



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“MEMORIAS DE TRABAJO SOBRE ASEGURAMIENTO DE
FLUJO UTILIZANDO EL SIMULADOR DINÁMICO OLGA”**

**INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
GÓMEZ MARTÍNEZ ÉRIK**

Aval ante el Comité de Titulación:
Ing. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

Supervisor de Scandpower Petroleum Technology
M.C. VICTOR MARTÍNEZ ORTÍZ

MÉXICO, D.F., 2010.





Índice

	<u>Página</u>
I. INTRODUCCIÓN	1
II. ASEGURAMIENTO DE FLUJO	5
II.1 Metodología y análisis	6
II.2 Herramienta requerida	6
III. PRODUCCIÓN MULTIFÁSICA	9
III.1 Conceptos básicos	10
III.2 Principales aplicaciones de la simulación en régimen transitorio	17
III.2.1 Características fundamentales de OLGA®	18
III.2.2 Limitaciones del simulador OLGA®	19
IV. PROCEDIMIENTO PARA GENERACIÓN DE MODELOS PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA	21
IV.1 Elaboración de las tablas de propiedades	24
IV.2 Construcción de los Sub-modelos que conforman al Modelo de Simulación	30
IV.2.1 Generación del Modelo Gráfico	30
IV.2.2 Construcción del Modelo Geométrico	31
IV.2.3 Condiciones iniciales y de frontera	35
IV.2.4 Modelo Térmico (transferencia de calor)	37
IV.2.5 Medición de las variables	43
IV.2.6 Archivos de salida de OLGA®	46
IV.2.7 Ajuste	47
V. DESARROLLO DEL PROYECTO	48
V.1 Características y propiedades de los fluidos	48
V.2 Desarrollo de los modelos de simulación	49
V.3 Resultados obtenidos	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
APÉNDICE	77
GLOSARIO.	80
NOMENCLATURA	83
BIBLIOGRAFÍA	84



I. INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene como objetivo describir las actividades realizadas durante mi estancia en la compañía **SCANDPOWER PETROLEUM TECHNOLOGY** (SPT) en el periodo de mayo a noviembre del 2009. En este periodo me desempeñé como consultor junior en el área de simulación de flujo multifásico en tuberías, para lo cual se utilizó el software OLGA[®], que es un Simulador Dinámico de Flujo Multifásico.

Iniciaré este trabajo mencionando la razón por la cual se hizo este estudio; posteriormente hablaré sobre mi experiencia en la Compañía SPT.

Conforme se avanza en la explotación de un yacimiento su presión se abate y éste empieza a liberar gas; si se trata de un yacimiento de aceite, entre mayor cantidad gas se libere y por la movilidad de éste existe mayor posibilidad de conificación del mismo y si además existe un acuífero activo propiciará la invasión de agua en los pozos. Debido a lo anterior es necesario desarrollar diferentes alternativas que propiciarán cambios en la producción de los pozos e instalaciones; es necesario contar con modelos que permitan predecir cómo se verá afectado el sistema integral de producción al introducir alguna de tales alternativas.

Objetivo y alcance del proyecto

El presente estudio tiene como objetivo generar un modelo que permita simular las condiciones operativas de dos campos, específicamente los pozos de dos plataformas, y a partir de este optimizar las condiciones de flujo de veinticinco pozos. Para lo anterior fue necesario:

1. Generar los modelos individuales de los pozos, ya que se requiere conocer el efecto que se tendría en ellos al hacer alguna modificación en las condiciones de operación (y determinar la posible formación de baches debido a la alta producción de gas).
2. Generar el modelo de flujo de la instalación que permita representar el fenómeno físico; por ejemplo la llegada de los pozos a la plataforma.
3. Integrar los modelos de pozo y los de la instalación para generar la red de recolección.



Se obtendrá un modelo de flujo que represente las condiciones operativas de las instalaciones y con este optimizar las instalaciones, generar escenarios de producción y seleccionar el más conveniente.

En el periodo mayo-noviembre de 2009 me desempeñé en el Departamento de Simulación Dinámica de Pozos, realizando las actividades referentes al desarrollo de los modelos de flujo multifásico de los pozos, entre las que destacan:

- Recopilar información (Estados mecánicos, giroscópicos, estudios pVT, aforos; entre otros)
- Análisis e integración de la información.
- Construcción de los modelos de los pozos
- Ajuste de los modelos de los pozos
- Obtención y análisis de resultados

Por cuestiones prácticas y políticas de privacidad de la compañía, sólo utilicé algunos resultados, en particular de dos plataformas y de los pozos productores en ellas; por las mismas razones antes mencionadas sólo presentaré los resultados de un solo pozo, como ejemplo para toda la plataforma; sin embargo, el estudio se realizó para veinticinco pozos de las plataformas en estudio.

El primer objetivo encomendado fue aprender el manejo del software OLGA mediante cursos impartidos por la compañía y de forma autodidacta. Alguno de los temas impartidos:

1. Curso básico de Aseguramiento de Flujo¹, abordando los siguientes temas:

- Diseño en Estado Estacionario
 - Comportamiento de la Tubería de Producción
 - Generación y análisis del modelo de Afluencia
 - Diseño de Terminación del Pozo
 - Diseño del Bombeo Neumático
 - Desarrollo del modelo térmico



- Modelado transitorio
 - Análisis de bacheo
 - Optimización de levantamiento artificial
 - Cierre de pozos
 - Arranque de pozos
 - Carga de líquidos
 - Formación/disolución de hidratos
 - Limpieza del pozo
 - Perforación bajo balance

Como parte del curso, se resolvieron los ejercicios siguientes:

- Caso básico de aceite. Este es un modelo de un ducto y tiene como objetivo familiarizarse con las instrucciones del simulador.
- Caracterización de fluidos. En este ejercicio se utilizó un software llamado PVTsim®. Este software genera las tablas de propiedades de los fluidos, aceite, gas y agua en función de la presión y temperatura. Este ejercicio tiene como objetivo generar la envolvente de fase, densidad API y la RGA de un gas húmedo, gas y condensado, aceite superligero, aceite volátil y aceite negro.
- Elaborar tablas de propiedades de la mezcla de dos ductos, cada uno con un fluido, para lo cual era proporcionada la RGA de cada fluido, así como generar las tablas de propiedades de fluido de OLGA para un gas y condensado, también el mezclado de condensado y agua
- Dimensionamiento de la tubería de recolección para un campo en aguas profundas así como el nivel de aislamiento requerido para asegurar el flujo.
- Confirmación de bacheo inducido por el terreno.
- Alternativas para mitigar el bacheo.
- Decremento e incremento de producción.
- Paro y arranque de ductos.
- Simulación de una corrida de diablo.
- Simulación de flujo trifásico.



2 Curso de Pozos²

Los ejercicios que se resolvieron en este curso fueron los siguientes:

- Construcción del modelo de un pozo en aguas profundas desde el intervalo productor hasta la cabeza, así como la generación de la línea de recolección con el propósito de utilizar el módulo pozo (well) del simulador, evaluar la presión de envío de la productividad del pozo y entender cómo se utiliza el índice de productividad dentro del simulador
- Adición de un pozo al modelo desarrollado anteriormente para determinar el comportamiento de los mismo.
- Desarrollo de un caso para evaluar el efecto de la presión de yacimiento, llevar a cabo el paro y arranque de los pozos.
- Modelado de pozos horizontales
- Inducción de pozos
- Modelos de pozos con Bombeo Neumático

3 Curso avanzado de Aseguramiento de Flujo³.

Los ejercicios que se resolvieron en este curso fueron los siguientes:

- Modelado de una línea de recolección en aguas profundas de un campo de gas y condensado con el objetivo de prevenir el bacheo.
- Determinación de incremento y decrementos de producción.
- Cierre y depresionamiento de la línea de recolección.
- Simulación del golpe de ariete.



II. ASEGURAMIENTO DE FLUJO

La presente sección muestra un enfoque general del aseguramiento de flujo, así como las necesidades que se tienen sobre el mismo y también sobre las tecnologías que son utilizadas para resolver los problemas que surgen en esta disciplina.

Aseguramiento del flujo⁴ se define como el conjunto de actividades orientadas a la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables en el flujo de hidrocarburos, para lo cual se requiere:

- Un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, transportados y procesados.
- Análisis térmico e hidráulico detallados del sistema.
- El desarrollo de estrategias para el control de sólidos tales como hidratos, parafinas, asfáltenos e incrustaciones.

Los objetivos principales del aseguramiento del flujo es:

- Mantener la trayectoria del flujo abierta en todo momento.
- Mantener el perfil de producción a lo largo de la vida operativa del sistema.
- Minimizar las salidas de operación por trabajos de remediación o mantenimiento.

En México, dada la naturaleza de los fluidos hidrocarburos que mayormente se han encontrado recientemente, la fase líquida de alta densidad y viscosidad, así como la baja cantidad de gas en solución, los eventos transitorios son muy rápidos y por lo tanto capaces de producir perturbaciones o cambios mayores en el sistema, con graves consecuencias en todas las instalaciones.

Para evitar o prevenir los efectos transitorios o “accidentes” operativos más probables, es necesario modelar y simular en forma dinámica, todos y cada uno de los modos y maneras de operación normal y de contingencia que se puedan generar durante la vida útil de operación de la plataforma y del resto del sistema, incluyendo la evolución o cambios en los componentes del sistema, los incrementos o decrementos en la producción, etc. Además de tomar una actitud preventiva y de planeación para evitar el taponamiento de las tuberías.



II.1 Metodología y análisis

El aseguramiento del flujo es una serie de técnicas y metodologías que se apoya en la tecnología más avanzada para transporte de fluidos en flujo multifásico en régimen dinámico, comportamiento de fase y fisicoquímica de los fluidos producidos, dosificar los productos químicos necesarios y administrar la posible formación de fases sólidas y la pérdida de calor del fluido en transporte, evitar la formación de tapones que evitan el flujo de fluidos por los sistemas de producción, así como la prevención de procesos y eventos que pongan en riesgo la integridad física de estos sistemas (por ejemplo, golpe de ariete, corrosión, incremento súbito de líquidos, entre otros).

Es entonces la aplicación de tecnologías que comprenden un conjunto de modelos predictivos confiables que permitan estimar, planear, diseñar, operar y mantener una buena identificación y estimación de agentes o factores que impidan el flujo en el sistema de producción para la correcta:

1. Optimización, prevención y control de formación de sólidos.
2. Control de pérdidas de calor.
3. Optimización y dosificación de químicos.
4. Optimización, monitoreo y control de la producción

II.2 Herramienta requerida

Modelos de Diagnóstico y Prognosis.

Se requiere generar 2 modelos, los cuales son esenciales para aplicar la metodología de análisis:

- Modelo pVT de los fluidos producidos
- Modelo Termo-hidráulico en régimen dinámico del sistema de producción que se esté analizando y que incluya la correcta predicción y estimación del problema en estudio.



Estos dos modelos permitirán diagnosticar el estado operacional del sistema una vez que se verifiquen y validen estos modelos con representaciones reales del sistema de producción. La parte esencial más importante de la fase de validación del modelo, es la que tendrá el modelo dinámico de simulación de tipo predictivo, ya que permitirá analizar todo tipo de estrategias operativas y de mantenimiento para asegurar el flujo durante la vida útil del sistema y por ende generar las prognosis necesarias para optimizar la operación del sistema.

Dado que las condiciones de operación del sistema cambian debido a la declinación de la energía del yacimiento, el modelo dinámico del sistema de producción requiere de un mantenimiento continuo que dependerá estrechamente del monitoreo permanente de las condiciones de presión, temperatura, flujos y composición de los fluidos en las fuentes del sistema.

En consecuencia, es necesaria la implantación de un sistema de medición que permita la realimentación al modelo de estas nuevas condiciones de producción impuestas por el comportamiento del yacimiento. Aun cuando el mismo modelo debe ser capaz por sí mismo de generar estas predicciones de operación del sistema de producción a partir del modelo de simulación del yacimiento; sin embargo, esta premisa sería válida si las incertidumbres del modelo dinámico del yacimiento es correcta y sabemos que hay y habrá grandes incertidumbres en estos modelos del yacimiento, por lo que es entonces doblemente importante la implantación de este sistema de medición y monitoreo en línea pues servirá para ambos modelos yacimiento-sistema de producción.

Estos sistemas conocidos como SCADA, existen desde hace algunos años en algunos sistemas de producción y actualmente son capaces de generar perfiles de temperatura y presión en pozos y tuberías, así como en el equipo de proceso en tiempo de forma continua.

Los flujos multifásicos y composiciones de las corrientes en el sistema están empezando también a ser monitoreadas, pero este es un proceso que dista aún de efectuarse en forma continua, pero la frecuencia de estas mediciones es cada vez más alta y precisa, lo suficientemente precisa como para crear un circuito de realimentación entre modelos de



simulación dinámica yacimiento-sistema de producción y proceso con los sistemas de medición, monitoreo de operación y control.

Esta integración nos capacita a generar un cuarto de control único para la optimización del sistema mediante simulaciones de tipo predictivo-preventivo y generar las estrategias, procedimientos de operación y mantenimiento, en las cuales se embeben las guías y normas de aseguramiento del flujo, así como la administración del riesgo operativo y ambiental de ese sistema de producción, a lo largo de la vida de éste.

Entre las implicaciones de la implantación de esta metodología es fácil discernir que la recuperación de hidrocarburos será también optimizada. Las sobre estimaciones o factores de seguridad en ingeniería descenderán, tanto en los aspectos del tratamiento químico de los fluidos producidos como en evitar los peores escenarios operacionales posibles y en general las técnicas de remediación serán minimizadas en su uso, pues se reducirían mediante mantenimientos preventivos que minimizarán el tipo de paro de operaciones que podrían derivarse de la operación del sistema de producción.

Para la disciplina de Aseguramiento de Flujo se han creado simuladores, uno de los cuales es OLGA[®], que tiene la particularidad de ser un simulador en estado transitorio.

La forma más simple para resolver las ecuaciones involucradas en la Producción multifásica es suponer condiciones de estado estacionario; es decir, sin cambio; por ejemplo, la presión en cada punto un yacimiento no cambia con el tiempo. En la práctica, muy pocos yacimientos operan bajo condiciones de estado estacionario. Es un hecho que la mayoría de los yacimientos presentan cambios en su presión conforme pasa el tiempo. A pesar de esto muchos simuladores son desarrollados bajo régimen estacionario por lo que, si queremos resultados más aproximados necesitamos herramientas que se apeguen más a la realidad.



III. PRODUCCIÓN MULTIFÁSICA

En este capítulo se muestran los conceptos que serán de gran ayuda para el entendimiento e interpretación de los resultados que se obtendrán del Modelo de Simulación.

Modelo: Es la representación de un sistema en forma simplificada. La representación puede ser matemática, lógica, física o alguna otra representación estructurada de un sistema en algún punto del espacio y/o tiempo.

El modelamiento o modelado es el proceso de hacer la representación de un fenómeno físico a escala; cuando los resultados de cálculos matemáticos tienen un significado se está desarrollando un modelo matemático de algún sistema.

Producción Multifásica: Es el flujo simultáneo de gas, hidrocarburo líquido, y agua desde el yacimiento, a través de los pozos y tuberías a la unidad final de separación.

Sistema de Producción:

- I. El sistema de producción incluye
 - El yacimiento.
 - Los pozos, líneas de transporte/ductos y
 - Los separadores.

- II. El Sistema Integral de Producción.

En la **Figura III.1** se muestran las pérdidas de presión a lo largo de un Sistema Integral de Producción

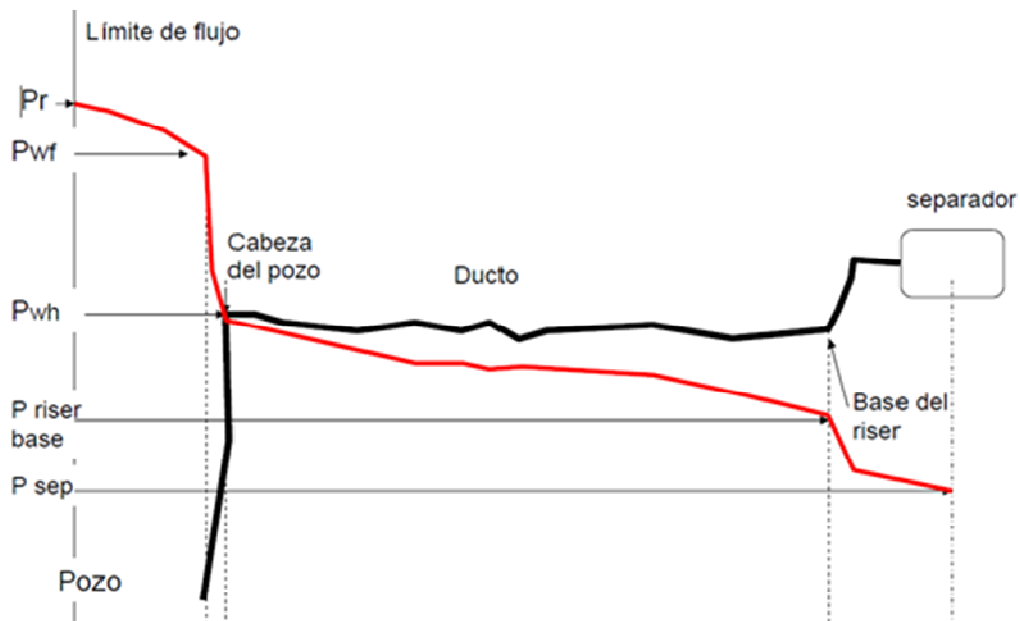


Figura III.1. Pérdidas de presión en un Sistema Integral de Producción

¿Por qué es difícil la Modelado /Predicción del Flujo Multifásico?

En general la predicción del comportamiento de mezclas multifásicas es más compleja que para flujo monofásico; esto se debe:

- A la presencia de diferentes patrones de flujo.
- Al resbalamiento de las fases.
- Al colgamiento
- A la rugosidad (esta depende del proceso de fabricación)
- A los efectos de la corrosión, erosión e incrustaciones que ocurre en las tuberías en operación.

III.1 Conceptos básicos

Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas representa una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo



Patrón de Flujo:

Se define como la distribución geométrica o volumétrica de las fases

En las **Figura III.2** y **Figura III.3** se muestran los diferentes patrones de flujo observados en tuberías verticales y horizontales.

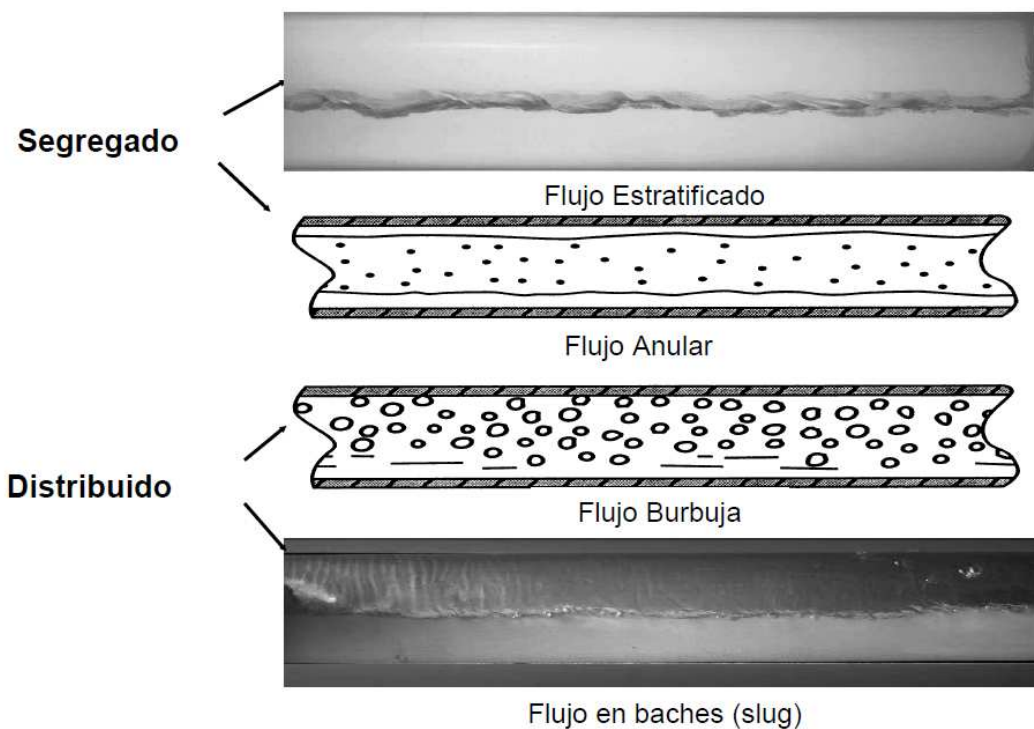


Figura III.2. Patrones de flujo en tubería horizontal

Cabe destacar que no todos los patrones de flujo ocurrirán simultáneamente en una tubería de producción. Pero se pueden presentar dos o, posiblemente tres patrones de flujo con sus zonas de traslape.

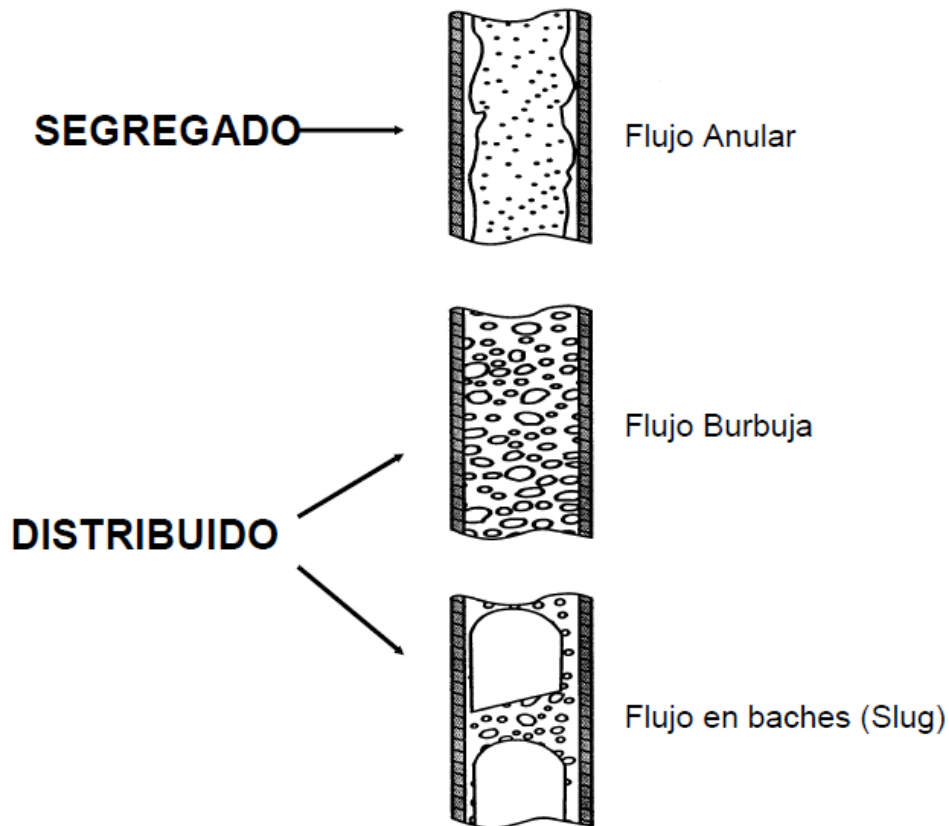


Figura III.3. Patrones de flujo en tubería vertical

Flujo estratificado: en este patrón flujo la mayor parte del líquido se desplaza en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior de la tubería, formando así, una interfase entre líquido y gas.

Flujo Anular: en este patrón de flujo una de las fases forma una película alrededor de la pared interna de la tubería, la fase que presenta la mayor velocidad se encuentra en contacto con la otra fase, ya que la fase que se encuentra en contacto con la tubería es más lenta.

Flujo burbuja: en este patrón las burbujas de gas se desplazan en la parte superior de la tubería de producción aproximadamente a la misma velocidad que el líquido.

Flujo bache: en este patrón de flujo la velocidad del gas es muy alta y propicia el levantamiento de ondas periódicas a lo largo de la tubería.



Resbalamiento:

Es un término usado para describir el fenómeno natural de mayor velocidad de una de las dos fases. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidad entre el gas y líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido

- En general, el gas en las líneas de transporte se mueve más rápido que el líquido debido a su menor densidad y viscosidad.
- A la relación entre la velocidad promedio de las fases gas y líquido se define como resbalamiento

Colgamiento de líquido o Fracción volumétrica de líquido

Es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de gas y líquido que fluyen simultáneamente en la tubería.

La fracción líquida se define para tuberías como la relación entre el área ocupada por el líquido y el área total.

$$H_L = \frac{A_L}{A_L + A_G} \quad H_L + \text{fracción de gas} = 1 \quad A_T = A_L + A_G$$

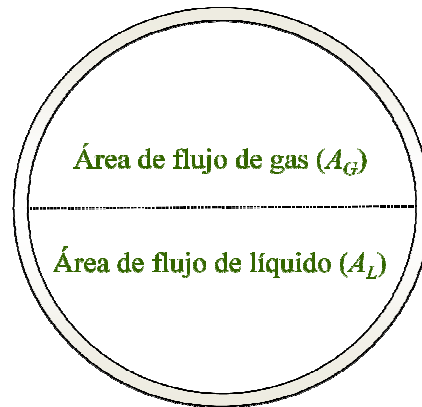


Figura III.4 Diagrama esquemático del colgamiento

Velocidades de las fases:

La velocidad de cada fase se puede definir en términos de la fracción volumétrica de líquido.

v_g = velocidad del gas

v_l = velocidad del líquido

Q_g = gasto de gas

Q_l = gasto de líquido

v_{sg} = velocidad superficial del gas

v_{sl} = velocidad superficial del líquido

v_m = velocidad de la mezcla

A_G = área de flujo del gas

A_L = área de flujo del líquido

A_T = área total de flujo

$$v_g = \frac{Q_g}{A_G}$$

$$v_l = \frac{Q_l}{A_L}$$



Velocidades superficiales de las fases:

La velocidad superficial del fluido es aquella que se obtiene al suponer que la fase ocupa la totalidad del área del ducto

$$A_T = A_G + A_L$$

$$v_{SG} = \frac{Q_G}{A_T}$$

$$v_{SL} = \frac{Q_L}{A_T}$$

Velocidad de la mezcla:

La velocidad de la mezcla se define en términos de las velocidades superficiales

$$v_m = v_{SL} + v_{SG}$$

Limitaciones de las correlaciones empleadas en la industria petrolera.

Los modelos empleados para modelar el flujo multifásico en tuberías presenta los siguientes problemas:

- La mayoría fueron desarrollados empleando datos experimentales para el sistema aire-agua con tubos de acrílico de menos de 2 pulgadas de diámetro, con algunas excepciones. y con una rugosidad diferente a las tuberías de acero.
- Para las aplicaciones reales se tienen diámetros mayores, por lo cual es necesario extrapolar.
- La validez de la extrapolación es dudosa ya que el comportamiento de flujo multifásico es muy diferente para tubos de diámetros pequeño, en comparación con tubos de diámetro grande.

Programas de cómputo para simular flujo multifásico⁵



Los programas de cómputo comerciales más ampliamente utilizados en la industria petrolera para la simulación en estado estacionario de flujo multifásico son los siguientes:

- *Pipephase* (Invensys).
- *Pipesim* (Schlumberger).
- *Prosper/GAP* (Petroleum Experts).
- *Wellflo* (EPS)

La mayor parte de los simuladores de procesos químicos (*PRO/II*, *Hysys*, *Aspen*, etc.) tienen módulos para simular la caídas de presión en ductos.

Diferencia entre simulaciones estacionaria y dinámica⁶

Simulación: es una técnica numérica para representar experimentos en una computadora digital. Estos experimentos comprenden ciertos tipos de relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de sistemas complejos del mundo real a través de largos periodos de tiempo.

En términos generales, la simulación matemática es la representación de fenómenos físicos por medio de modelos matemáticos.

Simulación en estado estacionario

- Se resuelve un conjunto de ecuaciones algebraicas.
- Se conoce el comportamiento del sistema en estado estacionario ($t = \infty$).

Simulación en régimen transitorio

- Se resuelve un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales.
- Se conoce la respuesta del sistema respecto al tiempo.



Los programas de cómputo más ampliamente empleados para la simulación de flujo multifásico en régimen transitorio son los siguientes:

- *OLGA* (Scandpower).
- *TACITE* (IFP, incorporado al simulador *Pipephase*).
- *PLAC* (AES Technology).
- *LedaFlow* (Kongberg)

Notas relevantes sobre *OLGA*®

- El modelo de *OLGA*® fue desarrollado por los Institutos noruegos IFE y SINTEF con el financiamiento de varias empresas petroleras.
- Es un modelo de flujo trifásico unidireccional en estado transitorio. Se basa en una formulación de tres campos es decir; la película de líquido, el gas y gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa.
- El simulador resuelve las ecuaciones de conservación de masa y *momentum* para cada campo. Se supone que existe equilibrio térmico entre las fases, por esto se tiene sólo una ecuación de conservación de energía.
- Se considera que la tubería es completamente rígida.
- El conjunto de ecuaciones diferenciales obtenido, se resuelve empleando un método semi-implícito.
- El modelo reconoce dos tipos de patrones de flujo: separado y distribuido

III.2 Principales aplicaciones de la simulación en régimen transitorio

Las principales aplicaciones de la simulación en régimen transitorio se relacionan con análisis de escenarios que dependen del tiempo.

- Paro y arranque de líneas.
- Simulación de flujo en baches en líneas.



- Simulación de la formación de sólidos orgánicos e inorgánicos.
- Simulación de equipo de proceso y sistemas de control.
- Dimensionamiento de cachador de baches
- Simulación de transitorios rápidos de presión (con un modelo que requiere condiciones particulares).
- Esta es una herramienta que se puede aplicar durante toda la vida de un sistema de producción de hidrocarburos.

III.2.1 Características fundamentales de OLGA®

- Flujo transitorio (son ecuaciones diferenciales parciales referidas a un cierto período de tiempo)
- Unidimensional (la solución de las ecuaciones es en la dirección del eje axial)
- Completo (esto quiere decir que incluye todas las ecuaciones de flujo multifásico)
- Un modelo de dos fluidos modificado (es un modelo de dos fases pero modificado para considerar tres)
- Resuelto con una solución numérica semi-implícita (es una método para la solución de ecuaciones)
 - Red escalonada
- Hecho para flujo transitorio másico relativamente lento

Equipos de proceso con OLGA®

- Separadores
- Compresores
- Intercambiadores de calor
- Estranguladores y válvulas de control (CV)
 - Crítica, sub-crítica
- Válvulas de retención (check)
- Controladores
 - PID, PSV, ESD
- FUENTES y fugas controladas
- Diablo/Tapón



- Calentamiento de PAREDES de la tubería

OLGA® es un simulador que cumple con las características de manejar el estado estacionario, pseudoestacionario y transitorio por lo que ha incrementado su uso en:

- Desarrollo de campos nuevos en flujo multifásico
 - Tiebacks submarinos e instalaciones existentes
 - Sistema de producción submarinos en aguas profundas
 - Largas distancias submarinas de gas-condensado a la costa
- Problemas por flujo multifásico en campos maduros
 - Conversión de ductos de una sola fase a multifásicos
 - Optimización de producción dinámica
 - Nuevas tecnologías para extender la vida del campo
- Mayores retos para el aseguramiento de flujo
 - Bacheo hidrodinámico e inducido por el terreno/riser
 - Incremento súbito de producción de líquido
 - Manejo de Hidratos y Parafinas
 - Manejo de Gas, Líquido e Inhibidor

III.2.2 Limitaciones del simulador OLGA®

El modelo OLGA® presenta las siguientes limitaciones:

- Las propiedades de los fluidos (en la versión estándar) son función sólo de la temperatura y la presión y son constantes en el espacio y el tiempo. Esta limitación es particularmente importante para la simulación de sistemas donde los cambios en la composición total puede tener un efecto importante en el comportamiento, pero puede esto puede ser corregido empleando la versión composicional de OLGA®
- Debido al método numérico empleado, es sólo posible simular transitorios lentos tales como los de temperatura o los debidos a cambios en el flujo. Los transitorios rápidos tales como los de presión se pueden simular con un modelo simplificado, además de que es necesario cumplir muchas condiciones.



Los modelos matemáticos empleados para la simulación son sólo una abstracción de la realidad, la naturaleza aventaja a cualquier modelo creado, por ello el criterio y la experiencia del analista es fundamental para la interpretación de los resultados obtenidos.



IV. PROCEDIMIENTO PARA GENERACIÓN DE MODELOS PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA

En el capítulo anterior se mostraron los conceptos básicos que fueron necesarios para poder entender la forma en la que funciona el simulador, y los cuales serán de gran ayuda para desarrollar los modelos de simulación de los pozos así como para el análisis de resultados. Este capítulo tiene el objetivo de mostrar las etapas que se deben seguir para la construcción de los modelos de pozos a partir de los conocimientos adquiridos al trabajar con el simulador, también se describen las actividades realizadas por los Consultores.

Para generar un modelo de simulación de pozos, basado en el trabajo realizado, se divide al mismo en sub-modelos, los cuales tienen la función de:

- Proporcionar las propiedades del fluido por medio de una tabla de propiedades de los fluidos.
- Generar Modelo Gráfico
- Asignar la GEOMETRÍA por medio del modelo Geométrico
- Asignar la transferencia del calor por medio del Modelo Térmico
- Asignar condiciones iniciales
- Asignar variables de medición

Dentro de las actividades realizadas se encuentran generar los modelos anteriores. Partiendo del desarrollo del Modelo Gráfico, que no es más que la representación gráfica del modelo dentro del simulador, al cual se asignan las propiedades del fluido, el Modelo Geométrico y el Térmico, las condiciones iniciales, como son la presión y temperatura de la bajante y el modelo de afluencia del pozo, equipos como son las válvulas y el estrangulador (si es que cuenta con el). Ya que se cuenta con todos los equipos (válvula y estrangulador) y la mayor parte de los modelos asignados, antes de simular el pozo se asigna las variables de medición y pueden ser medidas en cualquier parte del modelo.

La **Figura IV.1.** muestra las etapas que se tienen que seguir para el desarrollo de los mismos y en las cuales he estado trabajando.

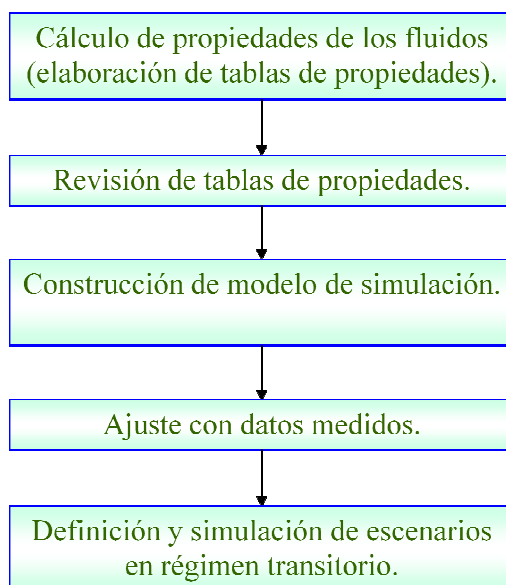


Figura IV.1. Etapas para la construcción de un modelo de flujo en OLGA®

En el tiempo que he estado en la compañía he participado en el desarrollo de los modelos antes mencionados, el primer trabajo desarrollado fue la generación de la tabla de propiedades, para desarrollarlas partí del reporte PVT de los pozos representativos, éste proporciona la composición del fluido y por medio de un software se caracteriza el fluido posteriormente se hace la revisión para hacer el ajuste.

Una vez caracterizado se verifica que la densidad del líquido calculada sea muy parecida a la experimental, si se cumple con lo anterior se procede a revisar la viscosidad en caso contrario se tiene que modificar la densidad de la fracción pesada, para modificarla se comparan la densidad del líquido, experimental y la calculada, si la densidad del líquido calculada está por arriba de la experimental se disminuye la densidad de la fracción pesada en caso contrario se aumenta. Para conocer el valor aproximado de la densidad de la fracción pesada para que los valores de las densidades de líquido, tanto experimental como calculada, tengan un error relativo menor al 5% se realiza una interpolación lineal entre la densidad API calculada y la densidad de la fracción pesada.

Una vez ajustada la densidad se ajusta la viscosidad, la viscosidad es ajustada en forma automática por el simulador lo único que se hace es introducir una tabla de dependencia de la



viscosidad con la temperatura y presión al simulador y éste lo ajusta por el principio de estados correspondientes. El subtema IV.1 describe una forma general de realizar las tablas y los resultados obtenidos.

Una vez generadas las tablas de propiedades de los fluidos se desarrollan los modelos de simulación, anteriormente se menciona que los modelos de los pozos se subdividen en modelos, y el primero en generarse es el Modelo Gráfico, en éste se crean todos los materiales existentes, se generan los RAMALES, los nodos, las condiciones iniciales, el tiempo de simulación, se indica la tabla de propiedades de los fluidos, los coeficientes de transferencia de calor por convección y las variables que serán medidas, sin embargo este modelo no contiene longitud real ni valores reales de las condiciones iniciales, únicamente contiene los comandos a los cuales una vez que se les asigne los Modelos Geométrico, Térmico y condiciones iniciales adquirirán los valores reales y quedará generado el Modelo de Simulación.

Para desarrollar el Modelo Geométrico se parte el registro giroscópico, el cual tiene como objetivo proporcionar una descripción geométrica del perfil de la tubería del pozo. Partiendo de los metros desarrollados y los metros verticales se genera un perfil, el registro giroscópico contiene una gran cantidad de puntos y como tal no puede ser utilizado, éste se simplifica es decir se eliminan todos los puntos que no contribuyen significativamente con la inclinación, al hacer esto aseguramos que la longitud de los TUBOS será mayor y el tiempo de simulación disminuirá considerablemente, pero se conservan todos aquellos que se consideren relevantes; como son los asentamientos de las TR's, las bocas de los liners, el intervalo medio productor, el mandril (si es que tiene), accesorios como válvulas y empacador, y la profundidad de la/las TP, en el subtema IV.2.2 se especifica la generación del modelo. Con el perfil generado se utiliza una utilidad de OLGA[®] llamado Editor de Geometría, a éste se le asigna el perfil generado anteriormente, con el perfil asignado el Editor genera automáticamente el número de TUBOS, la longitud e inclinación de los mismos, rugosidad y diámetro del TUBO más interno, que es por donde fluye el fluido

Ya generado el Modelo Geométrico, se desarrolla el Modelo Térmico, el cual permite calcular la transferencia de calor entre el fluido y el medio, de esta manera se podrá conocer la temperatura del fluido y la forma en que se ve afectada la producción por la temperatura. Para



generarlo se tienen que crear las PAREDES, las cuales son todos los materiales con los que se encuentra en contacto el fluido producido, para generarlas primero se tienen que establecer qué materiales existen y la propiedades de estos, el estado mecánico del pozo lo utilizo aquí para conocer que materiales existen y la ubicación de los mismos a lo largo del pozo, ya que cada que aparece un material nuevo y desaparece otro, se tiene que crear una nueva pared. Se generan indicando el intervalo de profundidad en el cual se van a ubicar y los materiales existentes que hay en ese intervalo.

Después de generar el Modelo Térmico se acopla al Modelo Geométrico, lo anterior se realiza con el Editor de Geometría, ya que a éste se le asignan las PAREDES generadas a los TUBOS y de esta manera ya se tienen acoplados los dos modelos.

Una vez acoplados los Modelos se asignan al modelo Gráfico, con éste es posible visualizar los modelos de los pozos, a este se le asignan las condiciones iniciales, en las anteriores se incluyen el modelo de afluencia al pozo y los valores de presión y temperatura de la bajante, lo antes mencionado es obtenido de los aforos de los pozos.

Con lo descrito anteriormente se genera el Modelo de Simulación de los pozos, para definir el tiempo de simulación que debe de tener el Modelo, se corre el modelo por uno o varios días y se miden los transitorios lentos, en particular se midió la Temperatura en la cabeza y contenido de líquido en el RAMAL, en el momento en que éstos valores alcanzan el estado estacionario queda definido el tiempo de simulación, para todos los pozos que simulé el tiempo de simulación fue de 24 horas.

En los subtemas siguientes se explica de forma general cómo desarrollar cada uno de los Modelos.

IV.1 Elaboración de las tablas de propiedades

Para la simulación con OLGA[®] se requieren tablas de propiedades pre-calculadas, las cuales se obtienen para un intervalo definido de presión y temperatura. Las propiedades de los fluidos se calculan a partir de la composición de los fluidos de los pozos establecidos como



representativos. Estos fluidos que se tienen son caracterizados por medio del software PVTsim, el cual proporciona las tablas que son requeridas por OLGA[®], con éstas es posible:

- Caracterizar fluidos.
- Ajustar puntos de saturación.
- Mezclar fluidos en base volumétrica, másica o molar.
- Realizar separaciones en una etapa de equilibrio (cálculos *flash*).
- Calcular propiedades de los fluidos.
- Elaborar tablas de propiedades.
- Trazar *envolventes de fases*.

Las tablas de propiedades se componen por puntos de equilibrio a p, T en los cuales se calculan las propiedades de interés para la simulación.

- Densidad.
- Derivada parcial de la densidad respecto a p .
- Derivada parcial de la densidad respecto a T .
- Fracción másica de gas en el aceite.
- Viscosidad.
- Capacidad calorífica.
- Entalpía.
- Conductividad térmica.
- Tensión superficial.
- Entropía.

Las etapas en la construcción de las tablas de propiedades se listan a continuación:

- Definición de composición de los fluidos.
- Definir fracciones componentes de las mezclas (si existen).
- Establecer temperaturas y presiones para cálculo de propiedades.
- Definir el número de puntos en la tabla.



- Revisar tablas y corregirlas (si es necesario).

Una vez que se ajustó la densidad se realiza el ajuste por viscosidad, el cálculo de la viscosidad se realiza por medio del modelo basado en el principio de estados correspondientes¹¹. En el laboratorio se determinaron las presiones de saturación para cada uno de los fluidos representativos, éstas se ajustaron, obteniéndose los resultados mostrados en la **Tabla IV.1**

Tabla IV.1. Ajuste del punto de burbujeo

Pozo	Formación	T burbuja (C)	P burbuja exp (kg/cm ²)	P burbuja calc (kg/cm ²)	Error (%)
Alpha-A	Paleoceno	86.11	148.04	147.91	0.09
Alpha-B	JSK	101.40	121.03	115.81	4.31

La viscosidad del aceite es una propiedad fundamental para el cálculo de la caída de presión por fricción, para ello, como ya se mencionó, se ajustó empleando los datos reportados en los análisis PVT respectivos. La viscosidad se calcula empleado un modelo basado en el principio de estados correspondientes. La **Tabla IV.2** y **Tabla IV.3** muestran los resultados obtenidos.

**Tabla IV.2. Viscosidad para el Pozo Alpha-A**

T (°C)	P (kg/cm²)	μ experimental (cP)	μ calculada (cP)	Erro (%)
86.1	352.39	3.56	3.61	0.01385
86.1	317.26	3.4	3.45	0.01449
86.1	282.12	3.28	3.29	0.00304
86.1	246.99	3.16	3.14	0.00637
86.1	211.85	3	2.98	0.00671
86.1	176.71	2.86	2.83	0.0106
86.1	148.04	2.78	2.71	0.02583
86.1	127.52	2.96	3	0.01333
86.1	113.47	3.11	3.18	0.02201
86.1	99.41	3.38	3.36	0.00595
86.1	85.36	3.64	3.57	0.01961
86.1	71.31	3.99	3.82	0.0445
86.1	57.25	4.38	4.15	0.05542
86.1	43.2	4.83	4.61	0.04772
86.1	29.14	5.43	5.32	0.02068
86.1	15.09	6.3	6.64	0.0512
86.1	8.06	7.18	8.08	0.11139
86.1	1.03	15.5	15.49	0.00065

La **Figura IV.2** muestra la comparación entre los valores obtenidos en el laboratorio y los calculados. Como se puede apreciar se tiene un buen ajuste entre el valor experimental y el calculado

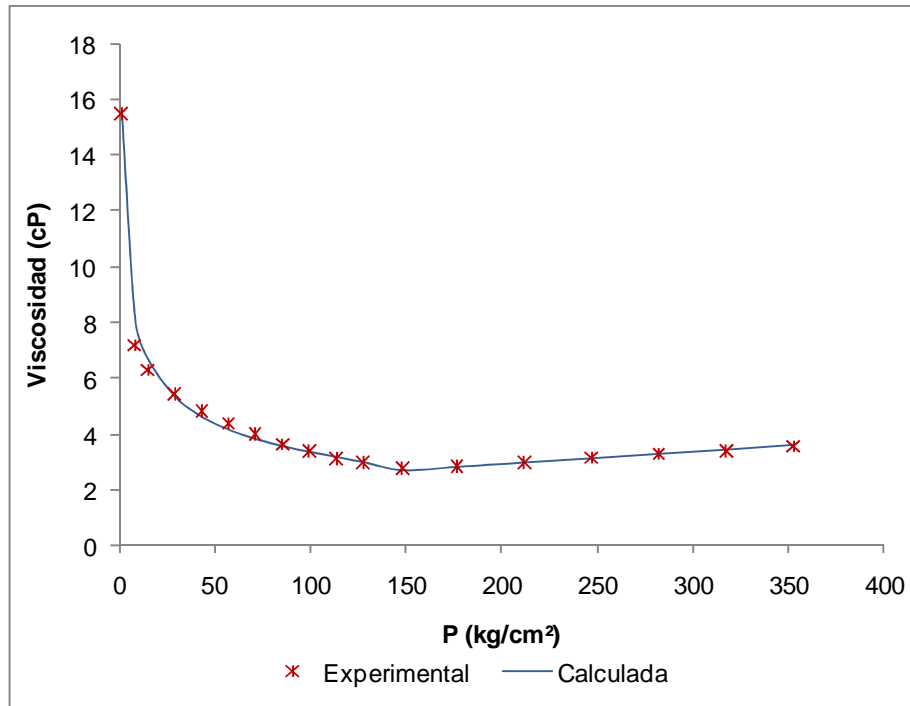


Figura IV.2. Comparación de viscosidades para el pozo Alpha-A

La **Tabla IV.3** muestra los mismos resultados para el pozo Alpha-B.

Tabla IV.3. Viscosidad para el pozo Alpha-B con una temperatura mayor

T (C)	P (kg/cm²)	μ experimental (cP)	μ calculada (cP)
101.40	303.03	6.85	6.92
101.40	251.03	6.31	6.44
101.40	201.03	5.77	6.00
101.40	151.03	5.22	5.57
101.40	121.03	4.89	5.32
101.40	101.03	5.47	5.43
101.40	71.03	6.52	5.69
101.40	51.03	7.37	6.01
101.40	26.03	8.79	6.82
101.40	1.03	14.24	16.38



La **Figura IV.3** muestra la comparación de los resultados obtenidos en el ajuste del modelo de viscosidad para el pozo Alpha-B

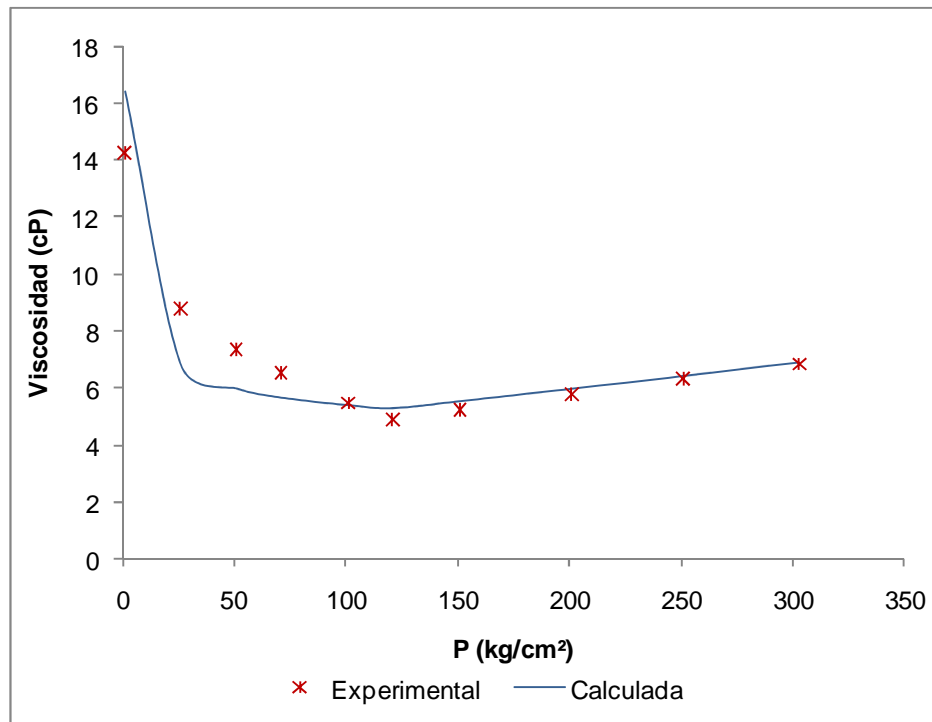


Figura IV.3. Ajuste viscosidades para el pozo Alpha-B

En este caso se tiene un error mayor, sobre todo por debajo de la presión de saturación, pero se considera que el resultado del ajuste es aceptable para la simulación ya que el error relativo es menor al 5% (el mostrado es el mejor ajuste obtenido).

Para los pozos con Bombeo Neumático, se lleva a cabo el mezclado gas con el fluido del yacimiento para calcular las propiedades de esta corriente.

Se debe de tener en cuenta que una vez que se han caracterizado los fluidos se tienen que generar las tablas de las propiedades PVT, éstas se generan para un cierto intervalo de presión y temperatura el cual debe contener los valores de las condiciones estándar ya el simulador hace conversión de unidades másicas a volumétricas a esa condición.



IV.2 Construcción de los Sub-modelos que conforman al Modelo de Simulación

En esta sección se muestran los elementos que permiten generar el modelo de simulación, para generarlo es necesario contar con:

- Tabla de las propiedades de los fluidos (comentadas en el capítulo anterior)
- Modelo Gráfico
- Modelo Geométrico
- Condiciones iniciales
- Modelo Térmico (Transferencia de Calor)

Cabe mencionar que la construcción de uno y otros es de forma independiente y una vez que son construidos se asignan al Modelo Gráfico por lo que es indiferente el orden en el que se construyan

IV.2.1 Generación del Modelo Gráfico

El Modelo Gráfico es la representación gráfica del Modelo de Simulación y al cual se le tienen que asignar los demás Modelos (Geométrico, Térmico, Condiciones iniciales y las variables de medición).

En este modelo se definen los materiales existentes, el tiempo de simulación y se arma el pozo de forma gráfica al cual se le adicionan los elementos que posteriormente permitirán asignar las condiciones iniciales y las variables de medición.

En la **Figura IV.4** se muestra el Modelo Gráfico que servirá de plantilla en la generación de los Modelos de Pozos fluyentes

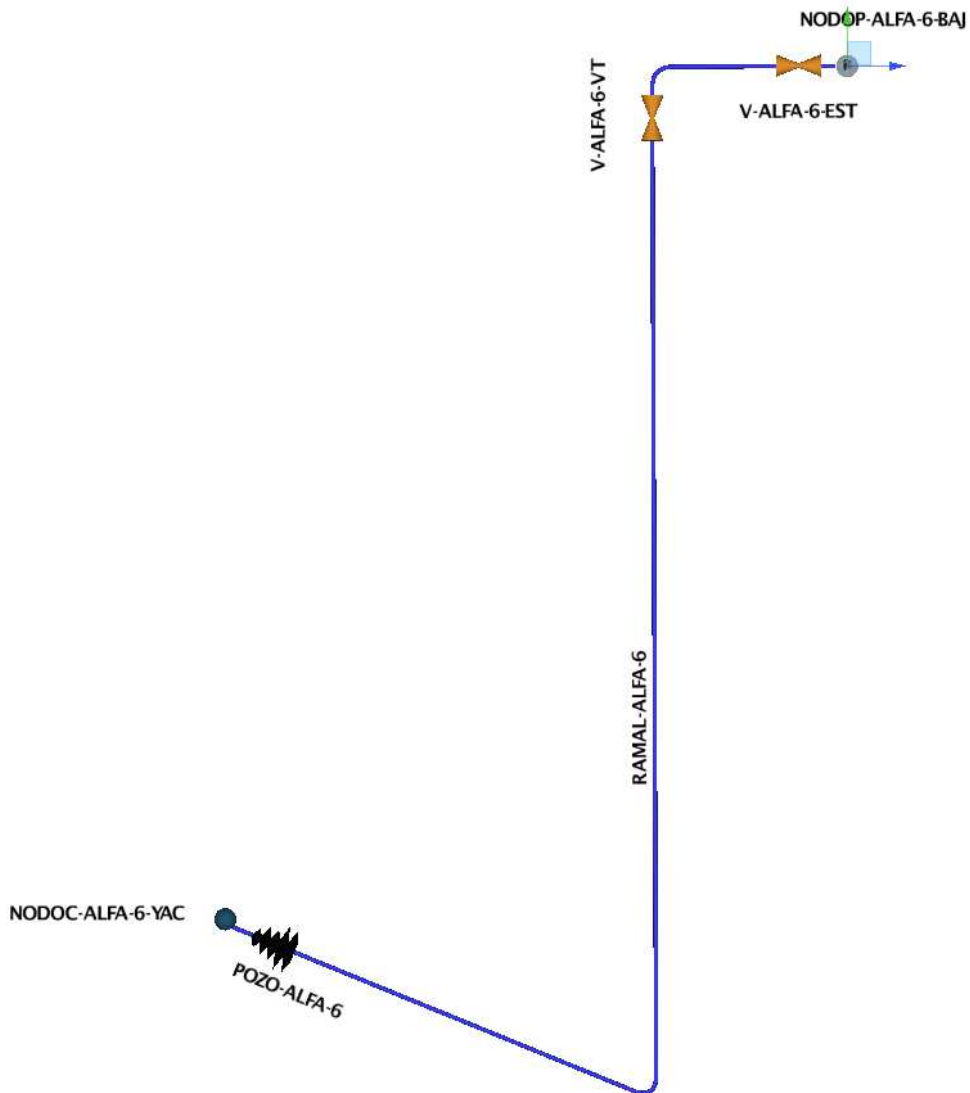


Figura IV.4. Modelo Gráfico

IV.2.2 Construcción del Modelo Geométrico

La **Figura IV.5** muestra cómo se representa un modelo en el simulador, se puede apreciar que la GEOMETRÍA generada en OLGA® es una aproximación a la GEOMETRÍA real, ésta se construye dentro de la utilidad Editor de Geometría de OLGA®.

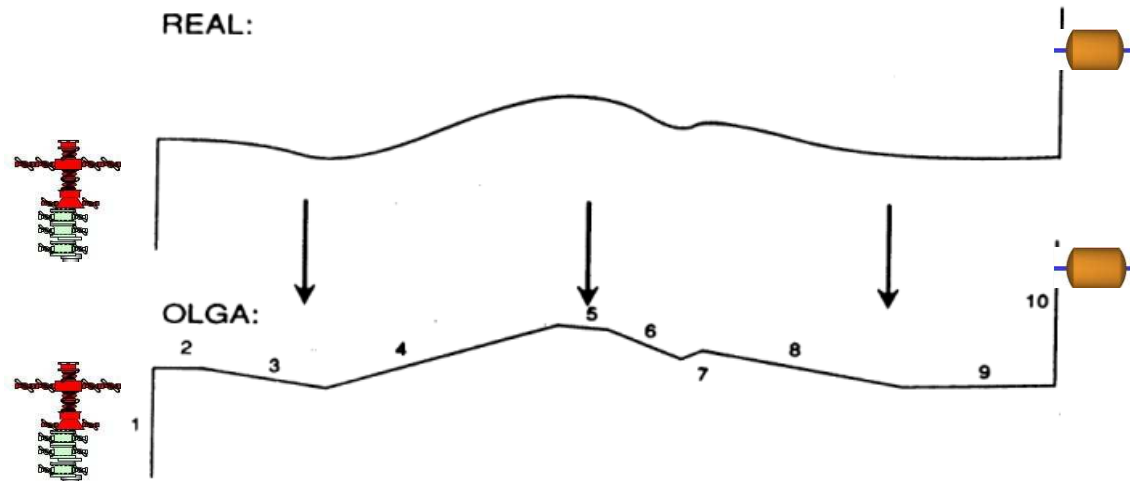


Figura IV.5 Comparación entre una tubería real y una generada en OLGA®

Una GEOMETRÍA es una secuencia de TUBOS, un es una sección de tubería y puede ser de revestimiento, TP, Línea de descarga.

- Un TUBO es definido por su
 - ✓ Longitud
 - ✓ Inclinación
 - ✓ Diámetro interno
 - ✓ Rugosidad
 - ✓ Pared
- Un NODO es un punto que puede representar una frontera así como también la división o unión de una GEOMETRÍA

Todo pozo, ducto o red generada en OLGA® inicia con un nodo acompañado de una GEOMETRÍA y finaliza con otro nodo, a este conjunto se le conoce como RAMAL. En OLGA® existen 5 tipos de NODOS, la asignación de uno u otro nodo dependerá del modelo de simulación

Tipos de NODOS:



- Cerrado o frontera cerrada: se utiliza para indicar la frontera de un sistema, cuando se utiliza este tipo de nodo se indica al simulador que no hay flujo a través de la frontera.
- Presión o frontera de presión: en este tipo de nodo el flujo cruza la frontera, puede ser utilizado para representar un separador, un tanque, un cabezal.
- Merge: es un nodo de unión
- Split: es un nodo de división
- Terminal: es un nodo que como su nombre lo indica es de llegada

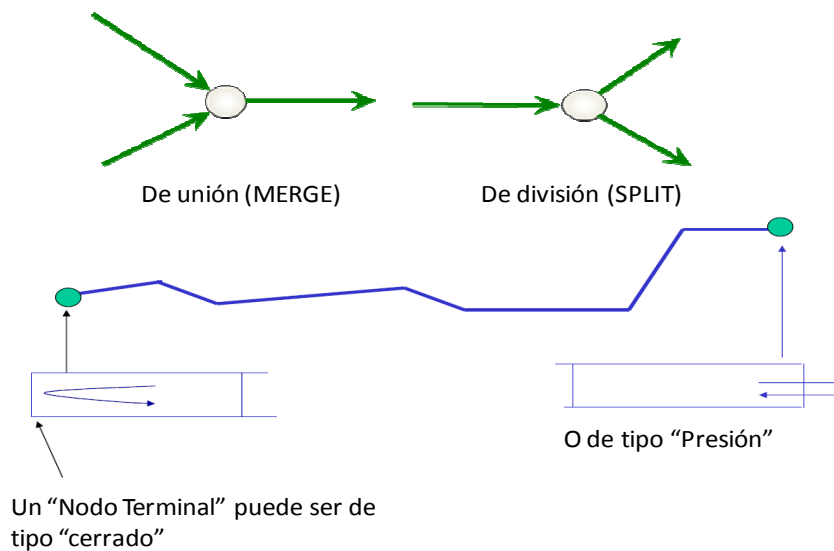


Figura IV.6. Tipos de NODOS

Uno de los NODOS más importantes es el NODO DE PRESIÓN, ya que es una forma de hacer fluir un pozo, en la **Figura IV.7** se especifican las características del NODO DE PRESIÓN



Figura IV.7. Especificaciones del NODO DE PRESIÓN



RAMAL: es un conjunto de TUBOS a los cuales se le asigna una GEOMETRÍA para proporcionarle las características como son rugosidad, diámetro, longitud, perfil y pared.

- Un RAMAL consiste de una GEOMETRÍA y dos NODOS
- Un RAMAL tiene dirección de flujo

En la **Figura IV.8** se muestran algunos NODOS dentro de un RAMAL, al simulador se le indica la dirección de flujo como se muestra en la **Figura IV.9**.

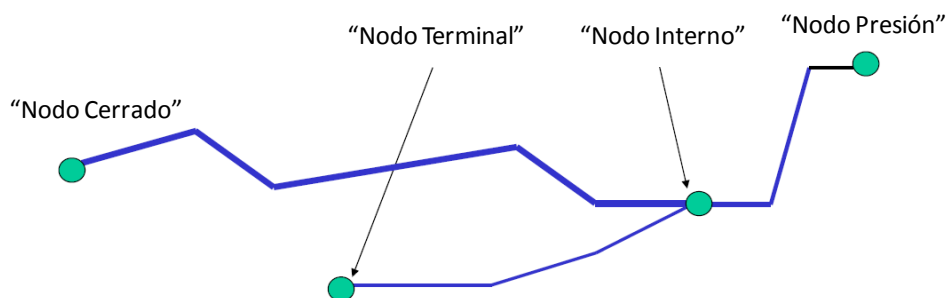


Figura IV.8. Posicionamiento de los nodos en un RAMAL

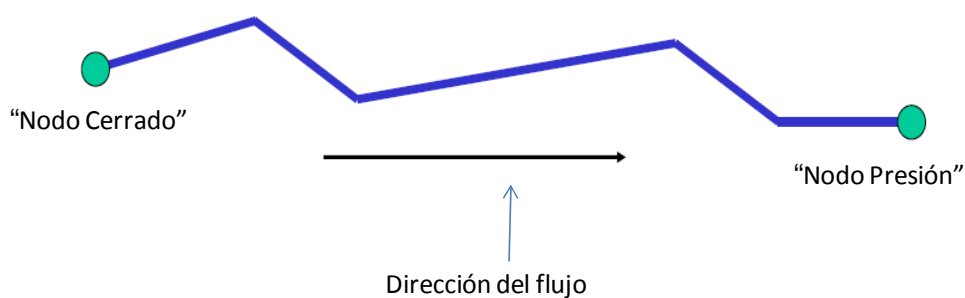


Figura IV.9. Dirección de flujo en un RAMAL

Una red en OLGA® está conformada por un número determinado de RAMALES. El simulador divide a los RAMALES en TUBOS y a su vez estos son divididos en secciones, que es donde se asignan dispositivos como válvulas, éstas serán asignadas en las fronteras de la sección, así mismo cuando se realiza la medición de variables, las variables de frontera se miden en la



frontera de la sección mientras que las variables de volumen son medidas en la mitad de la sección

La **Figura IV.10** muestra el seccionamiento de la tubería y las posiciones donde son medidas las variables.

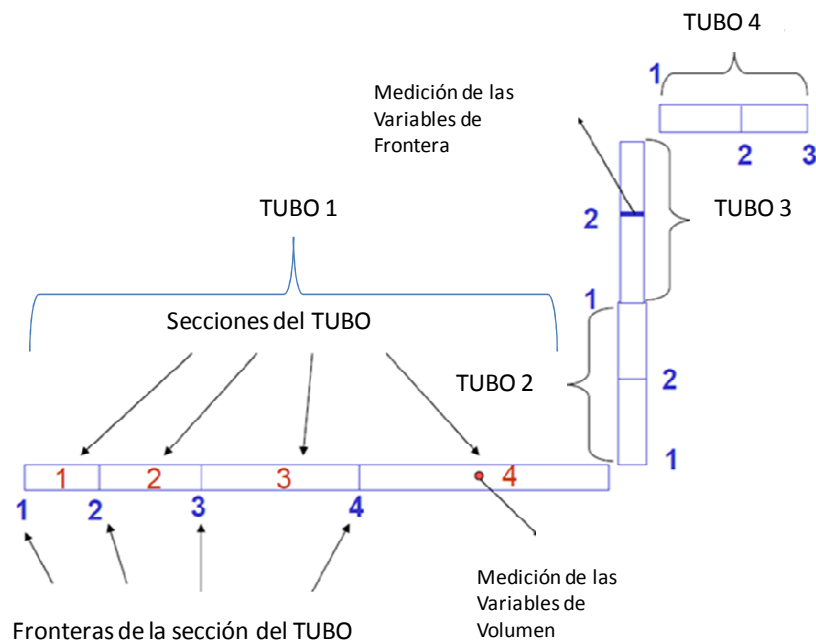


Figura IV.10. Seccionamiento de la tubería en OLGA®

IV.2.3 Condiciones iniciales y de frontera

Para simular el flujo de un fluido en OLGA® se hace mediante:

- Una FUENTE de masa
- Un NODO DE PRESIÓN
- El módulo POZO

FUENTE de masa

- Una FUENTE alimenta su masa sin importar la presión del TUBO
- Una FUENTE puede ser colocado en cualquier sección del TUBO



- Una sección del TUBO puede tener varias FUENTES
- Una FUENTE puede ser negativa (un sumidero)

En la **Figura IV.11** se muestra un modelo generado en OLGA® para esquematizar dos tipos de nodos, la dirección de flujo y las especificaciones que se le proporcionan a la fuente

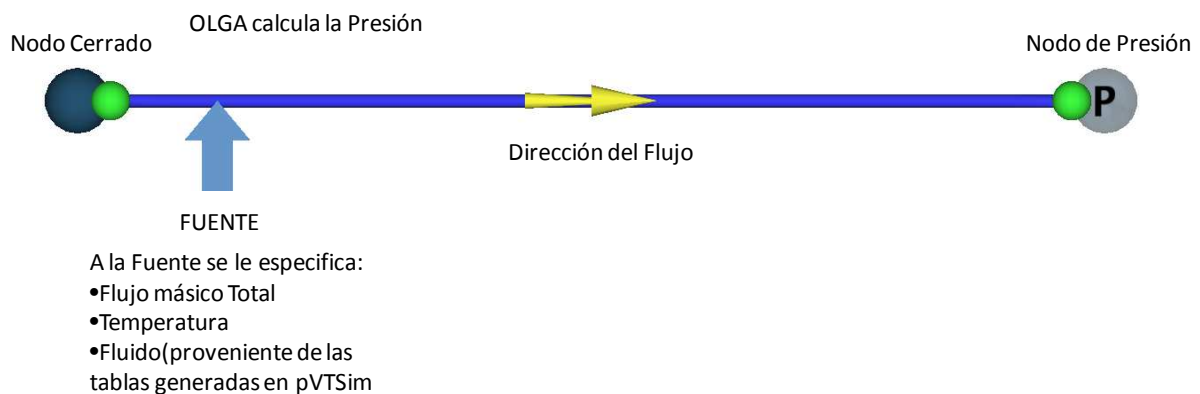


Figura IV.11. Especificaciones de una FUENTE

POZO

El comando POZO permite asignar el modelo de afluencia al POZO que va a ser simulado, en la **Figura IV.12** se muestran las especificaciones que tiene que llevar.

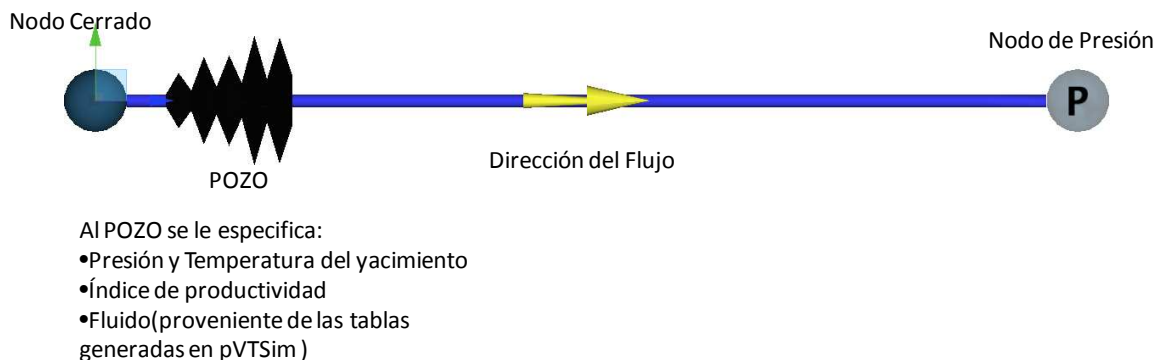


Figura IV.12. Especificaciones a un POZO

- El módulo POZO es esencialmente un NODO DE PRESIÓN



- El fluido fluye hacia el pozo cuando la presión del fondo del pozo es menor que la presión del yacimiento
- Un POZO puede ser colocado en cualquier lugar a lo largo de un TUBO
- Un TUBO puede tener varios POZOS

IV.2.4 Modelo Térmico (transferencia de calor)

Mediante este comando se puede representar la transferencia de calor entre el fluido y el sistema y es un parámetro importante ya que la transferencia de calor entre el fluido y el medio se ve reflejada en la producción. Se activa dentro de la interfaz gráfica de OLGA® y se selecciona PARED.

La **Tabla IV.4** muestra las propiedades de los materiales empleados en la construcción de los modelos para transferencia de calor

Tabla IV.4. Propiedades de los materiales

Material	Cp (J/kg°C)	k (W/m°C)	ρ (kg/m ³)	β (1/C)	μ (cP)
Acero	500.0	45.00	7850.0	-	-
Arena de fondo marino	1256.0	2.30	1700.0	-	-
Arena húmeda (en tierra)	837.0	2.34	1600.0	-	-
Cemento	419.0	1.50	2643.0	-	-
Pintura anticorrosiva	1900.0	0.30	900.0	-	-
<i>Thermoflo</i>	1710.0	0.17	805.0	-	-
Formación	1200.0	2.50	1600.0	-	-
Caricita	2000.0	0.17	700.0	-	-
Salmuera	4180.0	0.70	1100.0	0.0005	1.0
Lodo	1800.0	5.00	1500.0	-	-
Caliza	921.1	0.66	2562.9	-	-
FBE	2000.0	0.22	900.0	-	-

El modelo de transferencia de calor supone que el transporte de energía por conducción ocurre a través de PAREDES concéntricas con GEOMETRÍA cilíndrica

PARED

Una PARED se puede definir como todos los materiales que se encuentran en contacto con el fluido y el medio y que propicia la transferencia del calor por conducción, en el interior, mientras que en el exterior de la tubería se presenta la conducción de calor por convección.



En la **Figura IV.13** se muestra la generación de una pared, conformada con todos los materiales con los que se encuentra en contacto el fluido

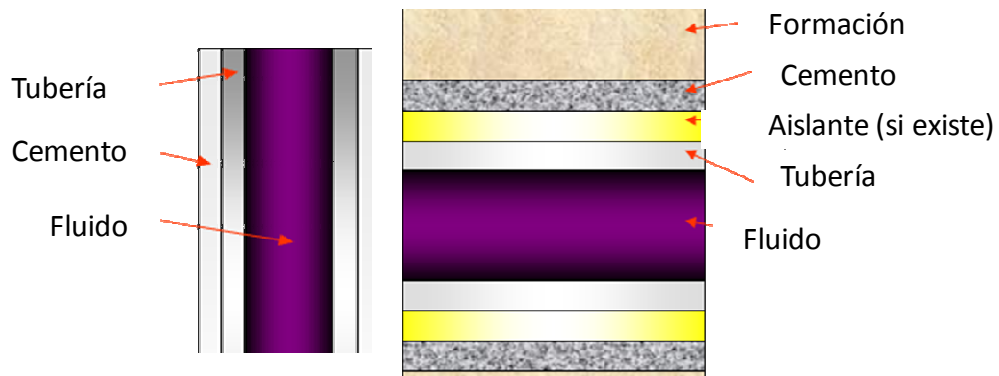


Figura IV.13. PAREDES del POZO

Para representar las PAREDES de la tubería en OLGA® se necesita especificar el material existente, a cada material se le asignan propiedades (ver **Figura IV.14**) como son:

- Densidad
- Capacidad térmica específica
- Conductividad térmica

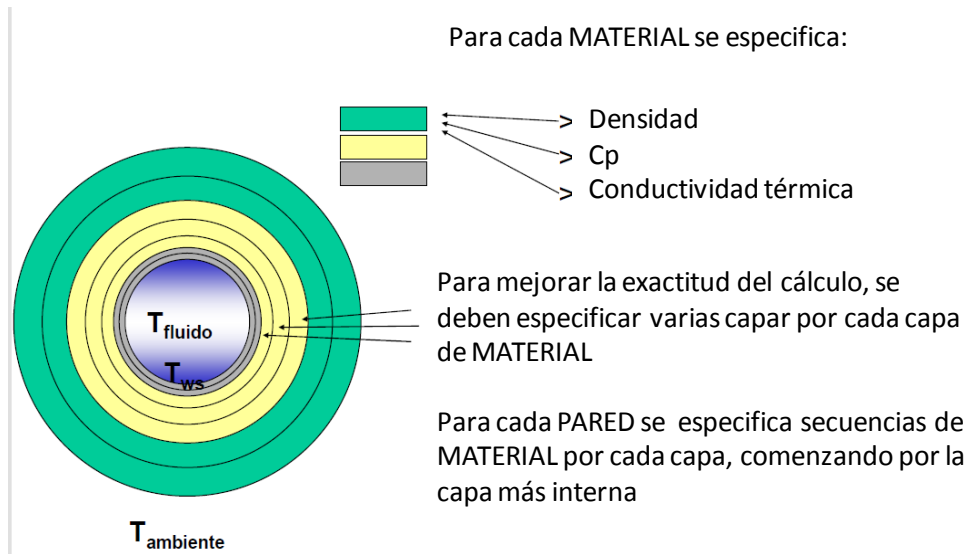


Figura IV.14. Especificaciones de las PAREDES

El espesor de las capas adyacentes que componen las PAREDES no debe cambiar de forma brusca. Se debe cumplir con la regla que establece que debe existir un factor de 5 entre el espesor de capas contiguas.

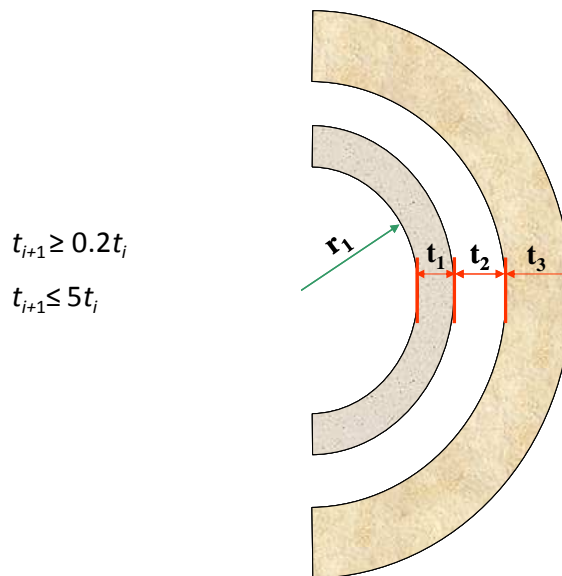


Figura IV.15. Discretización de las capas de las PAREDES



Esta discretización se puede hacer de forma manual o automática, es necesario discretizar las PAREDES ya que el simulador linealiza las ecuaciones de transferencia de calor.

Transferencia de calor por convección

Permite asignar los valores del coeficiente de transferencia de calor por convección, estos se asignan desde el Modelo Térmico donde también se indica que tramos de tubería son los que estarán en contacto con el medio ambiente.

Los parámetros de transferencia de calor entre el ambiente y la tubería pueden ser especificados en 4 niveles:

- Global, es decir, la red completa
- A lo largo del ramal
- A lo largo del TUBO
- A lo largo de la Sección

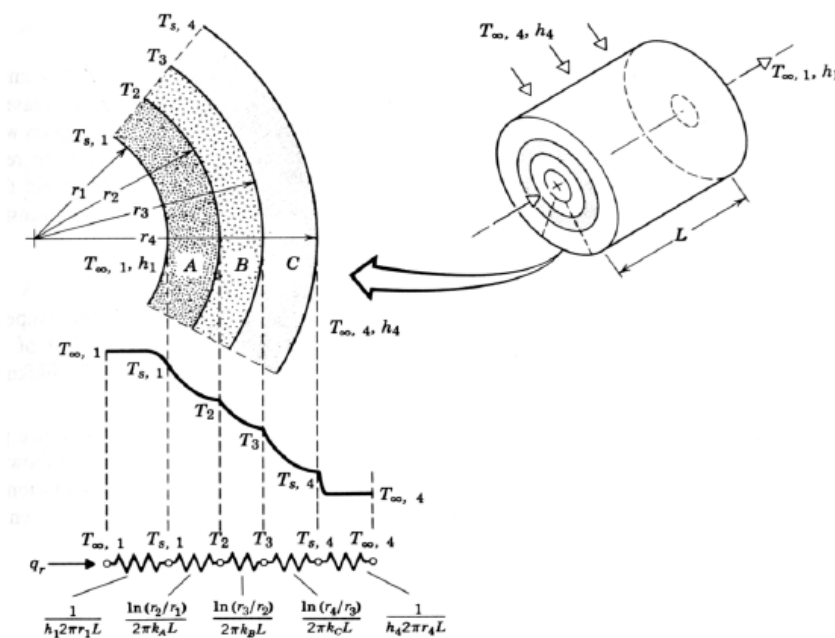


Figura IV.16 Coeficiente global de transferencia de calor (resistencias por conducción y convección)



Construcción de GEOMETRÍA y acoplamiento de modelo de transferencia de calor

La tubería se discretiza dividiéndola en TUBOS y secciones. Un TUBO es un tramo de tubería con inclinación constante.

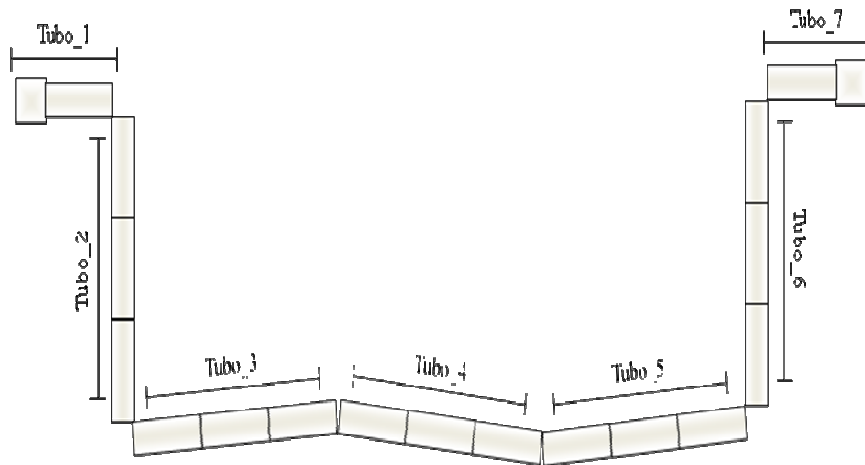


Figura IV.17. Discretización de las tuberías

Cada TUBO tiene asignada una PARED en el caso de que se emplee la opción PARED o PARED rápida. El Modelo Térmico se complementa definiendo las temperaturas ambientales y los coeficientes de transferencia de calor por convección.

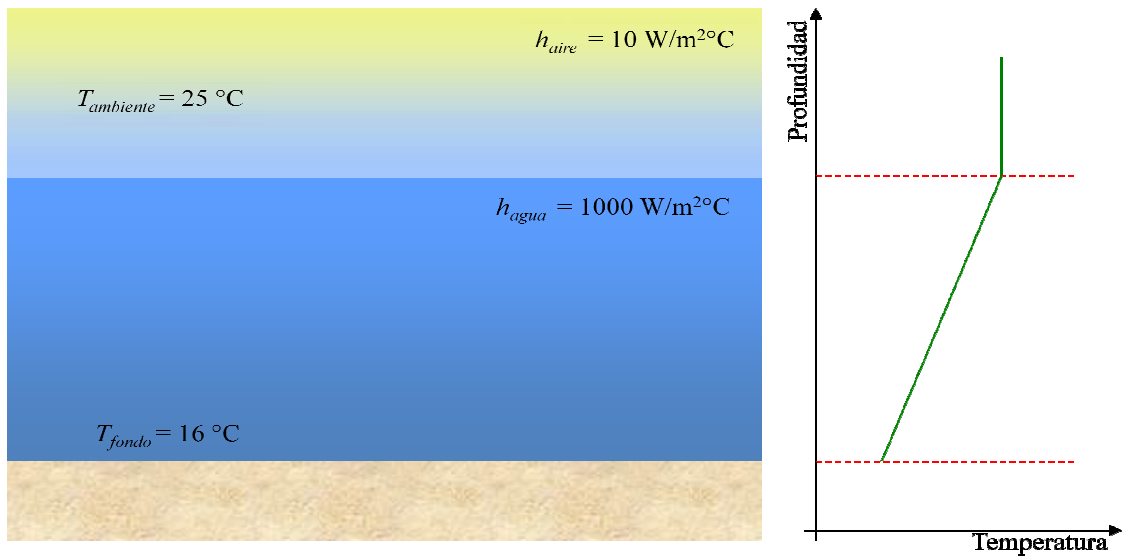


Figura IV.18. Definición de temperaturas ambientales

Los coeficientes de transferencia de calor por convección se pueden obtener a partir de diversas fuentes.

- Coeficientes de transferencia por convección típicos para la zona geográfica.
- Coeficientes de transferencia calculados a partir de la velocidad del medio hacia donde se disipa el calor

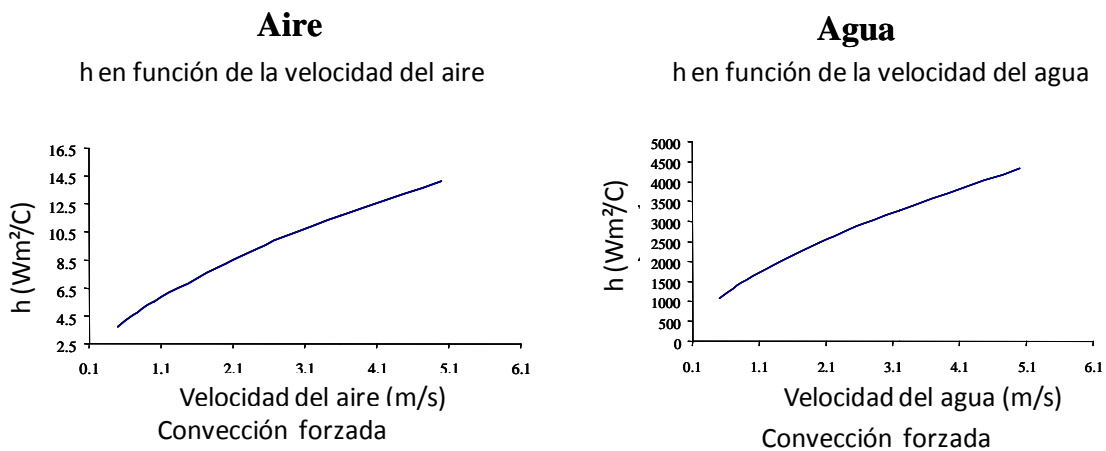


Figura IV.19. Convección forzada en diferentes tipos de fluidos



IV.2.5 Medición de las variables

Como ya se mencionó anteriormente, OLGA® contiene variables de frontera (presión o volumen) y las cuales son medidas y proporcionadas al usuario en forma gráfica, y pueden ser representadas en gráficas de tendencia o de perfil. La medición de dichas variables puede ser realizada en una parte del sistema o en todo el sistema, dependerá de los resultados que se quieran obtener. Es posible definir puntos de muestreo a lo largo de la tubería y reportar el valor de ciertas variables que auxilien al análisis del sistema estudiado (ver **Figura IV.20**), tal como si se colocara un medidor en la tubería.

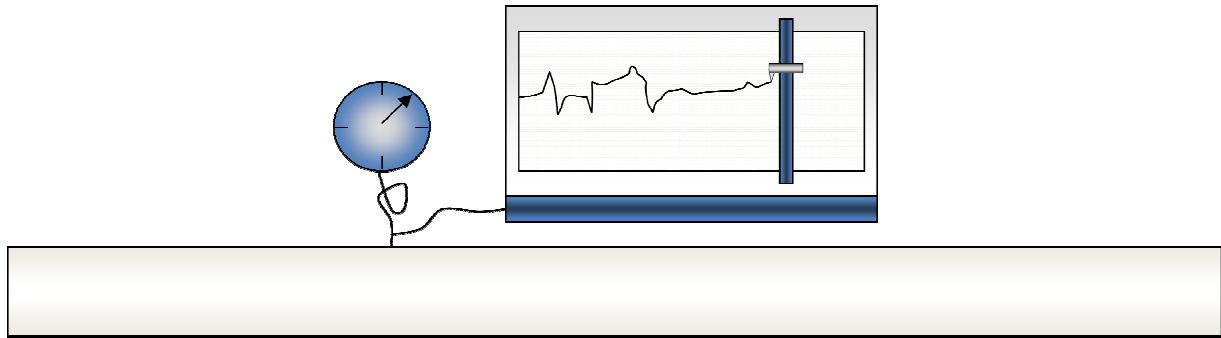


Figura IV.20. Medición



Tabla IV.5. Algunas variables que pueden ser obtenidas con OLGA®

Variable	Definición	Unidades
GT	Flujo másico total	kg/s
GLT	Flujo másico de líquido	kg/s
GG	Flujo másico de gas	kg/s
QT	Flujo total	m ³ /s
QLT	Flujo de líquido	m ³ /s
QG	Flujo de gas	m ³ /s
QLST	Flujo de líquido medido a 60 F y 1 atm	Sm ³ /s
QOST	Flujo de aceite medido a 60 F y 1 atm	Sm ³ /s
QWST	Flujo de agua medido a 60 F y 1 atm	Sm ³ /s
QGST	Flujo de gas medido a 60 F y 1 atm	Sm ³ /s
GORST	Relación gas/aceite medida a 60 F y 1 atm	Sm ³ /Sm ³
PT	Presión	Pa
TM	Temperatura	C
Variable	Definición	Unidades
ID	Identificador de patrón de flujo (1: estratificado, 2: anular, 3: tapones, 4: burbujas)	-
HOL	Fracción volumétrica de líquido	-
HOLHL	Fracción volumétrica de aceite	-
HOLWT	Fracción volumétrica de agua	-
USG	Velocidad superficial de gas	m/s
USL	Velocidad superficial de líquido	m/s
EVR	Acercamiento a velocidad de erosión (u_{actual}/u_{max})	-
Q2	Coefficiente global de transferencia de calor en base a diámetro interno	W/m ² K
ACCGAQ	Acumulado en volumen de gas	m ³
ACCLIQ	Acumulado en volumen de líquido	m ³
ACCOIQ	Acumulado en volumen de aceite	m ³
ACCWAQ	Acumulado en volumen de agua	m ³
ACCGAG	Acumulado en masa de gas	kg
ACCLIG	Acumulado en masa de líquido	kg
ACCOIG	Acumulado en masa de aceite	kg
ACCWAG	Acumulado en masa de agua	kg

En el Modelo Gráfico se declaran qué variables serán medidas y una vez que se acoplaron los modelos se indica en que parte del POZO se realizará la medición.

El simulador permite consultar los resultados obtenidos en varios formatos:



- **Tablas.** Estas se imprimen en el archivo de salida a los tiempos definidos.
- **Gráficos de tendencia.** Se muestra el valor en el tiempo de la variable en un punto fijo.
- **Perfiles.** Se muestra el valor a lo largo de un tramo a un tiempo fijo.

El simulador contiene una herramienta llamada OLGA VIEWER, la cual permite visualizar una animación de lo que está sucediendo en el modelo real.

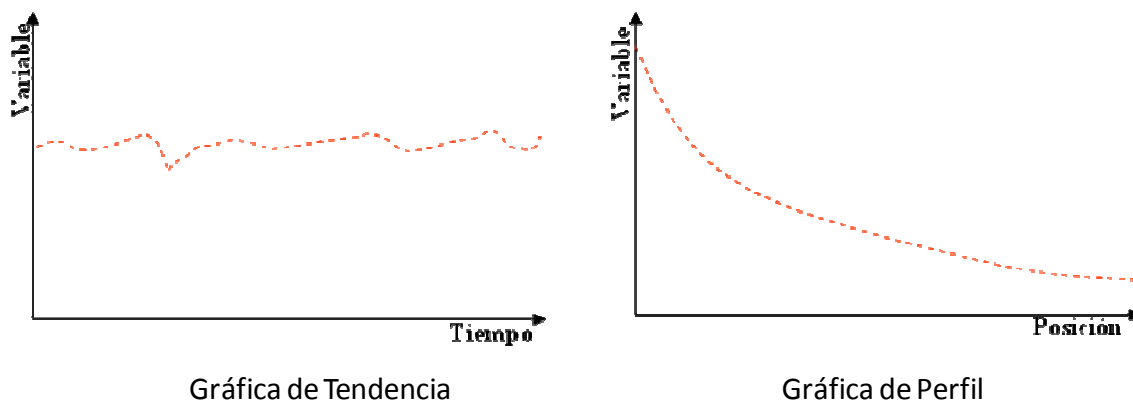


Figura IV.21. Tipos de Gráficas generadas con OLGA

El usuario debe seleccionar las variables a reportar en función del objetivo del estudio. Algunas de las variables empleadas con mayor frecuencia se muestran en la **Tabla IV.5**. Estas tienen el fin de mostrar el estado del sistema, así como obtener información sobre la solución numérica



Inicio de la secuencia de cálculo dinámico

Las condiciones a $t=0$ deben de estar disponibles y pueden ser:

- Calculadas a partir de estado estacionario de OLGA (OLGA Steady State pre-procesor)
- Calculadas a partir de condiciones iniciales dadas por el usuario: perfiles de presión y temperatura, flujo másico, fracción volumen de gas, corte de agua.
- La solución dinámica posterior indicará si el sistema es estable o no
- En el Modelo Gráfico se asigna el tiempo de simulación

IV.2.6 Archivos de salida de OLGA®

En la **Figura IV.2** se muestra un diagrama que explica los diferentes tipos de archivos en los que se pueden obtener los resultados.

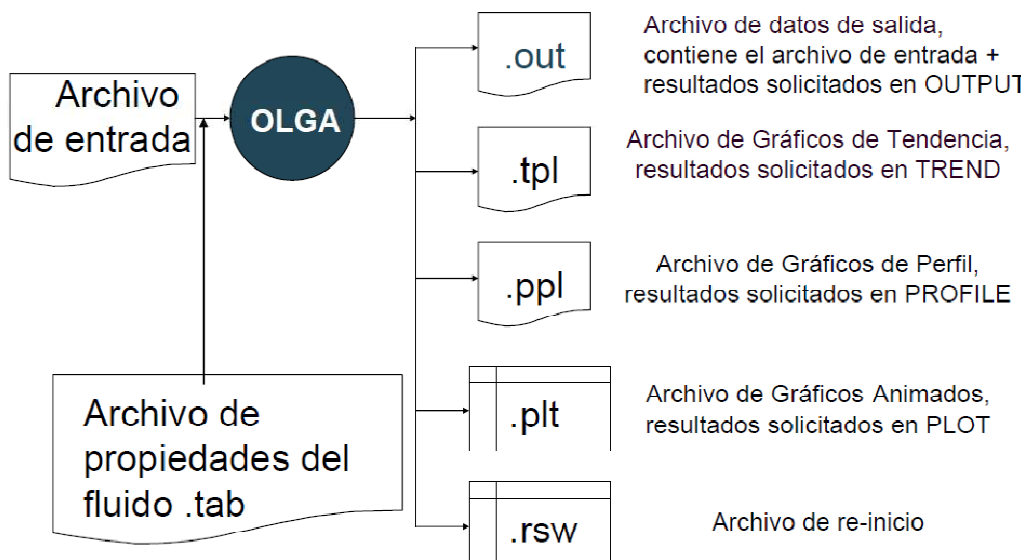


Figura IV.22. Archivos de entrada y salida



IV.2.7 Ajuste

Para el ajuste entre datos medidos y datos de campo, se debe de tomar en cuenta lo siguiente:

- No es posible cambiar la *correlación de flujo multifásico* para ajustar la caída de presión.
- No es posible fijar una *eficiencia de flujo* en los ductos para lograr el ajuste.

Como recomendación general, si es necesario ajustar las caídas de presión, se deben revisar las tablas de propiedades (tablas pVT, que se generaron en PVTsim) o bien localizar accesorios donde se presume se tiene una caída importante de presión. Si se requiere ajustar la temperatura, es necesario modificar el modelo de transferencia de calor y la temperatura del medio ambiente en función de los datos del campo.



V. DESARROLLO DEL PROYECTO

En esta sección mostraré las características del Proyecto así como el desarrollo del modelo de simulación que se mencionó en el capítulo anterior y los resultados obtenidos del mismo.

V.1 Características y propiedades de los fluidos

Dentro del desarrollo del proyecto para generar las tablas de propiedades de los fluidos se estableció que para cada plataforma existen 2 pozos definidos como representativos dentro de los cuales están el Alfa-A y Alfa-B, estos son sólo para los fluidos, y son representativos de todo el campo, de los cuales cuentan con las características siguientes:

Pozo Alfa-A:

Tabla V.1. Características del Yacimiento y propiedades del fluido del pozo Alfa-A

Características del Yacimiento y Propiedades del fluido	
Py (Kg/cm ²)	115
Ty (°C)	86.1
Edad	JSK
Aceite (°API)	22.03
μo (cP)	4.89
Bob (m ³ /m ³)	1.2708
RGA (m ³ /m ³)	60.65

Pozo representativo Alfa-B

Tabla V.2. Características del Yacimiento y propiedades del fluido del pozo Alfa-B

Características del Yacimiento y Propiedades del fluido	
Py (Kg/cm ²)	106
Ty (°C)	95
Edad	BTPKS
Aceite (°API)	21.4
μo (cP)	2.96
Bob (m ³ /m ³)	1.24
RGA (m ³ /m ³)	85



Las características del yacimiento y las propiedades de los fluidos mostrados en las **Tabla V.1** y **Tabla V.2** son usadas para el armado de los pozos de las distintas plataformas.

V.2 Desarrollo de los modelos de simulación

Para poder construir los modelos de los pozos, de los campos en los cuales trabajé, se necesita la siguiente información:

- Pruebas de aforo
- Registros giroscópicos
- Estados mecánicos
- Calidad de los fluidos o reportes pVT

La información anterior es utilizada para el armado de los modelos de simulación de los pozos.

Aforo: es una medición que se realiza al pozo para conocer el gasto de aceite y gas a ciertas condiciones de operación

Registro giroscópico: Un giroscópico es la descripción geométrica del perfil de la tubería del pozo, generalmente se proporciona en coordenadas tridimensionales, pero para la simulación se hace la proyección a un solo plano

Estado mecánico: El estado mecánico es un diagrama que refleja los detalles de la construcción del pozo, las tuberías de producción y de revestimiento, así como todos los accesorios instalados (válvulas, cambios de diámetro, etc.) en la tubería de producción

En el caso de los perfiles de los pozos, estos se obtuvieron a partir de los giroscópicos. Éstos generalmente se componen de una gran cantidad de puntos, lo que lleva a tener segmentos cortos. La velocidad de ejecución de la simulación depende de la longitud de los segmentos en el modelo, por este motivo, los perfiles deben simplificarse. Los perfiles de los pozos tienen como característica poseer secciones de inclinación casi constante, por ello el algoritmo de simplificación empleado para desarrollar el pozo se basa en conservar los puntos que definen cambios de inclinación importantes y eliminar aquellos no considerados relevantes.



Como ejemplo del algoritmo de simplificación, la **Figura V.1** muestra el perfil del pozo Alfa-6, el original y el simplificado, como se observa, se conservan los cambios de inclinación relevantes.

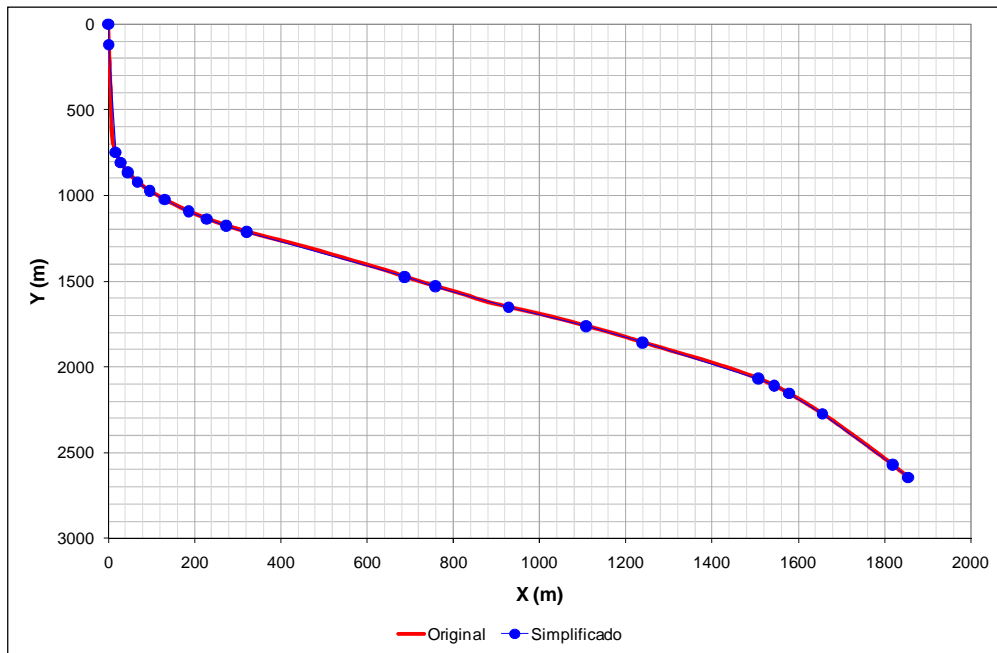


Figura V.1. Perfil original y simplificado

Además del perfil del pozo, los accesorios en el pozo se modelan en base a los datos proporcionados en el estado mecánico. La **Figura V.2** muestra el estado mecánico del pozo Alfa-6.

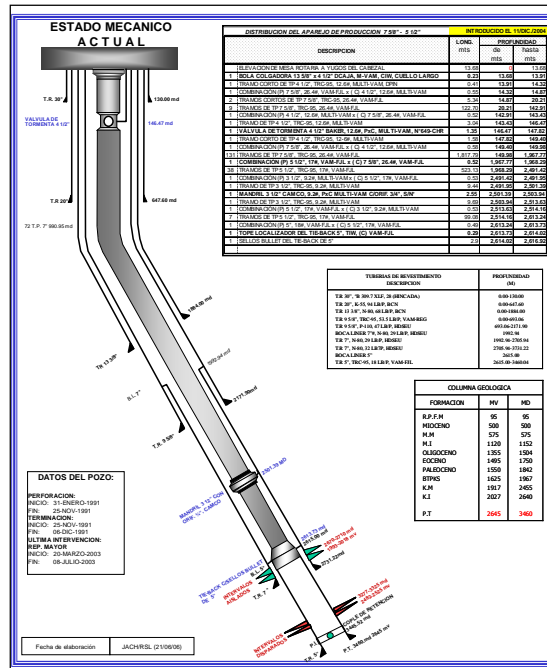


Figura V.2. Estado mecánico del pozo Alfa-6

Se modelan los cambios de diámetro en la tubería de producción, así como el estrangulador y la válvula de tormenta. Para los pozos con inyección de gas de BN se agregó la válvula de inyección. En el modelo se incluyen todas las tuberías de revestimiento. En el caso de los pozos con inyección de gas de BN, éste fluye por la región anular, la cual se define con la tubería de producción y la tubería de revestimiento más interna.

Para modelar la transferencia de calor, el pozo se divide en dos secciones, una en la cual domina la transferencia de calor por conducción y otra por convección. En la sección enterrada domina la conducción, para lo cual se simula la transferencia a través de las PAREDES que recubren al pozo, la configuración de las PAREDES se obtiene también del estado mecánico. En el caso de la sección en contacto con el agua de mar y el aire de la superficie, se modela la convección con el medio ambiente. En el **Apéndice A** se muestran las PAREDES definidas para el pozo Alfa-6. En el resto de los pozos la transferencia de calor se modela de forma similar.

Se desarrollaron dos tipos de modelos de los pozos, para aquellos que no tienen inyección de gas de BN, los modelos no consideran el flujo de gas por la región anular, en el caso de los



pozos que tienen inyección, la región anular se simula de forma detallada. La **Figura V.3** muestra un esquema con los dos tipos de pozos simulados.

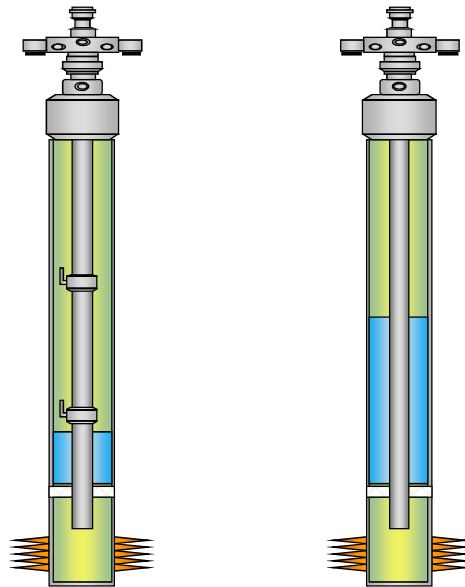


Figura V.3. Pozo con inyección de gas (BN) y fluyente

En los pozos con inyección existe convección forzada con el gas que circula por la región anular debido a la inyección del mismo, para los pozos fluyentes, el fluido en la región anular sólo tiene convección natural ya que la velocidad de la corriente es igual a cero. Cuando se habla de convección natural quiere decir que el fluido por el cual existe la transferencia de calor se mueve por diferencia de densidad mientras que para la convección forzada el fluido es forzado a moverse.

La **Figura V.4** muestra la vista de los pozos fluyentes en la interfaz de OLGA®



Figura V.4. Modelo de pozo fluuyente

Para los pozos con inyección de gas (BN), el modelo se compone de tres RAMALES, el primero modela el flujo del fondo del pozo al punto de inyección, el segundo el flujo de gas por la región anular, y el tercero el flujo por la tubería de producción de la mezcla de yacimiento con el gas de BN, tal como se muestra en la **Figura V.5**.

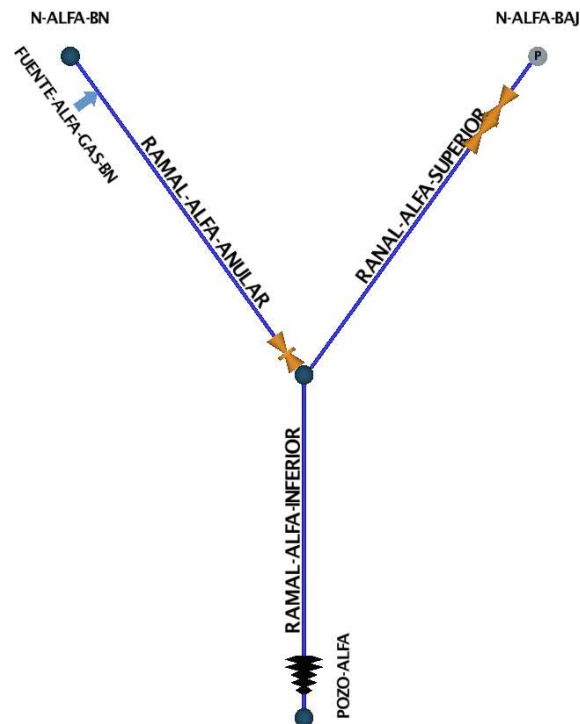




Figura V.5. Modelo de pozo con inyección de gas de BN

En el modelo los RAMALES que modelan a la tubería de producción y la región anular se encuentran acoplados térmicamente, de tal forma que uno se encuentra dentro del otro.

Para la generación de resultados se definieron en el modelo puntos de medición en posiciones consideradas relevantes (tales como el fondo del pozo, puntos de inyección, cabeza, bajante, etc.). La **Figura V.6** muestra un esquema general con los puntos donde se realizan las mediciones.

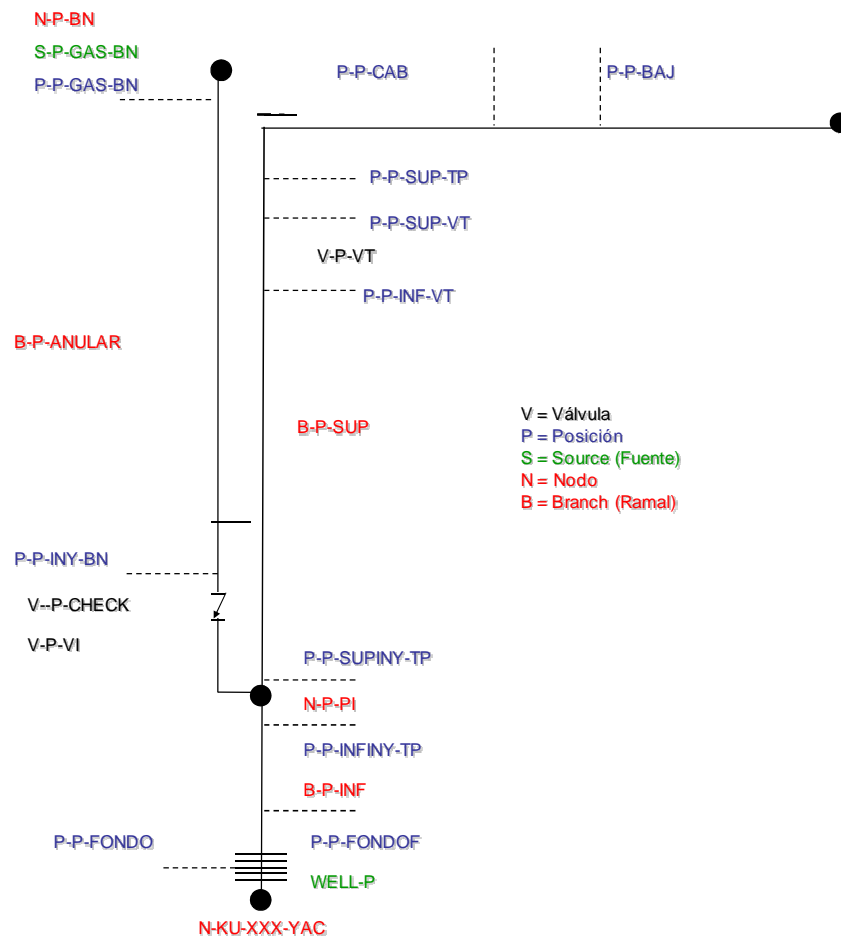


Figura V.6. Diagrama para posicionar accesorios y puntos de medición

El diagrama muestra las posiciones para pozos con inyección de gas de BN, para pozos fluyentes se eliminan aquellas que sean innecesarias (como las colocadas en la región anular). Todos los modelos de pozos son homogéneos en las posiciones y en los nombres, lo cual facilitará el proceso de generación de los modelos integrados

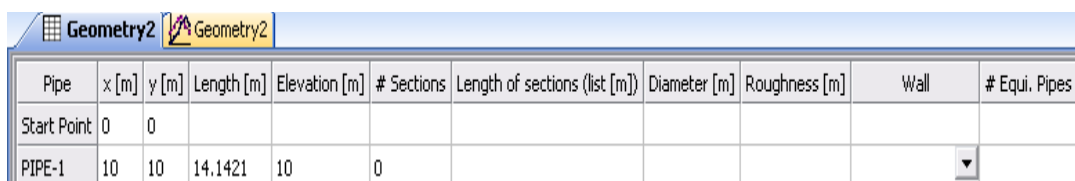
En el subtema IV.1.2 se mencionan los puntos que se necesitan para generar el modelo de simulación, ya se cuenta con las tablas pVT del fluido ahora lo que se requiere es generar el Modelo Gráfico anteriormente se mencionó la generación.

Para generar el Modelo Geométrico, el simulador cuenta con la utilería llamada Editor de GEOMETRÍA, en la **Figura V.7** se muestra el comando Editor de Geometría, éste comando



permite asignarle las coordenadas X, Y al pozo así como las longitudes de los TUBOS, el diámetro de los mismos, la rugosidad y la PARED.

Para generar la GEOMETRÍA del pozo es necesario contar con el registro giroscópico, ya que éste proporciona las coordenadas que permiten generar el perfil del pozo, como se mencionó antes, el perfil que se introduce al Editor de Geometría debe de ser un perfil simplificado



Pipe	x [m]	y [m]	Length [m]	Elevation [m]	# Sections	Length of sections (list [m])	Diameter [m]	Roughness [m]	Wall	# Equi. Pipes
Start Point	0	0								
PIPE-1	10	10	14.1421	10	0					

Figura V.7. Generación del perfil del pozo por medio del Editor de GEOMETRÍA

La generación del perfil del pozo dependerá si el pozo es fluyente o tiene bombeo neumático ya que cambiará el modelado de los mismos dentro de OLGA®

En mi caso ejemplificaré con el desarrollo de un pozo del campo en estudio llamado Afa-6, el cual es un pozo fluyente, por lo tanto será modelado con un ramal, dos nodos; uno del tipo cerrado y otro de tipo presión, un pozo para proporcionarle el modelo de afluencia, y dos válvulas una corresponde a la válvula de tormenta y la otra al estrangulador.

Como ya se mencionó se genera el perfil por medio del registro giroscópico, éste inicia en cero y termina a la profundidad media de los disparos, para la coordenada Y, el desplazamiento que tiene el pozo lo proporciona la coordenada X, estos valores son introducidos al Editor de Geometría, el comando calcula de forma automática el número de TUBOS, la elevación y el número secciones, posteriormente el usuario tiene que proporcionar el diámetro, la rugosidad y la PARED.

Ya se cuenta con parte de la GEOMETRÍA del pozo, ahora en el Modelo Gráfico se generan los nodos y el ramal y una vez que se tenga el Modelo Térmico se acopla con el Modelo Geométrico y posteriormente se asigna al Modelo Gráfico. En la **Figura V.8** se muestran los modelos antes mencionados

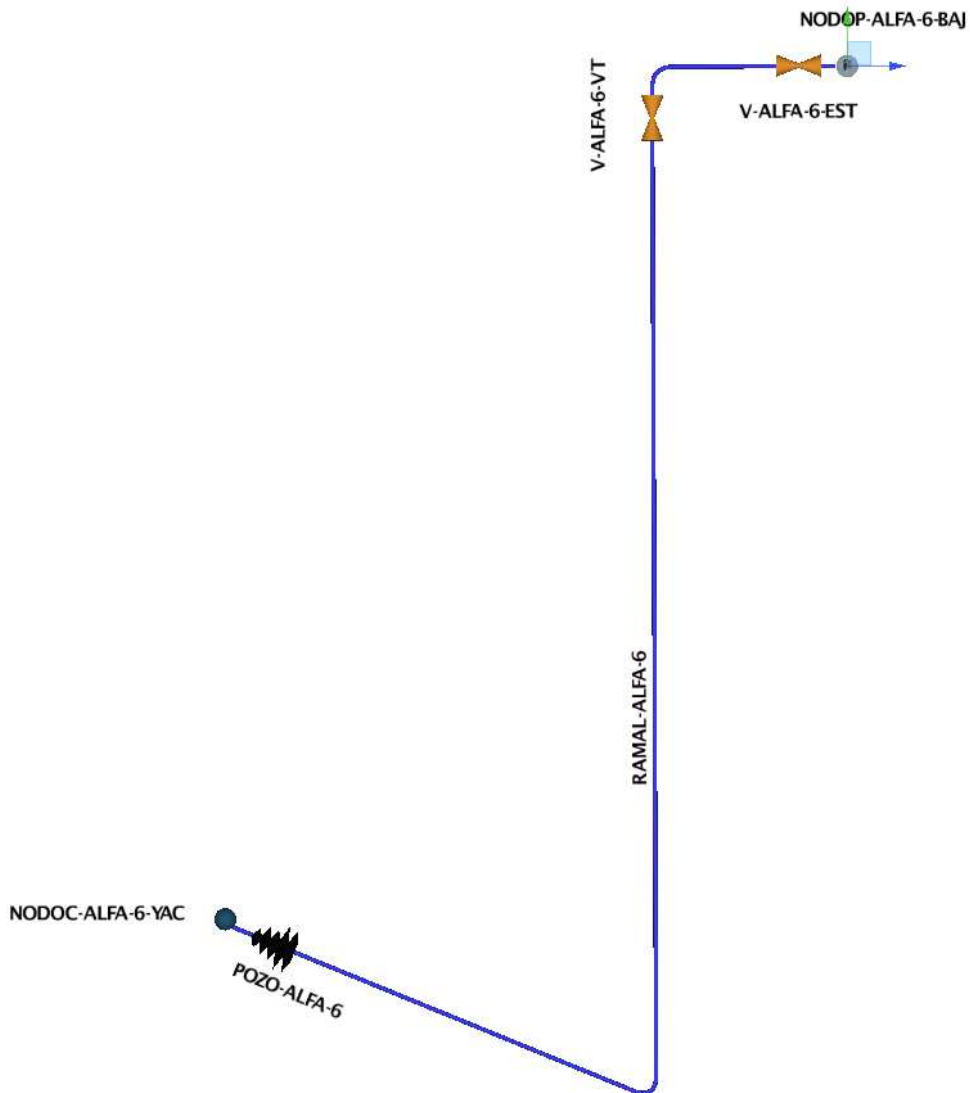


Figura V.8. Modelo del pozo en la Interfaz gráfica de simulador

Para generar el Modelo Térmico lo primero que se hace es declarar dentro del Modelo Gráfico los MATERIALES con los que se cuentan, ya que se trata de un pozo, los MATERIALES con los que se cuentan se muestran en la **Figura V.9**

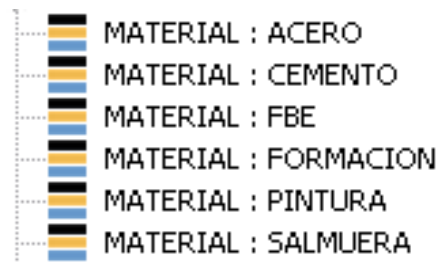


Figura V.9. Declaración de los MATERIALES dentro de simulador

A cada MATERIAL se le tienen que asignar las propiedades de térmicas, las especificaciones que lleva cada material se muestran en la **Figura V.10**, los valores mostrados son experimentales y en la literatura se encuentran como tal.

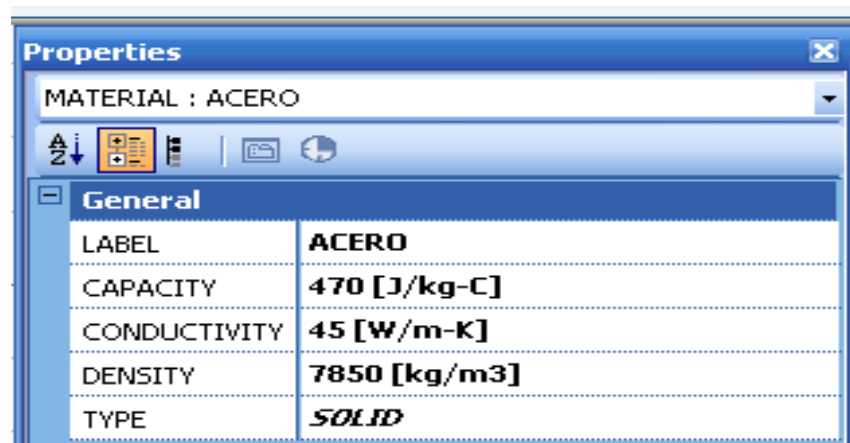


Figura V.10 Asignación de las características de los MATERIALES

Una vez que se tienen creados los MATERIALES se crean las PAREDES, éstas serán generadas dependiendo de los materiales que estén en contacto con el fluido producido, en la **Figura V.11** se muestran las tuberías con las que cuenta el pozo, cabe destacar que en el espacio anular entre la TP y la TR se tiene salmuera hasta un cierto nivel y de ese nivel y hasta superficie se tiene gas, pero no se tiene el conocimiento de ese nivel. El espacio anular entre TR Y TR se encuentra relleno de cemento excepto para la TR de 30 que se encuentra en contacto con la formación



DESCRIPCIÓN	TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	
	PROFUNDIDAD (MD)	
	DE:	A:
TR 30", HINCADA	0	128.5
TR 20", K-55, 68 LB/P BCN	0	346
TR 13 3/8", K-55, 68 LB/P, BCN	0	1338.2
TR 9 5/8", C-75, 47 LB/P, HDSEU	0	1561.5
TR 9 5/8", N-80, 47 LB/P, HDSEU	1561.5	2520.9
TR 9 5/8", P-110, 47 LB/P, HDSEU	2520.9	2546.7
LINER 7", P-110, 29 LB/P, HDSEU	2350.3	3000
LINER 5", TRC-95, 18 LB/P, VAM-FJL	2793.12	3240

Figura V.11. Tipos y profundidad de asentamiento de las Tuberías de Revestimiento

En la **Figura V.12** se muestra el Estado mecánico del Pozo con el cual se conocen los diferentes accesorios con los que cuenta el pozo y la TP o combinación de TP's que se tienen, es importante, si es que hay más de un diámetro de TP, la profundidad del cambio de TP ya que se verá reflejado tanto en la producción obtenida como en la presión reportada en la bajante.

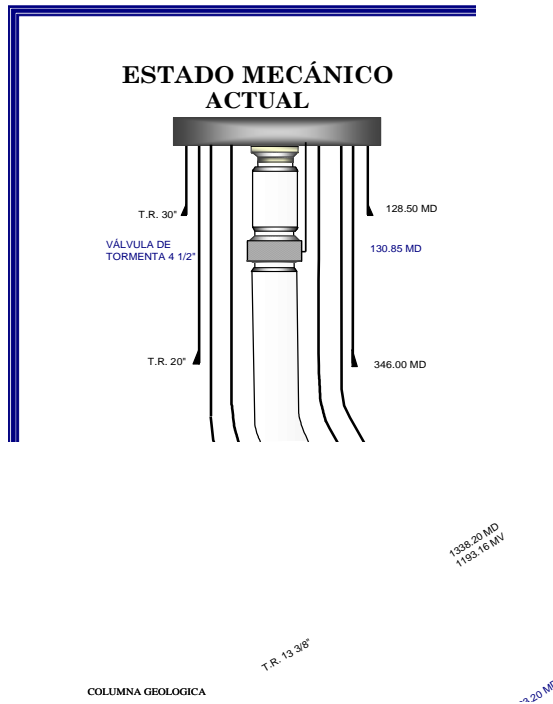


Figura V.12 Estado mecánico del pozo

La PARED se construye de acuerdo al arreglo de los MATERIALES y la profundidad, en este caso explicaré como se genera la PARED de la TR conductora de 30".

Se considera la posición cero a la altura de la plataforma, de la plataforma al lecho marino, para este caso hay 63.5 m de distancia, por lo que la PARED que se asignará a este caso es de 128.5-63.5 m que es hasta donde está asentada la primera TR, entonces de 128.5-63.5 m se tiene TP 7 5/8" que es por donde está fluyendo el pozo, después hay espacio anular que



contiene gas, después se tiene una TR de 9 5/8", cemento, TR 13 3/8", cemento, TR 30" y formación, entonces la configuración de esa PARED se puede apreciar en la **Figura V.13**.

WALL : ALFA-6-63.5-OMD	
General	
LABEL	ALFA-6-63.5-OMD
THICKNESS	0.328, 0.25, 0.472, 1.395, 0.48, 2.8745, 0.438 [in]
MATERIAL	ACERO, ACERO, ACERO, CEMENTO, ACERO, CEMENTO, ACERO [...]
Heated walls	
ELECTRICHEAT	OFF
POWERCONTRO	OFF
CONTROLLERLA	
POWERMAX	[W/m]
TIME	0 [s]
POWER	[W/m]
WALLAYER	
Automatic discretization	
DISCRETIZATIO	ON, ON, ON, ON, ON, ON, ON [...]
INNERDIAMETER	6.969 [in]
MAXRATIO	2
MAXNOLAYERS	5:3, 2-3

- WALL : ALFA-6-128.5-63.5MD
- WALL : ALFA-6-1338-346MD
- WALL : ALFA-6-2350-1338MD
- WALL : ALFA-6-2547-2350MD
- WALL : ALFA-6-2793-2547MD
- WALL : ALFA-6-3000-2793MD
- WALL : ALFA-6-3120-3000MD
- WALL : ALFA-6-346-128.5MD
- WALL : ALFA-6-63.5-OMD
- WALL : ALFA-6-BAJANTE

Figura V.13. Generación de la PARED y asignación de las propiedades

Cada que exista el asentamiento de una tubería normalmente va una PARED, cada que desaparezca un MATERIAL y cada que aparezca uno nuevo se tiene que generar una PARED

Ya se tiene armado el Modelo Geométrico y el Modelo Térmico, ahora se asignan las condiciones iniciales y de frontera

El NODO CERRADO en este caso va a ser el inicio del RAMAL mientras que el NODO DE PRESIÓN representará la bajante, por lo cual a este NODO se le asigna la temperatura y presión de la bajante, como se puede apreciar en la **Figura V.14**.

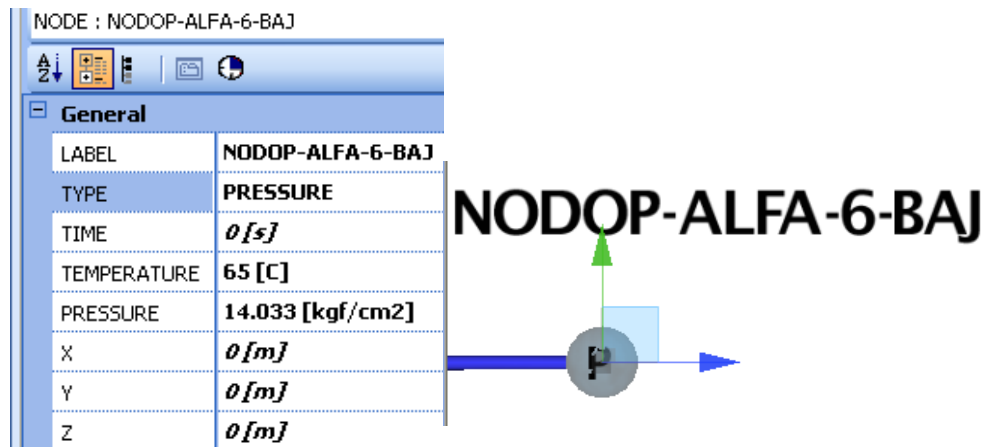


Figura V.14. Presión y Temperatura del NODO DE PRESIÓN

El objetivo de colocar un NODO DE PRESIÓN sirve para permitir la transferencia de masa en la frontera.

Con el comando POZO se asigna el modelo de afluencia, éste se posiciona a un nivel medio de la zona disparada, en la **Figura V.15** se muestran los valores que se le tienen que asignar.

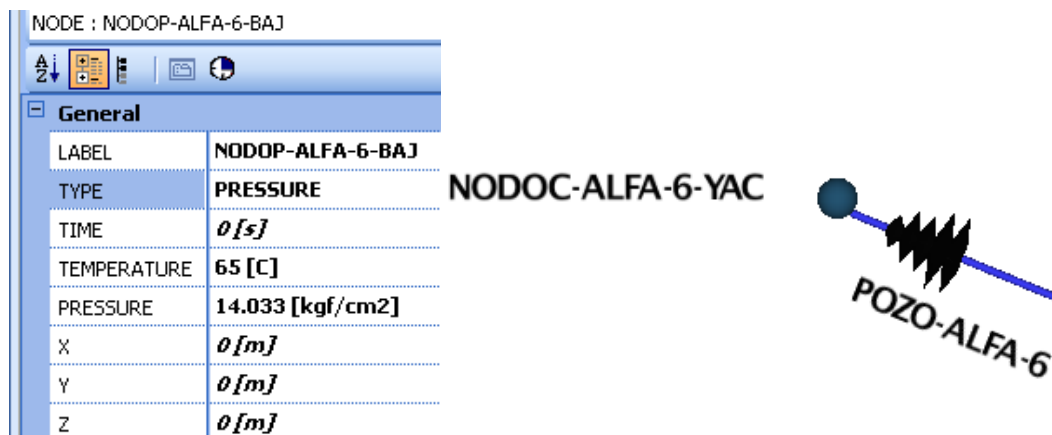


Figura V.15. Asignación de valores al pozo

Para el pozo Alfa-6 ya se generaron las tablas de los fluidos, el Modelo Gráfico, el Modelo Geométrico, el Modelo Térmico y las condiciones iniciales y de frontera. Lo que sigue es acoplar los modelos así como colocar la válvula de tormenta y el estrangulador.



El Modelo Térmico se acopla al Geométrico, ya antes se mencionó el comando Editor de Geometría, en la cual se genera el Modelo Geométrico, dentro del Editor de Geometría se asigna parte del Modelo Térmico por medio de PARED, se asigna el diámetro y la rugosidad de la tubería por la cual fluye el fluido. De esta manera quedan acoplados el Modelo Térmico y el Geométrico

El Modelo Térmico se completa por medio del comando Transferencia de calor, éste permite asignar al Modelo Geométrico el coeficiente de transferencia del calor por convección, se asigna a uno o varios TUBOS dependiendo del ambiente que se encuentre en contacto con la tubería.

La **Figura V.16** muestra el modelo geométrico y térmico del pozo, el TUBO #18 muestra un seccionamiento de 21.5, 21.9 y 19.1025 m, éste seccionamiento se realizó de esta manera debido a que la parte de 19.1025 se encuentra en contacto con el aire y los dos seccionamientos de 21.5 y 21.9 con el agua, todos los demás TUBOS se encuentran enterrados.



Pipe	x [m]	y [m]	Length [m]	Elevation [m]	# Sections	Length of sections (list [m])	Diameter [m]	Roughness [m]	Wall
Start Point	-1560.09	-2558.28							
PIPE-1	-1490.49	-2460.52	120.005	97.76	2	59.0035, 61.0014	0.108611	4.57201e-005	ALFA-6-3120-3000MD
PIPE-2	-1372.17	-2290.82	206.876	169.7	3	65.2786, 69.1428, 72.4547	0.108611	4.57201e-005	ALFA-6-3000-2793MD
PIPE-3	-1297.5	-2168.57	143.25	122.25	2	75.0665, 68.1839	0.157074	4.57201e-005	ALFA-6-2793-2547MD
PIPE-4	-1242.96	-2081.02	103.149	87.55	2	54.9577, 48.1908	0.157074	4.57201e-005	ALFA-6-2793-2547MD
PIPE-5	-1191.54	-2004.94	91.8269	76.08	2	45.5178, 46.3092	0.157074	4.57201e-005	ALFA-6-2547-2350MD
PIPE-6	-1126.47	-1923.12	104.54	81.82	2	50.8681, 53.6719	0.157074	4.57201e-005	ALFA-6-2547-2350MD
PIPE-7	-1048.64	-1835.62	117.106	87.5	2	54.3635, 62.7422	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-2350-1338MD
PIPE-9	-843.62	-1628.7	291.289	206.92	3	84.3159, 101.091, 105.881	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-2350-1338MD
PIPE-10	-423.57	-1195.09	603.705	433.61	7	96.311, 89.7198, 85.4388, 83.0017, 82.0965, 82.5893, 84.5477	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-2350-1338MD
PIPE-11	-141.75	-901.16	407.207	293.93	5	88.1856, 88.1468, 84.4699, 77.6596, 68.7448	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-12	-79.87	-805.66	113.795	95.5	2	58.7772, 55.0182	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-13	-38.68	-697.26	115.962	108.4	2	55.9975, 59.9645	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-14	-10.08	-573.75	126.778	123.51	2	67.7284, 59.0496	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-15	-4.37	-490.97	82.9767	82.78	2	41.077, 41.8997	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-16	-3.08	-345.99	144.986	144.98	2	63.1831, 81.8026	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-1338-346MD
PIPE-17	-1.14	-128.49	217.509	217.5	3	86.9783, 75.5028, 55.0276	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-346-128.5MD
PIPE-18	-0.56	-63.5	64.9926	64.99	2	35.2339, 29.7587	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-128.5-63.5MD
PIPE-19	1.77636e-015	0	63.5025	63.5	3	22.4, 22, 19.1025	0.177013	4.57201e-005	ALFA-6-63.5-0MD
PIPE-20	60	0	60	0	2	30.3538, 29.6462	0.0508001	4.57201e-005	ALFA-6-BAJANTE

Figura V.16 Asignación del tirante de agua y de aire

La longitud del TUBO que corresponde a la parte de la plataforma y el lecho marino tiene una longitud de 63.5 metros la parte equivalente a 19.1025 m corresponde al tirante de aire lo demás es el tirante de agua pero tiene la configuración anterior debido a que se tiene que seguir una regla la cual establece que las secciones en las que se divide la tuberías tienen que estar entre la mitad y el doble de la longitud de la sección anterior.

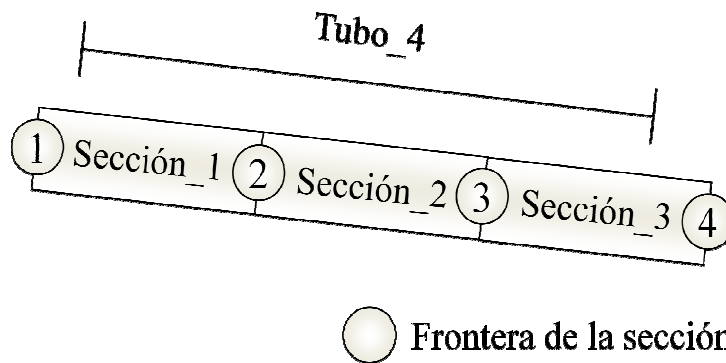
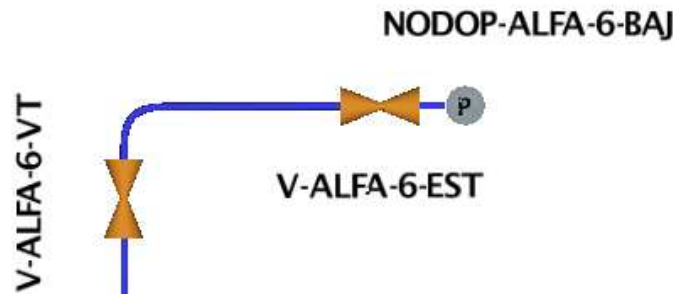


Figura V.17 Discretización de la tubería. Secciones y Fronteras



Como se puede apreciar en la **Figura V.16** y **Figura V.17** para discretizar el TUBO se asigna el valor a la sección 3 de 19.1025 m que corresponde al tirante de aire, la regla dice que el valor de la siguiente sección debe de estar entre la mitad y el doble de la sección anterior entonces a la sección 2 le corresponde el valor de 22, por consiguiente el valor para la sección 1 es 22.4, para este caso la discretización es manual debido a que es necesario especificar la longitud de los materiales que existen, para los demás TUBOS la discretización se hace automática, cabe destacar que se tiene que tomar en cuenta el sentido de flujo ya que dependiendo de la dirección del flujo va el orden de los TUBOS y de las secciones, el sentido de flujo es sólo un estimación inicial, el sentido de flujo se determina en base del balance de presiones.

Una vez realizado lo anterior se le asigna al Modelo Gráfico los Modelos Geométrico y Térmico al pozo, de esta manera el pozo adquiere la longitud real y adquiere los coeficientes de transferencia de calor para cada TUBO, ahora se tienen que agregar los correspondientes accesorios como son la válvula de tormenta y el estrangulador, así se necesita los valores correspondientes al diámetro y a la profundidad o posición en la cual se encuentran, la **Figura V.18**. muestra las características de la válvula y el estrangulador.



V-ALFA-6-VT		V-ALFA-6-EST	
LABEL	V-ALFA-6-VT	LABEL	V-ALFA-6-EST
CRITFLOWMODE	FROZEN	CRITFLOWMODE	FROZEN
CONTROLLER		CONTROLLER	
TIME	0 [s]	TIME	0 [s]
OPENING	1	OPENING	1
Position		Position	
PIPE	PIPE-16	PIPE	PIPE-19
SECTIONBOUND	1 [max 3]	SECTIONBOUND	2 [max 2]
POSITION		POSITION	
SEPARATOR		SEPARATOR	
ABSPOSITION	2773.68 [m]	ABSPOSITION	3150.04 [m]
Model description		Model description	
DIAMETER	3.813 [in]	DIAMETER	1 [in]
CD	0.84	CD	0.84
TABLE	[...]	TABLE	[...]
PHASE		PHASE	
CF		CF	
BACKPRESSURE	[kgf/cm2]	BACKPRESSURE	[kgf/cm2]
STROKETIME	[s]	STROKETIME	[s]

Figura V.18. Asignación de la válvula de tormenta y estrangulador



Parámetro de ajuste

Una vez que se desarrollaron los modelos lo siguiente consistió en hacer el ajuste correspondiente, el parámetro de ajuste fue la RGA debido a que existe invasión de gas en los pozos, y en la medición de la misma existe incertidumbre.

V.3 Resultados obtenidos

De manera representativa y para ejemplificar los resultados obtenidos de los diferentes pozos simulados, utilizaré los pozos de una plataforma del campo en estudio.

En la **Tabla V.3** se muestran los valores obtenidos sin ajuste

Tabla V.3. Resultados obtenidos al utilizar los aforos de cada pozo

Pozo	Qo (BPD)		Ptp (kg/cm ²)		Pbaj (kg/cm ²)		Tbaj (°C)		RGA@
	Real	Calculado	Real	Calculado	Real	Calculado	Real	Calculado	CS(m ³ /m ³)
Alfa-1	2937	2949	17.5	17.9	15.4	15.4	68.0	60.0	135.4
Alfa-2	9204	9185	56.0	41.9	19.5	20.7	73.0	58.6	958.4
Alfa-3	2627	1847	14.3	18.5	13.2	13.3	52.0	46.8	49.6
Alfa-4	2692	2340	16.5	16.5	15.0	15.0	69.0	48.0	58.9
Alfa-5	7999	7530	18.0	16.6	15.2	15.6	70.0	67.6	262.8
Alfa-6	13225	12700	22.0	26.9	20.5	21.2	70.0	65.6	433.7
Alfa-7	11204	10784	17.8	15.2	14.7	14.9	67.0	72.5	63.5
Alfa-8	14178	13600	16.5	16.6	15.9	16.1	67.0	72.0	95.3
Alfa-9	2455	3000	14.8	15.6	15.6	14.5	13.2	68.0	20.7
Alfa-10	11789	9235	14.8	13.7	15.9	13.3	67.0	75.0	119.2
Alfa-11	5347	5281	16.0	16.6	13.2	13.3	52.0	54.0	17.6
Alfa-12	3763	4367	14.5	13.6	11.9	12.0	71.0	53.8	61.8
Alfa-13	4848	4520	27.0	24.8	19.0	19.8	72.0	60.2	1800.9



Ahora en la **Tabla V.4** se muestran los valores obtenidos con la RGA ajustada

Tabla V.4. Resultados obtenidos con la RGA ajustada

Pozo	Qo (BPD)		Ptp (kg/cm ²)		Pbaj (kg/cm ²)		Tbaj (°C)		RGA@
	Real	Calculado	Real	Calculado	Real	Calculado	Real	Calculado	CS(m ³ /m ³)
Alfa-1	2937	2935	17.5	17.9	15.4	15.4	68.0	60.0	133.18
Alfa-2	9204	9206	56.0	41.8	19.5	20.7	73.0	58.6	954.5
Alfa-3	2627	2623	14.3	21.5	13.2	13.3	52.0	55.0	130
Alfa-4	2692	2500	16.5	16.7	15.0	15.0	69.0	49.1	105
Alfa-5	7999	7643	18.0	16.7	15.0	15.6	70.0	67.6	288
Alfa-6	13225	12898	22.0	27.0	20.5	21.0	70.0	66.0	428
Alfa-7	11204	11176	17.8	15.2	14.7	14.9	67.0	72.9	65
Alfa-8	14178	14172	16.5	16.6	15.9	16.1	67.0	72.5	75.2
Alfa-9	2455	3000	14.8	15.6	13.6	13.7	51.0	50.0	62
Alfa-10	11789	11792	14.8	13.8	15.9	13.3	67.0	74.9	124
Alfa-11	5347	5360	16.0	16.6	13.2	13.3	52.0	55.0	30
Alfa-12	3763	4367	14.5	13.6	11.9	12.0	71.0	54.0	68.53
Alfa-13	4848	4798	27.0	24.6	19.0	19.7	72.0	60.9	1803

Como se puede observar, el simulador reproduce adecuadamente las condiciones de temperatura y presión del pozo que se proporcionan en los aforos de los pozos. Las diferencias más importantes entre los valores que arroja los modelos desarrollados en OLGA® y los valores medidos, se presentan en los pozos Alfa-6 y Alfa-12 en el caso de la temperatura en la cabeza del pozo con un error relativo de 30 y 24 %, respectivamente.

A continuación se ilustran, a manera de ejemplo, algunos de los resultados obtenidos con el modelo en OLGA® para el pozo Alfa-6. En la **Figura V.19**, se observa que los flujos volumétricos de gas, aceite y agua que se reciben en la cabeza del pozo alcanzan el estado estacionario antes de la primera hora de simulación.

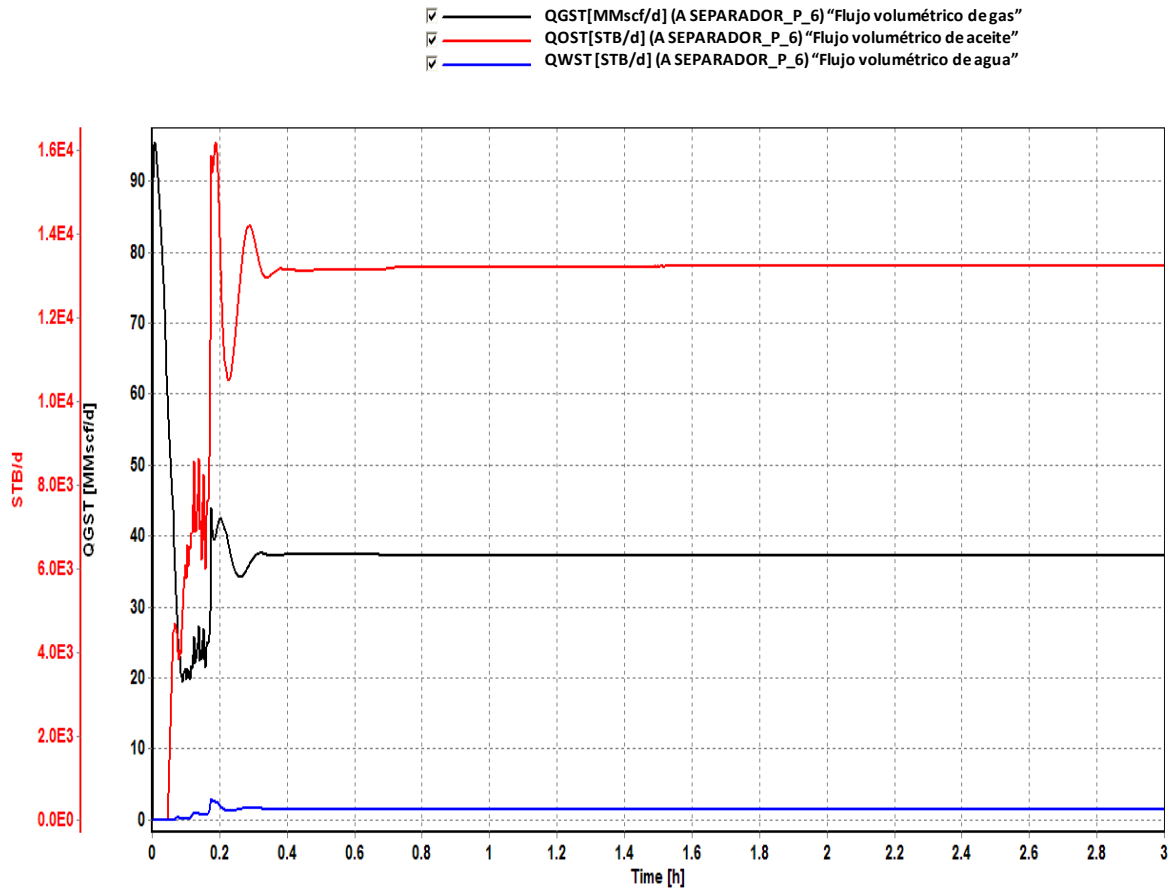


Figura V.19. Gastos volumétricos de las fases

Aun cuando la presión en el fondo del pozo alcanza su valor en estado estacionario al comienzo de la simulación, como se puede apreciar en la **Figura V.20** la temperatura en la cabeza de pozo Pollo-6 no ha alcanzado su valor en estado estacionario dinámico después de 24 horas de simulación; sin embargo, su variación es mínima con respecto al tiempo.

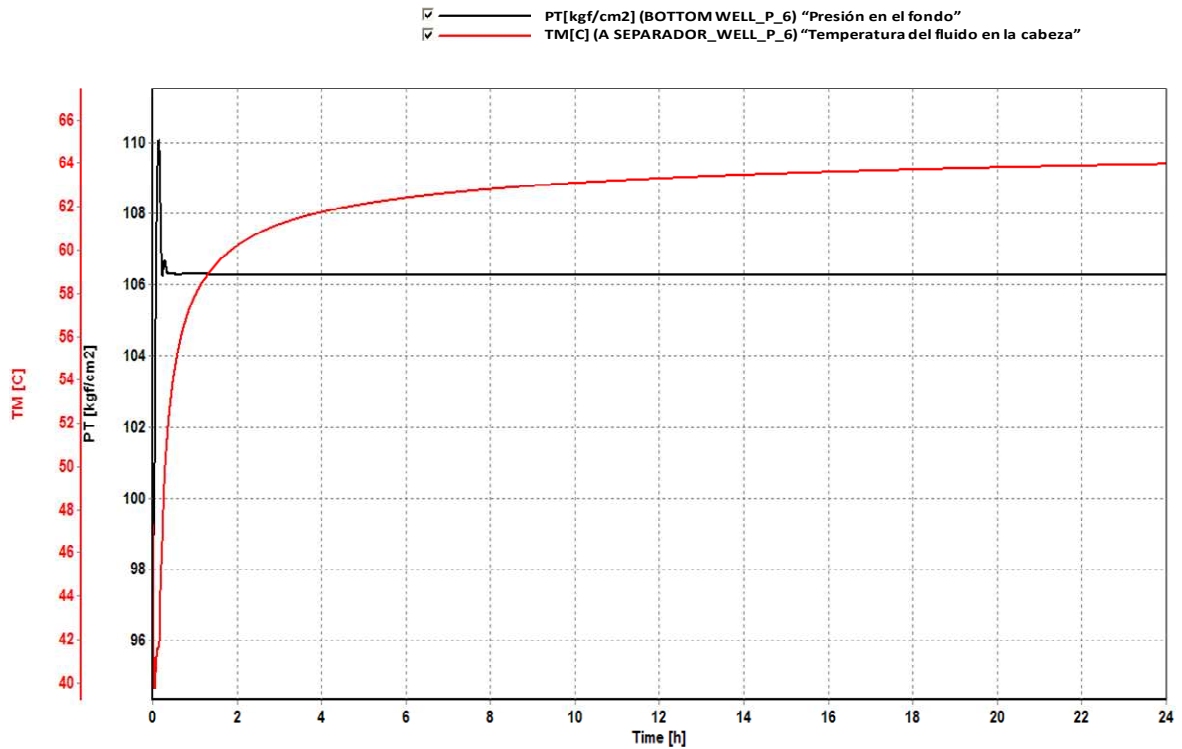


Figura V.20. Presión en el fondo y Temperatura en la cabeza

En la **Figura V.21**, se observa que cuando se ha alcanzado el estado estacionario, el contenido de líquido es mayor en la parte inferior de la tubería de producción con respecto a la parte superior. Esto se debe por un lado a que la presión en la tubería disminuye hacia la cabeza del pozo y por otra parte a la inyección de gas de BN la cual se realiza en donde inicia la parte superior del pozo, esto es, en donde está localizado el mandril.

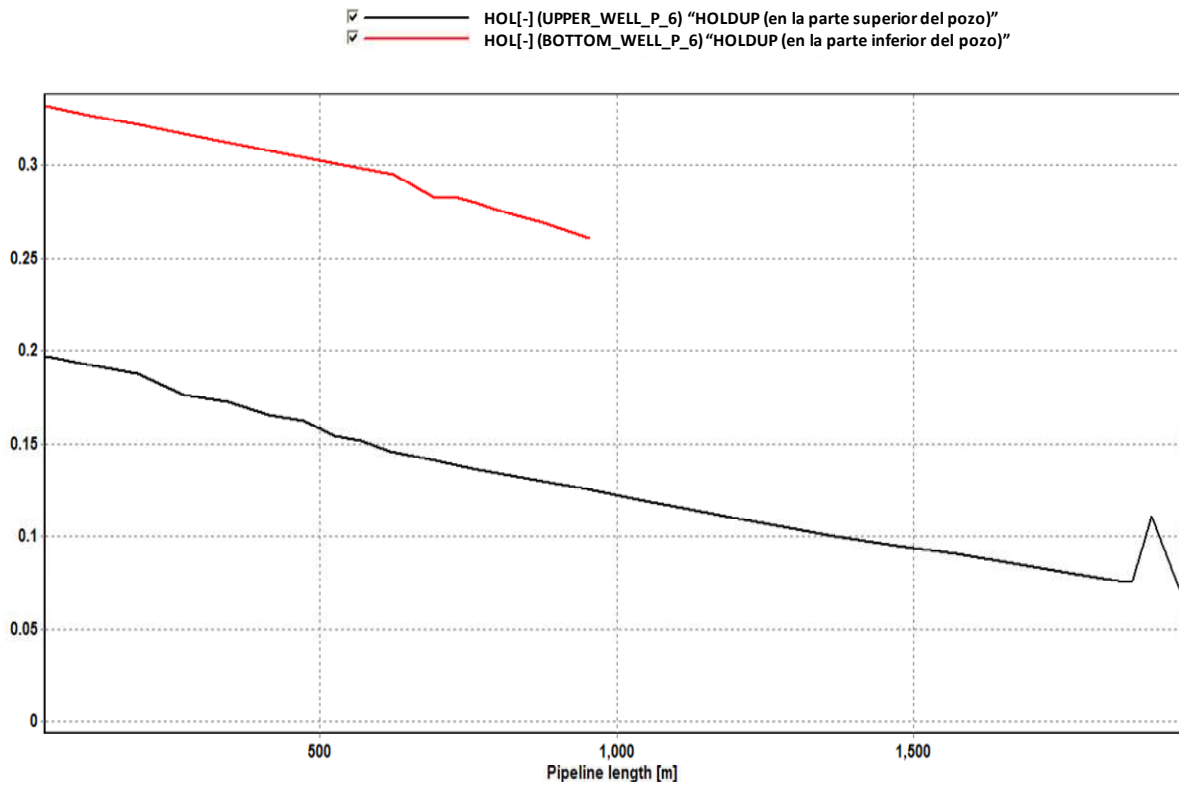


Figura V.21. Fracción volumétrica de líquido (hold-up) en la parte superior y en la inferior del pozo

En la **Figura V.22**, se ilustra el incremento de la presión y la temperatura del gas de BN a lo largo del espacio anular, después de los primeros 100 metros de tubería, esto es, en donde se lleva a cabo el acoplamiento con el fluido de producción.

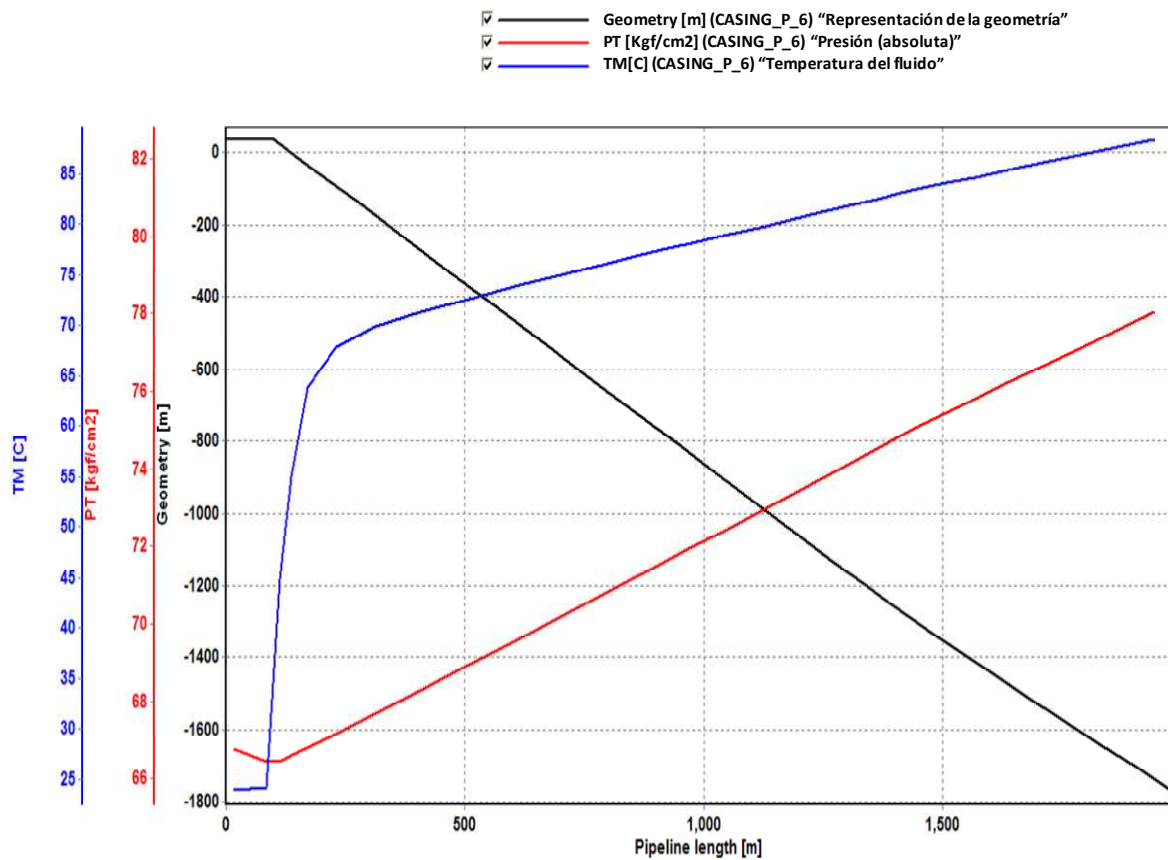


Figura V.22. Temperatura y presión en el espacio anular

Resultados de los pozos de la plataforma Delta - Omega

La presente sección muestra un resumen de los resultados obtenidos en la simulación de los pozos de Delta - Omega. En todos los casos se obtuvo sólo el estado pseudo-estacionario, en esta etapa no se hizo el seguimiento de *baches* empleando el módulo *SLUGTRACKING*.

La producción calculada con los modelos se ajustó a los valores reportados en los aforos, para ello se consideró que la producción de aceite está correctamente medida, así como la presión en el yacimiento y en la cabeza. Los parámetros que se considera tienen la mayor incertidumbre son los siguientes:

- Caudal de gas producido (y por tanto la *RGA* en el fondo del pozo).
- Corte de agua.



- Apertura del estrangulador.

Para llevar a cabo el ajuste de los pozos se llevan a cabo estudios de sensibilidad para conocer el efecto de modificar cada uno de estos parámetros en la producción del pozo. La siguiente tabla muestra la producción de aceite y gas para Delta, se comparan los valores calculados contra los valores reportados en los aforos.

Tabla V.5. Resultados para pozos de Delta

Pozo	Qo (BPD)		QgF (MMscfd)	
	Medido	Calculado	Medido	Calculado
Delta-1	5884.5	5626.5	7.37	7.03
Delta-2	1464.0	1440.8	5.89	18.20
Delta-3	3306.7	3344.5	7.19	1.50
Delta-4	3955.4	3807.4	27.24	31.92
Delta-5	2315.0	2403.7	12.07	33.74
Delta-6	3225.4	1578.2	16.64	8.12

En la mayoría de casos se reprodujeron de forma aceptable los caudales de aceite, para lo cual fue necesario modificar alguno de los parámetros listados con anterioridad. En todos los casos la *RGA* es mayor que la del PVT representativo, lo cual se considera correcto ya que la presión del yacimiento es inferior a la presión de burbuja y a que en el medio poroso el gas tiene una mayor movilidad que el aceite. Sólo en el pozo Delta-6 no fue posible hacer un mejor ajuste. En todos los casos se encontró que existen *baches* hidrodinámicos en el transporte de hidrocarburos del fondo a la cabeza del pozo. En la mayoría de los casos el caudal de gas requerido para ajustar la producción de aceite es muy diferente del valor reportado en los aforos, tal como puede apreciarse en la **Tabla V.6**.



Para los pozos de Omega se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla V.6. Resultados para pozos de Omega

Pozo	Qo (BPD)		QgF (MMscfd)	
	Medido	Calculado	Medido	Calculado
Omega-1	2056.0	1329.2	16.72	1.87
Omega-2	2648.0	2619.2	1.00	0.99
Omega-3	1067.4	288.6	0.42	0.65
Omega-4	5368.5	4707.4	7.44	7.03
Omega-5	7066.9	4270.0	2.80	1.69
Omega-6	3700.9	3653.1	18.84	18.57

Como en el caso de Delta, se parte de las mismas consideraciones para el ajuste de los modelos. En Omega existen pozos que presentan mayor diferencia entre los valores calculados y los reportados, estos deben revisarse, con el fin de verificar que los datos proporcionados son representativos de los pozos.

En todos los casos se encontró la presencia de *baches* hidrodinámicos en el transporte del fondo a la cabeza, pero en el caso de Omega-3 se encontró la presencia de *bacheo* severo. Este comportamiento se presenta debido a que el transporte ocurre de forma intermitente, lo cual lleva a variaciones importantes del caudal de líquido y gas en la cabeza del pozo. Los resultados mostrados a continuación fueron generados empleando el módulo estándar de OLGA[®], sin activar el seguimiento de *baches*. La **Figura V.23** muestra el caudal de gas y líquido producido en el pozo Omega-3, estos valores son medidos en el fondo del pozo.

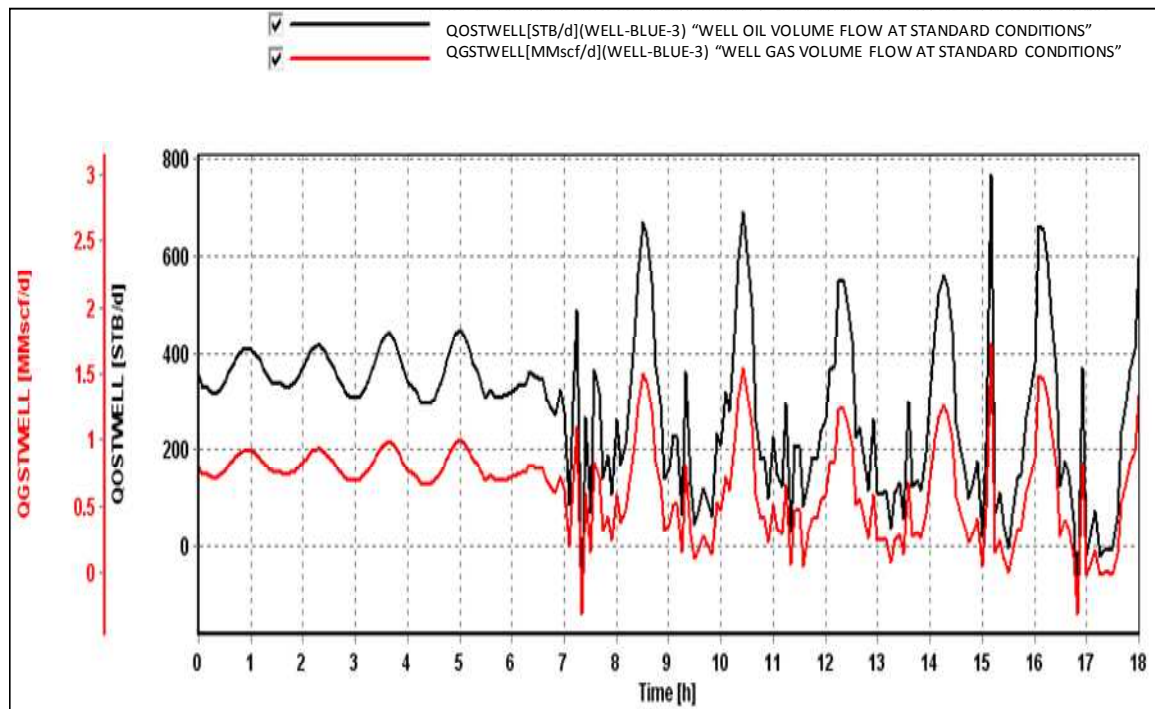


Figura V.23. Flujo de gas y aceite del pozo Omega-3

Para condiciones de operación pseudo-estacionaria, se espera que este caudal sea casi constante o bien presente pequeñas fluctuaciones. En el caso de este pozo, se presenta una variación importante en los caudales, lo cual revela que el pozo opera con una gran inestabilidad. En la **Figura V.23** se observan algunos valores negativos, esto significa que por algunos momentos los hidrocarburos son inyectados hacia el yacimiento, lo cual revela que la operación de este pozo es discontinua. Para obtener un mayor detalle sobre el comportamiento dinámico es recomendable hacer un estudio empleando el seguimiento de *baches* (*SLUGTRACKING*), para lo cual es necesario integrar todos los modelos aquí desarrollados. El modelo integrado permitirá evaluar además de los pozos individuales, el efecto de la interacción entre ellos.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los modelos de simulación son utilizados para predecir las respuestas de un sistema debido a un estímulo específico; como un modelo es una representación de la realidad requiere que la información que se utilice para generarlo sea de alta confiabilidad; entre mayor sea la confiabilidad de la información, los resultados serán más representativos, pero también la experiencia del analista es fundamental para la interpretación de los resultados.

Con el desarrollo de los modelos de los pozos se podrán evaluar las diferentes alternativas de producción, ya que cualquier operación que se requiera hacer en algún pozo podrá ser observada en el modelo y se verá cómo afecta ésta al pozo, de la misma manera se pueden crear diferentes escenarios y se verá el efecto que le causa al o a los pozos así como también las repercusiones que puede tener en la red de recolección. Siempre se debe de tener en cuenta que el sistema integral de producción es un todo y un cambio en algún punto afecta a todo el sistema; el tener herramientas que permitan visualizar las consecuencias o mejoras de algún modelo, antes de que éstas sucedan en la realidad, permitirá tomar decisiones acertadas, las cuales se verán reflejadas tanto en la producción como en la economía.

Dentro de mi estancia en Scandpower Petroleum Technology pude constatar que la experiencia y conocimiento del analista es la que permite generar modelos de simulación más aproximados y representativos, ya que éstas son las que permitirán analizar y tomar como válida la información proporcionada para generar el modelo así como también decidir sobre el ajuste del mismo, además de que existen casos en los que los resultados obtenidos distan mucho de los reales y el analista es quien decide si el modelo se aprueba como válido o no. Por lo antes mencionado el que estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera puedan trabajar con simuladores en la solución de problemas reales reforzará sus conocimientos y les proporcionarán una mayor visión al término de su carrera

Una opción de titulación es por experiencia profesional, por lo cual se realizó este trabajo, la Compañía Scandpower Petroleum Technology es una opción para realizar la tesis ya que brinda el apoyo necesario, al facilitar su software y equipos así como la experiencia de personal especializado en sus simuladores.

**APÉNDICE**

Las siguientes tablas muestran las capas definidas para modelar la transferencia de calor en el pozo. El nombre de cada PARED describe el intervalo de profundidad (en MD) a la que corresponde en el modelo.

1	63.5-0MD	A-6-63.5-0MD
----------	----------	--------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Tubing 7 5/8 in (26.4 lb/ft)	ACERO	0.328	7.625	6.969
Gas de BN	ACERO	0.250	2.5	2
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.395	-	-
Casing 13 3/8 in (68 lb/ft)	ACERO	0.480	13.375	12.415
Cemento	CEMENTO	2.875	-	-
Casing 20 in (94 lb/ft)	ACERO	0.438	20	19.124

2	128.5-63.5MD	A-6-128.5-63.5MD
----------	--------------	------------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Tubing 7 5/8 in (26.4 lb/ft)	ACERO	0.328	7.625	6.969
Gas de BN	ACERO	0.250	2.5	2
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.395	-	-
Casing 13 3/8 in (68 lb/ft)	ACERO	0.480	13.375	12.415
Cemento	CEMENTO	2.875	-	-
Casing 20 in (94 lb/ft)	ACERO	0.438	20	19.124
Cemento	CEMENTO	4.000	-	-
Casing 30 in	ACERO	1.000	30	28
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

3	346-128.5MD	A-6-346-128.5MD
----------	-------------	-----------------

MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
----------	--------------	-----------------------	-----------------------



Tubing 7 5/8 in (26.4 lb/ft)	ACERO	0.328	7.625	6.969
Gas de BN	ACERO	0.250	2.5	2
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.395	-	-
Casing 13 3/8 in (68 lb/ft)	ACERO	0.480	13.375	12.415
Cemento	CEMENTO	2.875	-	-
Casing 20 in (94 lb/ft)	ACERO	0.438	20	19.124
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

4	1338-346MD	A-6-1338-346MD
---	------------	----------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Tubing 7 5/8 in (26.4 lb/ft)	ACERO	0.328	7.625	6.969
Gas de BN	ACERO	0.250	2.5	2
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.395	-	-
Casing 13 3/8 in (68 lb/ft)	ACERO	0.480	13.375	12.415
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

5	2350-1338MD	A-6-2350-1338MD
---	-------------	-----------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Tubing 7 5/8 in (26.4 lb/ft)	ACERO	0.328	7.625	6.969
Gas de BN	ACERO	0.250	2.5	2
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

6	2547-2350MD	A-6-2547-2350MD
---	-------------	-----------------

MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
----------	--------------	-----------------------	-----------------------



Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

7	2793-2547MD	A-6-2793-2547MD
---	-------------	-----------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Casing 7 in (29 lb/ft)	ACERO	0.408	7	6.184
Cemento	CEMENTO	0.841	-	-
Casing 9 5/8 in (47 lb/ft)	ACERO	0.472	9.625	8.681
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

8	3000-2793MD	A-6-3000-2793MD
---	-------------	-----------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Casing 5 in (18 lb/ft)	ACERO	0.362	5	4.276
Cemento	CEMENTO	0.592	-	-
Casing 7 in (29 lb/ft)	ACERO	0.408	7	6.184
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

9	3120-3000MD	A-6-3120-3000MD
---	-------------	-----------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Casing 7 in (29 lb/ft)	ACERO	0.408	7	6.184
Cemento	CEMENTO	1.000	-	-
Formación	FORMACION	1280.000	-	-

10	BAJANTE	A-6-BAJANTE
----	---------	-------------

	MATERIAL	Espesor (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
Bajante	ACERO	0.280	6.625	6.065
Pintura	PINTURA	0.020	-	-



GLOSARIO.

Conducción: Forma de propagación de calor a través de un cuerpo sólido, debido al choque entre moléculas.

Convección: Es la propagación del calor ocasionada por el movimiento de alguna sustancia.

Editor de Geometría: es un comando del simulador OLGA®, que permite asignar a las tuberías características como longitud, inclinación, rugosidad, pared, así como el conjunto de coordenadas XY.

ESD: Emergency-ShutDown. Es un sistema de paro por emergencia

Estado estacionario: Condiciones en las cuales no hay cambio en las variables con respecto al tiempo; esto se debe a que el tiempo tiende a infinito.

Estado pseudo-estacionario: Condiciones en las cuales las variables en diferentes posiciones del sistema presentan un cambio lineal como una función del tiempo.

Estado transitorio: Condiciones en las cuales hay cambio de alguna variable (presión, temperatura, etc.) con respecto al tiempo en cualquier posición del sistema en estudio.

Fuente: Es un comando de OLGA® que permite asignarle a un sistema el fluido que fluye por el mismo.

Geometría: son todas las características que tienen los tubos como son, perfil, longitud, inclinación, rugosidad, diámetro y pared

Golpe de Ariete: Es un fenómeno transitorio provocado cuando un flujo estable de líquido es detenido súbitamente. En consecuencia la energía cinética del fluido es convertida en energía potencial y se manifiesta como un incremento de la presión debido al incremento local y súbito de la densidad del fluido. La onda de presión viaja inicialmente en la dirección opuesta a la dirección normal del fluido.



Gráfico de Perfil: es una forma de obtener los resultados de diferentes variables contra la longitud del sistema en estudio.

Gráfico de Tendencia: es una forma de obtener los resultados de diferentes variables contra el tiempo de simulación.

Mandril: son tubos en los cuales se encuentran alojadas las válvulas del Bombeo Neumático.

Nodo: Es un punto que permite representar las fronteras de un sistema; las fronteras pueden ser cerradas o de presión.

Pared: Es el conjunto de materiales que se encuentra en contacto con el fluido producido y que propicia que exista transferencia de calor por conducción.

Perfil: corresponde al conjunto de coordenadas XY de una tubería.

PID: Proporcional- Integral –Derivativo. Son controles empleados para regular: nivel de líquido, presión y flujo.

Pozo: Es un módulo del simulador que permite asignar el modelo de afluencia al pozo que va a ser simulado; el idioma en el que se encuentra el simulador es inglés y el nombre del módulo es "WELL".

Principio de estados correspondientes: Si dos fluidos tienen una misma P reducida y T reducida (o sea que en términos relativos se encuentran a la misma distancia de su punto crítico), sus volúmenes molares reducidos tendrán el mismo valor y se encuentran en "Estados Correspondientes"

PSV: Pressure Security Valve. Es una válvula de desfogue; en caso que exista un incremento inesperado de presión en el separador la válvula desfoga hacia el quemador.



PVTsim: Es un simulador desarrollado para Ingenieros de Yacimientos, especialistas en aseguramiento de flujo e Ingenieros de Proceso. El simulador permite combinar los procedimientos de caracterización de los fluidos con algoritmos de regresión, para que se ajusten las propiedades del fluido y los datos del laboratorio.

Ramal: es un conjunto de tubos a los cuales ya se les asignó una geometría

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition. Es una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre computadoras en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla de la computadora. También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).

Surgencia: El golpe de ariete se relaciona directamente con la compresibilidad del líquido. El fenómeno de flujo en cambios relativamente lentos en el flujo para los cuales la onda de presión tiene poco o ningún efecto.

Tieback: Es una unión entre una instalación existente y un pozo nuevo

Transitorio rápido o lento: es el tiempo de respuesta del sistema cuando ocurre una perturbación del mismo.

Tubo: Es una sección de una tubería.



NOMENCLATURA

En este trabajo se nombraron las instrucciones del simulador en español sin embargo el nombre de éstas se encuentran dentro del simulador en inglés el objetivo de este apartado es mostrarlos con su nombre real.

FUENTE: SOURCE

GEOMETRÍA: GEOMETRY

MATERIAL: MATERIAL

NODO CERRADO: CLOSE NODE

NODO DE PRESIÓN: PRESSURE NODE

PARED: WALL

POZO: WELL

RAMAL: BRANCH

TRANSFERENCIA DE CALOR: HEATTRANSFER

TUBO: PIPE



BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Baldauff, J., Cadenhead, J., Mas, C., North, R., & Oddie, G. (2005). *Profiling Complex Multiphase*. Francia: Schlumberger.
- [2]. Cardona, J. R. (2009). *Introducción a la productividad de pozos horizontales*. México: UNAM.
- [3]. Enderson, P. L. (2005). *Heat Transfer Calculation*. Noruega: SPTGroup.
- [4]. Jhon, R. H. (1962). Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology* , 427-435.
- [5]. Petrirena, F. G., Huicochea, C. B., & Ortiz, O. L. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. México: CIPM.
- [6]. Sabag, J. R., Villanueva, G. L., & Tavares, R. C. (2007). *Productividad de pozos petroleros*. México: UNAM.
- [7]. Victor Hugo Arana Ortiz, D. T. (2006). *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. México: UNAM.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. SPT. (11 de Mayo-10 de Junio del 2009). *Curso básico de aseguramiento de flujo*. México, D.F.
- [2]. SPT. (11 de Junio-21 de Julio del 2009). *Pozos con OLGA*. México, D.F.
- [3]. SPT. (22 de Julio -3 de Agosto del 2009). *Curso avanzado de aseguramiento de flujo*. México, D.F.
- [4]. Venegas, O. R., Cabrera, J. Á., & Romero, N. M. (2005). *Aseguramiento de flujo en Sistemas de Aceite Pesado en México* . México: CIPM.
- [5]. IMP. (2004). *Curso básico sobre desarrollo de modelos para la simulación dinámica de sistemas de producción*. México, D.F.
- [6]. Ortiz, V. M. (1998). *Manual para las sesiones, prácticas con un simulador de proceso comercial*. México: UNAM.
- [7]. McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Oklahoma: PennWell Publishing Company .