

**PREDICCIÓN DE PERDIDAS DE PRESIÓN Y PERFILES DE TEMPERATURA  
EN POZOS GEOTÉRMICOS USANDO MODELOS MECANISTICOS.**

**JOHANA ARANGO MURILLO  
KATLYN LORENA GONZÁLEZ FUENTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**PREDICCIÓN DE PERDIDAS DE PRESIÓN Y PERFILES DE TEMPERATURA EN  
POZOS GEOTÉRMICOS USANDO MODELOS MECANÍSTICOS.**

**JOHANA ARANGO MURILLO**

**KATLYN LORENA GONZÁLEZ FUENTES**

**Trabajo de grado para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Msc. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA  
Docente UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**ESCUELA DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS**

**BUCARAMANGA**

**2011**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este libro le expresan sus agradecimientos a:

Al ingeniero Manuel Cabarcas, Director del proyecto.

Al ingeniero Gustavo Rojas, Guía en el Software PIPESIM.

A Schlumberger, por otorgar la licencia del software PIPESIM, con el cual se llevo a cabo este trabajo.

A los calificadores del proyecto.

La Universidad Industrial de Santander.

Escuela de Ingeniería de petróleos.

## DEDICATORIA

*A DIOS Por ser mi fortaleza y mi guía en todo momento.*

*A mi madre, Leidis, por apoyarme incondicionalmente y  
alentarme en momentos difíciles*

*A mi padre, por todos sus consejos*

*A mi compañera de Tesis, Johana por emprender  
este trabajo juntas y hacerlo posible hasta el final*

*A todas las personas que de una u otra  
forma me acompañaron en este largo*

*recorrido y aportaron a mi vida*

*momentos felices.*

*Katlyn Lorena González Fuentes*

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la fortaleza para salir adelante, por llevarme de su mano y darme una luz en los momentos de angustia y desesperación en mi vida.*

*A mis padres y hermano por todo su esfuerzo y dedicación lo cual hizo posible que estuviese acá, especialmente a mi madre por ser mi amiga, confidente, compañera y por tanta oraciones en mi nombre... Gracias Madre TE AMO.*

*A mis amigos y compañeros con los cuales pase muy buenos momentos, en especial a ivancho... ivancho te quiero un resto.*

*A mis tíos: Rodrigo, Carlos y Fabian por su gran apoyo y creer siempre en mí.*

*Y por último a gran parte de mi familia por su envidia, porque gracias a ella me ayudaron a tomar fuerzas y salir adelante.*

JOHANA ARANGO MURILLO.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
2. GENERALIDADES DE LA GEOTERMIA.....	26
2.1 GEOTERMIA .....	26
2.2 ORIGEN.....	27
2.3 ANTECEDENTES <sup>22</sup> .....	28
2.4 CONCEPTOS CLAVES .....	31
2.4.1 YACIMIENTO GEOTÉRMICO .....	31
2.4.2 POZOS GEOTÉRMICOS.....	31
2.4.3 ESTRUCTURA DE UN POZO GEOTÉRMICO <sup>26</sup> .....	31
2.5 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS <sup>27</sup> .....	33
2.5.1 De acuerdo con el mecanismo de transferencia de calor .....	33
2.5.2 De acuerdo con la temperatura.....	33
2.5.3 De acuerdo con la recarga del agua y la estructura geológica del sistema: ..	34
2.6 FUNDAMENTOS FÍSICOS.....	35
2.7 EXPLORACIÓN .....	36
2.7.1 Estimación de las temperaturas del subsuelo.....	37
2.7.2 Pruebas de presión.....	37
2.7.3 Modelos conceptuales: la física del yacimiento .....	38
2.8 APLICACIÓN DE LA GEOTERMIA .....	38
2.9 GEOTERMIA EN COLOMBIA <sup>16</sup> .....	40

3. FLUJO MULTIFÁSICO .....	42
3.1 ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS.	42
3.2 BALANCE DE ENERGÍA <sup>15</sup> .....	44
3.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN FLUJO MULTIFÁSICO. ....	45
3.3.1 Holdup del Líquido .....	45
3.3.2 Velocidad Superficial .....	46
3.3.3 Velocidad Real .....	47
3.3.4 Velocidad Superficial Bifásica.....	47
3.3.5 Fracción de Líquido .....	47
3.3.6 Deslizamiento (Slip):.....	48
3.3.7 Fracción Másica .....	49
3.3.8 Densidad Promedio de la Mezcla .....	49
3.3.9 Viscosidad .....	49
3.4 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO .....	51
3.4.1 Flujo Burbuja .....	51
3.4.2 Flujo Tapón.....	52
3.4.3 Flujo “Churn” o Transición .....	52
3.4.4 Flujo Anular .....	52
3.5 CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECANÍSTICOS EN TUBERÍA VERTICAL .....	55
3.5.1 Correlaciones Empíricas .....	55
3.5.2 Modelos Mecanísticos. ....	65
4. TRANSFERENCIA DE CALOR .....	68
4.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR .....	68

4.1.1	Conducción.....	68
4.1.2	Convección.....	69
4.1.3	Radiación.....	70
4.2	TRANSFERENCIA DE CALOR EN TUBERIA VERTICAL.....	72
4.1.4	Coefficiente de transferencia de calor .....	73
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	77
5.1	BASE DE DATOS EXPERIMENTAL. ....	77
5.2	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN .....	80
5.3	TECNICA ESTADISTICA PARA LA COMPARACION DEL DESEMPEÑO DE LOS MODELOS SELECCIONADOS. <sup>8</sup> .....	83
5.4	Resultados de la evaluación de los parámetros estadísticos de los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas.....	85
	CONCLUSIONES .....	87
	RECOMENDACIONES .....	89
	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA .....	90
	ANEXOS.....	95

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Combinación de las Correlaciones en las Cuales se Baso Orkiszewski..	56
Tabla 2. Rango de aplicación de los regímenes de flujo.....	60
Tabla 3. Características de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecánicos.	67
Tabla 4. Estudio Comportamiento de Diversos Pozos Geotérmicos a Nivel Mundial.	78
Tabla 5. Datos de Entrada Pozo Geotérmico KE1-22.....	79
Tabla 6. Definición de los parámetros estadísticos.....	84
Tabla 7. Resultados de los parámetros estadísticos para cada modelo. ....	85

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de las principales placas tectónicas 1) Campos geotérmicos que producen electricidad.....	27
Figura 2. La máquina usada en Larderello en 1904 en la primera experiencia de generación de energía eléctrica mediante vapor geotérmico, con su inventor, el Príncipe Piero Ginory Conti.....	29
Figura 3. Modelo de un pozo geotérmico indicando los factores que lo controlan..	32
Figura 4. Esquema de un Campo Geotérmico.....	36
Figura 5. Fase de Exploración. ....	38
Figura 6. Esquema de la disposición de los fluidos geotérmicos.....	39
Figura 7. Aplicaciones de la geotermia. ....	39
Figura 8. Mapa Flujo de calor en Colombia. ....	41
Figura 9. Holdup del Líquido. ....	46
Figura 10. a. Flujo Homogéneo y b. Flujo con Deslizamiento.....	48
Figura 11. Patrones de flujo en tubería vertical.....	53
Figura 12. Mapa de regímenes de flujo en tubería vertical, determinado para flujo bifásico de agua y vapor. ....	54
Figura 13. Perfil de Temperatura para un Pozo Convencional. ....	73
Figura 14. Esquema de un pozo geotérmico. ....	80
Figura 15. Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del pozo geotérmico KE1-22. Perfil de Presión. ....	81
Figura 16. Perfil de Temperatura Pozo Geotérmico KE1-22.....	82

Figura 17. Comparación del Error Porcentual Promedio para los modelos Mecanísticos y Correlaciones Empíricas. ....	86
--	----

## RESUMEN

**TITULO: PREDICCIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN Y PERFILES DE TEMPERATURA E POZOS GEOTÉRMICOS USANDO MODELOS MECANÍSTICOS. \***

**AUTORES:** Johana Arango Murillo

Katlyn Lorena González Fuentes \*\*

**Palabras Claves:**

Geotermia, pozos geotérmicos, gradiente de presión, modelos mecanísticos, transferencia de calor, flujo bifásico, patrón de flujo y pérdida de presión.

### DESCRIPCIÓN

La actividad geotérmica se origina en el centro de la tierra. Sin embargo, en la superficie es donde se aprovecha esta energía. Uno de los usos más importantes de los fluidos geotérmicos es la producción de energía contenida en el vapor. Debido al complejo flujo de agua-vapor desde el fondo hacia la superficie es difícil determinar con certeza la presión, la temperatura y principalmente la calidad de vapor en superficie. En la actualidad, se les ha dado un mayor enfoque a los modelos mecanísticos los cuales han resuelto muchos de los inconvenientes en flujo de fluidos, que no han podido resolverse con las correlaciones empíricas.

El presente trabajo busca comparar dos modelos mecanísticos y tres correlaciones empíricas para flujo vertical ascendente, usados comúnmente en la industrial del petróleo y gas. El gradiente de presión calculado es comparado con el gradiente de presión experimental, utilizando parámetros estadísticos para dicha comparación. Los datos son tomados de literatura especializada para un pozo geotérmico a una sola condición de operación. El estudio, demuestra que algunos de los modelos y correlaciones tienen errores menores del 25%, la incertidumbre de los resultados depende de la calidad de los datos de entrada, en lugar de las características del modelo.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Manuel Cabarcas Simanca

## SUMMARY

**TITLE: PREDICTING PRESSURE LOSS AND TEMPERATURE PROFILES IN GEOTHERMAL WELLS USING MECHANISTIC MODELS.\***

**AUTHORS:** Johana Arango Murillo

Katlyn Lorena González Fuentes\*\*

**Key Words:**

Geothermal, geothermal wells, pressure gradient, mechanistic models, heat transfer, two-phase flow, flow pattern and pressure loss.

### DESCRIPTION

Geothermal activity originates in the center of the earth. However, it is on the surface where it is taken advantage of. One of the most important uses of geothermal fluids is the production of energy in the steam. Because of the complex water-steam flow from the depth to the surface is difficult to determine with certainty the pressure, temperature and principally the steam quality on the surface. At present, there has been a greater focus on mechanistic models where it has solved many of drawbacks in fluid flow, which could not be solved by empirical correlations.

This paper compares two mechanistic models and three empirical correlations for ascending vertical flow, commonly used in the oil and gas industry. The pressure gradient calculated is compared with the experimental pressure gradient, using statistical parameters for this comparison. The data are taken from the specialist literature for a geothermal to a single operating condition. The study shows that some models and correlations have errors less than 25%, the uncertainty of the results depends on the quality of input data, rather than the characteristics of the model.

---

\*Degree Project

\*\*Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director. M.sc. Manuel Enrique Cabarcas Simanca.

## INTRODUCCIÓN

Los pozos geotérmicos son perforaciones en la corteza terrestre, que comunican el yacimiento con la superficie. Mediante el cual se extraen fluidos geotérmicos para utilizarlos ya sea para generación eléctrica o para una actividad industrial que requiera calor de forma directa. La utilización más común de la geotermia es la generación de electricidad, para lo cual, el fluido extraído de los pozos es conducido hacia una central instalada en superficie, que convierte la energía del fluido en electricidad.

Durante el flujo de fluidos a la superficie se presentan diversos fenómenos, dentro de los que se encuentran, la caída de presión y la transferencia de calor entre el fluido que se dirige por la tubería y las formaciones adyacentes. La capacidad de predicción del gradiente de presión de un pozo geotérmico que opera bajo diferentes condiciones es valiosa, debido a varias razones: la ingeniería general, esencial para la evaluación de un yacimiento geotérmico y la optimización de las consideraciones de diseño de la capacidad de entrega del pozo. Esta capacidad de predicción es esencialmente importante debido a la dificultad de ejecutar los estudios de perfil de presión y temperatura para pozos geotérmicos, teniendo en cuenta que estos pozos se caracterizan por tener una velocidad de fluido muy alta y una compleja naturaleza química y multicomponente.

En los últimos 40 años se han usado correlaciones empíricas, para determinar estos perfiles. Estas correlaciones están limitadas a rangos de datos usados en la generación de las mismas. Este enfoque fue exitoso para resolver problemas de flujo bifásico, con un error de  $\pm 30\%$ . Pero dichas correlaciones nunca han resuelto problemas como el “por qué” y “cómo” ocurre el fenómeno de flujo. (Gómez, 2000)<sup>12</sup>.

Actualmente, la tendencia se ha volcado hacia el enfoque de los modelos mecanísticos, cuyo postulado fundamental es la existencia de los patrones de flujo (Hasan & Wang, 2009). Este enfoque trata de arrojar luz sobre fenómenos físicos. Su principal objetivo es predecir el patrón de flujo existente para un sistema en particular, luego para cada patrón se emplea un modelo diferente con el fin de predecir la hidrodinámica y la transferencia de calor correspondiente. Estos modelos son más confiables y generales debido a que incorporan los mecanismos y los parámetros importantes de flujo.

A mediados de los años 80 se comenzó a considerar que existía una diferencia apreciable entre las velocidades de las fases, lo cual es una característica esencial de las denominadas correlaciones empíricas o modelos de correlación (Alarcón 1998). Entre las correlaciones empíricas que presentan mejor desempeño a la hora de predecir el gradiente de presión en tubería vertical con flujo ascendente, se encuentra la correlación de Hagedorn y Brown (1965) y la correlación de Orkiszewski (1967) las cuales proporcionaban el mejor ajuste del comportamiento del fluido en los rangos de datos usados.

A principios de los años 90, Ansari. (1994), y Gómez. (2000), formularon un modelo mecanístico para flujo vertical en pozos de aceite, el modelo fue comparado con varias correlaciones obteniendo un mejor desempeño que estas a las condiciones dadas de flujo y buenos resultados en la predicción del flujo tipo burbuja.

Los antecedentes demuestran que autores como Ambastha & Gudmundsson (1986), Aragón, García, Baca & Gonzales (1999), entre otros, se interesaron por el estudio del comportamiento de la presión y la temperatura en pozos geotérmicos. Pero fueron Hasan & Kabir (2010)<sup>15</sup>, quienes compararon su modelo con varias correlaciones y con el modelo mecanístico de Ansari *et al.* para pozos geotérmicos verticales, en el cual se observó que los modelos tienen comportamientos similares en el cálculo del gradiente de presión para este tipo de pozos.

Para los cálculos incluidos en este trabajo cuyo principal objetivo consiste en realizar un análisis comparativo, se evalúa el desempeño de tres correlaciones empíricas y dos modelos mecanísticos, empleados para calcular el gradiente de presión y perfil de temperatura en pozos geotérmicos. Se tomó como base de datos el estudio realizado por los autores Hasan & Kabir (2010)<sup>15</sup>, determinándose cuál de estos modelos es el que mejor se ajusta al comportamiento real del pozo.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La predicción de pérdidas de presión y perfiles temperatura en pozos geotérmicos bifásicos es una tarea fundamental para estudiar sus mecanismos de producción de flujo. Motivo por el cual se toma la decisión de abordar el tema de la siguiente manera: 1) Se hizo un estudio teórico de las correlaciones empíricas, modelos mecanísticos y flujo multifásico evaluados en tubería vertical, 2) Análisis de los mecanismos de transferencia de calor que ocurren en pozos geotérmicos, 3) Se realizó una comparación entre los modelos y las correlaciones seleccionadas identificando la de mejor desempeño acercándose al comportamiento real del pozo.

Debido a la gran cantidad de variables relacionadas con el flujo bifásico y a la complejidad de los fenómenos físicos asociados, se desarrollaron modelos simplificados, tales como los modelos homogéneos, las correlaciones empíricas y modelos mecanísticos, entre otros, para resolver los problemas relacionados a este tipo de flujo.

Haciendo un repaso histórico de los estudios que se han realizado sobre flujo bifásico en tubería vertical y pozos geotérmicos, varios son los autores que han tratado este tema, a continuación se hace un breve resumen de los aportes más importantes.

El modelamiento de las pérdidas de presión y energía en pozos geotérmicos, ha experimentado una evolución, debido a los grandes intereses de la industria, en la generación de energía a partir de los fluidos geotérmicos desde mediados de 1920, pero, es importante tener en cuenta que para esa época los términos de correlaciones empíricas y modelos mecanísticos se desconocían.

Los primeros modelos para el cálculo de gradiente de presión para flujo vertical de dos fases, surgen alrededor de 1950 y se distinguen por haber sido desarrollados de manera muy limitada, es decir, se restringían a ciertos diámetros de tuberías y

a ciertos intervalos de las propiedades de los fluidos, tales como, la densidad o la viscosidad. En general, estos modelos se caracterizan por asumir que el flujo es homogéneo, y por lo tanto, se le asignan propiedades promedio a la mezcla.

En general, en los modelos homogéneos el gradiente de presión total viene dado por la suma del gradiente de presión debido a la fricción, a los cambios de energía cinética y a los cambios de energía potencial.

Luego de la aparición de los modelos homogéneos, el estudio del flujo multifásico evolucionó significativamente entre los años 60, 70 y mediados de los 80 se comenzó a considerar la mezcla como no homogénea y se reconoció que existe una diferencia apreciable entre las velocidades de las fases. Lo cual conforman las características esenciales de las denominadas correlaciones empíricas o modelos de correlación como también se les conoce (Alarcón 1998). Estas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas asociados al flujo bifásico y ofrecen un método eficaz para evaluar características asociadas con este flujo. Las primeras correlaciones fueron desarrolladas por Poetmann & Carpenter 1952, Baxender & Thomas, y Fancher & Brown (1963). Estos tres estudios desconocían la caída de presión por aceleración que presentaban efectos de la energía cinética.

El primer análisis dimensional de los problemas de flujo multifásico en tubería, fue desarrollado por Duns & Rose en 1963<sup>10</sup>. En su estudio ellos identifican 13 variables importantes, resultando en 10 grupos independientes que, quizá, podrían ser importantes para el comportamiento del flujo multifásico. Después de obtener valiosos datos experimentales, ellos concluyeron, que cuatro de estos grupos dimensionales son importantes para predicción de patrón de flujos y grado de deslizamiento en cualquier lugar en la tubería vertical. Los grados de deslizamiento determinan la fracción de volumen de tubería ocupada por el líquido, una variable que ellos denominaron holdup del líquido. La mayoría de los

trabajos de correlaciones empíricas, se han basado en los análisis dimensionales de Duns & Ros.

El primer intento para obtener una gran cantidad de datos de alta calidad a escala de campo en flujo multifásico en tuberías verticales, fue conocido por Hagedorn & Brown en 1964. Usando diferentes líquidos y tres diferentes diámetros de tuberías, su estudio se basó en flujo ascendente a 1400 ft de profundidad en pozos de prueba vertical. En el momento la importancia del holdup del líquido no fue reconocido lo cual llevó a un fallo en la medición de esta importante variable. Ellos se vieron obligados a calcular el holdup usando un modelo asumido para el gradiente de presión. Aunque, la correlación de Hagedorn & Brown era independiente del patrón de flujo, se han realizado numerosas modificaciones para esta correlación con el fin de mejorar la predicción de la caída de presión.

En 1981, Farouq Alí desarrolló un modelo completo para el modelamiento de pozos geotérmicos y de inyección de vapor, donde, realizó una combinación de correlaciones empíricas exitosas como: Orkiszewski (1974) y Duns & Ros (1973), para cada patrón de flujo, utilizando mapas de cada uno para estas correlaciones. También, aplicando una correlación para determinar las propiedades del vapor, para el modelo termodinámico, comparando el modelo con datos de campo.

En 1986, Ambastha & Gudmundsson se interesaron en el estudio del comportamiento de la presión y la temperatura en pozos geotérmicos basados en las correlaciones empíricas desarrolladas por Duns & Ros, Hagedorn & Brown y Orkiszewski (1967).

A finales de los 80 y en la década de los 90, para el modelo de flujo multifásico se desarrollaron los modelos mecanísticos. En estos se trata de modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando los principios de conservación de masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía a volúmenes de control, en los cuales generalmente se consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades de los fluidos y de las velocidades de

cada fase. El gran adelanto desarrollado de los modelos mecánicos fue la predicción de los patrones de flujo para pozos, el cual fue publicado por Taitei et al. 1980 y Bamea et al. 1982. Estos modelos de predicción de gran amplitud, pueden ser usados para generar simples mapas que demuestran gráficamente la importancia relativa de las variables, también aclararon la diferencia de la transición en los patrones de flujo burbuja/slug que existen entre los diversos investigadores, al confirmar la existencia de flujo burbuja que es dependiente del diámetro.

Los patrones de flujos más importantes para flujo multifásico en pozos son (slug y churn). Estos regímenes intermitentes suceden en su gran mayoría durante el flujo multifásico. Modelos integrales de flujo slug han sido desarrollados por Fernández et al; Orell & Rembrand; y Taitel.

Los factores que han influido en la predicción fallida o parcial de la presión y la temperatura en pozos geotérmicos se debe: (i) al uso de propiedades termodinámicas y de transporte de agua; las cuales no representan fielmente el comportamiento real del fluido geotérmico debido a su naturaleza química o multicomponente (Nieba et al. 1987; Santoyo et al. 1991; Alkan & Satman 1990)<sup>20</sup>; (ii) el uso de correlaciones empíricas no adecuadas para la determinación de los parámetros de flujo bifásico, la fracción volumétrica del vapor o líquido y el factor de fricción (Garg et al. 2004; Kelessidis et al. 2007; Woldesemayat & Ghajar 2007).<sup>30</sup>

El estudio más relevante desarrollado en pozos geotérmicos, fue realizado por Hasan & Kabir. (2010)<sup>15</sup> quienes al ver la necesidad de desarrollar un modelo para este tipo de pozos, lo compararon con varias correlaciones y con el modelo mecánico de Ansari et al. 1994, en el cual se observó, que los modelos tienen comportamientos similares en el cálculo del gradiente de presión en pozos geotérmicos, pero siendo su modelo el que más se acercaba al comportamiento

real del pozo, el cual se obtuvo variando el coeficiente global de transferencia de calor.

## **2. GENERALIDADES DE LA GEOTERMIA**

### **2.1 GEOTERMIA**

La geotermia es la energía térmica acumulada bajo la superficie de la tierra en zonas de agua de alta presión, sistemas de vapor o de agua caliente. La energía térmica usada consiste en parte de la corriente permanente de calor desde el núcleo de la tierra, a través del manto y hasta la superficie, dónde la energía se desprende a la atmósfera. La otra parte forma procesos de desintegración radiactiva que suceden naturalmente en el manto y liberan energía.

La tectónica global de placas ofrece una excelente explicación acerca del confinamiento, en zonas o franjas claramente definidas, de los focos sísmicos, las anomalías del flujo calórico y la actividad volcánica. Estas zonas, a su vez coinciden en la mayoría de los casos con los márgenes generativos o destructivos de placas litosféricas (Figura 1). Una de las zonas más importantes a este respecto sigue aproximadamente los márgenes del Océano Pacífico, en la cual se encuentran cerca del 60% de los volcanes del mundo.

**Figura 1. Distribución de las principales placas tectónicas 1) Campos geotérmicos que producen electricidad.**



**Fuente:** LAHSEN AZAR, Alfredo. La Energía Geotérmica: Posibilidad De Desarrollo en Chile. Departamento de Geología. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile (1988).

## 2.2 ORIGEN

La geotermia es una importante fuente de energía. Caracteriza las zonas activas de la corteza terrestre y está ligada a una fuente de calor magmática, que se encuentra a varios kilómetros de profundidad en tierras volcánicas. Los geólogos han encontrado cámaras magmáticas, con roca a varios cientos de grados centígrados. La producción de vapor a partir de los acuíferos, está a temperaturas que oscilan entre 100 y 4000 °C.

Bajo la corteza terrestre, la capa superior del manto está compuesta por magma, roca líquida a muy altas temperaturas. En algunas zonas, los depósitos o corrientes de agua subterránea son calentados por el magma hasta temperaturas a veces superiores a los 140 °C, cuando el agua, o el vapor, emergen a la superficie a través de fisuras en la corteza, aparecen los géiseres, fumarolas y fuentes termales.

En algunos lugares se dan otras condiciones especiales como son capas rocosas porosas y capas rocosas impermeables que atrapan agua y vapor de agua a altas temperaturas y presión las cuales impiden que éstos salgan a la superficie. Si se combinan estas condiciones, se produce un yacimiento geotérmico. La geotermia es una fuente de energía renovable ligada a volcanes, géiseres, aguas termales y zonas tectónicas geológicamente reciente, es decir, con actividad en los últimos diez o veinte mil años en la corteza terrestre. La actividad volcánica sirve como mecanismo de transporte de masa y energía desde las profundidades terrestre hasta la superficie. Se relaciona con dos tipos de recurso explotables por el ser humano: la energía geotérmica y algunos tipos de yacimientos minerales, que son depósitos de origen magmático e hidrotermal.

### **2.3 ANTECEDENTES<sup>22</sup>**

El adelanto más espectacular que se logró de la explotación terrestre tuvo su primera manifestación cuando El príncipe Pireo Ginory promovió por primera vez la generación de energía eléctrica en Larderello (Italia) en 1904, primero se hicieron intentos de utilizar maquinas de vapor reciprocantes alimentadas con vapor de agua natural pero tuvieron corta vida, debido al intenso ataque químico. Después, se utilizaron como paso inicial intercambiadores de calor para convertir en vapor limpio el vapor de agua natural sucio, y más adelante se mejoró la calidad de los materiales usados en la manufactura en las unidades impulsoras

primarias de manera que pudiera usarse el vapor de agua natural directamente sin incurrir en las pérdidas inherentes al uso de los intercambiadores de calor, así fueron superándose gradualmente los problemas químicos

**Figura 2. La máquina usada en Larderello en 1904 en la primera experiencia de generación de energía eléctrica mediante vapor geotérmico, con su inventor, el Príncipe Piero Ginory Conti.**



**Fuente:** Dickson Mary H. y Fanelli Mario. ¿Qué es la energía geotérmica?. Instituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia. 2008.

En 1913 se puso en servicio una estación de fuerza de 200 Kw y de allí en adelante tuvo una expansión continua en cuanto al tamaño y número de unidades generadoras hasta que en los primeros años de la década de 1940 unos 130 MW en plantas de potencia geotérmica en Toscana alimentaba el sistema italiano de ferrocarriles eléctricos. Esta planta, que era en su entonces la única instalación de su clase en el mundo, fue destruida totalmente por la acción enemiga durante la última parte de la segunda guerra mundial, pero poco después del retorno de la paz a Italia se inicio su reconstrucción no solo Larderello sino también en varios lugares vecinos. En la actualidad hay un complejo de varias plantas geotérmicas con una capacidad instalada total que sobrepasa los 400 MW, y que no está

confinado a Toscana solamente, que alimenta energía a la red integrada de la organización del estado italiano.

Habría de transcurrir alrededor de medio siglo para que otro país siguiera el trabajo del príncipe Contio en la generación de energía geotérmica. El gobierno de Nueva Zelanda inicio una exploración seria en el área de Wairakei en la isla del norte alrededor de 1950 y, en 1955, decidió en conjunto con el gobierno de Reino Unido emprender un proyecto de doble propósito, químico y de generación eléctrica, que habría de producir agua pesada y 47Mw de energía eléctrica. Mientras la planta estaba en construcción cayo el precio de mercado del agua pesada hasta un nivel al cual no resultaba ya económica su producción, por lo que la instalación se modifico para convertirla en un proyecto de potencia solamente. Mientras tanto, las operaciones de perforación habían comprobado con éxito mucho más vapor de agua, por lo que el proyecto se construyo por etapas hasta una capacidad instalada total de 192Mw.

California era la siguiente región que había de producir energía geotérmica. Después de un inicio muy modesto, 12Mw en 1960 y un incremento de 14Mw en 1963, se desarrollo rápidamente al comprobarse la existencia de más vapor. Para 1980 la capacidad total instalada en el campo Géitzer era de 943Mw.

Después del gran éxito económico que había demostrado claramente la energía geotérmica en Italia, Nueva Zelanda y California, siguieron una multitud de desarrollos similares hacia la década de 1960. En 1980 la capacidad total instalada era de 2586Mw en más de 13 países, y más o menos 2/3 de esta capacidad se había planteado tentativamente en un total de 24 países.

Fue solo hasta 1969 cuando se instalo por primera vez en Namafjall una pequeña unidad geotérmica de 3MW del tipo sin condensación, Islandia esperaba

convertirse en un miembro completamente calificado de la comunidad de naciones generadoras de energía geotérmica, cuando contrató la construcción de la planta de 60Mw eléctricos en Krafla.

## **2.4 CONCEPTOS CLAVES**

### **2.4.1 YACIMIENTO GEOTÉRMICO**

Cuando en un área geográfica concreta se cumplen las condiciones geológicas y económicas necesarias para que se puedan explotar los recursos geotérmicos del subsuelo, se dice que en ese punto existe un yacimiento geotérmico.

### **2.4.2 POZOS GEOTÉRMICOS**

Los pozos geotérmicos son perforaciones en la corteza terrestre, que comunican el yacimiento con la superficie, mediante el cual se extrae el fluido geotérmico para utilizarlo (agua o vapor); ya sea para generación eléctrica o para una actividad industrial que requiera calor de forma directa.

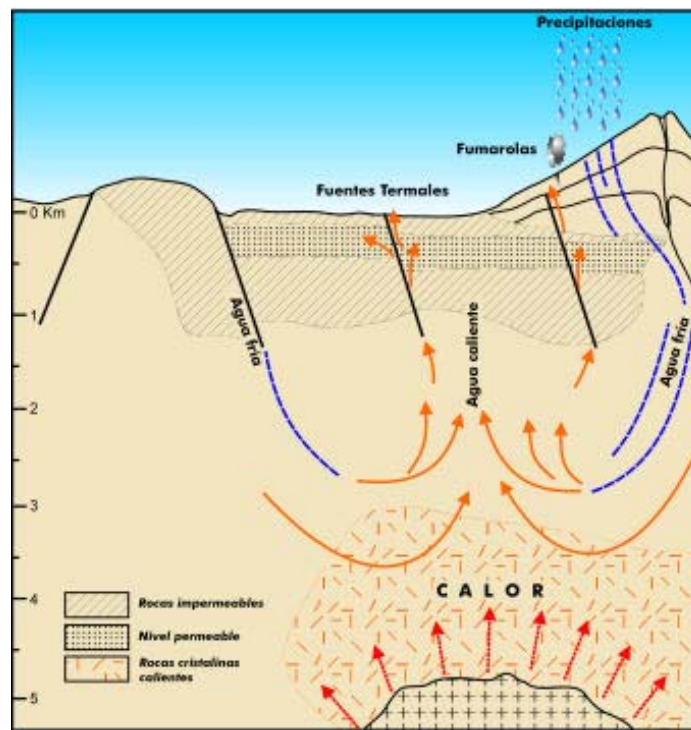
### **2.4.3 ESTRUCTURA DE UN POZO GEOTÉRMICO<sup>26</sup>**

Los antecedentes aportados por las investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas de una gran cantidad de sistemas geotérmicos permiten construir un modelo básico de la estructura de estos sistemas (Figura 3). Aun cuando cada sistema difiera en cierta medida de los otros, su ocurrencia está condicionada por los siguientes factores básicos:

- **Fuente de calor:** Corresponde generalmente a un cuerpo de magma a unos 600-900 °C emplazado a menos de 10 km de profundidad, desde el cual se transmite el calor a las rocas circundantes.

- **Recarga de agua:** El agua meteórica o superficial debe tener la posibilidad de infiltrarse en el subsuelo, a través de fracturas o rocas permeables, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada.
- **Reservorio:** Es el volumen de rocas permeables a una profundidad accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor, que son los medios para utilizar el calor.
- **Cubierta impermeable:** Impiden el escape de los fluidos hacia el exterior del sistema, usualmente corresponde a rocas arcillosas o a la precipitación de sales de las mismas fuentes termales.

**Figura 3. Modelo de un pozo geotérmico indicando los factores que lo controlan**



**Fuente:** LAHSEN AZAR, Alfredo. La Energía Geotérmica: Posibilidad De Desarrollo en Chile. Departamento de Geología. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. (1988)

## 2.5 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS<sup>27</sup>

### 2.5.1 De acuerdo con el mecanismo de transferencia de calor

- **Sistemas convectivos:** El calor es transferido por movimiento de fluidos. La transferencia incluye el transporte de un fluido termal, usualmente agua caliente, salmueras calientes, vapor y otros gases. En cada caso, las partículas de fluido se mueven por influencia de fuerzas de flotación y transportan el calor desde la zona de la fuente de calor a la zona de descarga en la superficie o cerca de la superficie.
- **Sistemas no convectivos:** Las fuerzas de flotación no son suficientes para producir y mantener el movimiento ascendente del fluido. Estos sistemas, considerados estáticos, están ampliamente distribuidos en la tierra y pueden ser encontrados en cuencas sedimentarias, donde el movimiento de los fluidos es restringido por capas impermeables. Un caso especial de estos sistemas son los geopresurizados desarrollados en cuencas con rápida sedimentación dentro de un ambiente tectónico especial, los cuales están asociados con yacimientos profundos de petróleo y gas.

### 2.5.2 De acuerdo con la temperatura

- **Sistemas geotérmicos de alta temperatura:** Existe en las zonas activas de la corteza terrestre (zonas volcánicas, límites de placas litosféricas, dorsales oceánicas). A partir de acuíferos cuya temperatura está comprendida entre 150 y 400 °C, se produce vapor en la superficie, que enviado a las turbinas, genera electricidad.
- **Sistemas geotérmicos de temperaturas medias:** Es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas de 70-150 °C.

Por consiguientes, la conversión vapor-electricidad se realiza a un menor rendimiento, y debe utilizarse como intermediario un fluido volátil.

- **Sistemas geotérmicos de baja temperatura:** Es aprovechable en zonas más amplias que las anteriores; por ejemplo, en todas las cuencas sedimentarias. Es debido al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 60 a 80 °C. se utiliza para la calefacción de las viviendas, principalmente en Islandia y en Francia.
- **Sistemas geotérmicos de muy baja temperatura:** Se consideran cuando los fluidos a temperaturas comprendidas entre 20 y 60 °C. Se utiliza para necesidades domésticas, urbanas o agrícolas (calentamiento de invernaderos, como se utiliza en Hungría).

### **2.5.3 De acuerdo con la recarga del agua y la estructura geológica del sistema:**

- **Sistemas de agua caliente:** Cuyos yacimientos contienen agua a temperaturas entre 30 y 100 °C. sistemas de este tipo son utilizados en la actualidad para calefacción y agroindustria principalmente.
- **Sistemas de agua-vapor:** Denominados también de vapor húmedo, contienen agua bajo presión a temperaturas superiores a 100 °C. este tipo de sistemas geotérmicos es el más común y de mayor explotación en la actualidad, pueden alcanzar temperaturas de hasta 350 °C.
- **Sistemas de vapor seco:** O de vapor dominante, producen vapor sobrecalentado, la separación de la fase gaseosa se produce dentro del yacimiento; el grado de sobrecalentamiento puede variar entre 0 y 50°C. estos sistemas son poco comunes; como ejemplos de ellos se tienen Larderello y Monte Amiata (Italia), The Geysers (California) y Matsukawa (Japón).

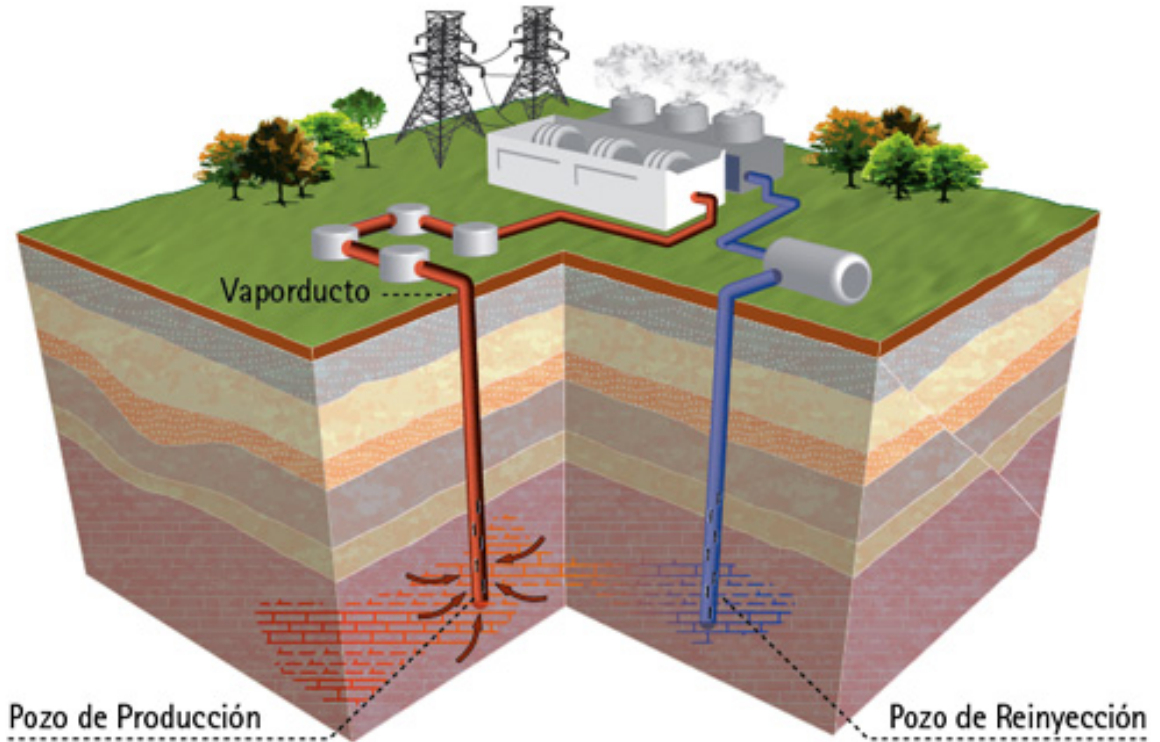
- **Sistemas de rocas secas calientes:** Corresponden a zonas de alto flujo calórico, pero impermeables de tal modo que no hay circulación de fluidos que pueden transportar el calor. En Estados Unidos se ha desarrollado un proyecto con el objeto de crear artificialmente el yacimiento al cual se le podría inyectar agua fría y recuperar agua caliente o vapor.

## 2.6 FUNDAMENTOS FÍSICOS

El aprovechamiento de la energía geotérmica es determinado por una serie de condiciones geológicas que establecen la existencia de yacimientos geotérmicos. Una vez que se dispone de pozos de explotación se extrae el fluido geotérmico que consiste en una combinación de vapor, agua y otros materiales. Este se conduce hacia la planta geotérmica donde debe ser tratado. Primero pasa por un separador de donde sale vapor y la salmuera y líquidos de condensación y arrastre, que es una combinación de agua y materiales (Ver Figura 4). Esta última se envía a pozos de reinyección para que no se agote el yacimiento geotérmico. El vapor continúa hacia las turbinas que con su rotación mueve un generador que produce energía eléctrica. Después de la turbina el vapor es condensado y enfriado en torres y lagunas.

El vapor producido por líquidos calientes naturales se convierte en energía por quemado de materia fósil, por fisión nuclear o por otros medios. Las perforaciones modernas en los sistemas geotérmicos alcanzan reservas de agua y vapor, calentados por magma mucho más profundo, que se encuentran hasta los 3000 metros bajo el nivel del mar. El vapor se purifica en la boca del pozo antes de ser transportado en tubos grandes y aislados hasta las turbinas. La energía térmica puede obtenerse a partir de géiseres y de grietas.

**Figura 4. Esquema de un Campo Geotérmico.**



**FUENTE:** <http://www.energiandina.cl>. Etapas de un proyecto Geotérmico.

**Géiser:** Descarga episódica, algunas veces de frecuencia regular, de agua caliente y vapor saturado. Ocurre por una generación violenta de vapor en una cavidad subterránea relativamente confinada, alimentada en superficie por agua fría y en la base por agua muy caliente. Cuando la mezcla es calentada hasta exceder el punto de ebullición, se genera vapor cuya descarga súbita, vacía periódicamente la cavidad.

## **2.7 EXPLORACIÓN**

Entre los aspectos a investigar en un yacimiento geotérmico están: la estimación de temperaturas y de la presión, entre otras variables, de tal forma que se pueda desarrollar un modelo que explique razonablemente el yacimiento.

### **2.7.1 Estimación de las temperaturas del subsuelo**

La distribución de la temperatura en el yacimiento es uno de los factores importantes que determinan el valor económico de un recurso geotérmico. Durante las etapas de exploración, antes de comenzar costosas operaciones de perforación, se busca una evidencia razonable de la existencia de alta temperatura en el yacimiento. En los casos en los que el fluido geotérmico sube y descarga en la superficie, la aplicación de ciertas herramientas denominadas geotermómetros químicos ha resultado de gran utilidad.

Un geotermómetro permite relacionar la temperatura del yacimiento con la composición de los fluidos que afloran de manera natural o por medio de pozos a la superficie.

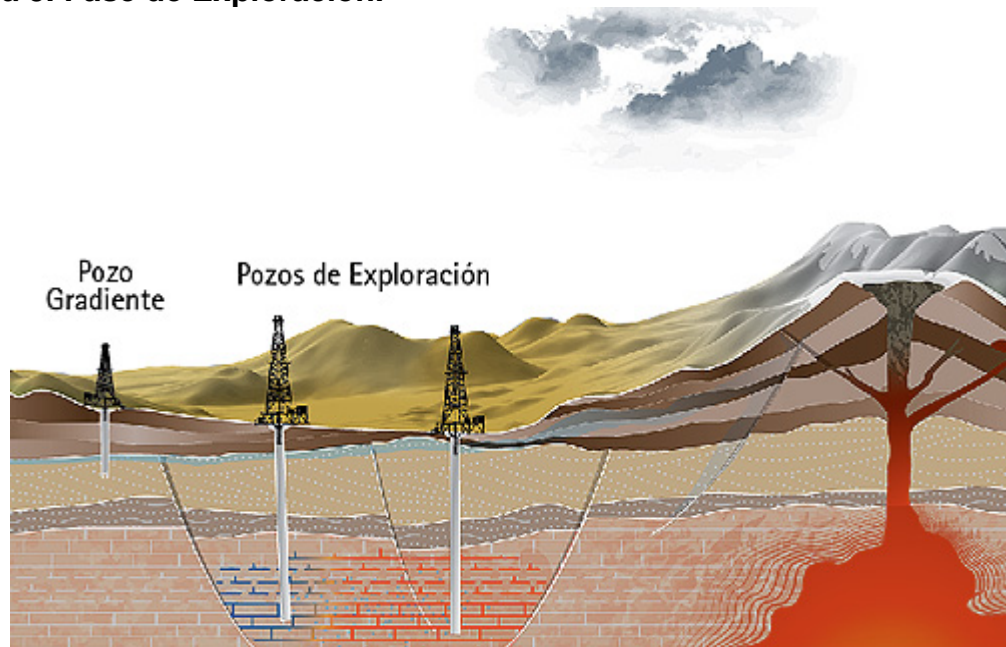
### **2.7.2 Pruebas de presión**

Para la evaluación del potencial de un campo se requiere del conocimiento realista tanto de las propiedades de las formaciones del yacimiento (facilidad del flujo de fluidos, capacidad de almacenamiento, etc.), como la detención y localización de accidentes hidrológicos que pueden actuar como barreras o regiones de recarga de fluidos. Esta valiosa información puede obtenerse del análisis de pruebas de presión en pozos. Una prueba de presión consiste fundamentalmente en registrar variaciones y pérdidas de presión en el fondo de uno o varios pozos por un determinado tiempo. La inyección o extracción de fluido de los pozos activos (estimuladores del sistema) provoca la propagación de una variación de presión en el yacimiento. El desarrollo de dicha variación se registra en uno o varios pozos llamados de observación. Estos registros son los que contienen la información acerca de los parámetros de la formación anteriormente citados.

### 2.7.3 Modelos conceptuales: la física del yacimiento

Después de que se han perforado algunos pozos en un sitio, el principal problema consiste en desarrollar un modelo que explique razonablemente el comportamiento del sistema. Este modelo es particularmente importante, ya que representa la base sobre la cual se efectuará la evaluación de las reservas de calor y fluidos del yacimiento correspondiente.

**Figura 5. Fase de Exploración.**

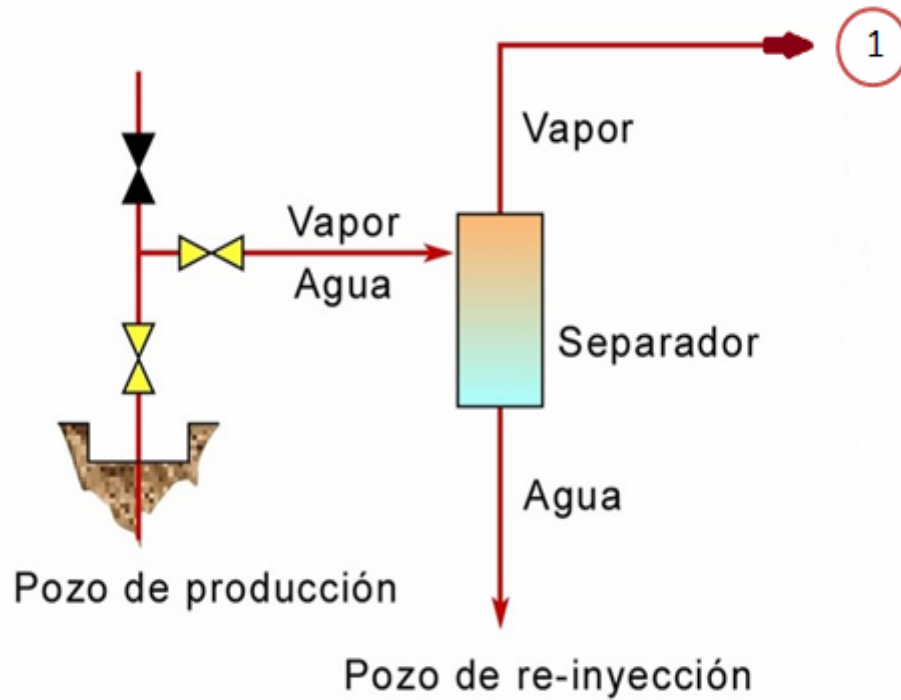


**FUENTE:** <http://www.energiandina.cl>. Etapas de un proyecto Geotérmico.

## 2.8 APLICACIÓN DE LA GEOTERMIA

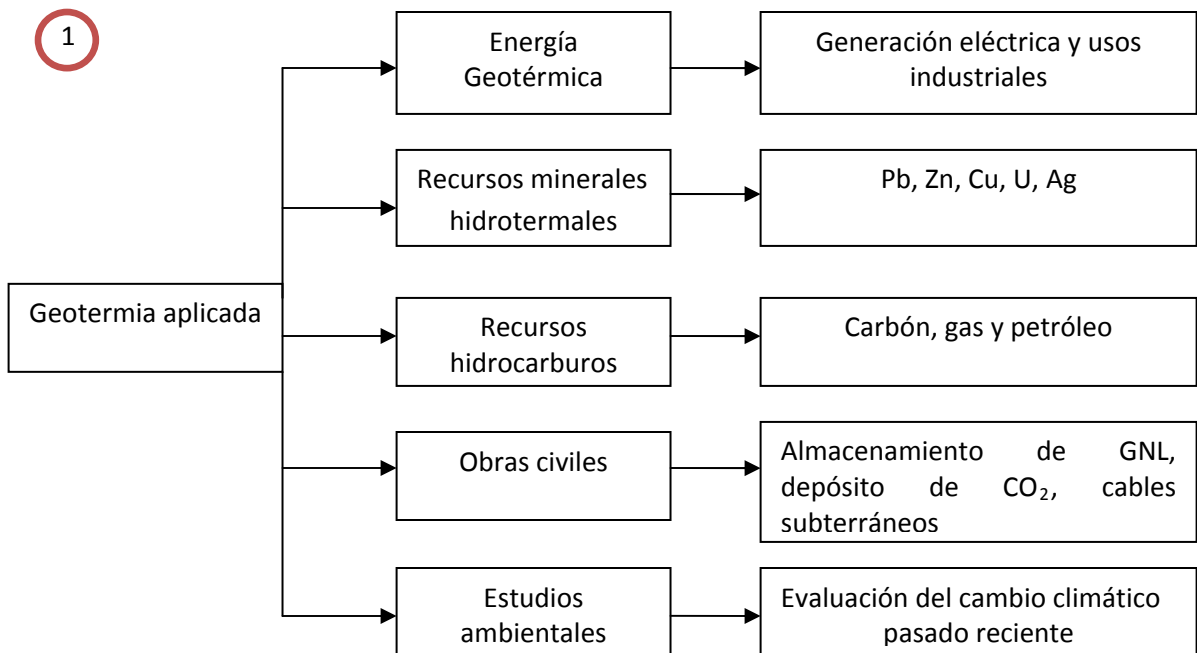
La geotermia entendida como la rama de la ciencia dedicada al estudio termal del interior de la tierra, contribuye con el desarrollo de diferentes sectores de la economía en el mundo.

Figura 6. Esquema de la disposición de los fluidos geotérmicos.



Fuente: Investigación de los autores.

Figura 7. Aplicaciones de la geotermia.



**Fuente:** Hamza, 2008. The thermal state of the Earth. Handout of the short course promoted by INGEOMINAS and ANH, 2009, 85p. Bogotá Colombia.

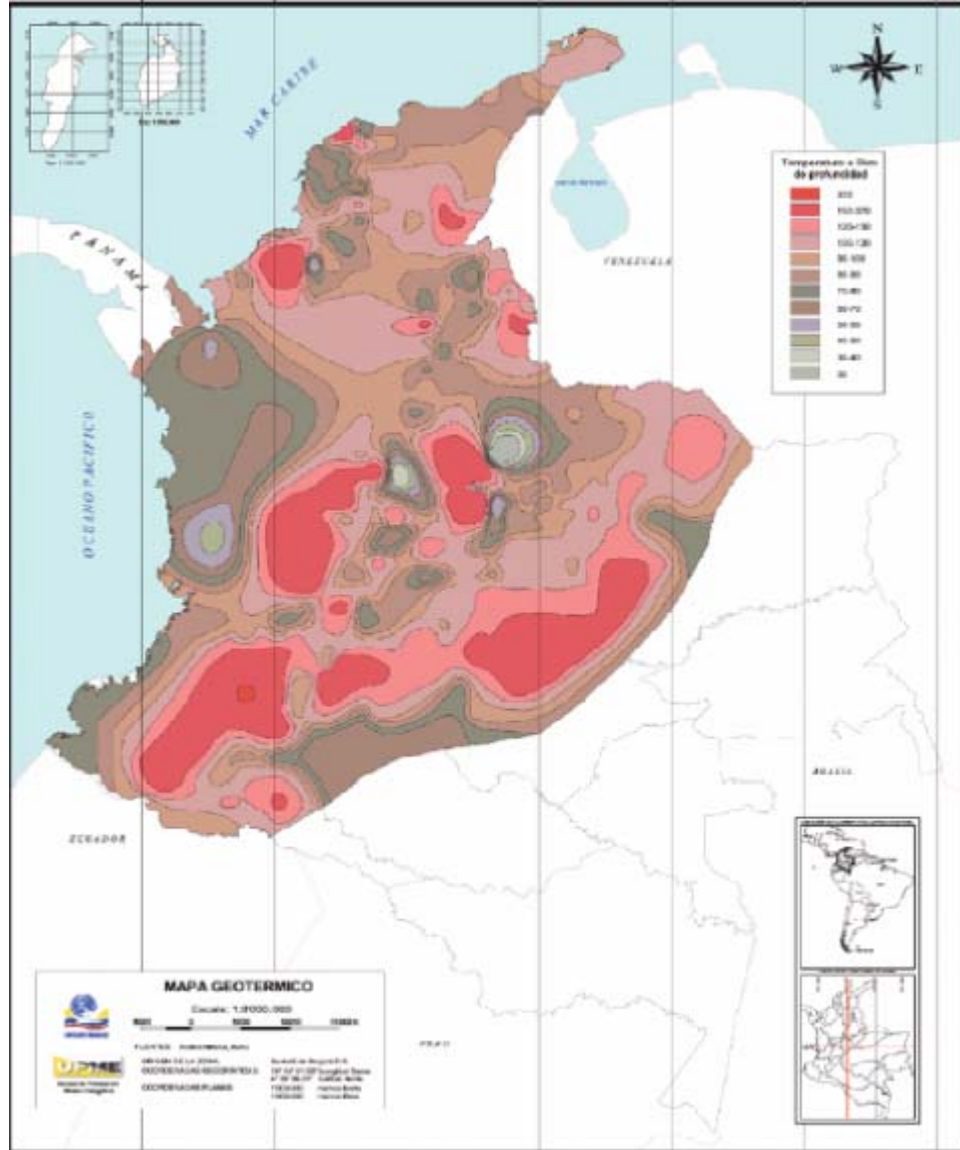
## **2.9 GEOTERMIA EN COLOMBIA<sup>16</sup>**

Colombia un país con una gran variedad de fuentes de energía y que no ha explotado de una manera sistemática la geotermia, sin embargo se han hecho algunos esfuerzos por desarrollarla desde hace aproximadamente 30 años. No fue sino hasta la crisis energética de la década de los 90's, cuando se vio la necesidad de explorar fuentes de energías alternativas.

En 1997 fue perforado el primer pozo geotérmico en las Nereidas; en ese mismo año, Ingeominas, (Instituto de Investigación e Información Geocientífica) emprendió una exploración geotérmica del volcán, comenzando con geología, vulcanología y geoquímica. Esos estudios preliminares indicaron la posibilidad de un yacimiento que opera a unas temperaturas entre 200-250 °C en un estrato del volcán.

A partir de la información recolectada y procesada por Ingeominas, de las características de los yacimientos térmicos y datos de temperatura en pozos petroleros, se construyó el mapa geotérmico de Colombia, este mapa se constituye en una herramienta de ayuda para determinar el potencial de utilización tanto directa como indirectamente de los recursos geotérmicos, tanto para los entes gubernamentales como para los privados.

**Figura 8. Mapa Flujo de calor en Colombia.**



**Fuente:** Recursos Energéticos Renovables. Recopilación mapas. Documento de la Unidad de Planeación minero-energética.

### 3. FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico se define como el flujo simultáneo de dos o más fases (estado líquido, sólido o gaseoso) en una tubería. El flujo multifásico se presenta en líneas de superficie y en líneas de producción de gas y aceite.

Este flujo simultáneo complica considerablemente el proceso de transporte. Las condiciones típicas de flujo incluyen: el flujo másico o de volumen de las dos fases, sus propiedades físicas, diámetro de la tubería, rugosidad y el ángulo de inclinación. Estos datos son suficientes para los cálculos de flujo en una sola fase. Sin embargo, para sistemas de flujo de dos fases se requiere información adicional.

En flujo multifásico el gradiente de pérdidas por fricción incrementa para la misma masa que si estuviera en flujo monofásico, el flujo puede desarrollar una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería.

Una interfase rugosa puede existir entre las fases. Propiedades como densidad, velocidad y viscosidad, las cuales son relativamente simples para fluidos individuales, en flujo multifásico son muy difíciles de calcular.

Para el cálculo del gradiente de presión, es de gran importancia el conocimiento del holdup del líquido y los patrones de flujo multifásico. Para predecir el holdup es necesario previamente definir el patrón de flujo a una presión, velocidad superficial del líquido y gas, temperatura y otras características de flujo.

#### 3.1 ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS.

La ecuación que representa la caída de presión en las tuberías es la siguiente:

$$\frac{dP}{dL} = \left( \frac{g}{g_c} \right) \rho_m \text{sen} \theta + \frac{f \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m V_m (dV_m)}{g_c (dL)} \quad (3.1)$$

$\rho =$  Densidad de la mezcla,  $Lb / ft^3$

$V =$  Velocidad de la mezcla,  $ft / sec$

$d =$  Diámetro de la tubería,  $in$

$g =$  Aceleración debido a la gravedad,  $ft / sec^2$

$g_o =$  Factor de conversión de la gravedad

$f =$  Factor de fricción,  $Adi$

$\theta =$  Angulo de inclinación,  $^\circ$

$\frac{dP}{dL} =$  Gradiente de Presión

También, es llamada frecuentemente la ecuación mecánica de balance de energía. Así, en estado estable, la ecuación de gradiente de presión es un resultado, aplicando los principios de conservación de masa y momento lineal

En la ecuación 3.1 se observa que la caída de presión corresponde a la suma de los tres términos correspondientes a las pérdidas por el factor hidrostático, el término de fricción y la aceleración del fluido en la tubería.

El término de pérdida de presión por fricción para fluidos multifásico no es predecible analíticamente solo en el caso de flujo laminar para una sola fase. Por lo tanto debe ser determinado experimentalmente o por analogías con el flujo de una sola fase, estas expresiones fueron desarrolladas inicialmente por Darcy &

Fanning. Las diferentes expresiones para el cálculo de la fricción en dos fases (gas-liquido) en tuberías verticales son las siguientes:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f_L \rho_L v_{SL}^2}{2g_c d} \quad \text{Para flujo burbuja} \quad (3.2)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f_g \rho_g v_{sg}^2}{2g_c d} \quad \text{Para régimen de flujo anular} \quad (3.3)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f \rho_f v_m^2}{2g_c d} \quad \text{General} \quad (3.4)$$

En general los métodos de cálculo del factor de fricción en dos fases difieren solo de la manera en la cual la fricción es determinada y de lo largo y extenso del patrón de flujo.

### 3.2 BALANCE DE ENERGÍA<sup>15</sup>

La producción o inyección de mezclas de vapor-agua inevitablemente implican los intercambios de calor significativos entre el fluido dentro del pozo y sus alrededores. Durante la producción, el fluido caliente en su ascenso por el pozo sigue perdiendo calor hacia el entorno que cada vez es más frío. En cambio, el fluido inyectado en su descenso puede ganar calor (del agua fría) o perder calor (del vapor o del agua caliente).

La transferencia de calor en el pozo afecta las propiedades del fluido, y a su vez el flujo del fluido. En consecuencia el balance de energía y de transporte puede requerir soluciones simultáneas para ambos procesos. En las últimas décadas, importantes investigaciones se han dedicado al modelamiento de transferencia de

calor en pozos, Hasan et al. (2009), es uno de los ejemplos más recientes. Un balance general de energía para pozos está dado por:

$$\frac{dH}{dz} + \frac{g \sin \theta}{Jg_c} + \frac{v}{Jg_c} \frac{dv}{dz} = \pm \frac{Q}{w} \quad (3.5)$$

$Q$  = Tasa de transferencia de calor por unidad de longitud del pozo,  $BTU / h - ft$

$w$  = Flujo másico,  $ft / sec^2$

$g$  = Aceleración debido a la gravedad,  $ft / sec^2$

$\theta$  = Angulo de inclinación,  $^\circ$

$v$  = Velocidad del fluido,  $ft / sec$

Donde el signo negativo aplica para producción y el signo positivo para inyección. En la Ecuación 3.5,  $g_c$  y  $J$  representan factores de conversión. Para fluidos que no experimentan cambio de fase, que es cuando los efectos no se deben a condensación y/o evaporación, la solución y la mezcla son insignificantes.

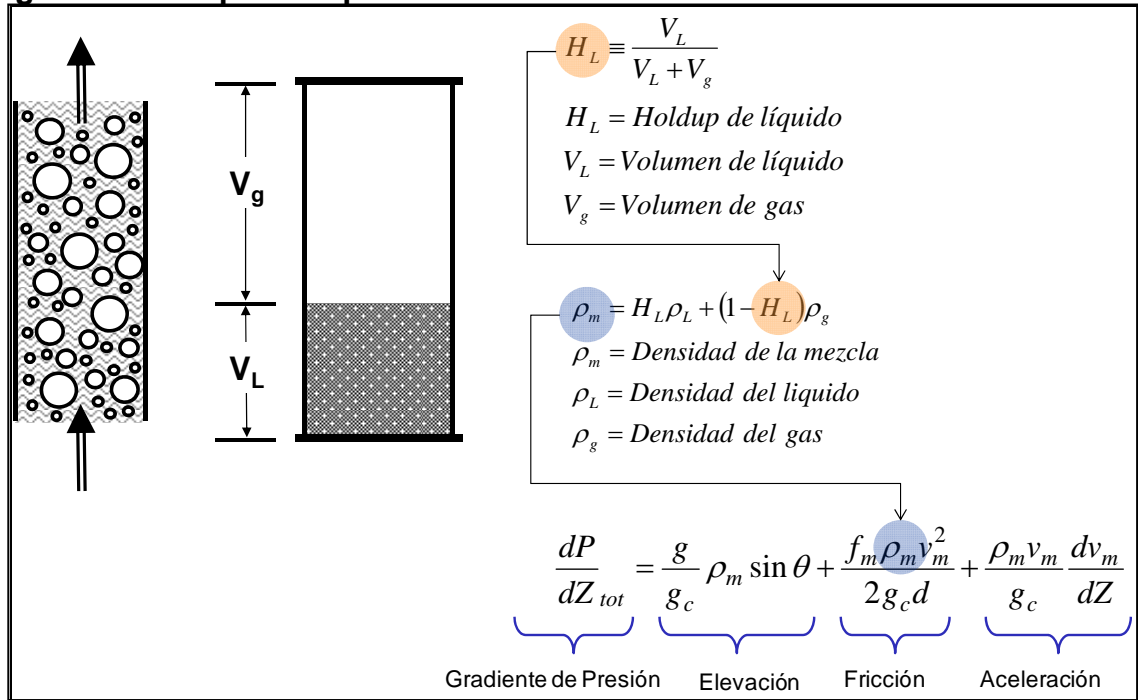
### 3.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN FLUJO MULTIFÁSICO.

**3.3.1 Holdup del Líquido:** El Holdup de líquido puede ser definido como la fracción volumétrica de una sección específica de la tubería que es ocupada por la fase líquida.

El método más exacto para medir el Holdup de líquido es atrapar una muestra representativa de gas y líquido en una sección de la tubería y físicamente medir la

fracción de volumen ocupada por la fase líquida. Esto comúnmente se realiza usando dos válvulas de cierre instantáneo operadas en forma simultánea.

**Figura 9. Holdup del Líquido.**



**Fuente:** Cabarcas Manuel Enrique. Mecanismos de producción. UIS. 2010.

El Holdup es importante porque permite predecir las propiedades físicas de las mezclas gas/líquido y las velocidades de cada fase, lo cual es fundamental para el cálculo de los gradientes de presión del flujo multifásico.

**3.3.2 Velocidad Superficial:** Es la velocidad de una fase si fluyera en toda la sección transversal de una tubería

$$v_{SL} = \frac{q_L}{A_T} \quad \text{Velocidad superficial del líquido.} \quad (3.6)$$

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A_T} \quad \text{Velocidad superficial del gas.} \quad (3.7)$$

$q_L =$  Caudal de líquido,  $STB / D$

$q_g =$  Caudal de gas,  $MMscf / D$

$A_T =$  Área transversal de la tubería,  $ft^2$

**3.3.3 Velocidad Real:** Es la relación entre el caudal de cada fase y el área transversal que ocupa esta fase.

$$v_L = \frac{q_L}{A_L} \quad \text{Velocidad real del líquido} \quad (3.8)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} \quad \text{Velocidad real del gas} \quad (3.9)$$

$A_L =$  Área transversal del líquido,  $ft^2$

$A_g =$  Área transversal del gas,  $ft^2$

**3.3.4 Velocidad Superficial Bifásica:** Es la sumatoria de las velocidades superficiales de las dos fases.

$$v_m = v_{SL} + v_{Sg} \quad \text{Velocidad Bifásica de la mezcla} \quad (3.10)$$

**3.3.5 Fracción de Líquido:** En algunos casos llamado Holdup sin deslizamiento (slip) o contenido de líquido en la entrada.

$$f_L = \frac{q_L}{q_g + q_L} = \frac{v_{sL}}{v_m} = C_L \quad (3.11)$$

Lo contrario al holdup es la fracción vacía (fracción volumétrica in situ).

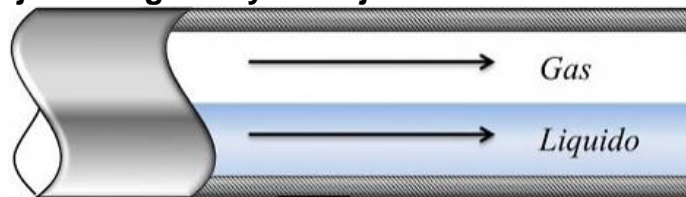
$$f_L = 1 - f_V \quad (3.12)$$

$$f_g = \frac{q_g}{q_g + q_L} = \frac{v_{sg}}{v_m} = C_g \quad (3.13)$$

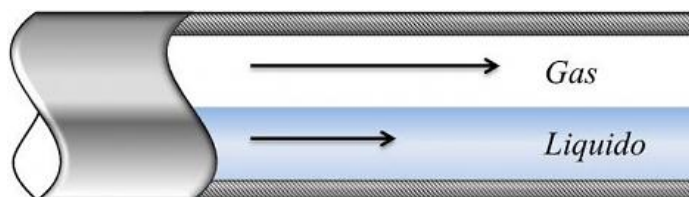
**3.3.6 Deslizamiento (Slip):** Cuando la velocidad real del gas es diferente a la velocidad real del líquido. Debido a que el gas y el líquido no se mueven a la misma velocidad, el deslizamiento se presenta.

$$v_s = s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{1 - f_L} - \frac{v_{sL}}{f_L} \quad (3.14)$$

**Figura 10. a. Flujo Homogéneo y b. Flujo con Deslizamiento**



**a.**



**b.**

**Fuente:** Rojas Gustavo y Chacón Jhon Freddy. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor. Tesis. Escuela Ingeniería de Petróleos. UIS. 2011.

**3.3.7 Fracción Másica:** También llamada calidad de la fase vapor, en flujo de agua.

$$x = \frac{w_g}{w_g + w_L} = \frac{q_g \rho_g}{q_g \rho_g + q_L \rho_L} = \frac{v_{sg} \rho_g}{v_{sg} \rho_g + v_{sL} \rho_L} \quad (3.15)$$

$x$  = Fracción másica

$w_g$  = Flujo másico de gas,  $Lb / sec$

$w_L$  = Flujo másico de líquido,  $Lb / sec$

$\rho_L$  = Densidad del líquido,  $Lb / ft^3$

$\rho_g$  = Densidad del gas,  $Lb / ft^3$

**3.3.8 Densidad Promedio de la Mezcla:** Es la masa de gas y líquido por unidad de volumen de la mezcla. Por consiguiente, la densidad promedio de la mezcla,  $\rho_m$ , está basada en las fracciones volumétricas de cada fase.

$$\rho_m = f_L \rho_L + (1 - f_L) \rho_g \quad (3.16)$$

$f_L$  = Holdup de líquido, *Adi*

**3.3.9 Viscosidad:** Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. La viscosidad del fluido es usado para determinar el número de Reynolds del fluido. También, para calcular otros parámetros en función de la viscosidad. El concepto de la viscosidad a dos fases es muy confuso y es definido por varios autores.

$$\mu_m = \mu_L f_L + \mu_g f_g \quad (3.17)$$

$$\mu_{mi} = \mu_L(1-x) + \mu_g \quad (\text{Cicchitti}) \quad (3.18)$$

$$\mu_m = \rho_m \left[ \frac{x\mu_g}{\rho_g} + \frac{(1-x)\mu_L}{\rho_L} \right] \quad (\text{Dukler}) \quad (3.19)$$

En el caso del vapor, puede ser estimada utilizando el concepto dado por Moszynski Kestin y Richardson a la temperatura de saturación<sup>1</sup>.

$$\mu_v = 88.02 + 0.3282T + 0.0002135T^2 - \rho(1858 - 5.9T) \quad (3.20)$$

$$\mu_{wh} = \mu_w(1-x) + \mu_v x \quad (3.21)$$

$$\mu_w = \frac{1.776 - T_s}{26.5T_s - 89} \quad (3.22)$$

Donde:

$\mu_g$  = Viscosidad del gas, *cp*

$\mu_m$  = Viscosidad de la mezcla, *cp*

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido, *cp*

$\mu_v$  = Viscosidad del vapor, *cp*

$\mu_w$  = Viscosidad del agua, *cp*

$\mu_{wh}$  = Viscosidad del vapor húmedo, *cp*

$T$  = Temperatura, °C

$x$  = Calidad

$T_s$  = Temperatura de saturación, °F

### 3.4 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Se define los patrones de flujo multifásico como una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. Se han realizado numerosos estudios con respecto al flujo multifásico en tuberías, con muchos fines entre ellos el de determinar los distintos patrones de flujo que se desarrollan con base a las velocidades de los diferentes fluidos y para el cálculo del Holdup.

El patrón de flujo está influenciado por la geometría de las tuberías y la distribución de las fases bajo las condiciones de flujo. Esta distribución geométrica es normalmente llamada régimen o patrón de flujo. El régimen de flujo multifásico depende del ángulo de inclinación de la tubería y la dirección de flujo, junto con otros parámetros del flujo y del fluido.

Dependiendo de las características de la distribución geométrica del gas y del líquido en la tubería, se han identificado cuatro patrones de flujo principales para flujo en tuberías verticales los cuales son: Flujo burbuja, flujo tapón, flujo transición y flujo anular. En la Figura 7 se muestran los diferentes patrones de flujo en tubería vertical.

Existen otros patrones de flujo para tubería horizontal pero estos no son tomados en cuenta en el desarrollo de este trabajo, ya que los pozos bajo estudio no son horizontales.

**3.4.1 Flujo Burbuja:** La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería, ocurre a tasas relativamente bajas y es caracterizado por el

apón es un flujo altamente complejo e inestable. Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. Gran parte de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

**3.4.3 Flujo “Churn” o Transición:** Este patrón de flujo solamente existe en flujo vertical hacia arriba y es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al flujo tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

**3.4.4 Flujo Anular:** El gas fluye por la parte central de la tubería, mientras que el líquido fluye a lo largo de las paredes de la tubería a manera de película.

Extensivos trabajos de investigación se han realizado, para entender y predecir la transición entre regímenes de flujo para diversos ángulos de inclinación de la tubería.

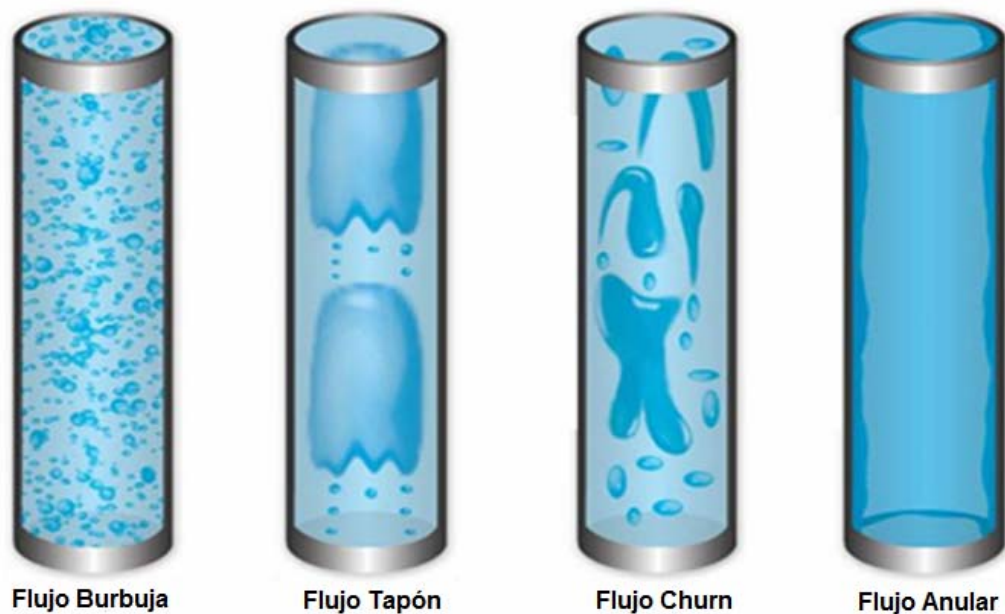
Los trabajos realizados se pueden clasificar en empíricos y analíticos; cada una de las modalidades de investigación presenta mapas de regímenes de flujo.

Los mapas empíricos de patrones de flujo, son aquellos en los que la transición de los regímenes, se encuentran definidos a partir de una observación visual, graficados con una serie de variables independientes que definen los patrones de flujo.

En estos mapas empíricos siempre existe una gran banda de transición entre los regímenes, debido a la subjetividad de la definición de los patrones, el inapropiado diseño de los procedimientos experimentales y la inconsistencia natural en la percepción de los patrones.

Por otra parte los mapas elaborados de manera analítica, están basados en las fuerzas físicas responsables de la distribución geométrica de las fases. <sup>7</sup>

**Figura 11. Patrones de flujo en tubería vertical.**

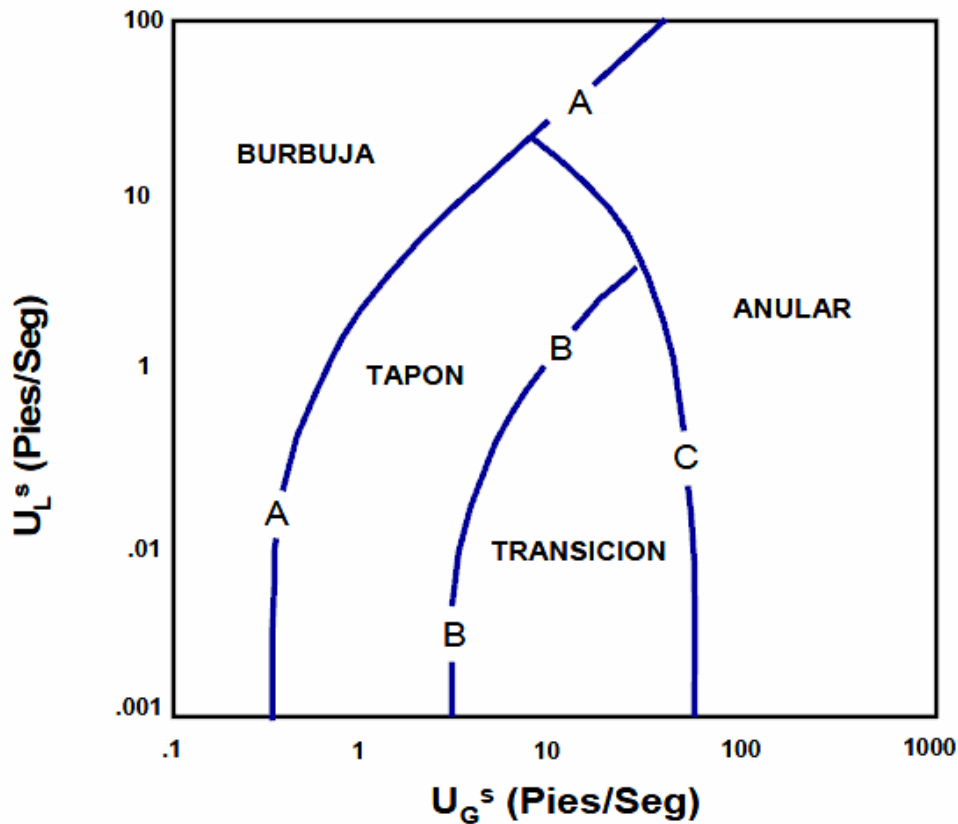


**Fuente:** Cabarcas Manuel Enrique. Mecanismos de producción. UIS. 2010.

La utilidad de los mapas de regímenes de flujo, está en la habilidad de resolver algunos de los problemas o cuestionamientos planteados en la parte introductoria de flujo multifásico, ya que esto nos indica si hay algún nivel de líquido, si el fluido se encuentra estable y da una idea de la distribución de los fluidos en la tubería.

Para calcular la caída de presión y la fracción de vapor en las tuberías, no es conveniente utilizar estos mapas como parte del esquema del cálculo. Estas cantidades de interés son continuas y pueden ocurrir en las fronteras de los regímenes, por lo tanto para los cálculos se utilizan correlaciones empíricas de flujo.

**Figura 12. Mapa de regímenes de flujo en tubería vertical, determinado para flujo bifásico de agua y vapor.**



**Fuente:** Multiphase Flow in Pipes, GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

### **3.5 CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECANÍSTICOS EN TUBERÍA VERTICAL**

La selección de las correlaciones y modelos mecanísticos para este trabajo se realizó en base de que estas fueron probadas en secciones de tubería vertical con flujo ascendente como es este caso y debido a la disponibilidad de estos en la herramienta usada (PIPESIM).

Es importante tener en cuenta que para el tipo de pozo en el que se está trabajando (pozos geotérmicos) aun no se ha desarrollado una correlación ni modelo mecanístico<sup>29</sup>, motivo por el cual se seleccionaron estas 3 correlaciones y 2 modelos, los cuales describen una predicción aunque no muy exacta pero si considerable del comportamiento de este tipo de pozos.

#### **3.5.1 Correlaciones Empíricas**

Las correlaciones empíricas para flujo multifásico han sido una herramienta de uso común para la predicción del holdup y el gradiente de presión. Estas correlaciones ofrecen un método eficaz para evaluar características asociadas con este flujo, incluso en modernos paquetes de simulación. Diversos investigadores han desarrollado correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero teniendo en cuenta una gran cantidad de variables como lo son caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría, condiciones de flujo y relaciones gas – líquido.

Las correlaciones presentadas en este trabajo son para tubería vertical y se encuentran disponibles en el simulador PIPESIM: Orkiszewski, Duns & Ros y

Hagedorn & Brown. Las cuales difieren en la manera usada para calcular el gradiente de presión total.

### **Correlación de Orkiszewski<sup>21</sup>**

Esta correlación fue desarrollada por la necesidad de encontrar una ecuación que se pudiera aplicar a un gran rango de condiciones de flujo multifásico, para el cálculo de la caída de presión.

Orkiszewski, realizó una correlación de flujo ascendente basado en la combinación de los métodos desarrollados por Griffith (1962), Griffith & Wallis (1961), y Duns & Ros (1963). La correlación es validada para cuatro tipos de flujo: burbuja, tapón, transición y anular el cual resulta de una combinación de varios métodos.

**Tabla 1. Combinación de las Correlaciones en las Cuales se Baso Orkiszewski.**

<b>CORRELACION</b>	<b>TIPO DE FLUJO</b>
Griffith.	Flujo Burbuja.
Grittith & Wallis modificado por Orkiszewski.	Flujo Tapón y “Plug”.
Duns & Ros.	Flujo Churn.
Duns & Ros.	Flujo Niebla o Tapón.

Orkiszewski, propuso que el método de Griffith & Wallis es usado para determinar los límites entre el flujo burbuja y slug, y los métodos de Duns & Ros son usados para determinar el resto de condiciones.

Este método puede predecir las caídas de presión para flujo de dos fases, con una precisión alrededor del 10%, sobre un gran rango de condiciones de flujo. La precisión del método se verifico cuando los valores de las predicciones fueron comparados con las caídas de presión de 148 pozos. La mejora de este método

sobre los demás, se encuentran en que el *holdup* del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con las distribución geométrica de las fases líquidas y gaseosas (régimen de flujo). Y ofrece una buena descripción de lo que ocurre dentro de la tubería.

La limitación de la correlación de Orkiszewski está en que en el trabajo experimental, ningún de los pozos es los que se probó presenta flujo anular, por esta razón hay que utilizarlo con precaución cuando el fluido se encuentra en este régimen.

Lo anterior no quiere decir que la correlación no sea buena en el régimen anular, solo que no fue aprobado.

Es importante resaltar que el método es aplicable a tuberías verticales, o con poco grado de inclinación, preferiblemente.

### **Descripción del Método.**

La caída de presión en tuberías verticales es la suma del efecto de la pérdida de energía por fricción, del cambio en la energía potencial y de la energía cinética. Este balance de energía, el cual es bifásico para todos los cálculos de caídas de presión, generalmente se puede escribir como:

$$-dP = \tau_f dD + \left(\frac{g\rho}{g_r}\right)dD + \left(\frac{\rho v}{g_r}\right)dv \quad (3.23)$$

$P$  = Presión,  $Lb / sec\ ft$

$\tau_f$  = Gradiente de pérdida por fricción,  $Lb / sec\ ft / ft$

$D$  = Profundidad,  $ft$

$g$  = Aceleración de la gravedad,  $ft / sec^2$

$g_r$  = Constante gravitacional,  $ft - Lb(masa) / Lb(fuerza) - sec^2$

$\rho$  = Densidad del fluido,  $Lb / ft^3$

$v$  = Velocidad del fluido,  $ft / sec$

En el flujo bifásico tanto  $\tau_f$  como  $\rho$  están influenciados por el tipo de régimen en que se encuentre el fluido, y todos los términos anteriores están influenciados por la presión y la temperatura. Por lo tanto al utilizar la ecuación 3.23:

- El tipo de régimen y las variables  $\tau_f$  y  $\rho$  deben ser determinadas por cada incremento de presión y temperatura.
- Cada incremento debe ser evaluado por un proceso iterativo.

El término de energía cinética es significativo solo en el régimen anular o de transición, la energía cinética puede ser expresada de una manera simple utilizando la ley de los gases.

$$\left( \frac{\rho v}{g_r} \right) dv = \frac{-w_t q_v}{g_r A_r^2 P} dp \quad (3.24)$$

$A_r$  = Área de la tubería,  $ft^2$

$w_t$  = Masa total de flujo,  $Lb / sec$

$q_g$  = Tasa de flujo volumétrico de gas,  $ft^3 / sec$

Como resultado de la unión de las ecuaciones 3.23 y 3.24, se obtiene la siguiente ecuación.

$$\Delta p = \left[ \frac{1}{144} * \frac{\bar{\rho} + \tau_f}{1 - \frac{w_i q_g}{4.637 A_p^2 \bar{p}}} \right] * \Delta D \quad (3.25)$$

$\bar{\rho}$  = Densidad promedio del fluido

$\bar{p}$  = Presión promedio

$\Delta P$  = Caída de presión

Desde que la temperatura esté relacionada con la profundidad la ecuación 3.25 puede ser incrementada ajustando él  $\Delta D$  y resolviendo el  $\Delta p$ , o viceversa. Aunque le presión tiene un efecto mayor sobre las propiedades del fluido que la temperatura, esta se debe tener en cuenta en los incrementos graduales ya que en el cálculo total de caídas de presión si podría tener efecto.

### **Metodología para el cálculo de la caída de presión en tubería vertical**

Los pasos para el cálculo de las caídas de presión utilizando la ecuación 4.3 son los siguientes:

- a) Escoger un punto de la trayectoria del fluido (Presión de cabeza o de fondo fluyendo) donde se conozca las propiedades del fluido, la temperatura y la presión.
- b) Estimar el gradiente geotérmico del pozo.
- c) Ajustar el  $\Delta p$  alrededor de un 10% de la presión medida o previamente calculada, determinar el incremento de presión promedio.
- d) Asumir un incremento de profundidad  $\Delta D$  y encontrar el incremento promedio de profundidad.
- e) Del geotérmico determinar el incremento de temperatura.

- f) Corregir las propiedades del fluido por presión y temperatura.
- g) Determinar el régimen de flujo.
- h) Después de determinar el régimen de flujo, obtener la densidad y las pérdidas por fricción.
- i) Calcular el  $\Delta D$  de la ecuación 3.25.
- j) Realizar iteraciones hasta que la  $\Delta D$  asumida sea igual a la calculada.
- k) Determinar los valores de densidad y profundidad para el incremento.
- l) Repetir el procedimiento hasta que la suma de los delta de profundidad sean igual a la profundidad total de la tubería.

Este procedimiento es básicamente el mismo para todas las correlaciones, la diferencia radica en que esta tiene en cuenta los patrones de flujo para el cálculo de la densidad y de las caídas de presión por fricción en la tubería.

### Determinación del régimen de flujo

El régimen de flujo se calcula de la siguiente manera:

**Tabla 2. Rango de aplicación de los regímenes de flujo.**

LIMITES	REGIMEN DE FLUJO
$\frac{q_g}{q_l} < (L)_B$	Burbuja
$\frac{q_g}{q_l} > (L)_B, V_{gD} < (L)_g$	Tapón
$(L)_M > V_g > (L)_g$	Transición
$V_{gD} > (L)_M$	Anular

Las variables anteriormente mencionadas se encuentran definidas como:

$$V_{gD} = \frac{q_g \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma}}}{A_p} \quad (3.26)$$

$$(L)_B = 1.071 - \left( \frac{0.2218v_l^2}{d_h} \right) \text{ Con limite } (L) > 0.13 \quad (3.27)$$

$$(L)_g = 50 + \frac{36v_{gD}q_l}{q_v} \quad (3.28)$$

$$(L)_M = 75 + 84 \left( \frac{v_g q_L}{q_g} \right)^{0.75} \quad (3.29)$$

Donde:

$V_{gD}$  = Velocidad adimensional del gas

$V_g$  = Velocidad total del fluido

$\rho_L$  = Densidad del líquido

$\sigma$  = Tensión interfacial del líquido

### **Correlación de Duns & Ros<sup>10</sup>**

Los autores consideraron que existía deslizamiento entre las fases y establecieron patrones de flujo, esta correlación es aplicable para un alto rango de condiciones de flujo. La correlación de Duns & Ros ha demostrado que funciona bien para flujo burbuja y flujo tapón.

El modelo de Duns & Ros está basado en investigaciones hechas en laboratorio a gran escala, para flujo ascendente. Los fluidos utilizados fueron sistemas de aire/hidrocarburo líquido y aire/agua. El modelo identifica tres regiones de flujo, los cuales son.

- Región I. Donde la fase líquida es continua (flujo burbuja, slug y parte de regímenes de flujo espuma).
- Región II. Donde las fases son alternada (remanente de flujo espuma y flujo tapón).
- Región III. Donde la fase es continua (flujo niebla y anular).

Las regiones son distinguidas usando funciones de cuatro grupos dimensionales, particularmente números de velocidades de gas y líquido. Correlaciones separadas de caídas de presión y correlaciones de velocidad de líquido con deslizamiento (*holdup*) son definidas para cada región en términos del mismo grupo dimensional.

Esta correlación debe ser utilizada para valores de GOR entre medios y altos, se ajusta muy bien en pozos de aceite o condensados y pozos con sistema gas lift. También se aprobó que se ajusta muy bien a valores de API entre 13°-56°.

No maneja bien pozos con producción de agua. Sin embargo, se tuvo en cuenta en este trabajo para demostrar comportamiento.

### **Descripción del método.**

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_T = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_e + \left(\frac{dp}{dz}\right)_f}{1 - EK} \quad (3.30)$$

Donde:

$$EK = \frac{v_{sg} v_m \rho_{ns}}{144 g_c P} \quad (3.31)$$

$$\rho_{ns} = \rho_L f_L + \rho_g (1 - f_L) \quad (3.32)$$

$EK$  = Energía Cinética.

$v_{sg}$  = Velocidad superficial del gas.

$v_m$  = Velocidad de la mezcla.

$g_c$  = Factor de conversión, *Adi*.

$P$  = Presión.

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla, *Lb/ft<sup>3</sup>*.

### **Correlación de Hagedorn & Brown<sup>13</sup>**

Esta correlación se desarrollo realizando trabajos experimentales en pozos verticales de aproximadamente 1,500 pies y tubería de 1, 1<sup>1/4</sup> y 1<sup>1/2</sup> pulgadas y con un amplio rango de condiciones la cuales son:

- Viscosidad entre 1° y 110 Cp a 80°F
- GOR menor a 5000
- Gravedad API entre 25 a 40

Los aspectos principales de dichas correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.

- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico
- El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

Según los autores:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_T = \frac{1}{144} \left[ \rho_m \frac{f_m \rho_m v_m}{2g_c d} + \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2g_c \Delta z} \right] \quad (3.33)$$

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla,  $Lb / ft^3$ .

$v_m$  = Velocidad de la mezcla,  $ft / sec$ .

$g_c$  = Factor de conversión.

$\Delta z$  = Delta de Profundidad.

$d$  = Diámetro de la tubería,  $in$ .

El método representa buenos resultados en pozos verticales con o sin corte de agua. También, en flujo burbuja a altas tasas de flujo.

El gradiente de fricción es despreciable cuando la presión promedio es mayor a 150 psia.

### **3.5.2 Modelos Mecanísticos.**

Los modelos mecanísticos intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno bajo estudio aplicando principios fundamentales como el de conservación de masa, cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los flujos. Entre los modelos mecanísticos se destacan los desarrollados por Ansari et al (1994) y Gómez et al (2000). Estos modelos se pueden usar especialmente en casos de flujo multifásico, vertical y ascendente. Este enfoque trata de arrojar más luz sobre los fenómenos físicos. El postulado fundamental en este método es la existencia de varios Patrones de Flujo.

El principal objetivo de este enfoque es predecir el Patrón de Flujo existente para un sistema en particular. Luego para cada patrón de flujo se emplea un modelo diferente para predecir la hidrodinámica y la transferencia de calor correspondiente.

Estos modelos son más confiables y generales debido a que incorporan los mecanismos y los parámetros importantes de flujo.

#### **Modelo Mecanístico de Ansari et al. (1994)<sup>3</sup>**

El modelo de Ansari et al., fue desarrollado como parte del programa “Tulsa University Fluid Flow Projects” (TUFFP). El exhaustivo modelo fue desarrollado para predecir patrones de flujo y características de los mismos, para flujo

ascendente en dos fases. El modelo mecanístico exhaustivo está compuesto para predecir el patrón de flujo y un conjunto de modelos independientes para predecir el “holdup” y caídas de presión en patrones burbuja, tapón y anular. El modelo fue evaluado con una base de datos de TUFFP de 1712 pozos, y con 371 pozos de la base de datos de Prudhoe Bay. El modelo fue comparado con seis correlaciones empíricas comunes y el modelo mecanístico de Hasan & Kabir.

El modelo tiene un excelente comportamiento para flujo anular y flujo burbuja. A nivel global, el modelo presentó el segundo menor error después de Hagerdon & Brown.

### **Modelo Mecanístico Unificado de Dos Fases (TUFFP)<sup>25</sup>**

El modelo unificado de TUFFP es un modelo mecanístico para predecir patrones de flujo en transición, gradientes de presión, “holdup” de líquido y características de flujo “slug” en tubería de gas – líquido. El modelo fue validado para todos los ángulos de inclinación. Este modelo unificado fue desarrollado por Zhang et al<sup>21</sup>.

El concepto del principio fundamental es la condición de las acciones del flujo “slug”, para los límites de transición con los otros patrones de flujo. Los patrones de transición desde flujo “slug” a flujo estratificado y/o anular son predicho utilizando la solución de la ecuación de momento para flujo “slug”. La zona total de la película es tratada como el volumen de control y el intercambio de momento entre el cuerpo de “slug”, y la zona de la película es introducida dentro de la ecuación combinada de momento. Este acercamiento difiere de los métodos tradicionales al usar por separado los modelos mecanísticos y correlaciones para cada transición. El beneficio de un simple modelo hidrodinámico es que los patrones de flujo en transición, características de slug, *holdup* de líquido y gradiente de presión son implícitamente relacionados.

Las relaciones de cierre en el modelo se basan en programas centrados en la investigación experimental de Tulsa y en otros lugares. Con nuevas mejoras, el modelo unificado es actualizado y validado.

**Tabla 3. Características de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos.**

Modelo	Tipo de modelo	Año de desarrollo	Aplicación a flujo vertical	Holdup de líquido	Mapa de flujo	Fluido
Ansari	Modelo Mecanístico	1994	Si	Si	Si	
Aziz, Govier & Fogarasi	Correlación Empírica	1972	Si	Si	Si	O,W,G
Baxendell & Thomas	Correlación Empírica		Si	No	No	
Beggs & Brill	Correlación Empírica	1973	Si	Si	Si	G,W
Duns & Ros	Correlación Empírica	1961	Si	Si	Si	O,W,G
Hagedorn & Brown	Correlación Empírica	1965	Si	Si	No	O,G,W
HTFS homogeneous	Modelo Mecanístico		Si	No	No	
HTFS liquid slip	Modelo Mecanístico		Si	Si	No	
Orkiszewski	Correlación Empírica	1967	Si	Si	Si	O,W,G
TUFFP	Modelo Mecanístico	2003	Si	Si	Si	
Xiao	Modelo Mecanístico	1990	No	Si	Si	O,W,G

**Fuente:** Piping Equipment-Hysys.

## 4. TRANSFERENCIA DE CALOR

Por definición, el calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, en el sentido que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas.

Los mecanismos de transferencia de calor se pueden clasificar e acuerdo con la relación existente entre las formas de energía y la sustancia de trabajo. Estos mecanismos son: conducción, convección y radiación.

### 4.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

**4.1.1 Conducción.** La conducción es el transporte de calor a través de una sustancia y tiene lugar cuando se ponen en contacto dos objetos a diferentes temperaturas. El calor fluye desde el objeto que está a mayor temperatura hasta el que la tiene menor. La conducción continúa hasta que los objetos alcanzan la misma temperatura (equilibrio térmico).

Para entender este proceso se debe tener en cuenta las “colisiones de las moléculas”. En la superficie de contacto de los dos objetos las moléculas del objeto que tiene mayor temperatura, que se mueven más deprisa, colisionan con las del objeto que está a menor temperatura, que se mueven más despacio. A medida que colisionan, las moléculas rápidas ceden parte de su energía a las más lentas. Estas a su vez colisionan con otras moléculas contiguas. Este proceso continúa hasta que la energía se extiende a todas las moléculas del objeto que estaba inicialmente a menor temperatura. Finalmente todas alcanzan la misma energía cinética y en consecuencia la misma temperatura.

La ecuación de conducción es conocida como la **Ley de Fourier**:

$$q_{cond} = -k_m A dT / dX \quad (4.1)$$

Donde

$q_{cond}$  Calor transferido por conducción, BTU/h

$k_m$  Conductividad térmica del material, BTU/h ft °F

$A$  Área transversal del flujo de calor, ft<sup>2</sup>

$dT/dX$  Gradiente de temperatura en la dirección de transferencia, °F/ft

El signo negativo indica que la transferencia de calor ocurre de la zona de mayor a la de menor temperatura.

**4.1.2 Convección.** Este mecanismo de transferencia de calor es el flujo de calor mediante corrientes dentro de un fluido (líquido o gaseoso). Es el desplazamiento de masas de algún líquido o gas. Cuando una masa de un fluido se calienta al estar en contacto con una superficie caliente, sus moléculas se separan y se dispersan, causando que la masa del fluido llegue a ser menos densa. Cuando llega a ser menos denso se desplazará hacia arriba u horizontalmente hacia una región fría, mientras que las masas menos calientes, pero más densas, del fluido descenderán o se moverán en un sentido opuesto al movimiento de la masa más caliente (el volumen del fluido menos caliente es desplazado por el volumen más caliente). Mediante este mecanismo los volúmenes más calientes transfieren calor

a los volúmenes menos calientes de ese fluido. Este proceso puede ser natural o forzado.

La transferencia de calor por convección libre o natural se da cuando existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o un gas, produciendo un movimiento del fluido por la diferencia de densidades que resultan del gradiente de temperaturas en el fluido. Este movimiento es el que transporta el calor de la fuente al cuerpo receptor.

Cuando existe una fuerza motriz exterior, como el viento, que mueva un fluido sobre una superficie a diferente temperatura se producirá una transferencia de calor por convección forzada, aumentando esta con el incremento de la velocidad del viento. A menudo la transferencia de calor por convección forzada es más importante que la natural debido a que su magnitud es mucho mayor.

La ecuación para la transferencia de calor por convección, también llamada **Ley de enfriamiento de Newton** es:

$$q_{conv} = \bar{h}A\Delta T \quad (4.2)$$

Donde

$q_{conv}$  Calor transferido por convección, BTU/h

$\bar{h}$  Coeficiente convectivo promedio, BTU/h ft<sup>2</sup> °F

$\Delta T$  Delta de temperatura, °F

**4.1.3 Radiación.** Tanto la conducción como la convección requieren la presencia de materia para transferir calor. La radiación es un método de transferencia de calor que no precisa de contacto entre la fuente de calor y el receptor. No se produce ningún intercambio de masa y no se necesita ningún medio material para

que se transmita. En otras palabras la radiación está definida como la continua emisión de energía de la superficie de todos los objetos.

La ecuación de transferencia de calor por radiación es conocida como **Ley de Stefan Boltzmann**:

$$q_{rad} = \sigma \varepsilon A (T_1^4 - T_2^4) \quad T_1 > T_2 \quad (4.3)$$

Donde

$q_{rad}$  Calor transferido por radiación, BTU/h

$\sigma$  Constante de Stefan Boltzmann =  $1.77 \cdot 10^{-9}$ , BTU/h ft<sup>2</sup> °R<sup>4</sup>

$\varepsilon$  Emisividad de la superficie

$A$  Área de la superficie emisora, ft<sup>2</sup>

$T_1$  Temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura, °R

$T_2$  Temperatura absoluta del cuerpo a menor temperatura, °R

En pozos geotérmicos es de gran importancia considerar las pérdidas de energía, por lo que se hace necesario conocer los conceptos básicos de las formas de transmisión de calor en los lugares donde se presentan estas pérdidas. No todo el calor producido llega a superficie, durante su transporte se presentan pérdidas a sus alrededores, llegar a estimar y a mitigar estas pérdidas es una de las partes más importantes en la producción de vapor en pozos geotérmicos.

Principalmente las pérdidas de calor en este tipo de yacimientos ocurren a medida que el fluido va ascendiendo, el cual comienza a transferir calor a las formaciones adyacentes, esto se debe a la diferencia de temperatura que existe entre ambos. En estas líneas intervienen siempre dos de los mecanismos de transferencia de

calor antes mencionados, convección y radiación entre el fluido y la formación adyacente.

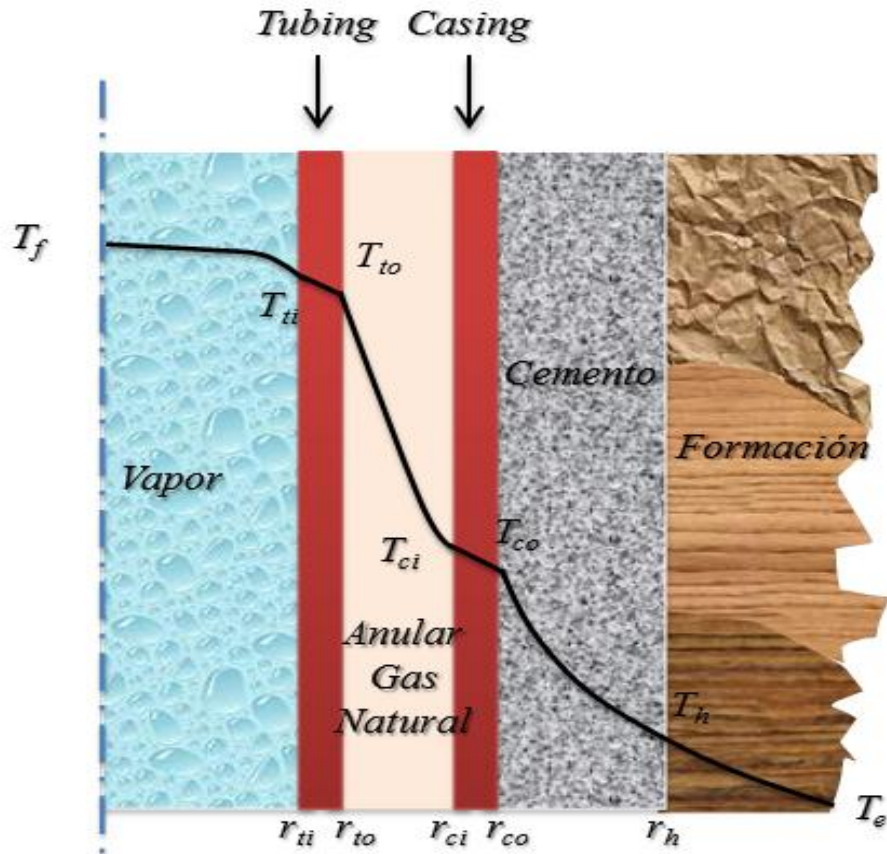
En general las pérdidas no son fáciles de calcular, debido a que estos cálculos dependen de las condiciones del medio ambiente, las cuales, evidentemente, cambian de manera continua. Es importante mencionar que entre mayor sea el caudal del fluido que fluye a través de la tubería, serán menores las pérdidas de calor en este proceso.<sup>15</sup>

#### **4.2 TRANSFERENCIA DE CALOR EN TUBERIA VERTICAL**

En el flujo vertical, el calor es transferido en el interior de la tubería por convección forzada. La transferencia de calor que ocurre en la tubería está dada así: del fluido al casing, luego al revestimiento, siguiendo aislante (si lo hay), luego y el cemento y por último a las formaciones adyacentes.

En la siguiente figura se muestra como se da el fenómeno de transferencia de calor en la tubería y las diferencias de temperatura, teniendo en cuenta que esta no tiene aislante.

**Figura 13. Perfil de Temperatura para un Pozo Convencional.**



**Fuente:** Cabarcas Manuel Enrique. Mecanismos de producción. UIS. 2010.

La pérdida de calor del fluido en el pozo depende de la distribución de temperatura que hay en la formación. La distribución de la temperatura alrededor de un pozo fue modelada por Ramey (1962), asumiendo el radio del pozo prácticamente despreciable. La hipótesis, sólida para algunos casos, podría llevar a predicciones poco realistas de comportamientos en tiempos tempranos.

**4.1.4 Coeficiente de transferencia de calor.** La transferencia de calor radial entre el fluido del pozo y la formación ocurre superando varias resistencias en serie, tales resistencias son mostradas en la figura 11. En estado estable, el flujo de calor a través del pozo por unidad de longitud del pozo  $Q$ , puede ser expresado por la ecuación:

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_h) \quad (4.4)$$

Donde

$Q$  Tasa de transferencia de calor por unidad de longitud, BTU/h ft

$r_{to}$  Radio externo del tubing, ft

$U_{to}$  Coeficiente global de transferencia de calor, BTU/h ft<sup>2</sup> °F

$T_f$  Temperatura de saturación del fluido, °F

$T_h$  Temperatura del wellbore o hueco, °F

En la ecuación (4.4),  $U_{to}$  se define como el coeficiente global de transferencia de calor, basado en el área de la superficie exterior del tubing,  $2\pi r_{to}$ , y la diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la interfase pozo-formación,  $(T_f - T_h)$ .

Se asume que la transferencia de calor se realiza en estado estable; y por lo tanto, el calor que fluye a través de cada uno de los elementos debe ser el mismo. Esta suposición de transferencia de calor en estado estable permite escribir la tasa de transferencia de calor a través de cada elemento en términos de la diferencia de temperatura a través del elemento y la resistencia ofrecida por ese elemento.

El coeficiente global de transferencia de calor ( $U_{to}$ ), está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{to} / r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{ins} / r_{to})}{k_{ins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} (h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{co} / r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb} / r_{co})}{k_{cem}}$$

(4.5)

Donde

$r_{to}$  Radio externo del tubing, ft

$r_{ti}$  Radio interno del tubing, ft

$r_{ins}$  Radio del aislante, ft

$r_{wb}$  Radio del wellbore, ft

$r_{co}$  Radio externo del casing, ft

$r_{ci}$  Radio interno del casing, ft

$k_t$  Conductividad térmica del tubing, BTU/h ft °F

$k_{ins}$  Conductividad térmica del aislante, BTU/h ft °F

$k_c$  Conductividad térmica del casing, BTU/h ft °F

$k_{cem}$  Conductividad térmica del cemento, BTU/h ft °F

$h_r$  Coeficiente de radiación en el espacio anular, BTU/h ft<sup>2</sup> °F

$h_c$  Coeficiente de convección natural en el espacio anular, BTU/h ft<sup>2</sup> °F

$h_i$  Coeficiente de convección forzada entre el fluido caliente y la pared interna de la tubería de producción, BTU/h ft<sup>2</sup> °F

No todos los componentes mostrados en la figura 11 están presentes en todos los estados mecánicos de los pozos, aunque algunos elementos ofrecen poca resistencia al flujo de calor, aun cuando están presentes. De esta forma, para un pozo convencional no existe aislamiento del tubing, lo cual permite eliminar el término que involucra  $k_{ins}$ . En la ecuación (4.5). También se puede asumir que el coeficiente de transferencia de calor del fluido es tan alto que  $T_f$  puede asumirse igual a  $T_{ii}$ . Los altos valores de conductividad térmica de los metales, acoplado con las paredes relativamente delgadas del *tubing* y *casing*, permite asumir que la diferencia de temperatura a través de las paredes del *tubing* y *casing* se pueden despreciar, es decir  $T_{ii} = T_{to}$  y  $T_{ci} = T_{co}$ . Por lo tanto,  $U_{to}$  para un pozo convencional se puede calcular a partir de esta ecuación:

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to} \ln(r_{ins} / r_{to})}{k_{ins}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb} / r_{co})}{k_{cem}} \quad (4.6)$$

La resistencia a la transferencia de calor ofrecida por el anular, representada por el primer término de la ecuación (4.6), involucra mecanismos de transferencia de calor por radiación.

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1 BASE DE DATOS EXPERIMENTAL.

Con el fin de validar el estudio comparativo de los modelos mecanísticos y correlaciones empíricas, objetivo principal de este trabajo, se tomó como referencia datos de un pozo geotérmico (pozo KE1-22) encontrado en la literatura, el cual contenía las propiedades y características suficientes para realizar el estudio, los demás pozos referenciados en el artículo “Development of New Geothermal Wellbore Holdup Correlations Using Flowing Well Data”<sup>1</sup>, no contaban con las propiedades necesarias (Coeficiente Global de Transferencia de Calor), principal parámetro en este tipo de pozos, lo cual llevaba a suposiciones y por ende a entregar datos inciertos.

Basándose en publicaciones hechas anteriormente, en la Tabla 4, se muestra la comparación del comportamiento del pozo bajo estudio (KE1-22) frente a algunos pozos geotérmicos a nivel mundial, en el cual los autores tuvieron en cuenta presión, temperatura, calidad y régimen de flujo en cabeza, presente en dichos pozos, estos fueron seleccionados ya que son objeto de estudio en el tema de pozos geotérmicos. Para el caso del pozo HGP-A no se describe régimen de flujo, debido a que este fluido no presenta una segunda fase al interior del pozo comportándose en mayor parte como vapor, lo cual significa que no existe patrón a analizar (Kiahara et al. 1977).<sup>14</sup>

**Tabla 4. Estudio Comportamiento de Diversos Pozos Geotérmicos a Nivel Mundial.**

<b>POZOS</b>	$P_{CABEZA}$ (Psia)	$T_{CABEZA}$ (°F)	<b>CALIDAD</b>	<b>REGIMEN DE FLUJO</b>
<b>HGP-A</b>	61	300	0,630	
<b>East Mesa 6-1</b>	48	248	0,140	Flujo Anular
<b>M-90</b>	605	518	0,150	Flujo Burbuja
<b>KJ-9</b>	251	392	0,080	Flujo Anular
<b>Ngawha 11</b>	302	410	0,025	Flujo Anular
<b>KE 1-22</b>	181	374	0,0136	Flujo Tapón

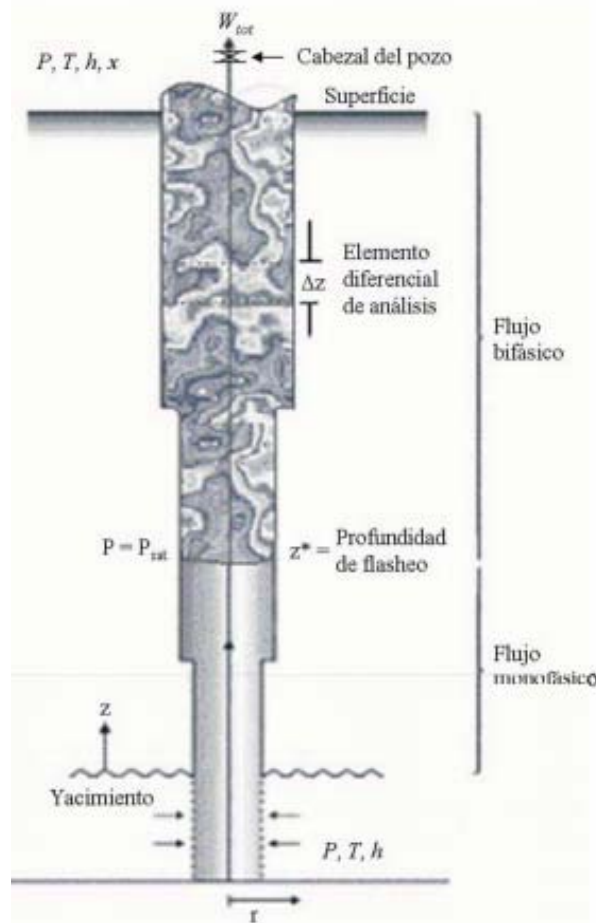
En cuanto a la ubicación de cada pozo mencionado en la Tabla 4 se encontró que el pozo HGP-A está ubicado en Hawái con una profundidad total de 6450 ft (Kihara et al. 1977), el pozo East Mesa 6-1 se encuentra en California a 8202 ft de profundidad (Lundberg. 1973), en México y con una profundidad de 4265 ft, está el pozo M-90 localizado en la parte sur del campo geotérmico Cerro Prieto (Ambastha & Gudmundsson. 1986). En Europa, precisamente en Islandia se encuentra el pozo KJ- 9 ubicado en el campo Krafla a 4104 ft de profundidad referenciado por (Ryley & Parker. 1982), en Nueva Zelanda y con una profundidad de 3116 ft está ubicado el pozo Ngawha-11. (Bixley. 1984).<sup>15</sup>

Las pruebas se realizaron en el pozo geotérmico KE1-22. Ubicado en Japón. En la Tabla 5, se muestra un resumen de la base de datos utilizada, los cuales fueron tomados del artículo Hasan A. R & Kabir A.R (2010).

**Tabla 5. Datos de Entrada Pozo Geotérmico KE1-22**

<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>UNIDADES</b>	
<b>Temperatura ambiente</b>	°F	68
<b>Diámetro Externo Tbg</b>	In	9,625
<b>Diámetro Interno Tbg</b>	In	8,819
<b>Espesor del aislante</b>	Ft	0
<b>Profundidad</b>	Ft	2957
<b>Entalpia de liquido</b>	Btu/Lbm	444
<b>Entalpia de Vapor</b>	Btu/Lbm	1205,3
<b>Entalpia</b>	Btu/Lbm	427,8
<b>Presión de operación</b>	Psia	477,4
<b>Rugosidad</b>	Ft	0
<b>Calidad de Vapor</b>	Fracción	0,0136
<b>Tasa de alimento</b>	Lb/hr	0,198x10 <sup>6</sup>
<b>Gradiente Geotérmico</b>	°F/100Ft	12,175
<b>Densidad del líquido</b>	Lb/Ft <sup>3</sup>	51,03
<b>Densidad del vapor</b>	Lb/Ft <sup>3</sup>	1,02
<b>Viscosidad del líquido</b>	Cp	0,144
<b>Viscosidad del vapor</b>	Cp	0,013
<b>Tensión interfacial del liquido</b>	Dynes/cm	28.8

**Figura 14. Esquema de un pozo geotérmico.**



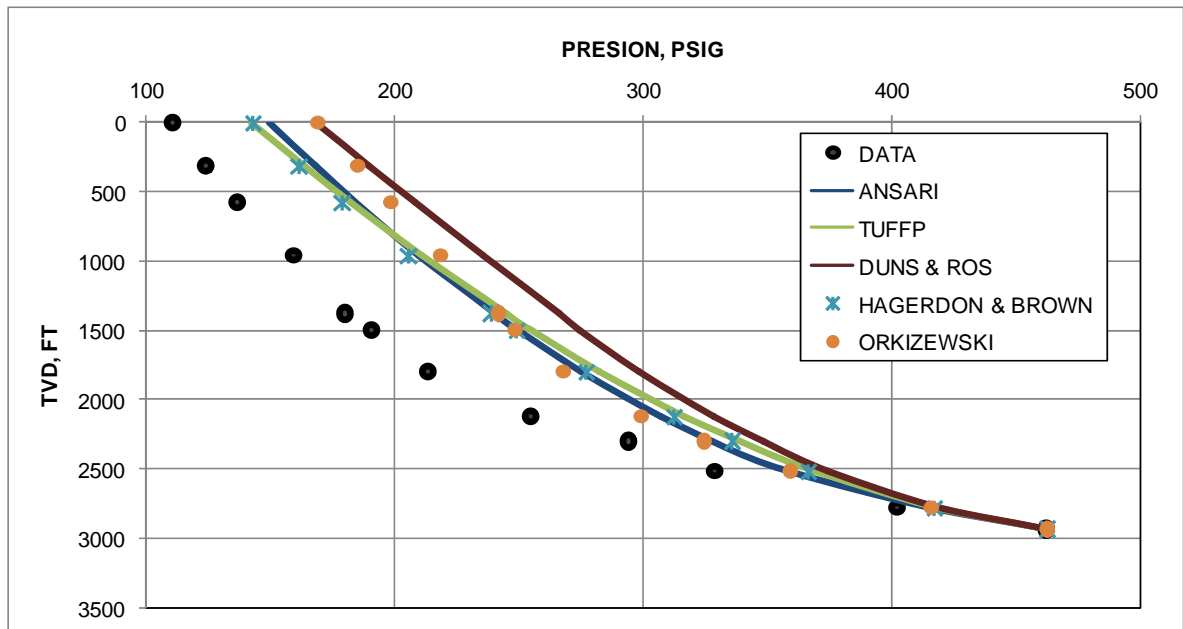
**Fuente:** Álvarez del Castillo. A., Santoyo. E., Garcia-Valladares. O., Sanchez-Upton. P. Evaluación estadística de correlaciones de fracción volumétrica de vapor para la modelación numérica de flujo bifásico en pozos geotérmicos. Revista Mexicana de Ingeniería Química, vol. 9. 2010.

## 5.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En la Figura 13, se compara el gradiente de presión calculado por cada una de las correlaciones y modelos para el pozo KE1-22. Estos resultados demuestran que hay múltiples regímenes de flujo a diferentes profundidades. Empezando con una fase simple de agua caliente desde el fondo de pozo, pasando luego a flujo burbuja a una profundidad de 2900 ft y por último a 2600 ft empieza un régimen

intermitente. Para la mayoría de los modelos se determinó que desde esa profundidad empieza el régimen tapón (Slug) y llega a cabeza de pozo con este mismo régimen. Otros sin embargo, como Orkiszewski (1967) determinan régimen tapón a 2600 ft y terminan en flujo niebla (mist) en cabeza de pozo.

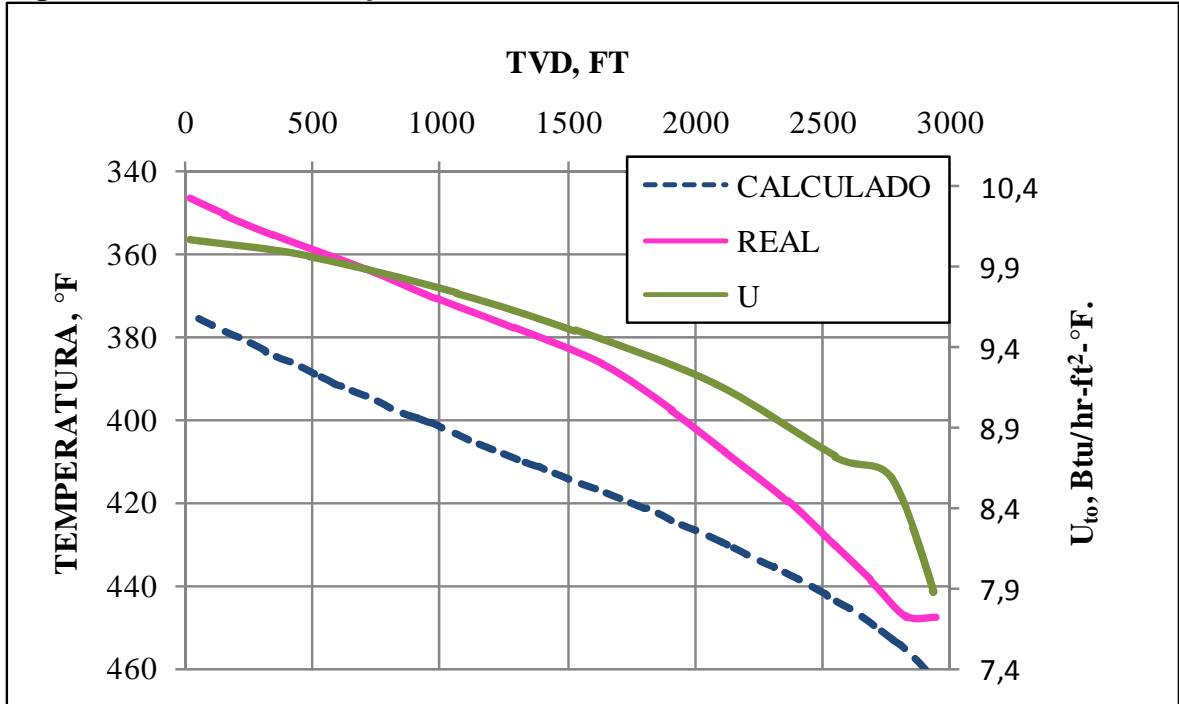
**Figura 15. Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del pozo geotérmico KE1-22. Perfil de Presión.**



**Fuente:** Autores.

Utilizando la correlación con mejor desempeño que en este caso es Hagedorn & Brown (1965), se determina el perfil de temperatura del fluido para el pozo KE1-22 (Ver Figura 14.). El coeficiente de transferencia de calor calculado en este caso varía de 7,4 Btu/hr-ft<sup>2</sup>-°F en fondo a 10 Btu/hr-ft<sup>2</sup>-°F en cabeza de pozo. También, la presión es directamente proporcional a la temperatura del fluido que igualmente está lejos de los datos reales.

**Figura 16. Perfil de Temperatura Pozo Geotérmico KE1-22.**



**Fuente:** Autores.

Para este caso, la calidad del fluido en cabeza de pozo es de 0,044 en fracción. En caso tal de que se aumentara el coeficiente de transferencia de calor, como lo asegura el autor Hasan & Kabir (2010)<sup>15</sup>, la calidad de vapor hubiera sido menor debido a que una mayor transferencia de calor conduce a una baja entalpia en cabeza y como consecuencia una disminución de la calidad del vapor. Es importante tener en cuenta que a mayores pérdidas de calor no necesariamente habrá pérdidas mayores de presión. En los casos en que las pérdidas de presión por fricción predominan, por ejemplo, cuando la calidad del vapor es muy alta, mayores serán las pérdidas de calor lo cual conduce a una disminución de la calidad y por consecuencia disminuye las pérdidas por fricción y habrá una compensación por pérdidas de calor en el gradiente de elevación. Por lo tanto, un

riguroso cálculo de transferencia de calor, junto con los cálculos de gradiente de presión son esenciales para pozos geotérmicos (Hasan & Kabir. 2010).

### **5.3 TECNICA ESTADISTICA PARA LA COMPARACION DEL DESEMPEÑO DE LOS MODELOS SELECCIONADOS.<sup>8</sup>**

Para realizar la comparación de los gradientes de presión predichos por los modelos y correlaciones con el gradiente de presión experimental, se emplean los siguientes 6 parámetros estadísticos para cada correlación y modelo, comúnmente utilizados por Xiao et al. (1990).

Se seleccionó esta técnica de estadística ya que, es la más adecuada y sencilla para comparar los modelos, por ejemplo, si se tiene duda entre 2 modelos, fácilmente con estos parámetros se puede evidenciar cual tiene más tendencia a acercarse o alejarse de los datos reales.

Otro motivo por el cual se utilizó esta técnica es el impedimento de usar otro parámetro estadístico, debido a que solo se cuenta con datos de pruebas de un solo pozo a falta de dato de otros, por lo cual no se pudo realizar una comparación estadística con otros datos y otros tipos de parámetros.

**Tabla 6. Definición de los parámetros estadísticos.**

PARÁMETRO ESTADÍSTICO	DEFINICIÓN
$E_1(\%)$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \right)$
$E_2(\%)$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \left  \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \right  \right)$
$E_3(\%)$	$\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 - E_1 \right)^2}$
$E_4(\text{Psia})$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta P_c - \Delta P_m)$
$E_5(\text{Psia})$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n ( \Delta P_c - \Delta P_m )$
$E_6(\text{Psia})$	$\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\Delta P_c - \Delta P_m - E_4)^2}$

$n =$  Numero de datos medidos.

$\Delta P_c =$  Caída de presión calculada, psia.

$\Delta P_m =$  Caída de presión medida, psia.

El error promedio porcentual,  $E_1$ , y el error promedio,  $E_4$ , son mediciones de la concordancia de los datos predichos y medidos. Estos indican el grado de sobrepredicción (valores positivos) o bajopredicción (valores negativos). El error porcentual absoluto promedio,  $E_2$ , y el error absoluto promedio,  $E_5$ , son considerados más importantes que  $E_1$  y  $E_4$ , porque los errores negativos y positivos no cancelan el resultado. La desviación estándar,  $E_3$  y  $E_6$ , indican el grado de dispersión de los errores con respecto al promedio,  $E_1$  y  $E_4$ .

Los primeros tres parámetros son los más apropiados en el uso de la evaluación de valores pequeños, considerando el resto de los tres para valores grandes. En este estudio, todos los seis parámetros son considerados en la evaluación.

#### 5.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LOS MODELOS MECANÍSTICOS Y LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS.

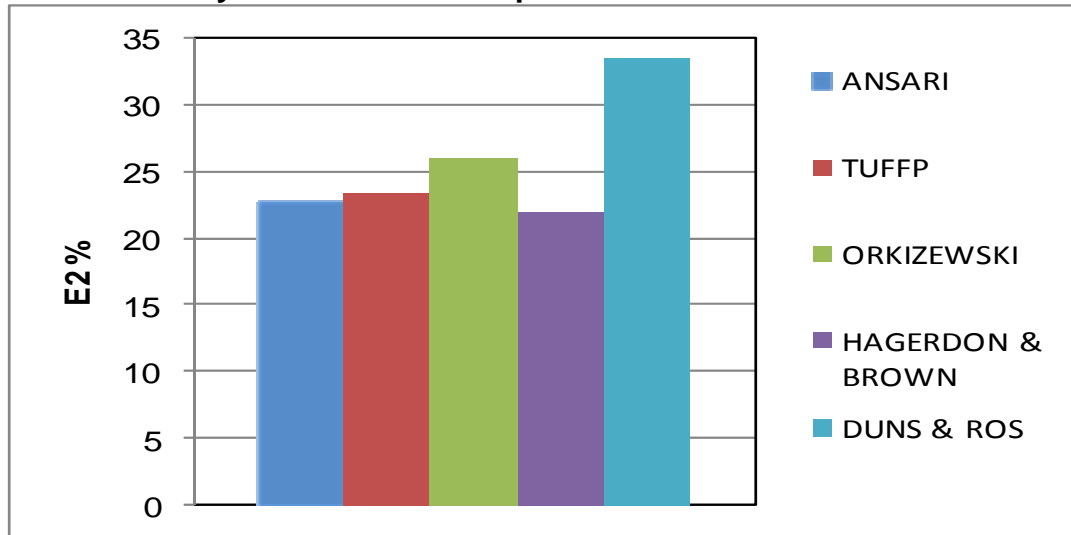
La jerarquización de los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas se realiza en función del error porcentual absoluto promedio  $E_2$ . Los resultados de la evaluación se presentan en la Tabla 7, donde también se incluyen los demás parámetros estadísticos para cada uno.

**Tabla 7. Resultados de los parámetros estadísticos para cada modelo.**

	ANSARI	TUFFP	ORKIZEWSKI	HAGERDON & BROWN	DUNS & ROS
$E_1, (\%)$	-22,6	-23,42	-25,95	-21,84	-33,32
$E_2, (\%)$	22,7	23,44	25,97	21,85	33,33
$E_3, (\%)$	13,3	12,47	18,02	11,58	19,55
$E_4, (Psia)$	-40,5	-43,75	-43,99	-40,60	-59,46
$E_5, (Psia)$	40,6	43,81	44,05	40,66	59,52
$E_6, (Psia)$	19,1	20,80	21,04	18,86	27,28

En la Tabla 7, utilizando el error porcentual  $E_2$ , se observa que la correlación de Hagerdon & Brown (1965) presenta el mejor desempeño en la predicción del gradiente de presión con un error absoluto promedio de 21,85%, seguido del modelo mecanístico de Ansari et al. (1994) con un error absoluto promedio de 22,7% y el tercer mejor desempeño lo obtiene el modelo mecanístico de TUFFP con un error absoluto promedio de 23,22%.

**Figura 17. Comparación del Error Porcentual Promedio para los modelos Mecanísticos y Correlaciones Empíricas.**



**Fuente:** Autores.

En la figura 17 se observa los porcentajes de error entre las caídas de presión medidas y las simuladas, para el caso base (pozo KE1-22) y para cada uno de las correlaciones y modelos seleccionados, La caída de presión es la correspondiente entre la presión de fondo fluyendo y la presión de cabeza de pozo. En el cual podemos observar que Hagerdon & Brown es la correlación que mejor predice el comportamiento de la caída de presión es este pozo en particular con un error de 21,85%.

## CONCLUSIONES

- Basándose en los resultados de los parámetros estadísticos empleados, se encontró que ninguna de las correlaciones empíricas y modelos mecanísticos evaluados en este trabajo fue capaz de proporcionar datos simulados de presión y temperatura en concordancia total con los datos medidos en el pozo geotérmico KE1-22. Esto se debe a la complejidad que existe en conocer con precisión los patrones de flujo bifásico que dominan en el interior de los pozos geotérmicos, razón por la cual no se tiene aun disponible en la literatura geotérmica ninguna correlación que involucre la fracción volumétrica de vapor parámetro fundamental para esta aplicación lo cual influye en la presión y la temperatura. Pero a pesar de esta limitación, algunas de las correlaciones resultaron apropiadas para describir el flujo bifásico presente en el pozo estudiado como fue el caso de la correlación de Hagerdon & Brown (1965).
- La correlación de Hagedorn& Brown (1965) obtuvo el mejor desempeño con un error absoluto promedio de 21,85% y el modelo mecanístico de Ansari et al. (1994) con un error absoluto promedio de 22,7%. Es importante destacar que aunque el modelo mecanístico de Ansari (1994), considera los patrones de flujo, la correlación de Hagerdon& Brown obtuvo el mejor desempeño debido a que esta correlación fue probada en pozos verticales con flujo ascendente demostrando buenos resultados. Pero al analizar los tres primeros modelos estudiados, dos de los modelos mecanísticos tienen errores menores del 25%.
- El peor desempeño lo obtuvo la correlación de Duns& Ros con un error porcentual absoluto promedio de 33,33% debido a que su diseño experimental fue probado con gases condensados.

- El desempeño de los modelos se ve afectado por la calidad de los datos del campo más no por el diseño de cada modelo.
- Debido a las grandes profundidades y al no tener un aislante del pozo se encontró que, hay mayores pérdidas de calor y como consecuencia hay un incremento en las pérdidas de presión logrando que la calidad de vapor en cabeza sea baja.
- Una buena manera de mejorar las correlaciones existentes podría consistir en crear una correlación la cual involucre los parámetros de fracción volumétrica de vapor y líquido para este tipo de pozos.
- En este estudio se demostró que los modelos mecanísticos no son buenos para estimaciones de pérdidas de presión y perfiles de temperatura en pozos geotérmicos.

## RECOMENDACIONES

- Como recomendación los autores de este trabajo proponen realizar un análisis estadístico comparativo de las correlaciones y modelos mecanísticos más apropiados para la elaboración de estos casos ya que en la literatura no se encuentran dichos análisis.
- Sería interesante usar datos de un pozo geotérmico ubicado en Colombia para realizar este mismo estudio.
- Se recomienda hacer un estudio de factibilidad de los procesos involucrados en la producción de fluidos geotérmicos y de este modo determinar la viabilidad de estos proyectos.

## REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

[1] ALVARADO, Duglas A.; BANZER, Carlos. Recuperación Térmica de Petróleo. Re-editado y corregido por Dr. Adael C. Rincon Mora. Caracas. 2002.p.39.

[2] AMBASTHA, A.K.; GUDMUNDSSON, J.S. Pressure Profiles in Two-Phase Geothermal Wells: Comparison of Field Data and Model Calculations. Stanford California. 1986. June 21-23.

[3] ANSARI, A.M., et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. Journal SPE Production & Facilities. 1990. Vol. 9, no. 2, 143-151p. SPE-2063.

[4] ARAGON, A.; GARCIA, A.; GONZALEZ, E. Comparison of Measured and Simulated Pressure and Temperature Profiles in Geothermal Wells. Geofísica Internacional. 1999.

[5] BIXLEY, P.F. Personal Communication. 1984.

[6] BHARATH, R. Multiphase Flow Models Range of Applicability. CTES, L.C. 1998.

[7] BRILL, James P. Multiphase Flow in Wells. University of Tulsa. SPE. Journal of Petroleum Technology. January. 1987.

[8] CRAVINO. Annabella; PEREZ. Al Dyban; GARCIA. Francisco; GARCIA. Janneth. Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlaciones y Mecanicista en la Predicción del Gradiente de Presión de Flujo de Gas y de Líquido en Tuberías Verticales. Universidad Central de Venezuela. Revista de la Facultad de Ingeniería. 2008.

[9] C. I. José Miguel. Modelación de Flujo Bifásico en un Pozo Geotérmico. Universidad Pontificia Católica de Chile. 2006.

[10] DUNS, H.Jr; ROS, N.C.J. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Proc. Sixth World Pet. Congress. Frankfurt (Jun. 19-26, 1963). Section II. Paper 22-PD6.

[11] G. THOMAS L. Vertical Two-Phase Steam-Water Flow in Geothermal Wells Intercomp. SPE-AIME. 1974.

[12] GOMEZ, L.E.; SHOHAM, O.; SCHMIDT, Z.; CHOKSHI, R.E. y NORTHUG, T. Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. SPE Journal. 2000. Vol. 5 no. 3. p. 339-350.

[13] HAGEDORN, A.R.; BROWN, K.E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conductions. J. Pet. Tech. April. 1965. Paper 475-484.

[14] HASAN, A. R.; KABIR, C. S. Fluid Flow and Heat Transfer In Wellbores. Richardson, TX. Society of Petroleum Engineers, 2002.

[15] HASAN, A. R.; KABIR, C.S. Modeling Two-Phase Fluid and Heat Flows in Geothermal Wells. University of Minnesota. Elsevier. TX. 2010.

[16] ISAGEN. Proyecto Geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz. (en línea) [http://www.isagen.com.co/comunicados/PROYECTO\\_GEOTERMIA\\_Cartill](http://www.isagen.com.co/comunicados/PROYECTO_GEOTERMIA_Cartill). Abril. 2010.

[17] JAMES, P.B. Multiphase Flow in Wells. University of Tulsa.SPE. 1973.

[18] KYHARA, D.; CHEN, B.; YUEN, P.; TAKAHASHI, P. Summary of Results of HGP-A Well Testing. Proc., Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford Geothermal Program. Report SGP-TR-25. 1977.

[19] LUNDBERG. E.A. Geothermal Reservoir Investigations: Special Report on Test Well Mesa 6-1. U.S. Bureau of Reclamation. February. 1973.

[20] MANUAL DE REFERENCIA PIPESIM Fundamentals.2006.1. Schlumberger. 2007.

[21] NIEVA, D.; VERMA, M.; SANTOYO, E.; BARRAGAN, R.M.; PORTUGAL, E., ORTIZ, J.; QUIJANO, L. (1987). Chemical and Isotopic Evidence of Steam up-

Flow and Partial Condensation in Los Azufres Reservoir. SGP-TR-109, January 20-22. Stanford, California, USA: 12th Workshop on Geothermal Resources Engineering.

[22] ORKISZEWSKI, J. Predicting Two-Phase Pressure Drop in Vertical Pipe. J. Pet. Tech. August. 1974. Paper 829-838.

[23] POLA ALONSO, Isaac. Antecedentes y Potencial de la Energía Geotérmica. En Línea <<http://www.unioviado.es/catedrahunosa/Isaac%20Pola.pdf>> [citado el 30 de noviembre de 2009] Oviedo, España

[24] RAJAN N. C. Experimental Study and The Development Of A Mechanistic Model For Two-Phase Flow Through Vertical Tubing. University of Tulsa.SPE 35676. 1996.

[25] RAMEY, Henry J.; KRUGER, Paul.; MILLER, Frank G.; HORNER, Roland N.; BRIGHAM William E.; COUNCIL, John R. Proceedings Eleventh Workshop Geothermal Reservoir Engineering. Stanford Geothermal Program. January. 1986.

[26] ROJAS, Gustavo Adolfo y CHACON Jhon Freddy. Estudio Comparativo de las Correlaciones Empíricas y los Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2010.

[27] RYLEY, D.J.; PARKER, G.J. Flowing Geothermal Wells: Cerro Prieto Well M-91 and Krafla Well KJ-9. Computer Analysis Compared with Experimental Data. International Conference on Geothermal Energy. Italia, Paper C4. May 11-14. 1982.

[28] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA UPME. Utilización de la Energía Geotérmica. Documento Descriptivo No. ANC-660-321. Fecha: 21/03/03.

[29] UPADHYAY. R.N.; HARTZ, J.D.; TOMKORIA, B.N.; GULATI, M.S. Comparison of Calculated and Observed Pressure Drops in Geothermal Wells Producing Steam-Water Mixtures. Members SPE-AIME, Union Oil Company of California.SPE. 1977.

[30] SANTOYO, E; ÁLVAREZ DEL CASTILLO, A; GARCÍA-VALLADARES, O; SANCHEZ-UPTON. Evaluación Estadística de Correlaciones de Fracción Volumétrica para la Modelación Numérica de Flujo Bifásico en Pozos Geotérmicos. Revista Mexicana de Ingeniería de Ingeniería Química, Vol 9 N° 3, 2010. Universidad Autónoma Metropolitana-Itztapalapa. Distrito Federa, México

[31] WOLDESEMAYAT, M.A. y GHAJAR, A.J. (2007). Comparison of Void Fraction Correlations for Different Flow Patterns in Horizontal and Upward Inclined Pipes. International Journal of Multiphase Flow 33, 347-370.

[32] ZAHANG, H.Q.; WANG, Q.; SARICA, C.; BRILL, J.P. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow Slug Dynamics. Part 1: Model Development.

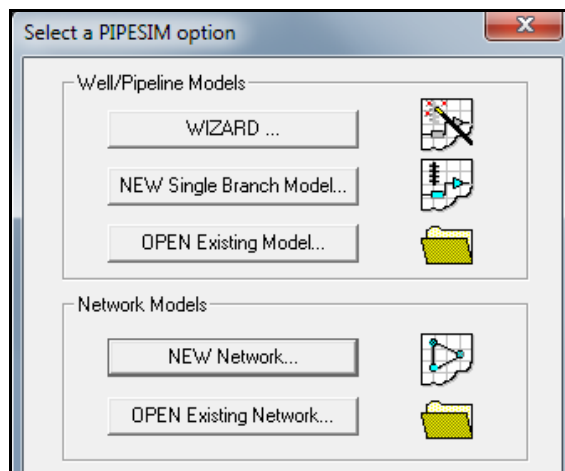
## ANEXOS

El objetivo central del desarrollo del proyecto, se refiere a la simulación de flujo de fluidos en tubería vertical, en este caso un pozo geotérmico, por medio del software PIPESIM de Schlumberger, donde ejecuta balances simultáneos de calor y presión en estado estacionario para cada tubería o segmento de tubería. A continuación se presenta una breve guía de la simulación enfocada a pozos geotérmicos, con el fin de facilitar el trabajo a estudiantes y profesionales con conocimientos en producción de vapor. Sin embargo, para la realización de corridas de simulación que aprovechen todas las herramientas del programa se recomienda acudir a manuales incorporados en el software.

### Paso 1. Iniciando el software.

1. Inicie PIPESIM desde el menú de inicio (Inicio > Todos los programas > Schlumberger > PIPESIM).
2. Escoger un “New Single Branch Model” (Pozo simple) de la pantalla “Select a PIPESIM option”.

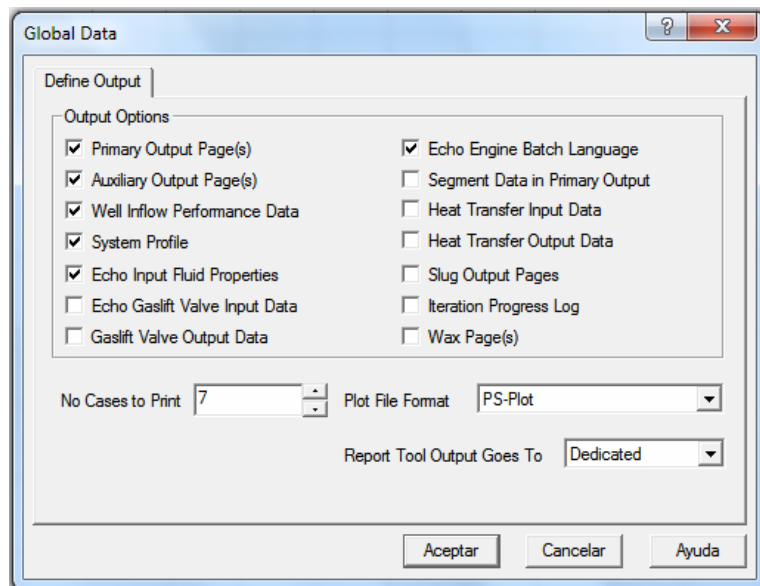
**Figura A.1** Pantalla de selección del modelo de PIPESIM.



**Fuente:** Autores.

3. En el entorno de PIPESIM nos dirigimos al menú Setup>Units, seleccionando la opción “Eng”, donde escogemos las unidades inglesas o de campo.
4. De **Setup>Define Output**, en el cuadro “No Cases to print” se ingresa el valor 7, después se seleccionan las opciones mostradas en la figura A2.

**Figura A2.** Cuadro de las opciones de salida de PIPESIM



**Fuente:** Autores

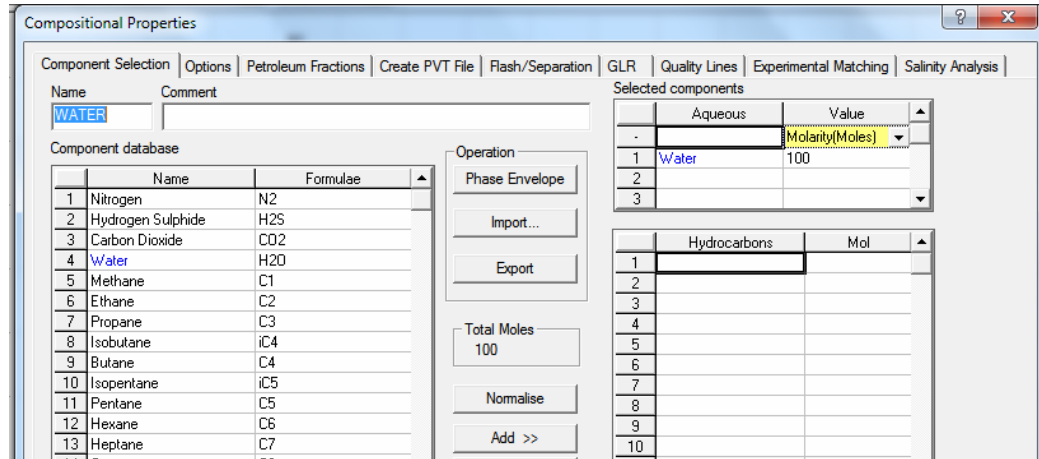
## **Paso 2. Creación del modelo de fluido (Vapor)**

Como en el presente proyecto se basa en pozos geotérmicos, el principal fluido es el vapor.

1. En **Setup>Compositional**, añadimos el componente base, en este caso es el agua (Water), ingresando un valor correspondiente a 100 moles (100% agua).

Figura A3

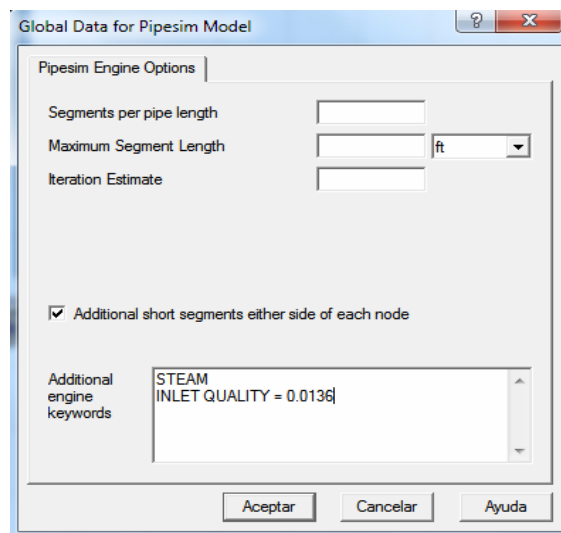
**Figura A3.** Cuadro de propiedades composicionales.



**Fuente:** Autores



2. Para seleccionar la opción de vapor, diríjase a **Setup>EngineOptions**, y escriba el comando como se muestra en la figura A4. En este caso, se digita la calidad en fondo de 0.0136.

**Figura A4.** Cuadro de Engineoptions.

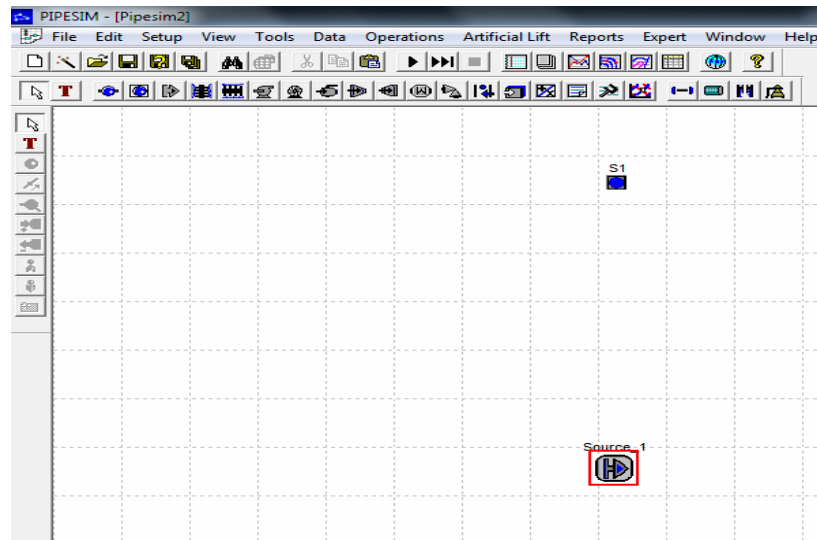


**Fuente:** Autores


### **Paso 3. Construcción física del modelo.**

1. En el entorno del simulador PIPESIM, escogemos dos nodos objetos:  
a).selecciona el botón Source  y desplace hasta el entorno de PIPESIM. b)  
selecciona el botón BoundaryNode  y desplace hasta el entorno de PIPESIM

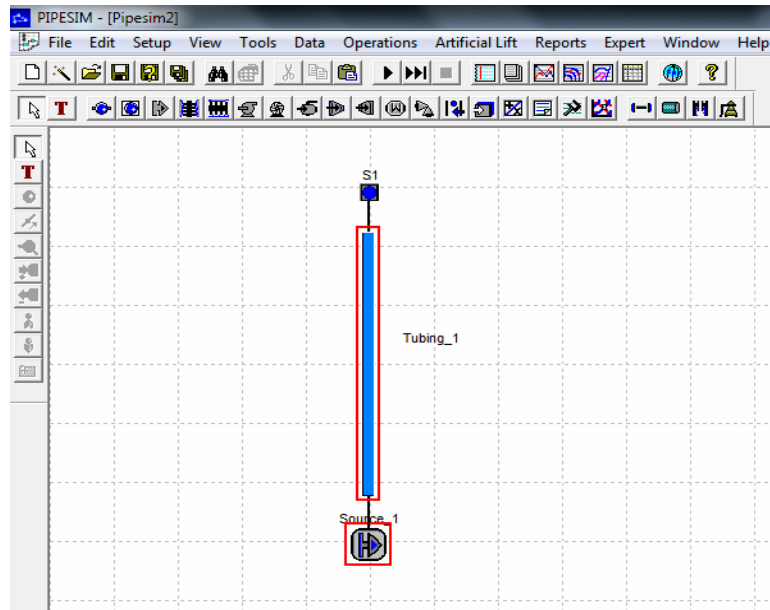
**Figura A5.** Selección de los nodos extremos.



**Fuente:** Autores

2. Seleccionar un conector que una los nodos Source y Boundary. En los casos de producción se escoge el conector tubing  uniendo a estos dos nodos:

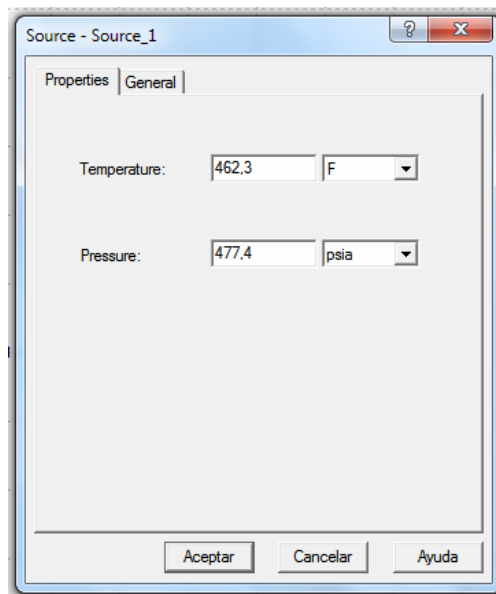
**Figura A6.** Unión de los nodos extremos.



**Fuente:** Autores

3. Haciendo doble click sobre el nodo **Source\_1**, se ingresa los datos de presión y temperatura de entrada (fondo) como se muestra en la figura A7.

**Figura A7.** Datos de entrada en nodo Source\_1.



4. Click en **aceptar**.
5. Doble click en **Tubing\_1** y aparecerá la pantalla para el ingreso de datos de entrada de la desviación del pozo. Ingresamos los datos de MD y TVD como en la figura A8.

**Figura A8.** Datos de entrada de desviación del pozo.

The screenshot shows a software window titled "Tubing - Tubing\_1" with a "Properties" tab and a "General" sub-tab. At the top, there is a "Preferred Tubing Model" dropdown set to "Detailed Model" and a "Summary Table" button. Below this, there are four tabs: "Deviation Survey", "Geothermal Survey", "Tubing Configurations", and "Downhole Equipment". The "Deviation Survey" tab is active, displaying a table with columns for MD, TVD, and Angle. The table contains 17 rows of data, with the first row being a header and the rest containing numerical values. To the right of the table, there is a "NOTE: Enter the Datum depth in the first row" and a "Dependent Parameter" section with three radio buttons: "TVD", "MD", and "Angle". The "Angle" radio button is selected. A "Calculate" button is located at the bottom right of the "Dependent Parameter" section.

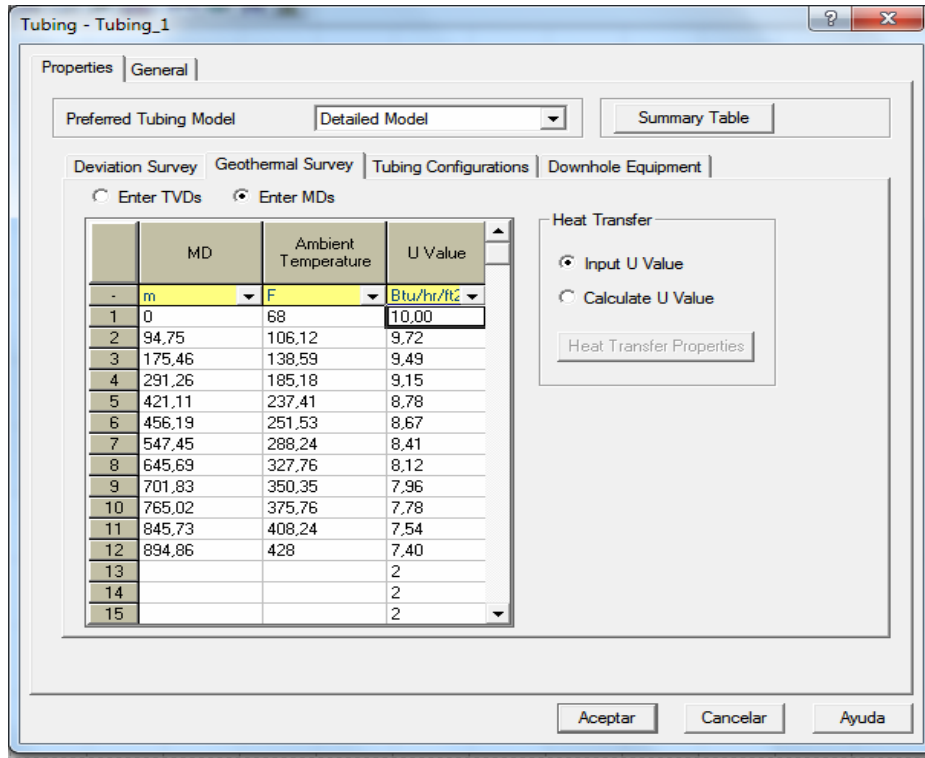
	MD	TVD	Angle
-	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	310,86	310,86	0
3	575,66	575,66	0
4	955,59	955,59	0
5	1381,6	1381,6	0
6	1496,7	1496,7	0
7	1796,1	1796,1	0
8	2118,4	2118,4	0
9	2302,6	2302,6	0
10	2509,9	2509,9	0
11	2774,7	2774,7	0
12	2935,9	2935,9	0
13			
14			
15			
16			
17			

**Fuente:** Autores

Nota: Se considera que la tubería es totalmente vertical, debido a que no hay datos de desviación del pozo, por eso TVD es igual a MD.

6. Click sobre **“GeothermalSurvey”**, ingrese los valores de TVD, temperatura ambiente y U (coeficiente de transferencia de calor).

**Figura A9.** Datos de entrada de GeothermalSurvey.



**Fuente:** Autores.

Nota: El Coeficiente de transferencia de calor (U) ingresado en GeothermalSurvey, se calcula con la fórmula del capítulo 4.

7. Click sobre **“TubingConfigurations”**, se ingresan los datos del diámetro de la tubería y la profundidad del diámetro seleccionado.
8. Click en aceptar para salir de la pantalla.

**Figura A10.** Datos de entrada de TubingConfigurations.

The screenshot shows a software window titled 'Tubing - Tubing\_1'. It has a 'Properties' tab with a 'General' sub-tab. At the top, there is a 'Preferred Tubing Model' dropdown set to 'Detailed Model' and a 'Summary Table' button. Below this are tabs for 'Deviation Survey', 'Geothermal Survey', 'Tubing Configurations', and 'Downhole Equipment'. A text box explains: 'The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey. Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column.' Below this is a 'Tubing Sections' table with the following data:

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	mm	inches	inches	inches		
1	2935,9	224	0,395	0		Tubing	pipe#1_Tubii
2			0,5	0,001		Tubing	
3			0,5	0,001		Tubing	
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

At the bottom of the window are three buttons: 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

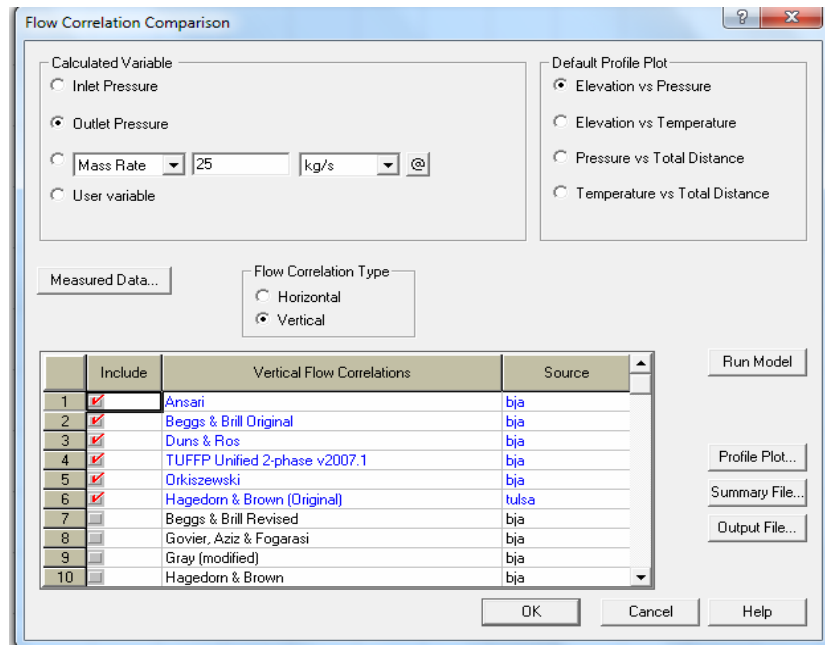
**Fuente:** Autores

#### **Paso 4. Realización de la operación.**

En este paso se selecciona la operación que se desea realizar al pozo, por ejemplo un análisis nodal, un perfil, optimización entre otras.

1. Click en el menú **Operations>FlowCorrelationComparison**, se seleccionan los modelos y correlaciones que se van a comparar. Además, se ingresan los datos de la tasa másica, como en la figura A11.

**Figura A11.** Selección de los modelos y correlaciones empíricas.



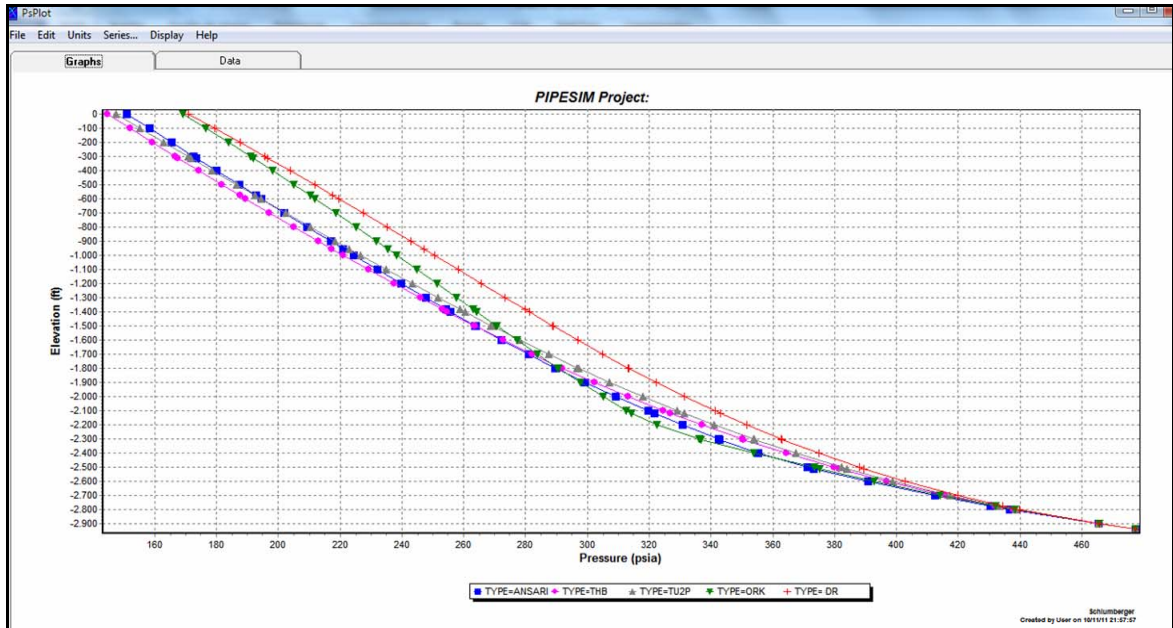
**Fuente:** Autores.

2. Click en el botón “**Runmodel**”.

### **Paso 5. Visualización de los resultados.**

1. Grafica de Salida.

Figura A12. Grafica de salida de la comparación de los modelos.



Fuente: Autores.

2. Para observar los resultados con detalles, click en **Reports>Output file**. A continuación se muestra los resultados para cada modelo y correlación.

## ANEXO (B)

En este anexo se presentan las tablas con los resultados arrojados por la herramienta (PIPESIM) para cada modelo y correlación seleccionada.

### a.) Modelo Mecánico de Ansari

Job	: 'PIPESIM Job'														
Case	1 : TYPE=ANSARI														
	Dist.	Elev.	Horiz.	Vert.	Pres.	Temp.	Mean	Pressure	Liquid	Vapour	Total	Densities	Slugs	Flow	
	(feet)	(feet)	Angle	Devn.	(psia)	(F)	Vel.	(psi)	Flow	Flow	Mass	(lb/ft3)	Number	Pattern	
			(deg)	(deg)			(ft/s)	Elev. Frictn.	(scf/d)	(scf/d)	(lb/s)	Liquid	Gas (PI-SS)		
Tubing_1															
1	.04500	-2936.	0.000	30.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	0.0000	92357.	42992.1	55.116	50.840	1.0281	R/S INTERMITTENT
2	.03739	-2936.	0.000	30.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	.94e-5	92357.	42992.0	55.116	50.840	1.0281	R/S INTERMITTENT
3	0.0000	-2936.	0.000	30.00	477.40	442.30	4.2387	0.0000	.46e-4	92357.	42991.9	55.116	50.840	1.0281	R/S INTERMITTENT
4	0.0000	-2900.	30.00	0.000	468.28	460.34	4.5994	9.0843	.03554	91941.	74626.4	55.116	50.953	1.0086	ANSARI SLOG
5	0.0000	-2800.	30.00	0.000	444.88	455.17	5.4080	23.285	.11635	90858.	114674.	55.116	51.202	95780	ANSARI SLOG
6	0.0000	-2775.	30.00	0.000	439.34	453.91	5.8621	5.4954	.03344	90403.	124242.	55.116	51.262	94584	ANSARI SLOG
7	0.0000	-2775.	30.00	0.000	439.34	453.91	5.8674	.00723	.46e-4	90597.	124443.	55.116	51.263	94559	ANSARI SLOG
8	0.0000	-2700.	30.00	0.000	423.77	450.32	6.4132	15.462	.10923	89883.	152489.	55.116	51.432	91221	ANSARI SLOG
9	0.0000	-2600.	30.00	0.000	404.39	445.70	7.6265	19.217	.16732	89399.	190520.	55.116	51.649	87050	ANSARI SLOG
10	0.0000	-2510.	30.00	0.000	389.47	442.02	8.4615	14.754	.16753	88308.	221802.	55.116	51.819	83844	ANSARI SLOG
11	0.0000	-2510.	30.00	0.000	389.46	442.02	8.4655	.00535	.75e-4	88305.	221953.	55.116	51.820	83829	ANSARI SLOG
12	0.0000	-2500.	30.00	0.000	388.13	441.69	8.5363	1.3112	.01845	88249.	224604.	55.116	51.834	83558	ANSARI SLOG
13	0.0000	-2400.	30.00	0.000	375.18	438.40	9.2805	12.756	.19585	87480.	252446.	55.116	51.981	80787	ANSARI SLOG
14	0.0000	-2303.	30.00	0.000	363.38	435.33	9.9856	11.595	.20509	87172.	278796.	55.116	52.125	78266	ANSARI SLOG
15	0.0000	-2303.	30.00	0.000	363.37	435.33	9.9894	.00463	.87e-4	87169.	278939.	55.116	52.125	78253	ANSARI SLOG
16	0.0000	-2300.	30.00	0.000	363.07	435.25	10.006	.29873	.00565	87158.	279645.	55.116	52.128	78196	ANSARI SLOG
17	0.0000	-2200.	30.00	0.000	351.67	432.20	10.709	11.171	.22559	86678.	306814.	55.116	52.265	75770	ANSARI SLOG
18	0.0000	-2118.	30.00	0.000	342.83	429.79	11.271	8.4450	.19463	86314.	326754.	55.116	52.373	73889	ANSARI SLOG
19	0.0000	-2118.	30.00	0.000	342.83	429.79	11.274	.00160	.38e-4	86312.	326884.	55.116	52.374	73876	ANSARI SLOG
20	0.0000	-2100.	30.00	0.000	340.89	429.25	11.396	1.8977	.04520	86235.	331414.	55.116	52.397	73474	ANSARI SLOG
21	0.0000	-2000.	30.00	0.000	330.63	426.38	12.045	9.9996	.26370	85825.	356340.	55.116	52.525	71296	ANSARI SLOG
22	0.0000	-1900.	30.00	0.000	320.84	423.57	12.716	9.5219	.26712	85445.	380587.	55.116	52.648	69214	ANSARI SLOG
23	0.0000	-1800.	30.00	0.000	311.46	420.82	13.349	9.0998	.28012	85094.	404158.	55.116	52.769	67227	ANSARI SLOG
24	0.0000	-1796.	30.00	0.000	311.11	420.71	13.374	.34739	.01120	85081.	405066.	55.116	52.773	67151	ANSARI SLOG
25	0.0000	-1796.	30.00	0.000	311.10	420.71	13.377	.00381	.00012	85079.	405187.	55.116	52.774	67141	ANSARI SLOG
26	0.0000	-1700.	30.00	0.000	302.45	418.11	13.965	8.3736	.28142	84768.	427042.	55.116	52.886	65317	ANSARI SLOG
27	0.0000	-1600.	30.00	0.000	293.73	415.43	14.486	8.4102	.30425	84500.	446410.	55.116	53.002	63473	ANSARI SLOG
28	0.0000	-1500.	30.00	0.000	285.25	412.77	14.897	8.1701	.31381	84292.	461681.	55.116	53.116	61679	ANSARI SLOG
29	0.0000	-1497.	30.00	0.000	284.97	412.68	14.908	.26542	.01047	84286.	462077.	55.116	53.120	61619	ANSARI SLOG
30	0.0000	-1497.	30.00	0.000	284.97	412.68	14.909	.00191	.75e-4	84286.	462125.	55.116	53.120	61612	ANSARI SLOG
31	0.0000	-1400.	30.00	0.000	276.92	410.09	15.182	7.7340	.31061	84145.	472258.	55.116	53.230	59921	ANSARI SLOG
32	0.0000	-1382.	30.00	0.000	275.40	409.60	15.231	1.4586	.05977	84120.	474085.	55.116	53.251	59600	ANSARI SLOG
33	0.0000	-1382.	30.00	0.000	275.40	409.60	15.232	.00123	.50e-5	84119.	474196.	55.116	53.251	59591	ANSARI SLOG
34	0.0000	-1300.	30.00	0.000	268.72	407.39	15.437	6.4168	.26722	84015.	481753.	55.116	53.344	58189	ANSARI SLOG
35	0.0000	-1200.	30.00	0.000	260.62	404.66	15.665	7.7689	.33242	83900.	490200.	55.116	53.458	56480	ANSARI SLOG
36	0.0000	-1100.	30.00	0.000	252.60	401.90	15.864	7.4770	.33730	83798.	497607.	55.116	53.573	54790	ANSARI SLOG
37	0.0000	-1000.	30.00	0.000	244.66	399.09	16.036	7.5996	.34169	83709.	503991.	55.116	53.689	53116	ANSARI SLOG
38	0.0000	-955.6	30.00	0.000	241.15	397.82	16.103	9.3535	.15302	83673.	504504.	55.116	53.741	52377	ANSARI SLOG
39	0.0000	-955.6	30.00	0.000	241.15	397.82	16.104	.00111	.51e-4	83672.	504532.	55.116	53.742	52369	ANSARI SLOG
40	0.0000	-900.0	30.00	0.000	236.78	396.23	16.180	4.1810	.19262	83630.	509375.	55.116	53.807	51456	ANSARI SLOG
41	0.0000	-800.0	30.00	0.000	228.94	393.31	16.299	7.4844	.34901	83561.	513791.	55.116	53.924	49806	ANSARI SLOG
42	0.0000	-700.0	30.00	0.000	221.15	390.33	16.392	7.4447	.35197	83500.	517279.	55.116	54.046	48165	ANSARI SLOG
43	0.0000	-600.0	30.00	0.000	213.38	387.28	16.462	7.4157	.35450	83444.	519892.	55.116	54.169	46529	ANSARI SLOG
44	0.0000	-575.7	30.00	0.000	211.49	386.52	16.476	1.8019	.08643	83432.	520402.	55.116	54.199	46131	ANSARI SLOG
46	0.0000	-500.0	30.00	0.000	205.62	384.14	16.510	5.5945	.24999	83394.	521695.	55.116	54.294	44897	ANSARI SLOG
47	0.0000	-400.0	30.00	0.000	197.88	380.92	16.538	7.3843	.35838	83346.	522770.	55.116	54.421	43267	ANSARI SLOG
48	0.0000	-310.9	30.00	0.000	190.97	377.96	16.549	6.5818	.32047	83305.	523194.	55.116	54.537	41814	ANSARI SLOG
49	0.0000	-310.9	30.00	0.000	190.97	377.96	16.549	.00032	.15e-4	83305.	523197.	55.116	54.538	41805	ANSARI SLOG
50	0.0000	-300.0	30.00	0.000	190.13	377.60	16.549	.80160	.03912	83300.	523218.	55.116	54.552	41637	ANSARI SLOG
51	0.0000	-200.0	30.00	0.000	182.38	374.16	16.546	7.3878	.34096	83253.	523163.	55.116	54.685	40005	ANSARI SLOG
52	0.0000	-100.0	30.00	0.000	174.62	370.41	16.534	7.3968	.34192	83203.	522755.	55.116	54.822	38371	ANSARI SLOG
53	0.0000	0.0000	30.00	0.000	166.85	366.92	16.517	7.4090	.36277	83150.	522175.	55.116	54.963	36793	ANSARI SLOG

Job : 'PIPESIM Job'																
Case : 1 : TYPE=ANSARI																
Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Mass Flow Rates				Viscosities		Reynolds Number	No-Slip	Slip	Vapour Quality	Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Ratio	Corrosion Rate (in/100/year)		
		Vel. (ft/s)		Liq. Gas		Liq.	Gas		Liquid Holdup Frn.	Liquid Holdup Frn.						
(feet)	(feet)	Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas			Frn.	(Btu/lb)	Ratio	(in/100/year)			
Tubing_1																
Flowtype is Tubing ID= 8.8189 ins Roughness= 0 ins																
1	.04600	-2936.	2.6200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943507	.59451	.59451	.01360	454.473	.23468	n/a	n/a
2	.03739	-2936.	2.6200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943506	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
3	0.0000	-2936.	2.6200	1.7187	54.366	.74956	.111316	.017091	1943500	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
4	0.0000	-2900.	2.5086	2.0908	54.221	.89446	.111850	.017052	2165015	.54543	.59278	.01623	454.306	.24446	n/a	n/a
5	0.0000	-2800.	2.4791	3.1289	53.844	1.2712	.113301	.016948	2661070	.44206	.61161	.02306	453.795	.26994	n/a	n/a
6	0.0000	-2775.	2.4721	3.3900	53.755	1.3601	.113658	.016923	2658179	.42171	.59499	.02468	453.654	.27599	n/a	n/a
7	0.0000	-2775.	2.4720	3.3955	53.754	1.3619	.113665	.016922	2660201	.42130	.59466	.02471	453.654	.27611	n/a	n/a
8	0.0000	-2700.	2.4525	4.1607	53.506	1.6100	.114692	.016851	2939695	.37085	.56241	.02921	453.210	.29313	n/a	n/a
9	0.0000	-2600.	2.4281	5.1984	53.194	1.9195	.116045	.016759	3307856	.31838	.50680	.03483	452.549	.31479	n/a	n/a
10	0.0000	-2510.	2.4095	6.0519	52.963	2.1524	.117144	.016686	3488997	.28476	.41625	.03905	451.882	.33158	n/a	n/a
11	0.0000	-2510.	2.4094	6.0561	52.962	2.1535	.117149	.016686	3490287	.28462	.41611	.03907	451.882	.33165	n/a	n/a
12	0.0000	-2500.	2.4079	6.1284	52.943	2.1722	.117245	.016680	3512793	.28208	.41361	.03941	451.804	.33304	n/a	n/a
13	0.0000	-2400.	2.3924	6.8881	52.755	2.3604	.118244	.016615	3745605	.25779	.38954	.04283	450.967	.34725	n/a	n/a
14	0.0000	-2303.	2.3785	7.6071	52.590	2.5255	.119192	.016555	3960314	.23819	.36985	.04582	450.058	.36020	n/a	n/a
15	0.0000	-2303.	2.3784	7.6110	52.589	2.5264	.119198	.016554	3961466	.23810	.36975	.04584	450.058	.36027	n/a	n/a
16	0.0000	-2300.	2.3781	7.6275	52.586	2.5300	.119220	.016553	3966361	.23768	.36932	.04590	450.032	.36056	n/a	n/a
17	0.0000	-2200.	2.3651	8.3443	52.434	2.6819	.120172	.016493	4175209	.22084	.35215	.04866	449.996	.37303	n/a	n/a
18	0.0000	-2118.	2.3551	8.9156	52.321	2.7944	.120939	.016446	4388334	.20896	.33999	.05070	449.073	.38268	n/a	n/a
19	0.0000	-2118.	2.3551	8.9192	52.321	2.7950	.120943	.016446	4393342	.20889	.33991	.05071	449.072	.38274	n/a	n/a
20	0.0000	-2100.	2.3530	9.0428	52.297	2.8183	.121111	.016436	4374244	.20648	.33743	.05113	447.954	.38480	n/a	n/a
21	0.0000	-2000.	2.3418	9.7229	52.175	2.9404	.122038	.016380	4564011	.19410	.32458	.05335	446.606	.39593	n/a	n/a
22	0.0000	-1900.	2.3314	10.3884	52.067	3.0489	.122958	.016325	4744971	.18335	.31333	.05532	445.247	.40647	n/a	n/a
23	0.0000	-1800.	2.3218	11.028	51.971	3.1447	.123873	.016271	4917553	.17393	.30341	.05704	443.775	.41684	n/a	n/a
24	0.0000	-1796.	2.3215	11.052	51.967	3.1482	.123909	.016269	4924132	.17358	.30304	.05712	443.715	.41686	n/a	n/a
25	0.0000	-1796.	2.3214	11.056	51.967	3.1487	.123914	.016269	4925013	.17354	.30299	.05713	443.715	.41691	n/a	n/a
26	0.0000	-1700.	2.3129	11.652	51.887	3.2284	.124786	.016219	5082035	.16562	.29460	.05857	442.187	.42597	n/a	n/a
27	0.0000	-1600.	2.3056	12.180	51.834	3.2795	.125702	.016167	5214469	.15916	.28771	.05950	440.163	.43385	n/a	n/a
28	0.0000	-1500.	2.2999	12.597	51.820	3.2958	.126626	.016115	5317088	.15439	.28261	.05990	437.646	.43996	n/a	n/a
29	0.0000	-1497.	2.2998	12.608	51.820	3.2955	.126658	.016113	5319530	.15427	.28248	.05979	437.548	.44011	n/a	n/a
30	0.0000	-1497.	2.2998	12.609	51.820	3.2954	.126662	.016113	5319823	.15425	.28246	.05979	437.548	.44013	n/a	n/a
31	0.0000	-1400.	2.2959	12.886	51.840	3.2752	.127568	.016063	5379927	.15123	.27922	.05942	434.578	.44414	n/a	n/a
32	0.0000	-1382.	2.2952	12.936	51.845	3.2703	.127743	.016054	5390452	.15070	.27865	.05934	433.994	.44486	n/a	n/a
33	0.0000	-1382.	2.2952	12.937	51.845	3.2702	.127748	.016054	5390742	.15068	.27863	.05933	433.994	.44488	n/a	n/a
34	0.0000	-1300.	2.2924	13.145	51.871	3.2445	.128532	.016011	5433368	.14850	.27629	.05887	431.339	.44786	n/a	n/a
35	0.0000	-1200.	2.2892	13.375	51.911	3.2044	.129521	.015959	5477748	.14614	.27375	.05814	427.930	.45115	n/a	n/a
36	0.0000	-1100.	2.2865	13.577	51.960	3.1555	.130539	.015905	5513185	.14413	.27159	.05725	424.353	.45401	n/a	n/a
37	0.0000	-1000.	2.2840	13.752	52.017	3.0984	.131589	.015851	5539839	.14243	.26976	.05622	420.608	.45646	n/a	n/a
38	0.0000	-955.6	2.2830	13.820	52.045	3.0705	.132067	.015827	5548908	.14178	.26905	.05571	418.891	.45742	n/a	n/a
39	0.0000	-955.6	2.2830	13.821	52.045	3.0702	.132073	.015827	5549004	.14177	.26905	.05570	418.891	.45743	n/a	n/a
40	0.0000	-900.0	2.2819	13.898	52.082	3.0396	.132676	.015796	5557898	.14103	.26825	.05504	416.696	.45852	n/a	n/a
41	0.0000	-800.0	2.2800	14.019	52.154	2.9618	.133802	.015740	5567604	.13989	.26702	.05374	412.617	.46019	n/a	n/a
42	0.0000	-700.0	2.2783	14.114	52.232	2.8836	.134974	.015683	5569240	.13899	.26604	.05232	408.372	.46151	n/a	n/a
43	0.0000	-600.0	2.2768	14.185	52.316	2.7998	.136195	.015625	5563164	.13830	.26533	.05080	403.964	.46245	n/a	n/a
44	0.0000	-575.7	2.2765	14.199	52.337	2.7786	.136501	.015610	5560564	.13817	.26519	.05041	402.866	.46268	n/a	n/a
46	0.0000	-500.0	2.2754	14.235	52.405	2.7109	.137472	.015564	5549823	.13782	.26482	.04919	399.393	.46316	n/a	n/a
47	0.0000	-400.0	2.2741	14.264	52.458	2.6179	.138812	.015503	5529757	.13751	.26450	.04750	394.660	.46356	n/a	n/a
48	0.0000	-310.9	2.2730	14.276	52.504	2.5320	.140064	.015446	5506745	.13735	.26435	.04594	390.307	.46370	n/a	n/a
49	0.0000	-310.9	2.2730	14.276	52.504	2.5315	.140071	.015446	5506603	.13735	.26435	.04593	390.307	.46370	n/a	n/a
50	0.0000	-300.0	2.2729	14.276	52.504	2.5314	.140221	.015439	5503639	.13734	.26434	.04575	389.768	.46371	n/a	n/a
51	0.0000	-200.0	2.2716	14.275	52.693	2.4223	.141707	.015373	5472281	.13729	.26430	.04395	384.718	.46367	n/a	n/a
52	0.0000	-100.0	2.2702	14.264	52.794	2.3216	.143279	.015305	5436676	.13731	.26435	.04212	379.513	.46350	n/a	n/a
53	0.0000	0.0000	2.2688	14.248	52.896	2.2200	.144948	.015235	5398014	.13736	.26444	.04028	374.154	.46325	n/a	n/a



b) Modelo mecánico de TUFFP

Case	Dist. (feet)	Elev. (feet)	Horiz. Angle (deg)	Vert. Devm. (deg)	Pres. (psia)	Temp. (F)	Mean Vel. (ft/s)	Pressure Drop (psi)	Liquid Flow (scf/d)	Vapour Flow (scf/d)	Total Mass (lb/s)	Densities (lb/ft <sup>3</sup> )	Slug Number	Flow Pattern	
								Elev. Frictn.				Liquid Gas (SI-SS)			
Job : "PIPESEN Job"															
Case : TYPE=TUFF															
Subing_1															
1	04800	-2934	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	0.0000	92367.	42992.1	55.114	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
2	03739	-2934	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	.94e-5	92367.	42992.0	55.114	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
3	0.0000	-2934	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2387	0.0000	.44e-4	92367.	42991.5	55.114	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
4	0.0000	-2900	90.00	0.000	469.47	460.60	4.5478	7.8954	.03383	91998.	74677.4	55.114	50.941	1.0111	EXANG Intermittent
5	0.0000	-2800	90.00	0.000	449.39	454.18	5.3972	19.993	.09932	91079.	104359.	55.114	51.154	94750	EXANG Intermittent
6	0.0000	-2776	90.00	0.000	444.68	455.12	5.5991	4.6722	.02577	90865.	114118.	55.114	51.205	91733	EXANG Intermittent
7	0.0000	-2776	90.00	0.000	444.67	455.12	5.5973	.00414	.34e-4	90841.	114200.	55.114	51.204	91712	EXANG Intermittent
8	0.0000	-2700	90.00	0.000	431.54	452.12	6.1888	13.057	.07490	90271.	134845.	55.114	51.347	32893	EXANG Intermittent
9	0.0000	-2600	90.00	0.000	419.39	449.34	6.9423	14.049	.10480	89646.	145420.	55.114	51.524	89411	EXANG Intermittent
10	0.0000	-2510	90.00	0.000	401.97	445.11	7.6397	13.320	.09736	88952.	151042.	55.114	51.474	84626	EXANG Intermittent
11	0.0000	-2510	90.00	0.000	401.94	445.11	7.6437	.00573	.44e-4	88948.	151191.	55.114	51.477	84610	EXANG Intermittent
12	0.0000	-2500	90.00	0.000	400.55	444.74	7.7132	1.4024	.01090	88889.	150799.	55.114	51.492	84222	EXANG Intermittent
13	0.0000	-2400	90.00	0.000	384.78	441.35	8.4452	13.456	.11394	88289.	151224.	55.114	51.850	83269	EXANG Intermittent
14	0.0000	-2303	90.00	0.000	374.22	438.15	9.1418	12.437	.11881	87761.	147292.	55.114	51.994	80582	EXANG Intermittent
15	0.0000	-2303	90.00	0.000	374.22	438.15	9.1454	.00497	.51e-4	87748.	147434.	55.114	51.997	80548	EXANG Intermittent
16	0.0000	-2300	90.00	0.000	373.89	438.07	9.1414	.32076	.00329	87736.	148035.	55.114	52.000	80507	EXANG Intermittent
17	0.0000	-2200	90.00	0.000	361.72	434.89	9.8430	12.033	.13909	87226.	174249.	55.114	52.144	77913	EXANG Intermittent
18	0.0000	-2118	90.00	0.000	352.30	432.37	10.423	9.3054	.11770	86838.	196171.	55.114	52.258	75904	EXANG Intermittent
19	0.0000	-2118	90.00	0.000	352.30	432.37	10.427	.00173	.23e-4	86835.	196302.	55.114	52.258	75891	EXANG Intermittent
20	0.0000	-2100	90.00	0.000	350.22	431.81	10.548	2.0444	.02784	86763.	199841.	55.114	52.283	75442	EXANG Intermittent
21	0.0000	-2000	90.00	0.000	339.28	428.81	11.220	10.783	.14012	86315.	324911.	55.114	52.417	73133	EXANG Intermittent
22	0.0000	-1900	90.00	0.000	328.82	425.87	11.879	10.289	.17414	85907.	349460.	55.114	52.547	70910	EXANG Intermittent
23	0.0000	-1800	90.00	0.000	318.79	422.97	12.525	9.8889	.19331	85527.	373497.	55.114	52.678	68790	EXANG Intermittent
24	0.0000	-1794	90.00	0.000	318.40	422.84	12.540	.37580	.00791	85513.	374427.	55.114	52.679	68699	EXANG Intermittent
25	0.0000	-1794	90.00	0.000	318.40	422.84	12.553	.00412	.87e-4	85511.	374551.	55.114	52.680	68688	EXANG Intermittent
26	0.0000	-1700	90.00	0.000	309.13	420.13	13.187	9.0421	.20329	85173.	397018.	55.114	52.799	66734	EXANG Intermittent
27	0.0000	-1600	90.00	0.000	299.80	417.30	13.700	9.1043	.22857	84878.	417210.	55.114	52.921	64757	EXANG Intermittent
28	0.0000	-1500	90.00	0.000	290.71	414.49	14.137	8.8487	.24332	84642.	433492.	55.114	53.042	62834	EXANG Intermittent
29	0.0000	-1497	90.00	0.000	290.41	414.40	14.149	.20736	.00323	84636.	433824.	55.114	53.044	62770	EXANG Intermittent
30	0.0000	-1497	90.00	0.000	290.41	414.40	14.151	.00204	.55e-4	84635.	433973.	55.114	53.047	62762	EXANG Intermittent
31	0.0000	-1400	90.00	0.000	281.79	411.44	14.454	8.3704	.24441	84449.	445249.	55.114	53.163	60950	EXANG Intermittent
32	0.0000	-1382	90.00	0.000	280.17	411.14	14.510	1.5779	.04789	84439.	447335.	55.114	53.185	60404	EXANG Intermittent
33	0.0000	-1382	90.00	0.000	280.17	411.14	14.511	.00133	4.0e-5	84438.	447392.	55.114	53.184	60397	EXANG Intermittent
34	0.0000	-1300	90.00	0.000	273.01	408.81	14.744	6.9389	.21587	84312.	454130.	55.114	53.284	59095	EXANG Intermittent
35	0.0000	-1200	90.00	0.000	264.34	405.93	15.015	8.3929	.27223	84149.	466112.	55.114	53.405	57267	EXANG Intermittent
36	0.0000	-1100	90.00	0.000	255.78	403.00	15.240	8.2924	.27998	84040.	478224.	55.114	53.527	55441	EXANG Intermittent
37	0.0000	-1000	90.00	0.000	247.31	400.03	15.482	8.1858	.28704	83923.	489484.	55.114	53.650	53675	EXANG Intermittent
38	0.0000	-955.4	90.00	0.000	243.57	398.70	15.673	3.4077	.12953	83874.	488889.	55.114	53.705	52887	EXANG Intermittent
39	0.0000	-955.4	90.00	0.000	243.57	398.70	15.675	.00119	.43e-4	83873.	488928.	55.114	53.704	52878	EXANG Intermittent
40	0.0000	-900.0	90.00	0.000	238.91	397.01	15.682	4.4927	.14389	83814.	490927.	55.114	53.776	51904	EXANG Intermittent
41	0.0000	-800.0	90.00	0.000	230.58	393.93	15.842	8.0343	.29885	83718.	497403.	55.114	53.901	50151	EXANG Intermittent
42	0.0000	-700.0	90.00	0.000	222.28	390.77	16.024	7.9926	.30171	83624.	503445.	55.114	54.028	48405	EXANG Intermittent
43	0.0000	-600.0	90.00	0.000	214.02	387.54	16.171	7.9550	.30401	83540.	509120.	55.114	54.155	46644	EXANG Intermittent
44	0.0000	-575.7	90.00	0.000	212.02	386.74	16.205	1.9329	.07400	83519.	510390.	55.114	54.192	46243	EXANG Intermittent
45	0.0000	-500.0	90.00	0.000	205.74	384.20	16.311	4.0214	.23178	83455.	514335.	55.114	54.291	44927	EXANG Intermittent
46	0.0000	-400.0	90.00	0.000	197.51	380.74	16.444	7.9435	.30853	83372.	519295.	55.114	54.427	43190	EXANG Intermittent
47	0.0000	-310.9	90.00	0.000	190.21	377.43	16.549	7.0243	.27634	83300.	523197.	55.114	54.550	41653	EXANG Intermittent
48	0.0000	-310.9	90.00	0.000	190.21	377.43	16.549	.00034	.13e-4	83300.	523218.	55.114	54.551	41644	EXANG Intermittent
49	0.0000	-300.0	90.00	0.000	189.32	377.24	16.541	.85309	.03373	83292.	523447.	55.114	54.545	41444	EXANG Intermittent
50	0.0000	-200.0	90.00	0.000	181.14	373.41	16.670	7.8474	.31154	83212.	527720.	55.114	54.707	39748	EXANG Intermittent
51	0.0000	-100.0	90.00	0.000	173.02	369.85	16.778	7.8274	.31303	83129.	531770.	55.114	54.851	38033	EXANG Intermittent
52	0.0000	0.0000	90.00	0.000	164.89	365.97	16.891	7.8075	.31451	83043.	535992.	55.114	54.999	36321	EXANG Intermittent

Job : 'PIPESIM Job'  
Case 3 : TYPE=TU2P

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Mass Flow Rates				Viscosities		Reynolds Number	No-Slip	Slip	Vapour Quality	Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Ratio	Corrosion Rate (in/1e3/year)			
		Vel. (ft/s)		(lb/s)		(Centipoise)			Liquid	Liquid							
		Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas		Holdup Frn.	Holdup Frn.							
Flowtype is Tubing ID= 8.8189 ins Roughness= 0 ins																	
Tubing_1	1	.04500	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943507	.59451	.59451	.01360	454.473	.23468	n/a	n/a
	2	.03739	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943506	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
	3	0.0000	-2936.	2.5200	1.7187	54.366	.74956	.111316	.017091	1943500	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
	4	0.0000	-2900.	2.5102	2.0376	54.242	.87392	.111780	.017057	2082715	.56196	.59758	.01586	454.306	.24309	n/a	n/a
	5	0.0000	-2800.	2.4851	2.9020	53.925	1.1910	.113016	.016948	2381518	.46130	.51872	.02161	453.789	.26457	n/a	n/a
	6	0.0000	-2775.	2.4793	3.1138	53.851	1.2644	.113315	.016947	2452186	.44328	.50275	.02294	453.646	.26958	n/a	n/a
	7	0.0000	-2775.	2.4792	3.1182	53.850	1.2660	.113321	.016946	2453646	.44292	.50243	.02297	453.646	.26968	n/a	n/a
	8	0.0000	-2700.	2.4631	3.7257	53.648	1.4681	.114172	.016887	2651228	.39799	.46204	.02664	453.192	.28357	n/a	n/a
	9	0.0000	-2600.	2.4433	4.5190	53.402	1.7139	.115269	.016811	2898377	.35093	.41869	.03110	452.509	.30077	n/a	n/a
	10	0.0000	-2510.	2.4271	5.2127	53.202	1.9132	.116221	.016747	3105126	.31769	.38726	.03471	451.817	.31506	n/a	n/a
	11	0.0000	-2510.	2.4270	5.2167	53.201	1.9143	.116227	.016747	3106314	.31751	.38709	.03473	451.816	.31515	n/a	n/a
	12	0.0000	-2500.	2.4254	5.2878	53.182	1.9340	.116324	.016740	3127035	.31444	.38415	.03509	451.736	.31658	n/a	n/a
	13	0.0000	-2400.	2.4090	6.0362	52.984	2.1321	.117347	.016673	3340075	.28525	.35582	.03868	450.869	.33126	n/a	n/a
	14	0.0000	-2303.	2.3943	6.7475	52.809	2.3064	.118319	.016610	3534401	.26191	.33265	.04185	449.932	.34465	n/a	n/a
	15	0.0000	-2303.	2.3942	6.7513	52.808	2.3073	.118325	.016610	3535438	.26179	.33253	.04186	449.931	.34472	n/a	n/a
	16	0.0000	-2300.	2.3939	6.7677	52.804	2.3112	.118347	.016608	3539826	.26130	.33203	.04193	449.905	.34502	n/a	n/a
	17	0.0000	-2200.	2.3800	7.4830	52.643	2.4731	.119329	.016546	3727542	.24130	.31176	.04487	448.841	.35798	n/a	n/a
	18	0.0000	-2118.	2.3694	8.0539	52.522	2.5931	.120118	.016497	3872226	.22732	.29732	.04705	447.896	.36801	n/a	n/a
	19	0.0000	-2118.	2.3693	8.0574	52.522	2.5938	.120123	.016496	3873116	.22724	.29723	.04706	447.895	.36807	n/a	n/a
	20	0.0000	-2100.	2.3671	8.1813	52.497	2.6188	.120296	.016486	3903918	.22440	.29428	.04751	447.672	.37021	n/a	n/a
	21	0.0000	-2000.	2.3551	8.8653	52.365	2.7502	.121254	.016427	4070451	.20990	.27900	.04990	446.398	.38183	n/a	n/a
	22	0.0000	-1900.	2.3440	9.5352	52.248	2.8681	.122206	.016369	4227807	.19732	.26553	.05204	445.015	.39287	n/a	n/a
	23	0.0000	-1800.	2.3336	10.191	52.142	2.9733	.123156	.016313	4376611	.18632	.25357	.05395	443.520	.40341	n/a	n/a
	24	0.0000	-1796.	2.3332	10.216	52.138	2.9772	.123193	.016311	4382261	.18592	.25313	.05402	443.459	.40381	n/a	n/a
	25	0.0000	-1796.	2.3332	10.220	52.138	2.9777	.123198	.016311	4383017	.18587	.25307	.05403	443.458	.40386	n/a	n/a
	26	0.0000	-1700.	2.3240	10.833	52.049	3.0665	.124106	.016258	4517353	.17664	.24287	.05564	441.909	.41346	n/a	n/a
	27	0.0000	-1600.	2.3159	11.384	51.989	3.1270	.125060	.016203	4632481	.16905	.23440	.05674	439.960	.42190	n/a	n/a
	28	0.0000	-1500.	2.3095	11.828	51.963	3.1526	.126027	.016149	4719948	.16336	.22800	.05720	437.315	.42859	n/a	n/a
	29	0.0000	-1497.	2.3093	11.840	51.963	3.1525	.126060	.016147	4722137	.16321	.22783	.05720	437.216	.42877	n/a	n/a
	30	0.0000	-1497.	2.3093	11.841	51.963	3.1525	.126064	.016146	4722402	.16319	.22781	.05720	437.216	.42879	n/a	n/a
	31	0.0000	-1400.	2.3048	12.149	51.974	3.1411	.127012	.016094	4777404	.15945	.22361	.05699	434.218	.43337	n/a	n/a
	32	0.0000	-1382.	2.3039	12.206	51.978	3.1379	.127196	.016084	4787202	.15879	.22286	.05693	433.629	.43420	n/a	n/a
	33	0.0000	-1382.	2.3039	12.207	51.978	3.1378	.127202	.016083	4787472	.15877	.22283	.05693	433.629	.43422	n/a	n/a
	34	0.0000	-1300.	2.3005	12.446	51.996	3.1198	.128023	.016039	4827969	.15601	.21973	.05660	430.952	.43772	n/a	n/a
	35	0.0000	-1200.	2.2966	12.718	52.026	3.0894	.129061	.015983	4871942	.15296	.21628	.05605	427.520	.44169	n/a	n/a
	36	0.0000	-1100.	2.2931	12.967	52.065	3.0505	.130130	.015927	4909573	.15027	.21325	.05535	423.922	.44528	n/a	n/a
	37	0.0000	-1000.	2.2899	13.192	52.112	3.0036	.131234	.015869	4941006	.14791	.21058	.05450	420.158	.44851	n/a	n/a
	38	0.0000	-955.6	2.2885	13.285	52.135	2.9803	.131736	.015844	4953051	.14695	.20950	.05407	418.434	.44983	n/a	n/a
	39	0.0000	-955.6	2.2885	13.286	52.136	2.9801	.131742	.015844	4953183	.14694	.20949	.05407	418.434	.44985	n/a	n/a
	40	0.0000	-900.0	2.2869	13.395	52.166	2.9493	.132377	.015811	4967090	.14583	.20831	.05351	416.230	.45140	n/a	n/a
	41	0.0000	-800.0	2.2843	13.577	52.227	2.8883	.133563	.015752	4989528	.14401	.20655	.05240	412.139	.45398	n/a	n/a
	42	0.0000	-700.0	2.2818	13.742	52.294	2.8216	.134799	.015692	5009406	.14240	.20528	.05119	407.885	.45629	n/a	n/a
	43	0.0000	-600.0	2.2794	13.892	52.366	2.7490	.136090	.015629	5026626	.14096	.20442	.04989	403.471	.45838	n/a	n/a
	44	0.0000	-575.7	2.2789	13.926	52.384	2.7317	.136414	.015614	5029662	.14063	.20416	.04956	402.372	.45886	n/a	n/a
	46	0.0000	-500.0	2.2771	14.034	52.441	2.6745	.137448	.015566	5047554	.13961	.20441	.04853	398.897	.46036	n/a	n/a
	47	0.0000	-400.0	2.2748	14.169	52.520	2.5959	.138876	.015500	5056435	.13834	.20341	.04710	394.165	.46224	n/a	n/a
	48	0.0000	-310.9	2.2729	14.276	52.593	2.5223	.140206	.015440	5048533	.13735	.20132	.04576	389.816	.46370	n/a	n/a
	49	0.0000	-310.9	2.2729	14.276	52.594	2.5219	.140214	.015439	5048542	.13734	.20131	.04576	389.815	.46371	n/a	n/a
	50	0.0000	-300.0	2.2726	14.288	52.602	2.5131	.140372	.015432	5048709	.13723	.20123	.04560	389.277	.46387	n/a	n/a
	51	0.0000	-200.0	2.2705	14.399	52.688	2.4277	.141948	.015363	5048978	.13620	.20042	.04405	384.236	.46539	n/a	n/a
	52	0.0000	-100.0	2.2682	14.510	52.775	2.3408	.143615	.015291	5047483	.13519	.19962	.04247	379.042	.46690	n/a	n/a
	53	0.0000	0.0000	2.2659	14.625	52.862	2.2532	.145383	.015217	5045228	.13415	.19879	.04088	373.698	.46847	n/a	n/a

c) Orkiszewski

Job : 'PIPESIM Job'															
Case 4 : TYPE=ORX															
Dist.	Elev.	Horiz.	Vert.	Pres.	Temp.	Mean	Pressure Drop	Liquid	Vapour	Total	Densities	Slug	Flow		
(feet)	(feet)	(deg)	(deg)	(psia)	(F)	Vel.	(psi)	Flow	Flow	Mass	(lb/ft3)	Number	Pattern		
						(ft/s)	Elev. Frictn.	(acf/d)	(acf/d)	(lb/s)	Liquid	Gas (PI-SI)			
Tubing_1															
1	.04500	-2936	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2388	0.0000	0.0000	92357.	62992.1	55.116	50.860	1.0281	N/B INTERMITTENT
2	.03739	-2936	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2388	0.0000	.94e-5	92357.	62992.0	55.116	50.860	1.0281	N/B INTERMITTENT
3	0.0000	-2936	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2387	0.0000	.46e-4	92357.	62991.5	55.116	50.860	1.0281	N/B INTERMITTENT
4	0.0000	-2900	90.00	0.000	468.56	460.40	4.5871	8.8009	.03700	91954.	76162.3	55.116	50.951	1.0092	ORX SLOG
5	0.0000	-2800	90.00	0.000	445.49	455.30	5.5778	22.950	.12524	90888.	113536.	55.116	51.196	.95911	ORX SLOG
6	0.0000	-2775	90.00	0.000	440.01	454.06	5.8281	5.4354	.03670	90635.	122362.	55.116	51.255	.94727	ORX SLOG
7	0.0000	-2775	90.00	0.000	440.01	454.06	5.8333	.00715	5.0e-5	90630.	123159.	55.116	51.256	.94703	ORX SLOG
8	0.0000	-2700	90.00	0.000	424.71	450.54	6.5612	15.182	.11942	89930.	150536.	55.116	51.422	.91422	ORX SLOG
9	0.0000	-2400	90.00	0.000	405.58	445.98	7.5522	18.941	.18942	89049.	187738.	55.116	51.635	.87306	ORX SLOG
10	0.0000	-2510	90.00	0.000	388.14	441.69	8.5480	17.220	.21979	88242.	225039.	55.116	51.834	.83546	ORX SLOG
11	0.0000	-2510	90.00	0.000	388.13	441.69	8.5541	.00754	.00011	88237.	225248.	55.116	51.835	.83544	ORX SLOG
12	0.0000	-2500	90.00	0.000	386.25	441.22	8.4613	1.8530	.02679	88154.	229281.	55.116	51.854	.83161	ORX SLOG
13	0.0000	-2400	90.00	0.000	368.29	436.42	9.7931	17.471	.29046	87323.	271592.	55.116	52.066	.79319	ORX SLOG
14	0.0000	-2303	90.00	0.000	353.72	432.76	10.769	14.282	.28725	86462.	308015.	55.116	52.240	.76208	ORX SLOG
15	0.0000	-2303	90.00	0.000	353.71	432.75	10.774	.00517	.00011	86459.	308193.	55.116	52.241	.76193	ORX SLOG
16	0.0000	-2300	90.00	0.000	353.37	432.66	10.794	.33257	.00730	86444.	308947.	55.116	52.245	.76129	ORX SLOG
17	0.0000	-2200	90.00	0.000	342.16	429.60	11.544	10.955	.25483	86166.	336912.	55.116	52.382	.73744	ORX SLOG
18	0.0000	-2118	90.00	0.000	335.39	427.72	11.962	6.6003	.16772	85906.	352512.	55.116	52.465	.72303	ORX SLOG
19	0.0000	-2118	90.00	0.000	335.39	427.72	11.965	.00117	.28e-4	85905.	352600.	55.116	52.466	.72294	ORX SLOG
20	0.0000	-2100	90.00	0.000	333.97	427.32	12.047	1.3831	.03281	85854.	355441.	55.116	52.483	.72002	ORX SLOG
21	0.0000	-2000	90.00	0.000	326.45	425.19	12.491	7.3526	.16713	85587.	372204.	55.116	52.577	.70404	ORX SLOG
22	0.0000	-1900	90.00	0.000	319.19	423.09	12.909	7.1032	.15580	85343.	387767.	55.116	52.670	.68844	ORX SLOG
23	0.0000	-1800	90.00	0.000	312.15	421.02	13.302	6.8834	.16169	85119.	402401.	55.116	52.760	.67370	ORX SLOG
24	0.0000	-1796	90.00	0.000	311.88	420.94	13.317	.26444	.00444	85111.	402953.	55.116	52.763	.67312	ORX SLOG
25	0.0000	-1796	90.00	0.000	311.87	420.94	13.319	.00290	.71e-4	85110.	403027.	55.116	52.764	.67305	ORX SLOG
26	0.0000	-1700	90.00	0.000	305.29	418.97	13.670	6.4217	.16138	84916.	416086.	55.116	52.849	.65917	ORX SLOG
27	0.0000	-1600	90.00	0.000	298.58	416.93	13.936	6.5355	.17314	84765.	425990.	55.116	52.937	.64497	ORX SLOG
28	0.0000	-1500	90.00	0.000	291.97	414.88	14.285	6.4388	.17671	84671.	431532.	55.116	53.025	.63097	ORX SLOG
29	0.0000	-1497	90.00	0.000	291.75	414.82	14.286	.21075	.00586	84669.	431595.	55.226	53.028	.63050	ORX SLOG
30	0.0000	-1497	90.00	0.000	291.75	414.82	14.287	.00151	.42e-4	84669.	431601.	55.116	53.029	.63044	ORX SLOG
31	0.0000	-1400	90.00	0.000	285.39	412.81	14.100	6.1891	.17245	84636.	432135.	55.116	53.114	.61707	ORX SLOG
32	0.0000	-1382	90.00	0.000	284.17	412.43	14.099	1.1779	.03288	84631.	432097.	55.116	53.130	.61451	ORX SLOG
33	0.0000	-1382	90.00	0.000	284.17	412.43	14.099	.00099	.28e-4	84630.	432095.	55.116	53.131	.61444	ORX SLOG
34	0.0000	-1300	90.00	0.000	278.80	410.70	14.079	5.2239	.14577	84614.	431392.	55.116	53.204	.60316	ORX SLOG
35	0.0000	-1200	90.00	0.000	272.20	408.55	14.023	6.4204	.17846	84605.	429347.	55.116	53.295	.58923	ORX SLOG
36	0.0000	-1100	90.00	0.000	265.57	406.34	13.933	6.4543	.17771	84604.	424025.	55.116	53.388	.57523	ORX SLOG
37	0.0000	-1000	90.00	0.000	258.89	404.07	13.808	6.5044	.17643	84616.	421457.	55.116	53.483	.56114	ORX SLOG
38	0.0000	-955.6	90.00	0.000	255.90	403.04	13.743	2.9088	.07780	84623.	419041.	55.116	53.526	.55485	ORX SLOG
39	0.0000	-955.6	90.00	0.000	255.90	403.04	13.742	.00094	.26e-4	84623.	419012.	55.116	53.526	.55477	ORX SLOG
40	0.0000	-900.0	90.00	0.000	252.14	401.74	13.651	3.6613	.09480	84633.	415489.	55.116	53.580	.54692	ORX SLOG
41	0.0000	-800.0	90.00	0.000	245.32	399.32	13.464	6.4545	.17234	84654.	408779.	55.116	53.680	.53253	ORX SLOG
42	0.0000	-700.0	90.00	0.000	238.39	396.82	13.247	6.7561	.16957	84681.	400799.	55.116	53.783	.51795	ORX SLOG
43	0.0000	-600.0	90.00	0.000	231.35	394.22	13.003	6.8749	.16437	84708.	391842.	55.116	53.889	.50312	ORX SLOG
44	0.0000	-575.7	90.00	0.000	229.42	393.54	12.940	1.4934	.03997	84715.	389524.	55.116	53.915	.49947	ORX SLOG
46	0.0000	-500.0	90.00	0.000	224.17	391.50	12.736	5.3179	.12281	84734.	382023.	55.116	53.999	.48801	ORX SLOG
47	0.0000	-400.0	90.00	0.000	216.85	388.65	12.449	7.1462	.15989	84755.	371491.	55.116	54.114	.47259	ORX SLOG
48	0.0000	-310.9	90.00	0.000	210.16	385.99	12.183	6.5319	.15102	84768.	361717.	55.116	54.220	.45853	ORX SLOG
49	0.0000	-310.9	90.00	0.000	210.16	385.99	12.181	.00032	.75e-5	84768.	361661.	55.116	54.221	.45845	ORX SLOG
50	0.0000	-300.0	90.00	0.000	209.34	385.46	12.150	.80520	.01912	84769.	360510.	55.116	54.234	.45679	ORX SLOG
51	0.0000	-200.0	90.00	0.000	201.63	382.49	11.845	7.5234	.18708	84771.	349345.	55.116	54.359	.44007	ORX SLOG
52	0.0000	-100.0	90.00	0.000	193.09	378.88	11.469	8.3211	.21498	84714.	342945.	55.116	54.501	.42241	ORX SLOG
53	0.0000	0.0000	90.00	0.000	183.93	374.85	11.412	8.9339	.22953	84607.	340982.	55.116	54.658	.40332	ORX SLOG

Diat. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Mass Flow Rates		Viscosities		Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Rate (in/100/year)	Corrosion Rate			
		Vel. (ft/s)		(Centipoise)			Liquid	Liquid	Vapour	Quality						
		Liq.	Gas	Liq.	Gas		Holdup Frm.	Holdup Frm.	Frm.	Frm.						
Flowtype is Tubing ID= 8.8189 ins Roughness= 0 ins																
Tubing_1																
1	0.0500	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943507	.59451	.59451	.01360	454.473	23468	n/a	n/a
2	0.03733	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943506	.59451	.59451	.01360	454.472	23468	n/a	n/a
3	0.0000	-2936.	2.5200	1.7187	54.366	.74956	.111316	.017091	1943500	.59451	.59451	.01360	454.472	23468	n/a	n/a
4	0.0000	-2900.	2.5090	2.0781	54.226	.88958	.111833	.017053	2285360	.54697	.67572	.01614	454.306	24413	n/a	n/a
5	0.0000	-2800.	2.4799	3.0979	53.855	1.2603	.113263	.016950	2757046	.44461	.60564	.02287	453.794	24921	n/a	n/a
6	0.0000	-2776.	2.4730	3.3551	53.767	1.3481	.113615	.016926	2875166	.42433	.58819	.02444	453.653	27518	n/a	n/a
7	0.0000	-2776.	2.4723	3.3604	53.766	1.3499	.113622	.016926	2877630	.42392	.58782	.02449	453.653	27531	n/a	n/a
8	0.0000	-2700.	2.4538	4.1074	53.523	1.5929	.114629	.016855	3218668	.37398	.53750	.02890	453.208	29198	n/a	n/a
9	0.0000	-2600.	2.4297	5.1225	53.213	1.8971	.115960	.016765	3677486	.32172	.52288	.03442	452.544	31325	n/a	n/a
10	0.0000	-2510.	2.4077	6.1403	52.939	2.1766	.117242	.016680	4132684	.28167	.51589	.03949	451.876	33327	n/a	n/a
11	0.0000	-2510.	2.4076	6.1465	52.937	2.1792	.117250	.016679	4135464	.28145	.51569	.03952	451.876	33339	n/a	n/a
12	0.0000	-2500.	2.4053	6.2360	52.903	2.2069	.117395	.016671	4184136	.27771	.51185	.04004	451.798	33567	n/a	n/a
13	0.0000	-2400.	2.3826	7.4105	52.622	2.4933	.118792	.016588	4698820	.24330	.44415	.04824	450.972	35671	n/a	n/a
14	0.0000	-2303.	2.3646	8.4043	52.399	2.7168	.119997	.016504	5126776	.21958	.34607	.04929	450.055	37406	n/a	n/a
15	0.0000	-2303.	2.3645	8.4052	52.398	2.7178	.120003	.016504	5128881	.21947	.34550	.04931	450.054	37415	n/a	n/a
16	0.0000	-2300.	2.3642	8.4297	52.393	2.7222	.120028	.016502	5137768	.21903	.34308	.04939	450.059	37450	n/a	n/a
17	0.0000	-2200.	2.3511	9.1928	52.240	2.8756	.120999	.016442	5466951	.20367	.24254	.05217	449.050	38729	n/a	n/a
18	0.0000	-2118.	2.3440	9.6184	52.166	2.9499	.121605	.016406	5643880	.19595	.19595	.05352	448.147	39425	n/a	n/a
19	0.0000	-2118.	2.3439	9.6208	52.165	2.9503	.121608	.016405	5644889	.19590	.19590	.05353	448.147	39429	n/a	n/a
20	0.0000	-2100.	2.3426	9.7044	52.162	2.9639	.121733	.016398	5679639	.19445	.19445	.05378	447.932	39564	n/a	n/a
21	0.0000	-2000.	2.3353	10.156	52.083	3.0330	.122428	.016356	5866129	.18696	.18696	.05503	446.700	40286	n/a	n/a
22	0.0000	-1900.	2.3286	10.580	52.025	3.0906	.123118	.016315	6039021	.18039	.18039	.05608	445.350	40955	n/a	n/a
23	0.0000	-1800.	2.3225	10.980	51.978	3.1377	.123806	.016275	6198981	.17460	.17460	.05693	443.880	41574	n/a	n/a
24	0.0000	-1796.	2.3223	10.995	51.976	3.1393	.123833	.016274	6204959	.17438	.17438	.05696	443.820	41597	n/a	n/a
25	0.0000	-1796.	2.3223	10.997	51.976	3.1395	.123837	.016273	6206758	.17436	.17436	.05696	443.819	41600	n/a	n/a
26	0.0000	-1700.	2.3170	11.353	51.941	3.1744	.124496	.016235	6345840	.16949	.16949	.05760	442.286	42145	n/a	n/a
27	0.0000	-1600.	2.3128	11.623	51.936	3.1800	.125189	.016196	6444287	.16596	.16596	.05770	440.247	42553	n/a	n/a
28	0.0000	-1500.	2.3103	11.775	51.964	3.1815	.125892	.016156	6487417	.16403	.16403	.05718	437.703	42779	n/a	n/a
29	0.0000	-1497.	2.3102	11.776	51.966	3.1836	.125916	.016155	6487320	.16400	.16400	.05714	437.604	42782	n/a	n/a
30	0.0000	-1497.	2.3102	11.776	51.966	3.1833	.125919	.016155	6487279	.16400	.16400	.05714	437.603	42782	n/a	n/a
31	0.0000	-1400.	2.3093	11.791	52.029	3.0863	.126612	.016116	6448428	.16378	.16378	.05600	434.591	42003	n/a	n/a
32	0.0000	-1382.	2.3092	11.790	52.042	3.0732	.126747	.016109	6443017	.16378	.16378	.05576	433.999	42001	n/a	n/a
33	0.0000	-1382.	2.3092	11.790	52.043	3.0729	.126750	.016108	6442859	.16378	.16378	.05576	433.998	42001	n/a	n/a
34	0.0000	-1300.	2.3087	11.771	52.104	3.0116	.127353	.016075	6432125	.16398	.16398	.05464	431.299	42771	n/a	n/a
35	0.0000	-1200.	2.3085	11.710	52.188	2.9281	.128119	.016034	6379160	.16462	.16462	.05313	427.827	42686	n/a	n/a
36	0.0000	-1100.	2.3085	11.624	52.279	2.8364	.128912	.015991	6309880	.16549	.16549	.05146	424.176	42548	n/a	n/a
37	0.0000	-1000.	2.3088	11.500	52.378	2.7372	.129738	.015947	6224823	.16720	.16720	.04966	420.347	42358	n/a	n/a
38	0.0000	-955.6	2.3090	11.434	52.425	2.6910	.130116	.015927	6182148	.16801	.16801	.04882	418.590	42257	n/a	n/a
39	0.0000	-955.6	2.3090	11.433	52.425	2.6905	.130120	.015927	6181639	.16802	.16802	.04881	418.589	42255	n/a	n/a
40	0.0000	-900.0	2.3092	11.342	52.484	2.6314	.130599	.015902	6124604	.16916	.16916	.04774	416.341	42116	n/a	n/a
41	0.0000	-800.0	2.3099	11.154	52.596	2.5195	.131601	.015856	6010022	.17156	.17156	.04571	412.160	41825	n/a	n/a
42	0.0000	-700.0	2.3106	10.936	52.713	2.4027	.132450	.015808	5882038	.17443	.17443	.04359	407.805	41487	n/a	n/a
43	0.0000	-600.0	2.3113	10.692	52.834	2.2817	.133462	.015758	5741842	.17775	.17775	.04140	403.277	41103	n/a	n/a
44	0.0000	-575.7	2.3115	10.628	52.864	2.2618	.133704	.015745	5706020	.17863	.17863	.04086	402.149	41004	n/a	n/a
46	0.0000	-500.0	2.3120	10.424	52.958	2.1578	.134513	.015705	5590882	.18154	.18154	.03915	398.579	40679	n/a	n/a
47	0.0000	-400.0	2.3126	10.136	53.084	2.0320	.135443	.015661	5490976	.18577	.18577	.03687	393.713	40218	n/a	n/a
48	0.0000	-310.9	2.3129	9.8696	53.196	1.9197	.136717	.015600	5283399	.18986	.18986	.03483	389.235	39786	n/a	n/a
49	0.0000	-310.9	2.3129	9.8681	53.197	1.9190	.136723	.015600	5282566	.18988	.18988	.03482	389.235	39783	n/a	n/a
50	0.0000	-300.0	2.3129	9.8367	53.210	1.9040	.136852	.015593	5245195	.19037	.19037	.03458	388.681	39732	n/a	n/a
51	0.0000	-200.0	2.3130	9.5320	53.334	1.7814	.138154	.015533	5096593	.19627	.19715	.03232	383.485	39231	n/a	n/a
52	0.0000	-100.0	2.3115	9.3574	53.438	1.6774	.139673	.015464	4979218	.19809	.22450	.03043	378.132	38938	n/a	n/a
53	0.0000	0.0000	2.3085	9.3038	53.524	1.5917	.141402	.015387	4908567	.19880	.23295	.02888	372.629	38844	n/a	n/a

d) Hagedorn& Brown

Job	: 'PIPESIM Job'														
Case	: TYPE=CHK														
	Dist.	Elev.	Horiz.	Vert.	Pres.	Temp.	Mean	Pressure Drop	Liquid	Vapour	Total	Densities	Slug	Flow	
	(feet)	(feet)	(deg)	(deg)	(psia)	(F)	Vel.	(psi)	Flow	Flow	Mass	(lb/ft3)	Number	Pattern	
							(ft/s)	Elev. Frictn.	(acf/d)	(acf/d)	(lb/s)	Liquid	Gas (PI-SS)		
Tubing_1															
1	.04500	-2936.	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2388	0.0000	0.0000	92357.	62992.1	55.116	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
2	.03739	-2936.	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2388	0.0000	.94e-5	92357.	62992.0	55.116	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
3	0.0000	-2936.	0.000	90.00	477.40	462.30	4.2387	0.0000	.46e-4	92357.	62991.5	55.116	50.860	1.0281	B/B INTERMITTENT
4	0.0000	-2900.	90.00	0.000	469.14	460.53	4.5614	8.2085	.03458	91983.	75191.0	55.116	50.944	1.0104	HB SLOG
5	0.0000	-2800.	90.00	0.000	448.52	455.99	5.4290	20.526	.10977	91037.	107938.	55.116	51.143	.96564	HB SLOG
6	0.0000	-2775.	90.00	0.000	443.74	454.91	5.4402	4.7513	.03075	90819.	115891.	55.116	51.215	.95529	HB SLOG
7	0.0000	-2775.	90.00	0.000	443.73	454.91	5.4446	.00423	.42e-4	90814.	116057.	55.116	51.216	.95508	HB SLOG
8	0.0000	-2700.	90.00	0.000	429.94	451.75	6.2749	13.699	.09774	90191.	139782.	55.116	51.365	.92548	HB SLOG
9	0.0000	-2600.	90.00	0.000	413.02	447.78	7.1015	16.766	.14711	89427.	170840.	55.116	51.552	.88903	HB SLOG
10	0.0000	-2510.	90.00	0.000	399.02	444.39	7.8273	13.850	.14802	88801.	198066.	55.116	51.710	.85895	HB SLOG
11	0.0000	-2510.	90.00	0.000	399.02	444.39	7.8315	.00594	.69e-4	88797.	198226.	55.116	51.711	.85878	HB SLOG
12	0.0000	-2500.	90.00	0.000	397.55	444.02	7.9061	1.4547	.01709	88735.	201021.	55.116	51.726	.85578	HB SLOG
13	0.0000	-2400.	90.00	0.000	383.23	440.45	8.6927	14.132	.18280	88104.	230479.	55.116	51.891	.82510	HB SLOG
14	0.0000	-2303.	90.00	0.000	370.22	437.12	9.4434	12.818	.19457	87540.	258557.	55.116	52.043	.79727	HB SLOG
15	0.0000	-2303.	90.00	0.000	370.21	437.12	9.4475	.00611	.84e-4	87537.	258710.	55.116	52.044	.79713	HB SLOG
16	0.0000	-2300.	90.00	0.000	369.88	437.03	9.4648	.32989	.00540	87524.	259358.	55.116	52.048	.79650	HB SLOG
17	0.0000	-2200.	90.00	0.000	357.34	433.73	10.220	12.325	.21700	86990.	287574.	55.116	52.197	.76978	HB SLOG
18	0.0000	-2118.	90.00	0.000	347.62	431.10	10.828	9.5231	.18938	86584.	310242.	55.116	52.315	.74909	HB SLOG
19	0.0000	-2118.	90.00	0.000	347.62	431.10	10.831	.00177	.37e-4	86581.	310389.	55.116	52.315	.74894	HB SLOG
20	0.0000	-2100.	90.00	0.000	345.49	430.52	10.963	2.0887	.04424	86495.	315309.	55.116	52.341	.74454	HB SLOG
21	0.0000	-2000.	90.00	0.000	334.24	427.40	11.694	10.995	.25006	86036.	342542.	55.116	52.480	.72042	HB SLOG
22	0.0000	-1900.	90.00	0.000	323.52	424.35	12.413	10.452	.24623	85609.	369336.	55.116	52.614	.69786	HB SLOG
23	0.0000	-1800.	90.00	0.000	313.27	421.35	13.120	9.9716	.28200	85211.	396437.	55.116	52.745	.67611	HB SLOG
24	0.0000	-1796.	90.00	0.000	312.88	421.24	13.148	.38031	.01129	85196.	396656.	55.116	52.750	.67528	HB SLOG
25	0.0000	-1796.	90.00	0.000	312.87	421.24	13.151	.00417	.00012	85194.	396792.	55.116	52.751	.67516	HB SLOG
26	0.0000	-1700.	90.00	0.000	303.43	418.41	13.814	9.1587	.28387	84841.	421453.	55.116	52.873	.65526	HB SLOG
27	0.0000	-1600.	90.00	0.000	293.94	415.50	14.420	9.1800	.30707	84530.	443958.	55.116	52.999	.63529	HB SLOG
28	0.0000	-1500.	90.00	0.000	284.73	412.60	14.921	8.8954	.31722	84280.	462568.	55.116	53.123	.61571	HB SLOG
29	0.0000	-1497.	90.00	0.000	284.43	412.51	14.935	.28855	.01059	84273.	463081.	55.116	53.127	.61504	HB SLOG
30	0.0000	-1497.	90.00	0.000	284.43	412.51	14.936	.00207	.76e-4	84272.	463144.	55.116	53.127	.61497	HB SLOG
31	0.0000	-1400.	90.00	0.000	275.72	409.70	15.301	8.3940	.31486	84092.	476685.	55.116	53.246	.59667	HB SLOG
32	0.0000	-1382.	90.00	0.000	274.08	409.16	15.348	1.5759	.04070	84059.	479185.	55.116	53.269	.59321	HB SLOG
33	0.0000	-1382.	90.00	0.000	274.08	409.16	15.370	.00133	.51e-4	84058.	479255.	55.116	53.269	.59311	HB SLOG
34	0.0000	-1300.	90.00	0.000	266.87	406.77	15.657	6.9379	.27191	83921.	489920.	55.116	53.370	.57759	HB SLOG
35	0.0000	-1200.	90.00	0.000	258.15	403.82	15.991	8.3710	.33945	83766.	502312.	55.116	53.499	.55961	HB SLOG
36	0.0000	-1100.	90.00	0.000	249.57	400.83	16.303	8.2386	.34590	83624.	513871.	55.116	53.617	.54151	HB SLOG
37	0.0000	-1000.	90.00	0.000	241.10	397.80	16.593	8.1204	.35204	83496.	524618.	55.116	53.742	.52366	HB SLOG
38	0.0000	-955.6	90.00	0.000	237.37	396.44	16.714	3.5716	.15822	83443.	529137.	55.116	53.799	.51580	HB SLOG
39	0.0000	-955.6	90.00	0.000	237.34	396.44	16.716	.00118	.52e-4	83442.	529189.	55.116	53.799	.51571	HB SLOG
40	0.0000	-900.0	90.00	0.000	232.72	394.73	16.861	4.4422	.19959	83379.	534580.	55.116	53.860	.50602	HB SLOG
41	0.0000	-800.0	90.00	0.000	224.44	391.60	17.110	7.9213	.36338	83273.	543790.	55.116	53.995	.48858	HB SLOG
42	0.0000	-700.0	90.00	0.000	216.23	388.41	17.339	7.8381	.34842	83174.	552294.	55.116	54.124	.47130	HB SLOG
43	0.0000	-600.0	90.00	0.000	208.09	385.15	17.551	7.7643	.37361	83084.	560145.	55.116	54.254	.45417	HB SLOG
44	0.0000	-575.7	90.00	0.000	206.12	384.35	17.600	1.8798	.09147	83062.	561944.	55.116	54.286	.45002	HB SLOG
46	0.0000	-500.0	90.00	0.000	200.01	381.82	17.747	5.8188	.28669	82998.	567412.	55.116	54.384	.43717	HB SLOG
47	0.0000	-400.0	90.00	0.000	191.99	378.40	17.929	7.6403	.38294	82918.	574180.	55.116	54.522	.42028	HB SLOG
48	0.0000	-310.9	90.00	0.000	184.88	375.28	18.083	6.7641	.34508	82848.	579876.	55.116	54.642	.40530	HB SLOG
49	0.0000	-310.9	90.00	0.000	184.88	375.28	18.084	.00032	.17e-4	82847.	579907.	55.116	54.643	.40522	HB SLOG
50	0.0000	-300.0	90.00	0.000	184.01	374.89	18.101	.82126	.04226	82839.	580552.	55.116	54.653	.40348	HB SLOG
51	0.0000	-200.0	90.00	0.000	176.08	371.28	18.245	7.5396	.39147	82763.	586651.	55.116	54.796	.38678	HB SLOG
52	0.0000	-100.0	90.00	0.000	168.19	367.56	18.426	7.4946	.39596	82685.	592430.	55.116	54.939	.37015	HB SLOG
53	0.0000	0.0000	90.00	0.000	160.34	363.72	18.589	7.4510	.40029	82606.	598463.	55.116	55.084	.35359	HB SLOG

Job : 'PIPESIM Job'  
 Case 2 : TYPE=THU

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)		Reynolds Number	No-Slip Liquid Holdup Frn.	Slip Liquid Holdup Frn.	Vapour Quality Frn.	Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Ratio	Corrosion Rate (in/10 <sup>3</sup> /year)	
		Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas								
Flowtype is Tubing ID= 8.8189 ins Roughness= 0 ins															
1	0.04500	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943507	.59451	.59451	.01360	454.473	23468	n/a
2	0.03739	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943506	.59451	.59451	.01360	454.472	23468	n/a
3	0.0000	-2936.	2.5200	1.7187	54.366	.74956	.111316	.017091	1943500	.59451	.59451	.01360	454.472	23468	n/a
4	0.0000	-2900.	2.5098	2.0516	54.236	.87934	.111798	.017055	1250647	.55022	.61995	.01595	454.306	24345	n/a
5	0.0000	-2800.	2.4840	2.9450	53.909	1.2063	.113071	.016964	1229120	.45784	.52884	.02189	453.791	24559	n/a
6	0.0000	-2775.	2.4780	3.1621	53.834	1.2814	.113375	.016942	1224107	.43935	.51091	.02325	453.648	27071	n/a
7	0.0000	-2775.	2.4779	3.1667	53.833	1.2829	.113382	.016942	1224004	.43899	.51055	.02328	453.648	27082	n/a
8	0.0000	-2700.	2.4609	3.8140	53.618	1.4973	.114278	.016879	1209568	.39218	.48486	.02717	453.195	28554	n/a
9	0.0000	-2600.	2.4400	4.6614	53.358	1.7579	.115434	.016800	1191637	.34360	.43701	.03189	452.517	30376	n/a
10	0.0000	-2610.	2.4230	5.4043	53.147	1.9691	.116435	.016733	1176716	.30955	.40241	.03573	451.830	31891	n/a
11	0.0000	-2510.	2.4229	5.4087	53.145	1.9703	.116441	.016733	1176630	.30937	.40222	.03575	451.830	31899	n/a
12	0.0000	-2600.	2.4212	5.4849	53.125	1.9911	.116543	.016726	1175137	.30624	.39899	.03613	451.750	32051	n/a
13	0.0000	-2400.	2.4040	6.2887	52.915	2.2010	.117617	.016655	1159802	.27655	.36789	.03993	450.892	33607	n/a
14	0.0000	-2303.	2.3885	7.0548	52.730	2.3859	.118638	.016590	1145809	.25293	.34252	.04329	449.964	35029	n/a
15	0.0000	-2303.	2.3885	7.0590	52.729	2.3869	.118643	.016589	1145735	.25282	.34240	.04331	449.963	35036	n/a
16	0.0000	-2300.	2.3881	7.0767	52.725	2.3910	.118667	.016588	1145418	.25232	.34185	.04338	449.937	35058	n/a
17	0.0000	-2200.	2.3736	7.8466	52.553	2.6621	.119693	.016523	1131915	.23224	.31980	.04649	448.884	36441	n/a
18	0.0000	-2118.	2.3625	8.4651	52.426	2.8898	.120520	.016472	1121417	.21819	.30407	.04880	447.949	37508	n/a
19	0.0000	-2118.	2.3624	8.4689	52.425	2.8906	.120525	.016471	1121352	.21811	.30398	.04882	447.949	37515	n/a
20	0.0000	-2100.	2.3601	8.6033	52.398	2.7171	.120705	.016460	1119108	.21527	.30077	.04930	447.728	37743	n/a
21	0.0000	-2000.	2.3475	9.3469	52.258	2.8572	.121707	.016399	1106929	.20074	.28419	.05184	446.468	38981	n/a
22	0.0000	-1900.	2.3359	10.077	52.132	2.9831	.122703	.016340	1095304	.18817	.26961	.05413	445.100	40161	n/a
23	0.0000	-1800.	2.3250	10.795	52.020	3.0960	.123694	.016282	1084173	.17721	.25670	.05617	443.621	41288	n/a
24	0.0000	-1796.	2.3246	10.823	52.016	3.1001	.123733	.016279	1083747	.17681	.25622	.05625	443.561	41331	n/a
25	0.0000	-1796.	2.3246	10.827	52.015	3.1007	.123738	.016279	1083690	.17676	.25616	.05626	443.560	41337	n/a
26	0.0000	-1700.	2.3149	11.500	51.919	3.1963	.124684	.016226	1073487	.16787	.24619	.05799	442.028	42367	n/a
27	0.0000	-1600.	2.3064	12.114	51.852	3.2638	.125678	.016168	1063611	.15995	.23599	.05922	440.002	43285	n/a
28	0.0000	-1600.	2.2996	12.621	51.819	3.2964	.126683	.016112	1054512	.15412	.22892	.05981	437.486	44031	n/a
29	0.0000	-1497.	2.2994	12.635	51.819	3.2965	.126717	.016110	1054224	.15396	.22874	.05981	437.388	44051	n/a
30	0.0000	-1497.	2.2994	12.637	51.819	3.2965	.126722	.016110	1054188	.15395	.22871	.05981	437.387	44054	n/a
31	0.0000	-1400.	2.2945	13.007	51.824	3.2920	.127707	.016056	1046151	.14996	.22387	.05973	434.422	44588	n/a
32	0.0000	-1382.	2.2936	13.075	51.826	3.2900	.127898	.016046	1044629	.14924	.22300	.05969	433.840	44686	n/a
33	0.0000	-1382.	2.2936	13.077	51.826	3.2899	.127903	.016045	1044586	.14922	.22298	.05969	433.839	44689	n/a
34	0.0000	-1300.	2.2898	13.368	51.838	3.2774	.128754	.015999	1037931	.14624	.21935	.05946	431.192	45105	n/a
35	0.0000	-1200.	2.2856	13.706	51.862	3.2535	.129829	.015942	1029813	.14293	.21530	.05903	427.797	45583	n/a
36	0.0000	-1100.	2.2817	14.021	51.895	3.2207	.130935	.015885	1021763	.13996	.21167	.05844	424.236	46025	n/a
37	0.0000	-1000.	2.2782	14.314	51.936	3.1796	.132074	.015827	1013747	.13730	.20841	.05769	420.512	46432	n/a
38	0.0000	-955.6	2.2768	14.438	51.957	3.1589	.132593	.015800	1010188	.13622	.20708	.05731	418.806	46602	n/a
39	0.0000	-955.6	2.2768	14.439	51.957	3.1587	.132599	.015800	1010147	.13620	.20707	.05731	418.805	46604	n/a
40	0.0000	-900.0	2.2750	14.586	51.985	3.1309	.133252	.015768	1005729	.13493	.20550	.05681	416.624	46806	n/a
41	0.0000	-800.0	2.2721	14.838	52.041	3.0750	.134472	.015707	997674	.13280	.20290	.05657	412.574	47150	n/a
42	0.0000	-700.0	2.2694	15.070	52.103	3.0127	.135740	.015646	989545	.13089	.20056	.05646	408.361	47465	n/a
43	0.0000	-600.0	2.2670	15.284	52.171	2.9445	.137059	.015584	981305	.12917	.19847	.05642	403.989	47754	n/a
44	0.0000	-575.7	2.2664	15.333	52.189	2.9270	.137388	.015568	979278	.12877	.19800	.05631	402.900	47820	n/a
46	0.0000	-500.0	2.2646	15.482	52.245	2.8710	.138435	.015520	972914	.12761	.19659	.05620	399.457	48020	n/a
47	0.0000	-400.0	2.2624	15.667	52.323	2.7930	.139876	.015454	964332	.12619	.19488	.05608	394.768	48266	n/a
48	0.0000	-310.9	2.2605	15.822	52.395	2.7202	.141219	.015395	956487	.12501	.19347	.04935	390.456	48472	n/a
49	0.0000	-310.9	2.2605	15.823	52.396	2.7198	.141227	.015394	956442	.12500	.19346	.04935	390.456	48473	n/a
50	0.0000	-300.0	2.2603	15.841	52.404	2.7112	.141387	.015387	955517	.12487	.19330	.04919	389.922	48496	n/a
51	0.0000	-200.0	2.2582	16.007	52.489	2.6262	.142977	.015318	946426	.12363	.19183	.04765	384.922	48716	n/a
52	0.0000	-100.0	2.2561	16.170	52.577	2.5389	.144653	.015247	937013	.12244	.19042	.04607	379.769	48930	n/a
53	0.0000	0.0000	2.2539	16.335	52.666	2.4501	.146426	.015174	927232	.12125	.18901	.04445	374.465	49146	n/a

e) DUNS & ROS

Job	: 'PIPESIM Job'															
Case	: TYPE=OR															
	Dist.	Elev.	Horiz.	Vert.	Pres.	Temp.	Mean	Pressure	Liquid	Vapour	Total	Densities	Slug	Flow		
	(feet)	(feet)	(deg)	(deg)	(psia)	(F)	Vel.	(psi)	Flow	Flow	Mass	(lb/ft3)	Number	Pattern		
							(ft/s)	Elev. Frictn.	(scf/d)	(scf/d)	(lb/s)	Liquid	Gas (PI-SS)			
tubing_1	1	.04500	-2936.	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	0.0000	92357.	42992.1	55.116	50.840	1.0281	B/B INTERMITTENT
	2	.03739	-2936.	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2388	0.0000	.94e-5	92357.	42992.0	55.116	50.840	1.0281	B/B INTERMITTENT
	3	0.0000	-2936.	0.000	90.00	477.40	442.30	4.2387	0.0000	.46e-4	92357.	42991.5	55.116	50.840	1.0281	B/B INTERMITTENT
	4	0.0000	-2900.	90.00	0.000	469.99	440.71	4.5254	7.3803	.02941	92029.	73801.0	55.116	50.936	1.0122	D/R SLUG
	5	0.0000	-2900.	90.00	0.000	451.51	456.65	5.2045	18.391	.09021	91184.	102491.	55.116	51.132	.97209	D/R SLUG
	6	0.0000	-2775.	90.00	0.000	447.24	455.70	5.4666	4.2432	.02464	90991.	109356.	55.116	51.177	.94285	D/R SLUG
	7	0.0000	-2775.	90.00	0.000	447.24	455.70	5.4703	.00554	.33e-4	90988.	109498.	55.116	51.178	.94266	D/R SLUG
	8	0.0000	-2700.	90.00	0.000	436.40	453.01	5.9848	11.742	.07681	90462.	128880.	55.116	51.305	.93723	D/R SLUG
	9	0.0000	-2600.	90.00	0.000	420.99	449.44	6.6396	14.290	.11200	89829.	153810.	55.116	51.463	.90616	D/R SLUG
	10	0.0000	-2510.	90.00	0.000	409.14	446.84	7.1967	11.747	.10938	89317.	174438.	55.116	51.596	.88064	D/R SLUG
	11	0.0000	-2510.	90.00	0.000	409.13	446.84	7.1999	.00503	5.0e-5	89314.	174540.	55.116	51.596	.88050	D/R SLUG
	12	0.0000	-2500.	90.00	0.000	407.89	446.54	7.2642	1.2316	.01245	89264.	174673.	55.116	51.610	.87796	D/R SLUG
	13	0.0000	-2400.	90.00	0.000	395.81	443.60	7.8397	11.951	.13123	88756.	198545.	55.116	51.746	.85201	D/R SLUG
	14	0.0000	-2303.	90.00	0.000	384.84	440.84	8.3789	10.831	.13429	88307.	218776.	55.116	51.873	.82851	D/R SLUG
	15	0.0000	-2303.	90.00	0.000	384.83	440.84	8.3818	.00432	.58e-4	88305.	218884.	55.116	51.873	.82839	D/R SLUG
	16	0.0000	-2300.	90.00	0.000	384.55	440.79	8.3940	2.7878	.00374	88236.	219343.	55.116	51.876	.82786	D/R SLUG
	17	0.0000	-2200.	90.00	0.000	373.98	438.09	8.9185	10.421	.14850	87877.	238983.	55.116	51.999	.80529	D/R SLUG
	18	0.0000	-2118.	90.00	0.000	365.79	435.94	9.3272	8.0645	.12707	87463.	254276.	55.116	52.096	.78778	D/R SLUG
	19	0.0000	-2118.	90.00	0.000	365.79	435.94	9.3297	.00150	.25e-4	87461.	254370.	55.116	52.097	.78768	D/R SLUG
	20	0.0000	-2100.	90.00	0.000	363.99	435.49	9.4170	1.7715	.02938	87496.	257633.	55.116	52.117	.78394	D/R SLUG
	21	0.0000	-2000.	90.00	0.000	354.48	432.94	9.8899	9.3445	.14405	87145.	278318.	55.116	52.232	.76366	D/R SLUG
	22	0.0000	-1900.	90.00	0.000	345.39	430.49	10.338	8.9192	.17122	86825.	292044.	55.116	52.342	.74430	D/R SLUG
	23	0.0000	-1800.	90.00	0.000	336.66	428.08	10.740	8.5514	.17799	86532.	307822.	55.116	52.450	.72573	D/R SLUG
	24	0.0000	-1794.	90.00	0.000	336.32	427.98	10.776	.32709	.00708	86521.	308419.	55.116	52.454	.72501	D/R SLUG
	25	0.0000	-1794.	90.00	0.000	336.32	427.98	10.778	.00358	.78e-4	86520.	308499.	55.116	52.454	.72492	D/R SLUG
	26	0.0000	-1700.	90.00	0.000	328.24	425.70	11.157	7.9010	.17721	86244.	322650.	55.116	52.555	.70785	D/R SLUG
	27	0.0000	-1600.	90.00	0.000	320.07	423.35	11.455	7.9784	.18978	86055.	333777.	55.116	52.658	.69051	D/R SLUG
	28	0.0000	-1500.	90.00	0.000	312.07	421.00	11.640	7.8117	.19351	85907.	340692.	55.116	52.761	.67354	D/R SLUG
	29	0.0000	-1497.	90.00	0.000	311.80	420.92	11.643	.25499	.00441	85903.	340804.	55.116	52.764	.67297	D/R SLUG
	30	0.0000	-1497.	90.00	0.000	311.80	420.92	11.643	.00183	.46e-4	85903.	340818.	55.116	52.765	.67289	D/R SLUG
	31	0.0000	-1400.	90.00	0.000	304.14	418.62	11.698	7.4739	.18891	85820.	342890.	55.116	52.844	.65475	D/R SLUG
	32	0.0000	-1382.	90.00	0.000	302.68	418.18	11.705	1.4193	.03604	85804.	343146.	55.116	52.883	.65347	D/R SLUG
	33	0.0000	-1382.	90.00	0.000	302.68	418.18	11.705	.00119	3.0e-5	85805.	343179.	55.116	52.884	.65358	D/R SLUG
	34	0.0000	-1300.	90.00	0.000	296.24	416.21	11.724	6.2829	.15991	85747.	343923.	55.116	52.968	.64003	D/R SLUG
	35	0.0000	-1200.	90.00	0.000	288.35	413.75	11.720	7.6943	.19411	85685.	343845.	55.116	53.074	.62334	D/R SLUG
	36	0.0000	-1100.	90.00	0.000	280.44	411.23	11.687	7.7085	.19678	85634.	342690.	55.116	53.181	.60644	D/R SLUG
	37	0.0000	-1000.	90.00	0.000	272.51	408.65	11.626	7.7397	.19500	85590.	340504.	55.116	53.291	.58988	D/R SLUG
	38	0.0000	-955.6	90.00	0.000	268.97	407.47	11.591	3.4518	.08424	85572.	339216.	55.116	53.340	.58242	D/R SLUG
	39	0.0000	-955.6	90.00	0.000	268.97	407.47	11.590	.00114	.28e-4	85572.	339200.	55.116	53.341	.58233	D/R SLUG
	40	0.0000	-900.0	90.00	0.000	264.52	405.99	11.539	4.3343	.10764	85562.	337341.	55.116	53.403	.57304	D/R SLUG
	41	0.0000	-800.0	90.00	0.000	256.47	403.24	11.427	7.8572	.19219	85517.	333275.	55.116	53.517	.55606	D/R SLUG
	42	0.0000	-700.0	90.00	0.000	248.34	400.40	11.293	7.9424	.19023	85485.	328390.	55.116	53.635	.53892	D/R SLUG
	43	0.0000	-600.0	90.00	0.000	240.11	397.44	11.139	8.0448	.18793	85452.	322793.	55.116	53.757	.52158	D/R SLUG
	44	0.0000	-576.7	90.00	0.000	238.09	396.71	11.099	1.9755	.04537	85443.	321336.	55.116	53.787	.51732	D/R SLUG
	46	0.0000	-500.0	90.00	0.000	231.76	394.37	10.949	6.1870	.14000	85416.	314610.	55.116	53.883	.50400	D/R SLUG
	47	0.0000	-400.0	90.00	0.000	223.28	391.14	10.788	8.2950	.18258	85374.	309996.	55.116	54.013	.48615	D/R SLUG
	48	0.0000	-310.9	90.00	0.000	215.41	388.14	10.620	7.5153	.16028	85329.	303883.	55.116	54.133	.46999	D/R SLUG
	49	0.0000	-310.9	90.00	0.000	215.41	388.14	10.619	.00036	.76e-5	85329.	303848.	55.116	54.134	.46990	D/R SLUG
	50	0.0000	-300.0	90.00	0.000	214.66	387.79	10.599	3.2330	.01936	85323.	303131.	55.116	54.148	.46801	D/R SLUG
	51	0.0000	-200.0	90.00	0.000	205.89	384.24	10.409	8.5917	.17464	85242.	294228.	55.116	54.289	.44955	D/R SLUG
	52	0.0000	-100.0	90.00	0.000	196.97	380.54	10.224	8.7482	.17367	85187.	289533.	55.116	54.434	.43078	D/R SLUG
	53	0.0000	0.0000	90.00	0.000	187.90	376.42	10.052	8.9027	.17084	85094.	283322.	55.116	54.590	.41148	D/R SLUG

Job : 'PIPESIM Job'  
Case 5 : TYPE=DR

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)		Reynolds Number	No-Slip	Slip	Vapour Quality	Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Ratio	Corrosion Rate (in/1e3/year)		
		Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas		Liquid Holdup Frn.	Liquid Holdup Frn.						
Flowtype is Tubing ID= 8.8189 ins Roughness= 0 ins																
1	.04500	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943507	.59451	.59451	.01360	454.473	.23468	n/a	n/a
2	.03739	-2936.	2.5200	1.7188	54.366	.74957	.111316	.017091	1943506	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
3	0.0000	-2936.	2.5200	1.7187	54.366	.74956	.111316	.017091	1943500	.59451	.59451	.01360	454.472	.23468	n/a	n/a
4	0.0000	-2900.	2.5109	2.0145	54.251	.86496	.111749	.017059	2041566	.55484	.55484	.01569	454.306	.24249	n/a	n/a
5	0.0000	-2800.	2.4880	2.7965	53.962	1.1531	.112883	.016977	2286912	.47081	.47081	.02092	453.787	.26204	n/a	n/a
6	0.0000	-2775.	2.4827	2.9838	53.897	1.2187	.113153	.016958	2342870	.45417	.45417	.02211	453.642	.26651	n/a	n/a
7	0.0000	-2775.	2.4826	2.9877	53.896	1.2200	.113158	.016958	2344019	.45383	.45383	.02214	453.642	.26660	n/a	n/a
8	0.0000	-2700.	2.4683	3.5165	53.718	1.3980	.113918	.016904	2496469	.41243	.41243	.02537	453.183	.27886	n/a	n/a
9	0.0000	-2600.	2.4510	4.1886	53.506	1.6100	.114883	.016838	2679305	.36915	.36915	.02921	452.490	.29372	n/a	n/a
10	0.0000	-2510.	2.4371	4.7596	53.338	1.7780	.115709	.016782	2825809	.33864	.33864	.03226	451.784	.30579	n/a	n/a
11	0.0000	-2510.	2.4370	4.7629	53.337	1.7789	.115713	.016781	2826635	.33847	.33847	.03228	451.784	.30586	n/a	n/a
12	0.0000	-2500.	2.4356	4.8206	53.320	1.7953	.115797	.016776	2840995	.33566	.33566	.03257	451.701	.30705	n/a	n/a
13	0.0000	-2400.	2.4217	5.4179	53.157	1.9581	.116672	.016717	2985382	.30891	.30891	.03553	450.815	.31916	n/a	n/a
14	0.0000	-2303.	2.4095	5.9694	53.018	2.0979	.117495	.016663	3111888	.28757	.28757	.03806	449.854	.32995	n/a	n/a
15	0.0000	-2303.	2.4094	5.9723	53.017	2.0986	.117500	.016663	3112550	.28746	.28746	.03808	449.853	.33001	n/a	n/a
16	0.0000	-2300.	2.4092	5.9849	53.014	2.1017	.117519	.016662	3115348	.28701	.28701	.03813	449.826	.33025	n/a	n/a
17	0.0000	-2200.	2.3978	6.5207	52.888	2.2274	.118339	.016609	3232239	.26885	.26885	.04041	448.732	.34041	n/a	n/a
18	0.0000	-2118.	2.3892	6.9380	52.797	2.3184	.118997	.016567	3319439	.25615	.25615	.04207	447.759	.34812	n/a	n/a
19	0.0000	-2118.	2.3891	6.9406	52.797	2.3190	.119001	.016567	3319967	.25608	.25608	.04208	447.759	.34817	n/a	n/a
20	0.0000	-2100.	2.3873	7.0296	52.778	2.3376	.119144	.016558	3338146	.25351	.25351	.04241	447.528	.34990	n/a	n/a
21	0.0000	-2000.	2.3778	7.5121	52.682	2.4334	.119934	.016508	3434179	.24043	.24043	.04415	446.214	.35847	n/a	n/a
22	0.0000	-1900.	2.3691	7.9685	52.600	2.5158	.120715	.016460	3521191	.22917	.22917	.04565	444.786	.36650	n/a	n/a
23	0.0000	-1800.	2.3611	8.3990	52.530	2.5856	.121490	.016413	3599924	.21943	.21943	.04691	443.239	.37391	n/a	n/a
24	0.0000	-1796.	2.3608	8.4153	52.528	2.5881	.121520	.016411	3602838	.21907	.21907	.04696	443.176	.37419	n/a	n/a
25	0.0000	-1796.	2.3607	8.4175	52.527	2.5884	.121524	.016410	3603227	.21903	.21903	.04696	443.175	.37423	n/a	n/a
26	0.0000	-1700.	2.3538	8.8036	52.472	2.6434	.122261	.016366	3670964	.21096	.21096	.04796	441.572	.38075	n/a	n/a
27	0.0000	-1600.	2.3480	9.1072	52.448	2.6675	.123033	.016320	3720157	.20498	.20498	.04840	439.448	.38580	n/a	n/a
28	0.0000	-1500.	2.3440	9.2959	52.460	2.6559	.123814	.016275	3745983	.20138	.20138	.04819	436.807	.38890	n/a	n/a
29	0.0000	-1497.	2.3439	9.2990	52.461	2.6545	.123841	.016273	3746215	.20132	.20132	.04816	436.704	.38895	n/a	n/a
30	0.0000	-1497.	2.3439	9.2994	52.461	2.6543	.123844	.016273	3746233	.20131	.20131	.04816	436.704	.38895	n/a	n/a
31	0.0000	-1400.	2.3416	9.3559	52.509	2.6064	.124613	.016229	3746517	.20018	.20018	.04729	433.590	.38996	n/a	n/a
32	0.0000	-1382.	2.3412	9.3634	52.519	2.5962	.124762	.016220	3745902	.20003	.20003	.04711	432.979	.38998	n/a	n/a
33	0.0000	-1382.	2.3412	9.3636	52.520	2.5960	.124766	.016220	3745882	.20002	.20002	.04710	432.978	.38998	n/a	n/a
34	0.0000	-1300.	2.3396	9.3841	52.568	2.5477	.125435	.016182	3740622	.19956	.19956	.04622	430.197	.39029	n/a	n/a
35	0.0000	-1200.	2.3380	9.3819	52.635	2.4807	.126285	.016134	3728571	.19949	.19949	.04501	426.630	.39023	n/a	n/a
36	0.0000	-1100.	2.3365	9.3504	52.709	2.4061	.127166	.016085	3710486	.19993	.19993	.04366	422.889	.38968	n/a	n/a
37	0.0000	-1000.	2.3353	9.2908	52.791	2.3247	.128082	.016036	3686512	.20087	.20087	.04218	418.576	.38867	n/a	n/a
38	0.0000	-955.6	2.3349	9.2556	52.829	2.2866	.128502	.016013	3674022	.20145	.20145	.04149	417.184	.38807	n/a	n/a
39	0.0000	-955.6	2.3349	9.2552	52.829	2.2862	.128507	.016013	3673871	.20145	.20145	.04148	417.183	.38806	n/a	n/a
40	0.0000	-900.0	2.3343	9.2045	52.878	2.2374	.129039	.015994	3656823	.20230	.20230	.04059	414.892	.38720	n/a	n/a
41	0.0000	-800.0	2.3334	9.0935	52.971	2.1449	.130042	.015931	3621647	.20420	.20420	.03892	410.639	.38532	n/a	n/a
42	0.0000	-700.0	2.3325	8.9603	53.067	2.0483	.131097	.015877	3581270	.20655	.20655	.03716	406.217	.38305	n/a	n/a
43	0.0000	-600.0	2.3316	8.8075	53.167	1.9486	.132211	.015820	3536074	.20932	.20932	.03536	401.629	.38044	n/a	n/a
44	0.0000	-575.7	2.3314	8.7678	53.192	1.9240	.132492	.015806	3524395	.21005	.21005	.03491	400.487	.37976	n/a	n/a
45	0.0000	-500.0	2.3306	8.6388	53.269	1.8469	.133391	.015761	3486565	.21246	.21246	.03351	396.876	.37753	n/a	n/a
46	0.0000	-400.0	2.3295	8.4584	53.371	1.7443	.134647	.015699	3433396	.21593	.21593	.03165	391.962	.37439	n/a	n/a
47	0.0000	-310.9	2.3282	8.2916	53.463	1.6530	.135838	.015642	3383595	.21924	.21924	.02999	387.447	.37146	n/a	n/a
48	0.0000	-310.9	2.3282	8.2906	53.463	1.6525	.135845	.015641	3383309	.21926	.21926	.02998	387.447	.37145	n/a	n/a
49	0.0000	-300.0	2.3281	8.2710	53.474	1.6420	.135988	.015634	3377408	.21965	.21965	.02979	386.889	.37110	n/a	n/a
50	0.0000	-200.0	2.3264	8.0827	53.574	1.5413	.137425	.015567	3319556	.22350	.22350	.02797	381.659	.36776	n/a	n/a
51	0.0000	-100.0	2.3244	7.9000	53.672	1.4436	.138971	.015495	3261433	.22734	.22734	.02619	376.275	.36448	n/a	n/a
52	0.0000	0.0000	2.3219	7.7306	53.766	1.3500	.140639	.015420	3204279	.23098	.23098	.02449	370.742	.36141	n/a	n/a