

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS Y  
MODELOS MECANÍSTICOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS  
HORIZONTALES DE INYECCIÓN DE VAPOR.**

**GUSTAVO ADOLFO ROJAS SOSA**

**JOHN FREDY CHACON SIERRA**

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

**2011**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS Y  
MODELOS MECANÍSTICOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS  
HORIZONTALES DE INYECCIÓN DE VAPOR.**

**GUSTAVO ADOLFO ROJAS SOSA**

**JOHN FREDY CHACON SIERRA**

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

**Director**

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

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

**2011**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS por ayudarme en los momentos difíciles, en los últimos instantes y durante toda la trayectoria de la carrera, cumpliendo mis metas y objetivos, todo te lo debo a ti señor.*

*A mis padres, quienes se esforzaron para que nunca me faltara nada, que siempre creyeron en mí pese a las dificultades. Siempre conté con sus apoyos incondicionales A todos dos los amo.*

*A mi abuela Esther María, que se encuentra en el cielo.*

*A mis hermana María Esther y Dayana, que creyeron ciegamente en mí.*

*Al ministerio Alfa y Omega, que gracias a sus oraciones me dieron fortalezas para seguir adelante.*

*A mis compañeros de la U, Juancho, Lucho, Jorge, Jeison, Anderson, Ivan, Johana, Katlyn, Jhon que de una u otra forma creyeron en mí, también por brindarme su valiosa amistad y por hacer que mi paso por la universidad fuera un momento inolvidable, gracias muchachos.*

*A todas las personas que oraron por mí en estos últimos instantes desesperables y que de una u otra forma me ayudaron en el transcurso de la carrera.*

*A Karen por haberme ayudado y darme mensajes de apoyo en el transcurso de la tesis de pregrado.*

**GUSTAVO ADOLFO ROJAS SOSA.**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por la oportunidad que me ha dado de estudiar ingeniería de petróleos, por la vida, por darme unos padres los cuales han sido mi inspiración para salir adelante, por una familia que siempre estuvo a la expectativa de mi vida y que me levantaron en los momentos difíciles.*

*A la señora flor Ángela sierra mi madre, por darme la vida, por su tiempo por sus trasnochadas, por preocuparse porque hijo saliera adelante, doy gracias a mi dios por darme una mujer tan humilde y trabajadora como madre.*

*A mi señor padre Guillermo chacon, por su tiempo por su apoyo incondicional, el cual está atento a que nunca faltara nada, por su ejemplo, por su forma de decirme las cosas de forma directa.*

*A mis hermanas por su apoyo incondicional y por creer que su hermano lo lograría, les agradezco con todo mi corazón pues simplemente las quiero.*

*A mis tías lola, Rosario, Juan Carlos, Jorge, Roso etc. y mis primas Martha Agredo, Nancy, estela etc. Los cuales fueron de gran importancia en el transcurso de la carrera, pues se convirtieron en padres y hermanos para mí.*

*A mi abuela Lucinda la cual me incluye en todas sus oraciones, le doy gracias a dios por haberme dado una abuela tan especial y única.*

*A todos mis amigos, los cuales estaban siempre ahí para brindarme una ayuda o simplemente para mamar gallo.*

*Y por último agradezco a mi compañero Gustavo por su apoyo incondicional y por su trabajo el cual fue de gran importancia para el desarrollo de este proyecto.*

**JOHN FREDY CHACON SIERRA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y cada uno de los docentes que contribuyeron a nuestra formación integral, tanto personal como profesionalmente.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS, por brindarnos un espacio de aprendizaje y facilitar nuestro desarrollo profesional, con sus respectivos docentes que fueron guía fundamental para la consecución de nuestros propósitos.

A nuestro director Manuel Cabarcas, por el apoyo brindado en los inicios de este proyecto y sus recomendaciones en la vida profesional.

Al ingeniero Samuel Muñoz, que nos colocó a sufrir en este proyecto, también por mandarnos a corregir y corregir el plan y libro, que gracias a sus sugerencias seremos mejores personas.

A la escuela de Ingeniería Química, especialmente la secretaria de posgrados por prestarnos el salón para la sustentación.

A Mansarovar Energy que contribuyó en la idea de este proyecto y nosotros poder realizarla.

Por último, agradecemos a todas las personas que de alguna manera nos aportaron para que llevara a cabo con éxito este proyecto, de corazón muchísimas gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	21
1. ESTADO DEL ARTE DEL MODELAMIENTO EN POZOS DE INYECCIÓN DE VAPOR. ....	24
2. POZOS HORIZONTALES.....	32
2.1. CLASIFICACION DE LOS POZOS HORIZONTALES. ....	32
2.1.1. Pozos de radio largo .....	32
2.1.2. Pozos de radio medio.....	33
2.1.3. Pozos de radio cortó. ....	33
2.1.4. Pozos de radio ultracorto. ....	33
2.2.1. Yacimientos Naturalmente Fracturados. ....	34
2.2.2. Yacimientos con conificación de agua y gas.....	34
2.2.3. Yacimientos Estratificados .....	35
2.2.4. Zonas productoras delgadas.....	35
2.3.1. Steam Assited Gravity Drainage (SAGD).....	37
2.3.2. Horizontal Cyclic Steam Stimulation (HCSS). ....	39
2.3.3. Horizontal Alternate Steam Drive (HASD).....	41
2.3.4. Heated-Annulus Steamdrive (HASDrive). ....	43
2.4. COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES. ....	44
2.4.1. Completamiento a hueco abierto. ....	44
2.4.2. Completamiento con liner ranurado. ....	46
2.4.3. Completamiento con grava .....	46

2.4.4. Cementada.....	47
2.5. COMPLETAMIENTO DE POZOS TERMICOS HORIZONTALES. ....	48
2.6. VENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES. ....	50
3. INYECCIÓN DE VAPOR.....	52
3.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	52
3.1.1. Profundidad.....	53
3.1.2. Presión del Yacimiento. ....	53
3.1.3. Permeabilidad del yacimiento .....	53
3.2. PROPIEDADES TERMICAS DE LA ROCA. ....	54
3.2.1. Capacidad calorífica de rocas saturadas .....	54
3.2.2. Calor Específico.....	55
3.2.3. Conductividad Térmica .....	55
3.2.4. Difusividad Térmica .....	56
3.3. PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA.....	56
3.3.1. Capacidad Calorífica.....	56
3.3.2. Vapor Húmedo.....	57
3.3.3. Calor Sensible.....	57
3.3.4. Calor Latente de Vaporización.....	57
3.3.5. Calor Específico.....	57
3.3.6. Calidad del vapor. ....	57
3.4. PARAMETROS OPERACIONALES.....	58
3.4.1. Caudal de inyección.....	58
3.4.2. Calidad de vapor. ....	59
3.4.3. Presión de inyección .....	59

4. FLUJO MULTIFÁSICO.....	60
4.1. ESTUDIO DE FLUJO BIFASICO POR MEDIO DE MODELOS. ....	60
4.1.1. Método Experimental. ....	60
4.1.2. Método de solución exacta.....	60
4.1.3. Método de modelación .....	61
4.2. ¿QUÉ ES UN MODELO MECANÍSTICO? .....	61
4.2.1. Técnicas de modelación.....	62
4.2.2. Modelo de flujo homogéneo .....	62
4.2.3. Modelo de flujo separado. ....	63
4.3. ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN. ....	64
4.4. CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA.....	66
4.5. TERMINOLOGIA UTILIZADA .....	67
4.5.1. Velocidad Superficial. ....	67
4.5.2. Velocidad Real.....	68
4.5.3. Velocidad superficial bifásica .....	68
4.5.4. Holdup de líquido .....	68
4.5.5. Fracción de Líquido.....	69
4.5.6. Deslizamiento (Slip): .....	70
4.5.7. Fracción Másica: .....	70
4.5.8. Flujo másico.....	71
4.5.9. Densidad promedio de la mezcla .....	71
4.5.10. Viscosidad.....	71
4.6. FENOMENO FUNDAMENTAL EN EL FLUJO DE DOS FASES.....	73
4.6.1. Patrones de flujo .....	73

4.6.2. Patrones de Flujo en Tubería vertical.....	74
4.6.3. Patrones de Flujo en Tubería Horizontal.....	75
4.7. CORRELACIONES EMPIRICAS. ....	77
4.7.1. Correlación de Orkiszewski.....	77
4.7.2. Correlación de Beggs & Brill. ....	80
4.7.3. Correlación de Duns & Ros.....	82
4.7.4. Correlación de Hagerdon & Brown.....	83
4.7.5. Dukler, AGA, Flanigan.....	85
4.7.6. HTFS Liquido Slip y Homogéneo. ....	85
4.7.7. Oliemans. ....	86
4.8. MODELOS MECANISTICOS .....	87
4.8.2. Modelo Unificado de dos fases – TUFFP.....	87
4.8.3. Xiao et al. (1990).....	88
4.8.4. Tulsa .....	89
5. TRANSFERENCIA DE CALOR.....	92
5.1. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	92
5.1.1. Conducción.....	92
5.1.2. Convección .....	93
5.1.3. Radiación.....	94
5.2. PERDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR. ....	94
5.2.1. Pérdidas de calor en superficie.....	94
5.2.2. Pérdidas de Calor en el pozo.....	95
5.2.3. Pérdidas de Calor en el yacimiento.....	95
5.2.4. Coeficiente de transferencia de calor.....	96

6. RESULTADOS Y ANALISIS ESTADISTICO.....	101
6.1. DATOS OBTENIDOS.....	101
6.1.1. Sección Vertical .....	101
6.1.2. Sección Horizontal. ....	102
6.2. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN. ....	106
6.2.1. Sección Vertical. ....	106
6.2.2. Sección Horizontal. ....	115
6.3. PARAMETROS ESTADISTICOS PARA LA COMPARACION.....	125
6.3.1. Evaluación de los modelos mecanísticos y correlaciones empíricas .....	127
6.4. CASO APLICATIVO.....	130
6.4.1. Resultados de la Simulación del Pozo Mocan. ....	133
CONCLUSIONES .....	138
RECOMENDACIONES.....	140
BIBLIOGRAFÍA.....	141

## LISTA DE TABLAS.

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Criterios de selección en procesos de inyección de vapor. ....	54
<b>Tabla 2.</b> Resumen de los modelos usados para este estudio. ....	91
<b>Tabla 3.</b> Datos de entrada para la sección vertical. ....	102
<b>Tabla 4.</b> Datos de Entrada Sección Horizontal- Caso 1 .....	103
<b>Tabla 5.</b> Datos de Entrada sección horizontal Caso 2. ....	104
<b>Tabla 6.</b> Datos de entrada en la sección horizontal Casos 3, 4 y 5. ....	105
<b>Tabla 7.</b> Definición de los parámetros estadísticos. ....	125
<b>Tabla 8.</b> Acrónimos de los modelos. ....	126
<b>Tabla 9.</b> Evaluación del Caso 1. Sección Vertical. ....	127
<b>Tabla 10.</b> Evaluación del caso 2. Sección Vertical. ....	127
<b>Tabla 11.</b> Evaluación del caso 3. Sección Vertical. ....	128
<b>Tabla 12.</b> Evaluación del caso 1. Sección Horizontal. ....	128
<b>Tabla 13.</b> Evaluación del caso 2. Sección Horizontal. ....	129
<b>Tabla 14.</b> Evaluación del caso 3. Sección Horizontal. ....	129
<b>Tabla 15.</b> Evaluación del caso 4. Sección Horizontal. ....	129
<b>Tabla 16.</b> Evaluación del caso 5. Sección Horizontal. ....	130
<b>Tabla 17.</b> Datos de Entrada de la configuración del pozo. ....	132

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Esquema de Funcionamiento de SteamAssistedGravityDrianage. ....	38
<b>Figura 2.</b> Fases de Horizontal Cyclic Steam Stimulation.....	40
<b>Figura 3.</b> Fases de Horizontal AlternateSteam Drive. ....	43
<b>Figura 4.</b> Esquema de Heated Annulus SteamDrive.....	44
<b>Figura 5.</b> Completamiento con hueco abierto. ....	45
<b>Figura 6.</b> Completamiento con liner ranurado. ....	46
<b>Figura 7.</b> Completamiento con grava. ....	47
<b>Figura 8.</b> Completamiento Cementado. ....	48
<b>Figura 9.</b> Entalpía Vs. Temperatura para el agua. ....	58
<b>Figura 10.</b> Efecto de los parámetros operacionales. ....	59
<b>Figura 11.</b> Holdup de líquido. ....	69
<b>Figura 12.</b> Deslizamiento entre fases.....	70
<b>Figura 13.</b> Patrones de flujo en tubería vertical.....	75
<b>Figura 14.</b> Patrones de flujo en tubería horizontal.....	77
<b>Figura 15.</b> Mapa de flujo del modelo de TULSA.....	89
<b>Figura 16.</b> Distribución de temperatura en un completamiento convencional. ....	97
<b>Figura 17.</b> Sección horizontal del pozo. ....	99

<b>Figura 18.</b> Coeficiente de transferencia de calor a 1000 ft de profundidad, con calidad del 80%.....	100
<b>Figura 19.</b> Caso 1. Comparación entre modelos mecanísticos. Perfil de Presión. ....	106
<b>Figura 20.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión. ....	107
<b>Figura 21.</b> Comparación entre modelos mecanísticos y correlaciones empíricas caso 1, perfil de temperatura. ....	108
<b>Figura 22.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de temperatura.....	109
<b>Figura 23.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión.....	110
<b>Figura 24.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión.....	111
<b>Figura 25.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión.....	112
<b>Figura 26.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión.....	113
<b>Figura 27.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de temperatura. ....	114
<b>Figura 28.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de temperatura.....	114
<b>Figura 29.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión.....	115

<b>Figura 30.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión.....	116
<b>Figura 31.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión.....	117
<b>Figura 32.</b> Comparación entre los modelos mecanístico y las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión.....	118
<b>Figura 33.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión.....	119
<b>Figura 34.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión.....	120
<b>Figura 35.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 4, perfil de presión.....	121
<b>Figura 36.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 4, perfil de presión.....	122
<b>Figura 37.</b> Comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas del caso 5, perfil de presión.....	123
<b>Figura 38.</b> Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 5, perfil de presión.....	124
<b>Figura 39.</b> Configuración del Pozo HASDrive. ....	131
<b>Figura 40.</b> Variación del Angulo de Inclinación. ....	134
<b>Figura 41.</b> Presión Vs. MD del Pozo Mocan .....	135
<b>Figura 42.</b> Temperatura Vs. MD del Pozo Mocan. ....	136
<b>Figura 43.</b> Calidad Vs. MD del pozo Mocan.....	137

## RESUMEN

### TITULO:

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECANÍSTICOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS HORIZONTALES DE INYECCIÓN DE VAPOR. \***

**AUTORES:** GUSTAVO ADOLFO ROJAS SOSA  
JOHN FREDY CHACON SIERRA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Holdup, deslizamiento, caída de presión, patrones de flujo, calidad de vapor.

### DESCRIPCIÓN

La inyección de vapor en pozos horizontales ha tenido gran aplicabilidad en crudos pesados. Sin embargo, tiene problemas como la predicción de la presión del vapor a lo largo del todo el pozo horizontal. Ya que, el modelamiento de flujo multifásico es muy complejo, debido a las diferentes distribuciones de flujo que se puede encontrar (patrones de flujo). Estas poseen una serie de parámetros como: *holdup* de líquido, velocidades superficiales, tasas de inyección calidades, diámetro de tubería, presión de inyección entre otras.

Por más de 30 años, se han utilizado correlaciones empíricas para determinar la presión a lo largo del pozo, estas tienen errores cercanos al  $\pm 30\%$ . Ahora se ha dado enfoque en los modelos mecanísticos, donde predicen el patrón de flujo, y en base a esto, determinan el gradiente de presión.

El presente proyecto pretende comparar el perfil de presión entre las correlaciones empíricas y los modelos mecanísticos en casos de pozos verticales y tuberías horizontales de inyección de vapor, encontrados en la literatura, que son casos cercanos a los pozos horizontales. Donde cada uno de los casos tenían diferentes condiciones operacionales en: calidad, tasa de inyección, profundidad y presión de inyección.

Se realizó un caso aplicativo en un pozo horizontal de inyección de vapor para el campo Cold Lake en Canadá, encontrado en la literatura, utilizando los mejores modelos en tuberías verticales y horizontales de inyección de vapor. También, se analiza las pérdidas de presión, utilizando la variación del ángulo de inclinación y el uso de aislante.

---

\*Tesis de Pregrado

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

## SUMMARY

**TITLE:**

**A COMPARATIVE STUDY OF EMPIRICAL CORRELATIONS AND MODELS MECHANISTIC MULTIPHASE FLOW IN HORIZONTAL WELLS STEAM INJECTION.\***

**AUTHORS:** GUSTAVO ADOLFO ROJAS SOSA  
JOHN FREDY CHACON SIERRA\*\*

**KEYWORDS:** Holdup, slip, pressure drop, flow patterns, quality of steam.

**DESCRIPTION**

Steam injection in horizontal wells has great applicability in heavy crudes. However, it has problems as the prediction of vapor pressure along the entire horizontal well. Since, the modeling of multiphase flow is very complex due to different flow distributions can be found (flow patterns). These have a number of parameters such as liquid holdup, velocity surface qualities injection rates, pipe size, injection pressure among others.

For over 30 years, empirical correlations were used to determine the pressure along the shaft; these errors are close to  $\pm 30\%$ . Now he has focused on mechanistic models, which predict the flow pattern, and on this basis, determine the pressure gradient.

This project aims to compare the pressure profile between the empirical correlations and mechanistic models in case of vertical wells and horizontal pipes of steam injection in the literature, cases that are close to horizontal wells. Where each of the cases has different operating conditions in quality, injection rate, depth, and injection pressure.

We performed a case in a horizontal well application of steam injection for the Cold Lake field in Canada, found in the literature, using the best models in vertical pipes and horizontal steam injection. Also, we analyze the pressure losses, using the variation of the inclination angle and the use of insulation.

---

\*Undergraduate Project.

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

## INTRODUCCIÓN

La inyección de vapor en pozos horizontales tiene grandes ventajas como: mejorar la eficiencia de barrido, incrementar las reservas producibles, aumentar la inyectividad de vapor y reduce el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo de un campo (Joshi, 1991). Su principal aplicación ha sido en yacimientos de crudo pesado y extra pesado, en arenas de Canadá, California y Venezuela. Tecnologías como: *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), *Horizontal Cyclic Steam Stimulation* (HCSS) y *Horizontal Alternative Steam Drive* (HASD), tienen una gran viabilidad económica en proyectos EOR (*Enhanced Oil Recovery*). A nivel operacional, presenta inconvenientes como: control de la inyección de vapor en zonas no calentadas, pérdidas de energía y distribución del vapor en el pozo horizontal.

Para abordar los inconvenientes operacionales, es necesario, el conocimiento de perfiles de presión. Desde los años 60, se han usado correlaciones empíricas o modelos empíricos, para determinar los perfiles. Las correlaciones están limitadas a rangos de datos usados en la generación de la correlación. Este enfoque fue exitoso para resolver problemas de flujo bifásico por más de 40 años, con un error de  $\pm 30\%$ . Estos errores, no serían una buena aproximación en la predicción de flujo de vapor en el pozo horizontal, puesto que, provocaría una decisión de aumento o reducción de inyección de vapor innecesaria. El enfoque empírico nunca ha resuelto los problemas del “por qué” y “cómo” ocurre el fenómeno de flujo (Gómez, 2000).

A inicios de los años 90, se han empleado modelos mecánicos. Estos intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno aplicando principios fundamentales como: conservación de masa, cantidad de movimiento lineal y

energía a volúmenes de control, por lo general, consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos. Su principal objetivo, es determinar el patrón de flujo existente para cada una de las condiciones dadas, debido a que la dinámica de cada uno de estos es única y requiere un tratamiento individual (Hasan & Kabir, 2005). Por consiguiente, se formulan modelos para cada patrón, y en base a esto, el cálculo del gradiente de presión.

La importancia del conocimiento del perfil de presión, ha llevado a estudios de los modelos de flujo multifásico. A finales de los años 60, Espanol, Holmer & Brown, realizaron un estudio entre las correlaciones empíricas para pozos verticales de aceite. En 1982, Fontanilla & Aziz compararon tres diferentes modelos de flujo, en pozos de inyección de vapor verticales. Galate & Mitchell (1985), presentaron “WELLTEMP”, para predecir presiones y temperatura, en pozos verticales de inyección de vapor, este, fue comparado con correlaciones existentes de la época. Xiao, Shoham & Brill (1990), desarrollaron un modelo mecanístico para tubería horizontal, comparándolo con cuatro correlaciones. En 1994, Ansari, Sylvester, Sarica, Shoham & Brill, formularon un modelo mecanístico para flujo vertical en aceite, comparando varias correlaciones. Gravino, Duban, García & García (2008), elaboraron una evaluación de correlaciones empíricas y modelos mecanísticos, para flujo de gas y liquido en tuberías verticales. En 2010, Hasan & Kabir, compararon su modelo mecanístico con varias correlaciones y el modelo mecanístico de Ansari *et al.* (1994), para pozos geotérmicos verticales. Yahaya & Gahtani (2010), realizaron un estudio comparativo entre modelos mecanísticos y correlaciones, para pozos verticales de aceite con 414 datos de campo. En el mismo año, Yuan & Zhou (2010), realizaron, una evaluación para tubería inclinada entre correlaciones y modelos mecanísticos para aceite.

Los antecedentes demuestran, que no se han realizado estudios formales donde compare el desempeño entre las correlaciones empíricas y los modelos

mecanísticos, en la predicción de gradientes de presión, para proyectos de inyección de vapor en pozos horizontales.

El propósito de este trabajo, es comparar nueve modelos verticales y siete modelos horizontales de flujo multifásico en tubería, contenidos en la herramienta software HYSYS, utilizando casos específicos de tuberías verticales y horizontales, encontrado en la literatura, que son casos cercanos a los pozos horizontales. También, realizar un caso aplicativo de un pozo horizontal de inyección vapor para un pozo en Canadá, utilizando las mejores modelos.

## 1. ESTADO DEL ARTE DEL MODELAMIENTO EN POZOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Trazando esta historia, requiere una revisión de tres separados pero interconectados temas. El primero, involucra el conocimiento del mecanismo básico de fluido requerido para predecir las interacciones entre el gas y la fase líquida, y la caída de presión. En general, esto involucra el desarrollo de expresiones para la conservación de masa y *momentum* lineal. Aplicando ecuaciones de caída de presión que requiere la habilidad de predecir las propiedades físicas de las fases gas y líquido. Así, el segundo tema, es el comportamiento de la fase. Finalmente, la predicción del comportamiento de la fase, para predecir la temperatura a la cual fluye el vapor dentro del pozo. La predicción de la temperatura involucra una aplicación del principio de conservación de energía.

Los primeros estudios estuvieron enfocados a pozos de producción de aceite. Desde una perspectiva internacional, muchos de los pozos descubiertos en campos, inicialmente fluyen a tasas extremadamente altas. El grado de turbulencia en los pozos será suficientemente alto para que se presente flujo multifásico y pueda existir como una mezcla homogénea. Así, el gas y el líquido viajaban esencialmente a igual velocidad. Las ecuaciones de gradiente de presión, fueron un primer intento lógico para describir el flujo multifásico; ecuaciones de flujo simple en estado estable, fueron modificadas reemplazando las variables de una sola fase por las propiedades físicas de la mezcla.

Algunos errores en la ecuación del factor de fricción para una mezcla fueron incorporados automáticamente, estas, fueron correlacionadas con los datos

medidos. Las primeras correlaciones de este tipo fue desarrollado por Poetmann & Carpenter (1952), Baxendell & Thomas (1961), y Fancher & Brown (1963). Los tres estudios desconocían de la caída de presión por aceleración, que presentaba efectos de la energía cinética.

El modelamiento de la caída de presión y pérdidas de energía en pozos de inyección de vapor, ha experimentado una evolución gradual, debido, a los grandes intereses de la industria, en la recuperación mejorada de petróleo por inyección de vapor desde mediados de los años 60.

El modelo de Ramey (1962), para pozos verticales con flujo ascendente, supone que la transferencia de calor en el pozo esta en régimen permanente, mientras que en el yacimiento existe conducción radial en régimen transitorio. También, considero el gradiente geotérmico como constante, aunque, no siempre es correcto asumirlo.

Un progreso de este trabajo fue presentado por Satter (1965), quien evaluó, el efecto de la condensación del vapor en sistemas de producción de crudo con inyección de vapor. El planteamiento, es similar al de Ramey pero es mediante el método de diferencias finitas. Esto hizo que el coeficiente de transferencia de calor, quede en función de la profundidad y la temperatura. Desde principios de este modelo supone una caída de presión insignificante, su aplicación, se limita a pozos pocos profundos.

En tanto, Willhite (1967) desarrolló una ecuación para el coeficiente global de transferencia de calor en pozos verticales de inyección de agua caliente o vapor, así como, el procedimiento para el cálculo del coeficiente y de la temperatura del

revestimiento. El desarrollo de la ecuación incluyó los procesos en de transferencia de cada uno<sup>1</sup>.

A finales de los años 60, Earlougher, realizó avances en el modelamiento de inyección de vapor, en gran medida por la importancia de las caídas de presión en la tubería de inyección. Su inclusión de la caída de presión por fricción y elevación en flujo homogéneo, permitió hacer un análisis exhaustivo para una variedad de geometrías de completamiento.

Dos diferentes acercamientos, son comúnmente usados para desarrollar herramientas de predicción para describir el complejo problema de mecanismos del flujo. El acercamiento empírico, involucra el desarrollo modelos simplificados, conteniendo, parámetros que deben ser evaluados con datos experimentales. Variables de correlación, típicamente son grupos dimensionales, determinado por el desempeño de un análisis dimensional del fenómeno involucrado. Un clásico ejemplo de este análisis para un flujo de fluido de fase simple es el Diagrama de Moody, en que factores de fricción, son correlacionada como función del número del Reynolds y la relativa rugosidad para flujos turbulentos. El acercamiento empírico, no se encarga del ¿Por qué? o como sucede, pero, puede producir excelentes resultados rápidamente, dependiendo, sobre la correcta selección de las variables y la calidad de los datos usados por la correlación.

El uso de las diferentes correlaciones para el flujo de vapor, como burbuja, niebla y “slug”, mejora el cálculo de la caída de presión, que a su vez mejora las predicciones de temperatura.

---

<sup>1</sup>MANRIQUE, Miguel A.; FUENTES, David A. y MUÑOZ, Samuel F. Caracterización De Flujo Bifásico “Caída De Presión Trasferencia De Calor y Los Métodos De Solución”. En: Revista Fuentes; El Reventón Energético. 2010. Vol. 8. p. 46.

El primer, y puede ser el único exhaustivo análisis dimensional de los problemas de flujos multifásicos en tubería, fue desarrollado por Duns & Ros (1963). Ellos identifican 13 importantes variables, resultando en 10 grupos independientes que, quizá, podían ser importantes para el comportamiento de flujo multifásico. Después de obtener valiosos datos experimentales, ellos concluyeron, que 4 de estos grupos dimensionales son importantes para predicción de patrón de flujo 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 llamaron “Holdup de líquido”. La mayoría de los subsecuentes trabajos de correlaciones empíricas, han hecho uso de análisis dimensional de Duns & Ros.

El primer intento, para obtener un gran cantidad de datos de alta calidad a escala de campo en flujo multifásico en tuberías verticales, fue conducido por Hagerdon & Brown (1964). Usando diferentes líquidos y tres diferentes diámetros de tubería, ellos, estudiaron flujo ascendente a 1400 ft (427m) de profundidad en pozos de prueba vertical. En el momento, la importancia de *holdup* de líquido no fue reconocido y ellos fallaron en la medición de esta importante variable. Ellos se vieron obligados a calcular el “*holdup*” usando un modelo asumido para el gradiente de presión. El resultado de la correlación empírica desarrollado para predecir estos pseudoholdups puede dar valores físicamente no reales que sugieren que los flujos de líquidos son rápido que los del gas. Aunque, la correlación de Hagerdon & Brown era independiente del patrón de flujo, numerosas modificaciones para esta correlación ha sido creada para mejorar la predicción de la caída de presión.

A inicios de los años 70, Pacheco & Alí, fomentaron el conocimiento de los efectos de los materiales del completamiento con un modelo que incluía convección, conducción y radiación, de manera, que los efectos del tamaño de la tubería y

aislante podría ser examinados. Su modelo fue formulado igual al que Satter y se aplicó al flujo de una sola fase, por lo que de acuerdo a las condiciones de campo no sucede en pozos profundos de inyección (más de 1000ft).

En 1981, Farouq Alí desarrolló un modelo completo para el modelamiento de pozos de inyección de vapor y geotérmicos, donde, realizó una combinación de correlaciones empíricas exitosas como: Orkiszewski y Duns & Ros, 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. Comparó el modelo con datos de campo.

En los años 80, un gran avance se produjo cuando Fontanilla & Aziz emplearon tres modelos diferentes de dos fases, comparándola con su modelo de flujo, utilizando transferencia de calor. La comparación de las diferentes correlaciones fue realizando datos de campo de tres pozos de inyección de vapor con una profundidad de 1600 ft a 2700 ft. Llegando a la conclusión, de que ninguna de las correlaciones utilizadas fue mejor para todos los casos, y que para su modelo, de acuerdo con los datos de campo, podría ser mejorado en cada caso mediante el ajuste del factor de fricción.

Las correlaciones empíricas generalizadas no se encargan del complejo fenómeno físico ocurrido durante flujo multifásico en tuberías. Consecuentemente, un impase ha sido alcanzado en que, independientemente de las modificaciones que se han creado en correlaciones empíricas o la cantidad de datos usados para desarrollar las correlaciones, es improbable que los cálculos de diseños puedan mejorar. La aplicación, de correlaciones empíricas, para un amplio rango de datos típicamente resulta en errores en rangos de  $\pm 20\%$  en la predicción de la caída de presión.

Recientemente, mejoras significativas han sido hechas en nuestra capacidad para observar, estudiar, y modelar matemáticamente los mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento de flujo multifásico en tubería. El acercamiento de los modelos mecanísticos incluye todas las variables importantes. Junto con los datos apropiados de laboratorio y datos de campo, este enfoque producirá métodos de predicción que representa mejoras significativas sobre las correlaciones empíricas generalizadas.

El primer paso en el desarrollo de los modelos mecanísticos, debe implicar la predicción de los patrones de flujo. Solo entonces, puede desarrollar modelos mejorados para predecir para cada patrón, “*holdup*” de líquido, tensión interfacial de corte, y consecuentemente, la caída de presión. El gran adelanto en el modelamiento de patrones de flujo para pozos, ha sido publicado por Taitel *et al.* (1980) y Barnea *et al.* (1982). Estos modelos de predicción de gran amplitud, pueden entonces, ser usado para generar simples mapas que demuestra gráficamente la importancia relativa de las variables. Este modelo, aclaró la diferencia de la transición en los patrones de flujo Burbuja/Slug que existía entre los diversos investigadores, al confirmar la existencia de flujo burbuja que es dependiente del diámetro. Una vez un confiable modelo de patrón de flujo está disponible, modelos mejorados puede ser desarrollados para describir los mecanismos fundamentales en cada uno de los patrones de flujo específico.

En gran medida, los patrones de flujo más importantes para flujo multifásico en pozos son los patrones de flujo “slug” y “churn”. Estos patrones de flujo intermitentes suceden durante la gran mayoría de flujo multifásico en pozos. Modelos integrales de flujo “slug” ha sido desarrollado por Fernández *et al.*, Orell & Rembrand, y Taitel<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup>BRILL, J.P. Multiphase Flow In Wells. *En:* J. of Petroleum Technology. 1987. Vol. 39 no. 1, p. 17

Posiblemente, el patrón de flujo más dificultoso para estudiar, y uno que es comúnmente encontrado en pozos de gas, produciendo agua y/o condensado, es el patrón anular. La predicción de arrastre de líquido y el fenómeno interfacial es extremadamente compleja y es el tema de numerosos estudios actualmente bajo rumbo.

Solo dos intentos han sido creados para modelos integrales de caída de presión para pozos que incorpora o modifica la existencia de modelos mecánicos. Caetano (1985) investigó flujo multifásico en vertical, en concéntrico y completamente anulares excéntricos. Esta configuración, es comúnmente encontrada en pozos altamente productivos y en pozos productores con bombas de levantamiento mecánico. Para estos casos, las mezclas de flujo multifásico fluyen arriba entre el espacio anular del revestimiento y la tubería de producción o entre la tubería de producción y la varilla de bombeo. Hasan & Kabir (1986) desarrollaron modelos similares para flujo multifásico en pozos verticales de aceite. Estudios aun, no han sido publicados sobre modelos similares para pozos direccionales o inclinados.

Nuevamente, en 1991, Hasan & Kabir desarrollaron dos soluciones analíticas para predecir la distribución radial de temperatura en la formación, una rigurosa y otra aproximada. Estas soluciones, se compararon con las de Ramey y presentaron diferencias porcentuales menores al 5% para números de Fourier mayores a 10. En tanto, la solución aproximada mostró una diferencia máxima de alrededor del 5%, respecto a la solución rigurosa, para números de Fourier mayores a 1.5.

Uno de los trabajos más relevantes que presentan los modelos térmicos, es el de Alves *et al.* (1992), quienes desarrollaron un modelo general unificado para evaluar la distribución de temperatura en tuberías, pozos productores o inyectores,

con flujo monofásico o bifásico para cualquier inclinación, desde la horizontal hasta la vertical<sup>3</sup>.

Uno de los casos de pozos horizontales es el modelo general de Arthur *et al.* (1993), donde realiza una combinación de modelos de caída de presión y temperatura para aplicarlo a pozos horizontales de inyección de vapor. Validó su modelo en un pozo horizontal de circulación de vapor, incluyendo retorno del vapor por el anular.

---

<sup>3</sup>MANRIQUE, Miguel A.; FUENTES, David A. y MUÑOZ, Samuel F. Caracterización De Flujo Bifásico “Caída De Presión Trasferencia De Calor y Los Métodos De Solución”. En: Revista Fuentes; El Reventón Energético. 2010. Vol. 8. p. 46.

## 2. POZOS HORIZONTALES

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción o inyección. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^\circ$  respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Un pozo horizontal es un hueco que ofrece un cambio radical en las condiciones de flujo de los fluidos, ya que crea un área de forma elipsoidal, mientras que, la de un pozo vertical es de forma cilíndrica. La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud y ésta a su vez, depende de las técnicas de perforación; otra consideración importante para la productividad es el esquema de completamiento, que dependerá de las necesidades locales y de la experiencia que se tenga en el área.

### 2.1. CLASIFICACION DE LOS POZOS HORIZONTALES.

Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo a la longitud de su radio de curvatura de la siguiente forma:

**2.1.1. Pozos de radio largo.** Este tipo de pozos alcanzan grandes radios y longitudes horizontales que sobrepasan los 3000 pies, poseen una razón de curvatura de 2 a 8 grados por cada 100 pies perforados. Sin embargo, cuando se superan los 4000 pies, pueden presentarse dificultades con el torque y el arrastre de ripios originados en la etapa de perforación.

**2.1.2. Pozos de radio medio.** Este sistema, permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud, con una curvatura de 20 a 75 grados por cada 100 pies perforados, este tipo de pozos, ha empezado a adquirir mayor importancia que los demás pozos, puesto que el radio de giro es amplio y es posible emplear en el fondo herramientas de alta tecnología.

**2.1.3. Pozos de radio cortó.** Este sistema, es también llamado “rotacional”, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozos hasta la horizontal, se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a un grado, este sistema puede adoptar secciones horizontales entre los 200 y 800 pies, aunque, con el equipo adecuado, puede superarse esta longitud, actualmente, se han desarrollado sistemas novedosos, que emplean en el fondo, motores de lodo previstos de un buen control direccional, este tipo de pozos pueden ser completados con hueco abierto o liner ranurado.

**2.1.4. Pozos de radio ultracorto.** Se caracteriza por emplear un radio de curvatura entre 10 y 12 pies, utiliza agua a altas presiones como mecanismo de perforación, limitado a yacimientos poco consolidados. Con este sistema, se puede obtener secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud, sus aplicaciones son limitadas.

## **2.2. TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES<sup>4</sup>.**

Si bien los pozos horizontales han mostrado su efectividad al ser implementados en algunos campos del mundo, resulta evidente, que no todos los yacimientos son apropiados para el uso de pozos horizontales, sin embargo, la experiencia ha mostrado que en algunos casos, como los que se mencionaran a continuación, su uso es muy apropiada debido a que los resultados obtenidos, en comparación con el uso de pozos verticales, son altamente satisfactorios.

**2.2.1. Yacimientos Naturalmente Fracturados.** Se usan para interceptar fracturas y drenarlas efectivamente. Los trenes de fracturas generalmente son verticales, razón por la cual, un pozo vertical tiene baja posibilidad de interceptar el sistema de fracturas, ofreciendo un método poco eficiente para la producción de este tipo de yacimientos. De esta forma, la perforación de un pozo horizontal, orientando en dirección perpendicular al sistema de fracturas ofrece una alta producción de acuerdo al número de fracturas interceptadas.

**2.2.2. Yacimientos con conificación de agua y gas.** Los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de formación deforman hacia abajo la superficie de contacto gas – petróleo y/o deforman hacia arriba la superficie de contacto agua – petróleo en las cercanías del pozo, en donde, los gradientes de presión son más severos.

En los pozos horizontales, se reduce la posibilidad que ocurra los fenómenos de conificación, debido, a que en los pozos horizontales se emplean mínimas caídas de presión en la cara de la formación, puesto que, la producción por unidad de

---

<sup>4</sup>MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 15.

longitud es baja, pero a su gran longitud se obtienen altas tasas de producción de petróleo.

**2.2.3. Yacimientos Estratificados.** La forma y el tamaño que tiene un yacimiento, depende, del ambiente de depositación de los sedimentos. En ambientes fluviales, es normal que ocurra depositación alternada de capas de arena y arcilla, las cuales, presentan un ángulo de inclinación respecto a la horizontal. El pozo horizontal, tiene la posibilidad de explotar simultáneamente capas diferentes de arena que contienen hidrocarburos, ya que con pozos verticales resulta un poco ineficiente y costoso.

**2.2.4. Zonas productoras delgadas.** En los yacimientos de espesor muy reducido, surgen problemas si se explotan por medio de pozos verticales, puesto que, para producirlos con un pozo vertical, se requeriría la aplicación de una gran caída de presión en la cara del pozo, para conseguir que los fluidos se desplacen hasta el pozo. De esta manera, se requeriría del uso de una gran cantidad de pozos verticales para conseguir el drenaje de la totalidad del yacimiento.

**2.2.5. Inyección de agua.** Los pozos horizontales de inyección de agua se puede trabajar a menores presiones y con mayores tasas de inyección que con pozos verticales, debido, a que los últimos presentan menor contacto con la formación de interés, y por lo tanto, poseen menor área de drenajes, ocasionando una recuperación más lenta del aceite<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup>VILLAMIZAR, Ingrid J. y YATTE, Fabián C. Aplicación De Pozos Horizontales En Procesos De Inyección De Agua Mediante Simulación Numérica. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008. p 21

### 2.3. TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES DE INYECCIÓN DE VAPOR.

La tecnología de pozos horizontales es ahora usada en proyectos EOR (Enhanced Oil Recovery), especialmente en recuperación térmica. La principal aplicación en proyectos EOR es la inyección de vapor. Varios pozos horizontales han sido perforados en proyectos piloto, para la recuperación térmica de aceite de yacimientos en bitumen y aceites pesados. Algunos pilotos mostraron viabilidad comercial.

El principal avance en el uso de pozos horizontales, es mejorar la eficiencia en barrido, optimar las reservas producibles, incrementa la inyectividad de vapor y reducir el número de pozos utilizados para el desarrollo de un campo. Este último punto, es importante para este tipo de proyectos, donde el espaciamiento entre pozos verticales es muy reducido. Aproximadamente, 2000 a 4000ft de longitud horizontal pueden reemplazar varios pozos verticales, reduciendo la inversión y costos operacionales. La principal desventaja de pozos horizontales es su inversión inicial<sup>6</sup>.

Además, los pozos horizontales son comúnmente completados en única zona para un tiempo, resultando un solo drenaje en una sola capa. Los pozos horizontales han sido completados en múltiple zonas, aunque no aplicable para recuperación térmica de petróleo.

En yacimientos de bitumen, las tasas de producción sin inyección son dificultosas, debido a la alta viscosidad del aceite. (Bitumen es menor a 10° API y una viscosidad de más de 10000 cp. a condiciones de yacimiento). La inyectividad de vapor también puede ser un problema. Igual con pozos horizontales, comúnmente,

---

<sup>6</sup>JOSHI, S. D. Thermal Oil Recovery With Horizontal Wells. En: Journal of Petroleum Technology. 1991. Vol. 43 no. 11. P. 1302.

una inyección cíclica de vapor inicial será necesaria para estabilizar la inyectividad del vapor. En contraste, en yacimientos de aceite pesado, los pozos pueden producir a bajas tasas aun sin inyección de vapor. (Aceite pesado tiene una gravedad de más de 10° API y una viscosidad menor a 10000 cp. a condiciones de yacimiento). Aquí, inyección de vapor con pozos horizontales es primordialmente para incrementar tasas de producción, mejorar la eficiencia de barrido y para incrementar las reservas producibles.

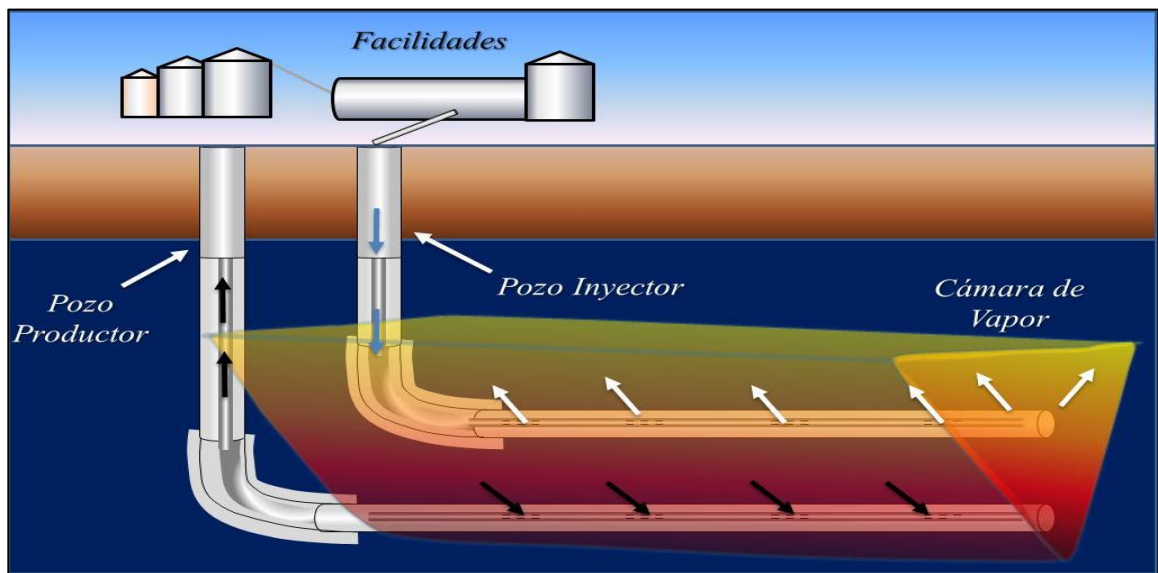
El gran contacto del área con el pozo horizontal puede incrementar las tasas de inyección en pozos horizontales y mejorar las tasas de producción. Altas tasas de inyección en los alrededores de los pozos, son necesarias para mantener la presión del yacimiento. En los pozos horizontales, ocasionalmente la inyección de vapor es casi uniforme a lo largo del pozo, pero puede ser dificultosa, especialmente, durante el periodo inicial de inyección de vapor. Esto es debido a la condensación del vapor en un pozo horizontal frío, que reduce la longitud adecuada del pozo para inyección de vapor. Este problema puede ser reducido o eliminado realizando un precalentamiento a lo largo del pozo antes de la inyección de vapor.

En aplicaciones de campo, excluyendo estimulación cíclica, los pozos horizontales son usados más frecuentemente como productores que como inyectores. En pozos horizontales, inicialmente, antes de que el frente de calor llegue y entre, el pozo es calentado, solo el aceite frío puede ser producido. La caída de presión a lo largo del pozo puede ser significativa, porque la alta viscosidad de aceite frío, la cual puede ser la causa de la producción a lo largo de la longitud del pozo.

**2.3.1. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD).** Este proceso fue planteado por primera vez en el año 1.981, por Butler, McNab y Lo, quienes propusieron que se produjera petróleo por medio de un pozo horizontal localizado en la base del yacimiento y la inyección de vapor por medio de un pozo horizontal o vertical.

En la figura 1., el vapor es inyectado, desde un pozo horizontal ubicado sobre el productor. El vapor fluye, entra la cámara, se condensa en la interfase, y el calor liberado, es trasferido mayormente por conducción térmica, hacia el yacimiento que rodea al sistema. El petróleo en la vecindad de la cámara es calentado y se moviliza debido a la reducción de viscosidad. El drenaje, ocurre por gravedad desde el perímetro de la cámara al pozo productor. El agua condensada del vapor se drena con el petróleo. En el tope de la cámara, el vapor se eleva y el petróleo fluye contracorriente. El proceso de elevación de esta interfase, es inestable y se desarrolla un canal del vapor que sube, rodeado de agua condensada del vapor y petróleo que fluyen en dirección opuesta a la del vapor.

**Figura 1.** Esquema de Funcionamiento de Steam Assisted Gravity Drianage.



**Fuente:** ALVARADO, Douglas A. y BANZER, Carlos. Recuperación Térmica de Petróleo. Reeditado y corregido por: Dr. Adael C. Rincon Mora. Caracas 2002. [Modificado por Autores].

A medida que la cámara de vapor crece hacia arriba, usualmente encuentra el tope del yacimiento (comúnmente entre un año o dos después de comenzar el proceso), y luego, la cámara de vapor se expande hacia los lados. Para esto, se

requiere que el yacimiento tenga una capa que pueda impedir la posterior elevación de la cámara. Algunos yacimientos someros no poseen esta capa. En estos casos, el tope del petróleo está en contacto con la atmósfera dentro de la matriz porosa. En estas condiciones, el proceso SAGD no es factible.

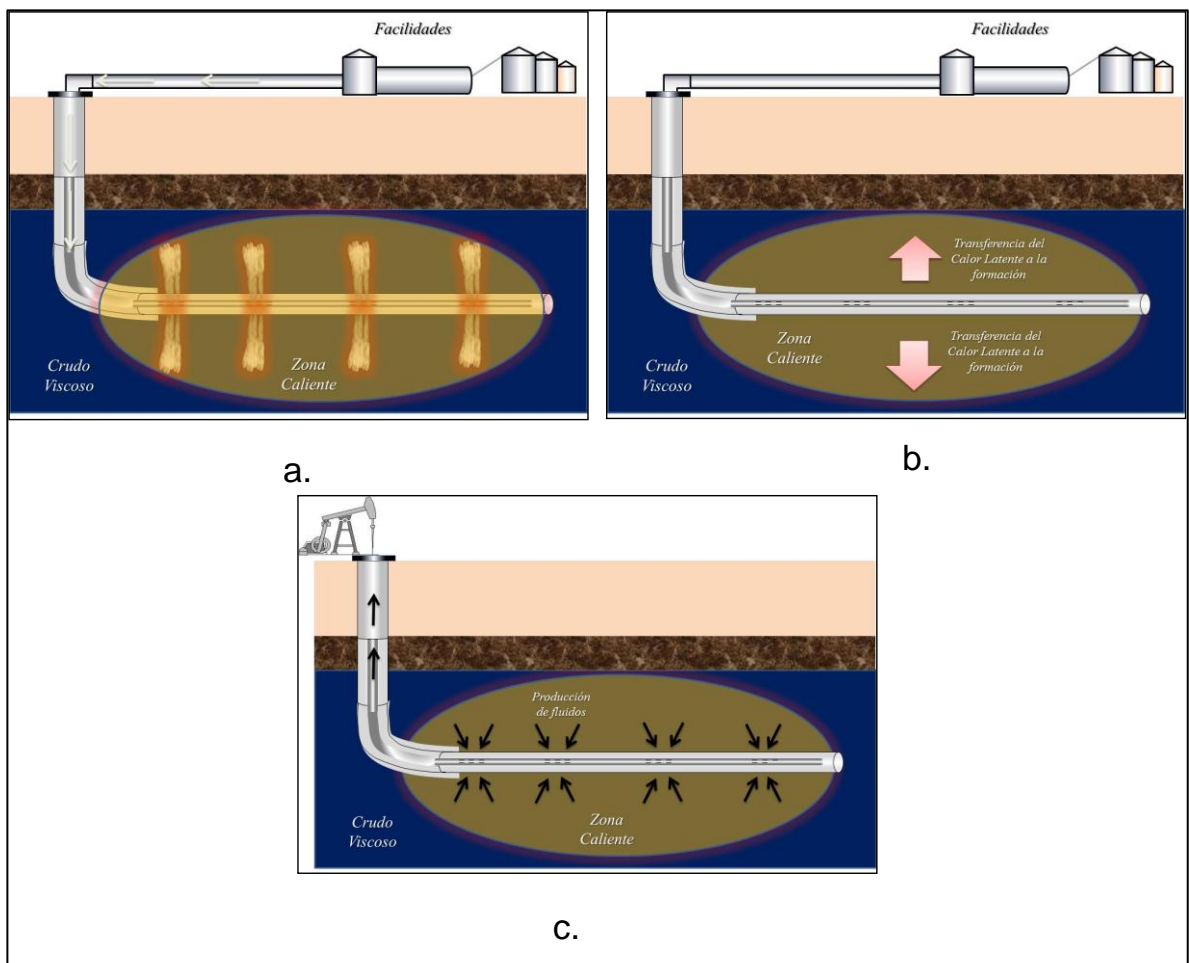
**2.3.2. Horizontal Cyclic Steam Stimulation (HCSS).** En este proceso, un pozo horizontal es usado ambos como inyector y productor, con alternaciones de ciclos de inyección y producción y un remojo intermedio. Comparado con pozos verticales, más vapor es inyectado dentro del pozo horizontal, resultando en un significativo aumento en la recuperación. El mejoramiento en la producción de aceite sobre estos obtenidos con pozos verticales puede disminuir sobre ciclos sucesivos. En más campos piloto a la fecha, los resultados de solo el primer ciclo son disponibles. En muchos casos, el primer ciclo resulta mostrar incremento en la producción de aceite. Más resultados en campos son requeridos para confirmar el aumento de producción en ciclos subsecuentes.

El proceso, involucra tres fases: la rápida, pero temporal, inyección de vapor húmedo (calidad alrededor de 70 a 85%) para un periodo específico (1 a 6 semanas) en la tubería de producción (figura 2a); un periodo corto de remojo (3 a 6 días), en que la mayor parte del calor latente del vapor se transfiere a la formación cercana al pozo (figura 2b); y finalmente, un periodo donde el pozo es colocado a producir por varios meses (figura 2c).

Durante el último periodo, la tasa de producción de fluidos calientes empieza más alto que la tasa con producción en frío. Sin embargo, las tasas declinan con el tiempo para valores cerca de la pre-estimulación, como el calor es removido con la producción de fluidos y se disipa en las formaciones no productivas. Estas tres fases son repetidas ciclo a ciclo, hasta que el proceso deja de ser rentable.

Desde un punto de vista operacional, la inyección cíclica de vapor será inmediatamente aceptada, porque la aplicación de los procesos es simple: un generador de vapor puede dar servicio un gran número de pozos. En adicción, si el proceso es exitoso, el incremento en la producción de aceite sucede inmediatamente, debido al aumento en la movilidad del hidrocarburo, el cual, la mayoría del tiempo está en contacto con fluidos calientes desde su recorrido del yacimiento al pozo.

**Figura 2.** Fases de Horizontal Cyclic Steam Stimulation.



**Fuente:** ALVARADO, Douglas A. y BANZER, Carlos. Recuperación Térmica de Petróleo. Re-editado y corregido por: Dr. Adael C. Rincón Mora. Caracas 2002. [Modificado por Autores].

**2.3.3. Horizontal Alternate Steam Drive (HASD).** Es un proceso optimizado de empuje por vapor concebido por la compañía francesa “TOTAL” al comienzo del año 2.000. Combina las ventajas de la inyección cíclica de vapor (llevado a sus máximos extremos usando grandes cantidades de vapor) y empuje continuo por vapor.

Este sistema consiste en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentren en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Lo que se intenta, es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente, y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con la finalidad de disminuir la viscosidad del petróleo, generando así, un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

HASD puede resultar la mejor alternativa para la explotación de petróleo pesado en arenas delgadas, tanto por las facilidades de perforación y posicionamiento de los pozos, como por el requerimiento del número de pozos para un mismo espaciamento, es decir, podría tener hasta un solo pozo horizontal, inyectarle vapor y luego de un tiempo, producir por este mismo pozo. Por otro lado, con dos Pozos horizontales se puede intercambiar en repetidas ocasiones el pozo inyector por el productor y viceversa, creando así una mayor cámara de vapor, afectando a su vez una mayor área del yacimiento.

El vapor se inyecta continuamente, por un periodo que puede durar desde días hasta meses, después, llega un tiempo en el cual llega un periodo de inactividad, durante el cual, la presión dentro del yacimiento tiende a estabilizarse,

preparándose para que los pozos se cambien de función. El ciclo se completa cuando los pozos inyectoros son convertidos en productores y viceversa, la activación de ellos por un periodo igual de tiempo en la primera mitad del ciclo. En ese momento, el calor ha sido proporcionado directamente a las zonas donde la producción va a ocurrir y la viscosidad en esas zonas se reduce en gran medida, y así logrando aumentar la producción de petróleo.

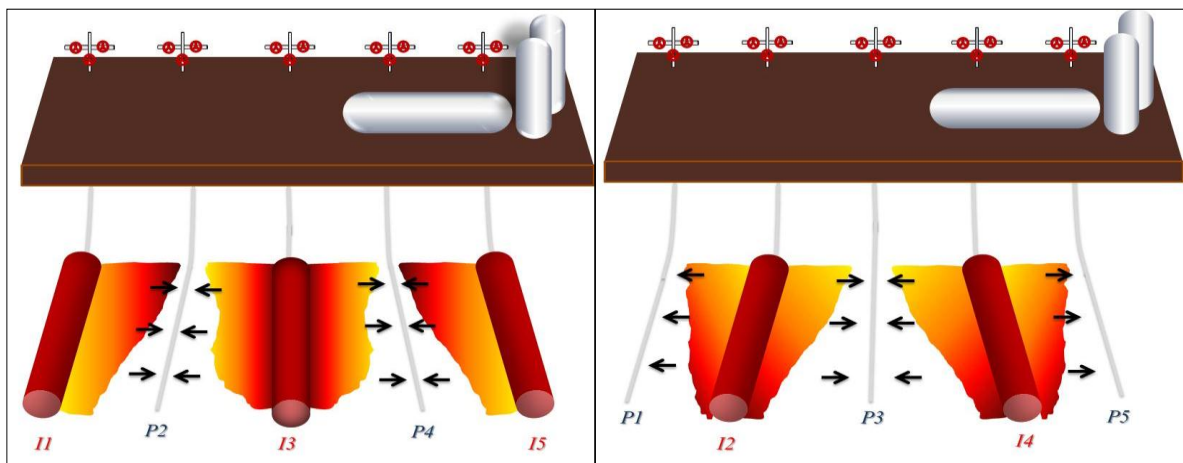
Después de un segundo periodo de reposo, seguido por otro cambio en las funciones, las cámaras de vapor se extienden gradualmente y sucesivamente en cada ciclo para cubrir toda la región del yacimiento. Por lo tanto, el impacto del vapor toma un doble rol al estimular y limpiar los productores, y barrer, de manera efectiva el yacimiento, mientras disminuye la viscosidad de aceite y mejora el drenaje del petróleo.

Figura 3a. se presenta la primera parte del ciclo (a partir de una de las dos posibles alternativas analizadas) donde la inyección se realiza por primera vez en los pozos impares y la producción que ocurra primero de los pozos de pares. Figura 3b muestra la parte complementaria del ciclo en el que fluye bien se invierten.

HASD, utiliza un único pozo horizontal en un plano perpendicular dado a la formación, en contraste con SAGD que requiere dos. Por lo tanto, el reto operativo que representa la perforación de dos pozos paralelos, uno de los productores por debajo de su pozo de inyección, no es un problema de esta metodología. La colocación adecuada, así debe ser con la ayuda de una herramienta que permite una buena tolerancia con respecto a la navegación, especialmente la parte inferior de la formación, sino que es fundamental y no debe pasarse por alto.

Esta característica, apunta a la obvia ventaja económica de HASD, que requiere la mitad de números de pozos necesarios para el desarrollo de un campo en comparación con el SAGD, por lo tanto, reduce a la mitad los gastos de capital de perforación. Las ventajas operativas de HASD, especialmente en los cuerpos de arena más fina, son también una cuestión importante a considerar ya que este proceso no requiere la perforación de dos pozos espaciados críticamente en el mismo plano vertical que exige SAGD.

**Figura 3.**Fases de Horizontal Alternate Steam Drive.



a.

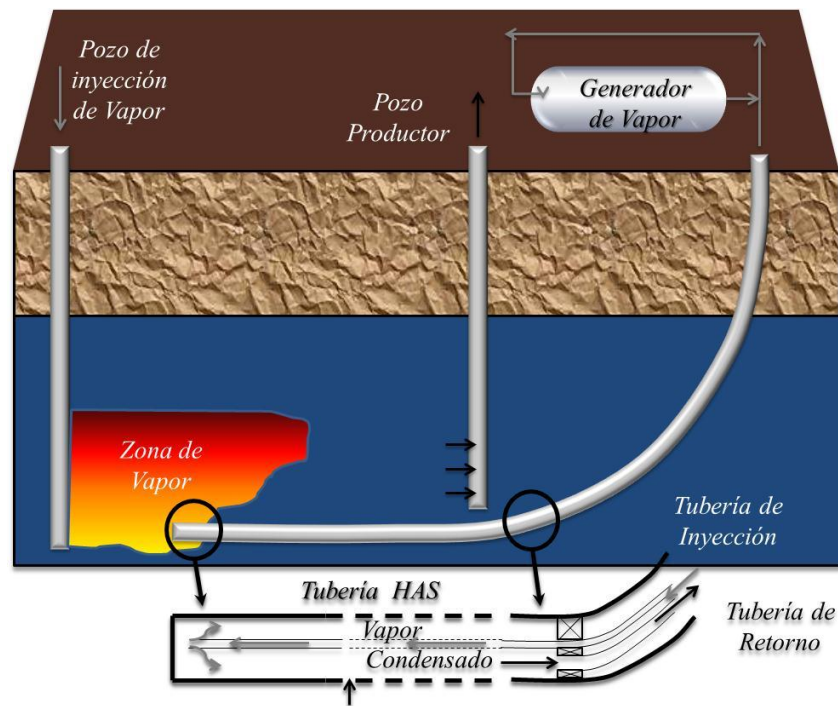
b.

**Fuente:** FERNANDEZ, Edgar A. y BASHBUSH, José L. Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela. En: International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 20-23 October 2008, Calgary, Alberta, Canada. SPE 117689-MS.

**2.3.4. Heated-Annulus Steamdrive (HASDrive).** El proceso HASDrive fue propuesto por Anderson et al. En el HASDrive el vapor es inyectado a la formación mediante un pozo vertical, parte de este vapor es circulado mediante un pozo horizontal no perforado, conducto horizontal llamado *HAS* ubicado en la formación entre un inyector vertical y productor vertical. La circulación de vapor en el tubo *HAS* desarrolla un calentamiento alrededor del anular del tubo, mientras que el vapor es transportado hacia la superficie por el pozo horizontal, para su respectiva

regeneración, en su viaje hacia la superficie crea una zona de reducción de la viscosidad del bitumen. La inyectividad del vapor en la zona permite un incremento de movilidad y los fluidos se mueven a lo largo hacia el productor. Una combinación de los mecanismos de empuje por vapor y drenaje por gravedad contribuyen a la producción de bitumen y vapor condensado.

**Figura 4.** Esquema de Heated Annulus SteamDrive.



**Fuente:** HSUEH, L. Numerical Simulation of the HASdrive Process. En: SPE California Regional Meeting, 2-4 April 1986, Oakland, California. SPE 15088.p. 7. [Modificado por Autores].

## 2.4. COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES<sup>7</sup>.

**2.4.1. Completamiento a hueco abierto.** En los inicios de la perforación horizontal, la mayoría de los completamientos se realizaban a hueco abierto, es

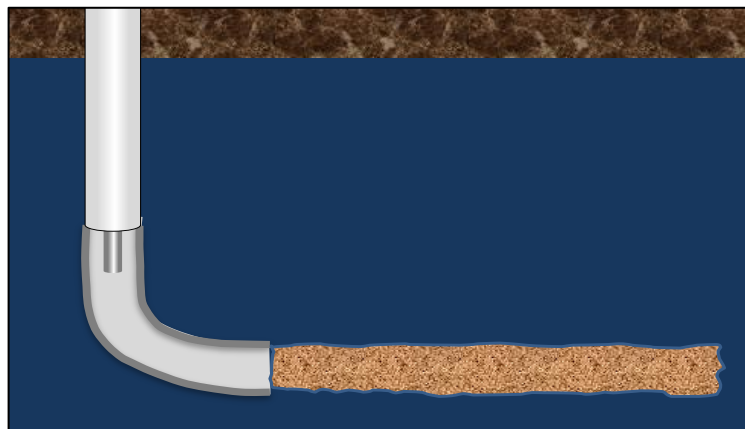
<sup>7</sup> MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 23 – 32.

decir, son pozos en los que no se emplean ninguna tubería de revestimiento. Esto puede observarse en la figura 4., en la cual se muestra la terminación típica de este tipo de pozos, en los que existe un revestimiento hasta la sección curva del pozo, pero no existe ningún *casing* en la sección horizontal del pozo.

Este tipo de completamiento, tiene gran efectividad cuando la roca del yacimiento está bien consolidada y no existe riesgo de colapso de las paredes del pozo. Si el yacimiento es naturalmente fracturado se recomienda el empleo de completamiento a hueco abierto, para permitir el aporte de fluidos desde las fracturas hacia el pozo ocurra adecuadamente.

Sin embargo, la utilización de completamiento a hueco abierto presenta inconvenientes, tales como la imposibilidad de usar herramientas para la toma de registro, debido a la dificultad para introducir la herramienta al no existir una tubería que facilite el deslizamiento, adicionalmente al no existir una tubería de revestimiento se excluye la posibilidad de aislar zonas problemáticas.

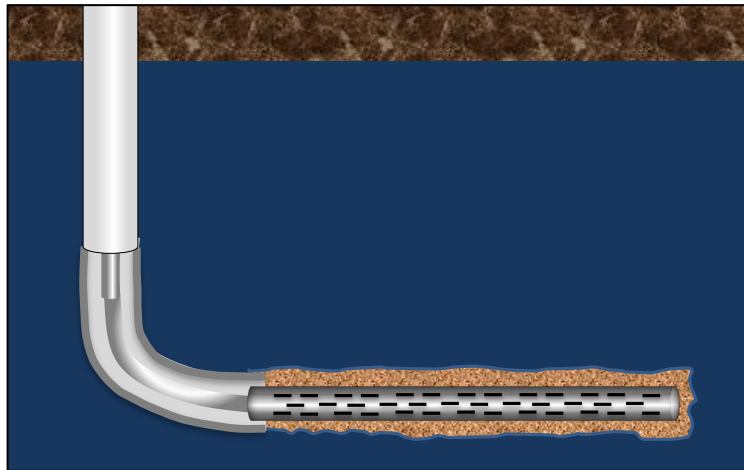
**Figura 5.** Completamiento con hueco abierto.



**Fuente:** MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 23. [Modificado por autores].

**2.4.2. Completamiento con liner ranurado.** Un liner es una tubería usada como revestimiento sin encontrarse cementada a las paredes del pozo, sino que se encuentra colgada por medio de un *hanger* en la parte inferior de la tubería de revestimiento cementada. Aunque algunos liner no poseen ranuras, el liner ranurado es el que se emplea con mayor frecuencia debido a que permite controlar en parte la producción de arena y mantener estables las paredes del yacimiento evitando colapsos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el tamaño de la arena debe ser mayor al ancho de las ranuras para evitar problemas de abrasión en la tubería, sistemas de levantamiento artificial y facilidades de superficie. La figura 5 permite visualizar el esquema empleado en este tipo de completamiento.

**Figura 6.** Completamiento con liner ranurado.



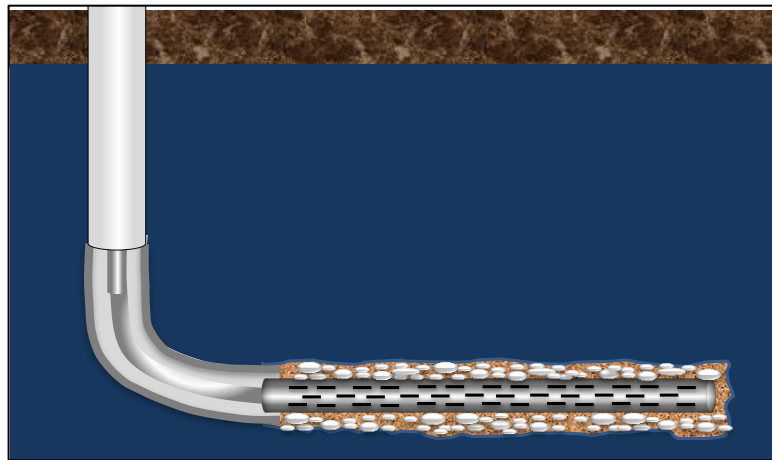
**Fuente:** MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 25. [Modificado por autores].

**2.4.3. Completamiento con grava.** En algunos casos, el liner no provee un control adecuado de la producción de arena, en estos casos se recomienda

realizar un completamiento con un liner ranurado forrado con una malla y empaquetado con grava en el anular. Un esquema del completamiento se puede observar en la figura 6.

La grava debe ser resistente a los esfuerzos que soporta la tubería y tener una adecuada esfericidad y redondez, de esta forma, se garantiza que la permeabilidad de esta sea alta y por consiguiente, que se obtenga buenas tasas de producción de petróleo. Además, es necesario que la grava sea poco soluble en componentes ácidos. De esta manera, se evita que la grava se desintegre, permitiendo el paso de arena hacia el pozo. Esto toma mayor importancia para el caso de un pozo inyector de vapor a condiciones de alta presión y alta temperatura, ya que existe la posibilidad que se genere ácido sulfúrico in situ, lo que causaría una rápida disolución de la grava.

**Figura 7.** Completamiento con grava.



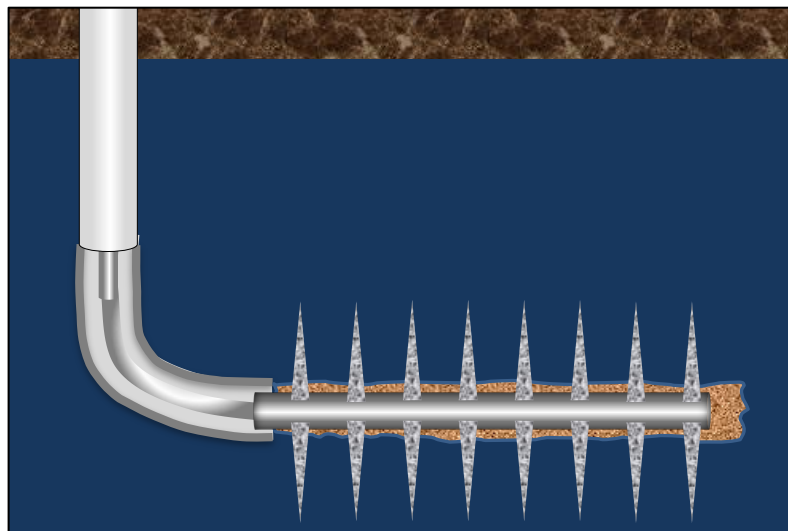
**Fuente:** MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 23. [Modificado por autores].

**2.4.4. Cementada.** La necesidad de cementar la sección horizontal surge cuando debe llevarse a cabo un aislamiento definitivo de zonas que producirán fluidos no

deseados, como por ejemplo, en zonas productoras de agua o gas. El esquema del completamiento se presenta en la figura 7.

Este tipo de completamiento, presenta problemas al momento de realizar la cementación, debido a que el revestimiento tiende a recostarse en la parte inferior del hueco. Además, debe tenerse en cuenta que debido a la diferencia de densidades entre el cemento y el agua, el cemento tendera a ubicarse en la parte inferior del anular, haciendo que la cementación del pozo sea defectuosa.

**Figura 8.** Completamiento Cementado.



**Fuente:** MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. p 23. [Modificado por autores].

## **2.5. COMPLETAMIENTO DE POZOS TERMICOS HORIZONTALES.**

La implementación de pozos horizontales en procesos de inyección de vapor se ha constituido en una opción cada vez más atractiva en la explotación de crudos

pesado y extra pesado, debido, a las grandes ventajas que ofrecen los pozos horizontales respecto a los pozos verticales, como lo son, la mayor productividad e inyectividad y aprovechamiento del mecanismo de drenaje gravitacional.

Un factor muy importante para el éxito de un proyecto en el que se involucren pozos horizontales y métodos de recuperación térmica de hidrocarburos es la técnica de completamiento empleado, la forma más común para revestir la sección horizontal de un pozo consiste en el uso de liner ranurado, y en el caso de pozos que posee una alta producción de arena se efectúa un empaquetamiento con grava. Una vez que la inyección de vapor se inicia, los cambios de temperatura pueden expandir, contraer o pandear la sarta a lo largo de todo el pozo, por lo tanto, al momento de diseñar el revestimiento debe tomarse en cuenta esta situación, ya que puede afectar la estabilidad del pozo.

En el caso de procesos térmicos, se hace necesario conocer la variación de la temperatura durante la vida del proyecto de inyección de vapor, por lo que se deben realizar un monitoreo de la misma. La principal razón por la cual se debe conocer, es para realizar una adecuada cementación del pozo, debido, que el cemento experimenta esfuerzos de expansión y compresión ocasionadas por el calentamiento, producto del flujo de fluidos calientes a través de la tubería la cual esta cementada a las paredes del hueco.

Entre los esfuerzos térmicos más importantes son el de tensión. El esfuerzo que sufre el cemento, debido a dos fuerzas que actúan sobre él en sentido opuesto, tendiendo a incrementar su volumen; y el de compresión, en que dos fuerzas opuestas tienden a disminuir el volumen del cemento. El esfuerzo de tensión ocurre generalmente cuando el pozo se enfría mientras que el de compresión se presenta cuando hay un aumento de temperatura.

Este tipo de fallas son muy comunes en pozos que se encuentran sometidas a grandes cambios de temperatura, lo cual puede presentarse en pozos usados para la inyección de vapor, pues en estos casos, la disminución de la resistencia del cemento al incrementar la temperatura conocido como retrogresión, es común a todos los cementos tipo portland (los más empleados en operaciones de completamiento de pozos), debido a que estos cementos pierden más del 50% de su resistencia a la compresión en 24 horas, cuando son fraguados a altas temperaturas.

## **2.6. VENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.**

Las técnicas como SAGD, HASD, y HCSS, presentan varias ventajas con respecto a los métodos térmicos convencionales, cuando es utilizada en el recobro de crudos pesados. Existen ventajas de tipo técnico, económico y ambiental lo que los ha convertido en métodos muy atractivo para la industria petrolera.

- Comparado con los resultados obtenidos con métodos en los que se emplean pozos verticales, al utilizar pozos horizontales se presentan un incremento en el área de drenaje, permitiendo la producción de hidrocarburos que de otra forma no serían recuperables.
- Debido a que los pozos horizontales generan una menor caída de presión por unidad de longitud, se reduce las probabilidades de conificación del vapor y daño del pozo.
- Se alcanza una mejor movilidad del petróleo, ya que este permanece caliente, hasta que es drenado al pozo productor. Esto, se debe

principalmente al empleo de distancias cortas entre los pozos y a que en la mayoría del tiempo el crudo se encuentra en contacto con fluidos calientes.

- El costo de perforación de una sección horizontal puede ser cuatro veces el costo de un pozo vertical, pero la producción alcanzada en el primer caso puede ser hasta diez veces mayor que la registrada tras la implementación de pozos verticales

Los pozos del sistema anteriormente mencionados, en la mayoría de los casos, son perforados desde una misma locación, lo que reduce significativamente los costos de perforación y de las facilidades de superficie.

- En este punto se debe tener en cuenta el hecho que el procesos SAGD, HASD y HCSS, se realizan con un esquema de explotación con pocos pozos y que las facilidades de superficie son menores que las requeridas en otros procesos, lo que disminuye el impacto ambiental que el proceso puede llegar a generar.
- El uso de pozos horizontales toma fuerza cuando es necesario su aplicación en situaciones en donde la perforación de un pozo vertical es imposible debido a la presencia de urbanizaciones o reservas ecológicas, etc.

### 3. INYECCIÓN DE VAPOR.

Los procesos térmicos de recobro, se basan en el uso de la energía térmica de una forma, tanto para aumentar la temperatura del yacimiento, lo que reduce la viscosidad del aceite, como para desplazar el petróleo a un pozo productor. Tres procesos han evolucionado en los últimos 30 años hasta el punto de aplicación comercial. Estos son: estimulación

cíclica de vapor, *steamdrive*, y de combustión in-situ hacia adelante. La historia del desarrollo de los procesos de recobro térmico está bien documentada por Prats.

La motivación para el desarrollo de los procesos de recobro térmico fue la existencia de grandes yacimientos en todo el mundo que se sabe que contienen miles de millones de barriles de crudo pesado y arenas que no podían ser producidos con técnicas convencionales. En muchos yacimientos, la viscosidad del petróleo era tan alta que la recuperación primaria del orden de un pequeño porcentaje de petróleo original en sitio (POES) era común. En algunos yacimientos, la recuperación primaria era insignificante.

#### 3.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Muchos de los criterios son idénticos para el vapor y la combustión in-situ. En consecuencia, no es raro encontrar que un yacimiento cumple los criterios de ambos procesos. Tres criterios que tienen diferencias significativas se analizan en esta sección: la profundidad, la presión del yacimiento, y la permeabilidad promedio del yacimiento.

Otros parámetros como viscosidad, espesor de la formación, etc., son resumidas en la Tabla 1., en comparación con la combustión in-situ.

**3.1.1. Profundidad.** Los procesos de vapor se limitan a profundidades del orden de 3.000ft porque las pérdidas de calor en el pozo pueden ser excesivas, causando que la calidad en la cara del yacimiento sea menor, representando una baja eficiencia en el calentamiento del yacimiento. La inyección con tubería aislada se puede utilizar para reducir las pérdidas de calor y aumento de esta profundidad.

**3.1.2. Presión del Yacimiento.** En los proyectos de inyección de vapor, la fracción de la energía transportada como calor latente disminuye a medida que aumenta la presión. La temperatura del vapor aumenta con la presión al igual que la pérdida de calor a los alrededores. En consecuencia, en las mismas condiciones el volumen del yacimiento que puede ser contactado por el vapor, disminuye con la presión de inyección. La presión del yacimiento se convierte en un factor limitante en la aplicación de los procesos de inyección de vapor. La presión máxima de inyección es fácil de establecer. No es práctico inyectar vapor en el campo cerca de la presión crítica de vapor, que es 3,206.2 psi (temperatura crítica es 705,4 ° F). A pesar de que el vapor se ha inyectado a presiones de 2.500 psi en proyectos de campo, los proyectos de inyección de vapor de más éxito funcionan a presiones del orden de 1,500 psi o menos.

**3.1.3. Permeabilidad del yacimiento.** En yacimientos de baja permeabilidad, no es posible inyectar vapor a velocidades suficientes para propagar una distancia apreciable de la zona de vapor en el yacimiento. En contraste, la zona de vapor

puede avanzar sólo en la medida que las pérdidas de calor de la zona de vapor a la formación que rodea pueda ser mantenida por la tasa de inyección de vapor.

**Tabla 1.** Criterios de selección en procesos de inyección de vapor.

<u>Parámetros de selección</u>	Recobro Térmico	
	<u>Vapor</u>	<u>Combustión In Situ</u>
Gravedad del aceite °API	10 a 34	10 a 35
Viscosidad del aceite in-situ, cp	<15,000	<5,000
Profundidad, ft	< 3,000	< 11,500
Espesor de la zona-pay, ft	<20	>20
Temperatura del yacimiento, °F	-	-
Porosidad, fracción	<0.20	>0.20
Permeabilidad promedio, md	250	35
Transmisibilidad, Kh/u, md-ft/cp	<5	>5
Presión del yacimiento, psi	<1,500	>2,000
Contenido mínimo de aceite al comenzar el proceso, $S_o x^0$ , fracción	<0.10	>0.08
Salinidad de la salmuera de la formación (Sólidos totales disueltos), ppm	-	-
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca

**Fuente:** GREEN, Don W y WILLHITE, Paul G. Thermal Recovery Processes. En: Enhanced Oil Recovery. 1Ed. Richardson, TX. : Society Of Petroleum Engineers, 2003. p.302.

### 3.2. PROPIEDADES TERMICAS DE LA ROCA.

**3.2.1. Capacidad calorífica de rocas saturadas.** Es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos, ya que de su valor depende la cantidad de calor que se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene, en un determinado incremento.

$$M = (1 - \phi) \rho_r c_r + \phi (S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \quad (2.1)$$

$M =$  Capacidad calórica de la roca saturada en  $BTU/ft^3 - ^\circ F$

$\phi =$  Porosidad, fracción.

$S_w, S_o, S_g =$  Las saturaciones de agua, aceite y gas, respectivamente, fracción.

$\rho_w, \rho_o, \rho_g, \rho_r =$  Las densidades de agua, aceite, gas y roca, respectivamente,  $Lb/ft^3$

$c_w, c_o, c_g, c_r =$  Los calores específicos del agua, aceite, gas y roca, respectivamente,  $BTU/Lb - ^\circ F$

**3.2.2. Calor Específico.** Se define como calor específico de una sustancia, a la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado de temperatura a la unidad de masa de la sustancia o sistema termodinámico.

Gambill<sup>8</sup>, representa la siguiente ecuación para estimar el calor específico de la roca.

$$c_r = 0,18 + 0,00006T \quad (2.2)$$

$T =$  Temperatura en  $^\circ F$ .

**3.2.3. Conductividad Térmica.** Es una propiedad de la sustancia o material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura. Los materiales que presentan altas conductividades se llaman conductores y los de baja conductividad aislantes.

---

<sup>8</sup>GOMEZ, Luis G. Recuperación Mejorada De Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua De Vapor. Universidad Industrial De Santander. 1989. p. 52.

**3.2.4. Difusividad Térmica.** Se refiere a que tan rápido se propaga o se difunde el calor a través de un material, que para nuestro caso sería la roca, y los fluidos que se encuentren en el yacimiento en el momento de realizar el proceso de inyección.

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad (2.3)$$

$\alpha =$  Difusividad térmica,  $ft^2/h$

$K_h =$  Conductividad térmica,  $BTU/h-ft-^{\circ}F$

$M =$  Capacidad calórica en  $BTU/ft^3-^{\circ}F$

### 3.3. PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA.

Debido a que la principal fuente para la generación de vapor es el agua, tanto por su abundancia en la naturaleza, como por su capacidad de transportar calor, es importante conocer algunas propiedades térmicas de este fluido, para poder interpretar cualquier fenómeno que se presente durante el proceso de inyección de vapor.

**3.3.1. Capacidad Calorífica.** Se define como la capacidad de retención de calor de una sustancia específica, en este caso el vapor, en donde el calor es transferido a la formación como calor de vaporización y como calor de condensación. En otras palabras, es el grado de almacenamiento de energía (Btu), en un pie cubico de roca y de los fluidos que la saturan por cada  $^{\circ}F$  que aumenta la temperatura.

**3.3.2. Vapor Húmedo.** Es cuando el agua a ser calentada, alcanza su punto de saturación y comienza a evaporarse. Si continúa suministrando calor después de su punto de saturación, se obtendrá vapor seco, es decir, no tendrá ni una sola gota de agua líquida en el vapor, si se sigue suministrando calor, se obtendrá vapor sobrecalentado.

**3.3.3. Calor Sensible.** Es la cantidad de calor suministrado a un fluido a una presión constante para aumentar su temperatura hasta la temperatura de saturación, a la presión establecida. Este calor aumenta con la presión.

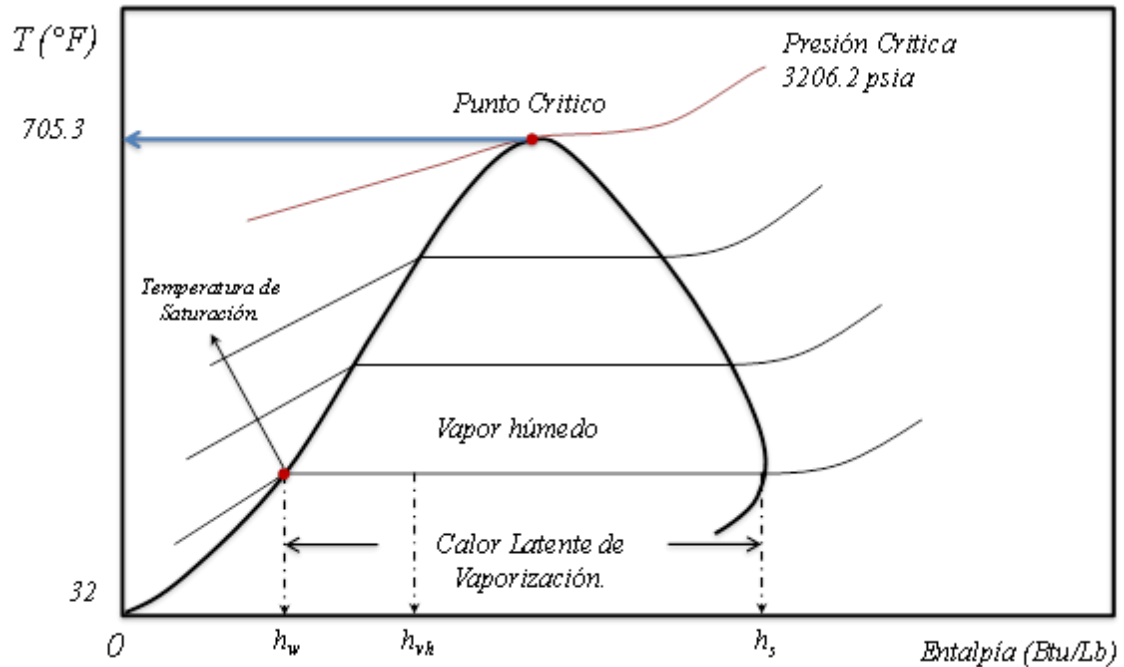
**3.3.4. Calor Latente de Vaporización.** Es la cantidad de calor que se debe suministrar a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor, este calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía de vapor saturado es menor.

**3.3.5. Calor Específico.** Es la capacidad de una sustancia de absorber o de ceder calor, y se mide como el número de Btu necesarios para aumentar o disminuir la temperatura de 1 libra de una sustancia en 1 °F.

**3.3.6. Calidad del vapor.** Es uno de los parámetros más importantes en el diseños de proyectos de inyección de vapor, ya que esta muestra la cantidad de calor contenido en el vapor húmedo inyectado, luego entre más alto sea el valor de la calidad, se obtendrá un mayor y más eficiente recobro de crudo. En otras palabras, es la fracción en peso del vapor contenido en una libra de vapor

húmedo. Es importante para poder calcular la entalpía en una libra de vapor húmedo. Hay varios métodos para calcular la calidad del vapor, algunos son: Método del separador, método de los cloruros y el método de la conductividad.

**Figura 9.** Entalpía Vs. Temperatura para el agua.



**Fuente:** OSPINA, Johan. Evaluación Técnica De Las Pérdidas de Calor En Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica De Vapor En Campo Teca. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2004.

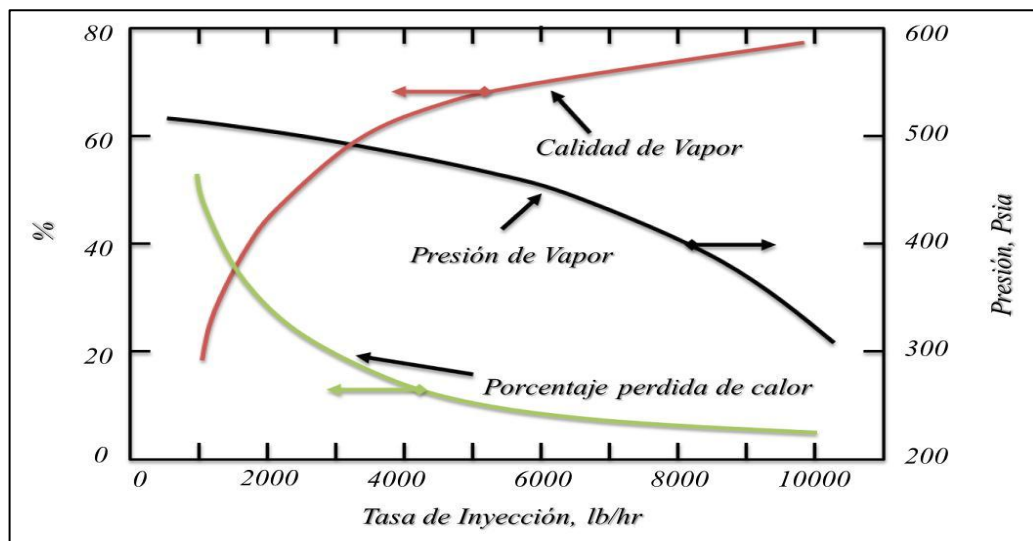
### 3.4. PARAMETROS OPERACIONALES.

**3.4.1. Caudal de inyección.** Generalmente en un proceso de inyección de vapor se suelen utilizar tasas de inyección relativamente altas al inicio de la inyección, esto conlleva a que se presente menores pérdidas de calor, pero presentará el efecto de digitación y canalización en el yacimiento, en el caso de inyección continua, lo cual causará un menor factor de recobro.

**3.4.2. Calidad de vapor.** Con la calidad se busca que sea lo más alta posible técnicamente y económicamente en la salida del generador, para que luego de haber sufrido una serie de pérdidas al pasar por la línea de transporte y la tubería de inyección del pozo llegue a la cara de la formación con la calidad alta posible y así se conserve la mayor cantidad de calor transferible para de esta manera calentar más el crudo dentro del yacimiento.

**3.4.3. Presión de inyección.** Este parámetro tiene como límite natural la presión de fractura de la formación, ya que si se inyecta a una presión mayor de la fractura, se crearan fracturas que afectarán la eficiencia de barrido. En yacimientos profundos con altas presiones y yacimientos someros con insuficiente overburden para permitir la inyección de vapor sin fracturar el yacimiento.

**Figura 10.** Efecto de los parámetros operacionales.



**Fuente:** PACHECO, E.F y ALÍ, Farouq. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop In Steam Injection. *En:* Journal of Petroleum Technology. 1972. Vol. 4. No. 2. p. 141.

## 4. FLUJO MULTIFÁSICO.

El flujo simultáneo de dos fases en una tubería 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, el diámetro de la tubería, rugosidad y el ángulo de inclinación. Estos datos son suficientes para los cálculos de flujo de una sola fase. Sin embargo, para sistemas de flujo de dos fases se requiere información adicional.

### 4.1. ESTUDIO DE FLUJO BIFASICO POR MEDIO DE MODELOS.

El concepto de modelación puede ser entendido haciendo una revisión de los métodos fundamentales para solucionar los problemas ingenieriles.

**4.1.1. Método Experimental.** Son correlaciones empíricas que se desarrollan científicamente. Estos métodos podrían basarse en análisis dimensional para llegar a una solución universal. Las correlaciones que fueron desarrolladas sin análisis dimensional pueden ser aplicadas con confianza solo en los rangos de condiciones similares a los cuales los datos experimentales fueron tomados.

**4.1.2. Método de solución exacta.** Este método requiere solución de las ecuaciones de conservación con las condiciones límites propios. Es el método más exacto, pero existen muy pocos sistemas los cuales pueden ser tratados rigurosamente.

**4.1.3. Método de modelación.** Es un método intermedio entre el experimental y el riguroso, en el cual se construye un modelo físico simplificado para describir el fenómeno. Este modelo es expresado matemáticamente para suministrar una herramienta analítica para propósitos de predicción y diseño.

## **4.2. ¿QUÉ ES UN MODELO MECANÍSTICO?**

Es un modelo matemático que explica el comportamiento de flujo multifásico en tubería incorporando todas las variables que están involucradas en este fenómeno. Complementando la parte teórica con datos de campo o de laboratorios apropiados, esta aproximación produce métodos de predicción que representa un adelanto significativo sobre las correlaciones empíricas generalizadas.

Una característica de este método, es la existencia de diferentes patrones de flujo en los sistemas bifásicos. El primer objetivo es determinar el patrón de flujo de un sistema dado. Luego, para cada patrón de flujo se desarrolla un modelo matemático apropiado, el cual predice la hidrodinámica del flujo y la transferencia de calor para este. Estos modelos incluyen además parámetros importantes del flujo, como condiciones geométricas (diámetros, longitud de tubería), y propiedades físicas de los fluidos (densidad, viscosidad y compresibilidad).

El flujo de dos fases está caracterizado por un gran número de variable de flujo, casi el doble que para flujo de una fase. Su configuración también, es muy compleja. Esto es especialmente cierto para el sistema gas – líquido con una fase comprensible y una fase deformable, lo cual hace al método empírico y al de solución exacta imprácticos.

Inicialmente el medio predictivo para el flujo de dos fases fue a través del método empírico. Esto fue a la naturaleza compleja del sistema y la necesidad de construir métodos de diseño para la industria.

Usualmente los grupos adimensionales para los datos correlacionados fueron supuestos sin ninguna base física. Este método fue muy útil para solucionar problemas de flujo de dos fases por más de 30 años con un error aproximadamente de  $\pm 30\%$ <sup>9</sup>.

**4.2.1. Técnicas de modelación.** Los primeros modelos desarrollados para sistema de dos fases fueron independientes del patrón de flujo. Estos modelos simplemente ignoran la complejidad de la configuración del flujo y trata el flujo con herramientas desarrollada para flujo de una sola fase.

**4.2.2. Modelo de flujo homogéneo.** Suministra la más simple técnica para el análisis del flujo de dos fases. Para este caso, la mezcla de dos fases es tratada como una pseudo-fase, independiente, con velocidad y propiedades físicas promedios, que son determinadas desde las propiedades del gas y líquido de una fase a través del colgamiento (*Holdup*) del líquido.

Las suposiciones para este modelo son:

- No existe deslizamiento, velocidades de líquido y vapor iguales.
- No existe transferencia de masa entre fases, se alcanza un equilibrio termodinámico entre las fases.

---

<sup>9</sup>GOMEZ, L. E., *et al.* Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. *En: SPE Journal*. 2000. Vol. 5 no. 3. p. 339.

- Se utiliza el factor de fricción de una pseudo-fase para el cálculo del gradiente de presión para flujo de dos fases.

**4.2.3. Modelo de flujo separado.** En el momento de flujo separado, se asume que fluyen de manera separada las fases gas y líquida. Así, cada una de ellas puede ser analizada utilizando métodos de flujo de una sola fase, tales como el factor de fricción o el coeficiente de transferencia de calor. El modelo de flujo separado toma en cuenta el hecho que las dos fases pueden tener diferentes propiedades y diferentes velocidades.

Este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

- No existe deslizamiento entre fases.
- No existe transferencia de masa entre las fases, se considera un equilibrio termodinámico entre las fases.
- El uso de conceptos o correlaciones simplificadas para determinar el colgamiento y el gradiente de presión.

**4.2.4. Análisis dimensional.** Es una exitosa técnica para desarrollar soluciones universales a partir de datos experimentales. Esto es llevado a cabo por la generación de grupos adimensionales gobernantes, que controlan un sistema de flujo dado. El análisis dimensional ha sido utilizado exitosamente para varios problemas de flujo de una fase. Sin embargo, en el flujo de dos fases, debido al gran número de variables involucradas, el análisis dimensional puede no ser aplicado de forma correcta, se quieren algunas suposiciones de más para reducir el número de grupos adimensionales.

### 4.3. ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN.

La base práctica para todos los cálculos que involucran flujo de fluidos en tuberías es la conservación de masa, momento lineal y energía. La aplicación de estos principios permite los cálculos de cambios de presión y temperatura con la distancia. Para los cálculos del gradiente de presión, se dan en *Estado Estable*, para flujo en dos fases.

$$-\left(\frac{dp}{dz}\right) = \frac{f \rho_m v_m^2}{2d} + \rho_m g \sin \theta + \rho_m f_m \frac{dv}{dz} \quad (3.1)$$

$f$  = Factor de fricción, Adim.

$f_m$  = Factor de fricción de la mezcla, Adim

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

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

$d$  = Diámetro de la tubería, in

$\theta$  = Angulo de la tubería, °

$g$  = Aceleración debido a la gravedad, ft/sec<sup>2</sup>

$\frac{dv}{dz}$  = Gradiente de velocidad, sec<sup>-1</sup>

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.

Ecuación 3.2 muestra claramente que el gradiente de presión en estado estable es adoptado por tres componentes. Así como:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = \left(\frac{dp}{dz}\right)_f + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc} \quad (3.2)$$

El primer componente en ecuación. 3.2, son los resultados por fricción o esfuerzos de corte en la pared de la tubería. Pérdidas de fricción normalmente representa el 5 a 20% de la caída de presión en el pozo. El segundo componente en la Ecuación 3.2, es el gradiente de presión por cambios en la elevación (frecuentemente llamado cabezal hidrostático o componente de elevación). Esto es normalmente el término predominante en pozos y contribuye de 80 a 95% del gradiente de presión. El componente final, es el resultado de cambios de velocidad (frecuentemente llamado aceleración o el componente en la energía cinética). Esta es normalmente insignificante y puede convertirse únicamente significativa, si una fase existente es comprensible a relativamente bajas presiones, tal como un levantamiento en pozos de gas cerca a la superficie.

Para flujo ascendente en un pozo, la presión siempre cae en la dirección de flujo. Esto es común para mostrar la caída de presión como positivo en la dirección de flujo. La Ecuación. 3.2 deber ser multiplicado por -1 para obtener un gradiente de presión positiva.

La evaluación del esfuerzo de la pared o pérdidas por fricción puede ser realizada por definición de un factor de fricción adimensional que es la relación del esfuerzo de la pared para energía cinética del fluido por unidad de volumen. Para esto se utiliza el factor de fricción de Moody.

#### 4.4. CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA.

La diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la formación resulta en intercambio de energía. Un balance de energía para el fluido puede ser encontrado en textos. Ramey<sup>10</sup> realizó un balance de energía para fluidos, asumiendo flujo en fase simple. Un balance general de energía, ya sea para un sistema monofásico o dos que aquí se presenta.

La aplicación de la conservación de la energía para flujo de fluido en tuberías, requiere que un segmento dado de la tubería la energía entrante, menos la energía saliendo, más la energía transferida para o del medio circundante debe ser igual a tasa de la energía acumulada.

$$\frac{dH}{dz} + \frac{g \sin \theta}{Jg_c} + \frac{v}{Jg_c} \frac{dv}{dz} = \pm \frac{Q}{w} \quad (3.3)$$

Donde el signo negativo en la derecha de la ecuación aplica para producción y el signo positivo para inyección. En Ecuación 3.3,  $g_c$  y  $J$  representa factores de conversión. Para un fluido que no experimenta cambio de fase, que es, cuando los efectos no se deben a condensación y/o evaporación, la solución y la mezcla son insignificantes.

Despejando la entalpia,

$$\frac{dH}{dz} = \pm \frac{Q}{w} + \frac{g \sin \theta}{Jg_c} + \frac{v}{Jg_c} \frac{dv}{dz} \quad (3.4)$$

---

<sup>10</sup>HASAN, A. R.y KABIR, C. S. Fluid Flow and Heat Transfer In Wellbores. Richardson, Tx. : Society Of Petroleum Engineers. 2002. p. 66

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

$w =$  flujo másico,  $Lb/h$

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

$\theta =$  Angulo de la tubería,  $^\circ$

$J =$  Factor de conversión, Adim.

$g_c =$  Factor de conversión, Adim.

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

$$\left(\frac{dH}{dz}\right)_T = \left(\frac{dH}{dz}\right)_{HT} + \left(\frac{dH}{dz}\right)_{El} + \left(\frac{dH}{dz}\right)_{acc} \quad (3.5)$$

Igual con el gradiente de presión, el gradiente de la entalpia tiene tres componentes: transferencia de calor, tiene fuerte dependencia en la entalpia total; aceleración, que es casi despreciable en la mayoría de los casos y elevación, del producto de la gravedad, es casi despreciable.

$$\left(\frac{dH}{dz}\right)_{HT} = \pm \frac{U_{io}\pi d(T_f - T_e)}{w} \quad (3.6)$$

La transferencia de calor se discutirá en el Capítulo 5.

#### 4.5. TERMINOLOGIA UTILIZADA.

**4.5.1. Velocidad Superficial.** Es la velocidad de una fase si fluyera sola en toda la sección transversal de una tubería

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A_T} \text{ Velocidad superficial del líquido.} \quad (3.7)$$

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A_T} \text{ Velocidad superficial del gas.} \quad (3.8)$$

$q_L, q_g =$  Caudal de líquido y gas respectivamente, MMscf/D o STB/D.

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

**4.5.2. Velocidad Real.** Es la relación entre el caudal de cada fase y el área transversal que ocupa esa fase.

$$v_L = \frac{q_L}{A_L} \text{ Velocidad Real del líquido.} \quad (3.9)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} \text{ Velocidad Real del gas.} \quad (3.10)$$

$q_L, q_g =$  Caudal de líquido y gas respectivamente, MMscf/D o STB/D.

$A_L, A_g =$  Área transversal del gas o líquido en la tubería,  $ft^2$

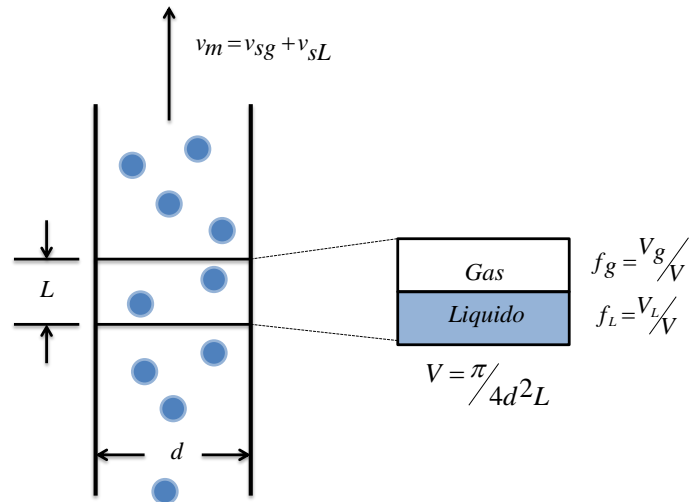
**4.5.3. Velocidad superficial bifásica:** Es la sumatoria de las velocidades superficiales de las dos fases.

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \text{ Velocidad Bifásica o de la mezcla.} \quad (3.11)$$

**4.5.4. Holdup de líquido:** Puede ser definida como la fracción de la sección transversal de tubería o volumen que es ocupada por la fase líquida. Es de gran importancia en la determinación de las propiedades físicas de la mezcla.

$$f_L = \frac{\text{Volumen de liquido en un segmento de Tubería}}{\text{Volumen de segmento de tubería}} = \frac{A_L}{A_T} \quad (3.12)$$

**Figura 11.** Holdup de líquido.



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

$$f_L = \frac{q_L}{q_g + q_L} = \frac{v_{sL}}{v_m} = C_L \quad (3.13)$$

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

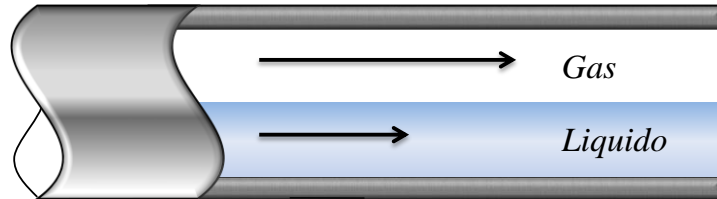
$$f_g = 1 - f_L \quad (3.14)$$

$$f_g = \frac{q_g}{q_g + q_L} = \frac{v_{sg}}{v_m} = C_g \quad (3.15)$$

**4.5.6. 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. Figura 12.

$$v_s = s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{1 - f_L} - \frac{v_{sL}}{f_L} \quad (3.16)$$

**Figura 12.** Deslizamiento entre fases.



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

$$x = \frac{w_g}{w_g + w_L} = \frac{q_g \rho_g}{q_g \rho_g + q_L \rho_L} = \frac{v_{sg} \rho_g}{v_{sg} \rho_g + v_{sL} \rho_L} \quad (3.17)$$

$x =$  Fracción másica.

$w_g, w_L =$  Flujo másico de gas y líquido, Lb/sec

$\rho_L, \rho_g =$  Las densidades de líquido y gas, Lb/ft<sup>3</sup>

#### 4.5.8. Flujo másico.

$$G_m = \frac{w_L + w_g}{A} = \frac{\rho_L v_{sL} + \rho_g v_{sg}}{A} \text{ Flujo másico total por unidad de área} \quad (3.18)$$

$$G_L = \frac{w_L}{A} = \frac{(1-x)w_m}{A} \text{ Flujo másico de líquido por unidad de área} \quad (3.19)$$

$$G_g = \frac{w_g}{A} = xG_m \text{ Flujo másico de gas por unidad de área} \quad (3.20)$$

$w_g, w_L =$  Flujo másico de gas y líquido, Lb/sec

$\rho_L, \rho_g =$  Las densidades de líquido y gas, Lb/ft<sup>3</sup>

$A =$  Área transversal de la tubería, ft<sup>2</sup>

**4.5.9. Densidad promedio de la mezcla.** Es la masa de gas y líquido por unidad de volumen de la mezcla. Por supuesto, en un pie cúbico de mezcla, tendrá  $f_L$ ft<sup>3</sup> de líquido y  $(1-f_L)$  ft<sup>3</sup> de gas. Por consiguiente, la densidad promedio de la mezcla,  $\rho_m$ , está basada en las fracciones volumétricas de cada fase.

$$\rho_m = f_L \rho_L + (1-f_L) \rho_g \quad (3.21)$$

$f_L =$  Holdup de líquido. Adim

$\rho_L, \rho_g =$  Las densidades de líquido y gas, Lb/ft<sup>3</sup>

**4.5.10. Viscosidad.** Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. La viscosidad de 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 muy confuso y es definido por varios autores.

$$\mu_m = \mu_L f_L + \mu_g f_g \quad (3.22)$$

$$\mu_m = \mu_L(1-x) + \mu_g x \text{ (Cicchitti)} \quad (3.23)$$

$$\mu_m = \rho_m \left[ \frac{x\mu_g}{\rho_g} + \frac{(1-x)\mu_L}{\rho_L} \right] \text{ (Dukler)} \quad (3.24)$$

En el caso del vapor, puede ser estimada utilizando el concepto dado por Moszynski Kestin y Richardson<sup>11</sup> a la temperatura de saturación:

$$\mu_v = 88,02 + 0,32827T + 0,0002135T^2 - \rho(1858 - 5,9T) \quad (3.25)$$

$$\mu_{vh} = \mu_w(1-x) + \mu_v x \quad (3.26)$$

$$\mu_w = \frac{1.776 - T_s}{26.5T_s - 89} \quad (3.27)$$

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.

$\mu_{vh}$  = Viscosidad del vapor húmedo cp.

$T$  = Temperatura, °C

$\rho$  = Densidad del vapor en gr/cc

$x$  : Calidad

$T_s$  = Temperatura de Saturación, °F.

---

<sup>11</sup>ALVARADO, Douglas A. y BANZER, Carlos. Recuperación Térmica de Petróleo. Re-editado y corregido por: Dr. Adael C. Rincón Mora. Caracas 2002. p. 39

## 4.6. FENOMENO FUNDAMENTAL EN EL FLUJO DE DOS FASES.

**4.6.1. Patrones de flujo.** La diferencia básica entre el flujo de una o dos fases es que en el flujo de dos fases del gas y el líquido pueden estar distribuidos en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo. Cada una de estas configuraciones presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo así un patrón o régimen de flujo. El régimen de flujo resultante dependerá principalmente de variables como la inclinación de la tubería, densidad de los fluidos, viscosidad y velocidad de las fases, relación gas – líquido y tensión superficial.

La configuración del flujo existente en la tubería, no es conocida como dato de entrada y difiere una de otra en la distribución espacial de la interfase. La distribución de la interfase determina la fracción de vacío (*Void fraction*) del gas o el colgamiento del líquido (*Holdup*), los cuales son secciones transversales o las fracciones volumétricas de las fases gas y líquido.

El movimiento relativo de las dos fases permite que el esfuerzo de corte interfacial se presente. Bajo algunas condiciones de flujo, el esfuerzo interfacial contribuye significativamente a la caída de presión del sistema.

Parte de la tasa de flujo de líquido puede ser arrastrado por la fase gas, además, la determinación de pérdidas de presión por fricción entre las dos fases mezcladas y la pared de la tubería, no son tan claras como en el caso de flujo de una sola fase. Lo mismo ocurre para las pérdidas de presión gravitacional, el cual es determinado por el *holdup* de líquido.

Cualquier esfuerzo para tener una solución general y única para el problema del flujo en dos fases de las configuraciones existentes, es imposible de lograr. Sin embargo, se ha observado que aunque las dos fases se distribuyen por si sola en una variedad de formas, parece haber un agrupamiento natural de los patrones de flujo, es decir, que para cada patrón su comportamiento es algo similar. Esto hace que el problema de flujo de dos fases sea un poco más fácil ya que se puede analizar cada patrón por separado. Así, el método general sería primero predecir la existencia de patrón de flujo en la tubería y una vez el patrón de flujo es determinado, se debe desarrollar un modelo separado, el cual prediga las características del flujo tales como caída de presión, colgamiento del líquido y el coeficiente de transferencia de calor.

**4.6.2. Patrones de Flujo en Tubería vertical.** Estos patrones son más simétricos alrededor de la tubería y menos dominado por la gravedad. Los principales patrones son: flujo burbuja, flujo tapón (*slug*), flujo “*churn*” y flujo anular. En la figura 13, se muestran los diferentes tipos de patrones en tubería vertical.

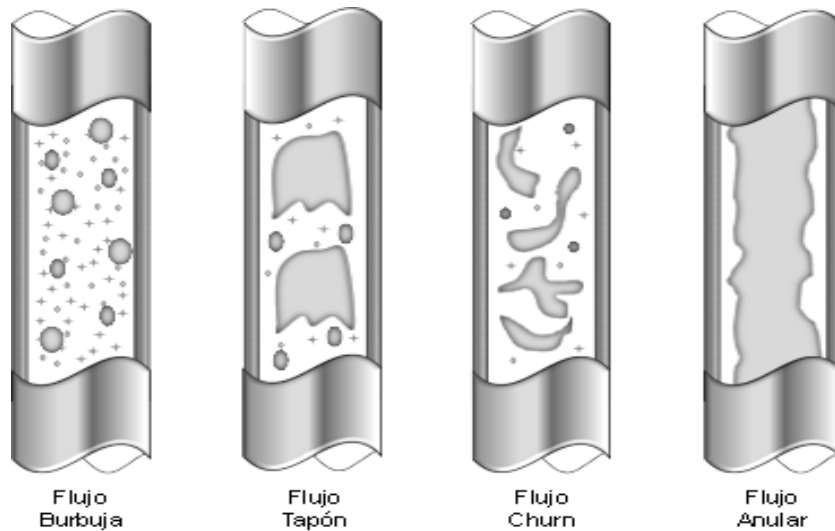
*Flujo Burbuja.* Consiste en un conjunto de burbujas dispersas distribuidas dentro de una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería, ocurre a tasas relativamente bajas y es caracterizado por el deslizamiento entre la fase líquida, y gas; tienen poco efecto sobre el gradiente de presión.

*Flujo Tapón.* El flujo tapón es un flujo altamente complejo e inestable. La fase gaseosa es más pronunciada. Aunque, la fase líquida es continua, las burbujas de gas coalescen y forman bolsas o tapones que ocupan casi toda la sección transversal de la tubería.

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.

Flujo "Churn". Este patrón de flujo existe solamente en flujo vertical hacia arriba y es muy caótico en naturaleza. Las burbujas de gas se pueden unir y el líquido puede ingresar en las burbujas. Aunque, los efectos del líquido son significantes, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

**Figura 13.** Patrones de flujo en tubería vertical



**4.6.3. Patrones de Flujo en Tubería Horizontal.** Los principales patrones de flujo en tubería son: flujo estratificado, flujo tapón (*slug*), flujo anular y flujo niebla. En la figura 14, se muestran los diferentes patrones de flujo en tubería horizontal.

Flujo Estratificado. Este régimen de flujo se presenta cuando las velocidades superficiales del líquido y del vapor son bajas. La gravedad provoca que la fase

liquida se ubique en el fondo de la tubería y una interface suave exista entre la fase liquida y vapor.

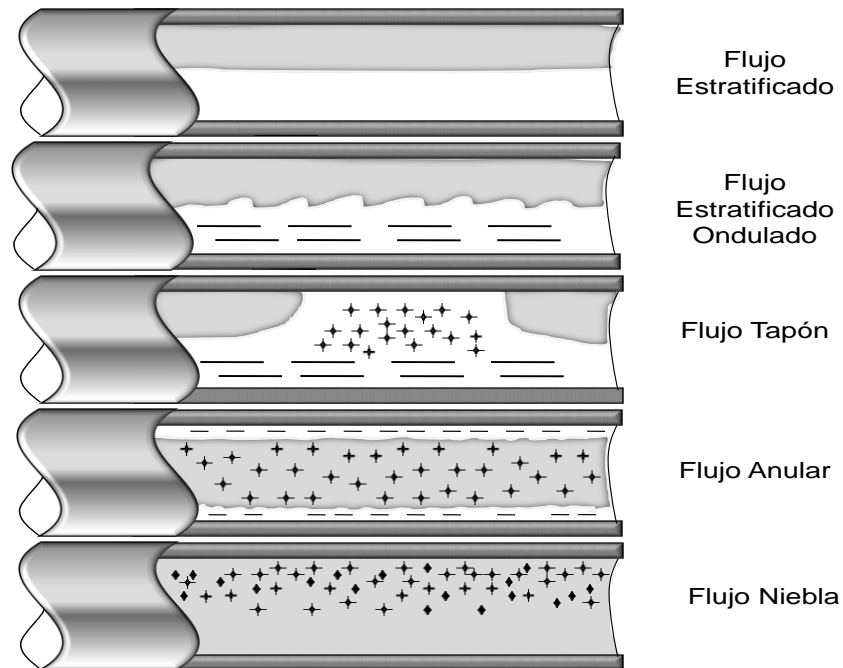
*Flujo Estratificado Ondulado.* Este régimen de flujo existe cuando se forman ondas sobre la interface entre el líquido y el vapor. Iniciando desde el flujo estratificado, al incrementar la velocidad del vapor, el régimen de flujo se moverá hacia el flujo estratificado ondulado. La gravedad causará que el líquido fluya en el fondo de la tubería.

*Flujo Tapón.* Este régimen de flujo existe cuando grandes ondas de líquido, de corta duración, están separadas por periodos de flujo estratificado ondulado. Iniciando desde el flujo estratificado, al incrementar la velocidad superficial del líquido, se formarán tapones de líquido seguidos por un flujo estratificado ondulado.

*Flujo anular.* Este régimen de flujo existe a altas velocidades superficiales del vapor. El líquido tiende a fluir como un anillo alrededor de la circunferencia de la tubería. En flujo horizontal, el anillo estará mucho más delgado en el tope que en el fondo. La fase de vapor fluirá a través del centro del anillo y puede contener pequeñas gotas de líquido.

*Flujo niebla.* Este flujo existe a altas velocidades superficiales del vapor y cuando la calidad del vapor es alta. La tubería estará completamente llena de vapor, excepto por pequeñas gotas de líquido en forma de niebla.

**Figura 14.**Patrones de flujo en tubería horizontal



#### **4.7. CORRELACIONES EMPIRICAS.**

**4.7.1. Correlación de Orkiszewski.** 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). Para cuatro regímenes de flujo son definidos y los métodos propuestos para cada región son:

- **Flujo Burbuja** – Correlación de Griffith.
- **Flujo Tapón y “Plug”** – Correlación de Griffith & Wallis, modificada por Orkiszewski.
- **Flujo “Churn”** – Duns & Ros.
- **Flujo Niebla /Anular** – Duns & Ros.

Orkiszewski, propuso que el método de Griffith & Wallis es usado para determinar los límites entre el flujo burbuja y plug, 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 de 10%, sobre un rango de condiciones de flujo. La precisión del método se verificó, cuando los valores de las predicciones fueron comparadas con caídas de presión de 148 pozos. La ventaja de este método sobre los demás, se encuentra en que, el “*Holdup*” del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con la distribución geométrica de las fases líquidas y gaseosa (régimenes de flujo). También, ofrece una buena descripción de lo que ocurre dentro de la tubería.

La limitación de la correlación de Orkiszewski está, en que el trabajo experimental, en ninguno de los pozos contenía régimen anular, por esta razón hay que utilizarlo con precaución cuando el fluido se encuentre en este régimen. Es importante resaltar que el método es aplicable a tuberías verticales, o con poco grado de inclinación, preferiblemente.

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.

$$-\left(\frac{dp}{dz}\right) = \tau_f + \left(\frac{g\rho}{g_c}\right) + \left(\frac{\rho v}{g_c}\right)\frac{dv}{dz} \quad | \quad (3.28)$$

En el flujo bifásico, tanto  $\tau_f$ , como  $\rho$  están influenciadas por el tipo de régimen en que se encuentra el fluido, y todos los términos anteriores están influenciados por la presión y la temperatura. Por lo tanto, al utilizar la Ecuación. 3.28:

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

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

$$\left(\frac{\rho v}{g_c}\right) dv = -\frac{w_t q_v}{g_c A_T^2 P} dp \quad (3.29)$$

Como resultado de la Ecuación 3.28 y 3.29, se obtiene la siguiente ecuación

$$\Delta p = \left[ \frac{1}{144} * \frac{\bar{\rho} + \tau_f}{1 - \frac{w_t q_g}{4.637 A_T^2 \bar{p}}} \right] * \Delta Z \quad (3.30)$$

Donde

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

$\bar{p}$  = Presión promedio

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

$w_t$  = Flujo másico total,  $Lb/sec$

$q_g$  = Caudal de gas,  $ft^3/sec$

**4.7.2. Correlación de Beggs & Brill.** El método de Beggs & Brill es basado en trabajos hechos con mezclas de agua y aire para diferentes condiciones. Esta correlación, se enfatiza en calcular las propiedades que afectan las caídas de presión en flujo multifásico, a diferentes grados de inclinación de la tubería.

Esta investigación es de gran importancia en la actualidad, ya que cada día el número de pozos direccionales o inclinados es mayor, especialmente en las plataformas marinas y en áreas muy inhóspitas como algunas zonas de Alaska y Canadá.

Entre las limitaciones del método se encuentran, la sobre predicción de las pérdidas de presión en tuberías de 1" ½ de diámetro, se presentan errores para valores de GOR mayores a 5000 y que no es muy aplicable en pozos verticales, es preferible si la tubería presenta algún grado de inclinación.

Para este método la ecuación de caída de presión para la fase gas, líquida o ambas se expresa de la siguiente manera.

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L f_L + \rho_g (1 - f_L)] + \frac{f_m G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L f_L + \rho_g (1 - f_L)] v_m v_g}{g_c P}} \quad (3.31)$$

Donde

$f_L =$  Holdup de líquido

$f_m =$  Factor de fricción de la mezcla

$G_m =$  Tasa de flujo másico de la mezcla

$d$  = Diámetro de la tubería.

$\rho_L, \rho_g$  = Las densidades de líquido y gas.

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

$g_c$  = Factor de conversión, Adim.

$p$  = Presión.

La Ecuación 3.31 se puede reducir a una sola fase líquida si  $f_L$  tiende a uno (1) o una fase gaseosa si  $f_L$  tiende a cero. También, puede ser aplicada a tuberías verticales u horizontales si el ángulo es igual a  $90^\circ$  o  $0^\circ$  grados.

En la correlación de Beggs & Brill, el patrón de flujo es determinado usando el Número de Froude y fracción de líquido. El mapa de flujo está basado en flujo horizontal y tiene cuatro regímenes: segregado, intermitente, distribuido y transición. Los tipos de flujo en los primeros tres regímenes son mostrados a continuación:

- **Flujo Segregado:** Estratificado, Ondulado y Anular.
- **Flujo Intermitente:** Tapón y Slug.
- **Flujo Distribuido:** Burbuja y Niebla.
- 

Una vez el régimen de flujo ha sido determinado, el “*holdup*” de líquido para una tubería horizontal es calculado, usando la correlación adecuada para tal régimen. La inclinación de la tubería es un factor aplicado para el cálculo del “*holdup*”. Después del *holdup*, un factor de fricción es calculado y se determina el gradiente de presión

Se presentan dos términos desconocidos en la Ecuación 3.1.  $f_L$ , se debe determinar para calcular la densidad in situ, y  $f_m$ , es utilizado para calcular las pérdidas por fricción. El propósito del estudio realizado por Beggs & Brill, era desarrollar correlaciones para predecir  $f_L$  y  $f_m$ , para fluidos cuyas propiedades son conocidas.

**4.7.3. Correlación de Duns & Ros.** 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 flujos de regiones, perfilados a continuación.

- **Región I.** Donde la fase líquida es continua (flujo burbuja y plug, y parte de regímenes de flujo espuma).
- **Región II.** Donde las fases y líquidas son alternadas (remanente de flujo espuma y flujo tapón).
- **Región III.** Donde la fase gas 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 caída de presión y correlaciones de velocidad de líquido con deslizamiento (*holdup*) son definidas para cada región en términos del mismo grupo dimensional.

Debe ser utilizado para valores de GOR entre medios y altos, se ajusta muy bien en pozos de aceite o condensados, y con pozos con sistema de gas lift. Se ha probado que se ajusta muy bien en valores de 13 – 56°API<sup>12</sup>.

$$\left\{ \frac{dp}{dz} \right\}_T = \frac{\left( \frac{dp}{dz} \right)_e + \left( \frac{dp}{dz} \right)_f}{1 - EK} \quad (3.32)$$

$$EK = \frac{v_{sg} v_m \rho_{ns}}{144 g_c P} \quad (3.33)$$

$$\rho_{ns} = \rho_L f_L + \rho_g (1 - f_L) \quad (3.34)$$

$EK =$  Energía Cinética.

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

$v_m =$  Velocidad de la mezcla.

$g_c =$  Factor de conversión, Adim.

$p =$  Presión

$\rho_{ns} =$  Densidad de la mezcla.

**4.7.4. Correlación de Hagerdon & Brown.** La correlación de Hagerdon & Brown está basada en datos experimentales en flujo ascendente para mezclas de agua/aire y agua/aceite. La caída de presión por fricción es calculada usando un factor de fricción, derivado en fase simple en las curvas de Moody, utilizando el número de Reynolds apropiado para mezclas. Para la fracción vacía se requiere el cálculo de número de Reynolds y la pérdida de fricción estática. Hagerdon &

---

<sup>12</sup>ROMERO, Adriana. Análisis de Flujo Vertical Multifásico para el modelo de simulación de Cusiana. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2007. p. 54.

Brown desarrollo una simple curva correspondiente a la fracción vacía para igual parámetros dimensionales propuestos por Duns & Ros.

El rango de aplicabilidad del método es:

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

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

Según los autores.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_T = \frac{1}{144} \left[ \rho_m + \frac{f_m \rho_m v_m}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2 g_c \Delta z} \right] \quad (3.35)$$

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla

$v_m$  = Velocidad de la mezcla.

$g_c$  = Factor de conversión.

$\Delta z$  = Delta de profundidad

$d$  = Diámetro de la tubería.

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

**4.7.5. Dukler, AGA, Flanigan.** La correlación de AGA y Flanigan fue desarrollada para sistemas de flujo de gas-condensado en tuberías horizontales e inclinadas. El mapa de patrones de flujo de Taitel-Dukler considera 5 regímenes de flujo, estratificado, estratificado ondulado, intermitente, anular y burbujas dispersas. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción, *holdup* y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el gradiente de presión potencial. La correlación de Eaton para *holdup* de líquido está basada en un estudio de comportamiento en tuberías de 2 y 4 in. En tuberías de acero usando agua y gas natural en las pruebas, y rangos de presión desde 305 hasta 865 psia, los rangos de *holdup* de líquido medidos fueron 0,006 -0,732.

**4.7.6. HTFS Líquido Slip y Homogéneo.** Los dos modelos de HTFS comparten un método en común para calcular el gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, mientras que difiere en el método usado para calcular el gradiente de presión estático.

El método del gradiente de presión por fricción es una adaptación de Clazton *et al.* (1972). El método primero calcula la caída de presión por fricción para las fases líquida y gas, asumiendo que ellas están fluyendo solo en la base de la tubería, basado en el factor de fricción de Fanning para cada fase, y nuevamente calculada, asumiendo que el fluido ahora fluye solo en toda la tubería. La caída de presión por fricción es calculada de la fórmula:

$$\Delta p_F = \Delta p_l + C_c \sqrt{(\Delta p_l \Delta p_g)} + \Delta p_g \quad (3.36)$$

Dónde:

$\Delta p_F =$  Caída de presión por fricción.

$\Delta p_l$  = Caída de presión de la fase líquida.

$C_c$  = Factor de correlación calculada de las propiedades de las fases líquida y gas, y las velocidades superficiales másicas de las fases.

$\Delta p_g$  = Caída de presión de la fase gaseosa.

El gradiente de presión estático es calculado de un modelo separado de flujo de dos fases. En el modelo HTFS Homogéneo requiere la fracción vacía, para este modelo es asumido que la fracción vacía es homogénea. En el modelo de HTFS Liquid slip, la fracción vacía es calculada usando el método por Whalley & Ward (1981).

El término de gradiente de aceleración es calculado de una ecuación del modelo homogéneo.

El modelo de HTFS ha sido validado para flujo horizontal y vertical, incluyendo flujo ascendente y descendente usando un amplio rango de datos contenido en el banco de datos de Harwell.

**4.7.7. Oliemans.** La correlación de Oliemans fue desarrollado en un estudio utilizando tuberías de grandes diámetros que trasportaban condensados. El régimen de flujo es predicho utilizando el mapa de Taitel & Dukler, y se introdujo un simple modelo que obedeció a las correctas limitaciones individuales de flujo para predecir las caídas de presión. El modelo se basó en una cantidad limitada de datos de 30 in, a una distancia de 100 Km a presiones de 100 bar (1450 psia) o mayores. La caída de presión en la correlación de Oliemans puede ser utilizada con las correlaciones de Eaton.

La correlación puede que presente inconvenientes con diámetros menores a 15 in, y presiones bajas.

#### **4.8. MODELOS MECANISTICOS**

**4.8.1. Ansari *et al.* (1994)<sup>13</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.

**4.8.2. Modelo Unificado de dos fases – TUFFP.** 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 “slup” en tubería de gas –

---

<sup>13</sup>ANSARI, A.M., et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. En: J. SPE Production & Facilities. 1990. Vol. 9, no. 2, 143-151p. SPE-2063.

líquido. El modelo fue validado para todos los ángulos de inclinación. Este modelo unificado fue desarrollado por Zhang et al.<sup>14</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 predichos 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.

**4.8.3. Xiao et al. (1990).<sup>15</sup>** Xiao et al., desarrolló un modelo mecanístico exhaustivo como parte del programa de TUFFP. Este es desarrollado para flujo de dos fases en tuberías horizontales y cerca de la horizontal ( $\pm 15^\circ$ ). El modelo primero predice el patrón de flujo y calcula las características de flujo como “holdup” de líquido y caída de presión, para flujo estratificado, anular, intermitente y burbuja. El modelo es validado con bases de datos de tuberías horizontales,

---

<sup>14</sup>Zhang, H.Q., Wang, Q., Sarica, C., Brill, J.P.: "Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow Via Slug Dynamics - Part 1: Model Development.

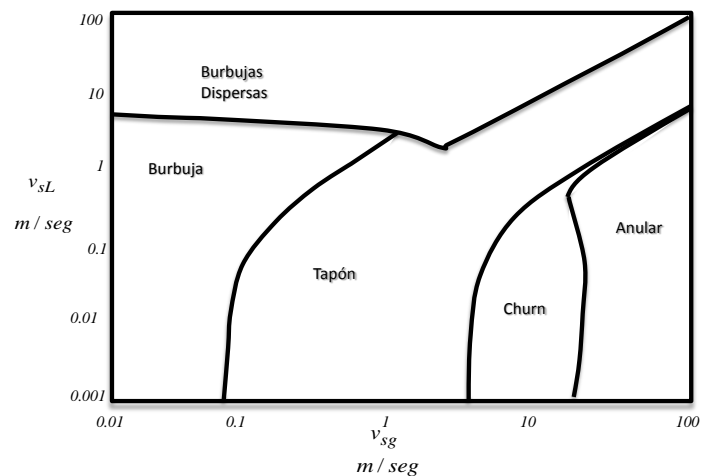
<sup>15</sup>XIAO, J.J.; SHONHAM, O. y BRILL, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September 1990, New Orleans, Louisiana. 1990. SPE 20631

incluyendo grandes diámetros de campo, seleccionada de la base de datos de AGA, para flujo multifásico y datos de laboratorio publicado en la literatura. Los datos incluyen aceite negro y sistemas de fluidos composicionales.

El modelo fue comparado con cuatro correlaciones empíricas para flujo horizontal, obteniendo excelentes resultados para los patrones de flujo predichos, pero uno de los inconvenientes resulta en el flujo anular, debido a que el modelo atribuye correlaciones para flujo vertical en este patrón de flujo.

**4.8.4. Tulsa.** El modelo de Tulsa es modelo mecanístico exhaustivo formulado para predecir patrones de flujo, caída de presión y “*holdup*” de líquido en flujo vertical ascendente para flujo de dos fases. El modelo identifica cinco patrones de flujo: burbuja, burbujas dispersas, tapón, “churn”, y anular. Los modelos usados para la predicción de patrón de flujo son: Ansari *et al.* (1994) para flujos de burbujas dispersas y anular; Choksch (1994) para flujo burbuja y un nuevo modelo para flujo “churn”. El mapa de patrón de flujo resultante es mostrado en la figura 15.

**Figura 15.** Mapa de flujo del modelo de TULSA.



**Fuente:** Piping Equipment - Hysys

Modelos hidrodinámicos separados para cada patrón de flujo son usados. Un nuevo modelo hidrodinámico es propuesto para flujo churn y una versión modificada del modelo de Chokshi para flujo tapón. Los modelos de Chokshi y Ansari *et al.* Son adoptados para flujo burbuja y anular respectivamente.

El modelo ha sido evaluado utilizando una base de datos de 2052 pozos de Tulsa University Fluid Flow Project, convergiendo en un amplio rango de datos. El modelo ha sido comparado con los métodos de Ansari *et al.* (1994), Chokshi (1994), Hasan & Kabir (1994), Aziz *et al.* (1972) y Hagerdon & Brown (1964), y se afirma que dieron resultados superiores.

**Tabla 2.** Resumen de los modelos usados para este estudio.

Modelo	Tipo de Modelo	Año de Desarrollo	Aplicación a Flujo Horizontal	Aplicación a Flujo Vertical	Holdup de Líquido	Mapa de Flujo
Ansari	Modelo Mecánico	1994	No	Si	Si	Si
Beggs & Brill	Correlación Empírica	1979	Si	Si	Si	Si
Duns & Ros	Correlación Empírica	1961	No	Si	Si	Si
Dukler, AGA, Flanigan	Correlación empírica		Si	No	Si	Si
Hagerdon & Brown	Correlación Empírica	1965	No	Si	Si	No
HTFS Homogeneous	Correlación Empírica		Si	Si	No	No
HTFS Liquid Slip	Correlación Empírica		Si	Si	Si	No
Oliemans	Correlación Empírica	1976	Si	No	Si	No
Orkiszewski	Correlación empírica	1967	No	Si	Si	Si
TUFFP	Modelo Mecánico	2003	Si	Si	Si	Si
Tulsa	Modelo Mecánico		No	Si	Si	Si
Xiao	Modelo Mecánico	1990	Si	No	Si	Si

**Fuente:** Piping Equipment-Hysys

## 5. 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 de acuerdo con la relación existente entre las formas de energía y la sustancia de trabajo. Estos mecanismos son: conducción, convección y radiación.

### 5.1. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

**5.1.1. 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 dos objetos alcanzan a la misma temperatura (equilibrio térmico).

Podemos explicarlo si tenemos 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. Es así como al acoplar este mecanismo de transferencia de calor a un pozo inyector, la conducción se llevara a cabo desde el tubing hacia el aislante si este existe o del casing hacia el cemento y posteriormente hacia la formación y estratos adyacentes.

**5.1.2. Convección** Es una de las tres formas de transferencia de calor y se caracteriza porque se produce por intermedio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La *convección* se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama *convección* en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido.

Se incluye también el intercambio de energía entre una superficie sólida y un fluido o por medio de una bomba, un ventilador u otro dispositivo mecánico (convección mecánica, forzada o asistida).este mecanismo generalmente va ligado a la conducción térmica y puede presentarse en situaciones como la inyección de fluidos calientes en una formación porosa en la cual el calor es trasportado por convección forzada dentro de la formación y en la parte no porosa es calentada por conducción, gracias al contacto existente entre el grano y el fluido. De esta manera si ajustamos este mecanismo a un sistema conformado por un pozo inyector podrá verse como el calor es trasmitido del fluido a la superficie del tubing y del fluido contenido en el espacio anular a la superficie del casing, debido al movimiento cíclico que efectúa el fluido dentro del anular ocasionado por la variación de la densidad.

**5.1.3. 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. Para un pozo inyector, este mecanismo se presenta en el espacio anular solamente, sin embargo al comparar el mecanismo de convección puede llegar a conformar hasta un 80% de toda la energía que se trasmite a través del espacio anular del pozo.

## **5.2. PERDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR.**

Además de las pérdidas de presión, hay que considerar las pérdidas de energía en el sistema de inyección de vapor, por lo que, se hace necesario conocer los conceptos básicos de las formas de transmisión de calor, y en los lugares en los cuales se presentan estas pérdidas. No todo el calor generado llega hasta el yacimiento, durante su transporte se presentan pérdidas a sus alrededores, llegar a estimar y a mitigar estas pérdidas es una de las partes más importantes a la hora de implementar la inyección de vapor.

Principalmente las pérdidas de calor se presentan en superficie, en el pozo y en el yacimiento, las cuales pueden disminuir teniendo en cuenta el caudal de inyección, el espesor de la formación y el espaciamiento entre los pozos.

**5.2.1. Pérdidas de calor en superficie.** Estas pérdidas de calor ocurren a medida que el vapor se mueve desde el generador, a través de la tubería, hasta la cabeza de pozo. En estas líneas intervienen siempre los tres mecanismos de transferencia de calor, convección entre el fluido y la pared interna de la tubería; conducción en

la tubería, también entre la cara externa de la tubería y del aislante; radiación y convección entre el aislante y el medio ambiente.

En general estas pérdidas no son fáciles de calcular, pues depende de las condiciones del medio ambiente, las cuales, evidentemente, cambian de manera continua. Cabe de anotar que entre mayor sea el caudal de vapor que fluye a través de la tubería, menos serán las pérdidas de calor presentes durante el proceso.

**5.2.2. Pérdidas de Calor en el pozo.** Dentro de la transferencia de calor desde la cabeza de pozo hasta el fondo del mismo, se deben tener también en cuenta varios factores que pueden aumentar o disminuir las pérdidas de calor, tales como la cantidad de vapor que se está inyectando, el espesor del aislante si está presente, si el completamiento esta hecho de un cemento especial resistente a la temperatura, así como el tipo de roca que esta alrededor del pozo. Al igual que en las perdidas de calor en superficie, las pérdidas de calor en el pozo se deben a los mecanismos de transferencia de calor mencionados anteriormente, y ocurren hacia los alrededores del pozo. Convección entre el fluido; conducción en la pared del tubing y el aislante; convección y radiación, a través del anular; conducción por medio del acero del casing y el cemento de la formación.

**5.2.3. Pérdidas de Calor en el yacimiento.** Estas ocurren cuando el calor suministrado a la formación productora de crudo, comienza a transferirse a las formaciones supra yacente y subyacente, debido a la diferencia de temperatura entre el fluido inyectado y la formación. Se debe tener en cuenta si hay presencia de fallas, pues ellas son un gran canal por el cual se iría la mayoría de vapor inyectado, disminuyendo así la eficiencia de barrido.

También se debe tener en cuenta si hay acuíferos presentes, pues a ellos se irá la mayor parte del calor suministrado desde la superficie, claro que esto no siempre es malo, ya que la formación productora es delgada, el agua que se calienta en el acuífero, calentará el crudo de la zona productora, mediante los fenómenos de transferencia explicados anteriormente.

**5.2.4. Coeficiente de transferencia de calor.** La transferencia de calor radial entre el fluido del pozo y la formación ocurre superando varias resistencias en serie (ver figura 16). En estado estable, el flujo de calor a través del pozo por unidad de longitud del pozo  $Q$ , puede ser expresado por la Ecuación 4.1.

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_h) \quad (4.1)$$

$Q$  = 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,  $BTU/h-ft^2-^{\circ}F$

$T_f$  = Temperatura de saturación del fluido,  $^{\circ}F$ .

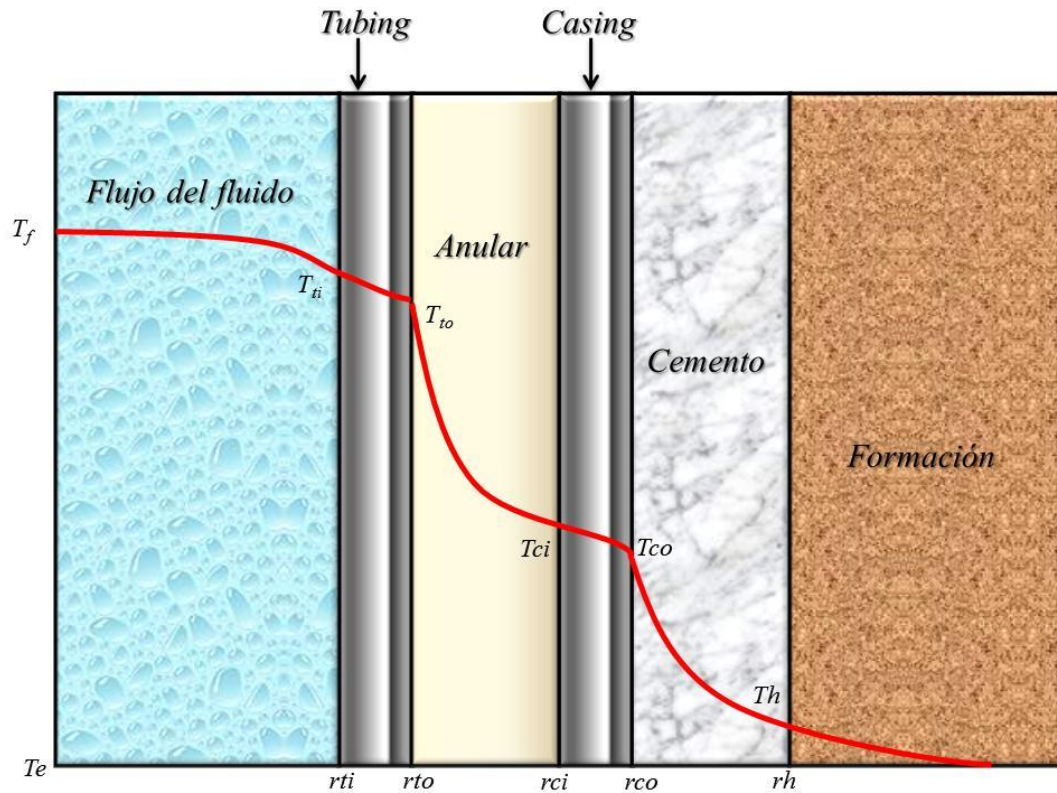
$T_h$  = Temperatura del hueco o wellbore,  $^{\circ}F$

En la Ecuación 4.1,  $U_{to}$  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 interface formación- pozo,  $(T_f - T_h)$ .

Se asume que la transferencia de calor se realiza en estado estable; y por 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.

**Figura 16.** Distribución de temperatura en un completamiento convencional.



**Fuente:** GREEN, Don W y WILLHITE, Paul G. Thermal Recovery Processes. *En:* Enhanced Oil Recovery. 1Ed. RICHARDSON, TX. : SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2003. p. 305. [Modificado por Autores].

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

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{ins}/r_{to})}{k_{ins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} (h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (4.2)$$

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

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

$r_{ins}$  = Radio del aislante, ft

$r_{wb}$  = Radio del wellbore

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

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

$k_t$  = Conductividad térmica del tubing,  $BTU/h-ft-^{\circ}F$

$k_{ins}$  = Conductividad térmica del aislante,  $BTU/h-ft-^{\circ}F$

$k_c$  = Conductividad térmica del casing,  $BTU/h-ft-^{\circ}F$

$k_{cem}$  = Conductividad térmica del cemento,  $BTU/h-ft-^{\circ}F$

$h_r$  = Coeficiente de radiación en el espacio anular,  $BTU/h-ft^2-^{\circ}F$

$h_c$  = Coeficiente de convección natural en el espacio anular,  $BTU/h-ft^2-^{\circ}F$

$h_i$  = Coeficiente de convección forzada entre el fluido caliente y la pared interna de la tubería de producción,  $BTU/h-ft^2-^{\circ}F$

No todos los componentes mostrados en la figura 16 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 4.2. También se puede asumir que el coeficiente de transferencia de calor del fluido es tan alto que  $T_f$  puede asumirse igual a  $T_{ti}$ . 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

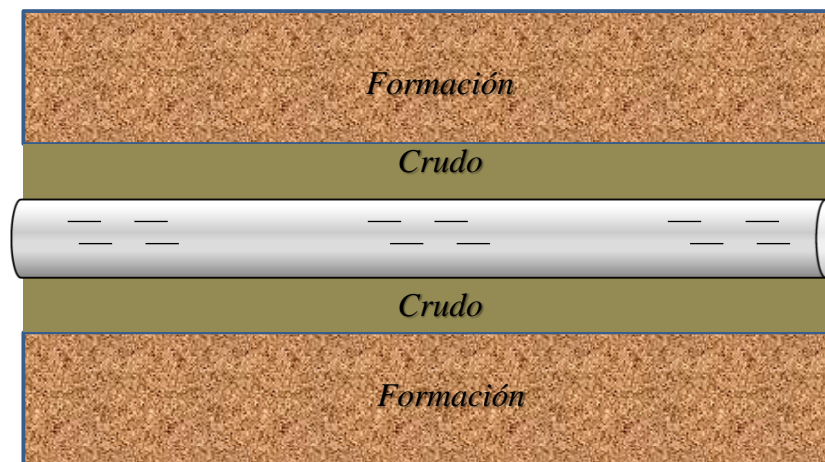
despreciar; es decir  $T_{ii} = T_{io}$ , y  $T_{ci} = T_{co}$ . Por lo tanto,  $U_{io}$  para un pozo convencional se puede calcular a partir de la Ecuación 4.3.

$$\frac{1}{U_{io}} = \frac{r_{io} \ln(r_{ins}/r_{io})}{k_{ins}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{io} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (4.3)$$

La resistencia a la transferencia de calor ofrecida por el anular, representada por el primer término en la Ecuación 4.3, involucra mecanismos de transferencia de calor por radiación y convección natural.

En una parte de la sección horizontal, la tubería queda con hueco abierto. Entre el hueco abierto y la tubería de inyección (figura17), se considera que hay crudo. Entonces el término de coeficiente global de transferencia de calor quedaría dado por:

**Figura 17.** Sección horizontal del pozo.

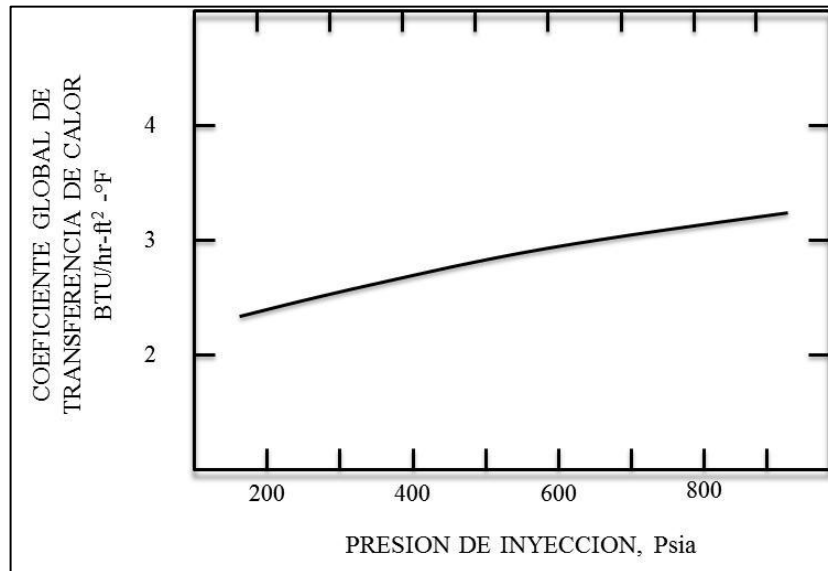


$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ii}h_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ii})}{k_t} + \frac{r_{to}}{r_h(h_c + h_r)} \quad (4.4)$$

El coeficiente de radiación ( $h_r$ ) se puede despreciar. El coeficiente de convección para un crudo se puede asumir de 1000 (Btu/hr-ft<sup>2</sup>-°F). La conductividad térmica del acero se considera de 26 (Btu/hr-ft-°F).

Como la presión en la cara de la formación depende de la tasa de inyección, puede provocar caída de la presión. Además, la presión de inyección depende de la temperatura de saturación, que viene influenciado por el factor en las pérdidas de calor. Así, la figura 18., muestra el incremento del coeficiente global de transferencia de calor al aumentar la presión en la cara de la formación.

**Figura 18.** Coeficiente de transferencia de calor a 1000 ft de profundidad, con calidad del 80%.



- **Fuente:** PACHECO, E.F y ALÍ, Farouq. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop In Steam Injection. En: Journal of Petroleum Technology. 1972. Vol. 4. No. 2. p. 141.

## 6. RESULTADOS Y ANALISIS ESTADISTICO.

### 6.1. DATOS OBTENIDOS.

Debido, a que en la literatura, no hay datos específicos de pozos horizontales de inyección de vapor con su respectivo *survey* de desviación y sus perfiles de presión. Entonces, un pozo horizontal consta de tres partes: una sección vertical, una sección curva y una sección horizontal. En los datos de literatura solo se encontraron dos secciones de tubería vertical y horizontal, en estas se realizaron la simulación. Para el caso de la sección curva se analizara más adelante.

**6.1.1. Sección Vertical.** Los datos utilizados para realizar la comparación entre los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas son tomados de dos artículos.

En la sección vertical, se presentan los datos de entrada de los tres casos de inyección de vapor, ver tabla 3. Caso 1, es una prueba en el campo Bleakley sobre el pozo 61-0 Martha Bigpond en Oklahoma. Caso 2 es dado en el pozo 14-W Sallie Lee, del mismo campo. Para ambos casos, los datos son tomados del artículo de Fontanilla & Aziz (1982). Caso 3, son tomados del pozo piloto de inyección continua, Madinson, en el campo Garland. En el estudio, se presentó una evaluación para el conocimiento de la conductividad del aislante de 0.6 In (38,7 mm) de espesor. El mejor comportamiento fue para una conductividad fue de 0.03 Btu/hr-Ft-°F (0.0519 W/m-°K). Los datos son obtenidos del artículo de Wheaton (1991).

**Tabla 3.** Datos de entrada para la sección vertical.

Datos de Entrada	Unidades	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Profundidad	Ft	1600	1700	4250
Profundidad del casing	Ft	1580	705	4250
Diámetro interno del tubing	In	2,124	1,996	2,441
Diámetro externo del tubing	In	2,5	2,376	2,875
Diámetro interno del casing	In	4	4	7
Diámetro Externo del casing	In	4,50	4,50	8,75
Diámetro del hueco	In	14,4	14,4	17,5
Formación	Btu/hr-Ft-°F	1	1	1,62
Cemento	Btu/hr-Ft-°F	0,2	0,2	0,46
Calor Especifico de la formación	Btu/Ft <sup>3</sup> -°F	35	35	35
Difusividad térmica de la formación	ft <sup>2</sup> /d	0,686	0,686	0,0468
Emisividad del casing	Adim	0,9	0,9	0,9
Emisividad del tubing	Adim	0,9	0,9	0,9
Temperatura de superficie	°F	50	71	60
Gradiente Geotérmico	°F/100ft	2,83	1,96	1,88
Tasa de inyección	BBl/d	333	192	733
Presión en Cabeza	Psia	250	520	1984
Calidad en cabeza	%	80	80	31,6
Tiempo de inyección	hrs	117	308	11760

**6.1.2. Sección Horizontal.** En la literatura existen pocos datos experimentales de flujo de agua - vapor a través de tuberías horizontales con diámetros cercanos a los estipulados en la sección horizontal del pozo de inyección de vapor. En los casos 1 y 2 son datos con tuberías 6" y 12" respectivamente. En el caso 1 son obtenidos de un campo colombiano en una tubería desde el generador hasta cabeza de pozo, con aislante de 0,25 ft de espesor. La longitud mencionada tiene en cuenta la existencia de los *loops* de expansión del campo, los cuales son considerables en número y aportan en la longitud desde el generador hasta el pozo, para tenerlos en cuenta, la longitud horizontal (sin *loop*) se multiplica por un factor de 1.15, es decir, un 15% más de longitud, Ospina (2004). Caso 2 es dado en el artículo de Mandrenas (2010).

**Tabla 4.** Datos de Entrada Sección Horizontal- Caso 1

<b>Datos de Entrada</b>	<b>Unidades</b>	<b>Referencia</b>
Temperatura de ambiente:	°F	90
Diámetro externo tubería:	Ft	0,552
Diámetro interno tubería	Ft	0,4584
Espesor del aislante	Ft	0,25
Conductividad del aislante	Btu/hr-Ft-°F	0,028
Distancia generador-pozo	Ft	4363
Velocidad del viento	mph	8
Tasa de alimento	Lb/hr	39000
Calidad Salida del generador	Fracción	77
Emisividad de aluminio	Adim	0,3
Emisividad de la tubería	Adim	0,9
Presión de operación	Psia	1025
Gravedad	Ft/s <sup>2</sup>	4,17E+08
Eficiencia térmica del generador	Fracción	0,82
Capacidad calorífica del gas	Btu/Ft <sup>3</sup>	1100
Temperatura de operación	°F	546

**Tabla 5.** Datos de Entrada sección horizontal Caso 2.

Datos de Entrada	Unidades	Referencia
Temperatura de ambiente:	°F	80,33
Diámetro externo tubería:	Ft	1,00
Diámetro interno tubería	Ft	0,9842
Espesor del aislante	Ft	0,164
Conductividad del aislante	Btu/hr-Ft-°F	2,48E-02
Distancia	Ft	3280,8399
Velocidad del viento	mph	0
Tasa de alimento	Lb/hr	79370
Calidad	Fracción	0,9
Emisividad de la tubería	Adim	0,9
Temperatura de operación	°F	350,3
Gravedad	Ft/s <sup>2</sup>	4,17E+08
Eficiencia térmica del generador	Fracción	0,82
Capacidad calorífica del gas	Btu/Ft <sup>3</sup>	1100
Temperatura de operación	°F	350
Rugosidad	Adim	2,00E-07
Conductividad Térmica Tubería	Btu/hr-Ft-°F	46,34
Coefficiente de convección vapor-tubería	Btu/hr-Ft <sup>2</sup> -°F	0,4907
Coefficiente de convección aislante-aire	Btu/hr-Ft <sup>2</sup> -°F	0,09815
Presión de Operación	Psia	135,2

Para los casos de tubería de 2” y 4”, fue necesario el uso de datos experimentales de agua - gas natural es una buena aproximación al fenómeno de flujo que se presentan en tuberías que transportan agua - vapor.

En la Tabla 6, se muestran los datos de una prueba de campo de flujo de agua – gas natural en tubería horizontal reportados en el artículo: Eaton, Ben A, Knowles, Charles R.1967.The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines. Journal of Petroleum Technology. 19 (6). 815-828.

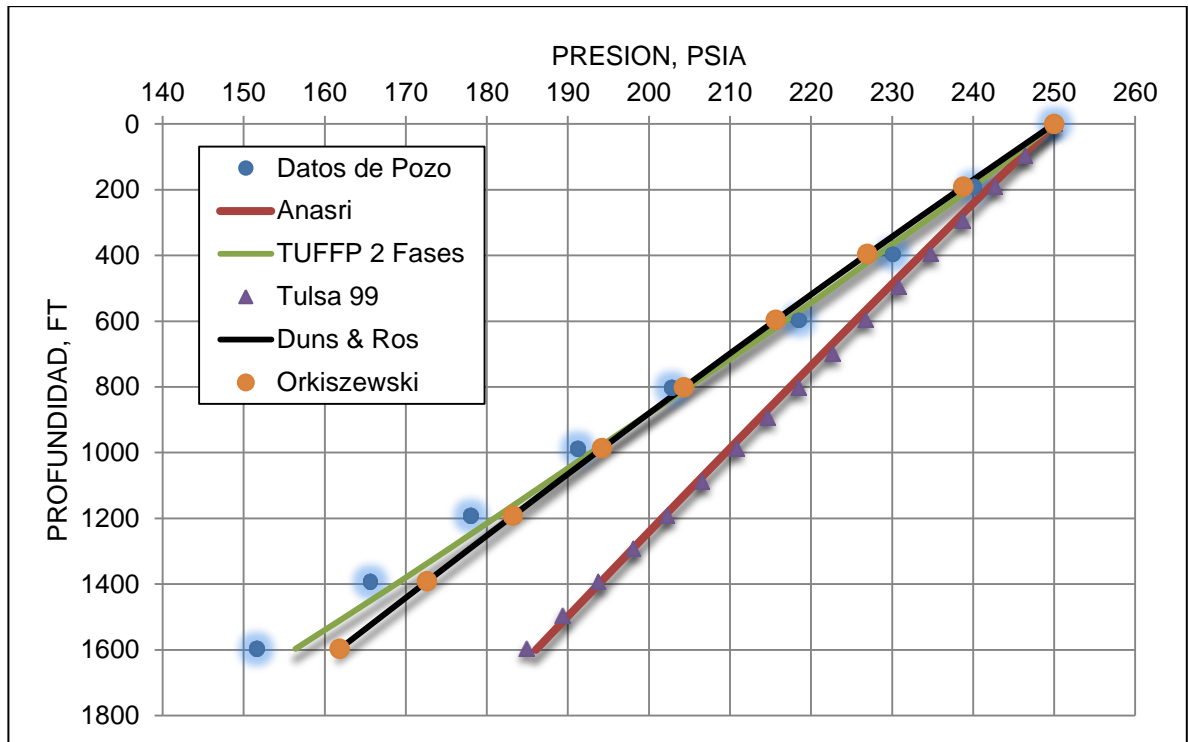
**Tabla 6.** Datos de entrada en la sección horizontal Casos 3, 4 y 5.

Datos de Entrada	Unidades	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Temperatura de ambiente:	°F	80	80	80
Diámetro Nominal	In	2,00	2,00	4,00
Espesor del aislante	Ft	0	0	0
Distancia	Ft	1700	1700	1700
Velocidad del viento	mph	0	0	0
Emisividad de la tubería	Adim	0,9	0,9	0,9
Presión de operación	Psia	880	910	350
Gravedad	Ft/s <sup>2</sup>	4,17E+08	4,17E+08	4,17E+08
Rugosidad	In	1,00E-03	1,00E-03	1,00E-03
Conductividad Térmica tubería	Btu/hr-Ft-°F	26	26	26
Coefficiente de convección vapor-tubería	Btu/hr-Ft <sup>2</sup> -°F	Calculada	Calculada	Calculada
Coefficiente de convección aislante-Aire	Btu/hr-Ft <sup>2</sup> -°F	Calculada	Calculada	Calculada
Caudal de Agua	BPD	668	1455	49,6
Caudal de Gas	MMSCFD	6,1792	5,596	1,732593
Gravedad Especifica del Gas	Adim	0,611	0,611	0,611
Gravedad Especifica del Agua	Adim	1,01	1,01	1,01

## 6.2. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

**6.2.1. Sección Vertical.** En el caso 1, el valor calculado del coeficiente global de transferencia de calor fue de  $3,062 \text{ BTU}/h - \text{ft}^2 - ^\circ F$ .

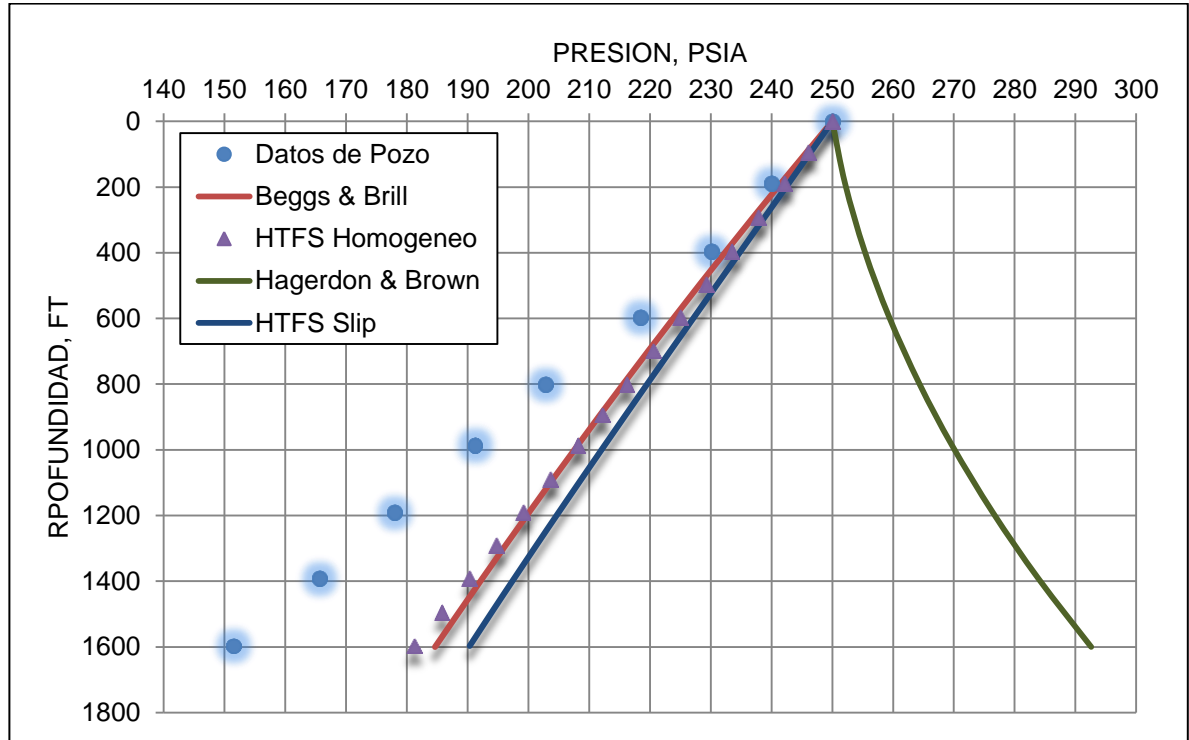
**Figura 19.** Caso 1. Comparación entre modelos mecánicos. Perfil de Presión.



En la figura 19, se compara los resultados arrojados por los modelos mecánicos. El mejor comportamiento lo tiene el modelo mecánico de “TUFFP 2 fases”, superando a los modelos mecánicos de Anasri y *Tulsa 99*, donde bajo predijeron sobre los datos reales. La diferencia se debe básicamente, en el cálculo del *holdup*, afectando directamente en los gradientes de elevación y fricción. En el caso del modelo de TUFFP, arrojó el gradiente de fricción mayor, en comparación a los dos modelos. El régimen de flujo calculado es anular.

Las correlaciones de Duns & Ros y Orkiszewski obtuvieron un comportamiento muy similar en la predicción del gradiente de presión y muy cercano al modelo mecánico de TUFFP.

**Figura 20.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión.



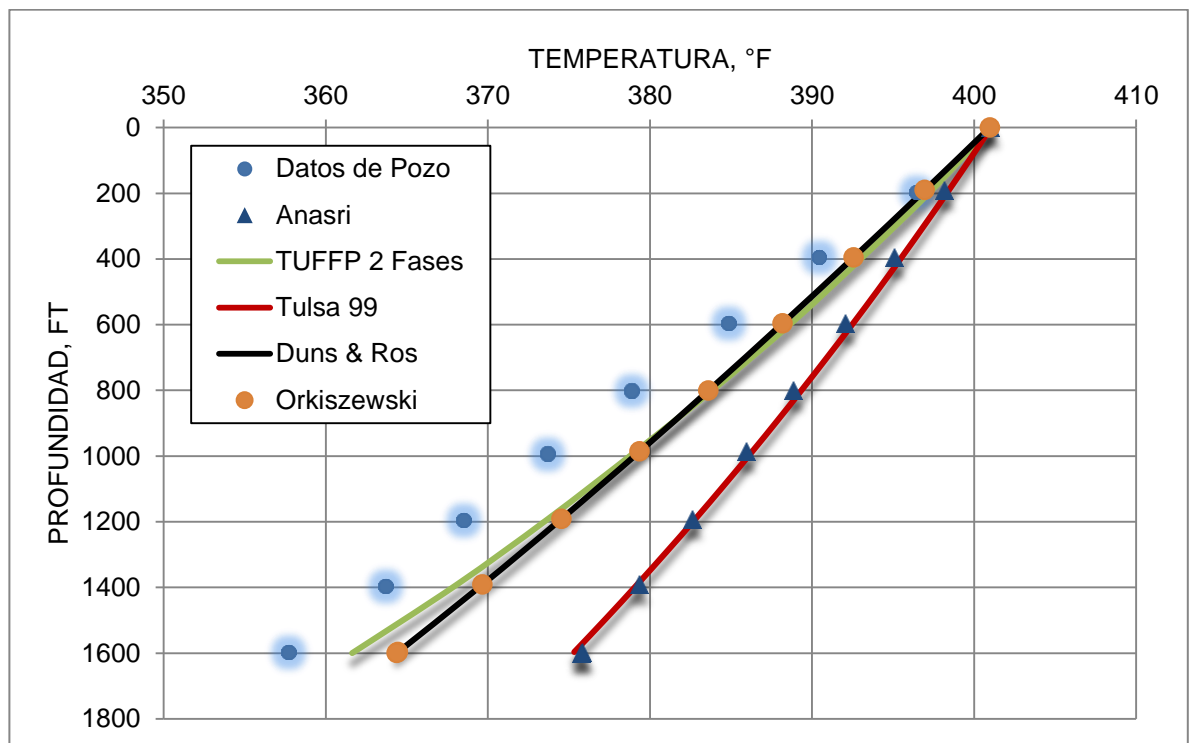
En la figura 20, se compararon las correlaciones empíricas. Estas tuvieron concordancias muy similares en flujo niebla. Beggs & Brill determinó que estaba en la región distribuida (Distributed – Burbuja y niebla). En cambio, Hagerdon & Brown estableció flujo "Slug".

La única correlación que no tuvo un buen acercamiento fue Hagerdon & Brown. Donde, el gradiente de elevación supera al gradiente de fricción, resultando un

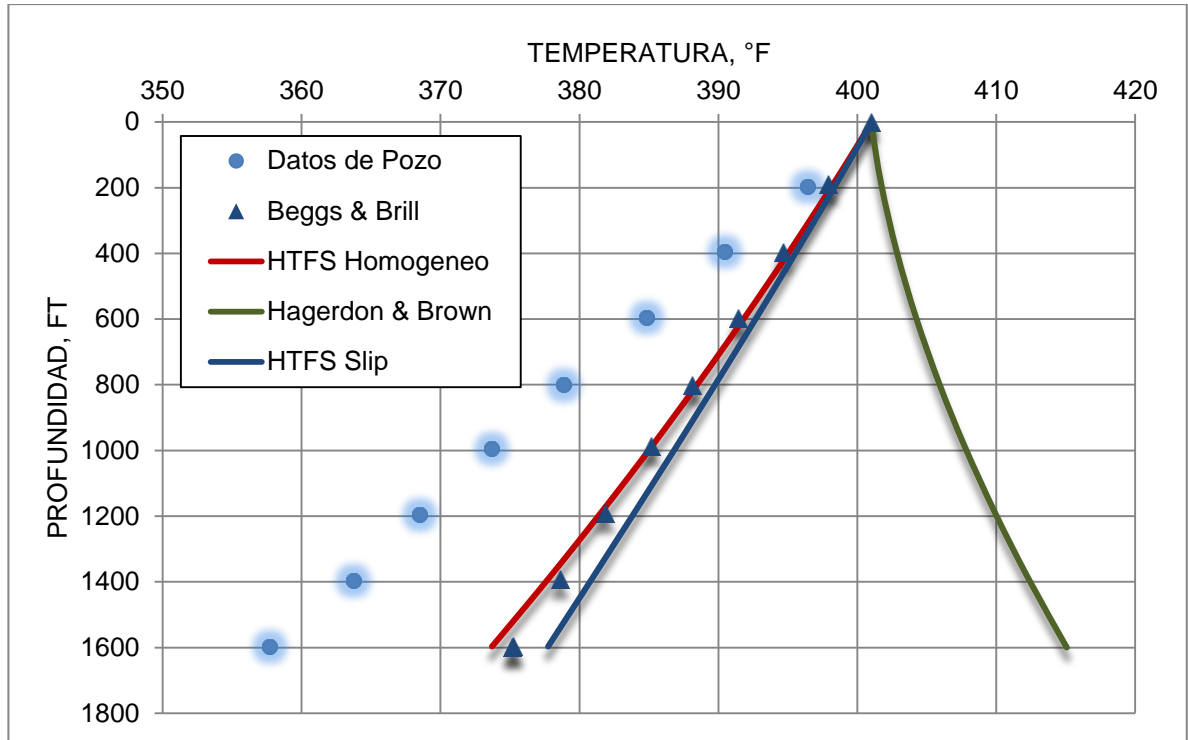
incremento en la presión, es decir, bajo predice mayoritariamente a los resultados obtenidos del pozo.

En las figuras 21 y 22, los perfiles de temperatura son graficados donde ocurre algo similar al perfil de presión. Igualmente, el modelo de TUFFP y las correlaciones de Duns & Ros y Orkiszewski son las más cercanas gracias a su gran acercamiento en el perfil de presión.

**Figura 21.** Comparación entre modelos mecánicos y correlaciones empíricas caso 1, perfil de temperatura.

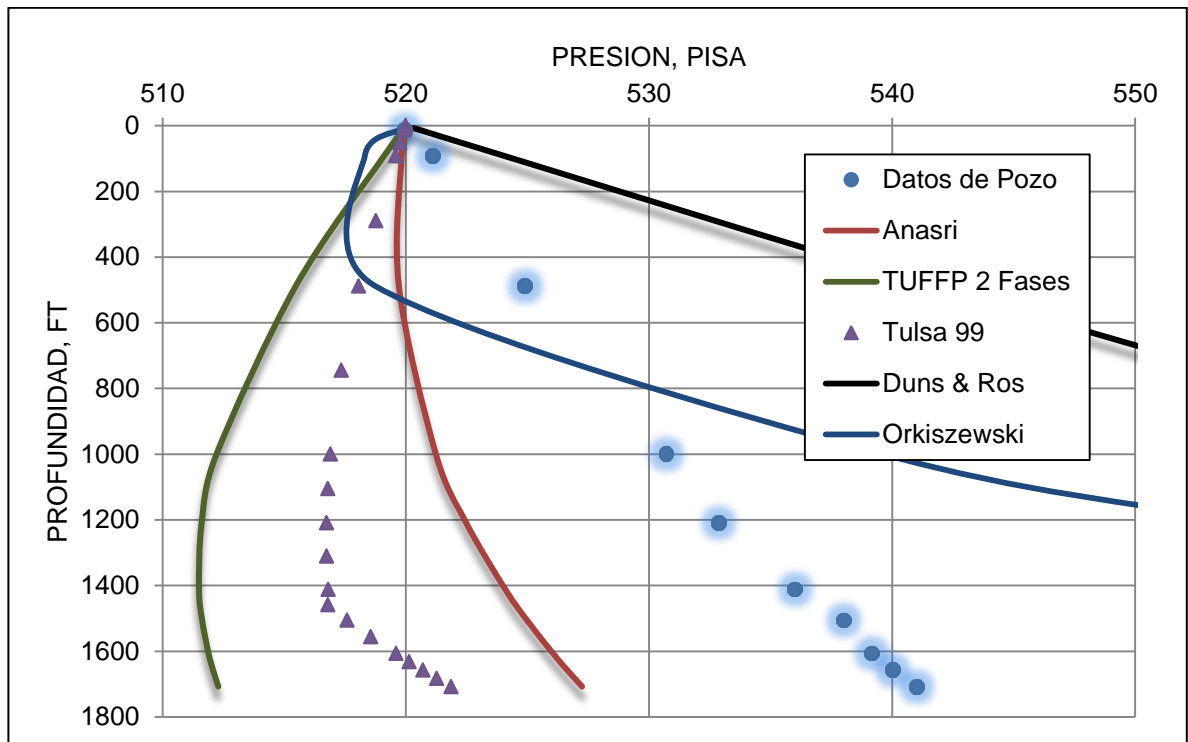


**Figura 22.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de temperatura.



Por otro lado, en el caso 2, como se muestra en la figura 23, la mayoría de los modelos mecánicos, determinaron que el régimen de flujo era anular, pero el modelo de Tulsa 99 determinó que es anular hasta 1500 ft de profundidad, afectando directamente en el “*holdup*”. En todos los modelos mecánicos, el gradiente de presión por elevación fue mayor al gradiente por fricción, por eso se da ese aumento en la presión.

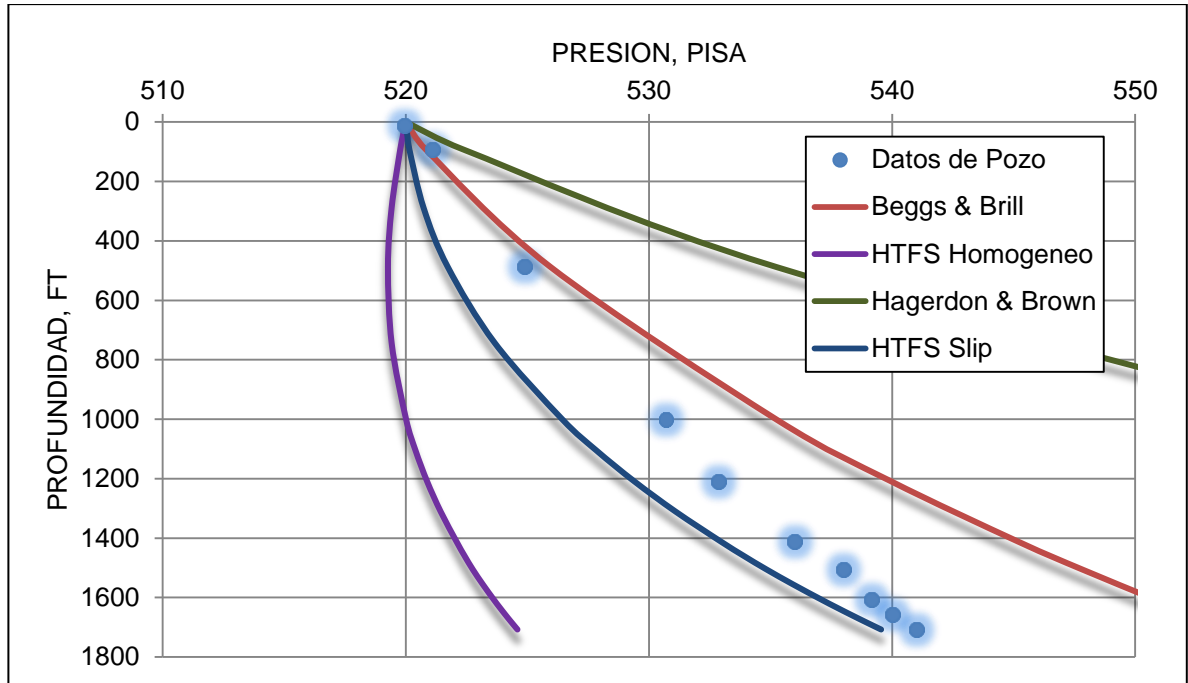
**Figura 23.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión



Duns & Ros y Orkiszewski, determinaron el régimen “slug”, pero no hubo concordancia en el perfil de presión. En el caso de Orkiszewski, tuvo una caída y después aumento de presión a 100 ft de profundidad, esto es debido a que tuvo un incremento drástico en el gradiente de fricción (7 psi a 33 psi) y elevación (8 psi a 38 psi).

En las correlaciones empíricas, expuestas en la figura 24, determinaron una variación muy similar en la determinación del patrón de flujo. Beggs & Brill, determinaron región distribuida hasta 500 ft de profundidad. Entre 500 ft y 1700 ft determinó la región intermitente, donde incluye el régimen “slug”.

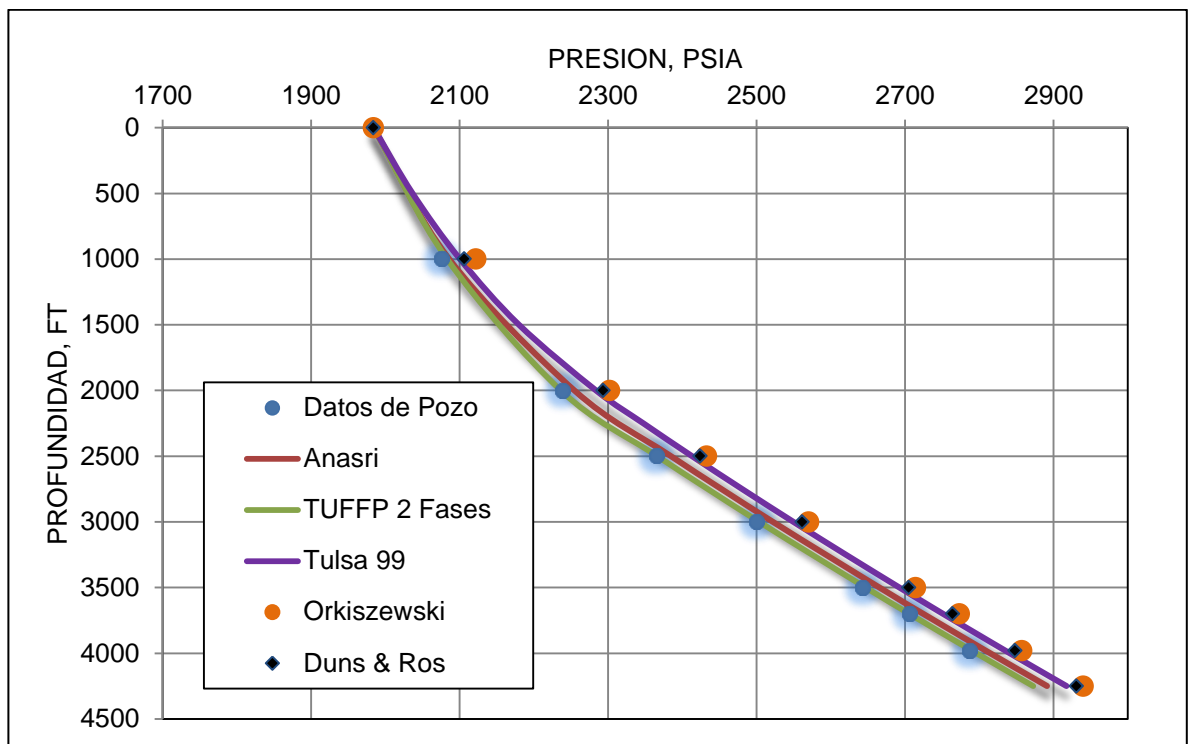
**Figura 24.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión



La mayoría de las correlaciones sobrepredijeron. Los dos únicos modelos que bajo predijeron fueron los HTFS (slip y homogéneo). En todas las correlaciones empíricas el gradiente de elevación supero al gradiente por fricción.

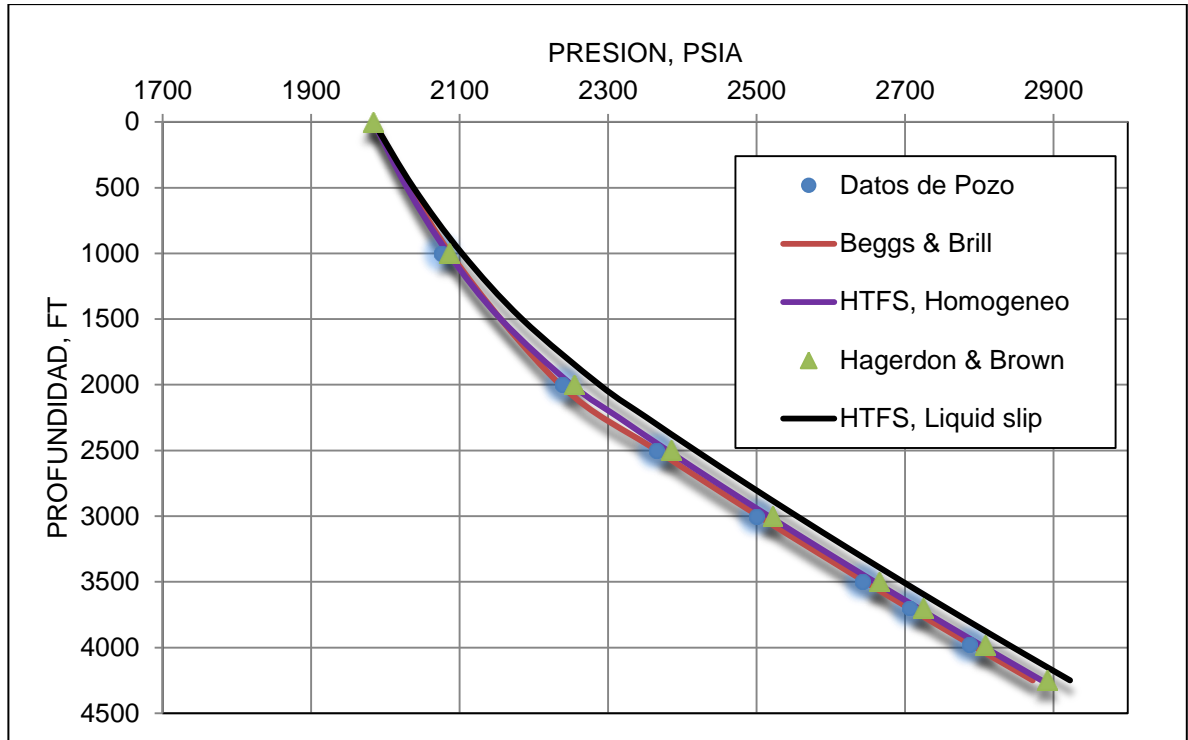
En cuanto al caso3, en las figuras 25 y 26, se observa que todos los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas tienen la misma tendencia a los datos reales. El gradiente de presión por elevación es mayor al de fricción. Este se reduce a medida que va aumentando con la profundidad, debido a que va incrementando el *holdup*, provocando un incremento en la densidad de líquido.

**Figura 25.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión



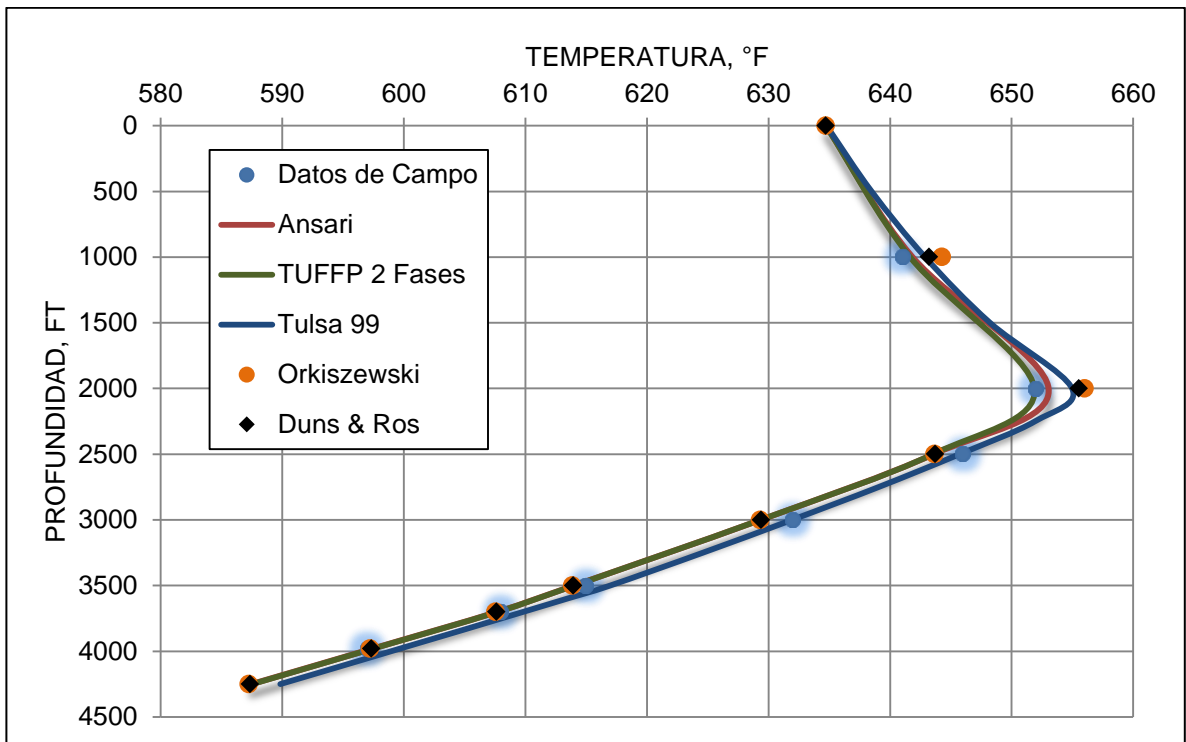
La mayoría de los modelos y las correlaciones coincidieron en la predicción del patrón de flujo que es “slug” (tapón) hasta una profundidad de 1500 ft, después repentinamente pasó a flujo burbuja. De 2000 ft a 4500 ft, el régimen de flujo ya era totalmente líquido. El único modelo que no coincidió fue TUFFP, ya que predijo régimen anular hasta 2000 ft, después hasta a 4500 ft es totalmente líquido (calidad cero).

**Figura 26.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión

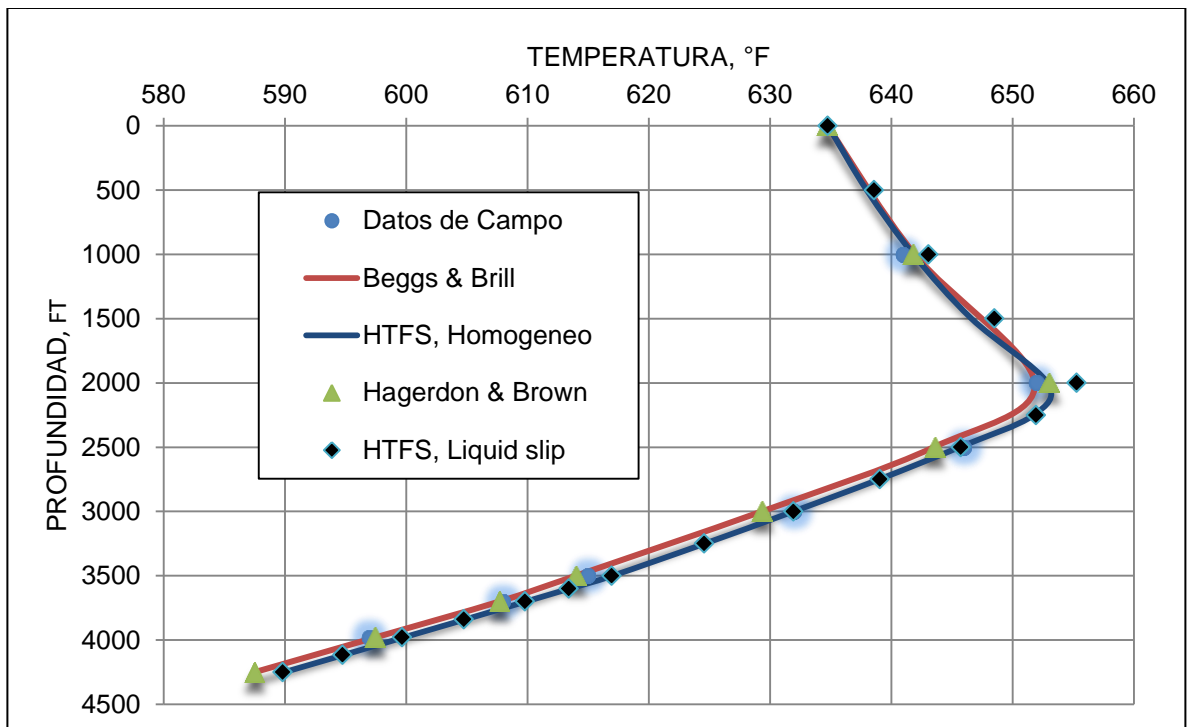


En el caso del perfil de temperatura, igual al perfil de presiones obtuvieron un buen acercamiento. La temperatura cae hasta 2000 ft de profundidad, pero después incrementa. Esto, es debido a que es totalmente líquido, después de esa profundidad, la temperatura empieza a disminuir, como no hay gota de vapor el líquido se empieza a enfriar poco a poco. Figuras 27 y 28.

**Figura 27.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de temperatura.

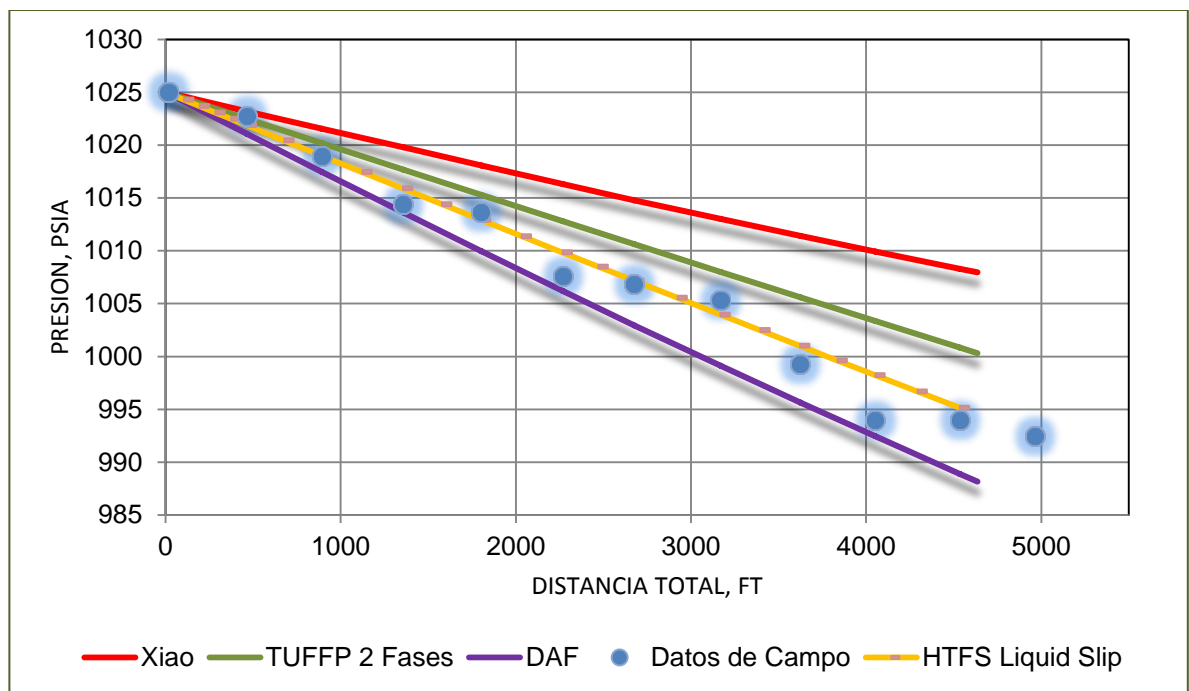


**Figura 28.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de temperatura.

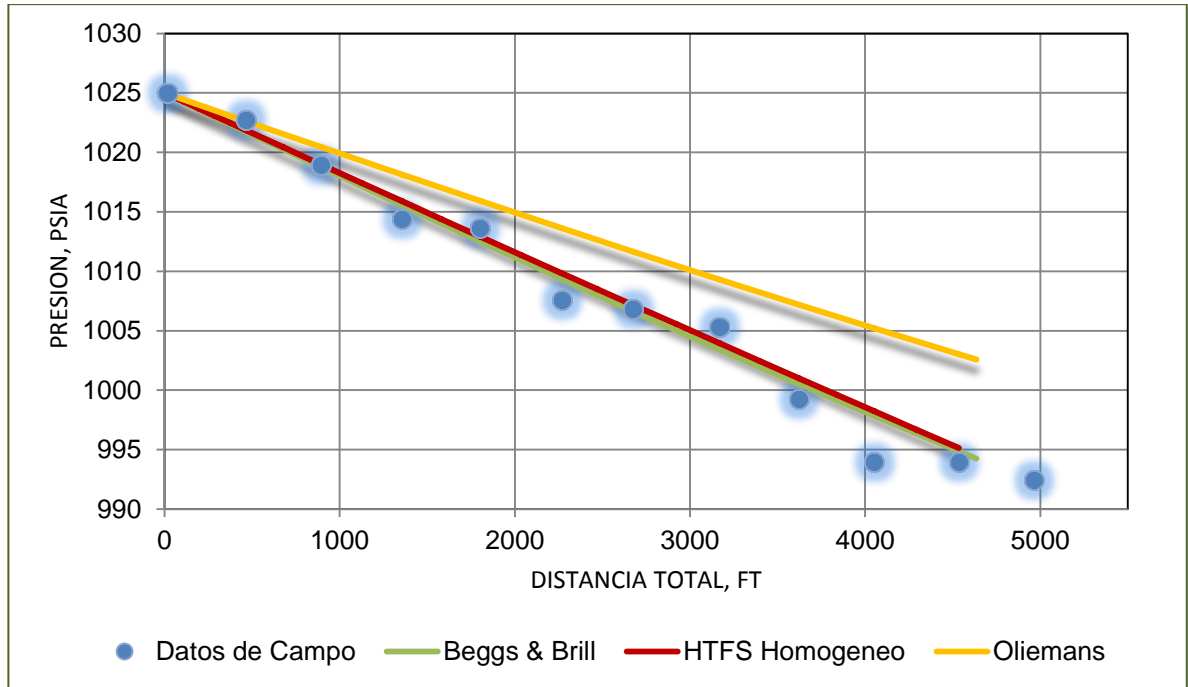


**6.2.2. Sección Horizontal.** Con respecto al caso 1, en la figura 29, se observa que la mejor tendencia la obtuvo la correlación de HTFS slip. Los modelos mecánicos de TUFFP y Xiao bajo predijeron. Estos predijeron, un patrón de flujo anular, al igual que las correlaciones empíricas. El gradiente de presión por fricción es el único que resalta, ya que, no hay efectos de gravedad (elevación).

**Figura 29.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión



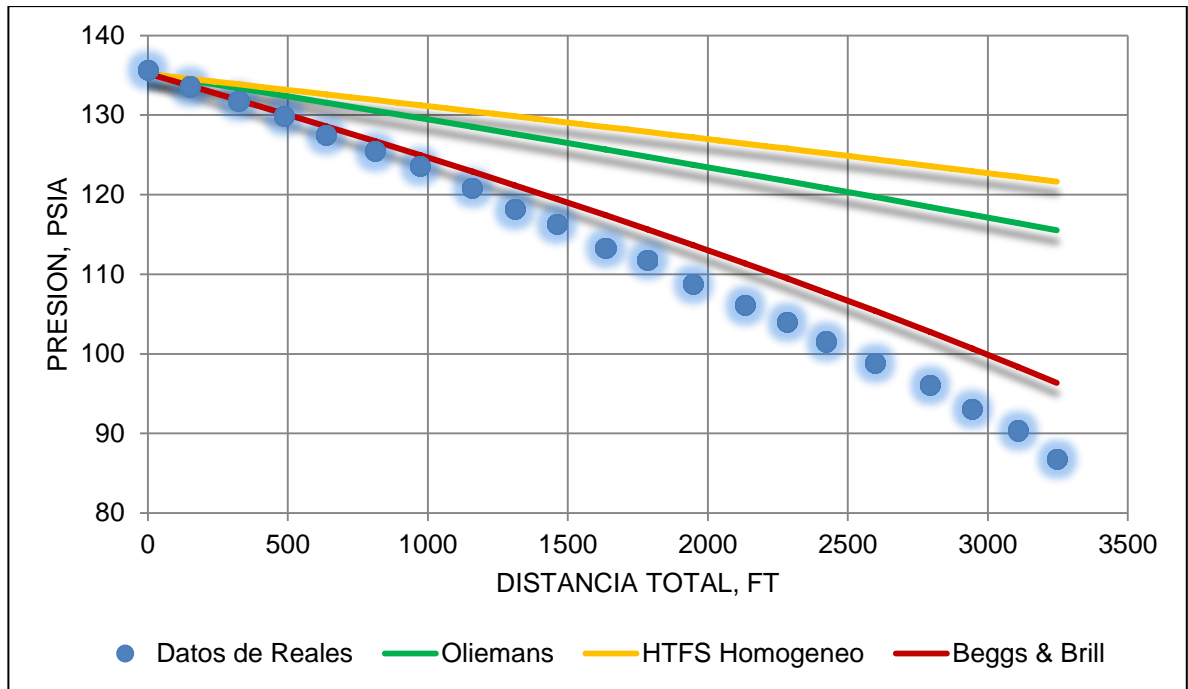
**Figura 30.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 1, perfil de presión



El perfil de presión, representado en la figura 30, se observa que dos correlaciones tienen un mejor comportamiento, HTFS Homogéneo y Beggs & Brill. Estas predicciones son muy similares a la correlación de HTFS Slip. Su diferencia también radica en las pérdidas por fricción. La correlación de Oliemans tiene pérdidas de fricción menor a las de Homogéneo y Beggs & Brill

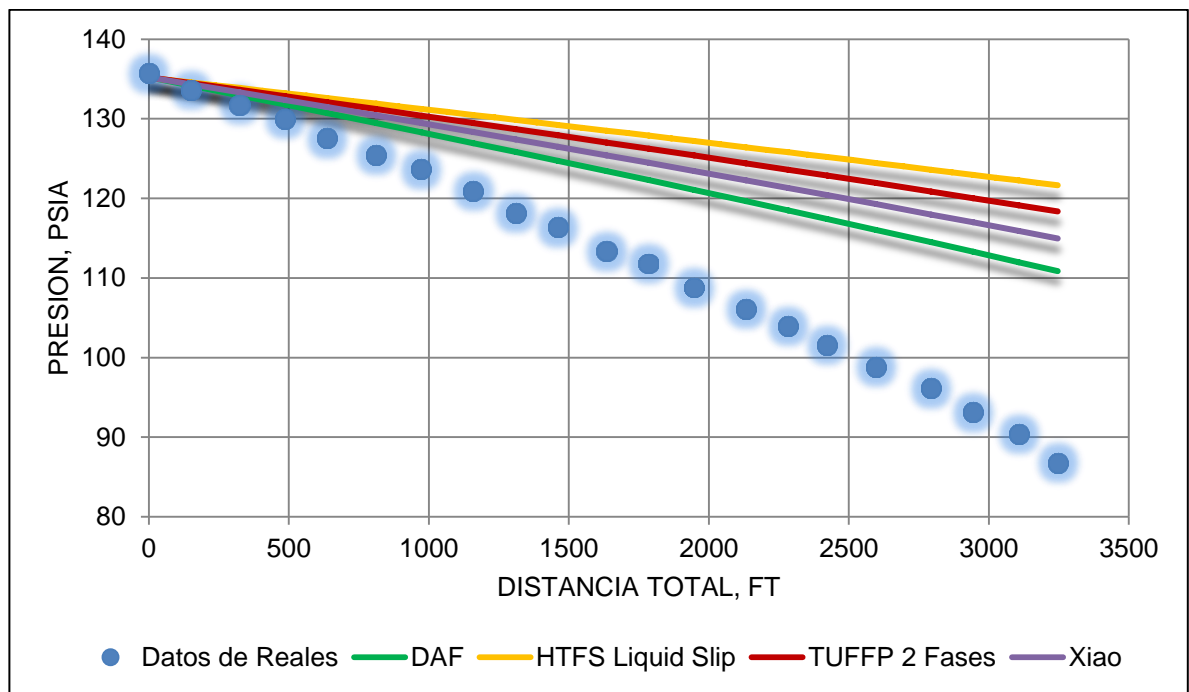
El modelamiento para el caso del laboratorio, es decir, para el caso 2, arroja los resultados representados en las figuras 31 y 32.

**Figura 31.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión



En la figura 31, claramente se demuestra que la mejor tendencia fue la de Beggs & Brill. El resto de correlaciones se observa que hay un bajo predicción sobre los datos de laboratorio.

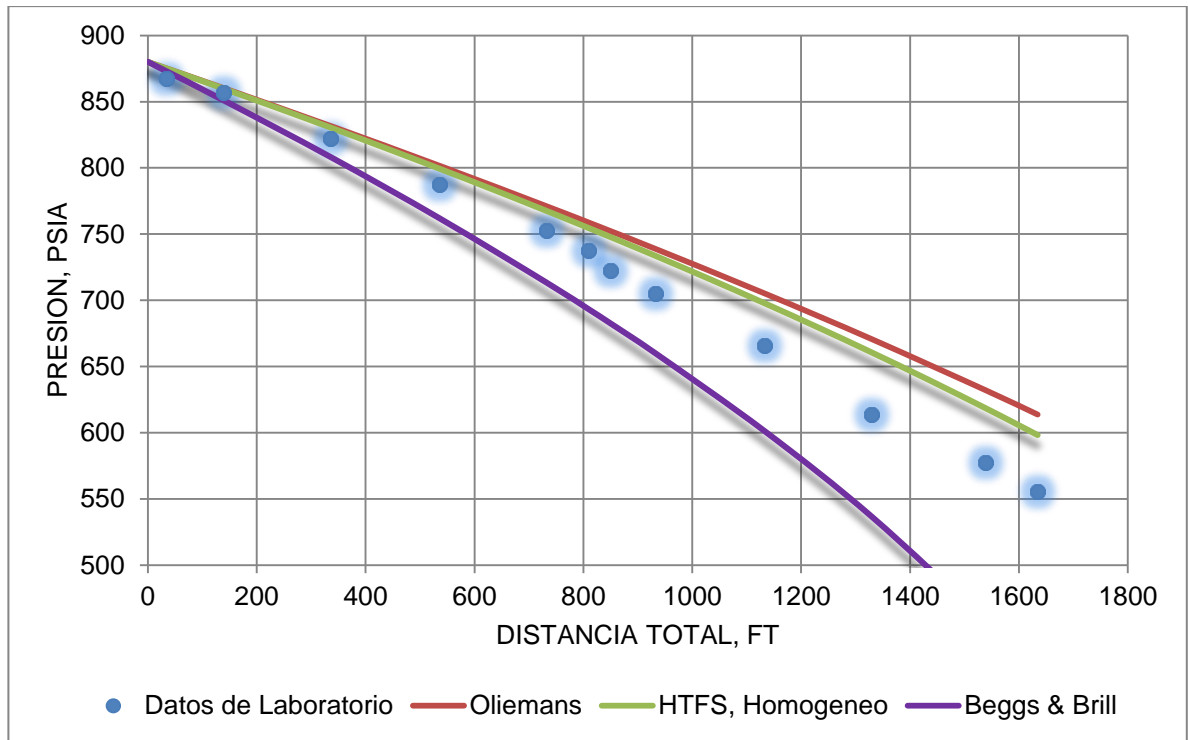
**Figura 32.** Comparación entre los modelos mecanístico y las correlaciones empíricas del caso 2, perfil de presión



En la figura 32, las correlaciones y los modelos son muy similares teniendo pequeñas diferencias en el gradiente de presión por fricción. Las correlaciones determinaron el patrón de flujo estratificado ondulado, a excepción de Beggs & Brill, que determinó la región distribuida donde tienen los patrones de flujo burbuja y niebla.

Para el Caso 3, con la ayuda del software HYSYS, se determinó la calidad y el flujo másico inyectado para cada caso en flujo horizontal de agua – gas.

**Figura 33.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión



En este caso, la calidad calculada por el software HYSYS fue de 0,5577; donde hay más cantidad de gas que líquido y un flujo másico de 20620  $Lb/h$ .

En la figura 33, la mejor tendencia la obtuvo el modelo HTFS Homogéneo y Oliemans. Al igual que los dos casos de vapor anteriormente mostrados, la diferencia radica en las pérdidas por fricción.

**Figura 34.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 3, perfil de presión

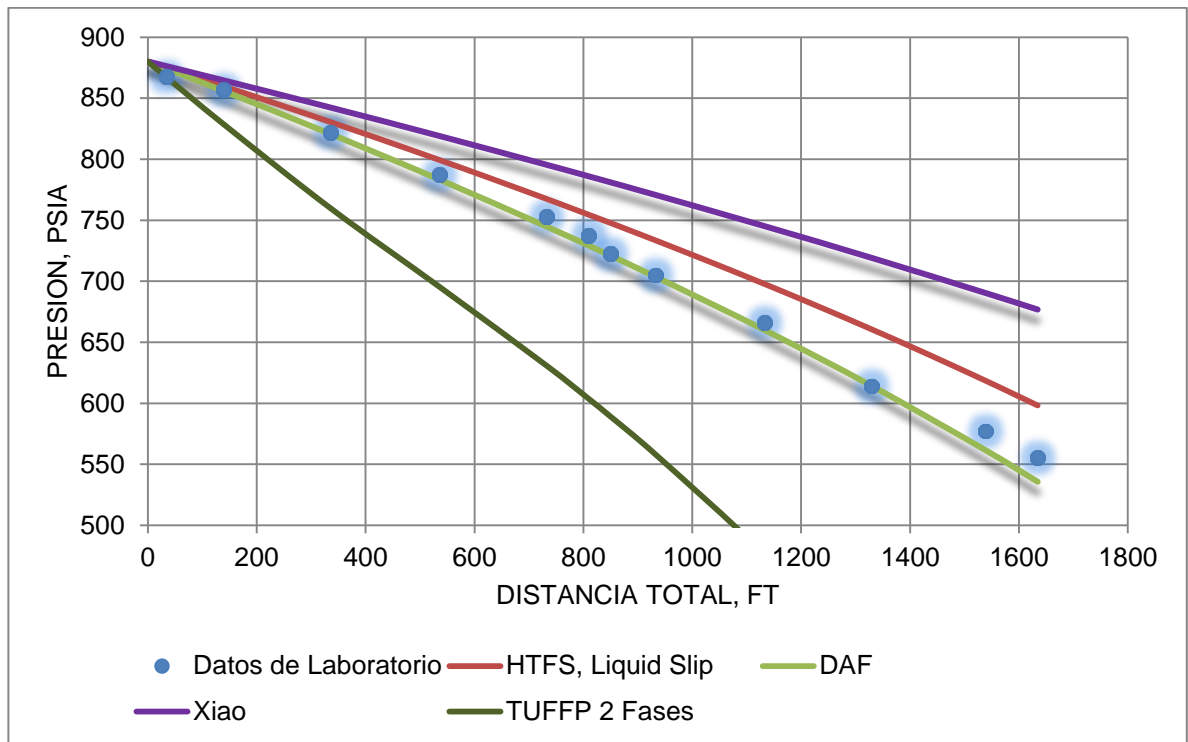
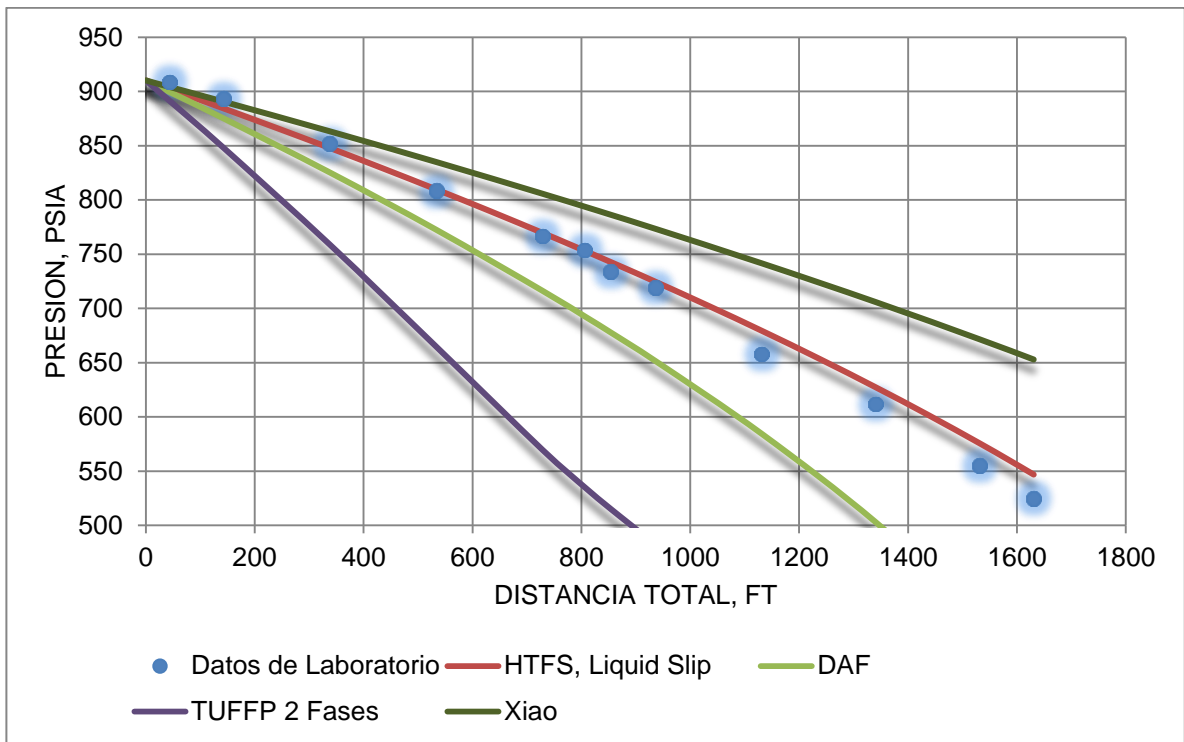


Figura 34, la mejor tendencia es la correlación de Dukler.- AGA - Flanigan. (DAF), seguida de HTFS Slip. Esta obtuvo igual tendencia a HTFS Homogéneo, donde considera que el *holdup* está sin deslizamiento. Las correlaciones y modelos mecánicos predijeron un patrón de flujo anular.

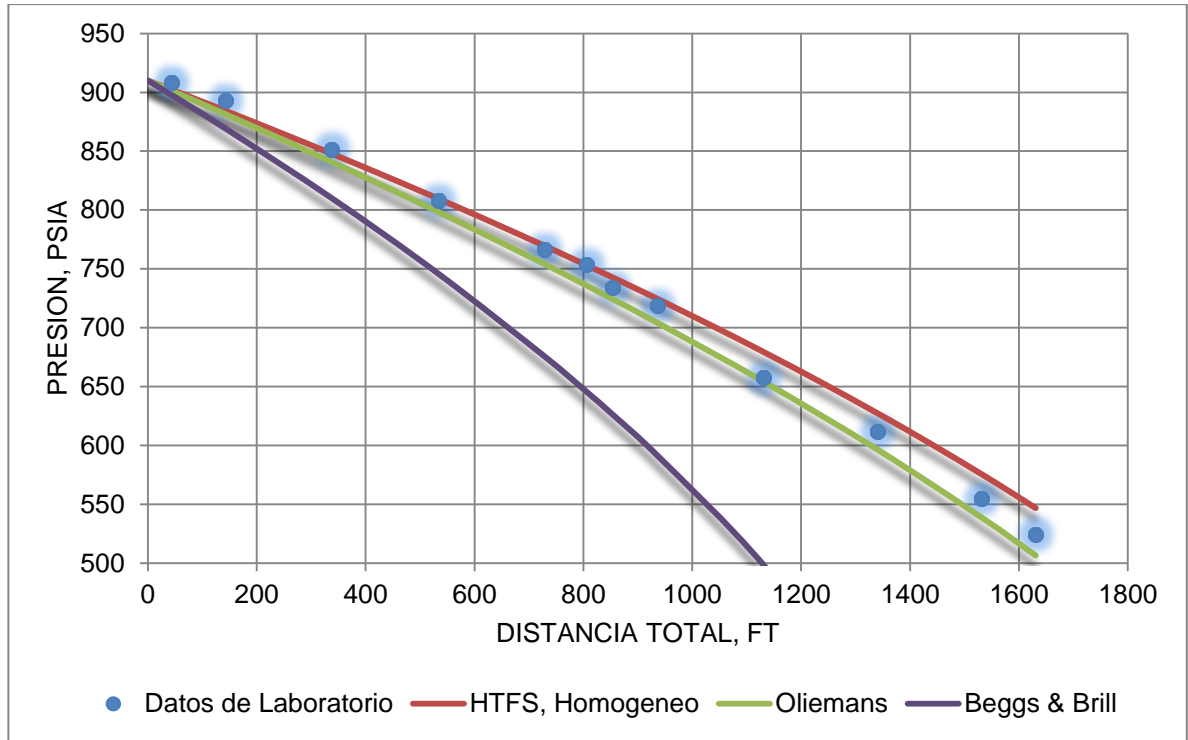
Para el caso 4, se calculó una calidad de 0,34 en fracción, entonces, hay más cantidad de líquido que gas. Un flujo másico de 31060  $Lb/h$ .

**Figura 35.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 4, perfil de presión



Como se muestra en la figura 35, la mejor tendencia es HTFS Slip. La correlación de Dukler - AGA - Flanigan. (DAF) no obtuvo una buena aproximación al aumento de la calidad, flujo másico y presión. Al igual que en el caso anterior, los modelos mecánicos de Xiao y TUFFP obtuvieron una tendencia similar, mas no igual.

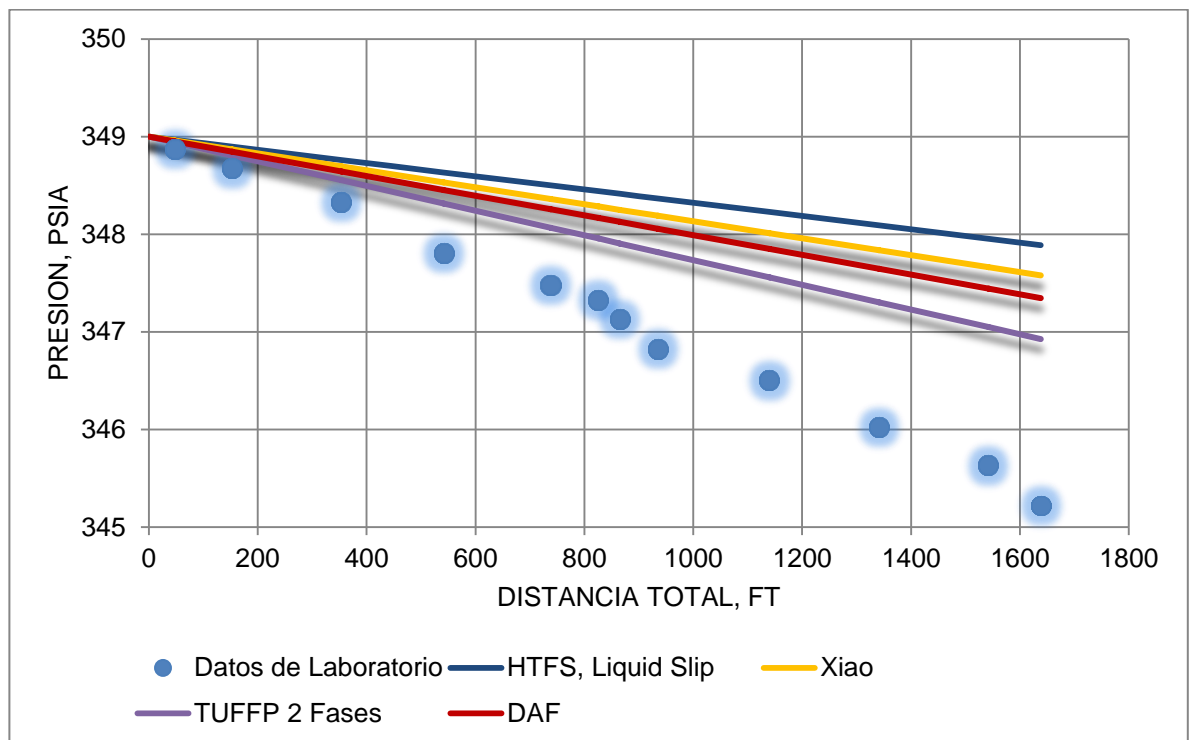
**Figura 36.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 4, perfil de presión



Al igual que en la figura anterior, la figura 36, la correlación de HTFS Homogéneo obtuvo un perfil igual a HTFS slip. Otra correlación más cercana es la de Oliemans resultando una diferencia aproximada de 30 psia a 1600 ft. El régimen obtenido fue anular.

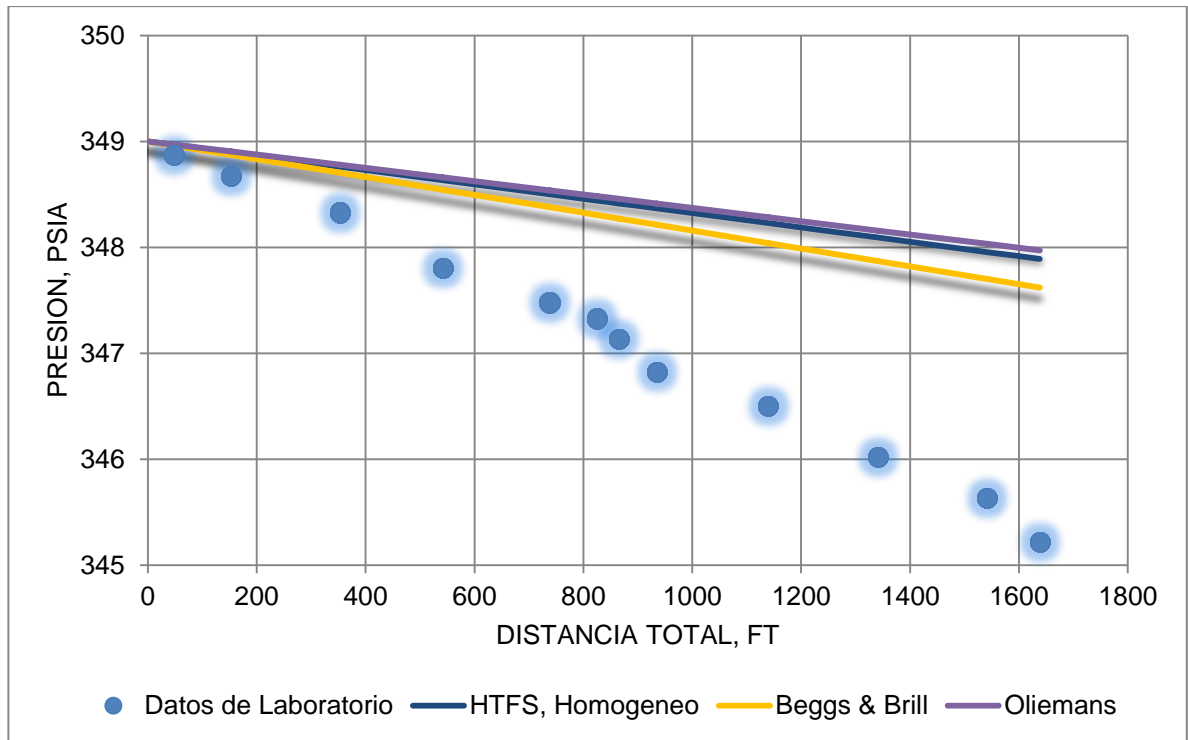
Por otro lado, el resultado para el caso 5, fue una calidad de 0,83, flujo másico de 3775 Lb/h.

**Figura 37.** Comparación entre los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas del caso 5, perfil de presión



En la figura 37, se observa que los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas tienen una tendencia muy cercana a los datos del laboratorio. La diferencia es muy pequeña. En este caso, la correlación de HTFS Slip no obtuvo la aproximación más cercana a comparación de los casos anteriores de 2”.

**Figura 38.** Comparación entre las correlaciones empíricas del caso 5, perfil de presión



Al igual que en la figura 37, las correlaciones de la figura 38 obtuvieron una tendencia similar. En este caso las correlaciones de Oliemans y las HTFS (Slip y homogéneo), concordaron al igual que los casos anteriores. La correlación de Beggs & Brill alcanzó una tendencia muy cercana.

### 6.3. PARAMETROS ESTADISTICOS PARA LA COMPARACION.

Para comparar los gradientes de presión con los datos dados de campo, se emplean seis parámetros estadísticos, definidos en la *Tabla 4*, comúnmente utilizados por Xiao et al. (1990).

**Tabla 7.** Definición de los parámetros estadísticos.

Parámetro Estadístico	Definición	Unidades
$E_1$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \cdot 100 \right)$	%
$E_2$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \left  \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \cdot 100 \right  \right)$	%
$E_3$	$\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \cdot 100 - E_1 \right)^2}$	%
$E_4$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta P_c - \Delta P_m)$	psia
$E_5$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n ( \Delta P_c - \Delta P_m )$	psia
$E_6$	$\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\Delta P_c - \Delta P_m - E_4)^2}$	psia

$n$ , numero de datos experimentales

$\Delta P_c$  = Caida de presión calculada, psia

$\Delta P_m$  = Caida 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 sobre - predicción (valores positivos) o bajo - predicción (valores negativos). El error

porcentual absoluto promedio,  $E_2$ , y el error absoluto promedio,  $E_5$ , son considerados ser más importantes que  $E_1$  y  $E_4$ , porque los errores negativos y positivos no cancelan el resultado. La desviación estándar,  $E_3$  y  $E_6$ , indica 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, el parámetro  $E_2$ , es el considerado el más relevante.

En las tablas se usaran los acrónimos correspondientes en la tabla 8.

**Tabla 8.** Acrónimos de los modelos.

<b>Modelo</b>	<b>Acrónimo</b>
Ansari	ANS
Beggs & Brill	BB
Duns & Ros	DR
Dukler, AGA, Flanigan	DAF
Hagerdon & Brown	HB
HTFS Homogeneous	HTFS H
HTFS Liquid Slip	HTFS LS
Oliemans	OLM
Orkiszewski	ORK
TUFFP	TUFFP
Tulsa	TULSA
Xiao	XIAO

### 6.3.1. Evaluación de los modelos mecanísticos y correlaciones empíricas.

#### Sección Vertical.

**Tabla 9.**Evaluación del Caso 1. Sección Vertical.

	<b>ANS</b>	<b>BB</b>	<b>DR</b>	<b>HB</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>ORK</b>	<b>TUFFP</b>	<b>TULSA</b>
<b>E1</b>	8,5	7,8	0,8	36,2	7,5	7,6	1,5	0,9	8,6
<b>E2</b>	8,5	7,8	1,6	36,2	7,5	9,6	2,2	1,2	8,6
<b>E3</b>	8,0	7,8	2,0	31,8	6,9	8,9	2,7	1,4	7,7
<b>E4</b>	14,8	13,4	1,2	64,0	13,1	16,9	2,2	1,5	15,2
<b>E5</b>	14,8	13,4	3,0	64,0	13,1	16,9	3,8	2,2	15,2
<b>E6</b>	12,5	12,1	3,7	48,9	10,7	13,8	4,6	1,6	12,0

El mejor modelo en la tabla 9, para el caso 1, fue TUFFP 2 fases, con un error ( $E_2$ ) de 1,2 %, seguido por las correlaciones de Duns & Ros y Orkiszewski de 1,6%.

**Tabla 10.**Evaluación del caso 2. Sección Vertical.

	<b>ANS</b>	<b>BB</b>	<b>DR</b>	<b>HB</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>ORK</b>	<b>TUFFP</b>	<b>TULSA</b>
<b>E1</b>	-1,7	1,3	7,3	6,4	-2,0	-0,4	5,3	-3,5	-2,5
<b>E2</b>	1,7	1,3	7,3	6,4	2,0	0,4	5,6	3,5	2,5
<b>E3</b>	1,0	1,0	4,5	4,3	1,1	0,3	5,1	2,0	1,5
<b>E4</b>	-9,1	6,8	39,0	34,6	-10,7	-2,3	28,3	-18,6	-13,6
<b>E5</b>	9,2	6,9	39,0	34,6	10,7	2,3	30,2	18,6	13,6
<b>E6</b>	5,2	5,2	24,2	23,4	6,2	1,3	27,4	10,9	7,9

En la tabla 10, para el caso 2 de la sección vertical, el mejor comportamiento la obtuvo la correlación HTFS Slip, con 0,4%, seguido de la correlación empírica de Beggs & Brill con 1,3%.

**Tabla 11.** Evaluación del caso 3. Sección Vertical.

	<b>ANS</b>	<b>BB</b>	<b>DR</b>	<b>HB</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>ORK</b>	<b>TUFFP</b>	<b>TULSA</b>
<b>E1</b>	0,7	0,1	2,2	0,7	0,5	2,0	2,6	0,1	1,8
<b>E2</b>	0,7	0,2	2,2	0,7	0,5	2,0	2,6	0,1	1,8
<b>E3</b>	0,1	0,2	0,4	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1	0,3
<b>E4</b>	18,4	2,3	55,1	18,5	13,4	48,6	64,8	2,3	43,4
<b>E5</b>	18,4	3,5	55,1	18,5	13,4	48,6	64,8	3,1	43,4
<b>E6</b>	4,4	4,6	11,3	4,4	2,8	9,6	8,9	3,1	9,6

El modelo con menor error fue TUFFP con 0,1%, seguido de la correlación empírica de Begg & Brill con 0,2%.

### Sección Horizontal.

**Tabla 12.** Evaluación del caso 1. Sección Horizontal.

	<b>BB</b>	<b>DAF</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>OLM</b>	<b>TUFFP</b>	<b>XIAO</b>
<b>E1</b>	0,0	-0,2	0,1	0,1	0,4	0,3	0,7
<b>E2</b>	0,1	0,2	0,1	0,1	0,4	0,3	0,7
<b>E3</b>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,5
<b>E4</b>	0,4	-2,4	0,7	0,7	4,1	3,3	6,5
<b>E5</b>	1,3	2,4	1,3	1,3	4,2	3,4	6,5
<b>E6</b>	1,7	1,8	1,7	1,7	3,6	2,9	5,1

En este caso, tres modelos obtuvieron los mismos errores de 0,1%; Beggs & Brill y HTFS (Homogéneo y Slip), seguido de la correlación de Dukler con 0,2%. El peor desempeño lo obtuvo el modelo de Xiao.

**Tabla 13.**Evaluación del caso 2. Sección Horizontal.

	<b>BB</b>	<b>DAF</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>OLM</b>	<b>TUFFP</b>	<b>XIAO</b>
<b>E1</b>	3,8	10,1	15,2	15,2	12,4	13,7	12,1
<b>E2</b>	3,8	10,2	15,2	15,2	12,4	13,7	12,1
<b>E3</b>	3,3	8,3	12,1	12,1	10,0	11,0	9,8
<b>E4</b>	3,8	10,3	15,5	15,5	12,6	13,9	12,3
<b>E5</b>	3,9	10,3	15,5	15,5	12,6	14,0	12,3
<b>E6</b>	3,0	7,4	10,8	10,8	8,9	9,7	8,7

En el caso 2 de la sección horizontal, el mejor comportamiento es de Beggs & Brill con 3,8 %., seguidas de DAF (10,2%) y Oliemans (12,4%).

**Tabla 14.**Evaluación del caso 3. Sección Horizontal.

	<b>BB</b>	<b>DAF</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>OLM</b>	<b>TUFFP</b>	<b>XIAO</b>
<b>E1</b>	-8,0	-0,8	3,6	3,6	4,5	-23,3	9,1
<b>E2</b>	8,1	0,9	3,6	3,6	4,5	23,3	9,1
<b>E3</b>	8,0	1,2	2,7	2,7	3,6	19,6	7,2
<b>E4</b>	-50,9	-5,0	23,3	23,3	29,0	-150,2	58,6
<b>E5</b>	51,8	6,1	23,3	23,3	29,0	150,2	58,6
<b>E6</b>	44,0	7,2	15,0	15,0	19,8	106,4	39,5

En la tabla 14, la correlación de DAF con 0,9%, obtuvo un buen desempeño.

**Tabla 15.** Evaluación del caso 4. Sección Horizontal.

	<b>BB</b>	<b>DAF</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>OLM</b>	<b>TUFFP</b>	<b>XIAO</b>
<b>E1</b>	-18,7	-10,7	1,2	1,2	-1,8	-33,6	8,5
<b>E2</b>	18,7	10,7	1,5	1,5	1,8	33,6	8,7
<b>E3</b>	19,4	9,5	1,8	1,8	0,9	25,7	8,2
<b>E4</b>	-122,5	-67,6	6,5	6,5	-12,3	-216,9	53,3
<b>E5</b>	122,5	67,6	9,8	9,8	12,3	216,9	54,4
<b>E6</b>	105,8	48,0	11,1	11,1	4,4	131,7	44,2

En la tabla 15, el mejor comportamiento lo obtuvo los modelos HTFS con 1,5%, seguido de Oliemans (1,8%).

**Tabla 16.** Evaluación del caso 5. Sección Horizontal.

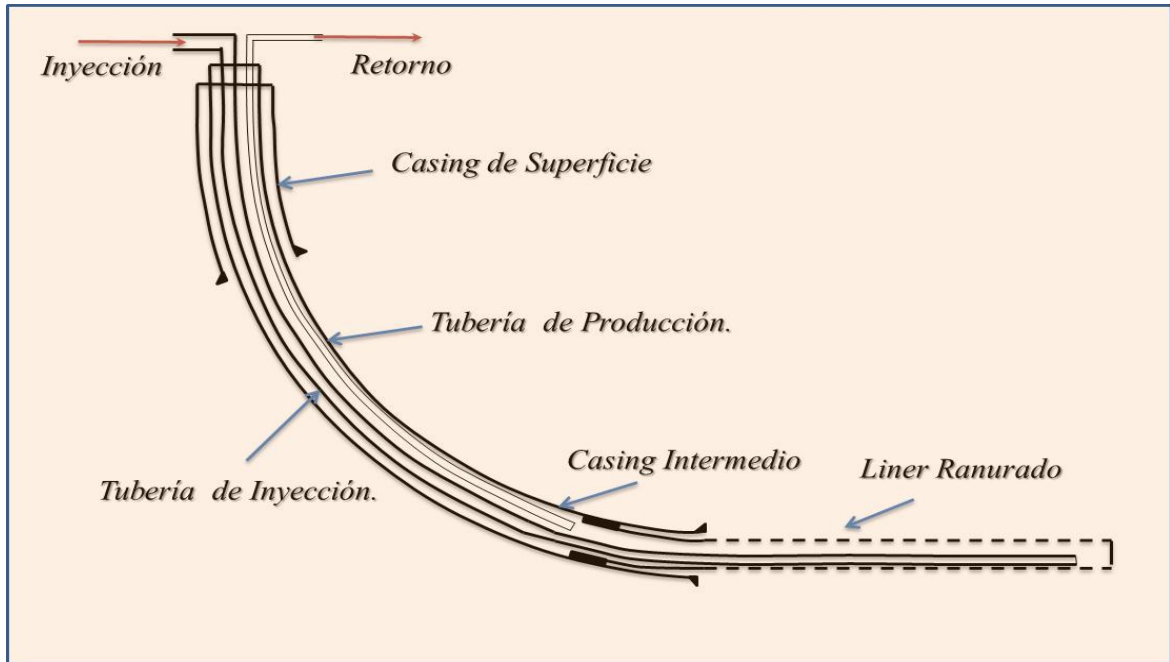
	<b>BB</b>	<b>DAF</b>	<b>HTFS H</b>	<b>HTFS LS</b>	<b>OLM</b>	<b>TUFFP</b>	<b>XIAO</b>
<b>E1</b>	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3
<b>E2</b>	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3
<b>E3</b>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>E4</b>	1,1	1,0	1,3	1,3	1,3	0,8	1,1
<b>E5</b>	1,1	1,0	1,3	1,3	1,3	0,8	1,1
<b>E6</b>	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,5	0,7

Para el caso 5, en la tabla 16, el modelo mecánico de TUFFP obtuvo buen acercamiento con 0,2%.

#### **6.4. CASO APLICATIVO.**

El caso aplicativo es de un pozo de inyección de vapor HASDrive. Los datos están en el artículo de Arthur (1993, SPE-20203). Este pozo es aplicado en las arenas bituminosas Mocan en Cold Lake.

**Figura 39.** Configuración del Pozo HASDrive.



**Fuente:** ARTHUR, J.E.; BEST, D.A. y LESAGE, R.P. A Model Describing Steam Circulation in Horizontal Wellbores. *En:* J. SPE Production & Facilities. 1993. Vol. 8, no. 4, p. 264. . SPE-20203. [Modificado por autores].

Los datos de la configuración del pozo, propiedades de los materiales del pozo y propiedades del yacimiento están contenidos en la tabla 17.

**Tabla 17.** Datos de Entrada de la configuración del pozo.

Configuración del Pozo		
MD	Ft	2952,9
TVD	Ft	1263,185
KOP	Ft	136,1615
Tasa de Construcción	°/100Ft	5,08
Longitud de la curva	Ft	1945,633
Propiedades del Tubing		
Diámetro del Tubing de Inyección.	In	2 3/8 -4,6 lb/ft - N80
Diámetro del Tubing de Producción	In	2 3/8 -4,6 lb/ft - N80
Distancia total de tubing de Inyección	Ft	2952,9
Distancia total de tubing de Producción	Ft	1909,5
Emisividad del Tubing	Adim	0,9
Conductividad Térmica del Tubing	Btu/hr-Ft-°F	26
Rugosidad Relativa	Adim	5x10-4
Propiedades del Casing		
Diámetro de Casing de Superficie	In	16 - 75lb/ft - K55
Diámetro del hueco de Superficie	In	20
Profundidad del hueco de Superficie	Ft	498,7
Diámetro de Casing Intermedio	In	10 3/4 - 51lb/ft - K55
Diámetro del hueco Intermedio	In	13,74
Diámetro del hueco Intermedio	Ft	1945,633
Diámetro de Casing de Producción	In	7 - 23lb/ft - K55
Diámetro del hueco Horizontal	In	10
Conductividad Térmica del Casing	Btu/hr-Ft-°F	26
Conductividad Térmica del Cemento	Btu/hr-Ft-°F	0,35
Emisividad del Casing	Adim	0,9

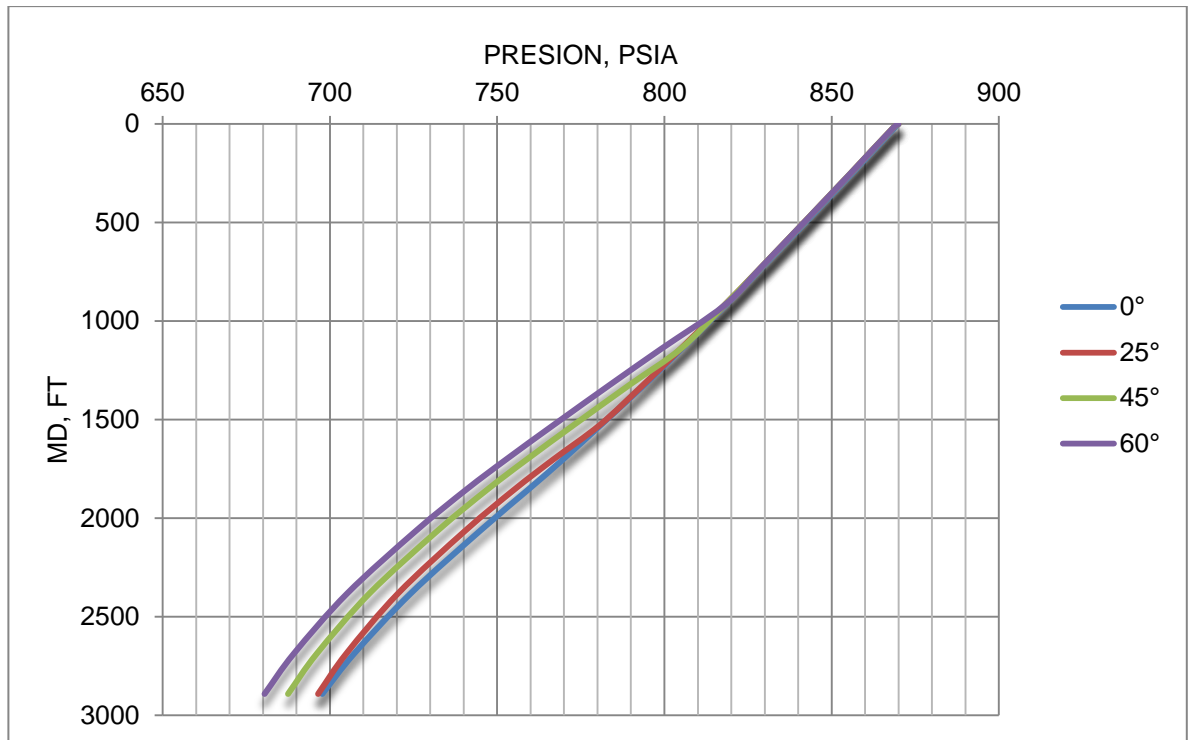
**Tabla 17.** Continuación.

Propiedades Del Yacimiento		
Difusividad Térmica del yacimiento	Ft <sup>2</sup> /h	0,04
Conductividad Térmica	Btu/hr-Ft- °F	1,20
Temperatura de Superficie	°F	33,8
Gradiente Vertical de Temperatura	°F/Ft	0,3193
Datos de Operación		
Presión de operación	Psia	870
Calidad	Fracción	0,8
Tasa de Inyección	Blw/dia	629
Tiempo de inyección	Días	30

**6.4.1. Resultados de la Simulación del Pozo Mocan.** Para esta simulación se utilizaron el modelo mecanístico de TUFFP 2 Fases para la sección vertical y para la sección horizontal la correlación de HTFS Slip.

**Efecto del ángulo de curvatura.** En la figura 40, se realiza una variación del ángulo con respecto a la sección vertical, utilizando ángulos de 0°, 25°, 45° y 60°.

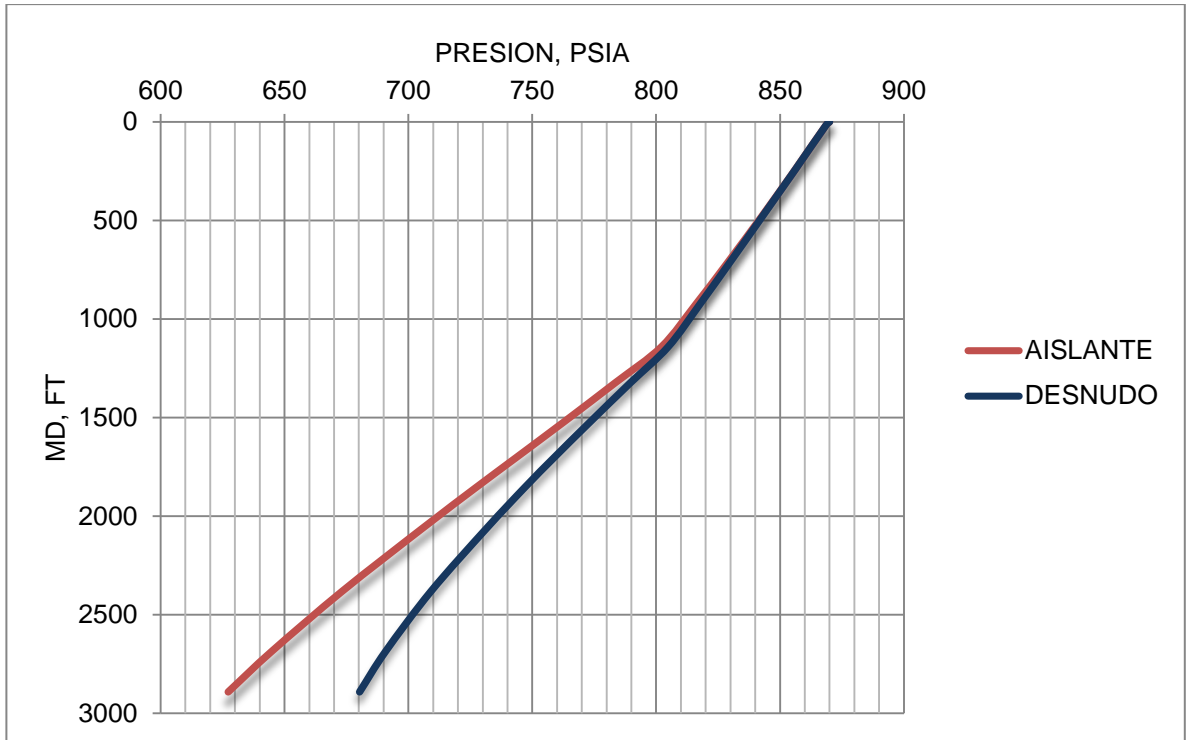
**Figura 40.** Variación del Angulo de Inclinación.



La variación del ángulo con respecto a la vertical provoca caídas aproximadamente de 10 psia. Los efectos de la caída de presión por elevación disminuyen a medida que va aumentando el ángulo de desviación. El régimen de flujo calculado fue anular.

**Efecto del Aislante.** Se utiliza un aislante con conductividad térmica de 0,35  $BTU/h-ft-^{\circ}F$  y espesor de 1,06 in.

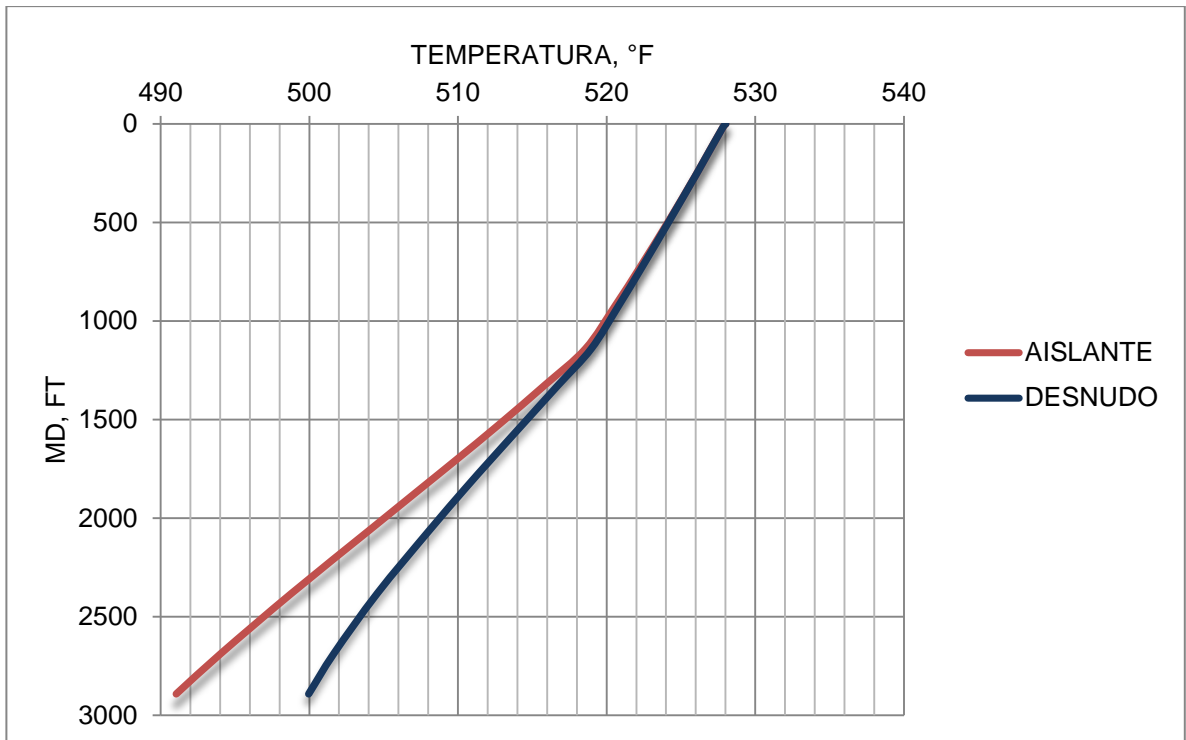
**Figura 41.** Presión Vs. MD del Pozo Mocan



En este caso (figura 41) se considera un ángulo de 45°. El efecto del aislante provoca caídas de presión de 50 psia aproximadamente. A comparación con el desnudo, el aislante provoca mas perdidas por fricción debido al mantener más la fase vapor.

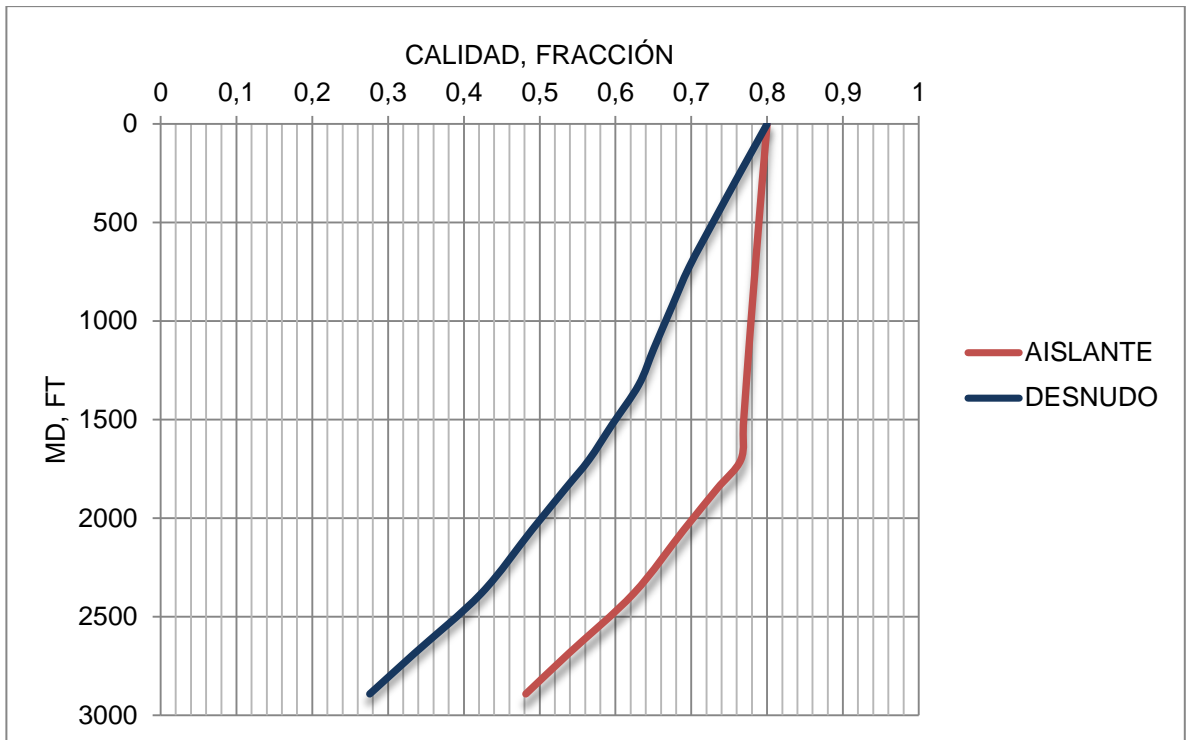
En el perfil de temperatura de saturación (figura 42) es similar al perfil de presión. Donde la presión y la temperatura son directamente proporcionales. Las caídas de temperatura son de 9 °F, aproximadamente.

**Figura 42.** Temperatura Vs. MD del Pozo Mocan.



En el perfil de calidad (figura 43), el aislante provoca que la calidad no se reduzca drásticamente. La calidad es una de las propiedades más relevantes, ya que, con este podemos determinar la cantidad de energía inyectada al yacimiento.

Figura 43. Calidad Vs. MD del pozo Mocan.



## CONCLUSIONES

- La correlación HTFS Liquid Slip presentó un buen comportamiento en la sección vertical en rangos comprendidos de tasas de inyección entre 192 – 500 BBLw/día y calidades 0,3 - 0,8. En la sección horizontal para tasas de inyección entre 260 – 1400 BBLw/día y calidades entre 0,3 - 0,8.
- Los modelos mecanísticos es una gran contribución en el modelamiento de flujo de dos fases, en el caso de inyección de vapor, solo es aplicable a tasas mayores a 333 BBLw/día, en la sección vertical. En la sección horizontal, no es recomendable aplicarlos.
- A bajas tasas de inyección, el porcentaje de pérdidas de calor es mayor destacando una gran caída en la calidad de vapor, el cual puede incrementar la presión con la profundidad. A altas tasas, la calidad puede disminuirse muy poco con la profundidad, pero las caídas por fricción puede limitar la profundidad de la inyección.
- Las bajas calidades de inyección de vapor ocasionan un aumento de presión a lo largo del pozo, esto es debido, a que la fracción de líquido aumenta a medida que va disminuyendo la calidad, en consecuencia, el gradiente de presión por elevación suma mayoritariamente.
- La correlación de Hagerdon & Brown, es buena en los casos de producción, pero en los casos de inyección sobrepredice el gradiente de presión, solo es

aplicable en presiones comprendidas entre 1000 - 2000 psia, y a bajas calidades (menores a 0,4).

- En la sección horizontal, el desempeño de los modelos mecanísticos es bajo, sin embargo, algunas correlaciones obtuvieron un mejor comportamiento. Este se origina a que los datos empleados posiblemente se encuentren dentro del rango de condiciones con los cuales fueron elaborados.
- El uso de aislante, reduce las pérdidas de energía, pero aumenta las pérdidas de presión y temperatura, esto es debido que al mantener la calidad, aumenta las pérdidas de presión por fricción.
- La correlación de Orkiszewski no fue probado en el trabajo experimental para pozos con flujo anular y niebla, a pesar de esto, obtuvo buenos resultados en ese régimen de flujo para el caso 1.
- En este estudio se demostró, que el modelo mecanístico de Xiao no es bueno para patrones de flujo anular, debido a que el modelo atribuye correlaciones para flujo vertical en este patrón de flujo.

## RECOMENDACIONES

- Debido a que este estudio se basó en pocos modelos mecanísticos, incluidos en las herramientas computacionales, donde tienen limitaciones en el ángulo de inclinación. Se recomienda hacer estudios en pozos horizontales y desviados, utilizando modelos mecanísticos unificados, en el cual no tienen limitaciones en el ángulo, y además, incluyen el cálculo de la distribución de la temperatura.
- Así como se compararon los modelos mecanísticos y las correlaciones empíricas para tuberías horizontales y verticales, para inyección de vapor, sería interesante que se realizara un estudio para pozos geotérmicos y de esta manera poder comprobar cuál de ellos es más eficiente.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALFARO, Adys Zulay y CAMACHO, José Alonso. Evaluación Crítica De Flujo Multifásico Utilizando Modelo Mecanísticos. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2001. p 15-153.
- ALVARADO, Douglas A. y BANZER, Carlos. Recuperación Térmica de Petróleo. Re-editado y corregido por: Dr. Adael C. Rincon Mora. Caracas 2002.
- ANSARI, A.M., *et al.* A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. En: J. SPE Production & Facilities. 1990. Vol. 9, no. 2, 143-151p. SPE-2063.
- ARTHUR, J.E.; BEST, D.A. y LESAGE, R.P. A Model Describing Steam Circulation in Horizontal Wellbores. En: J. SPE Production & Facilities. 1993. Vol. 8, no. 4, 263-268p. SPE-20203.
- AZIZ, Khalid; GOVIER, George W. y FOGORASI, Maria. Pressure Drop In Wells Producing Oil And Gas. En: J. of Canadian Petroleum Technology. 1972. Vol. 11, no. 3, 1-12p.
- BAXENDELL, P.B. y THOMAS, R. The Calculation of Pressure Gradients In High-Rate Flowing Wells. En: J. of Petroleum Technology. 1961. Vol. 13, no. 10, 1023-1028p.

- BEGGS, D.H. y BRILL, J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. En: J. of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25, no. 5, p. 607-617.
- BRILL, J.P. Multiphase Flow In Wells. En: J. of Petroleum Technology. 1987. Vol. 39 no. 1, p. 15-21.
- BRILL, J.P. State of the Art in Multiphase Flow. En: J. of Petroleum Technology. 1992. Vol. 44 no. 5, p. 538-541.
- EATON, Ben A.; KNOWLES, Charles R. y SILBERBERG, I.H.. The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines. En: Journal of Petroleum Technology. 1967. Vol. 19, no. 6, 815-828p.
- ESPANOL, J.H.; HOLMES, C.S. y BROWN, K.E. A Comparison of Existing Multiphase Flow Methods for the Calculation of Pressure Drop in Vertical Wells. En: Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1969. 28 September-1, Denver, Colorado. SPE 2553.
- FERNANDEZ, Edgar A. y BASHBUSH, José L. Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela. En: International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 20-23 October 2008, Calgary, Alberta, Canada. SPE 117689-MS.
- FONTANILLA J. P. y AZIZ K. Prediction of Bottom-hole Conditions For Wet Steam Injection Wells. J. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. 1982. Vol. 21 no.2.

- FRAM, J.H., *et al.* Addressing Horizontal Steam Injection Completions Challenges with Chevron's Horizontal Steam Test Facility. 2010. En: SPE Western Regional Meeting, 27-29 May 2010, Anaheim, California, USA. SPE 132410.
- GALATE, J.W. y MITCHELL III, R.F. Downward Two-Phase Flow Effects in Heat-Loss and Pressure-Drop Modeling of Steam Injection Wells.En: SPE California Regional Meeting, 27-29 March 1985, Bakersfield, California. SPE 13622-MS.
- GOMEZ, L. E., *et al.* Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. En:SPE Journal. 2000. Vol. 5 no. 3. p. 339-350.
- GOMEZ, Luis G. Recuperación Mejorada De Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua De Vapor. Universidad Industrial De Santander. 1989. Cap. 2-4.
- GREEN, Don W y WILLHITE, Paul G. Thermal Recovery Processes. En:Enhanced Oil Recovery. 1Ed. RICHARDSON, TX. : Society Of Petroleum Engineers, 2003. p. 301 -310.
- HASAN, A. R.y KABIR, C. S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells. En: J. SPE Production Engineering. 1988. Vol. 3 no.1, 263-272p.
- HASAN, A. R.y KABIR, C. S. Modeling Two-Phase Fluid and Heat Flows in Geothermal Wells.En: SPE Western Regional Meeting. 24-26 March 2009, San José, California. 2009.

- HASAN, A. R.y KABIR, C. S. Fluid Flow and Heat Transfer In Wellbores. Richardson, Tx. : Society Of Petroleum Engineers. 2002. 189p.
- HSUEH, L. Numerical Simulation of the HASdrive Process. En:SPE California Regional Meeting, 2-4 April 1986, Oakland, California. SPE 15088. p. 1-15.
- JOSHI, S. D. Thermal Oil Recovery With Horizontal Wells. En: Journal of Petroleum Technology. 1991. Vol. 43 no. 11. 1302-1304 p.
- MANDRENA, P. Verna. y ARELLANO, Víctor. Steam Simulation In A Pipeline. En: Geotermia Instituto de Investigaciones Eléctricas. 2010. México.
- MANRIQUE, Miguel A.; FUENTES, David A. y MUÑOZ, Samuel F. Caracterización De Flujo Bifásico “Caída De Presión Trasferencia De Calor y Los Métodos De Solución”. En: Revista Fuentes; El Reventón Energético. 2010. Vol. 8. 37-52p.
- MENDOZA, H.; PADRON, A. y PORTILLO, F. Steam Stimulation in Horizontal Wells Pilot Test In Venezuela. En: .Annual Technical Meeting, Jun 8 - 11, 1997, Calgary, Alberta.
- MONTES, Erik G. y PACHECO, Héctor D. Aplicación De Nuevas Tecnologías Para La Recuperación De Crudo Pesado En Yacimientos Profundos. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006. 129p.
- OSPINA, Johan. Evaluación Técnica De Las Pérdidas de Calor En Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica De Vapor En Campo Teca.

Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2004.

- PACHECO, E.F y ALÍ, Farouq. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop In Steam Injection. En:Journal of Petroleum Technology. 1972. Vol. 4. No. 2. 139-144p.
- SARKAR, Avik y DEO, M.D. Comparison of Thermal EOR Processes Using Combinations of Vertical and Horizontal Wells. SPE International Thermal Operations Symposium. 8-10 February 1993. Bakersfield, California. SPE 25793.
- SATTER, Abdus. Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore. En: Journal of Petroleum Technology. 1995. Vol. 17 no. 7.845-851p.
- VILLAMIZAR, Ingrid J. y YATTE, Fabián C. Aplicación De Pozos Horizontales En Procesos De Inyección De Agua Mediante Simulación Numérica. Trabajo De Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008. 163p.
- WHEATON, L.D. Measurement of Steam Injection Tubing Heat Losses Using Pressure/Temperature Survey Data. En:SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February, Bakersfield, California. 1991.
- XIAO, J.J.; SHONHAM, O. y BRILL, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. En:SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September 1990, New Orleans, Louisiana. 1990. SPE 20631.

- YAHAYA A. U. y GAHTANI A. A. A Comparative Study Between Empirical Correlations and Mechanistic Models of Vertical Multiphase Flow. SPE/DGS Annual Technical Symposium and Exhibition held in Al-Khobar, Saudi Arabia, 4-7 April. 2010. SPE-136931.
- YUAN, H. y ZHOU, D. Evaluation of Two-phase Flow Correlations and Mechanistic Models for Pipelines at Horizontal and Inclined Upward Flow. En: J. SPE Projects, Facilities & Construction. 2010. Vol. 5 no. 1. 5-12p.
- YUAN, H. y ZHOU, D. Evaluation of Two-Phase Flow Correlations and Mechanistic Models for Pipelines at Inclined Downward Flow. En:SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, 11-15 October 2008, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. SPE 117395.