

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS HORIZONTALES DE CRUDOS EXTRAPESADOS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Por Johanna M., Arteaga V.

Caracas, Mayo de 2004

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS HORIZONTALES DE CRUDOS EXTRAPESADOS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Martin Essenfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Fabrice Moratinos

Ing. Lemniz Zerpa

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Por Johanna M., Arteaga V.

Caracas, Mayo de 2004

Si tu intención es describir  
la verdad, hazlo con sencillez  
y la elegancia déjasela al sastre.

**Albert Einstein**

---

---

## AGRADECIMIENTOS

- *Jhonny*, por ser más que un profesor, un gran amigo al que nunca podré olvidar.
- *Lemniz* por abrir las puertas de SINCOR para mí, brindándome la oportunidad de realizar este trabajo y comportarte de un modo especial.
- *Fabrice*, por ante todo tenerme infinita paciencia, y brindarme tu apoyo, por ser mi tutor y guiarme en la realización de este trabajo.
- *Carlos Granado, Julio Jiménez*, por haber estado presente cuando tanto los necesité y por su disponibilidad para conmigo.
- *Patrick Gilly* por ser especial y siempre tenerme una acertada respuesta.
- *Elsy, Raiza, Miguel Slikas, Sergio* siempre han tenido una respuesta a cada una de mis inquietudes y dudas, por más seguidas que fueran.
- *Virginia* por tener siempre los mejores deseos.
- *Charles, Jorge, Pablo, Miguel Expósito* por ser especiales conmigo.
- *Héctor Rodríguez* tu ayuda fue muy útil.
- *Alvaro Serna* siempre me prestaste tu apoyo cuando fue tan necesario, así como también *Victor Salazar*.
- *Aimar*, por ser más que la compañera de Data Room, una nueva amiga.
- A todo el personal de SINCOR, por brindarme de una u otra forma la ayuda necesaria.
- Prof. *Ma Teresa* por su confianza y apoyo en la escuela.
- *Annalyn* por ser mi gran y especial amiga.
- *Eoliberth* por ser mi amigo incondicional.
- A mis compañeros, todos, quienes desde el comienzo de la carrera contribuyeron en la formación de una orgullosa Ucevista.
- A mi *Universidad y Escuela de Ingeniería de Petróleo*, y a todos los profesores que la conforman, por estar en la continua preparación de los profesionales del mañana.
- A *Dios* quien permitió la realización de todo esto.

Gracias a todos.

---

---

## DEDICATORIA

- A mi Abuelo ante todo, por brindarme la educación que he tenido, por ser mi Padre a lo largo de estos años y por el resto de mi vida.
- A mi Abuela, mi Mami, quien ha sido, es y será por siempre mi Madre, has sido la guía, ejemplo de voluntad y superación, te quiero mucho.
- A toda mi familia, por ser parte de este logro.

**Arteaga V., Johanna M.**

**EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO EN  
POZOS HORIZONTALES DE CRUDOS EXTRAPESADOS**

**Tutor Académico: Prof Martin Essenfeld.  
Tutores Industriales: Ing. Fabrice Moratinos, Ing. Lemniz Zerpa.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. Año 2004, 120 pp.**

**Palabras claves: Pérdidas de Presión, Pozos Horizontales, Simulación de  
Yacimientos**

**Resumen.**

El presente estudio trata de evaluar y describir el comportamiento de la presión en pozos horizontales a través del análisis de simulación numérica de yacimientos con el detalle en el pozo mostrado por Eclipse100 y Stars. Se hace necesario este estudio ya que en algunos casos debido a la presencia de un acuífero, diversos pozos horizontales cercanos y lejanos a éste, han tenido producción temprana de agua, alterando el comportamiento del fluido y las presiones a nivel de hoyo, por lo que evaluar los diferentes comportamientos y caídas de presión son necesarios. En una caída de presión además del factor hidrostático o de columna de fluido está presente el factor por fricción, que es el que ocurre dentro de una tubería debido al roce entre las paredes rugosas de la tubería y el fluido que contiene. En el caso de largos pozos horizontales o pozos desviados, y especialmente con producción de crudo extrapesado y altamente viscoso, como el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se realizó el presente trabajo, el efecto de la pérdida de presión dentro de la sección horizontal puede ser significativo y conducir de esta manera a un número de consecuencias negativas, por ejemplo la pérdida de producción al final del pozo o la conificación prematura del agua (debido a la alta movilidad de esta), entre otras. Por esto se ha identificado la necesidad de estudiar las pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal de los pozos perforados por SINCOR en el área de Zuata, en la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. El estudio de dos pozos se realizó con el análisis en detalle a nivel de pozo de los resultados arrojados con dos paquetes de simulación numérica, Eclipse100 y Stars, en comparación con los comportamientos de presión reales a lo largo de la sección horizontal de los dos pozos estudiados. Esta información de presión fue adquirida mediante sensores de presión que fueron instalados en la sección horizontal de los pozos, además de información del perfil de temperatura (mediante fibra óptica) y muestreo de fondo en uno de éstos pozos. Los resultados de simulación, con las opciones del Pozo Multisegmento en Eclipse100 y el Agujero Discretizado en Stars, se muestran con las ventajas y desventajas de cada uno de éstos, para de esta forma poder evaluar la utilización de un paquete u otro cuando se requiera información completa de presiones al nivel de hoyo, para su posterior utilización en un estudio confiable. Teniendo como resultado que la mejor representación de la presión a nivel de pozo es proporcionada por la opción del Pozo Multisegmento de Eclipse100 mientras que la respuesta del Agujero Discretizado de Stars no está completamente acorde con la realidad para el caso en estudio, a pesar de proveer el patrón de flujo presente en el pozo en una de sus opciones.

---



---

## ÍNDICE GENERAL

|                                                                     |             |
|---------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>LISTA DE TABLAS .....</b>                                        | <b>VII</b>  |
| <b>LISTA DE FIGURAS.....</b>                                        | <b>VIII</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN .....</b>                                           | <b>1</b>    |
| <b>1 COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO.....</b>                           | <b>3</b>    |
| 1.1 Petróleo Extrapesado .....                                      | 3           |
| 1.1.1 Petróleo Espumante .....                                      | 4           |
| 1.1.2 Diferencias entre Petróleo Convencional y Espumante .....     | 5           |
| 1.2 Producción.....                                                 | 7           |
| <b>2 COMPOTAMIENTO DE PRESIÓN EN TUBERÍAS.....</b>                  | <b>10</b>   |
| 2.1 Pérdidas de Presión por Columna de Fluido .....                 | 11          |
| 2.2 Pérdida de Presión por Fricción .....                           | 11          |
| 2.2.1 Correlación de Hagedorn y Brown .....                         | 11          |
| 2.2.2 Correlación de Dukler.....                                    | 14          |
| 2.3 Predicción del Modelo del Patrón de Flujo .....                 | 14          |
| 2.3.1 Modelo de Flujo Estratificado .....                           | 16          |
| 2.3.2 Modelo de Flujo Intermitente.....                             | 20          |
| 2.3.3 Modelo de Flujo Anular .....                                  | 25          |
| 2.3.4 Modelo de Flujo de Burbuja Dispersa .....                     | 29          |
| 2.3.5 Modelo de Flujo Tipo Espuma.....                              | 29          |
| 2.3.6 Transiciones .....                                            | 29          |
| <b>3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....</b>                             | <b>34</b>   |
| 3.1 Modelo de Simulación de Yacimiento.....                         | 34          |
| 3.2 Eclipse100 .....                                                | 36          |
| 3.2.1 Pozo con Fricción.....                                        | 36          |
| 3.2.2 Pozo Multisegmento.....                                       | 37          |
| 3.3 Stars .....                                                     | 46          |
| 3.3.1 Modelo de Agujero Discretizado .....                          | 46          |
| 3.3.2 Flujo del Agujero (Pozo).....                                 | 47          |
| 3.3.3 Flujo del Agujero-Yacimiento .....                            | 51          |
| 3.3.4 Caída de Presión.....                                         | 51          |
| <b>4 SENSORES DE PRESIÓN .....</b>                                  | <b>53</b>   |
| 4.1 Transductor de Presión Piezo-Resistivo.....                     | 56          |
| <b>5 FIBRA ÓPTICA .....</b>                                         | <b>58</b>   |
| 5.1 Principios de la Detección de Distribución de Temperatura ..... | 58          |
| 5.2 Precauciones cuando se utiliza Fibra Óptica.....                | 61          |
| <b>6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>                            | <b>63</b>   |
| <b>7 METODOLOGÍA .....</b>                                          | <b>65</b>   |
| 7.1 Pozo AL08 .....                                                 | 69          |

|           |                                                     |            |
|-----------|-----------------------------------------------------|------------|
| 7.2       | Pozo BF06 .....                                     | 77         |
| <b>8</b>  | <b>PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b> | <b>83</b>  |
| 8.1       | Pozo AL08 .....                                     | 85         |
| 8.2       | Pozo BF06 .....                                     | 99         |
| 8.3       | Comparaciones .....                                 | 106        |
| <b>9</b>  | <b>CONCLUSIONES.....</b>                            | <b>107</b> |
| <b>10</b> | <b>RECOMENDACIONES .....</b>                        | <b>109</b> |
|           | <b>REFERENCIAS.....</b>                             | <b>110</b> |
|           | <b>NOMENCLATURA.....</b>                            | <b>114</b> |
|           | <b>APÉNDICE.....</b>                                | <b>117</b> |

---



---

## LISTA DE TABLAS

|                                                                                                                                               |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1 PVT del fluido.....                                                                                                                   | 66  |
| Tabla 2 Resultado del muestreo de fondo .....                                                                                                 | 79  |
| Tabla 3 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1990BPD .....                            | 86  |
| Tabla 4 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes viscosidades para una tasa de 1990BPD .....                         | 90  |
| Tabla 5 Aumento del diámetro excéntrico y disminución de $\Delta P$ .....                                                                     | 90  |
| Tabla 6 Valores de caídas de presiones totales en el modelo de Stars .....                                                                    | 96  |
| Tabla 7 Caídas de presión totales para diferentes diámetros en Stars .....                                                                    | 97  |
| Tabla 8 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1456BPD y un corte de agua del 21% ..... | 101 |
| Tabla 9 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1689PD y un corte de agua del 17%.....   | 102 |
| Tabla 10 Variación de la caída de presión con cambios en viscosidad y compresibilidad de la roca .....                                        | 104 |
| Tabla 11 Diferencias Eclipse100-Stars .....                                                                                                   | 106 |

---



---

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                         |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 Modelo de Pozo .....                                                           | 8  |
| Figura 2 Modelos de patrones de flujo.....                                              | 15 |
| Figura 3 Balance de Momentos para dos fluidos segregados en Flujo Estratificado .....   | 16 |
| Figura 4 Flujo Intermitente Tapón .....                                                 | 21 |
| Figura 5 Flujo Anular Neblina.....                                                      | 26 |
| Figura 6 Patrones de flujo para un sistema aire agua con 1° de inclinación .....        | 30 |
| Figura 7 Patrones de flujo para un sistema petróleo gas con 0° de inclinación.....      | 30 |
| Figura 8 Componentes para la presión hidrostática .....                                 | 39 |
| Figura 9 Estructura del multisegmento .....                                             | 41 |
| Figura 10 Segmentos del pozo .....                                                      | 41 |
| Figura 11 Localización de conexiones de flujo hacia los segmentos.....                  | 42 |
| Figura 12 Sección Transversal de la completación de la celda en el modelo de Stars .... | 46 |
| Figura 13 Localización de conexiones de flujo hacia las celdas.....                     | 47 |
| Figura 14 Sensor de presión.....                                                        | 54 |
| Figura 15 Mecanismo de un transductor.....                                              | 55 |
| Figura 16 Transductor de presión piezo resistivo .....                                  | 57 |
| Figura 17 Fibra Óptica .....                                                            | 59 |
| Figura 18 Estructura del archivo de entrada de datos de Eclipse100 y Stars .....        | 69 |
| Figura 19 Registro del pozo AL08.....                                                   | 70 |
| Figura 20 Mallado utilizado en Eclipse100 para el pozo AL08 .....                       | 71 |
| Figura 21 Completación del pozo y registro.....                                         | 71 |
| Figura 22 Ubicación del pozo AL08 en el mallado de Eclipse100 .....                     | 72 |
| Figura 23 Equivalencia de la geometría de flujo .....                                   | 72 |
| Figura 24 Obtención del diámetro equivalente concéntrico .....                          | 73 |
| Figura 25 Obtención del diámetro equivalente excéntrico .....                           | 73 |
| Figura 26 Porcentaje de contribución real de flujo del pozo .....                       | 74 |
| Figura 27 Mallado utilizado en Stars para el pozo AL08.....                             | 75 |
| Figura 28 Ubicación del pozo AL08 en el mallado de Stars .....                          | 76 |
| Figura 29 Registro del pozo BF06 .....                                                  | 78 |
| Figura 30 Registro de temperatura del pozo BF06 .....                                   | 79 |
| Figura 31 Completación del pozo con información adicional.....                          | 80 |

|                                                                                                                                                    |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 32 Mallado utilizado en Eclipse100 para el pozo BF06 .....                                                                                  | 81  |
| Figura 33 Ubicación del pozo BF06 y de la zona de entrada de agua en el mallado de Eclipse100.....                                                 | 81  |
| Figura 34 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro hidráulico.....                                                 | 84  |
| Figura 35 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro concéntrico .....                                               | 84  |
| Figura 36 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro excéntrico .....                                                | 85  |
| Figura 37 Respuesta del perfil de presión para diferentes diámetros con una tasa de 1990BPD en Eclipse100 .....                                    | 85  |
| Figura 38 Perfil de velocidad de flujo en un anular excéntrico.....                                                                                | 87  |
| Figura 39 Relación de pérdidas de presión por fricción de acuerdo a la excentricidad.....                                                          | 88  |
| Figura 40 Relación de pérdidas de presión por fricción de acuerdo a la excentricidad para AL08.....                                                | 88  |
| Figura 41 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1990BPD en Eclipse100 .....                           | 89  |
| Figura 42 Aumento del diámetro excéntrico y disminución de la caída de presión .....                                                               | 91  |
| Figura 43 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 320BPD en Eclipse100 .....                            | 91  |
| Figura 44 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 250BPD en Eclipse100 .....                            | 92  |
| Figura 45 Afinamiento para el pozo AL08 en Stars .....                                                                                             | 94  |
| Figura 46 Perfil de presión para una tasa de 1990BPD en Stars .....                                                                                | 94  |
| Figura 47 Perfil de presión suavizado para una tasa de 1990BPD en Stars .....                                                                      | 95  |
| Figura 48 Refinamiento recomendado para la coincidencia de las tuberías .....                                                                      | 98  |
| Figura 49 Opción de pozo en circulación.....                                                                                                       | 98  |
| Figura 50 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1456BPD y un corte de agua del 21% en Eclipse100..... | 100 |
| Figura 51 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1689 PDD y 17% de corte de agua en Eclipse100 .....   | 101 |
| Figura 52 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1780 PDD y 12% de corte de agua en Eclipse100 .....   | 103 |

---



---

|                                                                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 53 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades y compresibilidades de la roca para una tasa de 1780 PDD y 12% de corte de agua en Eclipse100..... | 104 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|

## INTRODUCCIÓN

La faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, representa la acumulación más grande de petróleo extrapesado a escala mundial. Actualmente el proyecto de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco está en manos de cuatro Asociaciones Estratégicas, constituidas luego de la apertura petrolera. Éstas tienen como principal objetivo desarrollar y explotar esta área. El presente trabajo fue desarrollado en SINCOR, una de estas asociaciones, la cual es una empresa con vigencia prevista de 35 años, conformada por Total (Francia) como principal accionista, seguida por PDVSA (Venezuela) y Statoil (Noruega), con el objetivo de producir y comercializar 180.000 barriles diarios de crudo mejorado “Zuata Sweet” de 32°API, luego de la transformación de 200.000 barriles diarios de crudo extrapesado de 8°API producidos en la región de Zuata, Edo Anzoátegui. Además se obtienen sub-productos como coque y azufre, que también son comercializados. Ésta producción de crudo extrapesado se lleva a cabo a través de pozos horizontales perforados en el área señalada.

Actualmente, los pozos horizontales se perforan con la finalidad de obtener una mayor productividad. Por otro lado, este tipo de pozos son comúnmente perforados en yacimientos de crudos pesados y extrapesados. Sin embargo, en la producción de petróleos extrapesados, se presenta una alta caída de presión del fluido en las tuberías debido a las grandes viscosidades presentes en las largas completaciones horizontales de los pozos en cuestión. Por esta razón, resulta de suma importancia evaluar los comportamientos de presiones dentro del hoyo por medio de resultados obtenidos utilizando diferentes paquetes de simulación numérica de yacimientos que incluyan análisis de tuberías.

Este objetivo será alcanzado mediante las siguientes actividades: evaluar las pérdidas de presión con y sin producción de agua, con la presencia de la tubería inyectora de diluyente que se encuentra dentro del colgador o liner ranurado, y su excentricidad, teniendo en cuenta el perfil de flujo, para de esta manera reconocer y comparar los resultados de los modelos de simulación, en pérdidas de presión pronosticadas por Eclipse100 y Stars con los resultados de las operaciones de campo, y proponer soluciones para acercarse mejor a los valores obtenidos en las mediciones y de esta manera mejorar el modelaje de pozos.

Para lograr estos objetivos, es necesario ahondar en la metodología utilizada en los paquetes de simulación numérica disponibles, para así evaluar los resultados obtenidos y de esta manera hacer confiables estudios posteriores. En el estudio dinámico se utilizarán datos que han sido adquiridos de dos pozos, en los cuales fueron instalados sensores de presión en la sección horizontal, y de esta forma se realizaron mediciones de presión a tres tasas fijas. Además, se utilizará la información disponible de perfil de temperatura (mediante fibra óptica) y muestreo de fondo en uno de los dos pozos a ser estudiados.

Para este estudio, fueron utilizados dos programas de simulación numérica de yacimientos: Eclipse100 (GeoQuest-Schlumberger) y Stars (CMG-Computer Modelling Group Ltd.). Los resultados obtenidos fueron evaluados y posteriormente se realizó una comparación de resultados con los valores de las mediciones reales de campo.

## **1 COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO**

Se han desarrollado en el tiempo varias clasificaciones de los diferentes tipos de petróleo de acuerdo a sus características. Por ejemplo, cuando el petróleo se clasifica de acuerdo a su gravedad API, puede ser dividido en varias categorías como liviano, mediano, pesado, extrapesado. En el caso particular de este estudio, se realizará la evaluación del comportamiento de presión de un crudo extrapesado, el cual se definirá posteriormente.

### **1.1 Petróleo Extrapesado**

Este tipo de petróleo entra en la amplia clasificación de Petróleo Negro (término utilizado en simulación de yacimientos), teniendo la característica de tener una gravedad API menor a 10. El petróleo extrapesado se caracteriza por ser un fluido con altas viscosidades (con viscosidades dentro de un rango de 2000 a 10.000cP según algunos autores) y que se ha formado por la biodegradación de un fluido convencional en yacimientos de poca profundidad, donde los componentes más livianos han sido consumidos por bacterias dejando los componentes más pesados. La producción asociada a este tipo de fluidos se denomina producción no-convencional debido a sus características. Este tipo de hidrocarburos constituye gran parte de los hidrocarburos presentes en los yacimientos de la corteza terrestre.

El comportamiento que un tipo de fluido pueda tener en el yacimiento y/o pozo, depende directamente de los mecanismos de producción que posea, entre éstos se encuentran empuje por gas en solución, por capa de gas o hidráulico.

Otro factor que puede contribuir con la producción es el comportamiento de petróleo espumante en petróleo pesado y extrapesado, presentando diversas características resaltantes como se describe a continuación.

### 1.1.1 Petróleo Espumante

El comportamiento de petróleo espumante es un fenómeno peculiar asociado a la producción de crudos altamente viscosos y actualmente se encuentra en continuo desarrollo y estudio, ya que es un tema novedoso del cual muchas discusiones se han realizado por las diferentes características presentes en este comportamiento, y las diferentes condiciones en que se puede presentar, por ejemplo mostrando un comportamiento específico a nivel de yacimiento y a nivel de pozo.

El comportamiento de crudo espumante está relacionado a la existencia de lo que es comúnmente llamado el punto de "pseudo" burbuja. "El punto de burbujeo termodinámico es la presión a la cual (a condiciones del yacimiento) las primeras burbujas pequeñas de gas libre, provenientes de la solución en el petróleo, se desarrollan como una fase distinta" <sup>Ref 6</sup>.

"Para muchos petróleos convencionales, con viscosidades relativamente bajas, el gas coalesce rápidamente formando grandes burbujas y desarrolla casi inmediatamente una fase distinta de gas y separada del petróleo. En muchos yacimientos, esto forma una capa de gas durante las operaciones de agotamiento y pueden resultar altas relaciones gas-petróleo en la producción de los pozos, debido a la alta movilidad de la fase de gas libre en el medio poroso en comparación con los crudos más viscosos. Por esta razón, para petróleos convencionales o no espumantes, el punto de burbujeo y el punto de pseudo-burbuja tienen el mismo valor o valores muy cercanos" <sup>Ref 6</sup>.

"Para crudos espumantes, debido a la alta viscosidad del petróleo, las pequeñas burbujas de gas no pueden coalescer juntas rápidamente para formar burbujas suficientemente grandes" <sup>Ref 6</sup> como para permitir que las fuerzas gravitacionales muevan al gas a la parte superior del lugar donde éste se encuentre.

Por esta razón, la fase de gas remanente se comporta como una emulsión, donde una dispersión continua de gas-petróleo está presente con una alta y más alta concentración de las burbujas que son "atrapadas incrementalmente" dentro del petróleo cuando la presión se reduce.

El punto en el cual las burbujas de gas libre finalmente pueden comenzar a desplazarse de la solución como una fase separada de gas libre se conoce como el punto de pseudo-burbujeo.

### **1.1.2 Diferencias entre Petróleo Convencional y Espumante**

Es de importancia hacer notar las diferencias que el comportamiento de crudo espumante puede causar en algunas propiedades de transporte de estos fluidos por debajo del punto de burbujeo. Estas se describen a continuación.

#### **1.1.2.1 Punto de Burbujeo**

El comportamiento de crudos espumantes y no espumantes, exhibe un punto de burbujeo, en el que se separa de un modo similar la existencia del gas en solución dentro del petróleo y la fase de gas libre.

#### **1.1.2.2 Factor Volumétrico de Formación del Petróleo**

Esta es una de las propiedades afectada más significativamente por el comportamiento de crudo espumante y se cree que esta es una de las mayores causas de contribución del aumento de la productividad. En crudos convencionales, la compresibilidad se encuentra más fuertemente marcada por debajo del punto de burbujeo, debido a la evolución del gas dentro del petróleo.

Para crudos espumantes, sin embargo, se puede expandir rápidamente entre el punto de burbujeo y el punto de pseudo-burbuja. Esto es porque el gas altamente compresible (y expandible) es liberado del líquido, pero quizás atrapado en la fase del petróleo como “remanente”, apuntando una compresibilidad artificialmente alta al petróleo que tiene esas burbujas de gas libre en su seno.

Dado que el movimiento de la fase del gas es lento, el petróleo (con las burbujas de gas atrapadas dentro) es solo la fase que puede ser movilizad dentro del medio

poroso hasta que el punto de pseudo-burbujeo se alcance y el gas libre adquiera movilidad propia y separada.

“La localización del punto de pseudo-burbuja puede ser determinado por un punto de inflexión donde la pendiente a la tangente de la curva del factor volumétrico de formación comienza a caer, indicando la separación del gas libre desde el petróleo”<sup>Ref 6</sup>.

#### **1.1.2.3 Densidad del Petróleo**

Según algunos autores, el comportamiento de la densidad en crudos espumantes se refleja de forma inversa al factor volumétrico de formación. Una vez que el punto de burbujeo es cruzado por un crudo convencional, la densidad del líquido incrementa debido a la liberación del gas desde el petróleo. Inversamente, para crudos espumantes, debido al entrapamiento del gas (fase extremadamente liviana) en el petróleo, la densidad de la mezcla declina, algunas veces radicalmente, cuando la presión se reduce. Una vez más, la localización del punto de pseudo-burbujeo puede ser lograda por el análisis de la pendiente de una curva densidad-presión.

#### **1.1.2.4 Gas disuelto en solución**

Para fluidos convencionales, el  $R_s$  obviamente declina bajo el punto de burbujeo debido a la formación de gas libre proveniente del petróleo. Sin embargo, en crudos espumantes, resulta una situación donde el  $R_s$  permanece casi constante hasta que el punto de pseudo-burbujeo se alcance. La presión del punto de pseudo-burbujeo puede ser fácilmente definido por este método.

#### **1.1.2.5 Viscosidad del Petróleo**

Para un crudo convencional, por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad aumenta a medida que el gas es liberado del petróleo. Para crudos espumantes, de acuerdo a algunos autores, la viscosidad debería permanecer relativamente constante, o quizás decline linealmente entre el punto de burbujeo y el punto de pseudo-burbujeo, y

luego incrementa el valor de viscosidad del crudo, entre el punto de pseudo-burbujeo y la presión igual a cero.

#### **1.1.2.6 Efecto de la declinación de la Tasa**

El comportamiento de crudo espumante, no sólo varía por el tipo de fluido, viscosidad, temperatura y tipo de gas, también está relacionado de manera importante con el agotamiento de la tasa. Las rápidas reducciones en la presión permiten que en tiempos pequeños las burbujas de gas sean formadas pero todavía no calescen, y así se promueve el comportamiento espumante y es más baja la presión del punto de pseudo-burbujeo. Producir con tasas más bajas permiten más tiempo para que actúe la gravedad y así las fuerzas de coalescencia podrán formar grandes burbujas de la fase gaseosa para que ocurra la evolución gradual.

Teóricamente, si el crudo espumante se agota lentamente, de modo infinitesimal, el comportamiento se aproximaría al de un crudo convencional.

### **1.2 Producción**

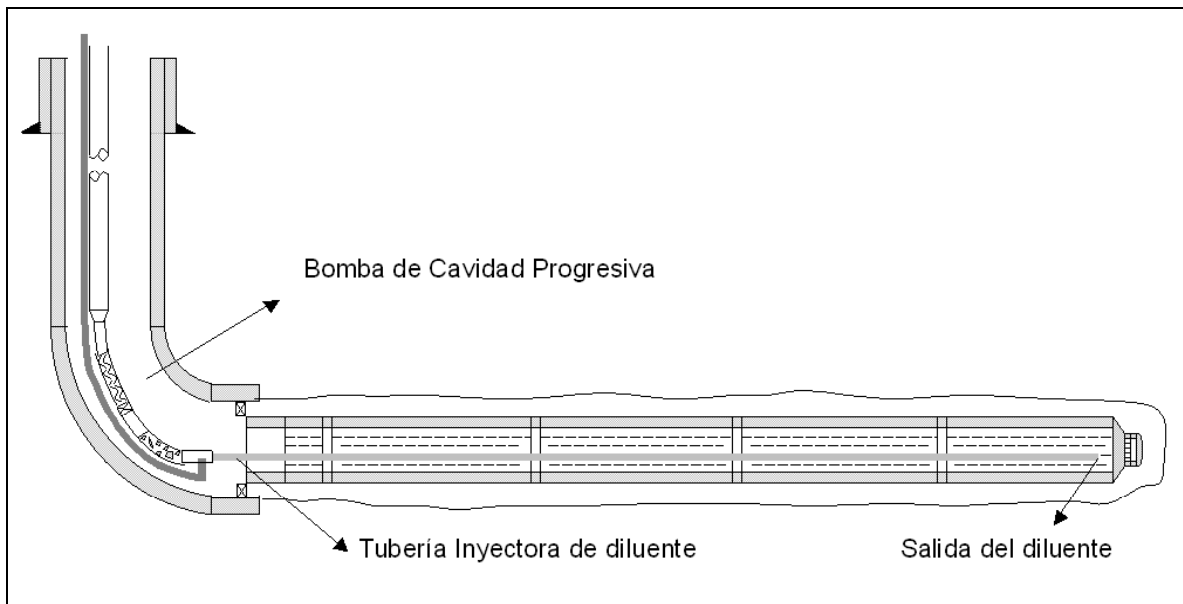
En la producción convencional, la presión del yacimiento generalmente es suficiente para hacer fluir al petróleo a través del pozo hasta la superficie. Si la presión natural del yacimiento se agota hay diferentes maneras de mantener la producción, por ejemplo: el flujo del petróleo puede ser estimulado inyectando gas o agua en el yacimiento para realizar el barrido del petróleo remanente y mantener la presión en el yacimiento, o con la colocación de un sistema de levantamiento artificial, para de esta forma continuar con la producción. La producción de crudo extrapesado y bitumen natural se consideran como no-convencional, debido a que no pueden ser producidos por los métodos convencionales, por razones técnicas, económicas o ambas.

Los pozos horizontales son el tipo de pozos perforados para la producción de este tipo de petróleo, ya que son los que proporcionan la mayor productividad, siendo ésta de dos a cinco veces más que la de un pozo vertical, generando esto una disminución en el

costo por barril producido. Además, en SINCOR están completados con colgadores o liners ranurados en la sección horizontal del pozo, como se muestra en la Figura 1.

Cabe destacar que en los años 80, Elf Aquitaine, una compañía francesa que se fusionó años después con Total, fue la que introdujo la tecnología de pozos horizontales para la producción de crudos pesados en el campo de Rospo Mare, costa afuera de Italia, en el mar Adriático.

En la producción de petróleos extrapesados, debido a la alta viscosidad que estos presentan, es necesario que ésta sea reducida, por lo que específicamente en SINCOR, se requiere comúnmente de inyección de diluyente para permitir su transporte a través de la tubería. Por ejemplo la inyección de 1 barril de diluyente se requiere para la producción de 3 a 10 barriles de petróleo extra pesado. El diluyente se inyecta al fondo del hoyo a través de una tubería llamada “stinger”, que recorre la misma trayectoria del pozo como se muestra en la Figura 1, ubicada la salida del diluyente justo al final del colgador o liner ranurado. En otras empresas, y de acuerdo a las características del fluido a producirse, se utilizan otros casos como la inyección de agua caliente, polímeros y gases para la producción.



**Figura 1 Modelo de Pozo**

Por otro lado, la producción se realiza gracias a la colocación de bombas de cavidad progresiva, que permiten obtener una tasa de petróleo producido aproximadamente de 2000 BN/D, de acuerdo a las características del hoyo, de la zona de producción y a las condiciones y características de la bomba y del fluido presente.

Es necesario mencionar que los costos de los pozos horizontales se ha ido reduciendo en estos últimos años con la aplicación de nuevas tecnologías, y sin dejar de ser muy altos, la explotación de este tipo de fluidos es comercialmente rentable, aún teniendo en cuenta también que los costos asociados a la producción siguen siendo muy significativos.

Por ejemplo en SINCOR el crudo de todos los pozos de las macollas o clusters, se recolecta en la Estación principal ubicada en San Diego de Cabrutica, al sur del Edo. Anzoátegui, para separar el gas asociado. El crudo es diluido, calentado y deshidratado para el transporte a través de un oleoducto de 220 kilómetros hasta el complejo Mejorador de SINCOR en el Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero "General de División José Antonio Anzoátegui", en Jose, Edo. Anzoátegui.

## 2 COMPOTAMIENTO DE PRESIÓN EN TUBERÍAS

Muchas veces se asume que las pérdidas de presión en las tuberías son despreciables o muy pequeñas, pero estas pérdidas pueden ser altamente significativas a lo largo de pozos horizontales y, consecuentemente, las predicciones de productividad realizadas en los pozos pueden ser muy optimistas, particularmente en pozos donde las pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal son muy altas. Por esto, se hace necesario conocer este factor que altera potencialmente la productividad del pozo para establecer predicciones que se acerquen más a la realidad.

En el caso particular de SINCOR, por tener presiones relativamente bajas en el yacimiento, los pozos se equipan con un sistema de levantamiento artificial de fluido, y es necesario saber los cambios de presión a lo largo del hoyo para el buen control de los pozos en los modelos numéricos.

La predicción de las pérdidas de presión se obtiene a partir de correlaciones empíricas para fluidos monofásicos de acuerdo al régimen de flujo, o bifásicos mediante un método mecanístico que describe el patrón de flujo (ver Predicción del Modelo del Patrón de Flujo <sup>Ref. 30, 31 y 46</sup>), donde se obtienen las pérdidas de presión. Para una mezcla de fluidos o fluidos monofásicos, se tiene que la pérdida de presión entre dos puntos se obtiene por la suma de las diferencias hidrostáticas, de fricción y de aceleración de la presión, siendo éstas últimas despreciables para las secciones horizontales con caudales estabilizados. Estas pérdidas de presión se obtienen utilizando la siguiente expresión:

$$\Delta P = \Delta P_h + \Delta P_f + \Delta P_a \quad \text{Ecuación 1}$$

donde

|              |                                                          |
|--------------|----------------------------------------------------------|
| $\Delta P$   | Pérdida de presión                                       |
| $\Delta P_h$ | Pérdida de presión por columna de fluido, ó hidrostática |
| $\Delta P_f$ | Pérdida de presión por fricción                          |
| $\Delta P_a$ | Pérdida de presión por aceleración                       |

## 2.1 Pérdidas de Presión por Columna de Fluido

La diferencia de presión debido a una columna de fluido viene dado por:

$$\Delta P_h = 0.052 \rho (h_2 - h_1) \quad \text{Ecuación 2}$$

$\Delta P_h$     lpc  
 $\rho$         lb/gal  
 $h$         pies

Para pozos horizontales este valor es despreciable, o muy pequeños, ya que  $h_2 \approx h_1$ .

## 2.2 Pérdida de Presión por Fricción

Debido a la alta viscosidad que presentan los crudos extrapesados las pérdidas de presión por fricción son altamente significativas a través de toda la longitud horizontal del pozo, por lo que es de gran interés el cálculo de la misma, que se puede obtener mediante las dos correlaciones indicadas a continuación.

### 2.2.1 Correlación de Hagedorn y Brown<sup>Ref. 39</sup>

La pérdida de presión por fricción en un fluido monofásico o una mezcla de fluidos a lo largo de una longitud L de la tubería viene dada por:

$$\Delta P_f = \frac{2 \cdot f \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{D} \quad \text{Ecuación 3}$$

donde:

$\Delta P_f$     es la presión expresada en Pa  
 $f$         es el factor de fricción de Fanning (adimensional)  
 $L$         es la longitud de la tubería (m)  
 $D$         es el diámetro interno de la tubería (m)  
 $\rho$         es la densidad del fluido o la mezcla ( $\text{Kg/m}^3$ )  
 $v$         es la velocidad del fluido o la mezcla (m/s)

Transformando la velocidad de flujo en la tasa de flujo volumétrico Q:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad \text{Ecuación 4}$$

y teniendo en cuenta el factor de conversión de unidades que ya incluye el componente gravitacional, la pérdida de presión por fricción es:

$$\Delta P_f = \frac{2,956E-12 \cdot f \cdot L \cdot \rho \cdot Q^2}{D^5} \quad \text{Ecuación 5}$$

expresada en unidades de campo, donde:

|        |                    |
|--------|--------------------|
| $f$    | adimensional       |
| $L$    | ft                 |
| $D$    | ft                 |
| $\rho$ | lb/ft <sup>3</sup> |
| $Q$    | Bbl/D              |

El Factor de Fanning depende del Número de Reynolds Re, que para flujo laminar (Re<2000)

$$f = \frac{16}{Re} \quad \text{Ecuación 6}$$

Para flujo turbulento (Re>4000) se usa la fórmula de Haaland's<sup>Ref. 39</sup>

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -3,6 \cdot \log_{10} \left( \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{e}{3,7 \cdot D} \right)^{\frac{10}{9}} \right) \quad \text{Ecuación 7}$$

donde

$e$  es la rugosidad absoluta de la tubería en las mismas unidades que se exprese D.

En la región incierta o de transición (2000 < re < 4000) se utiliza una interpolación lineal entre los valores en los Re = 2000 y Re = 4000. El esquema aquí descrito tiene la

ventaja de proporcionar un cálculo directo para los valores de  $f$  que son continuos en  $Re$ . Se debe notar, sin embargo, que estas fórmulas no toman en cuenta la afluencia del fluido a través de las perforaciones, a menos de que se realice una discretización de la tubería.

Esta influencia de la rugosidad efectiva de la tubería es en gran parte desconocida actualmente y generalmente se aconseja al ingeniero variar la rugosidad para estimar la sensibilidad de los resultados a este parámetro, en caso de que el flujo sea turbulento que es donde este influye más.

El número de Reynolds<sup>Ref. 13</sup> se obtiene de la siguiente expresión:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad \text{Ecuación 8}$$

donde

$\mu$  es la viscosidad del fluido (N.s/m<sup>2</sup>)

Convirtiendo la velocidad de flujo  $v$  en tasa de flujo volumétrico  $Q$  e incluyendo el factor de conversión en unidades de campo, se tiene:

$$Re = \frac{0,1231 \rho \cdot Q}{D \cdot \mu} \quad \text{Ecuación 9}$$

$\rho$  en lb/ft<sup>3</sup>  
 $Q$  en Bbl/D  
 $\mu$  en cp

Si hay más de una fase libre que fluye, se asume que el flujo a lo largo de la longitud es una mezcla homogénea (es decir, no hay deslizamiento entre las fases).

La densidad de la mezcla homogénea se utiliza en las ecuaciones para calcular el número de Reynolds y la caída de presión por fricción; y para la viscosidad se utiliza el promedio ponderado del flujo volumétrico de las viscosidades de cada fase.

### 2.2.2 Correlación de Dukler<sup>Ref. 39</sup>

Esta correlación se expresa así:

$$\Delta P_f = \frac{2.v^2.L.f_{tp}.\beta}{D_h\rho_m} \quad \text{Ecuación 10}$$

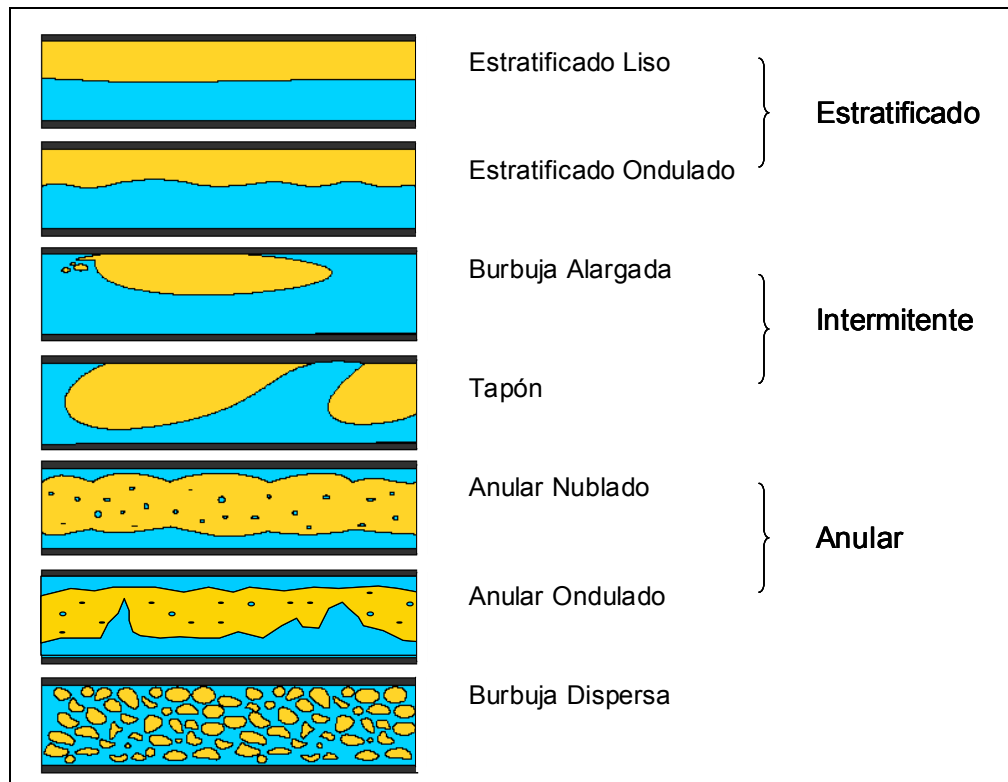
|          |                                                                                                                                                                                         |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\beta$  | factor adimensional                                                                                                                                                                     |
| L        | es la longitud de la tubería (m)                                                                                                                                                        |
| D        | es el diámetro interno de la tubería (m)                                                                                                                                                |
| $\rho$   | es la densidad del fluido o la mezcla (Kg/m <sup>3</sup> )                                                                                                                              |
| v        | es la velocidad del fluido o la mezcla (m/s)                                                                                                                                            |
| $f_{tp}$ | factor de fricción de dos fases (es producto del factor de fricción monofásico y una correlación que permite obtener un coeficiente que depende de la fracción de líquido volumétrica). |

### 2.3 Predicción del Modelo del Patrón de Flujo<sup>Ref. 30, 31 y 46</sup>

La predicción del patrón de flujo se utiliza para obtener las pérdidas de presión a través de una longitud determinada.

Cuando el gas y el líquido fluyen simultáneamente en una tubería, las dos fases pueden distribuirse en una variedad de configuraciones de flujo o patrones de flujo, dependiendo de los parámetros operacionales, y variables geométricas, así como también características físicas de las dos fases en el pozo.

La existencia de patrones de flujo en tuberías se ha clasificado en cuatro tipos principales: flujo estratificado (estratificado liso y estratificado ondulado), flujo intermitente (flujo de burbuja alargada y flujo tapón), flujo anular (flujo anular neblina y flujo ondulado anular) y flujo de burbuja dispersa (ver Figura 2).



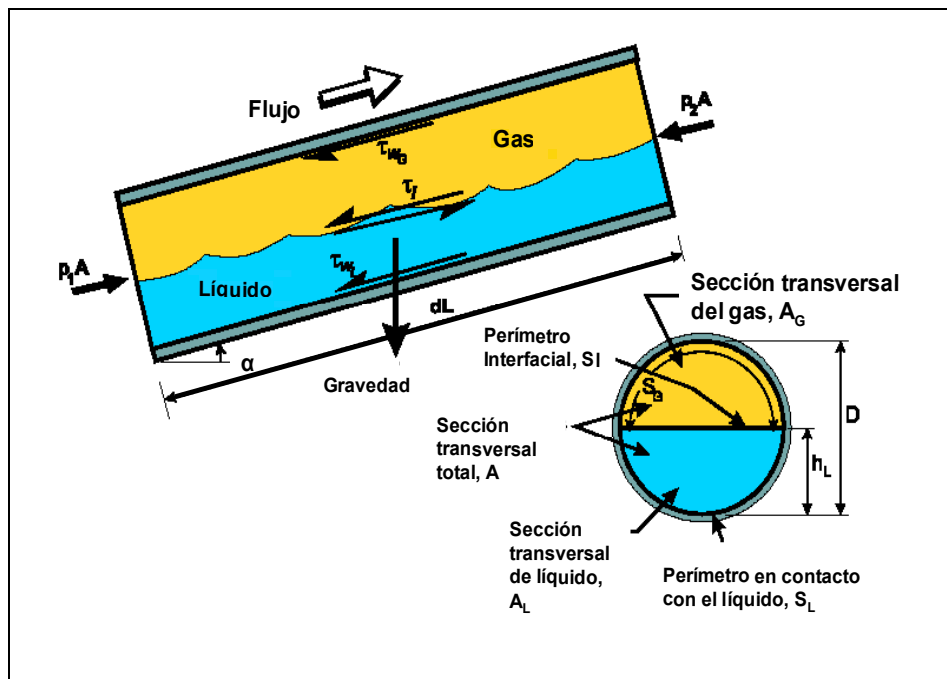
**Figura 2 Modelos de patrones de flujo** Tomado y modificado de Ref. 30

La predicción del patrón de flujo es un problema fundamental en el análisis de flujo bifásico. La tendencia reciente en esta área es el desarrollo de los modelos mecanísticos basados en los fenómenos físicos. El trabajo pionero es el de Taitel y Dukler (1976) y Taitel et al. (1980). Más adelante, Barnea et al. (1982a, 1982b, 1985 y 1987) adoptaron el mismo enfoque, modificando y ampliando los modelos existentes para formar un modelo unificado para distintos ángulos de inclinación de la tubería. Por otra parte, la determinación del patrón del flujo, especialmente para el de tapón, ha sido investigada con teoría de la estabilidad lineal por varios investigadores (Lin y Hanratty 1986, Andritsos 1986 y Wu et al. 1987). Desafortunadamente, este enfoque es matemáticamente complejo y su solución está afectada del diseño. Por lo tanto, el modelo de Taitel y Dukler (1976) con algunas modificaciones es el más utilizado.

La predicción del patrón real del flujo en las condiciones operacionales y la separación de los modelos, son necesarios para calcular la fracción líquida y la caída de presión para el patrón obtenido del flujo.

### 2.3.1 Modelo de Flujo Estratificado

Este tipo de flujo ocurre a velocidades relativamente bajas de flujo de líquido y gas, que se separan debido a la gravedad: el líquido fluye en la parte inferior de la tubería mientras que el gas fluye en la parte superior de ésta. El flujo estratificado es uno de los patrones de flujo más comunes para el flujo de dos fases en tuberías y puede ser subdividido en estratificado liso (interfase gas-líquido lisa) y estratificado ondulado (velocidad del gas relativamente alta, en el cual las ondas estables forman la interfase), usándose para este caso el Modelo Unidimensional de dos fluidos propuesto por Taitel y Dukler (1976)



**Figura 3 Balance de Momentos para dos fluidos segregados en Flujo Estratificado** Tomado y modificado de Ref. 30

Usando el enfoque unidimensional del modelo de dos fluidos de estado constante, y obviando cambios de las velocidades de la fase (ó nivel líquido), las ecuaciones de momento para dos líquidos se reducen a un balance de fuerza, que se puede describir numéricamente así<sup>[Ref. 31]</sup>:

$$-A_L \left( \frac{dp}{dL} \right) + \tau_i S_i - \tau_{wL} S_L - A_L \rho_L g \cdot \sin \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 11}$$

$$-A_g \left( \frac{dp}{dL} \right) - \tau_i S_i - \tau_{wg} S_g - A_g \rho_g g \cdot \sin \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 12}$$

Bajo la suposición de que la tensión superficial y el gradiente hidrostático de presión en la fase del líquido son insignificantes, los gradientes de presión en ambas fases son iguales. Eliminando el gradiente de presión de estas ecuaciones, resulta en la expresión combinada de momento:

$$\tau_{wL} \frac{S_L}{A_L} - \tau_{wg} \left[ \left( \frac{S_g}{A_g} \right) + \left( \frac{\tau_i}{\tau_{wg}} \right) \left( \frac{S_i}{A_L} + \frac{S_i}{A_g} \right) \right] + (\rho_L - \rho_g) g \cdot \sin \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 13}$$

Después de resolver esta ecuación para  $h_L/D$ , aplicando relaciones geométricas y otras, la fracción líquida se puede derivar de una relación geométrica como se indica a continuación:

$$E_L = \frac{\theta - \sin \theta}{2\pi} \quad \text{Ecuación 14}$$

donde:

$$\theta = 2 \cdot \cos^{-2} \left( 1 - 2 \frac{h_L}{D} \right) \quad \text{Ecuación 15}$$

Con la fracción de líquido así obtenida, la Ecuación 11 y Ecuación 12 se pueden utilizar para calcular el gradiente de la presión. Otra manera es eliminar la tensión interfacial en ambas ecuaciones, así:

$$-\left( \frac{dp}{dL} \right) = \frac{\tau_{wL} S_L + \tau_{wg} S_g}{A} + \left( \frac{A_L}{A} \rho_L + \frac{A_g}{A} \rho_g \right) g \cdot \sin \alpha \quad \text{Ecuación 16}$$

Debe notarse que el primer término en el lado derecho de la ecuación representa el gradiente de presión por fricción y el segundo término representa el gradiente de la presión gravitacional. Obviamente, el gradiente de presión por aceleración ha sido ignorado.

Las tensiones superficiales de las ecuaciones del líquido, gas e interfase se evalúan con factores de fricción utilizando la siguiente expresión:

$$\tau_{wL} = f_{wL} \frac{\rho_L v_L^2}{2} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\tau_{wg} = f_{wg} \frac{\rho_g v_g^2}{2} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_g v_g^2}{2} \quad \text{Ecuación 19}$$

donde  $f_{wL}$  y el  $f_{wg}$  se obtienen como sigue:

Para  $Re \leq 2000$

$$f = \frac{16}{Re} \quad \text{Ecuación 20}$$

Para  $Re \geq 2000$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 3.48 - 4 \log \left( \frac{2.e}{D} + \frac{9.35}{Re \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ecuación 21}$$

donde  $e$  es la rugosidad absoluta de la pared de la tubería.

Los números de Reynolds de un líquido y de un gas se definen como

$$Re_L = \frac{\rho_L \cdot v_L \cdot D_L}{\mu_L} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$Re_g = \frac{\rho_g \cdot v_g \cdot D_g}{\mu_g} \quad \text{Ecuación 23}$$

Los diámetros hidráulicos,  $D_L$  y  $D_g$ , vienen dados por:

$$D_L = \frac{4 \cdot A_L}{S_L} \quad \text{Ecuación 24}$$

$$D_g = \frac{4 \cdot A_g}{S_g + S_i} \quad \text{Ecuación 25}$$

Una relación para el factor interfacial de fricción es necesaria para completar el modelo de flujo estratificado. Según Ref. 31 se recomienda utilizar una combinación de las correlaciones sugeridas por Andritsos y Hanratty (1987) ( $D \leq 0.127$  ó 5 pulg) y por Baker et al. (1988), es decir,

Para  $D \leq 0.127$  m (5 pulg)

Si  $v_{sg} \leq v_{sg,t}$ , entonces:

$$\frac{f_i}{f_{wg}} = 1 \quad \text{Ecuación 26}$$

Si  $v_{sg} > v_{sg,t}$ , entonces:

$$\frac{f_i}{f_{wg}} = 1 + 15 \sqrt{\frac{h_L}{D}} \left( \frac{v_{sg}}{v_{sg,t}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 27}$$

donde el  $v_{sg,t}$  es la velocidad superficial crítica del gas para la transición al patrón ondulado.

Andritsos y de Hanratty (1987)<sup>Ref. 31</sup>, esta velocidad se puede aproximar como:

$$v_{sg,t} = 5 \sqrt{\frac{101325}{P}} \quad \text{Ecuación 28}$$

donde P es la presión en Mpa

Para  $D > 0.127$  m (5 pulg)

Para  $N_{we}N_{\mu} \leq 0.005$ , donde el número de Weber,  $N_{we}$ , es:

$$N_{we} = \frac{\rho_g v_L^2 \varepsilon_i}{\sigma} \quad \text{Ecuación 29}$$

y el número de Viscosidad de líquido,  $N_{\mu}$ , es

$$N_{\mu} = \frac{\mu L^2}{\rho_L \sigma \varepsilon_i} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$\varepsilon_i = \frac{34 \cdot \sigma}{\rho_g v_L^2} \quad \text{Ecuación 31}$$

Para  $N_{we}N_{\mu} > 0.005$

$$\varepsilon_i = \frac{170 \cdot \sigma (N_{we} N_{\mu})^{0.3}}{\rho_g v_L^2} \quad \text{Ecuación 32}$$

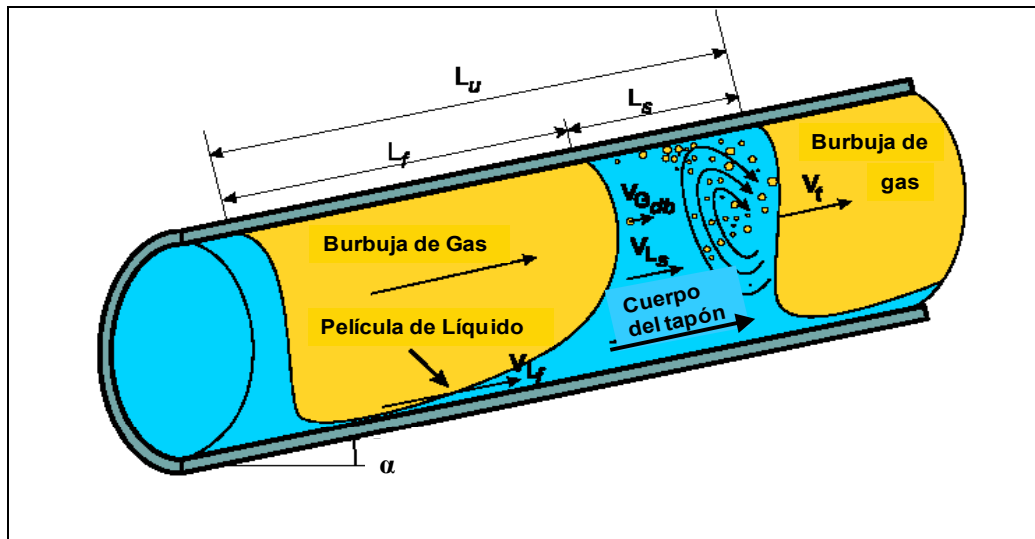
donde  $\varepsilon_i$  es la rugosidad absoluta de la interfaz, Baker et al. (1988) propusieron que  $\varepsilon_i$  se debe limitar a un rango entre la rugosidad de la pared de la tubería y  $0.25(h_L/D)$ .

Baker et al (1988), como se describe en Ref. 31, sugirieron el sustituir la velocidad superficial del gas en la correlación original de Duns y Ros con la velocidad interfacial,  $V_i$ ,  $V_L$  se substituye por  $V_i$ . Para  $\varepsilon_i$  y  $Re_g$ , el factor de fricción interfacial se calcula de la Ecuación 21.

### 2.3.2 Modelo de Flujo Intermitente

El flujo intermitente se caracteriza por el flujo alternativo del líquido y del gas (ver Figura 4). Los tapones o semi-tapones del líquido, que llenan el área transversal de la

tubería entera, son separados por bolsas de gas, que contienen una capa líquida estratificada que fluye a lo largo del fondo de la tubería. El mecanismo del flujo es un rápido movimiento del tapón líquido móvil que elimina la película líquida móvil lenta delante de él. El cuerpo del líquido en el tapón se puede airear por las burbujas pequeñas que se concentran hacia el frente de éste y en el tope de la tubería. Este tipo de flujo se divide en a.-) burbuja alargada (el cuerpo del líquido que llena la tubería es separado por las bolsas de gas que tienden a viajar por la mitad superior del canal de flujo, y el líquido está libre de burbujas de gas o contiene muy pocas) y b-) tapón (flujo alternado de líquido y gas, donde el líquido puede tener pequeñas burbujas de gas, las cuales se encontraran principalmente en el tope de la tubería).



**Figura 4 Flujo Intermitente Tapón** Tomado y modificado de Ref. 31

El flujo intermitente ha sido estudiado recientemente por un grupo de investigadores. Un enfoque consistente ha sido desarrollado por Taitel y Barnea (1990), quienes presentaron un esquema general para determinar la hidrodinámica de la película líquida de una unidad del tapón usando un modelo muy detallado del flujo de un canal unidimensional. La desventaja de este enfoque general es el requisito de la integración numérica. Para aplicaciones prácticas, se cree suficiente que en el modelo se asuma un nivel líquido uniforme en la zona de la película.

Con esta suposición y considerando fases incompresibles de líquido y de gas, se realiza un balance total de masa sobre una unidad de tapón, y se tiene que:

$$v_{SL}L_U = v_L E_S L_S + v_f E_f L_f \quad \text{Ecuación 33}$$

donde,  $E_s$  y  $E_f$  son las fracciones de líquido del cuerpo del tapón y la zona de la película, respectivamente.

Finalmente balance de masa se puede aplicar en dos secciones transversales de un sistema coordinado que se mueve con la velocidad de traslación. Para la fase líquida, esto da lugar a la siguiente expresión:

$$(v_t - v_L)E_S = (v_t - v_f)E_f \quad \text{Ecuación 34}$$

El caudal volumétrico total es constante en cualquier sección transversal en una unidad de tapón. Para las secciones transversales del cuerpo del tapón y la zona de la película, se tienen las siguientes condiciones:

$$v_S = v_S L + v_{sg} = v_L E_S + v_b (1 - E_S) \quad \text{Ecuación 35}$$

$$v_g = v_f E_f + v_g (1 - E_f) \quad \text{Ecuación 36}$$

donde  $v_S$  representa la velocidad de la mezcla en el cuerpo del tapón.

La fracción líquida promedio para una unidad del tapón,  $E_L$ , se define como:

$$E_L = \frac{E_S L_S + E_f L_f}{L_u} \quad \text{Ecuación 37}$$

ó

$$E_L = \frac{v_t E_S + v_b (1 - E_S) - v_{sg}}{v_t} \quad \text{Ecuación 38}$$

Entonces, se considera que un nivel líquido uniforme está a lo largo de la zona de la película, en flujo estratificado, se puede obtener para la zona de la película una ecuación combinada del momento así:

$$\tau_f \frac{S_f}{A_f} - \tau_g \left[ \left( \frac{S_g}{A_g} \right) + \left( \frac{\tau_i}{\tau_g} \right) \left( \frac{S_i}{A_f} + \frac{S_i}{A_g} \right) \right] + (\rho_L - \rho_g) g \cdot \sin \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 39}$$

Análogamente, esta ecuación se resuelve para el nivel líquido del equilibrio, o la fracción líquida en la zona de la película,  $E_f$ . Entonces, las velocidades del líquido y del gas y las tensiones interfaciales se pueden evaluar. En vista de que la longitud del tapón puede ser conocida, se tiene:

$$L_u = L_s \frac{v_L E_s - v_f E_f}{v_s L - v_f E_f} \quad \text{Ecuación 40}$$

El gradiente promedio de la presión para el flujo intermitente se calcula usando un balance de la fuerza para una unidad del tapón:

$$-\left( \frac{dp}{dL} \right) = \rho_u g \cdot \sin \alpha + \frac{1}{L_u} \left[ \left( \frac{\tau_f \cdot \pi \cdot D}{A} L_s \right) + \left( \frac{\tau_f S_f + \tau_g S_g}{A} L_f \right) \right] \quad \text{Ecuación 41}$$

donde  $\rho_u$  es la densidad promedia del fluido de una unidad del tapón:

$$\rho_u = E_L \rho_L + (1 - E_L) \rho_g \quad \text{Ecuación 42}$$

Las tensiones superficiales e interfaciales que aparecen en las ecuaciones anteriores se calculan de una manera similar que en el flujo estratificado, es decir:

$$\tau_f = f_f \frac{\rho_L |v_f| v_f}{2} \quad \text{Ecuación 43}$$

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_g |v_g - v_f| (v_g - v_f)}{2} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$\tau_g = f_g \frac{\rho_g |v_g| v_g}{2} \quad \text{Ecuación 45}$$

Con el número de Reynolds y Diámetro hidráulico similar al descrito en el modelo de flujo estratificado, un valor constante de  $f_i=0.0142$  se usa para el factor de fricción interfacial. La tensión superficial del cuerpo del tapón se expresa así:

$$\tau_s = f_s \frac{\rho_s v_s^2}{2} \quad \text{Ecuación 46}$$

donde  $\rho_s$  y  $\mu_s$  son la densidad y la viscosidad de la mezcla en el cuerpo del tapón, respectivamente:

$$\rho_s = E_s \rho_L + (1 - E_s) \rho_g \quad \text{Ecuación 47}$$

$$\mu_s = E_s \mu_L + (1 - E_s) \mu_g \quad \text{Ecuación 48}$$

Las correlaciones para  $V_t$ ,  $V_b$ , y la correlación para la velocidad de traslación de la burbuja alargada (Taylor) se basan en la recomendación de Bendiksen<sup>Ref. 31</sup>:

$$v_t = C v_s + 0.35 \sqrt{g.D} \sin \alpha + 0.54 \sqrt{g.D} \cos \alpha \quad \text{Ecuación 49}$$

donde el valor de C depende del perfil de la velocidad del líquido en el cuerpo del tapón.  $C = 1.2$  se utiliza para el flujo turbulento y  $C = 2$  se utiliza para el flujo laminar. La velocidad de burbujas dispersas en el cuerpo del tapón se expresa así:

$$v_b = 1.2 * v_s + 1.53 \left[ \frac{\sigma \cdot g (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right]^{1/4} E_s^{0.1} \cdot \sin \alpha \quad \text{Ecuación 50}$$

La fracción líquida del cuerpo del tapón<sup>Ref. 31</sup> se obtiene utilizando el desarrollo de la correlación de fracción de líquido en el cuerpo de un tapón por Gregory, Nicholson y Aziz:

$$E_s = \frac{1}{1 + \left( \frac{v_s}{8.66} \right)^{1.39}} \quad \text{Ecuación 51}$$

El valor de  $E_s$  calculado se limita en el rango entre 1.0 y 0.48.

Para la longitud del tapón se utiliza la correlación desarrollada por Scott (1987):

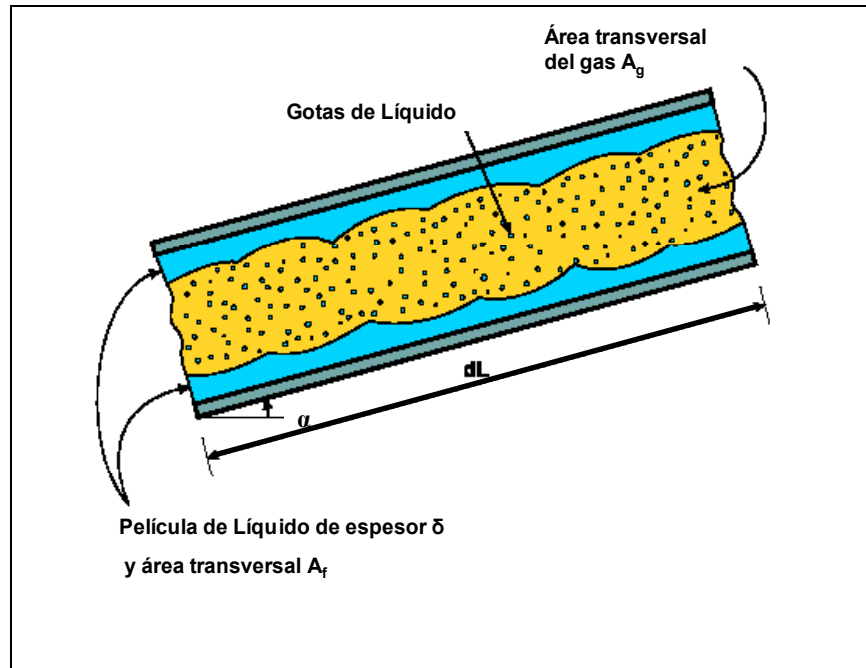
$$\ln(L_s) = -26.6 + 28.5[\ln(D) + 3.67]^{0.1} \quad \text{Ecuación 52}$$

si  $D < 0.0381$  m (1.5 pulg) es utilizado,  $L_s = 30 D$ .

### 2.3.3 Modelo de Flujo Anular

Este flujo ocurre a altas tasas de flujo de gas y generalmente cuando las presiones son relativamente bajas en tuberías largas, teniendo dos sub-divisiones para este flujo: a.-) anular neblina y al aumentar la velocidad de flujo, b.-) anular ondulado.

La fase líquida en flujo anular existe o fluye en dos formas: una película líquida que fluye a lo largo de la pared de la tubería y pequeñas gotas líquidas arrastradas en la fase del gas (ver Figura 5).



**Figura 5 Flujo Anular Neblina** Tomado y modificado de Ref. 30

En este patrón de flujo, se supone que el acercamiento de dos fluidos se extiende a un flujo anular en estado completamente desarrollado, constante en tuberías. Para simplificar, se supone un espesor promedio de la película. En la base del gas, las pérdidas se asumen con la misma velocidad en el recorrido de la fase de gas. Así la base del gas se puede tratar como líquido homogéneo. Debido a estas suposiciones, el tratamiento del flujo anular es similar al flujo estratificado, pero con una configuración geométrica variable o distinta. Aquí, los dos fluidos son la película líquida y la base del gas que incluye el gas y las pequeñas gotas líquidas arrastradas.

Los balances del momentum<sup>Ref. 31</sup> en la película líquida y la base del gas se postulan así:

$$-A_f \left( \frac{dp}{dL} \right) + \tau_i S_i - \tau_{wl} S_L - A_f \rho_L g \cdot \text{sen} \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 53}$$

$$-A_c \left( \frac{dp}{dL} \right) - \tau_i S_i - A_c \rho_c g \cdot \text{sen} \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 54}$$

donde  $\rho_c$  es la densidad de la mezcla en la base del gas y es:

$$\rho_c = E_c \rho_L + (1 - E_c) \rho_g \quad \text{Ecuación 55}$$

La fracción líquida en la base del gas se relaciona con la fracción líquida del arrastre, FE, como sigue:

$$E_c = \frac{v_{SL} FE}{v_{sg} + v_{SL} FE} \quad \text{Ecuación 56}$$

Eliminando el gradiente de presión de estas ecuaciones combinadas con la ecuación de momento:

$$\tau_{wL} \frac{S_L}{A_f} - \tau_i S_i \left( \frac{1}{A_f} + \frac{1}{A_c} \right) + (\rho_L - \rho_c) g \cdot \sin \alpha = 0 \quad \text{Ecuación 57}$$

De manera similar al caso de flujo estratificado, los parámetros geométricos en esta ecuación son funciones de  $\delta/D$ , el espesor medio de la película adimensional. Así, la ecuación combinada del momento se pueden resolver, y la fracción líquida se puede calcular así:

$$E_L = 1 - \left( 1 - 2 \frac{\delta}{D} \right)^2 \frac{v_{sg}}{v_{sg} + v_{SL} FE} \quad \text{Ecuación 58}$$

El gradiente de la presión se puede evaluar de la siguiente forma:

$$-\left( \frac{dp}{dL} \right) = \frac{\tau_{wL} S_L}{A} + \left( \frac{A_f}{A} \rho_L + \frac{A_c}{A} \rho_c \right) g \cdot \sin \alpha \quad \text{Ecuación 59}$$

La tensión interfacial esta definida por:

$$\tau_{wL} = f_f \frac{\rho_L v_f^2}{2} \quad \text{Ecuación 60}$$

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_c (v_c - v_f)^2}{2} \quad \text{Ecuación 61}$$

donde  $f_i$  se calcula con la Ecuación 20 o 21 usando  $Re_L = \rho_L V_f D_L / \mu_L$  con un diámetro hidráulico de  $D_L = 4\delta(D-\delta)/D$

Usando un equilibrio de tasa de flujo volumétrico para la película, se llega a la siguiente relación para la velocidad líquida de la película,  $V_f$ :

$$v_f = \frac{v_{SL}(1-FE)}{4 \frac{\delta}{D} \left(1 - \frac{\delta}{D}\right)} \quad \text{Ecuación 62}$$

Similarmente, para la base del gas, la velocidad de la mezcla se expresa como:

$$v_c = \frac{v_{Sg} + v_{SL} FE}{\left(1 - 2 \frac{\delta}{D}\right)^2} \quad \text{Ecuación 63}$$

Para la fracción de líquido entrampado<sup>Re. 31</sup> se tiene la correlación de Oliemans (1986):

$$\frac{FE}{1-FE} = 10^{-2.52} \cdot \rho_L^{1.08} \cdot \rho_g^{0.18} \cdot \mu_L^{0.27} \cdot \mu_g^{0.28} \cdot \sigma^{-1.8} \cdot D^{1.72} \cdot v_{SL}^{0.7} \cdot v_{Sg}^{1.44} \cdot g^{0.46} \quad \text{Ecuación 64}$$

Para el factor de fricción interfacial<sup>Ref. 31</sup> se utiliza la siguiente ecuación, que es una modificación de la correlación original realizada por Crowley y Rothe (1986):

$$f_i = f_c \left[ 1 + 2250 \frac{\left(\frac{\delta}{D}\right)}{\left(\frac{\rho_c (v_c - v_f)^2 \delta}{\sigma}\right)} \right] \quad \text{Ecuación 65}$$

### 2.3.4 Modelo de Flujo de Burbuja Dispersa

Entre los cuatro patrones del flujo, el modelo para el flujo de burbuja dispersa es el más simple, debido a que no hay ningún deslizamiento entre las fases. El modelo de fase pseudo-sencilla con las propiedades promedios es conveniente para este patrón del flujo. La fracción líquida es así la fracción líquida no deslizada:

$$E_L = \frac{v_{SL}}{v_m} \quad \text{Ecuación 66}$$

El cálculo del gradiente de la presión se puede realizar como un flujo monofásico con la densidad y la velocidad promedio de la mezcla:

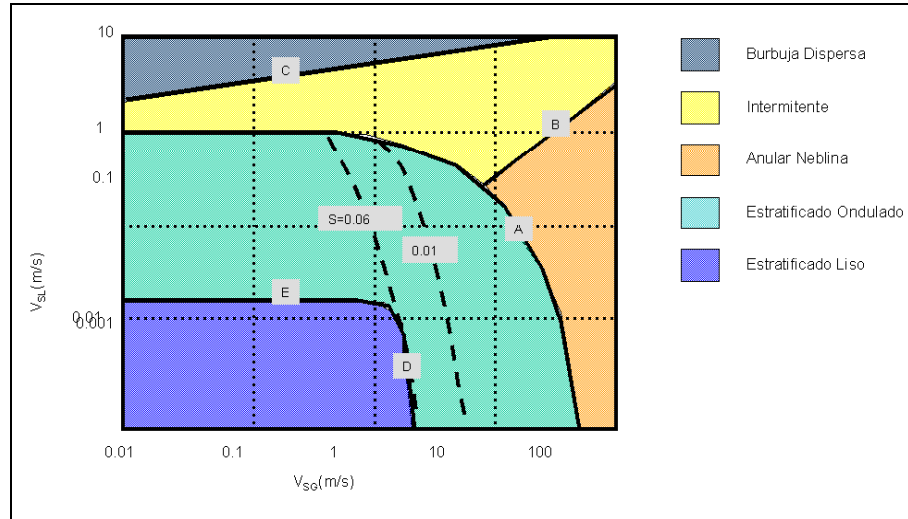
$$-\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{2f_m \rho_m v_m^2}{D} + \rho_m g \cdot \sin \alpha \quad \text{Ecuación 67}$$

### 2.3.5 Modelo de Flujo Tipo Espuma

El flujo espuma representa una transición entre el flujo de burbuja dispersa y el flujo anular neblina, y entre el flujo semi tapón y el anular neblina. El enfoque usado en este método es interpolar entre los límites del patrón apropiado para determinar el valor de transición de la fracción de líquido en sitio y la pérdida de presión. Esto involucra un número de procesos iterativos para determinar la velocidad superficial del gas en la transición de burbuja dispersa, anular neblina y semi-tapón a espuma. Una vez que la velocidad superficial del gas se conoce a cada transición, los valores de la fracción de líquido y la pérdida de presión son calculados y una interpolación (log-log) entre estos valores es hecha para cada cantidad.

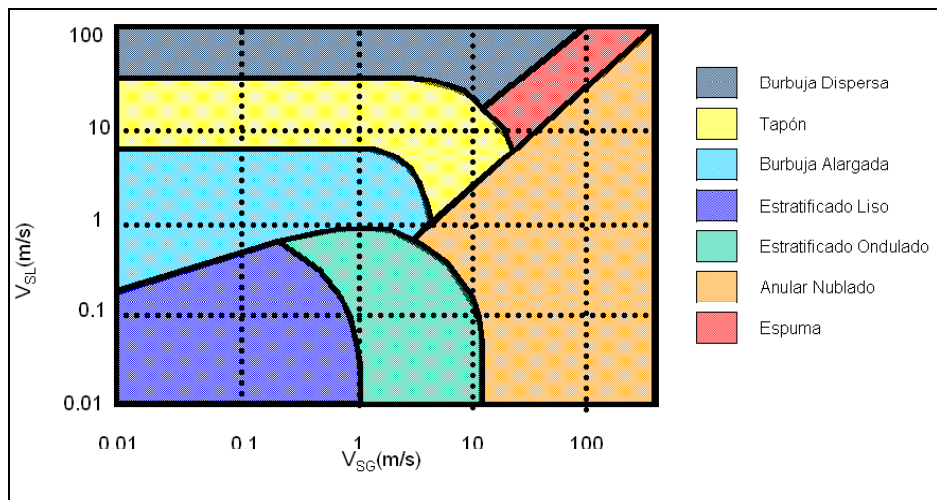
### 2.3.6 Transiciones

Se identifican tres transiciones importantes del patrón del flujo: la transición Estratificada-No Estratificada, la transición Intermitente-Anular y la transición Intermitente– Burbuja Dispersa.



**Figura 6 Patrones de flujo para un sistema aire agua con 1° de inclinación**

Tomado y modificado de Ref. 31



**Figura 7 Patrones de flujo para un sistema petróleo gas con 0° de inclinación**

Tomado y modificado de Ref. 31

### 2.3.6.1 Transición Estratificada - No Estratificada (S-NS)

El mecanismo del crecimiento de la onda se utiliza para la predicción de esta transición. Se supone una onda finita para la interfase gas-líquido de un flujo estratificado en equilibrio. Utilizando la teoría de Kelvin-Helmholtz para analizar la estabilidad de ondas finitas en tuberías<sup>Ref. 31</sup>, Taitel y Dukler indicaron que cuando la fuerza de la presión es mayor que la fuerza de la gravedad, las ondas tienden a crecer y el flujo estratificado no puede ser preservado. Su análisis conduce al siguiente criterio para esta transición (mostrada como la línea A de la Figura 6):

$$v_g > \left(1 - \frac{h_L}{D}\right) \left[ \frac{(\rho_L - \rho_g)g \cdot \cos \alpha \cdot A_g}{\rho_g \left(\frac{dA_L}{dh_L}\right)} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 68}$$

### 2.3.6.2 Transición Intermitente-Anular (I-A)

Cuando las ondas son inestables, el flujo puede cambiar a flujo intermitente o flujo anular, dependiendo de si hay suficiente líquido. El nivel de líquido propuesto por el modelo de Taitel y Dukler (1976) fue de 0,5 como lo es descrito en Ref. 31, así como también se tiene que Barnea et al. modificaron este criterio para tomarlo dentro de una fracción posible de gas en el líquido tapón, cerca de la transición. Esta transición viene se muestra como la línea B de la Figura 6 viene expresada por:

$$\frac{h_L}{D} < 0.35 \quad \text{Ecuación 69}$$

### 2.3.6.3 Transición Intermitente-Burbuja Dispersa (I-DB)

El mecanismo que domina esta transición se cree es el proceso turbulento en el que se rompen las burbujas (hacia arriba) y previene la fusión de estas. Barnea et al. (1987) desarrollaron un modelo unificado para la transición al flujo de burbuja disperso aplicable a todos los ángulos de la inclinación de tuberías<sup>Ref. 31</sup>. El modelo original de Taitel y Dukler (1976) se utiliza debido a su simplicidad y suficiente exactitud<sup>Ref. 31</sup>. Cuando

la fuerza turbulenta es suficientemente alta para superar la fuerza de flote, el gas no puede permanecer en la tope de la tubería y ocurrirá el flujo de burbuja dispersa. Se expresa el criterio como se muestra en la línea C en la Figura 6, y se define a continuación:

$$v_L > \left[ \frac{4A_g}{S_i} \frac{g \cdot \cos \alpha}{f_L} \left( 1 - \frac{\rho_g}{\rho_L} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 70}$$

#### 2.3.6.4 Transición Estratificado Liso – Ondulado Estratificado (SS-SW)

En el flujo estratificado, la interfase gas-líquido puede ser lisa u ondulada, lo que da resultados distintos para la caída de presión y la fracción de líquida. Las ondas se pueden desarrollar debido a la tensión superficial o como resultado de la inestabilidad debido a la acción de la gravedad. Para las ondas inducidas por el efecto “del viento”, Taitel y Dukler (1976) propusieron el siguiente criterio, de acuerdo a la teoría de Jeffrey's (descrita en la Ref 31):

$$v_g > \left[ \frac{4\mu L [\rho_g - \rho_L] g \cdot \cos \alpha}{s \rho_L \rho_g v_L} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 71}$$

donde,  $s$  es un coeficiente que aplica a la interfase.

Los valores que se extendían a partir del 0.01 a 0.6 se han sugerido de teorías y de experimentos en la literatura. Taitel y Dukler (1976) utilizaron un valor de 0.01 para cotejar sus datos experimentales según Ref. 31, así como también se dice que el estudio reciente de Andritsos (1986) demostró que el criterio expresado por la ecuación anterior con un valor de  $s = 0.01$  no es exacto para el flujo del gas con líquido a alta viscosidad. Encontró que una buena comparación se puede obtener si se utiliza un valor de 0.06. El coeficiente “ $s$ ” puede ser convertido en una función de la viscosidad líquida. El valor de  $s=0.06$  se puede utilizar; esta transición se demuestra como la curva D en la Figura 6. Como puede ser observado, la línea de la transición se cambia de ubicación a la izquierda de la línea dada por el Taitel y el modelo de Dukler.

Cuando el flujo es hacia abajo, el modelo usa la condición propuesta por Barnea et al. (1982a) para el crecimiento de la onda, bajo la influencia de la gravedad, teniéndose que:

$$\frac{v_L}{\sqrt{g \cdot h_L}} > 1.5 \quad \text{Ecuación 72}$$

En la Figura 6, este límite de transición se representa por la curva E, y termina la transición D. En la Figura 7 se pueden observar más detalladamente los diversos patrones de flujo

### 3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como objetivo fundamental la estimación del comportamiento probable de los yacimientos sometidos a procesos de explotación. Hoy en día el propósito continúa siendo el mismo. Sin embargo, la manera de llevarlo a cabo ha cambiado en forma. Así, curvas de declinación, métodos de predicción analíticos, modelos físicos e incluso analogías con otros procesos, se han utilizado hasta llegar a la simulación numérica de yacimientos, gracias a los avances tecnológicos en las áreas de informática y de petróleo.

La simulación de yacimientos petrolíferos tiene que ver con la construcción y operación de un modelo, donde se integran todos los resultados generados en las áreas de geofísica, geología, petrofísica e ingeniería, hasta lograr reproducir el comportamiento real del yacimiento. Son simplemente un juego de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, que sujetas a ciertas suposiciones, describen los procesos físicos activos en el yacimiento, tales como: la conservación de masa a través del balance de materiales y movimiento de fluidos en medios porosos y tuberías. Es una forma de modelaje numérico, el cual se utiliza para cuantificar e interpretar fenómenos físicos con la posibilidad de extender esto al pronóstico de un comportamiento en particular, en un proyecto donde se puedan representar comportamientos específicos.

La simulación de yacimientos, por su parte, divide el yacimiento en un número de unidades discretas de tres dimensiones y representa el progreso del yacimiento y las propiedades del fluido a través del espacio y el tiempo en una serie de pasos. Como un balance de materiales, la masa total del sistema se conserva. Esto puede proveer al ingeniero más detalle la comprensión de los mecanismos de recobro.

#### 3.1 Modelo de Simulación de Yacimiento

El comportamiento del modelo depende de la cantidad y calidad de la data. El modelo refleja el comportamiento del yacimiento, si el yacimiento se ha representado adecuadamente. Muchos fenómenos quizás son desconocidos o tienen que ser

aproximados. La modificación en la data puede ser viable y justificada, ya que el modelo contiene parámetros que son funciones de la construcción del mismo.

El yacimiento y la simulación pueden diferir por los siguientes factores: la data introducida es incierta, una medida de la calidad de la data está asociada con la incertidumbre, etc. Una de las partes más grandes del estudio de simulación consiste en la integración de la data disponible, la decisión de confiabilidad y relevancia de todas las partes de éste, por lo que puede ser esto un factor de diferencia con el yacimiento real. Esto es lo que más a menudo consume más tiempo en la construcción de un modelo de simulación. Si el modelo debe comportarse de la misma manera que el yacimiento, entonces la data introducida debe representar fielmente las características del yacimiento.

Los procesos y características del yacimiento pueden ser desconocidos. La data del pozo provee información dentro del área de drenaje del pozo, además de información general de las características del yacimiento más allá de esta región. Los paquetes de simulación pueden ser inadecuados para modelar ciertos procesos.

Los modelos de simulación son aproximaciones numéricas para sistemas continuos. La simulación está basada en la ecuación de difusividad, que es una ecuación diferencial parcial no lineal, la cual puede resolverse directamente para modelos muy simples. En su lugar, se resuelven aproximaciones en forma lineal de la ecuación diferencial.

El modelo de simulación puede introducir algunos parámetros que alteren el comportamiento de este. Todos los modelos de simulación de yacimientos y pozos básicamente son una colección de “puntos” ó celdas actuando como fuentes, acoplamientos y receptáculos de fluidos. Estos puntos o celdas representan trozos discretos de la acumulación, de tal manera que las propiedades del yacimiento son promediadas en puntos discretos para obtener el comportamiento del modelo.

Definitivamente, el simulador es sólo una herramienta y necesita del buen juicio de ingeniería para obtener resultados útiles. Así se dispone de una herramienta en la cual es posible ensayar diferentes fenómenos y alternativas de explotación, evaluarlas y

---

seleccionar la óptima, siendo esto un elemento de decisión importante para la planificación a corto, mediano y largo plazo.

### **3.2 Eclipse100**

Eclipse100 es un simulador de petróleo negro donde el ingeniero crea un solo archivo de entrada de datos, con una descripción completa del sistema.

En pozos horizontales, la sección perforada puede extenderse hasta unos cuantos miles de pies y la caída de presión debido a la fricción sobre esta longitud puede tener un efecto significativo en el comportamiento del pozo. La presión en el pozo hacia el final lejano de las perforaciones (es decir, lejos del cabezal) será más alta que la presión en el extremo cercano, así que el abatimiento pozo/yacimiento variará sobre la longitud perforada. Esto puede causar que la producción por unidad de longitud de perforaciones hacia el extremo lejano caiga. Por esto, el estudio de las presiones en la sección horizontal de estos pozos deben ser evaluadas con detalle. En este simulador, la hidráulica del pozo puede representarse a través de diferentes opciones que se muestran a continuación.

#### **3.2.1 Pozo con Fricción**

Las pérdidas de presión por fricción en Eclipse100 se realiza con la opción del Pozo con Fricción (Wellbore Friction Option), que modela los efectos de la pérdida de la presión debido a la fricción en la tubería a lo largo de la longitud perforada, así como también entre las perforaciones y el punto de referencia de presión del pozo.

Las pérdidas de presión por fricción se calculan de acuerdo a la correlación de Hagedorn y Brown <sup>Ref. 31</sup> mencionada en la Ecuación 3 y la Ecuación 5.

Esta opción está prevista sobre todo para el uso de pozos horizontales y multilaterales, en los cuales las pérdidas de presión por fricción pueden ser muy significativas a lo largo de la sección horizontal del pozo.

### 3.2.2 Pozo Multisegmento <sup>Ref. 16 y 39</sup>

El modelo del pozo multisegmento es una extensión especial que está disponible en este simulador, y que proporciona una descripción más detallada del flujo del fluido en el hoyo.

La opción está diseñada primordialmente para pozos horizontales y multilaterales, aunque puede ser utilizada para proporcionar un análisis más detallado del flujo del fluido en pozos verticales y pozos desviados.

La descripción detallada de las condiciones del flujo de fluidos dentro del pozo se obtiene dividiendo el hoyo en un número de segmentos. Cada segmento tiene su propio sistema de variables independientes para describir las condiciones locales del fluido. Las condiciones del fluido en cada segmento se definen por cuatro variables principales:  $G_T$ ,  $F_w$ ,  $F_g$  y  $P$ .

$G_T$  es una medida del caudal total de fluido a través del segmento, y es una suma ponderada de los caudales de petróleo, agua y gas a condiciones de superficie,

$$G_T = g_o Q_o + g_w Q_w + g_g Q_g \quad \text{Ecuación 73}$$

Si los factores de peso  $g$  se fijan iguales a las densidades,  $G_T$  correspondería al caudal total. Esto no es obligatorio. Sin embargo, y en general, pueden ser fijadas arbitrariamente para reducir el dominio de la tasa de superficie del gas  $Q_g$  fijando a  $g_g < g_o$  y  $g_w$ . De hecho, el simulador asigna automáticamente los valores ponderados a valores que dependen de la opción de convención de unidades. Las variables  $F_w$  y  $F_g$  corresponden a los flujos fraccionales ponderados de agua y gas, y son definidos por:

$$\begin{aligned} F_w &= g_w Q_w / G_T \\ F_g &= g_g Q_g / G_T \end{aligned} \quad \text{Ecuación 74}$$

Se observa que es posible derivar los caudales individuales de superficie  $Q_o$ ,  $Q_w$  y  $Q_g$  de las variables  $G_T$ ,  $F_w$  y  $F_g$ . La cuarta variable corresponde a la presión  $P$  en el segmento dentro del pozo. Las cuatro variables principales corresponden al sistema de

tres variables empleadas en el modelo original del pozo, en el cual la primera variable era cualquier P para los pozos controlados por tasa o un caudal para los pozos controlados por presión.

Cada segmento consiste en un nodo y está en una trayectoria de flujo al nodo de su segmento padre, es decir su vecino en dirección al cabezal. La presión P del segmento y las fracciones de los componentes  $F_w$ ,  $F_g$  del flujo se definen en su nodo. Cada segmento también tiene una longitud, diámetro, rugosidad, área y volumen. El volumen se utiliza para los cálculos del almacenaje del pozo, mientras que las otras cualidades son características de la trayectoria del flujo y se utilizan en el cálculo de la pérdida de la presión. El caudal  $G_T$  se asocia a la trayectoria de flujo. Los caudales de cada componente a lo largo de ésta dependen así de  $G_T$  y  $F_w$ ,  $F_w$  del nodo del segmento.

Con cuatro variables en cada segmento, hay cuatro ecuaciones a resolver en cada uno. Las primeras tres son ecuaciones de balance de materiales para el petróleo, agua y gas:

$$R_{pn} = \frac{\Delta m_{pn}}{\Delta t} - \sum_{i \in n} Q_{pi} - \sum_{j \in n} q_{pj} + Q_{pn} = 0 \quad \text{Ecuación 75}$$

$\Delta m_{pn}$  es el aumento de la cantidad del componente p en el segmento n a través del intervalo de tiempo  $\Delta t$ , expresado en condiciones normales.  $Q_{pi}$  representa la tasa de flujo a través de cada conexión i a la entrada del segmento n. Teniendo como convención de signos que los flujos en dirección hacia la superficie son positivos.  $Q_{pn}$  es la tasa de flujo a través de la de conexión del segmento n en la salida.  $q_{pj}$  es la tasa de influjo desde cualquier celda del yacimiento, j, conectada con el segmento n. Este valor se obtiene a través de la relación de comportamiento de influjo que se muestra a continuación.

$$q_{pj} = T_{wj} \lambda_{pj} (P_j + H_{cj} - P_n - H_{nc}) \quad \text{Ecuación 76}$$

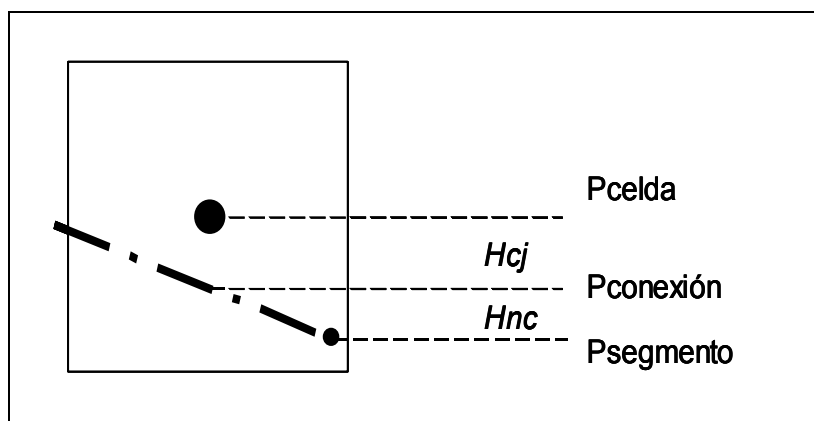
donde:

$q_{pj}$  es el caudal volumétrico de la fase p en la conexión j en condiciones de superficie en Eclipse100. El flujo se toma como positivo de la formación al pozo, y negativa del pozo a la formación.

|                |                                                                                                          |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $T_{wj}$       | es el factor de transmisibilidad de la conexión                                                          |
| $\lambda_{pj}$ | es la movilidad de la fase en la conexión                                                                |
| $P_j$          | es la presión en la celda en la que esta la conexión                                                     |
| $H_{cj}$       | es la presión hidrostática entre la profundidad de las conexiones y la profundidad de centro de la celda |
| $P_n$          | es la presión asociada que el nodo en el segmento n                                                      |
| $H_{nc}$       | es la presión hidrostática entre el nodo del segmento n y la profundidad de las conexiones               |

Deben observarse los dos componentes de la presión hidrostática. En pozos multi-segmento las profundidades de la conexión no se obligan a ser iguales a las profundidades del centro del bloque de la celda mientras que están en los pozos. Pueden ser fijadas independientemente ó ser omitidas para permitir que

el simulador calcule las profundidades del segmento y su posición dentro del segmento. La columna hidrostática entre una conexión y su nodo del segmento correspondiente se calcula implícitamente de la manera general, con la densidad de la mezcla en el segmento. La columna hidrostática entre la conexión y el centro de la celda se calcula de un promedio de las densidades de los fluidos en la celda. En el simulador, el promedio se pondera según las permeabilidades relativas de los fluidos, para dar una variación constante mientras que el fluido en la celda es desplazado por otra fase. Esta densidad media se calcula explícitamente al comienzo de cada período del tiempo.



**Figura 8 Componentes para la presión hidrostática**

### 3.2.2.1 Cálculo de la Pérdida de Presión

La cuarta ecuación para cada segmento define su caída de presión en función de los caudales a través de su conexión. Se aplica una relación de la pérdida de presión de la forma siguiente:

$$R_4 = P_n - P_{n-1} - \Delta P_h - \Delta P_f - \Delta P_a = 0 \quad \text{Ecuación 77}$$

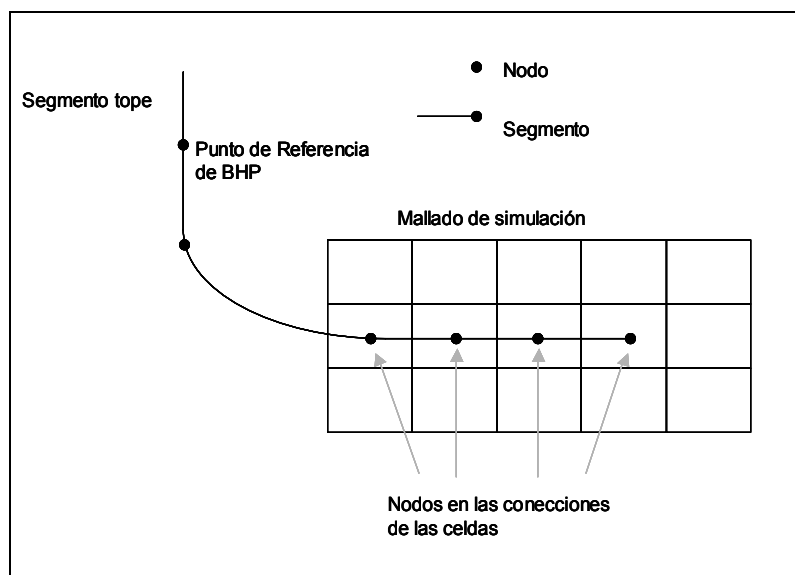
$P_{n-1}$  es la presión en el segmento vecino en la dirección del cabezal. Los términos de  $\Delta P$  representan las caídas de presión hidrostáticas, de fricción y de aceleración a través del segmento.

El modelo del pozo del multisegmento ofrece actualmente una opción de tres métodos para calcular la caída de presión a través del segmento:

1. El modelo de flujo homogéneo, en el cual todas las fases fluyen con la misma velocidad. Esta opción proporciona un gradiente similar al de la presión por el modelo del pozo con fricción, debido a que la forma del cálculo es la misma, con la diferencia de que aquí se aplica el cálculo para cada segmento.
2. El modelo “drift flux”, especialmente para flujo vertical, en el que se permite que las fases fluyan con diferentes velocidades, y teniendo para el cálculo de las caídas de presión por fricción el mismo modo que la opción del pozo con fricción.
3. Interpolación de las tablas pre-calculadas de pérdidas de presión VFP (Comportamiento de Flujo Vertical).

### 3.2.2.2 Estructura del Segmento

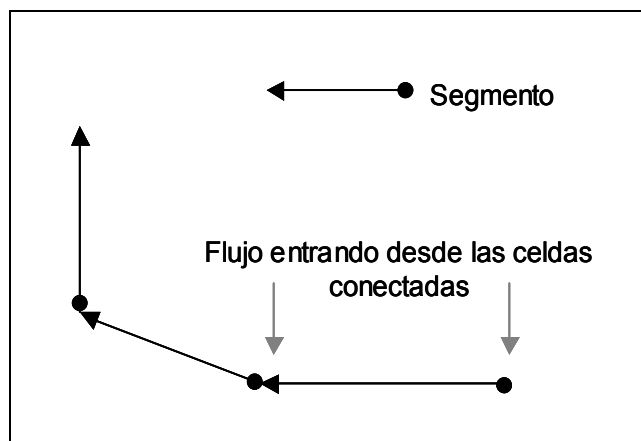
El pozo consistirá de una serie de segmentos dispuestos en secuencia a lo largo del pozo, situados a juicio del ingeniero, con una estructura similar a la que se muestra en la siguiente figura:



**Figura 9 Estructura del multisegmento**

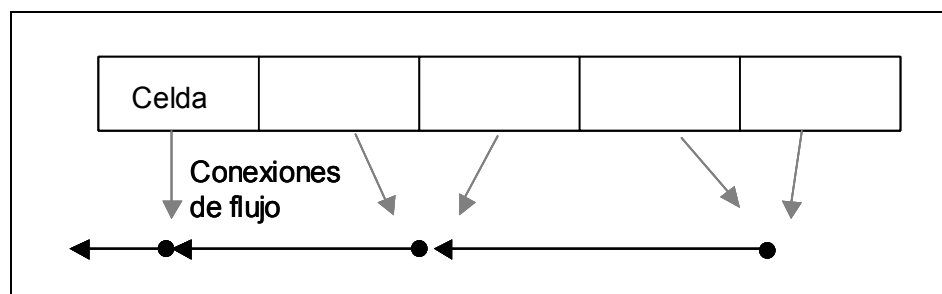
Cada segmento consiste en un nodo y una trayectoria de flujo hacia el cabezal. Cada nodo se encuentra a una profundidad específica, y tiene una presión nodal que es determinada por el cálculo del modelo del pozo.

Cada segmento también tiene una longitud, un diámetro, una rugosidad, un área y un volumen específico. El volumen se utiliza para los cálculos del almacenaje del pozo, mientras que los otros parámetros son característicos de la sección de flujo y se utilizan en los cálculos de la pérdida de la presión por fricción.



**Figura 10 Segmentos del pozo**

El flujo de la formación, desde las conexiones hacia el pozo, entra al pozo en los nodos del segmento como se muestra en la figura anterior. También, un segmento (o para ser más exacto, su nodo) puede aceptar flujo de cualquier número de las conexiones de celdas del mallado. También es posible reducir el número de segmentos, asignando dos o más conexiones del bloque de la celda a cada segmento. En este caso el simulador asignará la conexión al segmento que se encuentre más cerca de éste, como se muestra en la Figura 11:



**Figura 11 Localización de conexiones de flujo hacia los segmentos**

Es también posible colocar los nodos de los segmentos en los puntos intermedios a lo largo del pozo, por ejemplo donde las características de la tubería o el ángulo de inclinación cambian. Los segmentos adicionales se pueden definir para representar las restricciones o los dispositivos del control de la afluencia. En común con otros aspectos de la simulación numérica, el número óptimo de los segmentos requeridos para modelar un pozo en particular dependerá de las preferencias del ingeniero tomando en cuenta en cuenta la velocidad y la exactitud requerida.

El segmento tope del pozo es especial. Su nodo corresponde a la profundidad de referencia del hoyo. El segmento superior del pozo debería estar localizado muy cerca de la formación, pero encima de los intervalos completados que estén conectados con las celdas del yacimiento. En este sentido es más eficiente obtener las pérdidas de presión del pozo al nivel de la formación (donde estaría la sección horizontal o desviada del pozo) y las pérdidas en la tubería vertical a partir de las tablas VFP, en lugar de incluir una serie de segmentos que se extienden hasta la superficie. Consecuentemente, el segmento superior se utiliza para hacerlo corresponder a la profundidad de referencia del hoyo, y la presión de este segmento superior es igual a la presión de fondo del pozo (BHP). Sin

embargo, puede ser útil modelar el pozo completo como una serie de segmentos para simular efectos del almacenaje del pozo en una prueba de pozo.

En el segmento superior del pozo, las tres ecuaciones del balance material se resuelven de manera similar como en los otros segmentos. Los caudales a través de la conexión de este segmento son iguales a los caudales del pozo. Puesto que no hay un segmento posterior, no hay pérdidas de presión calculadas a través del segmento superior. La ecuación de la caída de presión se substituye por una condición límite apropiada al modo del control del pozo. Para los pozos productores controlados por una tasa  $Q_o^{\text{objetivo}}$  de petróleo, la cuarta ecuación será:

$$R_4 = G_T - \frac{g_o Q_o^{\text{objetivo}}}{F_o} = 0 \quad \text{Ecuación 78}$$

Las expresiones correspondientes a pozos productores con controles de flujo de agua, gas y líquido (petróleo + agua) se pueden obtener fácilmente de la misma forma.

Para pozos que operan bajo un límite de tasa de fluido aportado por el yacimiento, el volumen de la mezcla fluyendo debe corresponder a la tasa volumétrica cuando se transforma a condiciones del yacimiento. Para pozos bajo control de BHP, la presión del segmento superior debe igualar al límite de BHP. Para pozos bajo control de THP (tubing-head pressure) la cuarta ecuación es:

$$R_4 = P - BHP(THP, Q_o, Q_w, Q_g) + H_{w,tab} = 0 \quad \text{Ecuación 79}$$

BHP es el valor de la presión de fondo del pozo interpolada de la tabla VFP en los caudales actuales y límites para THP.  $H_{w,tab}$ , es la diferencia de presión hidrostática entre la profundidad de fondo de referencia del pozo de la tabla y la profundidad del nodo del segmento superior, que se calcula con la densidad de la mezcla en el segmento superior.

### 3.2.2.3 Solución de la Ecuación de la Matriz Jacobiana

De igual modo que el modelo original de pozo tres variables, las ecuaciones residuales para todos los segmentos en cada pozo multisegmento se resuelven

simultáneamente con las ecuaciones residuales de las celdas del yacimiento. Cada celda tiene tres ecuaciones de balance de materiales (una para el petróleo, otra para el gas y otra para el agua) y tres variables principales,  $X_{1-3}$ . Toda la ecuación de la matriz Jacobiana se reparte como se muestra a continuación para un caso ilustrativo que tiene dos pozos multisegmentos:

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline A & C_{w1} & C_{w2} \\ \hline B_{w1} & D_{w1} & \\ \hline B_{w2} & & D_{w2} \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline x \\ \hline x_{w1} \\ \hline x_{w2} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline R \\ \hline R_{w1} \\ \hline R_{w2} \\ \hline \end{array}$$

**Ecuación 80**

$x$  y  $R$  representan los incrementos variables de la solución y las residuales del balance de materiales de las celdas, mientras que el  $x_w$  y  $R_w$  representan los incrementos variables y las residuales de la ecuación de los segmentos en los dos pozos.

$A$  es una matriz  $N_b \times N_b$  (donde  $N_b$  es el número de celdas) en los cuales cada elemento es una sub-matriz  $3 \times 3$  de  $\partial R / \partial X$ . La matriz tiene bandas de valores, excepto por las conexiones no contiguas.

$B_w$  es una pequeña matriz  $N_s \times N_b$  (donde  $N_s$  es el número de segmentos en el pozo) en el cual cada elemento es una sub-matriz  $4 \times 3$  de  $\partial R_w / \partial X$ .

$C_w$  es una pequeña matriz  $N_b \times N_s$  en el cual cada elemento es una sub-matriz  $3 \times 4$  de  $\partial R / \partial X_w$ , donde  $X_w$  representa a las principales variables del segmento del pozo.

$D_w$  es una pequeña matriz  $N_s \times N_s$  en la cual cada elemento es una sub-matriz  $4 \times 4$  de  $\partial R_w / \partial X_w$ .

La ecuación de la matriz Jacobiana se debe resolver en cada iteración Newtoniana del intervalo del tiempo, para obtener los incrementos de la solución para la iteración. Es beneficioso mantener  $R_w$  pequeño en cada iteración newtoniana, de modo que la solución del pozo sea balanceada con las condiciones de la celda en todas las etapas del cálculo del intervalo del tiempo. Esto es hecho por una secuencia relativamente corta de las

iteraciones Newtonianas internas en las Ecuaciones 75 y 77 para todos los segmentos en cada pozo.

La ecuación de la matriz Jacobiana se soluciona de la misma manera que el modelo tres variables del pozo. De la Ecuación 78 se tiene:

$$\left( A - \sum_W C_W D_W^{-1} B_W \right) \cdot x = R - \sum_W C_W D_W^{-1} B_W \quad \text{Ecuación 81}$$

donde, para cada pozo

$$x_W = D_W^{-1} (R_W - B_W \cdot x) \quad \text{Ecuación 82}$$

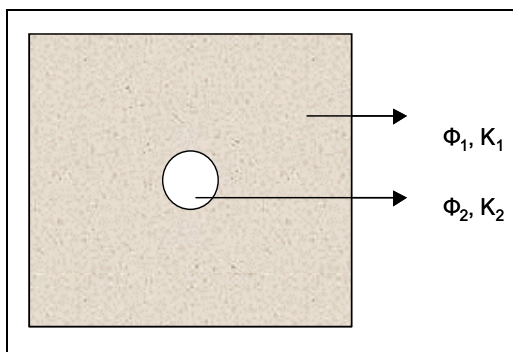
La Ecuación 81 se resuelve por un método conjugado, pre-condicionado, de gradientes, y los incrementos de la solución  $x$  de la celda se substituyen en la Ecuación 80 para obtener los incrementos de la solución en el segmento del pozo. El procedimiento aquí es el mismo que el utilizado para el modelo de pozo 3-variables, con excepción de que cada  $D_W$  no es más largo que una matriz  $3 \times 3$ , pero es una pequeña matriz  $N_S \times N_S$  de sub-matrices  $4 \times 4$ . Sin embargo, su inversa, y el producto particular de  $D_W^{-1} \cdot Y$ , donde  $Y$  es cualquier vector, y pueden ser calculados muy eficientemente. Las cuatro ecuaciones residuales para cada segmento, Ecuaciones 75 y 77, juntan cada segmento a sus vecinos más cercanos. Así, en un hoyo sencillo (sin ramificaciones), una enumeración consecutiva de los segmentos resulta en una estructura tri-diagonal para  $D_W$ , y  $D_W^{-1} \cdot Y$  puede ser calculado rápidamente por el algoritmo de Thomas, según se explica en la Ref 16. En un pozo multilateral,  $D_W$  toma una estructura tri-diagonal en una celda con elementos adicionales que corresponden a las conexiones de los laterales o ramificaciones. Sin embargo estos elementos adicionales pueden ser eliminados sin producir un relleno adicional en los segmentos que son ordenados de una modo específico. Cada segmento se debe enumerar de modo que sea un número menor que su vecino en dirección del cabezal. Con este orden,  $D_W^{-1} \cdot Y$  puede evaluarse para pozos multilaterales con muy poco esfuerzo adicional.

### 3.3 Stars

Stars es un simulador composicional y térmico. En Stars los pozos horizontales pueden simularse con dos métodos distintos, el primero contempla el modelado del pozo como una línea fuente o drenaje. Este método no toma en cuenta la caída de presión por fricción en el hoyo ni los efectos de retención de líquido. El segundo método es el de utilizar el modelo de agujero discretizado, donde se maneja la hidráulica del pozo de una manera dinámica y es indicado para situaciones en que resulta importante la caída de presión por fricción o efectos de retención de líquido. Aquí se modela al hoyo como una segunda porosidad en el bloque del pozo (no en la celda que contiene el pozo, sino el pozo como tal), por lo que se deberán asignar valores correspondientes a compresibilidad, porosidad, permeabilidad, tipos de roca y tablas de permeabilidad relativa.

#### 3.3.1 Modelo de Agujero Discretizado

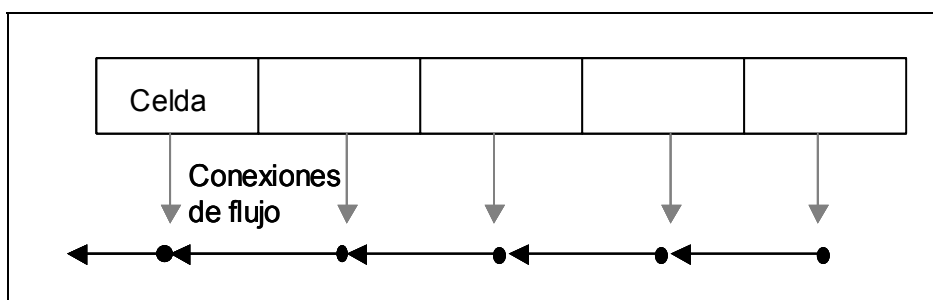
En este modelo el pozo se discretiza en la misma forma que el yacimiento. Es decir, que cada sección del hoyo se trata como una celda, y la completación hacia el yacimiento se maneja como una conexión de celdas, por lo que la información de la presión en el hoyo será suministrada en el nodo de la misma, es decir, en el centro de la celda. Las ecuaciones de conservación de la masa y de la energía del hoyo se resuelven junto con las ecuaciones del yacimiento para cada sección del pozo (perforación). Las propiedades del fluido en la celda, como en el pozo, y el tipo de roca deben ser asignadas.



**Figura 12 Sección Transversal de la completación de la celda en el modelo de Stars**

### 3.3.2 Flujo del Agujero (Pozo)

Para poder resolver conjuntamente las ecuaciones del pozo y del yacimiento, se han tomado algunos pasos para lograr la traslación de las ecuaciones de flujo en la tubería a las ecuaciones de la Ley de Darcy, las cuales se emplean en la simulación de yacimientos para el flujo en medios porosos. Esto significa que se deberán asignar propiedades, tales como porosidad, permeabilidad, entre otras, al pozo. Algunas de estas propiedades son leídas y otras calculadas internamente. Por ejemplo, la porosidad en el hoyo es igual a uno (1) y la permeabilidad se puede evaluar igualando el flujo en la tubería con la velocidad en el medio poroso.



**Figura 13 Localización de conexiones de flujo hacia las celdas**

La ecuación de la velocidad en medios porosos es:

$$v = -\frac{K.k_r}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad \text{Ecuación 83}$$

donde:

- K      Permeabilidad absoluta
- $k_r$       Permeabilidad relativa
- $\partial \Phi / \partial x$       Gradiente de potencial
- $\mu$       Viscosidad

La ecuación de velocidad para el flujo homogéneo en la tubería sería:

$$v^2 = \frac{r_w}{f \cdot \rho} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad \text{Ecuación 84}$$

---



---

|                              |                               |
|------------------------------|-------------------------------|
| $\partial \Phi / \partial x$ | Gradiente de potencial        |
| $r_w$                        | Radio del pozo                |
| $f$                          | Factor de fricción de Fanning |
| $\rho$                       | Densidad del fluido           |

Cuando se supone que las curvas de permeabilidad relativa en la tubería consisten en líneas rectas que se extienden de cero a uno, entonces en el caso de fluido homogéneo se tendrá  $k_r = 1$  y en el caso de flujo multifásico,  $k_r$  será igual a la saturación. En el caso de flujo laminar, para obtener el Número de Reynolds y Factor de fricción de Fanning se utilizaz la Ecuación 6 y la Ecuación 8 para obtener luego las pérdidas de presión por fricción.

Al sustituir estos valores en la Ecuación 84, esto expresa la permeabilidad en modalidad laminar de la siguiente manera:

$$K = \frac{1}{8} \left( r_a^2 + r_w^2 - \frac{r_a^2 - r_w^2}{\ln(r_a / r_w)} \right) \quad \text{Ecuación 85}$$

|       |                                               |
|-------|-----------------------------------------------|
| K     | Permeabilidad absoluta (equivalente al radio) |
| $r_a$ | Radio del espacio anular                      |
| $r_w$ | Radio del pozo                                |

La expresión de permeabilidad para el flujo turbulento es aún más compleja y depende también del factor de fricción, de la viscosidad y densidad del fluido. También se evalúa a partir de la Ecuación 84 como se indica a continuación:

$$K = \mu \left[ \frac{r_w}{f \cdot \rho} \frac{\partial x}{\partial \phi} \right]^{1/2} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad \text{Ecuación 86}$$

La permeabilidad se actualiza en cada intervalo de tiempo y su valor depende del patrón de flujo y de la composición del fluido. El gradiente de potencial  $\partial \Phi / \partial x$ , consiste en la suma de las fuerzas de fricción, de gravedad y de viscosidad. El factor de fricción según Ref. 24, para un flujo turbulento de fase única se calcula de la ecuación de Colebrook como se indica a continuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \frac{1}{\varepsilon} + 3.48 - 4 \log \left( 1 + \frac{9.35}{2\varepsilon \cdot \text{Re} \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ecuación 87}$$

$\varepsilon$  rugosidad relativa

Cuando un fluido de dos fases (líquido-gas) se encuentra presente en el pozo, entonces la retención de líquido también se deberá considerar en el cálculo de la caída de presión por fricción. La retención de líquido representa una pérdida entre la fase gaseosa y la fase líquida. Su magnitud depende de la cantidad de cada fase presente, al igual que las velocidades de las fases. La retención de líquido se pronostica de la correlación de Bankoff según la Ref. 24 de la siguiente manera:

$$\frac{1}{Y} = 1 - \frac{\rho_L}{\rho_g} \left( 1 - \frac{K}{Rg} \right) \quad \text{Ecuación 88}$$

El parámetro de correlación K está en función del Número de Reynolds, del número de Froude y de la fracción de vacío Y de la masa de flujo, pudiendo alcanzar valores que varían de 0.185 a 1.

La permeabilidad absoluta en el pozo se actualiza en cada intervalo de tiempo para considerar las pérdidas de presión. Para poder obtener una expresión equivalente a la velocidad de Darcy, la permeabilidad para flujo turbulento se calcula como:

$$K = \mu_m \left[ \frac{D_h}{2\rho_m f} \frac{1}{\Delta\Phi / \Delta x} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 89}$$

Contrario al flujo laminar, donde la permeabilidad sólo depende del diámetro del hoyo, la permeabilidad en flujo turbulento se obtiene como una función de las propiedades del fluido y el factor de fricción. La movilidad de la fase gaseosa se altera para representar la diferencia entre las velocidades de la fase líquida y la fase gaseosa. Cabe mencionar que la permeabilidad relativa de gas aumenta con la relación de la saturación de gas y la fracción de vacío Rg mostrado en la Ecuación 88. Esta operación relaciona la retención del líquido que se calcula de las ecuaciones de flujo de la tubería con la saturación que se requiere en las ecuaciones de flujo en medios porosos.

$$k_r^{n+1} = g^{n+1} Sg^{n+1} \quad \text{Ecuación 90}$$

donde

$$g^{n+1} = g^n \frac{S_g}{R_g}; g^0 = 1 \quad \text{Ecuación 91}$$

|       |                            |
|-------|----------------------------|
| n     | intervalo o paso de tiempo |
| $g$   | factor adimensional        |
| $S_g$ | Saturación de gas          |
| $R_g$ | Fracción de vacío          |

### 3.3.2.1 Flujo Anular

En pozos de flujo doble (pozo en circulación, donde éste consiste en "un agujero con una segunda sarta de tubería de flujo independiente dentro del mismo"<sup>Ref. 10</sup>), se debe considerar el flujo a través de la tubería y el espacio anular. El flujo en la tubería se maneja de manera parecida como el flujo en el agujero. Para el flujo laminar la permeabilidad del espacio anular se calcula de la siguiente manera:

$$K_a = \frac{1}{8} \left( r_a^2 + r_t^2 - \frac{r_a^2 - r_t^2}{\ln(r_a / r_t)} \right) \quad \text{Ecuación 92}$$

|       |                          |
|-------|--------------------------|
| $r_a$ | Radio del espacio anular |
| $r_t$ | Radio de la tubería      |

La velocidad y permeabilidad para el flujo turbulento se calcula con el diámetro hidráulico apropiado para el espacio anular. Las mismas correlaciones que se mencionan anteriormente se utilizan para calcular la caída de presión por fricción y el deslizamiento entre la fase gaseosa y la fase de líquido, aplicándose un diámetro hidráulico apropiado y

del área siempre que sea necesario, por ejemplo la caída de presión por fricción es determinada de acuerdo a la correlación de Dukler mostarda en la Ecuación 10.

### 3.3.3 Flujo del Agujero-Yacimiento

El flujo de fluido y energía entre una sección del agujero y una celda del mallado del yacimiento recibe el mismo tratamiento que entre las celdas individuales del mallado del yacimiento. El flujo del fluido desde el yacimiento al pozo, se obtiene a partir de:

$$q_j = J \cdot \lambda \cdot (p_w - p_{ij})_j \quad \text{Ecuación 93}$$

La Ecuación de Peaceman según Ref. 10 se emplea para calcular las transmisibilidades (el índice de pozo) entre las secciones del agujero y el yacimiento.

$$T_w = \frac{2\pi \cdot \Delta x \cdot \sqrt{k_x k_y}}{\ln(r_o / r_k)} \left( \frac{k_{rj}}{\mu_j r_j} \right) \quad \text{Ecuación 94}$$

El radio de drenaje equivalente  $r_o$  se obtiene de la siguiente expresión

$$r_o = 0.28 \frac{\left[ (k_z / k_y)^{1/2} \Delta y^2 + (k_y / k_z)^{1/2} \Delta z^2 \right]^{1/2}}{(k_z / k_y)^{1/4} + (k_y / k_z)^{1/4}} \quad \text{Ecuación 95}$$

donde  $k$  es la permeabilidad en la dirección indicada

### 3.3.4 Caída de Presión

En el modelaje de pozos horizontales con agujero discretizado las caídas de presión por fricción y retención de líquido se pueden obtener de dos maneras distintas. La primera utiliza la correlación de Bankoff para evaluar la retención de líquido y la correlación de Dukler para calcular la caída de presión por fricción, correlaciones válidas para un flujo vertical hacia arriba u horizontal como se describe en la Ref. 10. Esta es la forma por defecto del simulador. La segunda manera de obtenerlas es mediante las correlaciones de Xiao, Shoham y Brill<sup>Ref. 24</sup>, descritas en la predicción del modelo de

patrón de flujo, válidas para flujo en una sola dirección, donde es evaluado el patrón de flujo para luego obtener las pérdidas de presión por fricción y la retención de líquido.

## 4 SENSORES DE PRESIÓN

La presión es probablemente el parámetro más importante que se mide directamente para un yacimiento. De la presión pueden derivarse muchas variables importantes que pueden ser usadas en la evaluación de un pozo o un yacimiento, como el método de producción, proceso de recuperación secundaria, para pronosticar el comportamiento del yacimiento, etc. La ingeniería de yacimientos permite determinar permeabilidad efectiva, radio de drenaje efectivo, extendiéndose hasta el factor de daño que exista, continuidad de acuíferos, zonas de petróleo o capa de gas a partir de mediciones de presión en un período transiente de presión. La importancia de la presión en la determinación de los parámetros antes mencionados ha sido el motivo de programas de instalación y continuo desarrollo de la precisión de los sensores de presión de fondo.

El análisis de las pruebas modernas de pozos confía crucialmente en la habilidad de la alta precisión de sensores de presión para tener un registro de cambios en la presión del hoyo. Sin embargo, estos sensores pueden tener ciertas características que causen alguna respuesta errónea. Por lo tanto, en algunos casos los resultados en la respuesta de la presión son sistemáticamente diferentes de la actual presión del hoyo. Esto puede tener un impacto en la interpretación de la prueba, por lo que se hace necesario su corrección.

Los cambios en la presión del yacimiento debido a la alteración de las condiciones de la producción son producto de las mismas características del yacimiento. Por lo tanto, las características del yacimiento pueden ser deducidas cotejando la respuesta de la presión a un modelo del yacimiento. El modelo deducido del yacimiento se puede entonces utilizar para la gerencia futura del mismo.

Para supervisar la condición del pozo en tiempo real, recientemente muchos pozos se han equipado con sensores de presión de fondo. La medida de la presión permite a los ingenieros observar cambios en el pozo y hacer ajustes de funcionamiento para optimizar la recuperación. La instalación de los sensores de presión de fondo ha demostrado ser rentable (incluso para el uso en el pozo que supervisaba solamente como es el caso de

los llamados pozos observadores), así como también la información adicional del yacimiento obtenida del análisis de la presión.

Aunque la instalación de los sensores de fondo ha sido un fenómeno de los años 90, su uso se ha discutido desde mucho antes.

En una prueba tradicional, la respuesta de la presión del yacimiento se mide cuidadosamente mientras que el pozo experimenta cambios del caudal, para sensores permanentes, mientras que para pruebas cortas se fija un(os) caudal(es) de estudio. La prueba está bajo ambiente terminantemente controlado. Por diseño, no hay otros cambios dinámicos en el sistema excepto la alteración del caudal.

En el caso del monitoreo de la data, el pozo y el yacimiento pueden experimentar cambios dinámicos a través de sus vidas. El pozo se puede estimular, puede tener algún trabajo debido a fallas en el pozo, etc. y debido a estos cambios, los datos pueden contener medidas extrañas o erróneas. Los cambios abruptos en temperatura pueden también causar mediciones erróneas. Además de cambios físicos en el yacimiento, el sistema de adquisición de datos por sí mismo puede plantear un problema. En algunos casos, los datos de la presión se almacenan con baja precisión, creando ruidos espurios. Por lo tanto, una parte en el análisis de datos es eliminar este ruido de los datos.



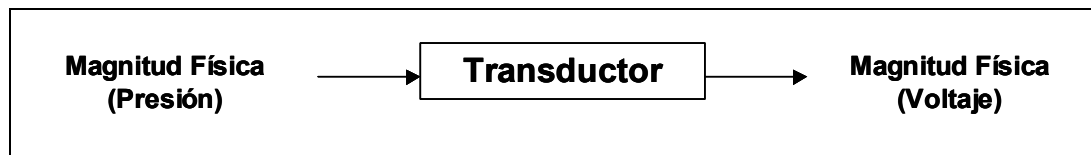
**Figura 14 Sensor de presión** Tomado y modificado de Ref. 36

La cantidad de datos tomada por los sensores de fondo es enorme. En algunos casos, la presión se mide en intervalos de 10 segundos por un período de tiempo determinado, de acuerdo a la prueba que se esté realizando.

Los cambios en las características y las condiciones del yacimiento que pueden ocurrir al interpretar datos a largo plazo tienen que ser considerados. Debido a que las características pueden cambiar, no es apropiado interpretar los datos completos inmediatamente. Por lo tanto se necesita un procedimiento para analizar la respuesta de la presión debido a las características del yacimiento cambiantes. Este proceso se puede identificar como interpretación de los datos.

El sensor es situado idealmente para obtener las presiones del pozo; además es la interconexión o interfase de las presiones a la línea eléctrica para la lectura superficial (Figura 14).

Los sensores de presión utilizan transductores para la obtención de la presión. Un transductor de presión es un dispositivo que provoca una señal eléctrica proporcional a una presión que puede grabarse, es decir, es un dispositivo que realiza la conversión de una magnitud física en otra, por ejemplo:



**Figura 15 Mecanismo de un transductor**

Para la realización de una medición de presión, ésta se puede llevar a cabo de tres formas:

Presión absoluta. La cual se mide con respecto al vacío

Presión relativa. Esta se mide respecto a la presión atmosférica a nivel del mar

Presión diferencial. Esta se mide respecto a una presión de referencia

Como se mencionó, un transductor es un dispositivo que realiza una conversión de una magnitud física en otra. En este caso, un transductor de presión convierte una presión en voltaje. En la práctica, generalmente estos transductores constan de dos etapas. La primera convierte una presión en un desplazamiento y la segunda convierte el desplazamiento en un voltaje.

La conversión mecánica de una presión en un desplazamiento se obtiene, normalmente, con un dispositivo llamado diafragma, el cual consiste en un disco de algún material adecuado fijado en su periferia. El fluido bajo presión se encuentra en contacto con una de las caras del diafragma, deformándolo de manera proporcional a la presión ejercida. En el caso de mediciones diferenciales de presión se aplican dos fuentes de presión diferentes a cada una de las caras del diafragma.

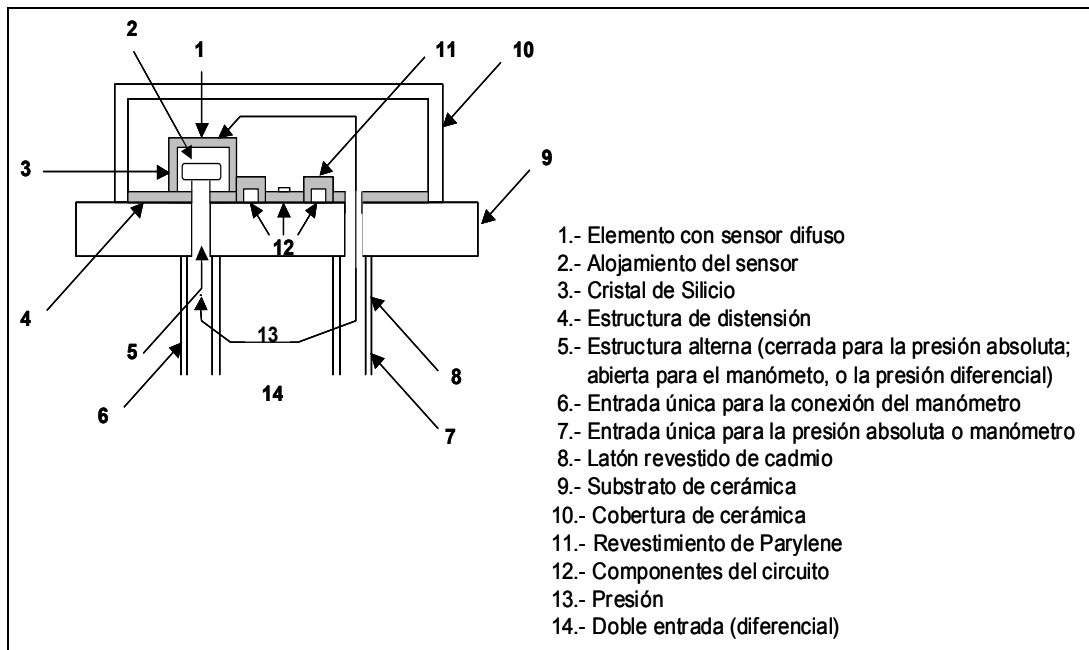
El nombre que se le da al transductor de presión depende del tipo de transducción entre el desplazamiento y la magnitud eléctrica. Para determinar el desplazamiento se usan los siguientes tipos de transductores: LVDT (Linear Variable Differential Transformer), Potenciómetro y Strain-gage ó medidor de esfuerzo.

En los últimos años se han desarrollado varios transductores monolíticos de presión, los cuales reúnen en un sólo dispositivo las dos funciones de transducción. Uno de estos transductores es el llamado transductor de presión piezo-resistivo.

#### **4.1 Transductor de Presión Piezo-Resistivo**

Su principio de funcionamiento se basa en la propiedad que poseen algunos materiales de cambiar su resistencia eléctrica cuando sufren deformaciones (piezo-resistividad). Sobre un diafragma de silicio se conectan cuatro piezorresistencias conectadas. El diafragma va soldado a un soporte fijo de vidrio en forma de anillo. Mediante un generador de tensión constante alimenta una de las diagonales del puente, en la otra diagonal se obtiene una tensión variable en magnitud que es proporcional a la presión que se ejerce sobre el diafragma.

El transductor se usa en forma diferencial. Dejando una de sus entradas libres se logra obtener un transductor de presión relativa. Este se localiza en el costado derecho del depósito. Es el elemento que se encarga de registrar los cambios de presión dentro del depósito y transformarlos en una señal eléctrica, la cual se envía al acondicionador de señal correspondiente. La conexión física de esta señal se logra a través de un cable que se conecta a la etapa acondicionadora. La Figura 16, muestra un esquema de la parte interna del transductor



**Figura 16 Transductor de presión piezo resistivo** Tomado y modificado de Ref. 46

## 5 FIBRA ÓPTICA

El monitoreo de distribución de temperatura con la utilización de fibra óptica a condiciones del hoyo es una tecnología emergente que se puede utilizar para obtener información importante de la temperatura del yacimiento. El primer sistema de fibra óptica de presión y temperatura en un pozo petrolero fue instalado por Shell en el campo de Sleen en Netherlands en 1993. Consistió en un micro-resonador de silicón en combinación con la fibra óptica. El sistema fue diseñado y manufacturado por Optoplan A.S. y llamado el sistema FOWM. Entre 1993 y 1999 se instalaron un total de 10 sistemas FOWM, mayormente en el Mar del Norte.

Los sensores de fibra óptica tienen muchas ventajas sobre los sensores convencionales permanentes del pozo, por ejemplo: inmunidad a interferencia electromagnética, mayor sensibilidad, resistencia a las altas temperaturas, capacidad de hacer medidas distribuidas, facilidad de la integración en redes de gran escala y sistemas de comunicación. Las fibras ópticas pueden enviar y recibir señales a través de largas distancias y permiten hacer mediciones simultáneamente en varios pozos. Esta capacidad puede conducir al desarrollo de redes de sensores en caso de que sea necesario. La habilidad de instalar sensores para supervisar múltiples parámetros es un concepto atractivo para la producción de petróleo y gas.

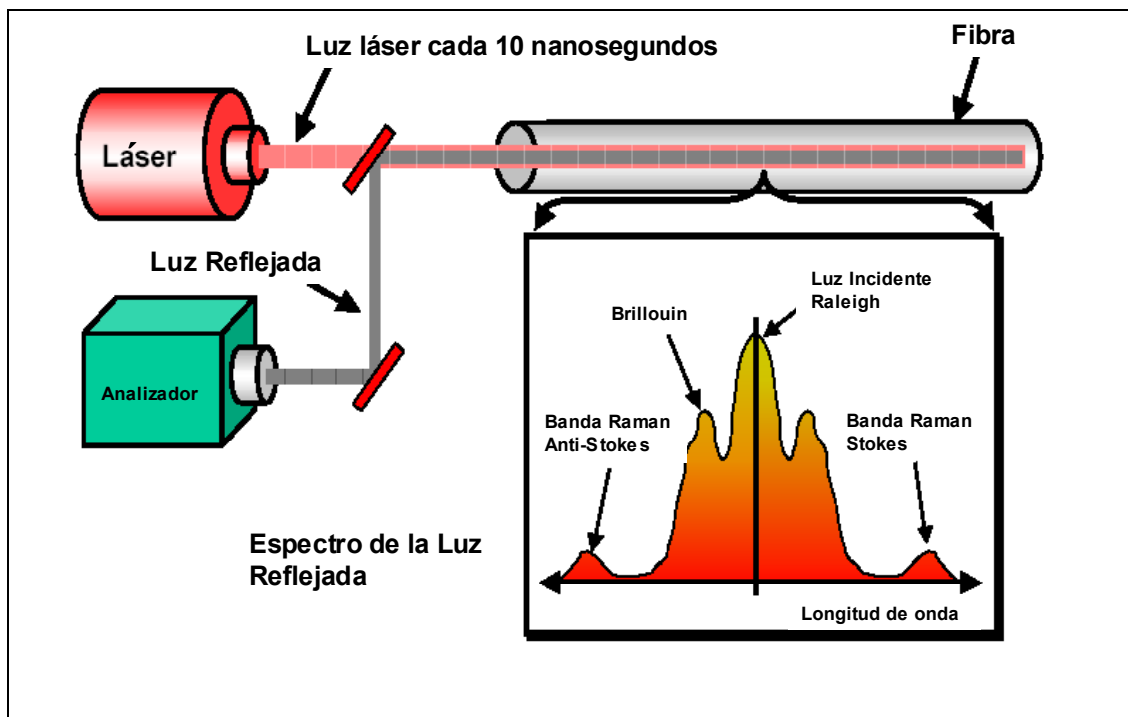
El cable de fibra óptica usado para la detección de temperatura está disponible y ha sido diseñado para telecomunicaciones en ambientes ofensivos. La única protección diseñada en este cable es una capa especial que permite operar en ambientes de altas temperaturas. El diámetro exterior típico de estos cables de prueba es de 0,025 pulgadas.

### 5.1 Principios de la Detección de Distribución de Temperatura

La detección de distribución de temperatura con las fibras ópticas se basa en el tiempo óptico de reflectometría. Se envía un pulso láser a una fibra óptica que sea el elemento de detección. La luz se refleja como un pulso que se propaga a través de la fibra debido a la densidad y composición, así como también a vibraciones moleculares y

macromoleculares. Una porción de la luz reflejada es dirigida de nuevo a la fuente de luz y desviada direccionalmente a un receptor o analizador. Bajo condiciones ideales la intensidad de la luz reflejada decae exponencialmente con el tiempo. Mientras que la velocidad de la luz dentro de la fibra se conoce, la distancia que la luz ha pasado a través de la fibra se puede derivar a partir del tiempo a lo largo de la curva de declinación.

En la luz reflejada se incluyen diversos componentes espectrales: las bandas de Raleigh, Brillouin y Raman<sup>Ref. 41</sup> (Figura 17). El componente de Raleigh es independiente de la temperatura, pero es útil para identificar roturas y heterogeneidades a lo largo de la fibra. Ésta es la herramienta principal usada por la industria de las telecomunicaciones para comprobar la condición de los puentes de comunicaciones de la fibra óptica.



**Figura 17 Fibra Óptica** Tomado y modificado de Ref. 41

Las bandas espectrales de Raman son causadas por vibraciones moleculares influenciadas térmicamente. Éstos son fenómenos naturales que ocurren tanto en cristales como en líquidos, gases y sólidos. La banda espectral de Raman se puede utilizar para obtener la información sobre la distribución de la temperatura a lo largo de la fibra. La banda Raman reflejada de la luz tiene dos componentes, los Stokes y Anti-

Stokes, de los cuales solamente uno es débilmente dependiente de la temperatura y el otro es influenciado mayormente por temperatura. Las intensidades relativas entre Stokes y Anti-Stokes son una función de la temperatura en la cual el reflejo ocurre. Por lo tanto, la temperatura se puede determinar en un punto alejado en la fibra óptica.

En la herramienta utilizada para las mediciones de distribución de temperatura con fibra óptica, se usa un láser industrial para enviar haces de luz cada 10 nanosegundos a través de la fibra óptica. Una propiedad física del espectro de la luz reflejada es la relación entre las ramas Stokes y Anti-Stokes, la cual es proporcional a la temperatura en la sección de la fibra en la cual es generada. Consecuentemente se puede calcular un registro de temperatura a lo largo de cada unidad de longitud, mientras se tienen la longitud de la fibra, la fuente del láser, un analizador y una temperatura de referencia en el sistema de superficie.

El algoritmo<sup>Ref. 41</sup> para obtener la temperatura a partir del ramal de Stokes y Anti-Stokes viene dado por:

$$\frac{1}{Temp} = \frac{1}{Tref} - \frac{Ln[(TTS / NTS)_x / (TTS / NTS)_c]}{Sens} \quad \text{Ecuación 96}$$

donde

Temp es la temperatura a calcular en °Kelvin

Tref es la temperatura de referencia del cable en ° kelvin

Sens es la temperatura en el sensor

$(TTS/NTS)_x$  es la relación Stokes/Anti-Stokes al punto de interés a lo largo de la fibra

$(TTS/NTS)_c$  es la relación Stokes/Anti-Stokes de referencia del cable

El tiempo de adquisición del espectro puede variar desde 7 segundos a horas, y esto define la exactitud y resolución de las mediciones del registro de temperatura. Típicamente se requiere una resolución de 0,1 grados Centígrados para el estudio de yacimientos.

Usualmente las medidas son realizadas en intervalos de 1 metro, lo cual permite medidas de hasta 12 Km de fibra. Las fibras más largas, de hasta 30 Km., pueden ser usadas, pero requieren intervalos de mediciones más largos, de hasta 10 metros.

## **5.2 Precauciones cuando se utiliza Fibra Óptica**

Claramente, los sensores ópticos también tienen desventajas inherentes que tienen que ser evaluadas cuando se considera como alternativa. En el caso de la detección de distribución de temperatura con fibra óptica, es crucial evitar la acumulación excesiva de las pérdidas de energía intrínsecas o extrínsecas en la fibra. Las pérdidas de energía intrínsecas se presentan de la dispersión y de la absorción de la luz en el medio de la fibra óptica. Los conectores generan pérdidas de energía extrínsecas, al igual que los empalmes del medio y entonces las fibras tendrán curvas apretadas y daño excesivo del calor o mecánico. Las pérdidas excesivas conducirán a una degradación gradual de la medida o en el caso extremo terminará en la pérdida de señal.

El ambiente encontrado en la producción del hoyo es relativamente hostil y hay varios factores que pueden dar lugar a pérdidas intrínsecas o extrínsecas de energía. El primero de éstos es atenuación del hidrógeno. Se ha reconocido desde 1982 que hay pérdidas absorbentes asociadas al hidrógeno que se disuelve en cristales de silicona. Debido a su pequeño tamaño, la molécula  $H_2$ , que puede estar presente alrededor de una fibra óptica, puede difundirse fácilmente en la región central de la fibra desviando la luz.

El segundo factor a tomar en consideración al diseñar los sistemas de la fibra óptica para el uso en un hoyo, es el ingreso de líquido en la fibra. El ingreso de líquidos en fibras ópticas puede conducir a aumentos en la atenuación de la señal en la fibra y eventual falla mecánica de las fibras. En este caso, los líquidos que pasan por dentro de las fibras crean pérdidas absorbentes en la guía de la onda y más significativamente, crean una tensión mecánica en la fibra que conduce a los efectos de micro-flexión. El agua es extremadamente perjudicial a las fibras ópticas. El ingreso de agua, si se permitiera, extenderá cualquier grieta superficial que se pueda tener naturalmente en la superficie de la fibra y éstas serán alargadas por un proceso de tensión de la grieta. El diámetro de la fibra óptica será reducido al punto donde no puede apoyar su propio peso y

ocurrirá la falla. El uso de capas herméticas en situaciones donde es probable que la fibra óptica sea expuesta al agua ha sido uno de los medios tradicionales de combatir este problema.

Finalmente, las fibras ópticas también sufren las pérdidas de energía extrínsecas crecientes, debido a los efectos de micro-flexión. Es por esto que se debe tener cuidado para evitar formar micro-flexionamiento, donde se dobla particularmente, en temperaturas superiores a 482°F (250°C). La Micro-flexión puede ocurrir cuando las tensiones se acumulan en las capas de la fibra mientras que se calienta o se refresca la fibra.

En los casos de aplicación de esta herramienta en pozos productores de petróleo y gas, para evitar cualquiera de estos inconvenientes, la fibra es introducida en una pequeña tubería con un medio completamente lleno de silicón en el espacio anular. Por esto, es necesario dejar durante un período de tiempo suficiente a la herramienta dentro del pozo para que se estabilicen las temperaturas.

## 6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal de los pozos horizontales en crudos extra-pesados son altamente significativas, debido a la alta viscosidad que presenta este tipo de crudo, generadas estas pérdidas principalmente por la fricción entre el fluido y la tubería a lo largo de sus varios miles de pies de completación. Como forma de ver el comportamiento de la presión en algunos pozos se instalaron sensores de presión a lo largo de la sección horizontal de éstos.

Debido a la existencia de un acuífero junto con el yacimiento en estudio, varios pozos horizontales han tenido producción temprana de agua, estando ubicados éstos tanto cerca del acuífero como lejos de éste. Una vez que el influjo de agua está en el pozo, el comportamiento de los fluidos a estas condiciones no están explicados completamente. Por ello se hace necesario conocer el comportamiento del pozo bajo condiciones multifásicas de producción. Por lo que además de los sensores de presión, también se colocó fibra óptica en uno de los pozos para obtener un perfil de distribución de temperatura a lo largo del hoyo y así ubicar la entrada del agua al pozo, y cámaras de muestreo para ver el porcentaje de agua y ubicación en la producción del pozo, obteniendo de esta manera los perfiles de presión con información detallada y ubicación del influjo, y así poder describir mejor comportamiento en las condiciones de producción del pozo.

A tal efecto, se planificó un estudio en el que serían evaluados los resultados de dos simuladores numéricos de yacimientos, Eclipse100 y Stars, y su comportamiento para reconocer y comparar los resultados de los modelos de simulación con resultados de operaciones de campo para proponer una metodología más acertada y así sugerir el mejor modo de obtener resultados satisfactorios y de alguna manera mejorar las operaciones de producción junto con el modelaje de pozos.

Actualmente en SINCOR, las representaciones de las caídas de presión son realizadas mediante la opción del pozo con fricción del simulador Eclipse100, teniendo la característica de que un diámetro que represente la geometría de flujo (para representar los efectos de pérdida de presión por fricción) es necesario para la obtención de

resultados. En este particular, se ha utilizado anteriormente un diámetro del 86.47% para completaciones con tubería inyectora de diluyente para representar de alguna forma la disminución del diámetro debido a la presencia de la tubería inyectora. Por lo que esto será un objetivo en el estudio a realizarse, ahondando bibliográficamente en diámetros equivalentes para la geometría de flujo presente.

Por otro lado se tiene el hecho de la inyección de diluyente presente en los pozos, donde disminuye la viscosidad de la mezcla fluyente y las pérdidas de presión son menores, cuestión que no puede ser representada en el simulador. Además, la opción utilizada sólo provee como resultado un único valor de  $dP/dL$  para toda la sección horizontal, cuestión que no es del todo representativo, ya que no permite evaluar el comportamiento de producción a lo largo de todo el pozo, sobre todo si llega a haber cambios en la litología alrededor del pozo o algún influjo.

Por esto es necesario evaluar las opciones disponibles en los simuladores Eclipse100 y Stars, señalando sus ventajas y desventajas para poder modelar de manera adecuada al pozo dentro de la simulación de yacimientos, con el detalle que esto requiera para obtener resultados de buena calidad.

## 7 METODOLOGÍA

En la ingeniería de yacimientos, muchos problemas se deben resolver con ecuaciones muy complejas, por lo que si se utilizan “procedimientos programados sistemáticos” se puede ahorrar bastante tiempo, evitando un trabajo tedioso, con la obtención de resultados semejantes a la realidad.

El propósito de esta sección es presentar distintos procedimientos de simulación evaluados, así como también destacar las características, posibilidades y restricciones de cada uno, para de esta manera poder hacer las correspondientes evaluaciones.

Antes de elegir alguna de estas herramientas, es importante estar consciente del tiempo de aprendizaje necesario para utilizar tales simuladores y las ventajas que puedan dar en cuanto a resultados, debido a los elevados costos de los mismos y disponibilidad de licencias. Por esto, la escogencia de los dos simuladores a utilizar se basó principalmente en la disponibilidad de opciones de cálculo de pérdidas de presión en la tubería, siendo aprobados para el trabajo los simuladores numéricos Eclipse 100 y Stars, en donde la opción del pozo multisegmento de Eclipse100 se utilizó por proveer la información de presiones a nivel del hoyo en toda la sección horizontal del pozo y la opción del agujero discretizado en Stars ya que también proporcionaba esta información además de patrones de flujo presentes en caso de que se quiera.

Como no es una muy buena idea utilizar procedimientos preprogramados, sin entender los sistemas simulados, el funcionamiento del programa y la naturaleza de las suposiciones hechas, se colocó especial empeño y tiempo en dominar los principios fundamentales de las herramientas a utilizarse y las opciones disponibles para el estudio.

Para la evaluación de los pozos, se procedió a realizar primero las simulaciones en Eclipse100 y luego en Stars. En estas simulaciones se tomaron secciones representativas del modelo estático del área en estudio, una para cada uno de los dos pozos seleccionados, los cuales son una recopilación integrada de la información de la geofísica, geología, petrofísica y sedimentología, adicionando las condiciones para el modelo dinámico del yacimiento de acuerdo a la data disponible de PVT, presiones y

producción, como por ejemplo un solo PVT para la arena en estudio como se muestra en la siguiente tabla.

| Presión<br>(lpc) | Rs<br>(PCN/BN) | Bo<br>(BY/BN) | Bg<br>(BY/PCN) | Viscosidad<br>(cP) |
|------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|
| 100              | 8              | 1.0268        | 0.028372       | 3354               |
| 200              | 16             | 1.029         | 0.013618       | 2997               |
| 300              | 27             | 1.0306        | 0.008865       | 2697               |
| 400              | 39             | 1.0336        | 0.006537       | 2453               |
| 500              | 52             | 1.0363        | 0.005161       | 2265               |
| 625              | 63             | 1.042         | 0.004075       | 2100               |
| 875              | 91             | 1.0547        | 0.002854       | 1946               |

**Tabla 1 PVT del fluido**

La estructura del archivo de entrada de datos de Eclipse100 se compone de las siguientes secciones:

**RUNSPEC:** esta sección especifica las características generales del modelo y se usa para la localización interna de memoria de varios de los componentes de la simulación. Esta sección es obligatoria.

**GRID:** aquí está contenida la especificación de la descripción estática del yacimiento, lo cual es la data de la geometría del mallado, porosidades, permeabilidades, arena neta petrolífera y especificación numérica de algún acuífero en caso de que lo tenga. La sección GRID es obligatoria.

**EDIT:** esta sección es opcional. Se usa para modificar la geometría del mallado una vez que la sección GRID es procesada de una forma más conveniente para el uso en las ecuaciones de flujo.

**PROPS:** esta sección contiene las propiedades del fluido (PVT), permeabilidades relativas y presión capilar.

**REGIONS:** esta sección es opcional. Se usa para un grupo cercano de celdas dentro de una región distinta a las características del yacimiento como compresibilidad de la roca inicial. Las regiones pueden ser también definidas por reportes.

**SOLUTION:** esta sección especifica las condiciones iniciales de la corrida de la simulación. Es obligatoria.

**SUMMARY:** esta sección es opcional y se usa para especificar la salida de datos para ser graficados.

**SCHEDULE:** esta sección contiene toda la información de los pozos, instalaciones de superficie, correlaciones de flujo y avance de la simulación. Sin esta sección, el simulador no puede ejecutar los archivos de salida de información.

Para el cotejo del estudio dinámico del pozo se utilizarán datos que fueron adquiridos en dos pozos, donde se instalaron sensores de presión en la sección horizontal, y fibra óptica y muestreo de fondo en uno de éstos. Así, los resultados de presión estaban disponibles para ambos pozos, así como también el perfil de temperatura y resultado de muestreo para uno de los dos pozos.

Luego de que los modelos se representaron en Eclipse100 y se analizaron, se importaron a Stars convirtiéndolos en modelos que se ajustaran para poder realizar las simulaciones, y utilizando la opción isotérmica del simulador con la descripción del fluido como de petróleo negro.

La estructura del archivo de entrada de datos de Stars es diferente, con la siguiente estructura:

**Control de Entrada y Salida:** define los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como nombres de archivos, unidades, títulos, selecciones y frecuencia con la que éstas se escriben (por ejemplo en el archivo de salida) y control de reinicio.

**Descripción del Yacimiento:** esta sección contiene datos que describen el yacimiento y el mallado de simulación que se utiliza para representarlo. Estos datos pueden ser clasificados en opciones del mallado, yacimientos fracturados, discretización de pozos, propiedades de la roca, opciones de sector (por ejemplo sectores de porosidad nula, acuíferos, etc).

Otras propiedades del Yacimiento: esta sección contiene datos que describen otras propiedades del yacimiento como compresibilidad de la roca, propiedades térmicas, pérdida de calor entre otras.

Propiedades de Componentes: aquí se indican el número de componentes que estarán contenidos en el yacimiento (acuosos, oleicos, gaseosos, etc) y sus características.

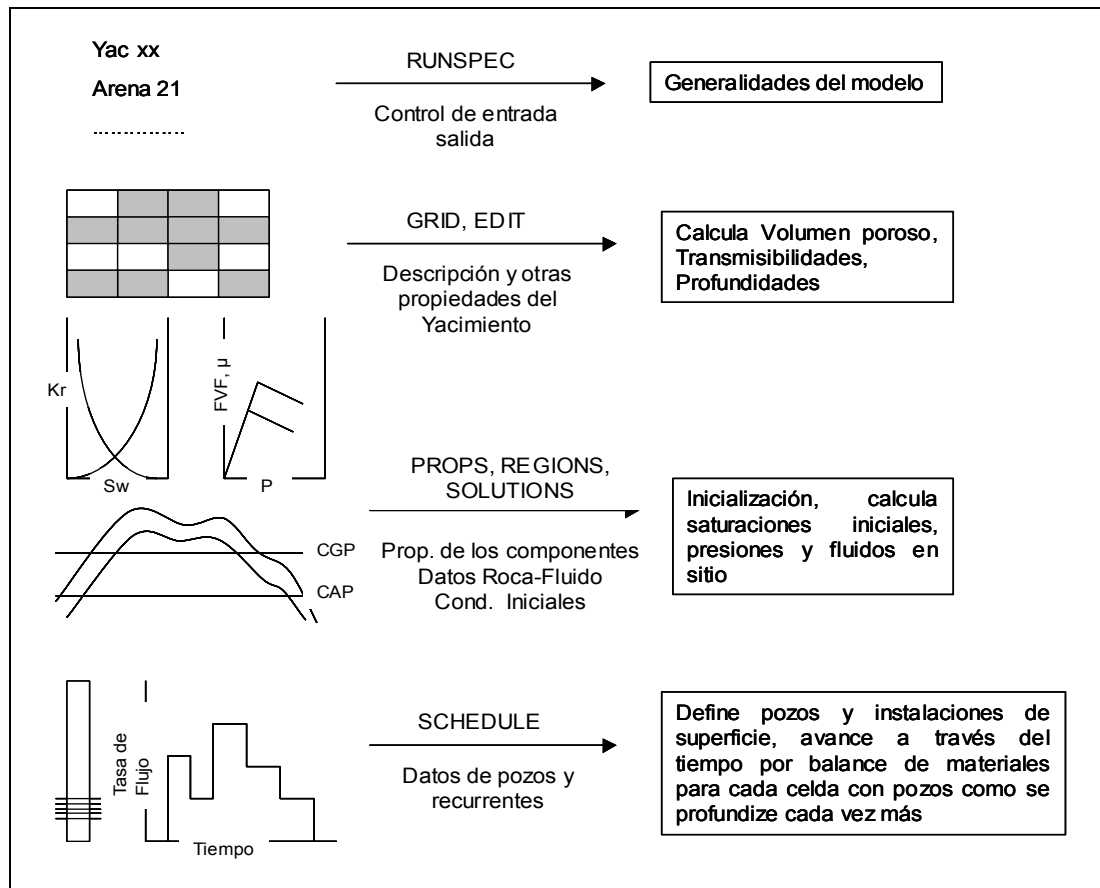
Datos de Roca-Fluido: definen las permeabilidades relativas, las presiones capilares y la adsorción, difusión y dispersión de los componentes.

Condiciones Iniciales: se indican los valores de las condiciones iniciales de la simulación.

Métodos Numéricos: se definen parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce.

Modelo Geomecánico: existen tres diferentes opciones de modelo que son la del modelo de deformación plástica, modelo de fractura dinámica o de separación y modelo de descarga en el límite de un solo pozo, siendo esta sección opcional.

Datos de pozo y datos recurrentes: esta sección contiene datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde a datos de pozo y datos afines, aunque hay palabras-clave que definen información que es dependiente del tiempo.



**Figura 18 Estructura del archivo de entrada de datos de Eclipse100 y Stars**

### 7.1 Pozo AL08

Se utilizó un modelo de 50\*40\*62 celdas, de dimensiones areales constantes de 100m\*100m y espesor variable entre dos y ocho pies. El mismo se utilizó para la evaluación de este pozo en Eclipse100, verificando por comparación las condiciones del mallado en las cercanías del pozo con el resultado del registro del mismo (el cual fue tomado con tecnología LWD- logging while drilling- registro mientras se perfora) que se muestra en la Figura 19. En cuanto al mallado se utilizó la opción de puntos de esquina, lo que permite que las posiciones de las celdas representen mejor el mallado (ver Figura 20).

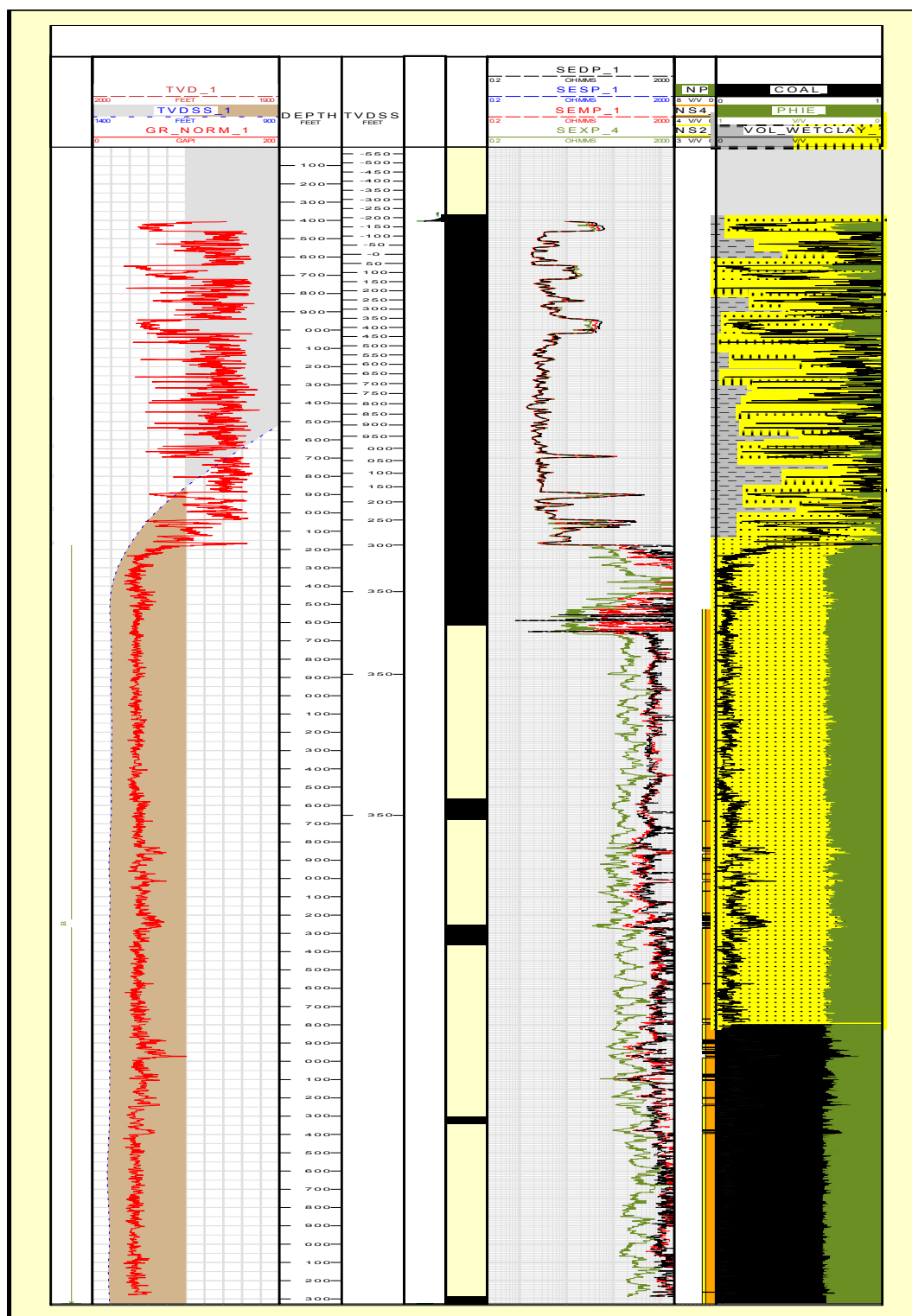
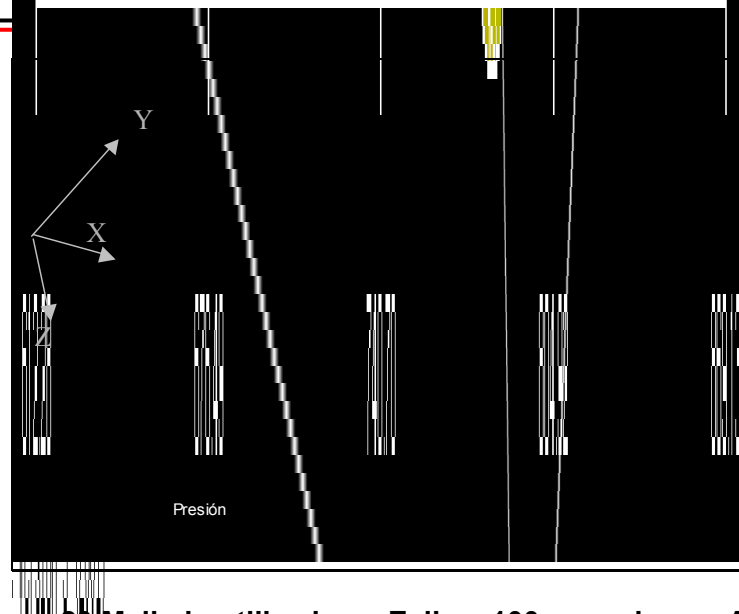
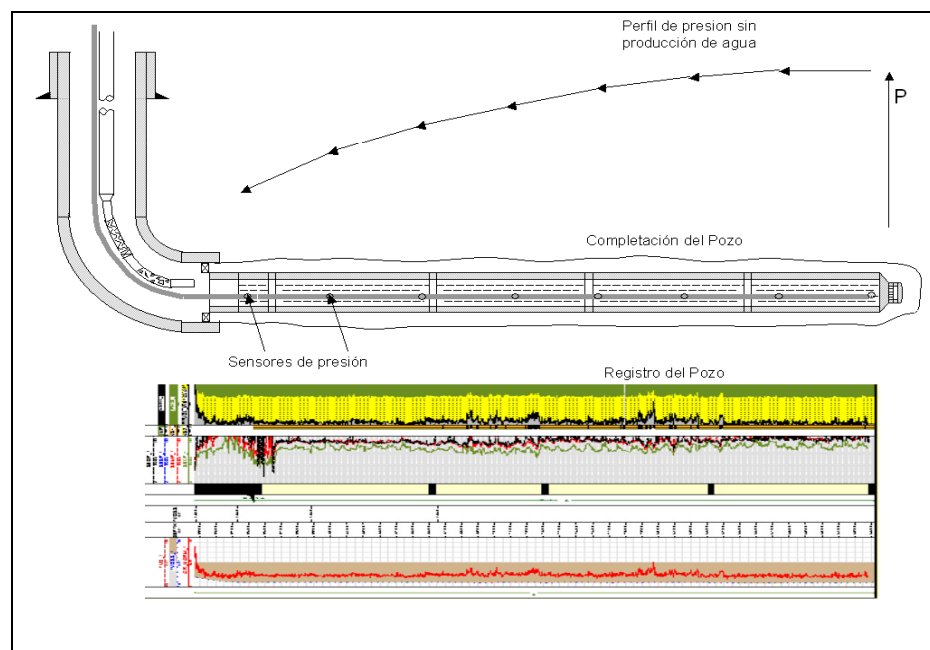


Figura 19 Registro del pozo AL08

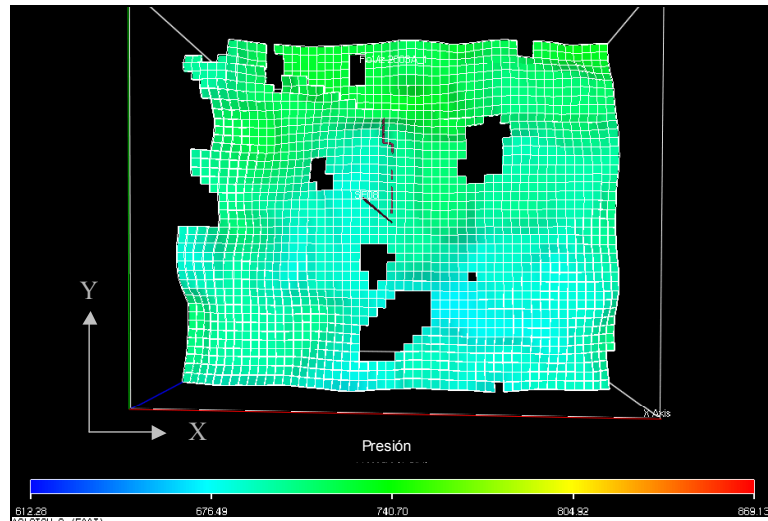


**Figura 20** Mallado utilizado en Eclipse100 para el pozo AL08

Para obtener la presión a lo largo de la sección horizontal completada, fue habilitada la opción de pozo multisegmento, colocando el nodo de cada segmento en las mismas localizaciones en que fueron instalados los sensores de presión (de tecnología de transductor piezo-resistivo que incorpora un aislante de silicón tipo diafragma) y verificando la cercanía del hoyo de acuerdo al registro (ver Figura 21), para observar la posición del pozo en el mallado, ver Figura 22.

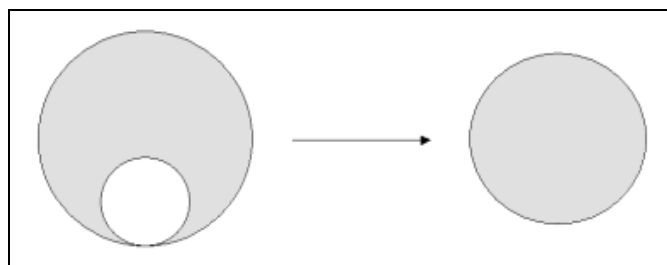


**Figura 21** Completación del pozo y registro



**Figura 22 Ubicación del pozo AL08 en el mallado de Eclipse100**

Debido a que esta opción exige de un único diámetro por segmento para el cálculo de caídas de presiones en la tubería, la necesidad de encontrar un valor que representara realmente la geometría de flujo presente (mostrada en la Figura 23) fue un punto de investigación clave, debido a que el fluido al estarse moviendo en una sección anular, tendrá más roce puesto que está expuesto a la superficie de dos tuberías. Esto genera más caída de presión por ser este valor proporcional al factor de fricción, pero a la vez tendrá un área transversal de flujo intermedio, menor que el mayor diámetro. Ello generará también un incremento en las pérdidas de presión por ser éstas inversamente proporcionales al diámetro de flujo. Las formulaciones para diámetros equivalentes se incluyen en el Apéndice 1.



**Figura 23 Equivalencia de la geometría de flujo**

En las Figuras 24 y 25, se muestran modos de cálculo de dos de los diámetros discutidos detalladamente del Apéndice 1.

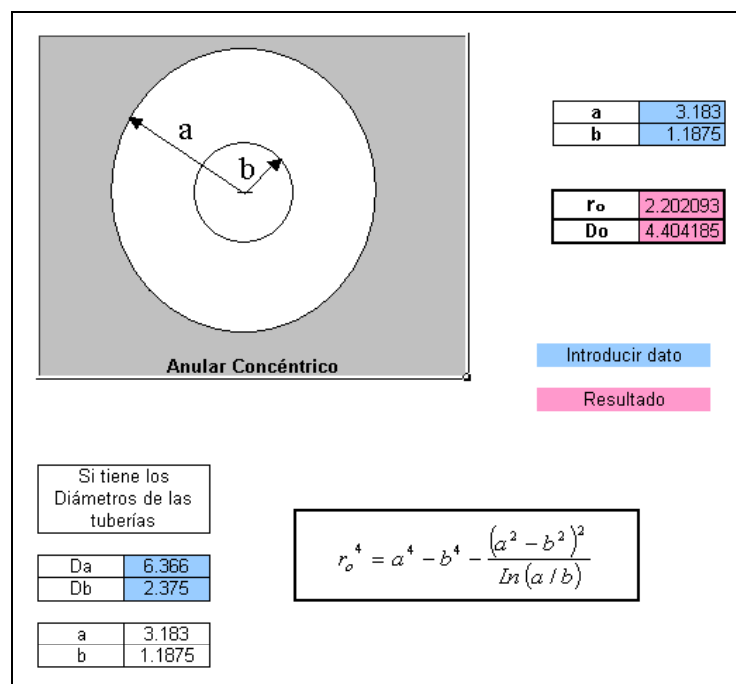


Figura 24 Obtención del diámetro equivalente concéntrico

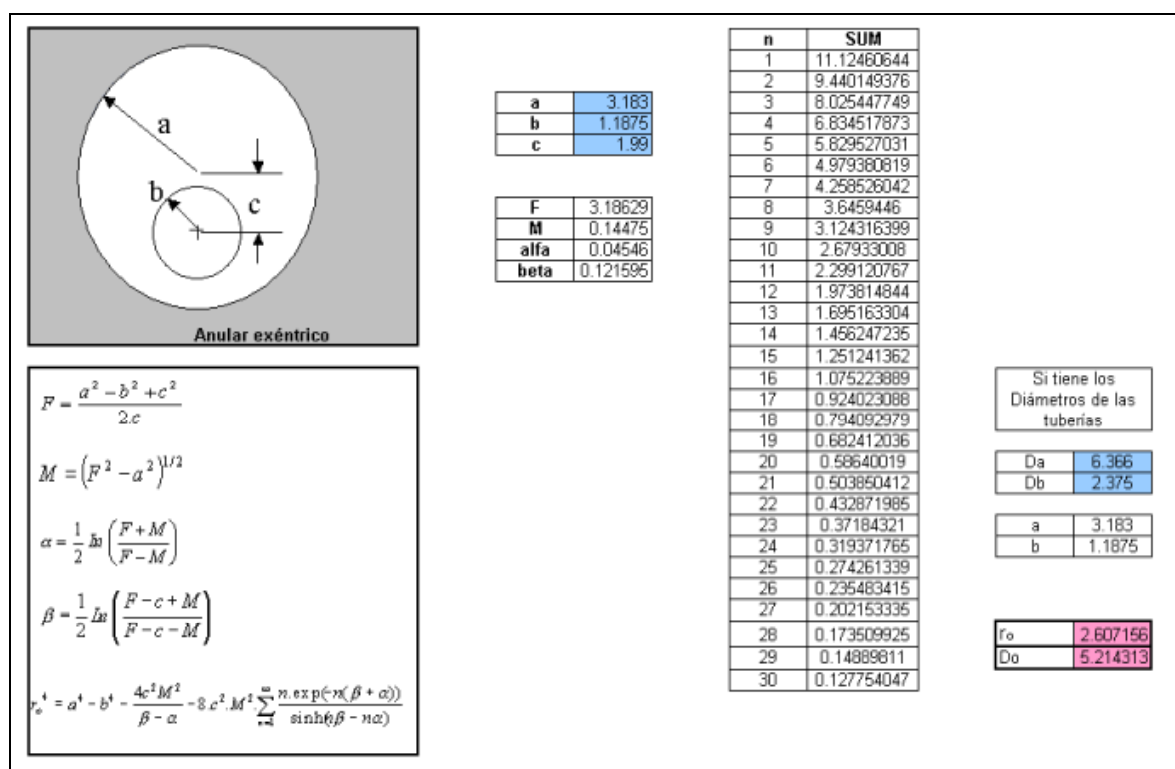
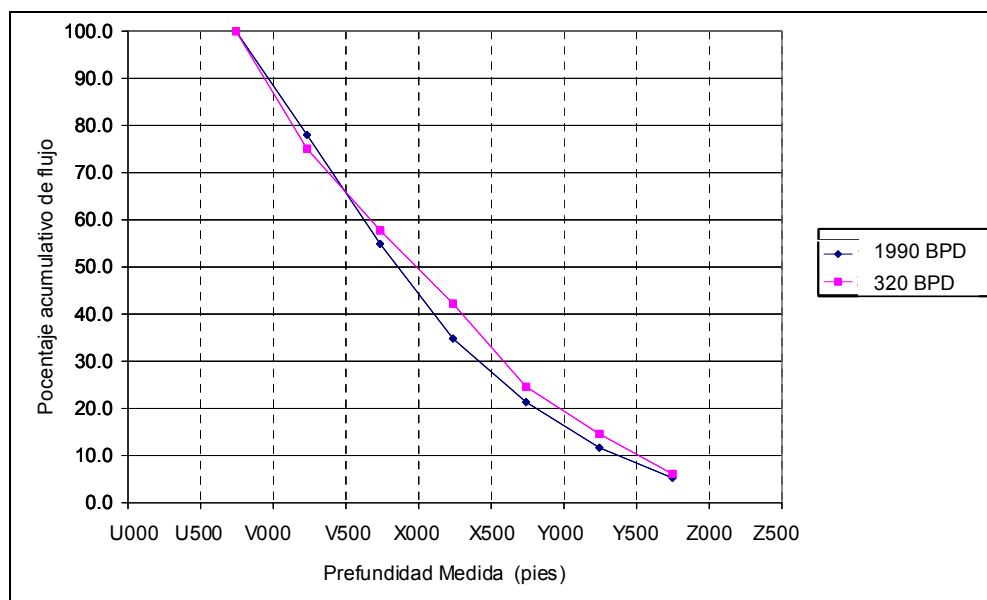


Figura 25 Obtención del diámetro equivalente excéntrico

De esta forma se obtuvieron los resultados de presión simulados (pronosticados) en la sección horizontal para cada una de las tasas en que se realizó la medición real de presión, con similares contribuciones de flujo a lo largo de la sección. En la Figura 26 se muestra la contribución real del pozo.



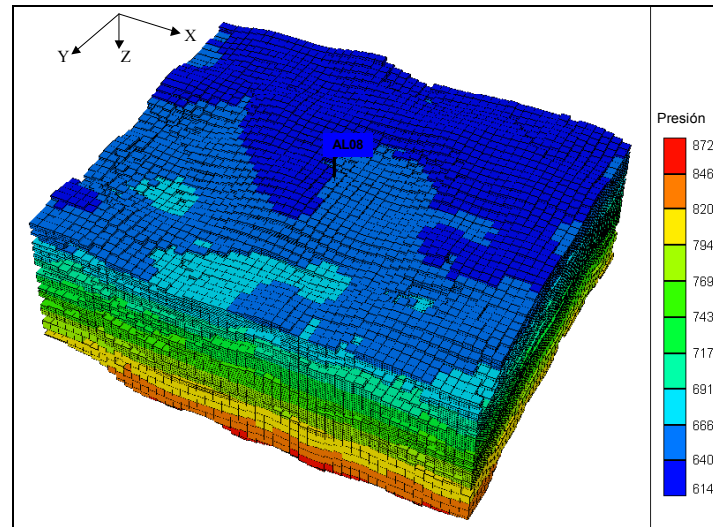
**Figura 26 Porcentaje de contribución real de flujo del pozo**

Una vez hecho esto, se realizaron modificaciones en la viscosidad del crudo para tratar de obtener un mejor resultado en el cotejo del perfil de presiones. Estos cambios en la viscosidad fueron realizados ya que este parámetro del fluido es uno de los que tiene mayor incertidumbre en cuanto a la información disponible. Se ha comprobado por estudios de la empresa, que la arena en que está situado el pozo, puede ser caracterizado el fluido con un solo PVT que es representativo en la extensión del yacimiento.

Luego de que las simulaciones fueron realizadas y evaluadas, con en Eclipse100, el próximo paso fue trasladar el mismo modelo al modelo de Stars, el otro simulador numérico de yacimientos disponible con la opción de pérdidas de presión en la tubería. El mismo modelo fue exportado a Stars mediante una opción que presenta CMG para convertir ciertas palabras claves de un simulador a otro. Claro está, la verificación y corrección de este nuevo modelo fueron necesarias, ya que la conversión no es total, sino

parcial. Además, la conversión puede colocar opciones específicas o por defecto que no se deseen en el proceso de simulación por diversos objetivos.

El modelo inicial a simular en Stars fue de igual modo de 50\*40\*62 celdas, de dimensiones areales constantes de 100m\*100m y espesor variable entre dos y ocho pies como se muestra en la Figura 27.



**Figura 27 Mallado utilizado en Stars para el pozo AL08**

La opción disponible en este caso para las pérdidas de presión en la tubería está disponible con el agujero discretizado. Para la utilización de esta opción fueron realizados algunos cambios en el modelo debido al modo de trabajo de la misma. Estas se describen a continuación:

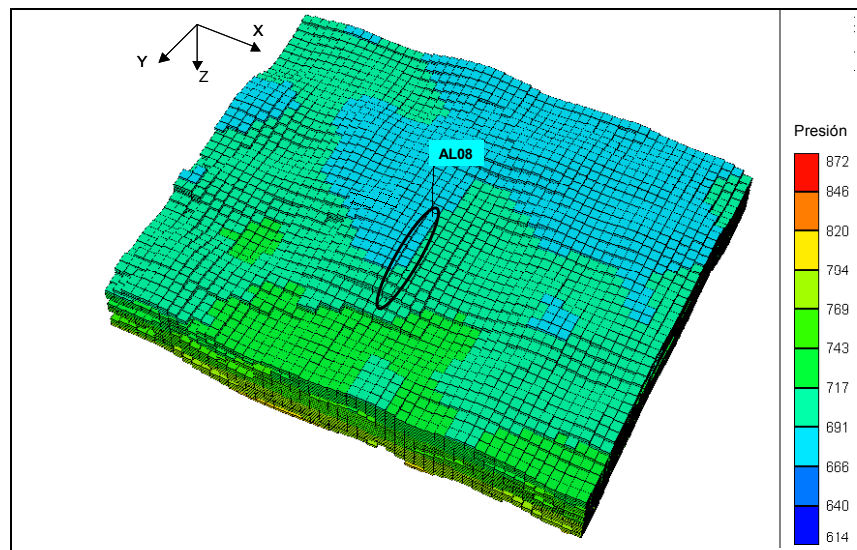
- 1.- En cuanto al mallado se utilizó la opción cartesiana y no de puntos de esquina.
- 2.- Para que el pozo pueda ser representado por el agujero discretizado tiene que estar completado linealmente de forma estricta, y orientado en alguno de los ejes de coordenadas cartesianas, ya que de lo contrario la opción no es utilizable.

Esta última característica mencionada, es un indicativo de que si se requiere hacer un estudio de una macolla o clúster completo, estaría limitado por la restricción de la

opción de que los pozos deberían estar completados en dirección de los ejes de coordenadas cartesianas.

Por esto se le hicieron unos pequeños ajustes a la completación del pozo para que cumpliera esta característica, ya que en el pozo horizontal estudiado, el TVD (profundidad vertical verdadera) permanece casi constante dentro de un rango de 5 pies aproximadamente, es decir solo varía de profundidad en este rango mencionado, lo que es un valor bastante bajo y casi lineal, y la dirección del pozo que está en 3° noroeste aproximadamente es casi lineal en dirección del eje de las ordenadas (Y).

La ubicación del pozo en el mallado se muestra en la Figura 28, notándose que el visualizador solo puede mostrar el punto donde empieza a ser horizontal el pozo, ya que con la opción de agujero discretizado, el pozo no puede ser visto completamente.



**Figura 28 Ubicación del pozo AL08 en el mallado de Stars**

Debido a que el simulador opera de manera local en PC, el equipo utilizado para las simulaciones fue cambiado para cumplir los requerimientos de memoria y procesador. A pesar de esto, los tiempos de simulación seguían siendo excesivamente largos para el modelo en estudio. Por esto se varió un poco la sección numérica para reducir los tiempos de simulación sin exceder los límites apropiados en errores de balance de materiales y cambios en las saturaciones de fluidos. Sin embargo, la reducción no fue drástica pero sí

notoria en el tiempo de simulación; como los tiempos seguían siendo largos y los resultados insatisfactorios, se acotó o redujo el tamaño del modelo a uno de  $9 \times 17 \times 28$  celdas con un afinamiento en las celdas de las cercanías del pozo, para ver los efectos en la respuesta y reduciendo de esta manera los tiempos de simulación.

El simulador permite tener dos tipos de completaciones de pozo: una es la de un solo pozo productor que requiere de un diámetro equivalente a la geometría de flujo por ello se hizo una sensibilidad de diámetros, y la otra es la del pozo en circulación que “consiste solamente en un agujero discretizado con una segunda sarta de flujo independiente dentro del mismo” <sup>Ref 10</sup>, que necesita de la especificación de los diámetros de las dos tuberías. Además, existen dos modos de cálculo de las caídas de presión en la tubería que dependen del régimen de flujo presente y del patrón de flujo presente.

Todas estas alternativas fueron tomadas en cuenta y utilizadas para la obtención y evaluación de resultados. Por otro lado en el modelote Stars, el fluido fue simulado como petróleo negro.

## **7.2 Pozo BF06**

Se utilizó un modelo de  $59 \times 41 \times 62$  celdas, de dimensiones areales constantes de  $100\text{m} \times 100\text{m}$  y espesor variable entre dos y ocho pies, para la evaluación de este pozo en Eclipse100. se hizo la verificación y corrección de las condiciones del mallado en las cercanías del pozo con el registro del pozo (el cual fue tomado con la tecnología LWD-logging while drilling- registro mientras se perfora) que se muestra en la Figura 29.

Se hicieron las correcciones en la representación de las cercanías del pozo, ya que el modelo no representaba en su totalidad las lutitas encontradas en parte de la sección horizontal como lo muestra el registro del pozo real.

Además, como este pozo muestra un considerable corte de agua en su comportamiento, se utilizó la información de perfil de temperatura del pozo, mediante fibra óptica, (Figura 29) y muestreo de fondo, para conocer la localización de la entrada de agua y de esta manera ver el efecto en la presión debido a este influjo. Toda esta

información, como se muestra a continuación, se utilizó para mejorar el modelo en las cercanías del pozo, que es donde se posee más información.

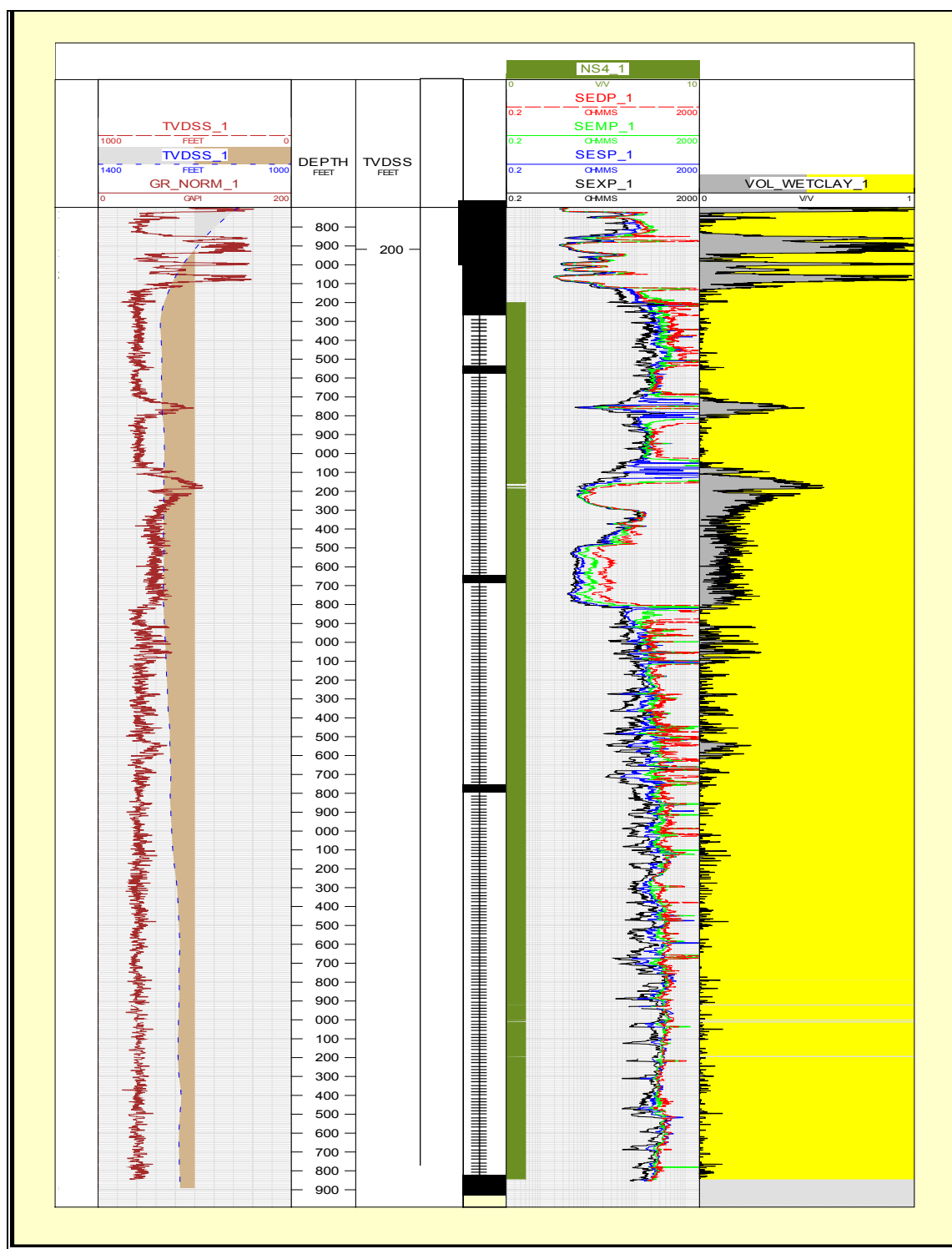
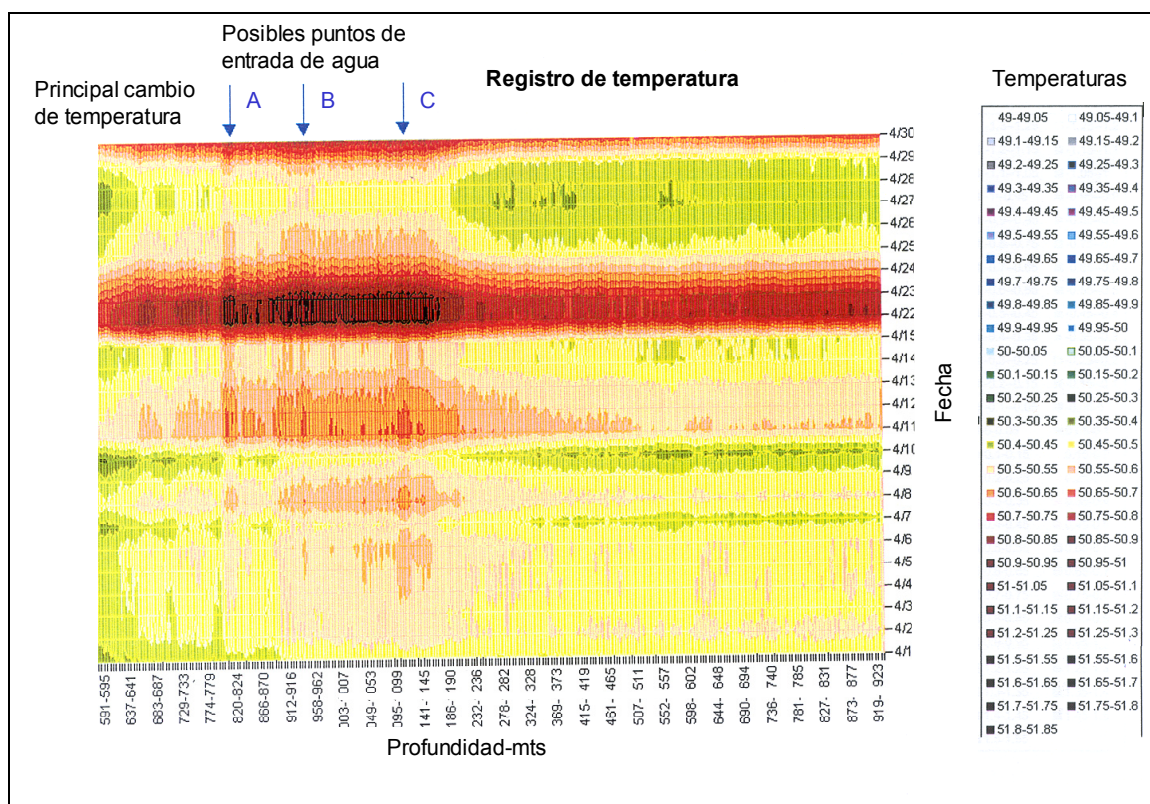


Figura 29 Registro del pozo BF06

El registro de fibra óptica indica un cambio importante de la temperatura en las zonas A, B y C que se muestran a continuación:



**Figura 30 Registro de temperatura del pozo BF06**

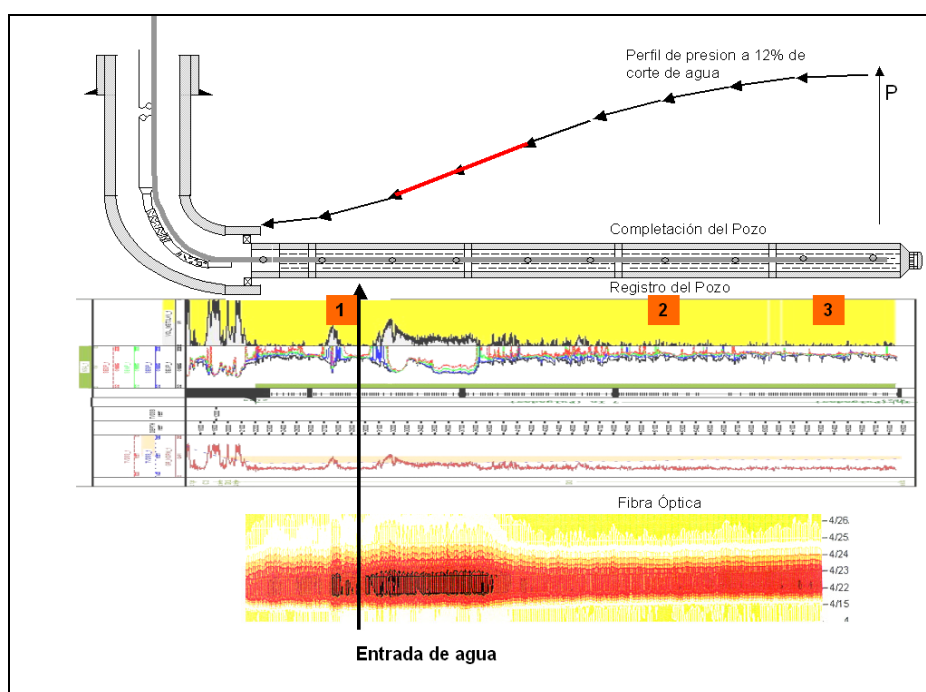
Una interpretación de la fibra óptica fue que los cambios de temperatura entre A y B son debidos al cambio de litología (de lutita a arena) y también a un incremento en la tasa de flujo (al pasar de no aporte de flujo por las lutitas, al incremento por las arenas). Además, se tenía la información del muestreo de fondo como se muestra en la Tabla 2, donde está el %AyS encontrado en cada cámara de muestreo, cuya localización se muestra en la Figura 31.

| Cámara de muestreo | % AyS |
|--------------------|-------|
| 1                  | 88    |
| 2                  | 12    |
| 3                  | 0     |

**Tabla 2 Resultado del muestreo de fondo**

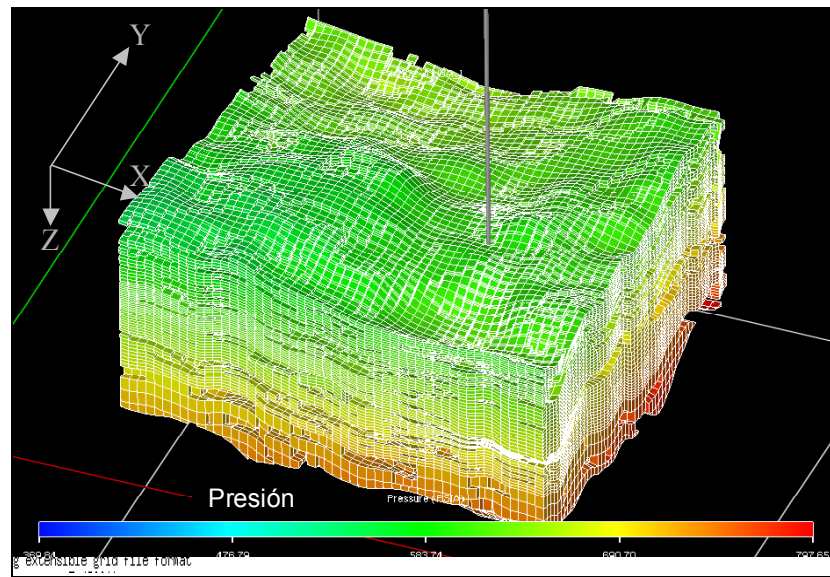
La ubicación de las cámaras de muestreo se muestran en la Figura 31, con esta información, de que antes del punto C (hacia el final del pozo) el corte de agua es menor al 12% y que en el punto A es del 80% y observando que los puntos B y C coinciden con el cambio de litología de arenas a lutitas, estos puntos están descartados como posibles entradas de agua. Por otro lado, el punto A se encuentra en la zona más profunda del pozo, estando así más cerca de la zona de agua libre y siendo este el más probable para la entrada de agua.

Esta información se analiza en conjunto con la información proporcionada por los sensores de presión, como se muestra en la Figura 31, junto con la completación del pozo, tomando en consideración que al momento de la realización de la prueba el pozo no estaba completamente limpio: el corte de agua en el cabezal estaba disminuyendo hasta llegar a un corte de agua de 12% después de alcanzar la estabilización, ya que el pozo se encontraba en proceso de limpieza. Por ello las mediciones fueron hechas a varios cortes de agua mayores a éste y con diferentes tasas de producción. Se consideraron estos valores al hacer las simulaciones a las mismas condiciones para tratar de representar lo mejor posible al proceso, inclusive los últimos puntos de presión tomados que se encontraban cerca del talón del pozo en tubería cerrada y con pequeñas secciones de diferentes diámetros.

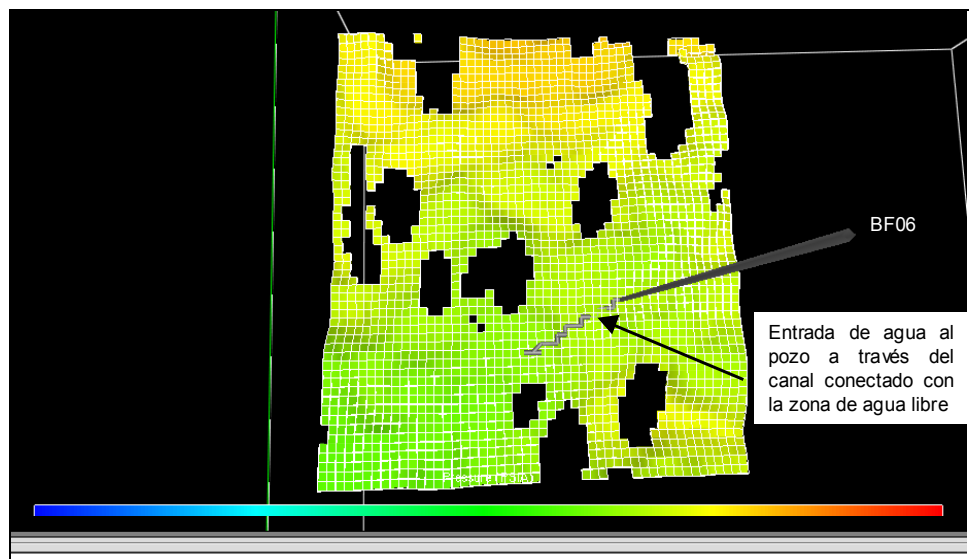


**Figura 31 Completación del pozo con información adicional**

Con toda esta información disponible, al modelo de simulación se le colocó un canal que estuviese conectado a la zona de agua libre, para que de esta manera el agua llegase al pozo en la zona en la que realmente estaba entrando. Además, se disminuyeron drásticamente los valores de porosidades, permeabilidades, factores de conexión y transmisibilidades en la zona correspondiente a las lutitas para evitar el flujo desde el yacimiento al pozo en la sección mencionada.



**Figura 32** Mallado utilizado en Eclipse100 para el pozo BF06



**Figura 33** Ubicación del pozo BF06 y de la zona de entrada de agua en el mallado de Eclipse100

El paso siguiente fue llevar este modelo al modelo de Stars para evaluar la respuesta en este caso, pero como hasta el momento las limitantes para la aplicación de la opción eran muchas y las respuestas poco representativas, no se obtuvieron resultados en la simulación de este pozo.

## 8 PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la realización de las simulaciones con Eclipse100, que fueron las primeras realizadas, el primer parámetro a evaluarse fue el del diámetro equivalente que representara mejor la geometría de flujo, por ser ésta particular y diferente a las comúnmente representadas, como lo es el caso de anular excéntrico. Varias versiones existen para la obtención del diámetro equivalente de flujo, como se explica con detalle en el Apéndice 1. Los diámetros utilizados fueron obtenidos considerando lo siguiente:

- 1.- El diámetro completo de la tubería.
- 2.- Diámetro equivalente con diferencia de áreas.
- 3.- Diámetro hidráulico.
- 4.- Diámetro equivalente.
- 5.- Diámetro concéntrico, y
- 6.- Diámetro excéntrico (teniendo en cuenta que la tubería interior o “stinger” esta completamente apoyado en el fondo del colgador o liner ranurado).

Se hace especial énfasis en la obtención de un diámetro equivalente, ya que este debe ser un parámetro totalmente conocido. Se tiene que estar claro en que el problema no es en que se logre un cotejo exacto o muy cercano, el detalle está en encontrar una buena representación de parámetros conocidos y que la metodología usada (por ejemplo, el caso del cálculo del simulador) esté acertada, para así comprender de donde provienen las diferencias y así estimar las variaciones posibles a realizarse en los parámetros con cierta incertidumbre y lograr el cotejo, por ejemplo: la viscosidad del crudo, el modo de representación de crudo extrapesado en el simulador, etc.

Debido a las altas viscosidades del crudo en estudio, entre 2100 y 2300 cp, y las características de flujo, el régimen de flujo presente es completamente laminar, ya que los valores del Número de Reynolds no sobrepasan ni se acercan al valor límite para el régimen laminar que es de 2000, donde comienza la zona de transición; las posibilidades estudiadas para evaluar el régimen se muestran en las Figura 34, 35 y 36, como por ejemplo variaciones en la viscosidad, caudal y diámetro de flujo.

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 0.99775  |
| $\rho$               |          |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| $D$                  |          |
| Diámetro equivalente | 0.083146 |
| $\mu$                |          |
| Viscosidad el fluido | 2100     |

| $Q$                | $Re$               | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 2.231182           | Laminar                |
| 250                | 11.15591           | Laminar                |
| 350                | 15.61828           | Laminar                |
| 1000               | 44.62365           | Laminar                |
| 1500               | 66.93547           | Laminar                |
| 1990               | 88.80106           | Laminar                |
| 2000               | 89.2473            | Laminar                |
| 2500               | 111.5591           | Laminar                |

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 0.99775  |
| $\rho$               |          |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| $D$                  |          |
| Diámetro equivalente | 0.083146 |
| $\mu$                |          |
| Viscosidad el fluido | 2300     |

| $Q$                | $Re$               | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 2.037167           | Laminar                |
| 250                | 10.18583           | Laminar                |
| 350                | 14.26017           | Laminar                |
| 1000               | 40.74333           | Laminar                |
| 1500               | 61.115             | Laminar                |
| 1990               | 81.07923           | Laminar                |
| 2000               | 81.48667           | Laminar                |
| 2500               | 101.8583           | Laminar                |

**Figura 34 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro hidráulico**

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 4.404    |
| $\rho$               |          |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| $D$                  |          |
| Diámetro equivalente | 0.367    |
| $\mu$                |          |
| Viscosidad el fluido | 2100     |

| $Q$                | $Re$               | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 0.505486           | Laminar                |
| 250                | 2.527432           | Laminar                |
| 350                | 3.538405           | Laminar                |
| 1000               | 10.10973           | Laminar                |
| 1500               | 15.16459           | Laminar                |
| 1990               | 20.11836           | Laminar                |
| 2000               | 20.21946           | Laminar                |
| 2500               | 25.27432           | Laminar                |

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 4.404    |
| $\rho$               |          |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| $D$                  |          |
| Diámetro equivalente | 0.367    |
| $\mu$                |          |
| Viscosidad el fluido | 2300     |

| $Q$                | $Re$               | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 0.461531           | Laminar                |
| 250                | 2.307656           | Laminar                |
| 350                | 3.230718           | Laminar                |
| 1000               | 9.230622           | Laminar                |
| 1500               | 13.84593           | Laminar                |
| 1990               | 18.36894           | Laminar                |
| 2000               | 18.46124           | Laminar                |
| 2500               | 23.07656           | Laminar                |

**Figura 35 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro concéntrico**

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 5.21     |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| Diámetro equivalente | 0.434167 |
| Viscosidad el fluido | 2100     |

| Q                  | Re                 | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 0.427206           | Laminar                |
| 250                | 2.136432           | Laminar                |
| 350                | 2.991005           | Laminar                |
| 1000               | 8.545729           | Laminar                |
| 1500               | 12.81859           | Laminar                |
| 1990               | 17.006             | Laminar                |
| 2000               | 17.09146           | Laminar                |
| 2500               | 21.36432           | Laminar                |

|                      |          |
|----------------------|----------|
| API                  | 8        |
| Grav Esp             | 1.014337 |
| Dímetro equiv (in)   | 5.21     |
| Densidad del fluido  | 63.29462 |
| Diámetro equivalente | 0.434167 |
| Viscosidad el fluido | 2300     |

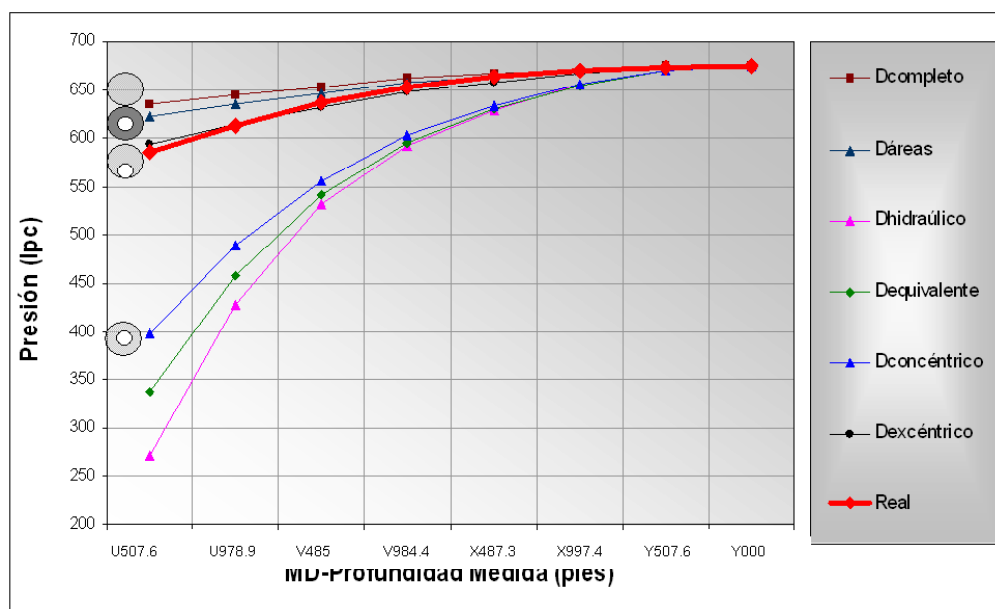
  

| Q                  | Re                 | Tipo de flujo presente |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Tasa de Producción | Número de Reynolds |                        |
| 50                 | 0.390131           | Laminar                |
| 250                | 1.950655           | Laminar                |
| 350                | 2.730918           | Laminar                |
| 1000               | 7.802622           | Laminar                |
| 1500               | 11.70393           | Laminar                |
| 1990               | 15.52722           | Laminar                |
| 2000               | 15.60524           | Laminar                |
| 2500               | 19.50665           | Laminar                |

**Figura 36 Número de Reynolds y Régimen de flujo presente para un valor de diámetro excéntrico**

### 8.1 Pozo AL08

Los resultados en la variación del primer parámetro, como lo es el diámetro, se muestran a continuación.



**Figura 37 Respuesta del perfil de presión para diferentes diámetros con una tasa de 1990BPD en Eclipse100**

Claramente se observa que con el valor que representa al anular excéntrico, los resultados del comportamiento de la presión en la sección horizontal están mas ajustados, como se muestra numéricamente en la Tabla 3, tomando en cuenta que para el cálculo de los porcentajes de variación de la caída de presión se tiene la siguiente expresión:

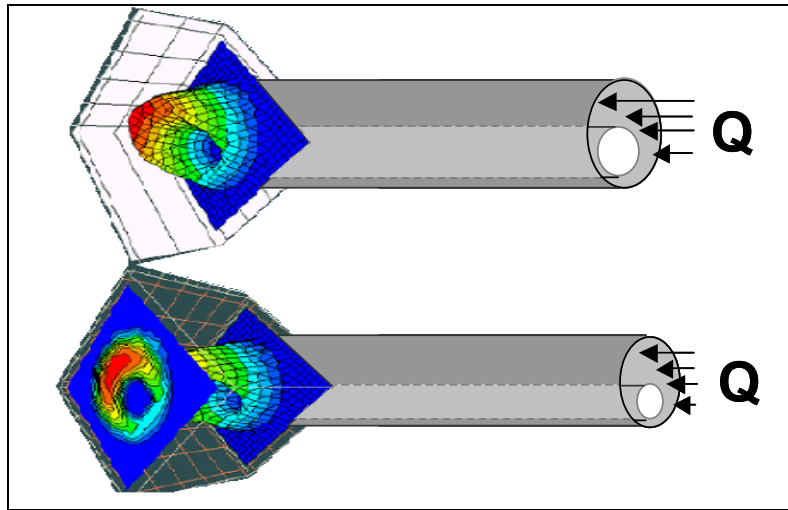
$$\% \text{ var\_caída\_de\_presión} = \frac{\Delta P_{\text{simulado}} - \Delta P_{\text{real}}}{\Delta P_{\text{real}}} \cdot 100 \quad \text{Ecuación 97}$$

| Diámetro utilizado | Porcentaje de variación de la caída de presión |
|--------------------|------------------------------------------------|
| Dcompleto          | -56.33                                         |
| Dáreas             | -42.2                                          |
| Dhidráulico        | 352.44                                         |
| Dequiv             | 277.97                                         |
| Dconcéntrico       | 211.29                                         |
| Dexcéntrico        | -9.17                                          |

**Tabla 3 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1990BPD**

Con la variación tan significativa en los resultados de la presión debido a los diámetros utilizados, se puede observar el drástico efecto que este factor puede causar si no es bien representado.

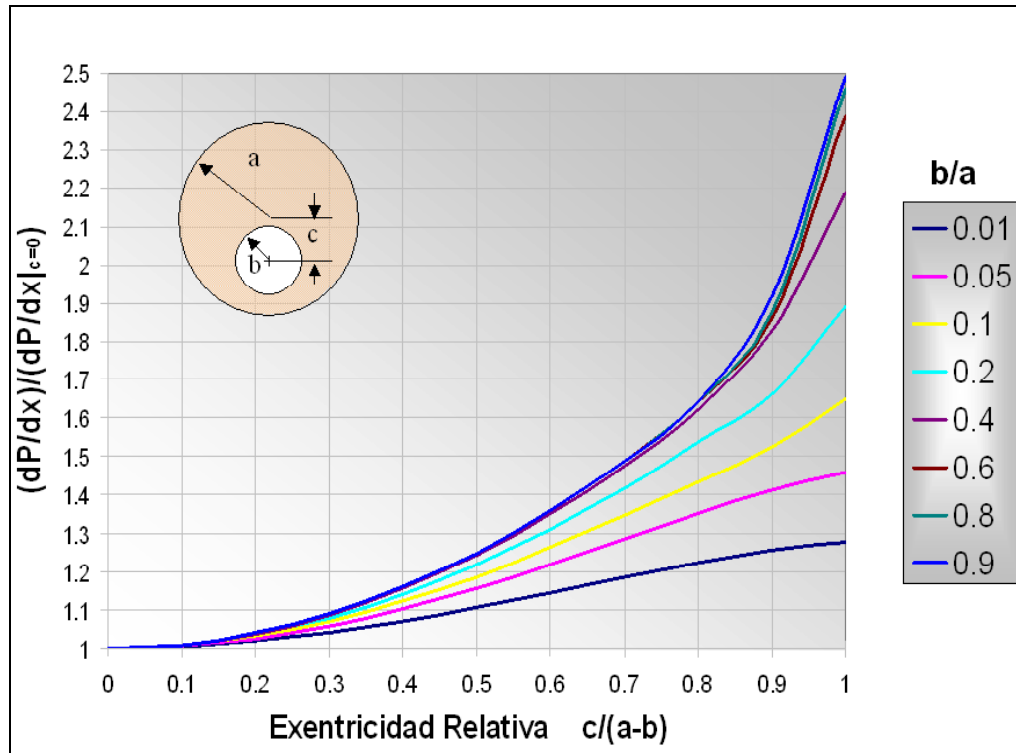
Para el caso en estudio, en el que la geometría de flujo es particular y el perfil de velocidad de flujo especial para ésta (como se muestra en la Figura 38), se debe tener un diámetro equivalente tal que represente la mayor fricción presente, por estar en contacto con la superficie de dos tuberías, y a la vez el caudal para el cálculo de las presiones en la sección horizontal.



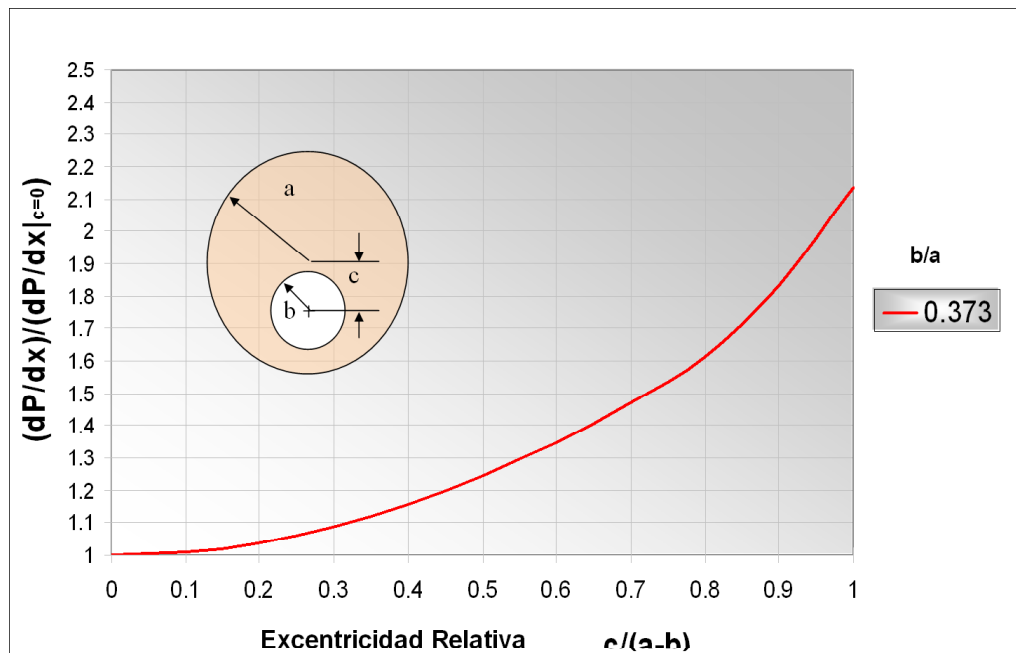
**Figura 38 Perfil de velocidad de flujo en un anular excéntrico**

Como ya se indicó, la mejor representación del diámetro está en un anular excéntrico. Un factor que también afecta a este diámetro equivalente es el grado de excentricidad que tengan las tuberías. Por esto se muestra un gráfico donde se ve el impacto en relación de diferencias de presión por unidad de longitud para diferentes grados de excentricidad, teniendo que se puede obtener desde un 27% hasta un 150% de incremento de las caídas de presión para anulares completamente excéntricos (dependiendo de las dimensiones de las tuberías presentes), que es el caso en cuestión, ya que el peso de la tubería interna y el fluido presente, hacen que ésta se encuentre en la parte inferior de la tubería externa.

Para el caso en estudio, se tiene una relación de aproximadamente 2.13 veces de la caída de presión por unidad de longitud para espacio anular completamente excéntrico con respecto a la caída de presión en un espacio anular donde las tuberías estén concéntricas, como se muestra en la Figura 40.

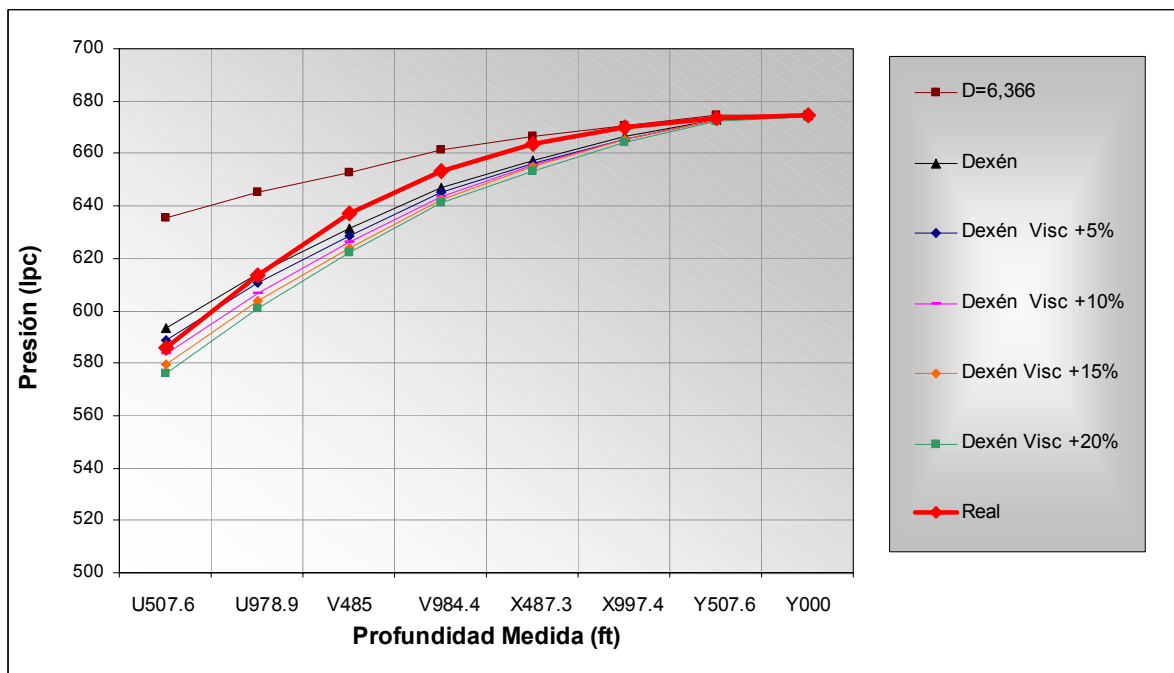


**Figura 39 Relación de pérdidas de presión por fricción de acuerdo a la excentricidad**



**Figura 40 Relación de pérdidas de presión por fricción de acuerdo a la excentricidad para AL08**

Luego de que se encontró buena representación para un diámetro como lo es el diámetro excéntrico, fueron realizados sensibilidades en la viscosidad del fluido, desde 5 hasta 20%. Se tiene que tener en cuenta de que el problema no está en obtener un mejor ajuste o cotejo, sino en establecer los parámetros conocidos y que la metodología usada, en este caso por el simulador sea correcta, para así conocer de donde provienen las diferencias y tener una idea de la incertidumbre en otros parámetros, como viscosidad, modo de trabajo del simulador con crudo extrapesado. Los cambios en este parámetro fueron realizados, ya que se tiene cierto grado de incertidumbre en los mismos. Los resultados del modelaje con la variación de la viscosidad se muestran a continuación:



**Figura 41 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1990BPD en Eclipse100**

De igual forma que los valores reales, se observa que la forma de las curvas es cóncava y disminuyendo los valores. Esto se debe a que a medida que el fluido pasa por la tubería hay un aumento de flujo debido a la entrada continua del petróleo desde el yacimiento y la caída de presión del fluido en la tubería está presente. Por otro lado se observa que los valores más cercanos de presión están con modificaciones de viscosidad de entre 5 y 10%, como se muestra en la Tabla 4.

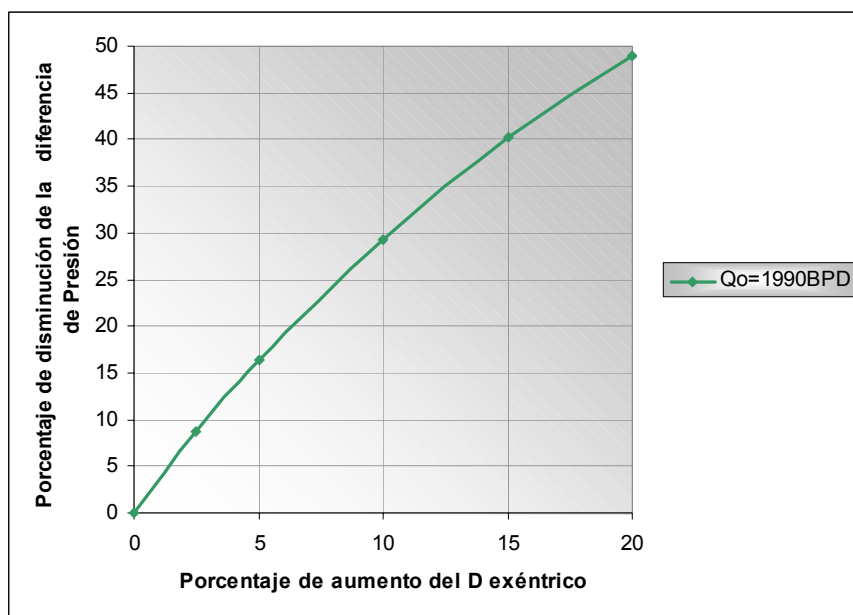
| Porcentaje de variación de la viscosidad | Porcentaje de variación de la caída de presión |
|------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 0                                        | -9,17                                          |
| 5                                        | -4,42                                          |
| 10                                       | 2,06                                           |
| 15                                       | 6,98                                           |
| 20                                       | 9,97                                           |

**Tabla 4 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes viscosidades para una tasa de 1990BPD**

Debido a que la inyección de diluyente únicamente dentro del pozo no puede ser representada por el simulador para obtener las caídas de presión en la sección horizontal, se utilizó el artificio de aumentar en cierto porcentaje el diámetro excéntrico utilizado para reflejar la respectiva disminución de la presión en la sección horizontal, y de esta manera representar el hecho de que la viscosidad dentro de la tubería tiene una disminución sin dejar de tomar en cuenta la fricción presente por las dos tuberías para el cálculo de la caída de presión. Estos resultados no han sido comparados con data real debido a que las pruebas de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo con diferentes tasas de producción y diferentes porcentajes de diluentes inyectado aún no han sido realizadas. Los resultados se muestran a continuación.

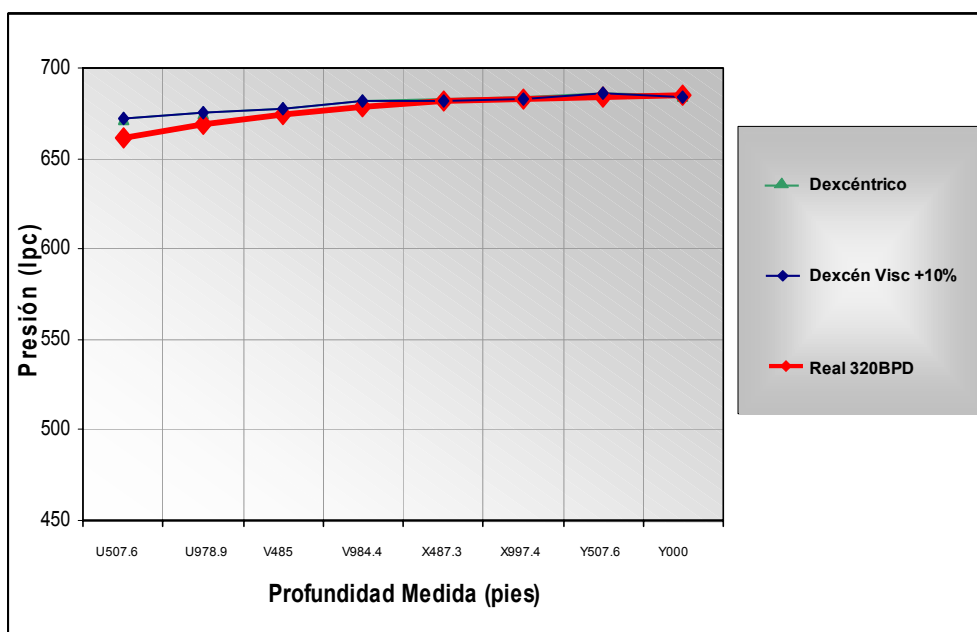
| Porcentaje de aumento de Dexén | Porcentaje de disminución de $\Delta P$ |
|--------------------------------|-----------------------------------------|
| 0                              | 0                                       |
| 2.5                            | 8.69                                    |
| 5                              | 16.3                                    |
| 10                             | 29.34                                   |
| 15                             | 40.21                                   |
| 20                             | 48.91                                   |

**Tabla 5 Aumento del diámetro excéntrico y disminución de  $\Delta P$**



**Figura 42 Aumento del diámetro excéntrico y disminución de la caída de presión**

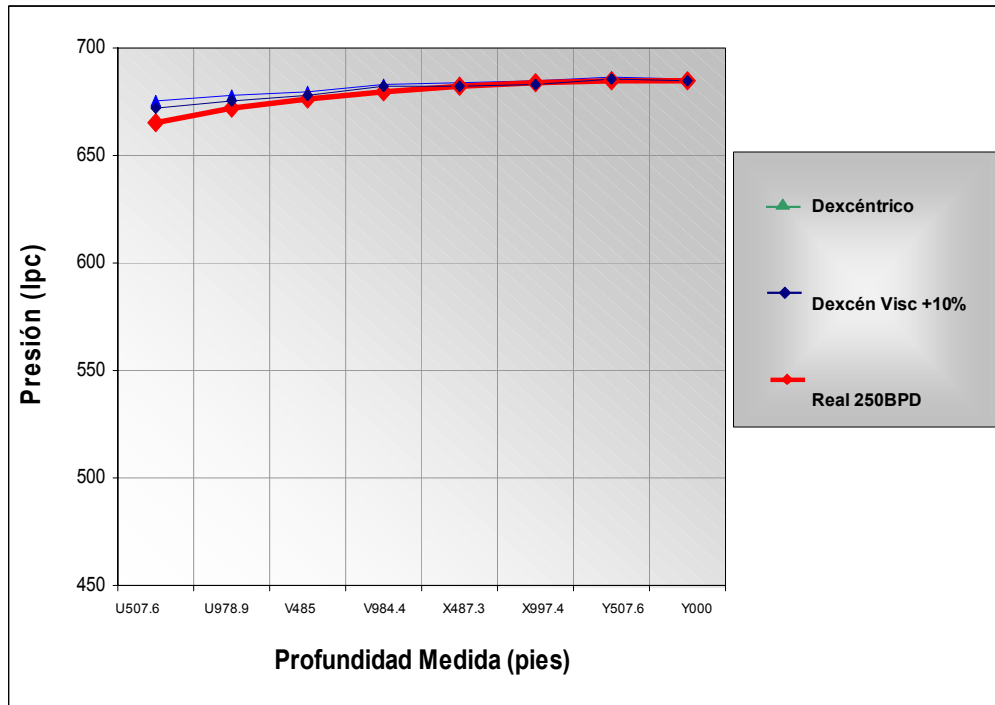
Se evaluaron otras tasas de producción para evaluar el comportamiento de la presión a lo largo de la sección horizontal, una de 320 BPD y otra de 250 BPD, teniéndose los siguientes perfiles de presión.



**Figura 43 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 320BPD en Eclipse100**

En este caso, la respuesta con el diámetro excéntrico y adicionando un cambio del 10% en la viscosidad coinciden, estando alejados apenas en 12 lpc del valor real que representa un 46% de la caída de presión total para este caudal, valor que no es altamente impactante debido a las características del crudo. Cabe destacar que al disminuir la tasa en casi 85% (desde 1990 a 320BPD) el cambio en la caída de presión será mucho menor, ya que la caída de presión es directamente proporcional a la tasa de flujo. Por esto, una pequeña diferencia de presión puede representar un alto porcentaje como en este caso lo es del 86% de la caída de presión, pero sólo se trata de aproximadamente 12 libras de presión, que para las altas viscosidades del crudo en estudio no es un impacto importante. Siendo un indicativo de que hay más incertidumbre al haber un caudal bajo que genera una baja caída de presión

Para el caso de 250BPD, mostrado en la Figura 44 se tiene una respuesta similar, aunque al incrementar la viscosidad en un 10%, genera una diferencia de 12 y 13lpc sin aumento y con el aumento de la viscosidad respectivamente, variación que representa un 44 y 49% respectivamente de la caída de presión, porcentajes tan altos, por tener poca caída de presión en un caudal bajo.



**Figura 44 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 250BPD en Eclipse100**

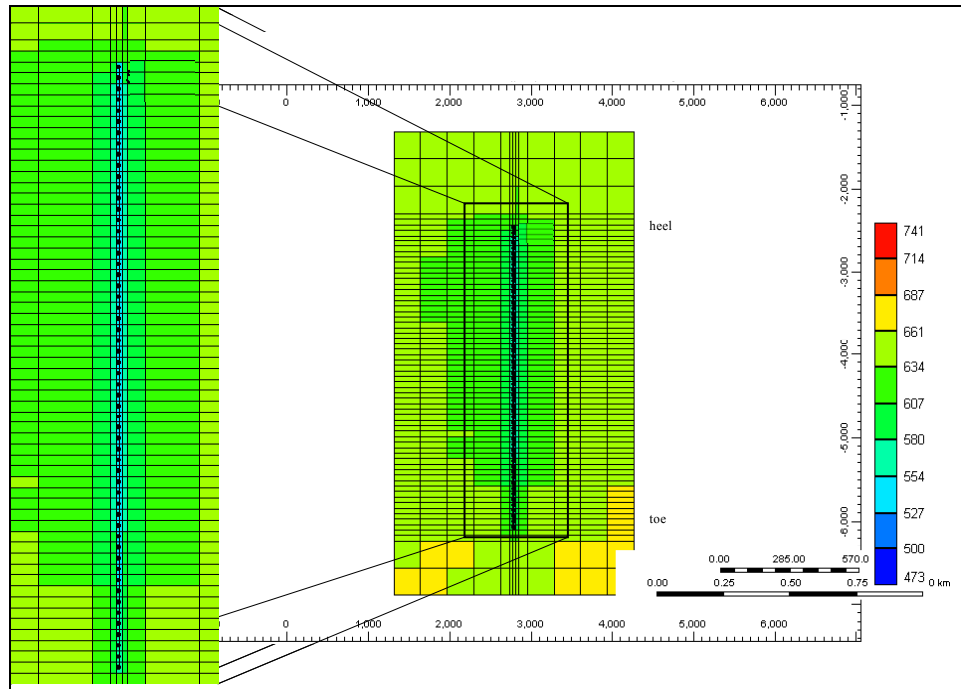
Las diferencias en los perfiles de presión reales y simulados se pueden atribuir al hecho de que se utilizan correlaciones para los cálculos de caídas de presión en tuberías cerradas, mientras que el modelo tiene un ingreso de fluido a través de las conexiones completadas y los cálculos son realizados para cada segmento asignado en el que entra el fluido de las conexiones más cercanas, con localizaciones de los segmentos a cierta longitud de su vecino, que en este caso se colocaron a la misma distancia que en las pruebas reales, además de la discretización utilizada alrededor del pozo.

En la realidad, la entrada de fluidos es continua a través de toda la completación del pozo. Por lo que la discretización que se tenga alrededor del pozo es un factor clave en la representación del influjo que proviene desde el yacimiento y así las características del fluido dentro del pozo diferentes.

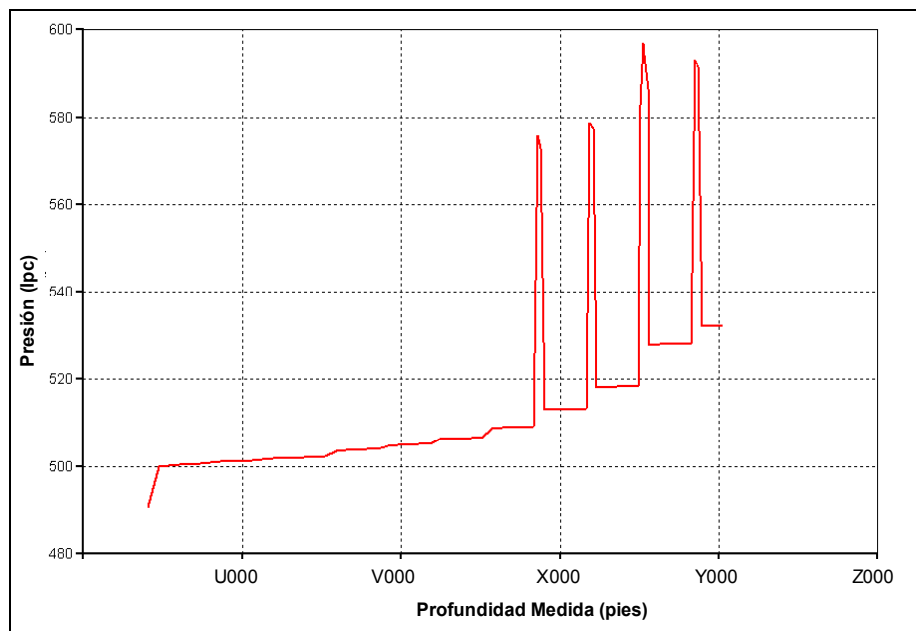
Es necesario mencionar que el post-procesador no tenía la capacidad de manipular los resultados arrojados por la opción del pozo multisegmento, por lo que el procesamiento de la data fue un poco más laborioso y tedioso.

Luego de esto, se realizaron las simulaciones en el modelo de Stars para evaluar y analizar sus resultados. El primer aspecto a destacar en esta parte del trabajo es que teniendo los mismos modelos de simulación, en cuanto a propiedades y características, el modelo de Stars multiplicaba significativamente los tiempos de simulación utilizados en Eclipse, estando los de Stars en el orden de 16 horas y más, comparándolos con los tiempos de 2 a 3 minutos de simulación en Eclipse, en la misma máquina.

En Stars los tiempos de simulación fueron levemente disminuidos reduciendo el modelo de simulación drásticamente y haciendo un afinamiento para observar de una manera más clara el comportamiento del pozo. Una muestra del afinamiento se muestra en la Figura 45 así como también la respuesta de la presión en la Figura 46.

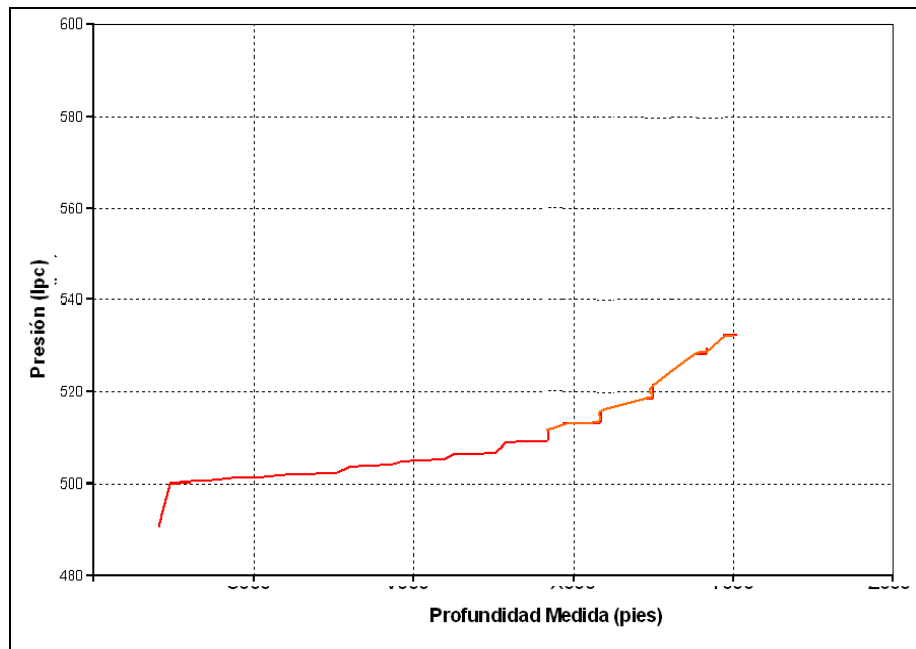


**Figura 45 Afinamiento para el pozo AL08 en Stars**



**Figura 46 Perfil de presión para una tasa de 1990BPD en Stars**

Tomando la recomendación de CMG, al ignorar los picos presentes en las gráficas, se tiene la siguiente figura:



**Figura 47 Perfil de presión suavizado para una tasa de 1990BPD en Stars**

Una de las primeras características al notarse el comportamiento de presión es la forma convexa que tiene, que difiere de la forma cóncava de la realidad, que es debido al flujo radial que hay desde el yacimiento hasta el pozo y continuo aumento de la tasa a través de la tubería mientras se acerca al talón del pozo. Otro aspecto que destaca a la vista es el de los picos abruptos que se ven en la gráfica del post-procesador, que a simple vista parecieran problemas de convergencia. Estos se deben a que cuando el post-procesador grafica alguna propiedad vs. profundidad medida del pozo, el pozo es creado primero mediante una trayectoria artificial a través de las perforaciones.

En el caso del agujero discretizado, la trayectoria se crea en las celdas del agujero discretizado, pero ocasionalmente esta trayectoria falla fuera de las celdas del agujero discretizado y son incluidas algunas celdas del mallado fundamental. Por esto, las presiones tienen largos saltos. La recomendación de CMG es ignorar estos picos de altas presiones cuando se grafique alguna propiedad vs. profundidad medida a lo largo del agujero discretizado.

Además de lo antes mencionado, los resultados en valores de caídas de presión se ven altamente subestimados por el simulador, ya que la respuesta es de 1/3 aproximadamente del valor real que es de 89 libras, para diferentes simulaciones con las dos opciones disponibles como se muestra en la siguiente tabla.

| Modo de cálculo de pérdidas de presión de acuerdo al<br>regimen de flujo |                |                  |               |                 |                        |
|--------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------------|
|                                                                          | Dcomp (6,366") | Dexén<br>(5,21") | Dexén<br>V+5% | Dexén<br>V+100% | Pozo en<br>circulación |
| Tiempo de<br>simulación                                                  | 40m19          | 19m57            | 15m39         | 36 min          | 25m33                  |
| dP                                                                       | 28             | 28               | 28            | 29              | 29                     |
| Modo de cálculo de pérdidas de presión de acuerdo al<br>patrón de flujo  |                |                  |               |                 |                        |
|                                                                          | Dcomp (6,366") | Dexén<br>(5,21") | Dexén<br>V+5% | Dexén<br>V+100% | Pozo en<br>circulación |
| Tiempo de<br>simulación                                                  | 38m11          | 19m46            | 15m51         | 41min           | 13m13                  |
| dP                                                                       | 28             | 28               | 28            | 29              | 30                     |

**Tabla 6 Valores de caídas de presiones totales en el modelo de Stars**

En las simulaciones donde fue utilizado el modo de los patrones de flujo para el cálculo de las caídas de presión, se encontró que en la mayoría de las celdas completadas, aparecía que el flujo era laminar en vez de estar representado por uno de los patrones de flujo mencionado en las primeras secciones. Esto se debe a que no existía suficiente gas libre como para formar una estructura de patrón de flujo, como las mencionadas en la descripción de estos patrones, ya que la cantidad de gas presente que ha sido liberado del líquido a condiciones del pozo se encontraba entre 0.3 y 0.4 PC/BBL, que se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$\text{Gas\_Liberado} = (R_{s2} - R_{s1}) \beta_g \quad \text{Ecuación 98}$$

Además, en una, dos ó más celdas completadas con el pozo aparecía en los resultados un patrón de crudo espumante, lo que indica o sugiere que la representación del tipo de crudo es errónea para el simulador en uso, ya que se colocó como petróleo negro, por lo que se tendrían que hacer estudios en este particular, para ver si este

comportamiento del crudo está presente, para que así los estudios realizados sean más realistas, ya que no se tiene certeza del comportamiento del fluido.

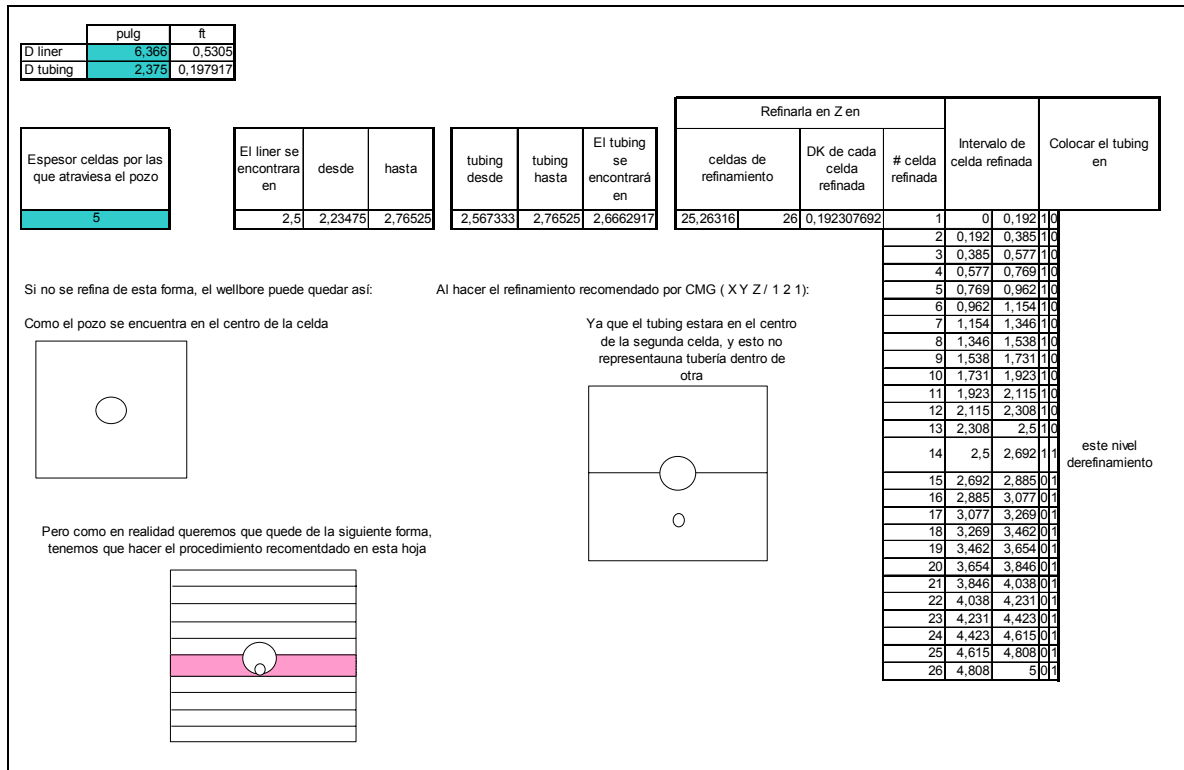
|                      |  | Modo de cálculo de pérdidas de presión de acuerdo al regimen de flujo |          |          |              |                |          |          |
|----------------------|--|-----------------------------------------------------------------------|----------|----------|--------------|----------------|----------|----------|
|                      |  | D 2 pulg                                                              | D 3 pulg | D 4 pulg | D ex (5.21") | Dcomp (6,366") | D 7 pulg | D 8 pulg |
| Tiempo de simulación |  | 9m16                                                                  | 8m18     | 12m38    | 19m57        | 40m19          | 50m26    | 52m36    |
| dP                   |  | 62                                                                    | 35       | 31       | 28           | 28             | 28       | 27       |
|                      |  | Modo de cálculo de pérdidas de presión de acuerdo al patrón de flujo  |          |          |              |                |          |          |
|                      |  | D 2 pulg                                                              | D 3 pulg | D 4 pulg | D ex (5.21") | Dcomp (6,366") | D 7 pulg | D 8 pulg |
| Tiempo de simulación |  | 11m12                                                                 | 9m01     | 11m56    | 19m46        | 38m11          | 52m31    | 52m58    |
| dP                   |  | 62                                                                    | 35       | 32       | 28           | 28             | 28       | 27       |

**Tabla 7 Caídas de presión totales para diferentes diámetros en Stars**

Una disminución muy drástica en los diámetros genera un incremento considerable en la caída de presión, lo que no es representativo para el modelo, como se muestra en la Tabla 6, ya que los cambios en las presiones son mínimos. Por esto el modelo no es sensible a cambios pequeños de diámetro, que en la realidad son significativos y apreciables.

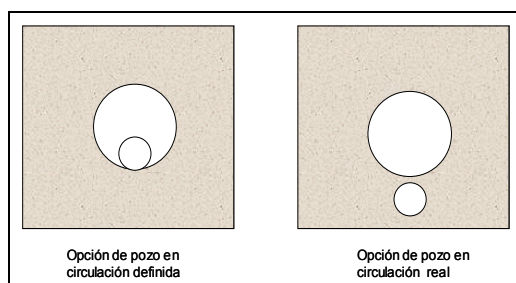
A pesar de que las pérdidas de presión no son bien representadas, con la descripción del patrón de flujo se puede entender más el comportamiento del fluido y de esta manera tener más información de la producción a condiciones de pozo.

Por otro lado, la utilización del pozo en circulación según la definición presentada en el manual de Stars “consiste solamente en un agujero discretizado con una segunda sarta de flujo independiente dentro del mismo” <sup>Ref. 10</sup>. Al ver y utilizar en detalle esta opción, se debe usar un refinamiento para poder activarla. Este refinamiento se puede colocar de acuerdo a la recomendación del manual o realizar otro diferente. Este refinamiento al realizarlo de forma diferente al recomendado, como se muestra en la Figura 43, tiene el nivel de refinamiento que debe ser usado para que coincida realmente una tubería dentro de la otra y apoyada en su base, como lo sigue la definición:



**Figura 48 Refinamiento recomendado para la coincidencia de las tuberías**

Cuando este refinamiento fue utilizado, se generaba un error continuo que no permitía realizar las simulaciones, ya que no se permite la coincidencia de ambas tuberías en una misma posición, es decir una tubería dentro de la otra. Con la opción del pozo en circulación, el simulador toma el diámetro de flujo a uno equivalente de la geometría presente, pero este simulador es poco sensible a cambios de diámetro, por ello esta es una razón más por la cual no se representa tampoco la caída de presión con esta opción. Por esto aunque se represente la definición del pozo en circulación, la estructura del agujero discretizado en esta opción es como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 49 Opción de pozo en circulación**

El hecho de no estar realmente en el lugar que debería, pudiera ser un factor por el que la caída de presión no es representativa, sumado a esto el hecho de que la opción no es muy sensible a los cambios de diámetro en el rango utilizado, con la opción de agujero discretizado de Stars el efecto de las pérdidas de presión por fricción entre dos tuberías no es bien representado, pero si la inyección de un fluido en una tubería.

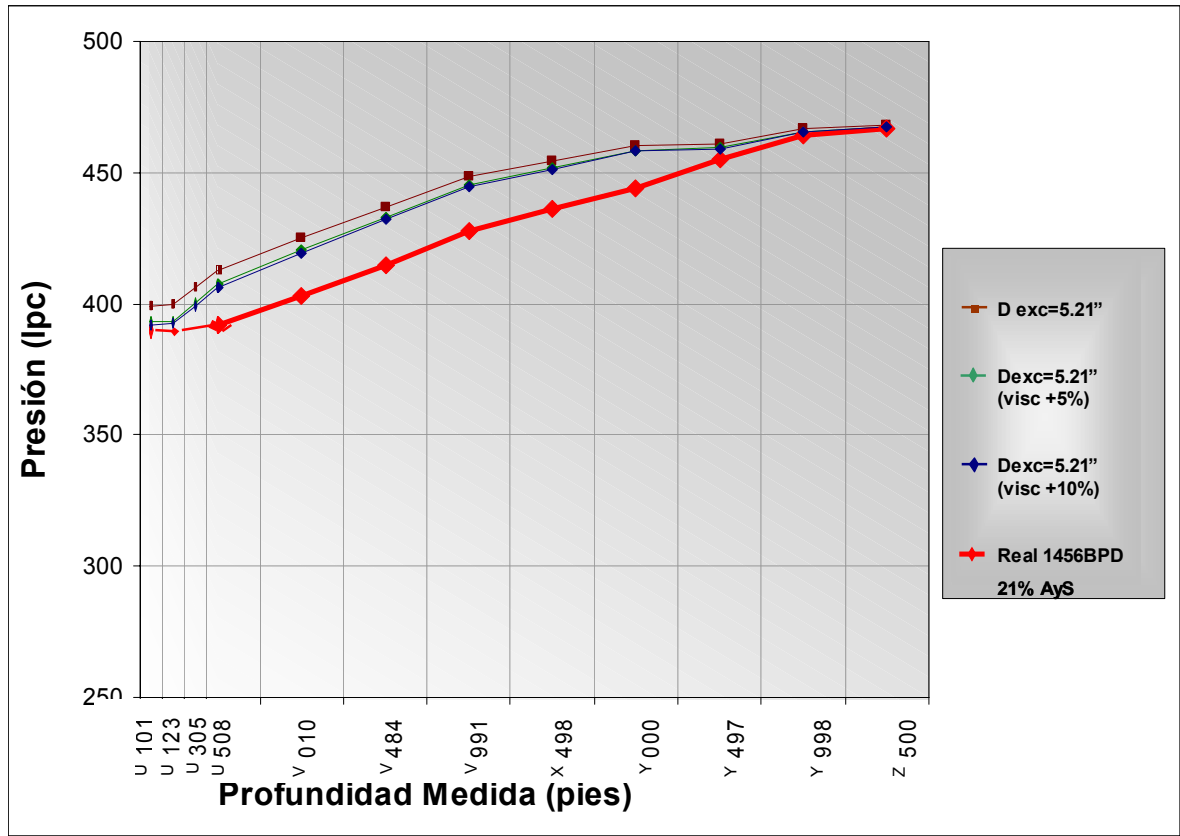
Según lo evaluado antes para la opción de agujero discretizado del simulador Stars, se observa claramente que presenta muchas limitaciones, pero es necesario también notar, que esta opción se encuentra en continuo desarrollo por parte de su casa matriz CMG, para su mejora y óptima utilización en futuros trabajos de simulación.

## **8.2 Pozo BF06**

Al momento de la obtención de las presiones en el pozo BF06, éste estaba en proceso de limpieza de hoyo, por lo que tenía un comportamiento de corte de agua poco representativo debido a que el pozo no estaba estabilizado completamente. Sin embargo, las presiones a lo largo de la sección horizontal fueron comparadas con la respuesta del simulador Eclipse100 en este pozo, tomando en cuenta la información que se poseía de perfil de temperatura (fibra óptica) y muestreo de fondo para la ubicación de la zona de entrada de agua.

Con una tasa de producción de 1456BPD con un corte de agua del 21 %, la respuesta fue obtenida para una representación de diámetro excéntrico y variación en la viscosidad de hasta el 10%, que fue donde más se acercó a los valores reales.

El cotejo del influjo es necesario ya que éste tiene un impacto evidente en las pérdidas de presión, en la forma de cómo entra el fluido a la tubería y el comportamiento de éste dentro de la misma.



**Figura 50 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1456BPD y un corte de agua del 21% en Eclipse100**

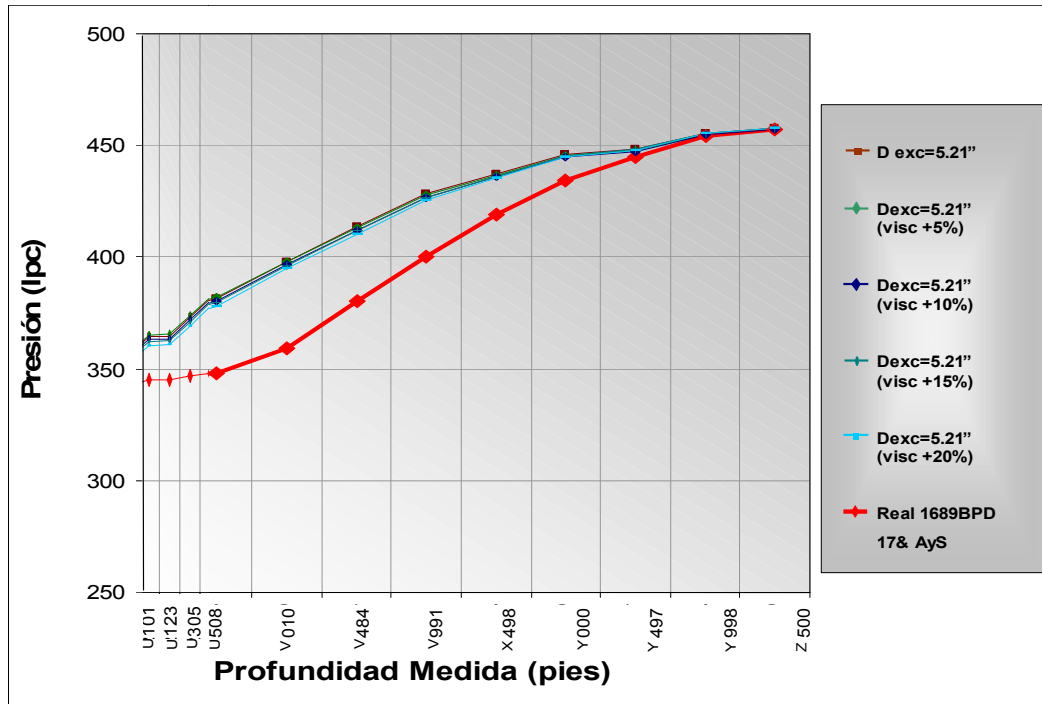
Se observa que hay buena representación de la sección del pozo donde solo hay flujo axial debido a la presencia de lutitas, ya que la pendiente de la curva permanece constante, la concavidad de la curva también está bien representada, debido a la continua entrada de fluidos con el respectivo aumento de caudal en dirección del talón del pozo, además de la atenuación de la presión debido al influjo de agua. Una clara diferencia se observa entre las curvas de los resultados de simulación y la real, pudiendo ser un motivo de esto una errada representación del caudal a través de toda la sección horizontal por el aporte de fluidos desde el yacimiento. Es necesario destacar que el comportamiento en el corte de agua no se encontraba estabilizado.

Los porcentajes de variación de la caída total de presión se muestran a continuación, siendo estos representativos para la tasa y corte de agua del caso, con una pequeña variación del 2% aproximadamente, que no es más que una pequeña diferencia de 2lpc para este caso.

| Porcentaje de variación de la viscosidad | Porcentaje de variación de la caída de presión |
|------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 0                                        | -10,53                                         |
| 5                                        | -3,62                                          |
| 10                                       | -2,34                                          |

**Tabla 8 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1456BPD y un corte de agua del 21%**

El perfil de presiones del pozo, sin estar aún en la estabilización del pozo, a 1689BPD y a un corte de agua del 17%, fue comparado con la respuesta del simulador. Esta se muestra en la Figura 47:



**Figura 51 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1689 PDD y 17% de corte de agua en Eclipse100**

Con estas características de producción, las variaciones obtenidas en la caída de presión entre lo real y lo simulado oscilan entre 15 y 22 lpc representando entre 8 y 18% respectivamente, esto debido seguramente a la gran influencia del agua al entrar y su impacto en los sensores de presión al hacer las mediciones, aunque el pozo no estaba

completamente estable para estas mediciones, se observan los porcentajes de variación en la siguiente tabla:

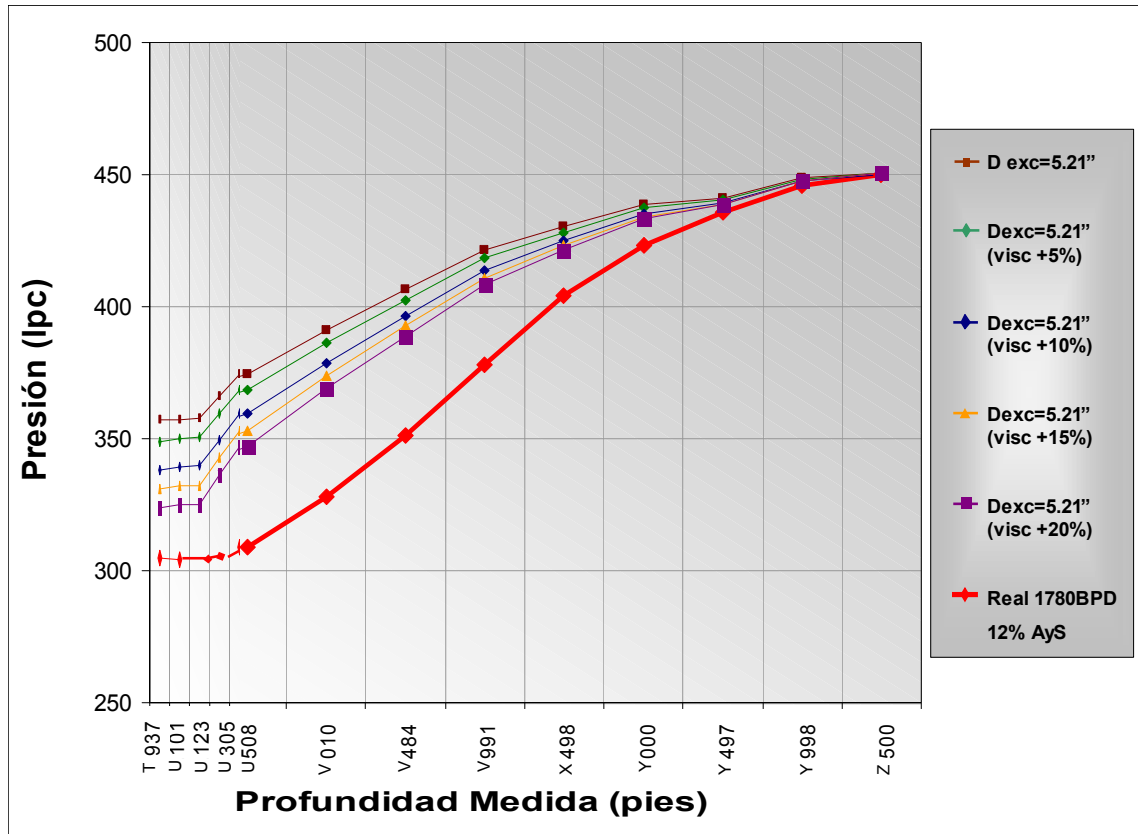
| Porcentaje de variación de la viscosidad | Porcentaje de variación de la caída de presión |
|------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 0                                        | -18,06                                         |
| 5                                        | -12,32                                         |
| 10                                       | -11,05                                         |
| 15                                       | -9,75                                          |
| 20                                       | -8,48                                          |

**Tabla 9 Variación de la caída de presión con la utilización de diferentes diámetros para una tasa de 1689PD y un corte de agua del 17%**

El perfil de presiones junto con las respuestas del simulador se muestran en la Figura 52 para una tasa de 1780PDB y un corte de agua del 12%, donde el pozo ya se encontraba estabilizado con el corte de agua relativamente constante.

Se observa claramente que al ser aumentada la viscosidad se acercan mucho más los valores simulados con los reales, diferencias entre 55 y 20 lpc representando entre 12 y 35% de variación.

Esta diferencia se puede atribuir a que cuando el agua entra al pozo, la estructura de flujo que esta presente dentro del pozo en la realidad no se conoce, ya que no ha sido descrita, por lo que al comparar los resultados de simulación con los reales las diferencias entre estos perfiles puede tener cabida, además de que el simulador calcula las caídas de presión de la mezcla homogénea de los fluidos que están presentes en el segmento.

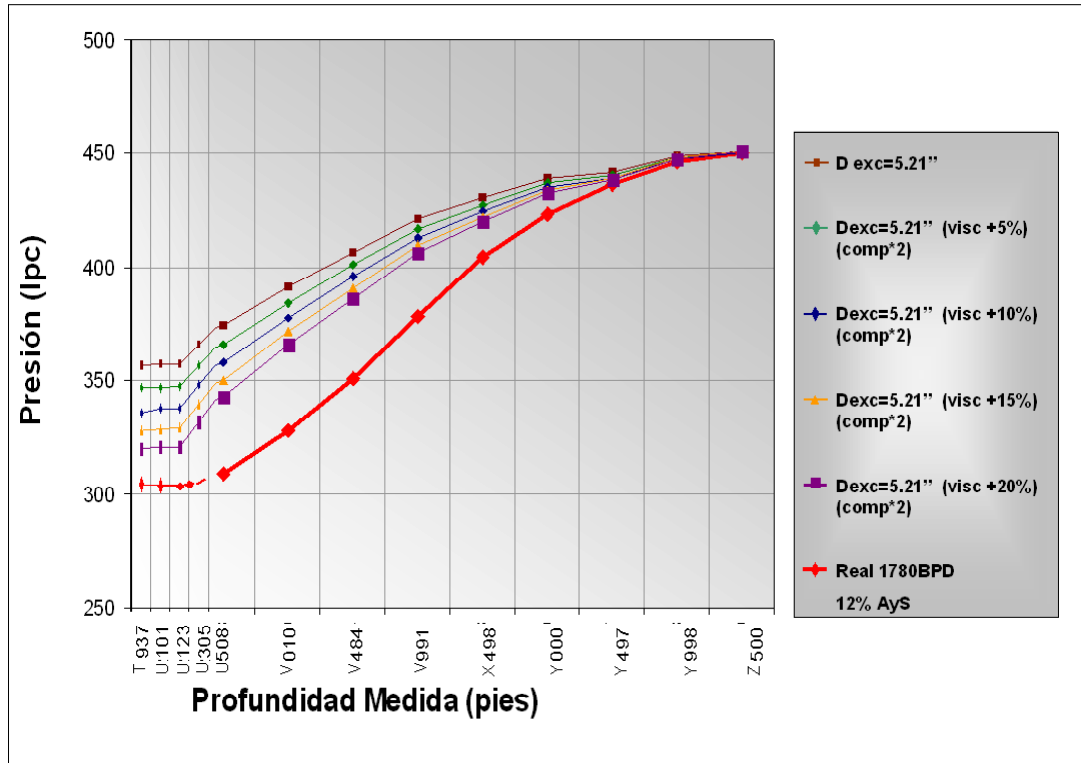


**Figura 52 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades para una tasa de 1780 BPD y 12% de corte de agua en Eclipse100**

Por otro lado se observa la estabilización de la presión cuando el fluido entra a una tubería de mayor diámetro, pasando del liner ranurado de 7" a una tubería cerrada de 9 5/8" y su buena representación, ya que para este pozo dos de los sensores de presión se encontraron dentro de pequeñas secciones de tuberías cerrada al flujo desde el yacimiento.

Adicionalmente se evaluó un incremento en la compresibilidad de la roca al doble, para observar el efecto que este valor tenía en el influjo, lo que genera también pequeños cambios a nivel de pérdidas de presión por fricción, ya que las arenas de la zona en estudio son pocas consolidadas y el valor utilizado para este parámetro puede estar subestimado, además de ser un factor influyente en el mecanismo de recobro.

Los resultados se muestran en la Figura 48.



**Figura 53 Respuesta del perfil de presiones con variaciones de viscosidades y compresibilidades de la roca para una tasa de 1780 PDD y 12% de corte de agua en Eclipse100**

De igual forma que el caso anterior, se observan claramente las diferencias entre lo simulado y lo real, entre 9 y 33% de variaciones, que están un poco más cercanos a la realidad. Estas diferencias seguramente son debido a lo explicado anteriormente, observándose una pequeña disminución en la variación de las caídas de presión con el cambio adicional en la compresibilidad como se muestra en la siguiente tabla:

|                                               |     | Porcentaje de incremento de la viscosidad |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------|-----|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                               |     | 0                                         | 5      | 10     | 15     | 20     |
| % de aumento de la compresibilidad de la roca | 0   | -35.37                                    | -30.02 | -22.7  | -17.71 | -12.54 |
|                                               | 100 | -33.3                                     | -33.66 | -28.83 | -15.35 | -9.92  |

**Tabla 10 Variación de la caída de presión con cambios en viscosidad y compresibilidad de la roca**

Es de hacer notar que las respuestas obtenidas en los diferentes casos del pozo BF06 por el simulador Eclipse 100 representan de buena manera la situación real, ya que primero en la sección en que la curva real es cóncava el simulador así lo representa, debido a la caída de presión y constante entrada del fluido al pozo,

Segundo, en las secciones en la que no hay entrada de fluido a la tubería, como por ejemplo donde se encuentra la tubería sin ranuras y donde están las lutitas alrededor del pozo, solo existe un flujo axial y no radial, esto también puede ser representado, observándose que la pendiente de la curva de presión para estos intervalos es constante, teniendo como trayectoria una línea recta en estas secciones al igual que el perfil de presiones reales.

El tercer factor en consideración que es bien representado en el simulador es la zona de entrada de agua, en donde al igual que en la realidad, hay una atenuación de la caída de presión debido al influjo presente por la disminución drástica de la viscosidad de la mezcla al tener el agua un valor de viscosidad muchísimo menor que el crudo estudiado.

Los resultados de este pozo no se tienen para el modelo de Stars, ya que la simulación de este modelo no fue realizada por las limitaciones en la utilización de la opción y respuestas erróneas proporcionadas que fueron analizadas, además del tiempo necesario para esto en el presente trabajo.

Es de hacer notar que al estar presentes estas limitaciones en el simulador Stars, los estudios de macollas o clusters que se necesiten realizar, con necesidad de gran detalle de fricción en el pozo, no se podrán llevar a cabo por los momentos. Por ello sería de gran utilidad el desarrollo de esta opción, como lo está actualmente por CMG, para su posterior estudio.

### 8.3 Comparaciones

Se mencionaran algunas características y resultados de los dos simuladores utilizados, Eclipse100 y Stars, que resumen de cierto modo lo presentado en las últimas secciones.

| <b>Eclipse100</b>                                                              | <b>Stars</b>                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Simulador de Petróleo Negro                                                    | Simulador Composicional-Térmico                                                                             |
| Cualquier trayectoria del pozo aplicable                                       | La trayectoria del pozo tiene que estar orientada linealmente en uno de los ejes de coordenadas cartesianas |
| Sensible a cambios de diámetro                                                 | Poco sensible a cambios de diámetro                                                                         |
| Tiempos de simulación cortos                                                   | Tiempos de simulación excesivamente largos                                                                  |
| Caídas de presión a lo largo de la sección horizontal representativas          | Caídas de presión a lo largo de la sección horizontal no representativas                                    |
| -----                                                                          | Opción del pozo en circulación poco representativa                                                          |
| El post-procesador disponible no permite ver resultados del pozo multisegmento | El post-procesador muestra resultados del agujero discretizado, pero con defectos                           |

**Tabla 11 Diferencias Eclipse100-Stars**

## 9 CONCLUSIONES

La opción del Pozo Multisegmento de Eclipse100 permite obtener las presiones en la sección horizontal de los pozos acorde con las condiciones presentes del aporte de fluido desde el yacimiento, zonas sin flujo, variación en las características de las tuberías o algún influjo presente.

La respuesta en las presiones del hoyo con opción del Agujero Discretizado de Stars mediante el régimen y patrón de flujo no están completamente acordes con la realidad, a pesar de que existe una representación del patrón de flujo presente donde parte del comportamiento del fluido en el pozo puede ser evaluado.

El régimen de flujo presente en la tubería puede ser obtenido con las opciones del Pozo Multisegmento y Agujero Discretizado de Eclipse100 y Stars respectivamente.

El patrón de flujo en una tubería se puede obtener con la opción del Agujero Discretizado de Stars. Teniendo para el caso en estudio que el gas encontrado a condiciones de hoyo no es suficiente como para formar uno de los patrones descritos presentándose un régimen de flujo laminar y en algunos casos un comportamiento espumante.

La utilización de aplicaciones u opciones como Pozo Multisegmento y Agujero Discretizado de los simuladores numéricos de yacimientos Eclipse100 y Stars respectivamente permiten obtener una mayor precisión en el comportamiento de fluidos en las tuberías mediante la simulación de yacimientos, que es esencial para la gerencia de yacimientos petrolíferos, donde el modelaje de flujo y transporte de fluidos es comúnmente aplicado para este propósito.

Los perfiles de presión suministrados por los sensores de presión complementan la información que se tenga del yacimiento y sobre todo en las cercanías del pozo, por ejemplo zonas cerradas a flujo o entrada de fluidos, además de proveer información del fluido dentro del pozo y así representar de manera adecuada el modelo de pozo.

La detección de distribución de temperatura con la fibra óptica a las condiciones del hoyo es utilizada para representar información importante acerca del influjo y/o entrada de algún fluido del yacimiento que sea confiable, y económica en pozos productores horizontales.

Es necesario representar con precisión las condiciones del yacimiento y su interacción con el pozo debido al efecto que esto tiene en la hidráulica del pozo.

Representar eficientemente las propiedades PVT del crudo tiene un gran impacto en la respuesta de presión en el pozo. Representar estas propiedades del crudo y su mezcla con agua y diluyente, generará un mejor resultado de la presión, a nivel de pozo. Si esta representación no es buena, la incertidumbre impactará fuertemente a los resultados obtenidos.

Los paquetes de simulación numérica de yacimientos pueden ser inadecuados para modelar ciertos procesos. Por esto una evaluación de las opciones disponibles traerá beneficios para un estudio posterior.

## 10 RECOMENDACIONES

Se recomienda utilizar el simulador adecuado para estudios que estén focalizados en pérdidas de presión por fricción en las secciones horizontales de los pozos o estudios cuyos fenómenos asociados tengan un gran impacto en este procedimiento.

Se recomienda la utilización del diámetro equivalente excéntrico para los cálculos de pérdidas de presión, con completaciones de pozo con tubería inyectora de diluyente (stinger).

Además, los cambios o ajustes a realizarse en futuros proyectos de simulación deben estar acordes con otros estudios de fiabilidad de datos, de acuerdo a sensibilidades y estudios que los respalden.

Se sugiere encontrar los problemas de los tiempos de simulación largos en Stars.

Es aconsejable establecer de manera clara y precisa los objetivos de todo trabajo de simulación, ya que dependiendo de éstos se utilizarán un software de simulación numérico u otro.

Se recomienda realizar estudios de crudos espumantes, para determinar su efecto en la producción y mecanismos de recobro para el caso.

Se invita a realizar estudios de pérdidas de presión en tuberías con crudos que posean diferentes características, para así observar el comportamiento de los modelos estudiados.

---

---

## REFERENCIAS

1. ADBUVAYT et al. **EFFECTS OF PRESSURE AND PIPE DIAMETER ON GAS-LIQUID TWO-PHASE FLOW BEHAVIOR IN PIPELINES**. SPE 84229. Octubre 2003. 15 pp.
2. ARCHER, R y AGBONGIATOR, E. **CORRECTING FOR FRICTIONAL PRESSURE DROP IN HORIZONTAL WELL INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS**. SPE 80528. Abril 2003. 6 pp.
3. ATHICHANAGORN et al. **PROCESING AND INTERPRETATION OF LONG-TERM DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE PRESSURE**. SPE 56419. Octubre 1999. 16 pp.
4. AZIZ, Khalid. **NOTES FOR PETROLEUM RESERVOIR SIMULATION**. Universidad de Stanford. 1996. 564 pp.
5. BEGS, H y BRILL J. **A STUDY OF TWO PHASE FLOW IN INCLINED PIPES**. SPE 4007. Mayo 1973. 11 pp.
6. BENNION et al. **A CASE STUDY OF FOAMY OIL RECOVERY IN THE PATOS-MARINZA RESERVOIR, DRIZA SAND, ALBANIA**. Journal of Canadian Petroleum Technology. Marzo 2003, Volumen 42, 8 pp.
7. BREKKE, Kristian. **HORIZONTAL WELL PRODUCTIVITY AND RISK ASSESSMENT**. Universidad de Tulsa. 1996. 155 pp.
8. CARNAHAN et al. **FIBER OPTIC TEMPERATURE MONITORING TECHNOLOGY**. SPE 54599. Mayo 1999. 10 pp.
9. CHIN, Wilson. **MODERN FLOR ASSURANCE METHODS, PART I: CLOGGED PIPELINES, WAX DEPOSITION, AND HYDRATE PLUGS**. Offshore Magazine. Septiembre 2000. Volumen 22. 5 pp
10. CMG (Compute Modeling Geomodel). **Manual de Stars**. 2003.
11. DIKKEN, BEN. **PRESSURE DROP IN HORIZONTAL WELLS AND ITS EFFECT ON PRODUCTION PERFORMANCE**. SPE 19824. Noviembre 1990. 14 pp.
12. ERIKSSON, K. **FIBER OPTIC SENSING – CASE OF “SOLUTIONS LOOKING FOR PROBLEMS”**. SPE 71829. Septiembre 2001. 5 pp.
13. FRANZINI, J y FINNEMORE, E. **MECÁNICA DE FLUIDOS CON APLICACIONES DE INGENIERÍA**. Mc Graw Hill. Madrid. 1999. 503 pp.
14. HAGEDORN et al. **THE EFFECT OF LIQUID VISCOSITY IN TWO-PHASE VERTICAL FLOW**. SPE 733. Octubre 1963. 8 pp.

15. HALISTONE et al. **DO ELECTRONIC PRESSURE GAUGES HAVE 20/20 VISION?**. SPE 30614. Octubre 1995. 22 pp.
16. HOLMES et al. **APPLICATION OF A MULTISEGMENT WELL MODEL TO SIMULATE FLOW IN ADVANCED WELLS**. SPE 50646. Octubre 1998. 11pp.
17. JONES, J. **A NEW BOTTOM-HOLE PRESSURE GAUGE**. SPE 740. Octubre 1963. 4 pp.
18. KARAMAN et al. **A FIELD TO TEST FIBER OPTIC SENSORS FOR DOWNHOLE TEMPERATURE AND PRESSURE MEASUREMENTS, WEST, COALINGA FIELD, CALIFORNIA**. SPE 35685. Mayo 1996. 7 pp.
19. KRAGAS et al. **THE OPTIC OIL FIEL: DEPLOYMENT AND APLICATION OF PERMANENT IN-WELL FIBER OPTIC SENSING SYSTEMS FOR PRODUCTION AND RESERVOIR MONITORING**. SPE 71529. Octubre 2001. 9 pp.
20. MARKEY, Patrick. **VENEZUELA SEEKS HIGHER HEAVY OIL DEAL FEELS**. Octubre 2003. ([http://www.latinpetroleum.com/article\\_2200.shtml](http://www.latinpetroleum.com/article_2200.shtml))
21. McCAIN Jr, William. **ANALYSIS OF BLACK OIL PVT REPORTS REVISITED**. SPE 77386. Octubre 2002. 5 pp.
22. MEYER, R y ATTANASI, E. **HEAVY OIL AND NATURAL BITUMEN-STRATEGIC PETROLEUM RESOURCES**. Science for a Changing World. Agosto 2003. (<http://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>)
23. MIRABAL, M de y GORDILLO, R. **IMPACT OF FOAMY OIL MECHANISM ON THE HAMACA OIL RESERVES, ORINOCO BELT-VENEZUELA**. SPE 36140. Abril 1996. 9 pp.
24. OBALLA et al. **ASPECTS OF DISCRETIZED WELLBORE MODELLING COUPLED TO COMPOSITIONAL/THERMAL SIMULATION**. The Journal of Canadian Petroleum Technology. Abril 1997. Volumen 36. 8 pp.
25. ODDIE et al. **EXPERIMENTAL STUDY OF TWO AND THREE PHASE FLOWS IN LARGE DIAMETER INCLINED PIPES**. International Journal of Multiphase Flow. 2003. Volumen 29. 32 pp
26. **OIL-BASED TECHNOLOGY AND ECONOMY PROSPECTS FOR THE FUTURE**. The Society of Danish Engineers. Copenhagen Diciembre 2003. 95 pp.
27. OUYANG et al. **AN EXPERIMENTEL STUDY OF SINGLE-PHASE AND TWO-PHASE FLUID FLOW IN HORIZONTAL WELLS**. SPE 46221. mayo 1998. 10 pp

28. OUYANG, L y AZIZ, K. **A HOMOGENEOUS MODEL FOR GAS LIQUID FLOW IN HORIZONTAL WELLS.** JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE & ENGINEERING. 2000. Volumen 27. 10 pp.
29. OUYANG, Liang-Biao. **MECHANISTIC AND SIMPLIFIED MODELS FOR OIL-WATER COUNTERCURRENT FLOW IN DEVIATED AND MULTILATERAL WELLS.** SPE 77501. Octubre 2003. 12 pp.
30. PENMATCHA et al. **EFFECTS OF PRESSURE DROP IN HORIZONTAL WELLS AND OPTIMUM WELL LENGTH.** SPE 37494. Marzo 1997. 13 pp.
31. PETALAS, N y AZIZ K. **A MECHANISTIC MODEL FOR STABILIZED MULTIPHASE FLOW IN PIPES.** Universidad de Stanford. Agosto 1997. 104 pp.
32. PETALAS, N y AZIZ, K. **A MECHANISTIC MODEL FOR MULTIPHASE FLOW IN PIPES.** Universidad de Stanford. 1998. 16 pp.
33. ROGNER et al. **ENRGY RESOURCES AND TECHNOLOGY OPTIONS.** Alemania 2001. 38 pp.
34. ROMERO et al. **THERMODYNAMIC CHARACTERIZATION OF A PVT OF FOAMY OIL.** SPE 69724. Marzo 2001. 6 pp.
35. RONALDO, V. **HORIZONTAL WELL DESIGN OPTIMIZATION: A STUDY OF THE PARAMETERS AFFECTING THE PRODUCTIVITY AND FLUX DISTRIBUTION OH A HORIZONTAL WELL.** SPE 84194. Octubre 2003. 8 pp.
36. SAPHIRE. **PRESSURE GAUGE CATALOG.**
37. SAPUTELLI et al. **MONITORING STEAMFLOOD PERFORMANCE TROUGH FIBER OPTIC TEMPERATURE SENSING.** SPE 54104. Marzo 1999. 7 pp.
38. SCHLUMBERGER. **ECLIPSE100 USER COURSE.** Septiembre 1999. 501 pp.
39. SCHLUMBERGER. **REFERENCE MANUAL ECLIPSE100**
40. SCHMIDT et al. **MULTIWEL L DATA ACQUISITION AND ANALYSIS FOR PERMANENT BOTTOMHOLE PRESSURE GAUGE INSTALLATIONS.** SPE 16511. Junio 1987. 8 pp.
41. SENSE (SCHLUMBERGER). **THE ESSENTIALS OF FIBER OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE ANALYSIS.** 2003. 33 pp.
42. SHENG, J y HAYES R. **A DYNAMIC MODEL TO SIMULATE FOAMY OIL FLOW IN POROUS MEDIA.** SPE 36750. Octubre 1990. 13 pp.
43. SILVA, M y SHAH, S. **FRICTION PRESSURE CORRELATIONS OF NEWTONIAN AND NON-NEWTONIAN FLUIDS THROUGH CONCENTRIC AND ECCENTRIC ANNULI.** SPE 60720. Abril 2000. 9 pp

44. STREETER et al. **MECÁNICA DE FLUIDOS**. Mc Graw Hill. Santa Fé de Bogotá. 1999. 740 pp.
45. VAUGHN et al. **AXIAL LAMINAR FLOW OF NON-NEWTONIAN FLUIDS IN NARROW ECCENTRIC ANNULI**. SPE 1138. Diciembre 1965. 4 pp.
46. WEB: <http://telecom.fi-b.unam.mx/manuales/control/presion1.pdf>
47. WHITE, Frank. **VISCOUS FLUID FLOW**. Mc Graw Hill. Boston. 1991. 614 pp.
48. XIAO et al. **A COMPREHENSIVE MECHANISTIC FOR TWO-PHASE FLOW**. SPE 20631. Septiembre 1990. 14 pp.
49. YALNIZ, M y OZKAN, E. **A GENERALIZED FRICTION-FACTOR CORRELATION TO COMPUTE PRESSURE DROP IN HORIZONTAL WELLS**. SPE 74329. Noviembre 2001. 8 pp.

---

---

## NOMENCLATURA

|          |                                                      |
|----------|------------------------------------------------------|
| A        | Área ocupada por el fluido en la sección transversal |
| C        | Constante de Régimen de flujo                        |
| D        | Diámetro de la tubería                               |
| e        | Rugosidad absoluta de la tubería                     |
| E        | Fracción de Líquido                                  |
| $f$      | factor de fricción de Fanning, adimensional          |
| $f_{tp}$ | Factor de fricción de dos fases                      |
| F        | Flujo fraccional                                     |
| FE       | Fracción Líquida de Arrastre                         |
| g        | Aceleración de la gravedad – factor ponderativo      |
| $G_T$    | Tasa de flujo volumétrico en un segmento             |
| h        | Altura                                               |
| H        | Presión hidrostática                                 |
| J        | Índice del Pozo                                      |
| k        | Permeabilidad absoluta                               |
| $k_r$    | Permeabilidad Relativa                               |
| K        | Parámetro de correlación adimensional                |
| L        | Longitud                                             |
| m        | Fracción de materia o componente en un segmento      |
| $N_{we}$ | Número de Weber                                      |
| $N_\mu$  | Número de viscosidad                                 |
| P        | Presión                                              |
| q        | Tasa de flujo volumétrico desde una celda            |
| Q        | Tasa de flujo volumétrico                            |
| r        | Radio                                                |
| R        | Ecuación residual                                    |
| Re       | Número de Reynolds                                   |
| Rg       | Fracción de vacío                                    |
| s        | Coefficiente de abrigo                               |
| S        | Perímetro Mojado                                     |
| Sens     | Temperatura sensitiva                                |
| T        | Transmisibilidad                                     |

---



---

|               |                                                                        |
|---------------|------------------------------------------------------------------------|
| Temp          | Temperatura                                                            |
| Tref          | Temperatura de referencia                                              |
| $(TTS/NTS)_x$ | Relación Stokes/Anti-Stokes al punto de interés a lo largo de la fibra |
| $(TTS/NTS)_c$ | Relación Stokes/Anti-Stokes de referencia del cable de la fibra óptica |
| $v$           | Velocidad del fluido                                                   |
| $x$           | Incremento de la variable solucionada                                  |
| $X$           | Variable solucionada                                                   |
| $Y$           | Fracción volumétrica de líquido presente                               |

#### Letras Griegas

|               |                                                                        |
|---------------|------------------------------------------------------------------------|
| $\alpha$      | Ángulo de inclinación de la tubería, tomando como positivo para arriba |
| $\beta$       | Coeficiente adimensional                                               |
| $\delta$      | espesor de la película                                                 |
| $\varepsilon$ | Rugosidad relativa de la tubería                                       |
| $\tau$        | Tensión interfacial                                                    |
| $\theta$      | Ángulo sostenido por la interfase                                      |
| $\vartheta$   | Factor adimensional                                                    |
| $\lambda$     | Movilidad                                                              |
| $\mu$         | Viscosidad                                                             |
| $\rho$        | Densidad del fluido                                                    |
| $\Delta$      | Diferencia                                                             |
| $\Delta\Phi$  | Diferencia de potencial                                                |
| $d\Phi/dx$    | Gradiente de Potencial                                                 |

#### Sub-Índices

|      |                                 |
|------|---------------------------------|
| $a$  | Aceleración - Anular            |
| $b$  | Burbuja - tubing                |
| $c$  | Base o calculado--excentricidad |
| $de$ | Equivalente                     |
| $f$  | Fricción - Película             |
| $g$  | Gas                             |

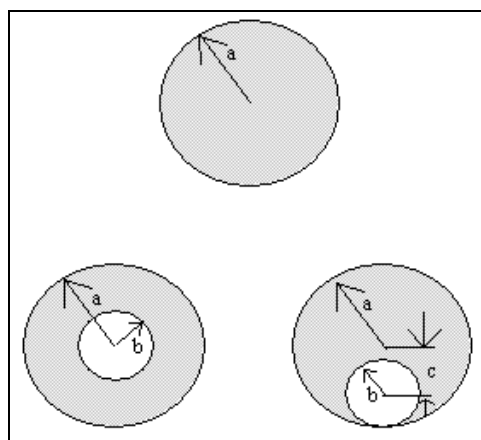
|    |                                    |
|----|------------------------------------|
| h  | Hidrostático - Hidráulico          |
| i  | Interfase                          |
| L  | Líquido                            |
| m  | Mezcla                             |
| n  | Número de segmento                 |
| s  | Superficial                        |
| t  | Transitorio ó transición           |
| tu | Tubería                            |
| u  | Unidad tapón                       |
| w  | Pared – Agua                       |
| W  | Pozo                               |
| x  | Dirección X del eje de coordenadas |
| y  | Dirección Y del eje de coordenadas |
| Z  | Dirección Z del eje de coordenadas |

## APÉNDICE

## APÉNDICE 1

### Diámetro Equivalente

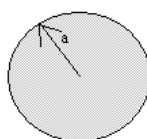
Aunque la mayoría de las ecuaciones encontradas están desarrolladas para ductos de flujo circulares, no debería sorprender que un considerable número de soluciones exactas sean conocidas para formas no circulares. Algunas de estas formas se encuentran en la figura siguiente. Cada formulación es diferente, pero la solución se mostrará a casos en los que sea posible el hecho de que estén comercialmente disponibles para la aplicación que se desea. Los diámetros equivalentes se muestran a continuación.



Secciones transversales

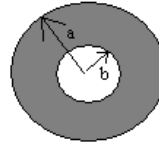
#### Diámetro Completo (Sin restricciones)

Este es el diámetro interno de la tubería colocado en la completación del pozo.



### Diámetro Equivalente con Diferencia de Áreas

Este diámetro es obtenido luego de hacer la diferencia de áreas transversales entre la tubería y la herramienta utilizada.

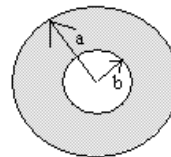


$$A = \pi(a^2 - b^2) \quad Dequiv = 2\sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

### Diámetro Hidráulico

Tomado de "A Semianalytical Model for Calculating Pressure Drop Along Horizontal Wells with Stinger Completions"-**J.D. Jansen**-Paper SPE 74212- Marzo 2003

Este diámetro ha sido utilizado en pruebas con viscosidad de fluido de  $5 \times 10^{-7}$  cP, de densidad aproximadamente de 7.09 lb/gal para completaciones con stinger. Sin embargo su utilidad en crudos extrapesados no ha sido utilizada. Se utiliza en el presente trabajo como prueba ya que no se restringe su uso para un fluido en particular.

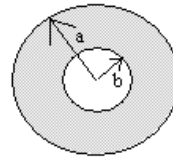


$$Dh = 2r_h$$

$$r_h = \frac{A}{P} = \frac{\frac{1}{4}\pi(a^2 - b^2)}{\pi(a + b)} = \frac{1}{4}(a - b)$$

### Diámetro Equivalente

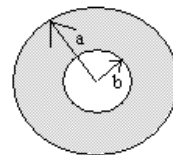
Tomado de la Guía para el usuario STARS- Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones térmicas para yacimientos-2003-CMG, el uso de este diámetro no está definido para un fluido en particular por lo que su utilización debe ser sometida a estudio de acuerdo a las condiciones presentes.



$$D = 2.4 \sqrt{a^2 + b^2 - \frac{a^2 - b^2}{\ln(a/b)}}$$

### Diámetro Concéntrico

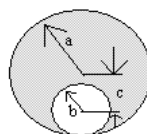
Tomado de "Viscous Fluid Flow"- Frank White-1994 (presente también en otras bibliografías).



$$D = 2.4 \sqrt{a^4 - b^4 - \frac{(a^2 - b^2)^2}{\ln(a/b)}}$$

### Diámetro Excéntrico

Tomado de “Viscous Fluid Flow”- Frank White-1994. Esta formulación, al igual que la del diámetro anterior fueron tomadas de la sección de solución de ecuaciones de fluidos newtonianos viscosos, donde existe una serie de ecuaciones que permiten obtener de acuerdo a diferentes suposiciones, distribuciones de estabilidad, presiones, temperaturas entre otras para fluidos presentes en diferentes ductos. La suposición de utilizar estos diámetros no está definida, debido a que este diámetro al igual que el anterior más que un parámetro de fluido es un parámetro geométrico que representa a la geometría de flujo.



$$D = 2.4 \sqrt{a^4 - b^4 - \frac{4c^2 M^2}{\beta - \alpha} - 8c^2 M^2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{n \cdot \exp(-n(\beta + \alpha))}{\sinh(n\beta - n\alpha)}}$$

$$F = \frac{a^2 - b^2 + c^2}{2c}$$

$$M = (F^2 - a^2)^{1/2}$$

$$\alpha = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{F + M}{F - M} \right)$$

$$\beta = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{F - c + M}{F - c - M} \right)$$