00 01
740      00 00 01
741      00 00 01
742      00 00 01
743      00 00 01
744      00 00 01
745      00 00 01
746      00 00 01
747      00 00 01
748      00 00 01
749      00 00 01
750      00 00 01
751      00 00 01
752      00 00 01
753      00 00 01
754      00 00 01
755      00 00 01
756      00 00 01
757      00 00 01
758      00 00 01
759      00 00 01
760      00 00 01
761      00 00 01
762      00 00 01
763      00 00 01
764      00 00 01
765      00 00 01
766      00 00 01
767      00 00 01
768      00 00 01
769      00 00 01
770      00 00 01
771      00 00 01
772      00 00 01
773      00 00 01
774      00 00 01
775      00 00 01
776      00 00 01
777      00 00 01
778      00 00 01
779      00 00 01
780      00 00 01
781      00 00 01
782      00 00 01
783      00 00 01
784      00 00 01
785      00 00 01
786      00 00 01
787      00 00 01
788      00 00 01
789      00 00 01
790      00 00 01
791      00 00 01
792      00 00 01
793      00 00 01
794      00 00 01
795      00 00 01
796      00 00 01
797      00 00 01
798      00 00 01
799      00 00 01
800      00 00 01
801      00 00 01
802      00 00 01
803      00 00 01
804      00 00 01
805      00 00 01
806      00 00 01
807      00 00 01
808      00 00 01
809      00 00 01
810      00 00 01
811      00 00 01
812      00 00 01
813      00 00 01
814      00 00 01
815      00 00 01
816      00 00 01
817      00 00 01
818      00 00 01
819      00 00 01
820      00 00 01
821      00 00 01
822      00 00 01
823      00 00 01
824      00 00 01
825      00 00 01
826      00 00 01
827      00 00 01
828      00 00 01
829      00 00 01
830      00 00 01
831      00 00 01
832      00 00 01
833      00 00 01
834      00 00 01
835      00 00 01
836      00 00 01
837      00 00 01
838      00 00 01
839      00 00 01
840      00 00 01
841      00 00 01
842      00 00 01
843      00 00 01
844      00 00 01
845      00 00 01
846      00 00 01
847      00 00 01
848      00 00 01
849      00 00 01
850      00 00 01
851      00 00 01
852      00 00 01
853      00 00 01
854      00 00 01
855      00 00 01
856      00 00 01
857      00 00 01
858      00 00 01
859      00 00 01
860      00 00 01
861      00 00 01
862      00 00 01
863      00 00 01
864      00 00 01
865      00 00 01
866      00 00 01
867      00 00 01
868      00 00 01
869      00 00 01
870      00 00 01
871      00 00 01
872      00 00 01
873      00 00 01
874      00 00 01
875      00 00 01
876      00 00 01
877      00 00 01
878      00 00 01
879      00 00 01
880      00 00 01
881      00 00 01
882      00 00 01
883      00 00 01
884      00 00 01
885      00 00 01
886      00 00 01
887      00 00 01
888      00 00 01
889      00 00 01
890      00 00 01
891      00 00 01
892      00 00 01
893      00 00 01
894      00 00 01
895      00 00 01
896      00 00 01
897      00 00 01
898      00 00 01
899      00 00 01
900      00 00 01
901      00 00 01
902      00 00 01
903      00 00 01
904      00 00 01
905      00 00 01
906      00 00 01
907      00 00 01
908      00 00 01
909      00 00 01
910      00 00 01
911      00 00 01
912      00 00 01
913      00 00 01
914      00 00 01
915      00 00 01
916      00 00 01
917      00 00 01
918      00 00 01
919      00 00 01
920      00 00 01
921      00 00 01
922      00 00 01
923      00 00 01
924      00 00 01
925      00 00 01
926      00 00 01
927      00 00 01
928      00 00 01
929      00 00 01
930      00 00 01
931      00 00 01
932      00 00 01
933      00 00 01
934      00 00 01
935      00 00 01
936      00 00 01
937      00 00 01
938      00 00 01
939      00 00 01
940      00 00 01
941      00 00 01
942      00 00 01
943      00 00 01
944      00 00 01
945      00 00 01
946      00 00 01
947      00 00 01
948      00 00 01
949      00 00 01
950      00 00 01
951      00 00 01
952      00 00 01
953      00 00 01
954      00 00 01
955      00 00 01
956      00 00 01
957      00 00 01
958      00 00 01
959      00 00 01
960      00 00 01
961      00 00 01
962      00 00 01
963      00 00 01
964      00 00 01
965      00 00 01
966      00 00 01
967      00 00 01
968      00 00 01
969      00 00 01
970      00 00 01
971      00 00 01
972      00 00 01
973      00 00 01
974      00 00 01
975      00 00 01
976      00 00 01
977      00 00 01
978      00 00 01
979      00 00 01
980      00 00 01
981      00 00 01
982      00 00 01
983      00 00 01
984      00 00 01
985      00 00 01
986      00 00 01
987      00 00 01
988      00 00 01
989      00 00 01
990      00 00 01
991      00 00 01
992      00 00 01
993      00 00 01
994      00 00 01
995      00 00 01
996      00 00 01
997      00 00 01
998      00 00 01
999      00 00 01
1000     00 00 01

```


B I B L I O G R A F I A

1. Dinámica de los Fluídos.
James W. Daily
Editorial Trillas 2ª Ed.
2. Piper Field.
U.K. North se Block 15/17.
Occidental of Britain Inc.
3. El Petróleo en México y en el Mundo.
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
Ciencia y Desarrollo 2ª Ed.
4. Termodinámica Química para Ingenieros.
Richard E. Brichiser
Prentice/Hall Internacional 1ª Ed.
5. Introduction to Chemical Engineering T. Hernodynamic.
J.M. Smith
Mc Gran Hill 3ª Ed.
6. Hand Book of Fluid Dynamics.
Victor L. Streeler
Mc Graw Hill 1ª Ed.
7. Manual del Ingeniero Químico

John H. Perry

UTEHA 3^a Ed.

8. Métodos Numéricos y Programación Fortran.
D.D. Mc Cracken
LIMUSA 1^a Ed.
9. Análisis Numérico
S.D. Conte
Mc Graw Hill 2^a Ed.
10. Optimum Pipe Size Selection
Claude B. Nottle
Trans Tech Publications 1^a Ed.
11. Planificación del Traslado de Materiales en Campo Costa Fuera.
Bill G. Tompkins
Petróleo Internacional, Mayo 1981, P.P. 74-78.
12. Nueva Campaña Exploratoria: Esperan más Frutos en Campeche Chiapas-Tabasco.
Petróleo Internacional Noviembre 1981, P.P. 75/80.
13. Mapa Petrolero de México-1982.
14. Jack-up Sails the Atlantic.
Rowen Companies

- Ocean Industry May, 1981. P.P. 23-32
15. México, South & Central America
Offshore Report
Ocean Industry May, 1981, P.P. 53-69
 16. Steam Lines Designed for Two-Phase Larr y Meador
Hydrocarbon Processing, Enero. 1969 P.P. 143-146
 17. How to Size Process Piping for Two Phase flow Robert Kern
Hydrocarbon Procesing October, 1969 P.P. 105-116
 18. Equation for Fluid Friction Factor
Jude T. Sommerfield
Hydrocarbon Procesing, Julio 1967 P.P. 135-136
 19. Computer Program Sizes Pipe.
David L. de Lesdernier
Hydrocarbon Processing Marzo 1972 P.P. 112-114
 20. Chemical Engineering Aspects of Two Phase Flow (Part 1)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering Marzo 23, 1970, P.P. 135-139
 21. Phase Equilibria, Flow Regimes, Energy Loss (Part 2)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering, Abril 20, 1970, P.P. 151-158

22. Transferring Heat in Two-Phase Systems. (Part 3)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering, Mayo 4, 1970, P.P. 113-120
23. Horizontal Flow Correlations (Part 1)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering julio, 13, 1970 P.P. 45-103
24. Mechanical Energy Balance (Part 5)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering Agosto 10, 1970 P.P. 119-125
25. Vertical and Inclined-Flow Correlations (Part 6)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering Octubre 5, 1970, P.P. 87-94
26. Pressure Drop Sample Calculations (Part 7)
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering Noviembre 2, 1970 P.P. 101-108
27. The Coupled Energy Balances
Anthony E. De Gance
Chemical Engineering Febrero 22, 1971 P.P. 125-132
28. Dimensionamiento para Flujo a Una Fase
Instituto Mexicano del Petróleo

29. Dimensionamiento para Flujo a Dos Fases.
Ingeniería de Sistemas
Instituto Mexicano del Petróleo

30. Curso de Ingeniería Básica de Proceso Tomo IV
Subdirección de Desarrollo Profesional
Instituto Mexicano del Petróleo

31. Conference Papers.
International Oil and Gas Exposition and Conference Expo
México.

32. Estudio para el Reacondicionamiento de la Red de Distribu--
ción de Gas Natural del Valle de México.
Rodolfo Cuellar Villanueva
Tesis Profesiona Junio, 1980, E.S.I.Q.I.E.

33. Two Phase Flow in Pipes
James P. Brill
Curso Internacional 3ª Ed.