



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MODELO PARA ANÁLISIS DE SISTEMAS  
DE PRODUCCIÓN Y ASEGURAMIENTO  
DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS**

**T E S I S**

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**CAMPO DE CONOCIMIENTO-INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL**

**P R E S E N T A :**

**JOSE LUIS PEÑA CHAPARRO**

**TUTOR:**

**M. en I. NOEL E. SANTAMARIA GUEVARA.**



**MÉXICO, D.F., Diciembre del 2008**

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Secretario: Dr. Guillermo Domínguez Vargas

Vocal: M. en I. Noel E. Santamaría Guevara

1er. Suplente: Dr. Néstor Martínez Romero

2do. Suplente: M. en I. Juan de la Cruz Clavel López

Lugar donde se realizo la tesis:

México, D.F.

**TUTOR DE TESIS:**

M. en I. Noel E. Santamaría Guevara

---

**FIRMA**

**AGRADECIMIENTOS:**

**A MIS PADRES (ANGEL PEÑA Y GLORIA CHAPARRO):**

**POR SU APOYO TOTAL EN TODO MOMENTO Y SU ESFUERZO COTIDIANO QUE RINDIERON FRUTO.**

**A MIS HERMANOS (ANGEL, JUAN CARLOS Y OSCAR):**

**POR RESPALDARME EN TODO MOMENTO NO SOLO MORALMENTE SINO EN TODOS ASPECTOS.**

**DR. PEDRO SILVA LOPEZ Y M. EN I. JOSE LUIS FONG AGUILAR:**

**EL CAMINO PARA SER UN LIDER DE EXCELENCIA ES EL CONOCIMIENTO, GRACIAS POR EL APOYO PARA SEGUIR POR ESE CAMINO.**

**A MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO (AIAPCH, CENTROS DE PROCESO ABK-A, ABK-D, POL-A E INY-A):**

**EN LAS BUENAS Y EN LAS MALAS SEGUIMOS SIENDO UN EXCELENTE EQUIPO.**

**ING. RANULFO TORRES ORTIZ E ING. JULIO Y. RUIZ AGUILAR:**

**UN EXCELENTE LIDER DEMUESTRA EN BASE A CONOCIMIENTO, CON HUMILDAD Y FORTALEZA, AGRADECIDO POR SU APOYO Y LA AMISTAD BRINDADA.**

**A MIS MAESTROS:**

**HA SIDO UN VERDADERO HONOR RECIBIR SUS CONOCIMIENTO Y SERA UN PLACER PODER TRANSMITIRLOS EN SU NOMBRE.**

**DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO:**

**ME ENSEÑO A NO QUEDARSE ESTANCADO EN UN CONCEPTO, SIEMPRE HAY QUE AVANZAR EN EL CONOCIMIENTO PORQUE ESO NOS HACE PROFESIONALES.**

**DR. GUILLERMO DOMINGUEZ VARGAS:**

**LA MEJORA CONTINUA ANTE TODO PARA SER UN EXCELENTE LIDER, GRACIAS POR SU AMISTAD Y SU APOYO.**

**DR. NESTOR MARTINEZ ROMERO:**

**POR EL APOYO BRINDADO Y LA AMISTAD QUE DURANTE AÑOS SE HA MANTENIDO FIRME, AGRADECIDO DE ANTEMANO.**

**M. EN I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LOPEZ**

**NUNCA DEJARSE LLEVAR POR LA CORRIENTE, SIEMPRE INNOVAR Y SER CREATIVOS EN LO QUE HACEMOS, HA SIDO UN HONOR HABER COLABORADO Y TENER UNA GRAN AMISTAD CON USTED.**

**M. EN I. NOEL SANTAMARIA GUEVARA**

**DAR SOLUCIONES A PROBLEMAS DE MANERA PRACTICA, DEMOSTRANDO POR QUE SOMOS INGENIEROS, CON HUMILDAD Y DECISIÓN, AGRADECIDO POR EL APOYO INCONDICIONAL Y SOBRE TODO POR LA AMISTAD BRINDADA**



## CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los capítulos anteriores, en los que se abordaron diferentes tópicos de la operación de sistemas de producción en general y de aguas profundas en particular, se concluye lo siguiente:

- Se desarrolló un modelo computacional de aseguramiento de flujo, el cual permite simular las condiciones de operación de un sistema de producción ya sea terrestre o costa afuera, en aguas someras o profundas, lo que permite analizar y predecir posibles problemas en el sistema tales como formación de hidratos, salinidad, asfaltenos, ceras, bacheo severo, o incrustaciones, entre otros.
- El modelo permite, una vez que predice los posibles problemas que pueden afectar el aseguramiento de flujo en el sistema, efectuar cálculos y dar soluciones a dichos problemas con métodos tales como Calentamiento eléctrico, Inyección de inhibidores, Inyección de Metanol, remoción de líquidos en pozos de gas, entre otros.
- Este simulador es una herramienta que puede ayudar a solventar problemas prácticos a nivel operativo, ya que puede ser utilizado por personal que tenga conocimientos básicos de los sistemas de producción de petróleo, así como por los ingenieros encargados de la empresa operadora.
- El simulador tiene aplicación a nivel campo debido a que las soluciones propuestas por el mismo están basadas en experiencias que se tienen tanto a nivel nacional como internacional, documentadas en artículos técnicos conocidas como “lecciones aprendidas”.
- El simulador puede ser utilizado de manera puntual en diferentes sistemas de producción, o incluso con apoyo de un simulador de flujo multifásico puede tener aplicación en el diseño de todo el sistema de producción.
- Debido a su carácter amigable el simulador puede ser una guía útil en el sector de operadores de equipo, permitiéndoles aprender en base a la experiencia contenida en el programa lo que le facilita la toma de decisiones en caso de algún problema que se presente en el sistema de producción, en tiempos cortos y con propuestas de solución que han comprobado su efectividad.
- Actualmente en la industria petrolera mexicana se esta buscando dar mejor capacitación a su personal operador creando simuladores de proceso los cuales ofrecen entrenamiento adecuado y experiencia que los operadores podrán asimilar para una operación en



condiciones reales, el simulador presentado se puede incluir en ese entrenamiento para que los operadores de equipo vayan adquiriendo conocimientos técnicos de diferentes problemáticas que se les puede presentar al estar operando sus equipos de proceso, lo cual le ayudara a comprender varios fenómenos que ocurren en los mismos así como poder dar una mejor solución a los problemas que se les presente.

De acuerdo con lo desarrollado se identifican ciertas áreas de oportunidad para optimizar el simulador por lo que se recomienda lo siguiente:

- Debe tomarse en cuenta que el simulador se desarrollo con una serie de correlaciones obtenidas a partir de pruebas de laboratorio y ajustadas de acuerdo a las condiciones y tipos de fluidos analizados. En el caso del simulador desarrollado dichas correlaciones, obtenidas de bibliografía, son ajustadas con crudo ligero y de muestras en aguas profundas, por lo que se requiere efectuar ajustes para el caso de crudo pesado y extrapesado, tomando en cuenta pruebas de laboratorio en base a los estándares actuales.
- Los métodos presentados en el simulador son obtenidos de experiencia de campo y ajustados al mismo, se requiere integrar más procedimientos que puedan enriquecer el simulador y de lo cual no se tiene suficiente información como lo es inyección de vapor de agua o corrida de diablos, entre otros.
- Se requiere darle al simulador presentado más aplicaciones que sean “amigables” y permitan al usuario no tener problemas en su operación.
- Se necesita continuar retroalimentando el simulador con textos basados en la experiencia tanto de operadores de equipo como de ingenieros de línea y personal que tiene contacto directo con los sistemas de producción, ya que esta experiencia enriquecerá las soluciones presentadas en el programa.
- El simulador desarrollado puede ser adaptado a sistemas de monitoreo con que se cuentan en la industria petrolera mexicana como es el caso del sistema SCADA el cual obtiene información de datos operativos en tiempo real y esta información es la requerida por el simulador.



- Se requiere de mayor trabajo en laboratorio para tener suficiente información y así poder hacer ajustes mas aproximados en cuando a predicción de problemas de aseguramiento de flujo.
- Se requiere desarrollar más estudios acerca de tópicos referentes a problemas de incrustaciones, aporte de arena y corrosión, para poder enriquecer el simulador.
- Ciertas correlaciones que se utilizan requieren ser desarrolladas para tener mayor sustento matemático, lo que daría mayor aproximación de los resultados en el simulador.
- Se recomienda poder integrar al simulador en futuros estudios, aspectos importantes tales como diseño de separadores, equipo para manejos de gas y aceite, deshidratación, bombeo electrocentrifugo, entre otros, desde el punto de vista de equipo submarino y de uso en sistemas de producción en aguas profundas, lo cual puede darle mayor versatilidad al simulador.
- Por las características y versatilidad del simulador, este puede ser utilizado en diferentes configuraciones de sistemas de producción marinos y terrestres, por lo que se recomienda su difusión en los sistemas de producción de PEMEX para su operación y enriquecimiento del trabajo.
- Debido a que la información utilizada para la elaboración del proyecto contiene soluciones basadas en experiencias adquiridas con el tiempo de diferentes compañías petroleras dedicadas a los tópicos referidos a las Aguas Profundas se tiene como área de oportunidad la creación de un taller de juicios de expertos con las técnicas Kepner Tregue para poder dar mayor validez y enriquecer en proyecto de tesis, tratando de convocar en el medio nacional y/o internacional a personalidades de reconocida experiencia en el ramo las cuales retroalimenten las soluciones expuestas en el simulador así como aporten mas opciones de solución de problemáticas expuestas en el mismo, y así crear mas aplicaciones que amplíen la gama de soluciones expuestas en el trabajo actual presentado.
- Incluir técnicas conocidas para enriquecer el simulador tales como depresionamiento lateral o diseño de Inyección de vapor a líneas en aguas profundas, entre otras, que por falta de tiempo así como de suficiente información no se pudieron incluir en el estudio.
- Habilitación de interfases computacionales que le permitan al simulador interactuar con otros simuladores como el de flujo multifasico en régimen permanente y transitorio, conexión a terminales de monitoreo en tiempo real de condiciones de proceso (control



distribuido, sistemas SCADA entre otros) para así poder robustecer y tener soluciones en tiempo real de problemáticas suscitadas en el sistema de proceso de análisis.

- Con mayor cantidad de información sobre envoltantes de depositación de diferentes tipos de mezclas de hidrocarburos se puede crear una amplia base de datos que permitirán hacer análisis en el simulador para diferentes condiciones tanto de sistemas de proceso como de diferentes tipos de crudo haciéndolo más versátil.



## APENDICE

### A.1 Administración de hidratos para sistemas alternativos gas-agua (WAG)

Una emergente tendencia para proyectos en aguas profundas es incluir facilidades en WAG como parte del desarrollo del plan/yacimiento como estrategia de administración cuando se requiera un sistema de recuperación mejorada. Para sistemas con temperaturas mínimas ambiente de 10 a 15 C (50 a 60 F), el riesgo de formación de hidratos existe esencialmente durante el cambio de agua a gas de inyección y viceversa en procesos de inyección como recuperación. El aseguramiento de flujo para administrar hidratos necesita una adecuada dirección en el diseño de las facilidades WAG y sus procedimientos operativos. Muchos de los sistemas bajo operación son localizados en relativos ambientes hostiles. Muchos de los proyectos desarrollados se caracterizan por lo general en lo siguiente:

- Aguas profundas (800 a 1500m)
- Moderada a baja temperatura del yacimiento (50 a 65 C) para yacimientos someros.
- Sistemas dominados por aceite (con algunas excepciones)
- Esquemas submarinos llenos.
- Alto numero de pozos productores.
- Gran acumulación de longitudes de líneas de flujo submarina.
- Sistemas donde paros extendidos debe considerarse la prevención de formación de hidratos en las líneas con aislante pasivo termal y procedimientos de operación como la inyección de metanol y circulación de aceite muerto.



- Consecuencias de ocurrencia de hidratos en potencial de producción por alta complejidad y costos para operaciones de remoción de hidratos en aguas profundas.

Para los campos en aguas profundas con temperatura de yacimiento templada, el desarrollo de la filosofía de aislamiento termal puede ser resumida como:

- Sistemas de aislamiento termal en sistemas de pozos, manifold con una especificación termal para cualquier sistema consistente con los requerimientos de filosofía de prevención de hidratos.
- Aislamiento termal de todos los componentes conectados a producir corrientes como válvulas (inclusive actuadores) válvulas de inyección química y sensores de temperatura. Estos requerimientos son rotos por lo siguiente:

Limitación de puntos fríos es reducir la fuente de degradación del perfeccionamiento termal de un sistema dado. Varias experiencias conducen como parte de trabajo ingenieril demostrar que los componentes no aislados pueden degradar el perfeccionamiento termal en alguna distancia por mecanismos de convección.

Las interacciones termales y vecindad con baja calidad de aislantes en componentes esta afectando la capacidad de monitoreo de temperatura en operación si tiene que ser usado como una rotura de decisión operativa para inhibir hidratos



En suma, los operadores consideran que los hidratos pueden afectar todos los sistemas conectados a corrientes de fluidos como: válvulas con típicas fallas en actuadores si el hidratos es forma en cavidades de la misma, fallas de sensores con perdida de información, temporal o permanente perdida de líneas de inyección química.

## A.2 Metodología para evaluar requerimientos de diseño termal.

Un sistema de ingeniería debe ser favorecido con requerimientos termales tales como:

- Diseño de tubería vs integración en paquete, construcción e interferencias geométricas.
- Existencia de puntos fríos como sensores, válvulas, estranguladores, soportes y conectores.
- Construcción con integración de componentes y aislamiento termal con método de aplicación.
- Diseños específicos como aislantes de conectores.
- Integración de componentes específicos como medidores multifasicos.
- Identificación de mantenimiento y métodos de reparación.



### A.3 Metodología para proyectos severos en aguas profundas y provee de administración ingenieril termal:

- Descripción de requerimientos termales con especifica atención a ser remunerado en limites de batería o condiciones de frontera para trabajo ingenieril termal.
- Selección de material aislante termal y métodos de aplicación los cuales satisfacen los objetivos de perfeccionamiento termal, secuencia de construcción y control de calidad.
- Identificación de puntos fríos en sistemas, ramales muertos para multipuestos de manifolds de producción, conexión de líneas, sensores, actuadores de válvulas, etc.
- Plan de administración de puntos fríos, con identificación de soluciones para compensar dichos puntos, o identificación de pasos para validación de posibles impactos de secciones con perdida de aislamiento.
- Simulaciones termales del equipo submarino con modelos a ser desarrollados para componentes o secciones cortas o mas sistemas complejos.
- Pruebas termales de componentes o pequeñas secciones de equipo: para validar aislamiento termal y proveer todas las aproximaciones necesarias para modelos a gran escala, pero solo en algunos casos validar la utilidad de software de simulación termal.
- Pruebas termales de un equipo construido para validar por contratista y proveedor información adicional como desviación potencial e información del sensor de temperatura, factores de corrección. Objetivo adicional es proveer equipos de operación de campo con fotografías o como operar el sistema.



- Modificaciones de diseño o ajustes el cual resulta de componentes o pruebas de equipo.

#### A.4 Trabajos perfeccionados por contratistas:

- La compleja geometría de un sistema submarino es definitivamente un límite para el desarrollo de un modelo termal que debe reflejar todos los detalles de requerimientos para el modelado adecuado. Un preanálisis del problema es requerido para identificar la simplificación la cual debe ser implementada para optimizar el modelo y hacer una simulación eficiente.
- Las dimensiones y complejidad de los sistemas es un factor limitante para el uso de herramientas de simulación. Un adecuado balance puede ser seleccionado entre los engranes de componentes sólidos (aislante, acero) y las paredes de las fronteras donde los efectos de convección pueden desarrollarse, costo de un modelo y su prohibición. En suma, el tiempo requerido a desarrollar un modelo, la simulación provee de interés de interacciones del modelo alrededor de singularidades de aislamiento (puntos fríos, conexiones) para la estimación de conductividades termales, entre otros.
- El uso de modelos de elementos finitos el cual describe sistemas como componentes sólidos (inclusive fluidos) provee a ser opción para atacar problemas como componentes de aislamientos (líneas, válvulas, etc.) a escala 3D.
- Correlaciones empíricas para convección natural ayuda a encontrar la conductividad efectiva pero son validadas en límites por la geometría para



cualquiera tienen que ser determinadas o las dimensiones de sistemas, ayudando a explorar nuevas geometrías en fenómenos a gran escala.

- Las simplificaciones requeridas de modelado de sistemas, la incertidumbre con el modelado del fluido (correlaciones, modelos de densidad) obtenido de experiencias de problemas similares para verificar las pruebas termales.

#### A.6 Dificultades que se tienen para un perfeccionamiento de simulación termal:

- Simulación de gas de BN submarino puede ser complejo en particular cuando los requerimientos para la simulación es rota por la evaluación del riesgo de depositacion de ceras en tuberías. El mayor reto es contribuir con un modelo el cual pueda contar con severas contribuciones como:
  - Intercambio de calor entre espacio anular y TP.
  - Interacción con tierra para casos transitorios.
  - Cálculos de enfriamiento con impacto de gas frío en tubería a los árboles.
- Extrapolación de resultados de pruebas de equipo para condiciones de fluido real. Un análisis tiene que ser perfeccionado para identificar las contribuciones las cuales son pruebas específicas (interfases mecánicas, temperaturas en pruebas) pero solo determina la prueba a criterio estacionario.
- Fronteras adiabáticas en el modelo, están actuando como un tipo de barrera física para simulaciones el cual puede en muchos casos generar lugares para fluido frío acumulado o crear los límites de celdas de convección.



A.7 Metodología o filosofía de diseño desarrollado por la industria para los proyectos de operación:

- Asegurar todos los componentes individuales estando termalmente aislados. Esto permite calcular los requerimientos de aislamiento termal en pequeños modelos, con algunos sistemas ensamblados.
- Desarrollo del modelo de elementos finitos para reflejar el impacto térmico en perfeccionamiento del sistema.
- Desarrollo de modelos de simulación para componentes o pequeña escala verificando las respectivas pruebas termales.
- Desarrollo de modelos para los siguientes casos:
  1. Para detalles específicos donde la convección afecta los mecanismos de transferencia como cajas aislantes de conectores con alta capacidad de almacenamiento.
  2. Para evaluar desviaciones de potencial de perfeccionamiento si fallan los sistemas de sello por sistemas aislantes de conectores (eficiencia de sello).
  3. Para calcular el coeficiente efectivo de conductividad el cual cuantifica para efectos de convección como una entrada para modelos de conducción (elementos finitos).
  4. Para evaluar escenarios de operaciones específicas con ramales muertos y distribución de temperatura característica por sistema.

De acuerdo con experiencias obtenidas en otros proyectos se tienen lecciones aprendidas que deberán ser capitalizadas como:

- Equipo conectado entre válvulas, líneas, etc. actúan como puntos fríos y afectan la respuesta termal, como consecuencia se deben hacer



modificaciones como adición de aislante en componentes sin aislar. La conexión del cabezal del pozo actúa como puente termal afectando la actuación del aislante.

- Aislamiento termal alrededor del estrangulador tiene que ser aprobado para manejar el enfriamiento por convección.
- Perfeccionamiento con pruebas con agua como un medio calentado y fluido de referencia para pruebas de enfriamiento se deben ejecutar. Se requiere trabajo de simulación adicional para correlacionar a futuro condiciones de producción y específicas propiedades de fluidos (densidad, calor específico, conductividad)
- Instrumentación propia es crítica para interpretación y ajustes de diseño:
  - La instrumentación debe estar reforzada en área donde los efectos por interfase mecánica son tomadas para afectar el comportamiento del sistema.
  - Instrumentación posicionada en cavidades donde el gradiente termal tiene que investigarse.
  - Instrumentación posicionada en paredes del equipo para proveer información usada para límites de frontera.
- Pruebas termales como construcción de equipo revisando posible desviación de los sensores posicionados en fluido.
- Sistema de aislamiento de conectores probando y demostrando un método robusto de instalación.



#### A.8 Materiales y métodos severos tienen que ser implementados en los proyectos:

- Hule vulcanizado para manifolds para cubrir secciones de tubería y vulcanizar el equipo en sus secciones críticas.
- Material sintético con resistencia a condiciones de servicio (presión hidrostática, temperatura de diseño de equipo) el cual puede ser implementado con modelos prefabricados.
- Sensores de temperatura que sean específicos para equipo submarino, si esta propiamente localizado, los sensores de temperatura pueden proveer indicaciones de perfeccionamiento termal en situación de paro de equipo con su respectiva información de integridad del aislamiento termal.
- Correcto aislamiento de conectores, el reto es diseñar un sistema el cual sea resistente al potencial de daño durante la instalación y provee una gran eficiencia de sellado.

#### A.9 Uso de inhibidores químicos.

Otro aspecto importante es el uso de inhibidores de hidratos. Enormes plantas de glicol recuperan monoetileno glicol (MEG) usado para inhibición de hidratos aplicando la típica vaporización flash bajo presión atmosférica para remover sólidos contaminados disueltos y suspendidos. El calor es transferido a la sal rica en glicol a la baja temperatura posible por contacto directo con recirculación de líquido caliente, seguido de destilación para recuperar sales libres de glicol. Se debe desarrollar tecnología basada en fundamentos de cómo el glicol, agua y sal interactúan para el perfeccionamiento de las plantas de tratamiento, lo que da por resultado lo siguiente:



- Diseño de una vasija separador la cual reduzca la población de erosivos y partículas de sal en el circuito en un 90%.
- Inusuales altas velocidades del fluido y los radios de transferencia de calor resultan en una planta mas compacta con menos riesgo de falla o degradación termal del MEG.
- Separación de MEG de los restos de sales sin la necesidad de tanques grandes, presas con filtros y centrifugas.

Por varias décadas el mono etileno glicol (MEG) y metanol tienen que ser los químicos primarios inyectados costafuera para inhibir la formación de hidratos en aceite y gas producido en líneas. En proyectos donde la inhibición es solo requerida temporal o esporádicamente el metanol es bien usado por su alto potencial inhibidor de hidratos, desgraciadamente la cantidad total de inhibidores usados no es suficiente para justificar el costo de una planta recuperadora, provocando perdida total del producto químico. La solubilidad del metanol en las corrientes de gas y aceite puede ser de 2 o mas de orden de magnitud de solubilidad que el MEG, de este ultimo se requieren grandes cantidades por grado de temperatura de supresión de hidratos. El metanol es un indeseable contaminante en productos petroleros especialmente gas y líquidos ligeros mermando su valor económico de proceso. Por ejemplo, el metanol tiene alto contenido de naftas por lo que en petroquímica presenta problemas en su proceso ya que manejan valores pequeños del mismo (50 ppm aproximadamente), esto provoca la devaluación del costo del gas y ligeros generando perdidas económicas.

Es necesario tener en consideración lo anterior para el desarrollo de la tecnología adecuada para el tratamiento de estos productos e incluso minimizar el uso de estos combinando otros métodos para evitar la formación de hidratos y cumplir con los esquemas actuales de producción.



#### A.10 Determinación en laboratorio de inorgánicos.

1. Determinar el peso del vaso de precipitado que se utilizara en la determinación.
2. Pesar en este vaso de 2 a 5 gr. De muestra.
3. Adicionar 100 ml. de algún solvente orgánico (benceno o cloroformo). Agitar vigorosamente por 1 min.
4. Filtrar en papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de benceno o cloroformo. Guardar la solución filtrada.
5. Secar el papel filtro y pesarlo. La diferencia de pesos dara la cantidad de inorgánicos en la muestra.

#### A.11 Determinación de asfaltenos.

1. la solución filtrada en el paso 4 del procedimiento A.10 contiene los componentes orgánicos. Calentar en baño maría hasta casi evaporar todo el benceno o cloroformo, tener cuidado de no quemar el material orgánico.
2. Adicionar 100 ml. De pentano, agitar vigorosamente por 1 min.
3. Filtrar en un papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de pentano. Guardar la solución filtrada.
4. Secar el papel filtro y pesarlo, la diferencia de pesos dará la cantidad de asfaltenos en la muestra.

#### A.12 Determinación de parafinas.

1. La solución obtenida en el paso 3 del procedimiento A.11 se calienta hasta casi evaporar todo el pentano. Tener cuidado de no quemar la muestra.
2. Adicionar 100 ml. De éter de petróleo o bencina de petróleo y 10 gr. De tierra de diatomáceas, agitar.
3. filtrar nuevamente en papel filtro. Tirar el papel filtro. La solución filtrada es evaporada hasta que ya no se perciba olor a éter.



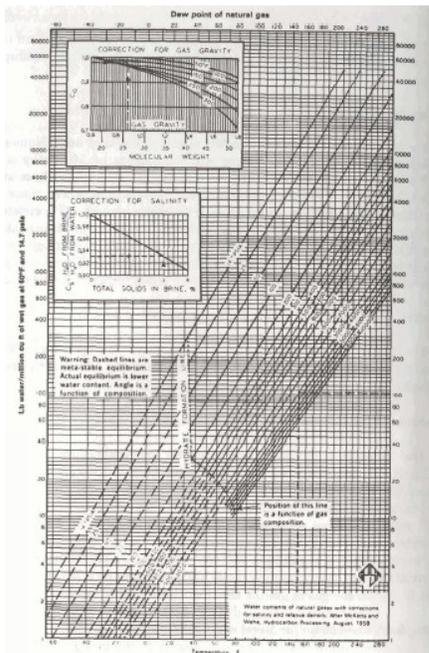
4. Pesar el vaso y restar este valor al peso del vaso obtenido en el paso 1 del procedimiento A.10, obteniéndose el contenido de parafinas.

#### A.13 Determinación de aceite.

1. La cantidad de aceite se determina con la suma de parafinas, asfaltenos e inorgánicos menos el peso de la muestra.
2. Los porcentajes son calculados mediante los pesos correspondientes contra el peso total.

#### A.14 Método para estimar la cantidad de metanol a inyectar para evitar formación de hidratos.

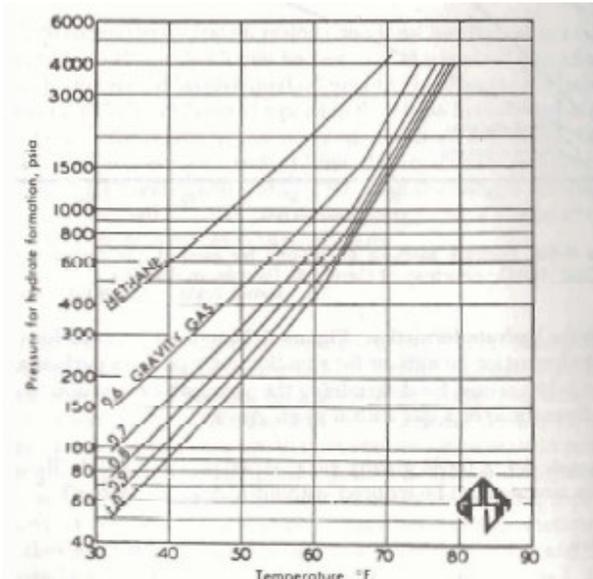
- Calcular contenido de agua en el gas saturado (W1) con la siguiente grafica:



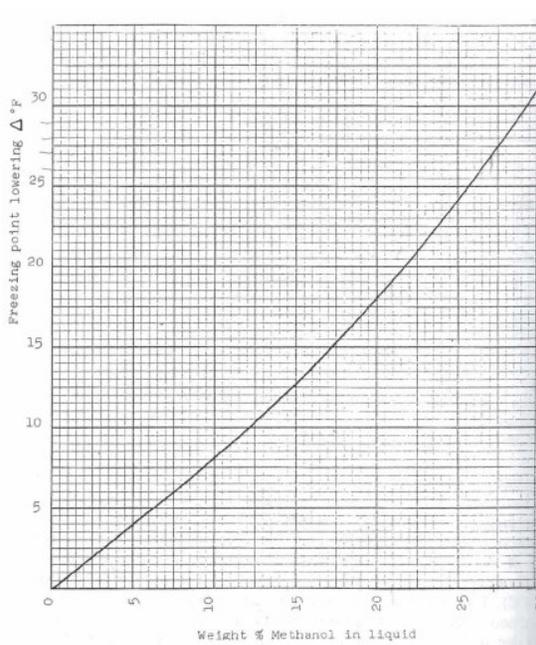
- Con la grafica anterior calcular agua en gas a la temperatura minima  $T_{min}$  (W2).
- Calcular el agua libre  $\Delta W = W1 - W2$ .



- Obtener el valor de la temperatura de formación de hidratos ( $T_h$ ). Con la siguiente grafica:

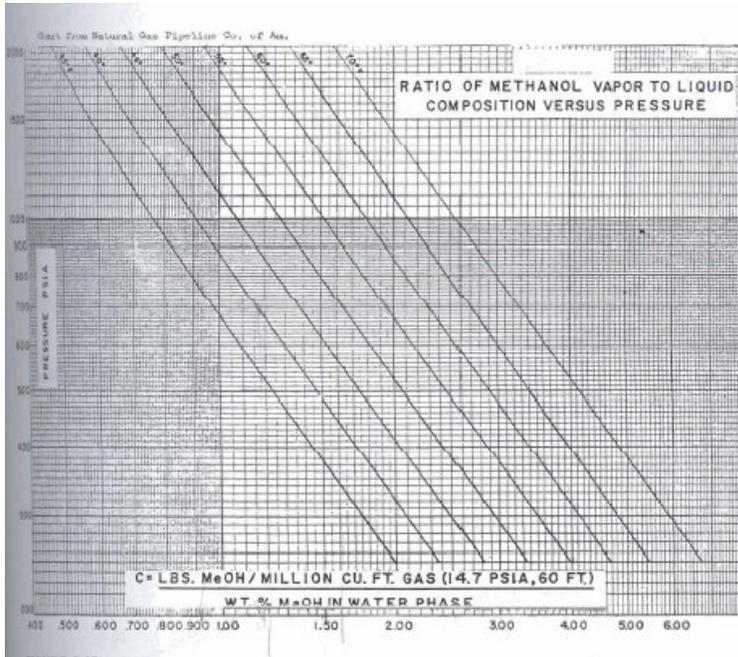


- Calcular la disminución del punto de congelación  $\Delta T = T_h - T_{min}$
- Obtener el % de metanol requerido en el liquido (%MeOH)<sub>w</sub> de la siguiente figura:





- Obtener la relación MeOH-vapor-liquido (RVL) de la siguiente figura:



- Calcular la concentración de metanol-gas  $(MeOH)_g = (MeOH)_w \times RVL$
- Calcular la concentración de metanol en el liquido:

$$(MeOH)_L = \Delta W (MeOH)_w / (100 - (MeOH)_w)$$

- Calcular el gasto másico de MeOH  $= (MeOH)_g + (MeOH)_L$
- Calcular el gasto volumétrico del metanol.

$$Q = Q_m / \text{dens. Metanol.}$$

A.15 Ecuaciones para cálculo de gasto mínimo de remoción de líquidos en pozos.

Para  $S_g = 0.6$   $T = 60$  F

$$V_{gmin} = 20.4 \sigma^{0.25} (\rho_L - 0.0031P)^{0.25}$$

$$\frac{\text{-----}}{(0.031P)^{0.5}}$$



Para agua

$$V_{gmin} = \frac{5.262 (67 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Para condensado

$$V_{gmin} = \frac{3.998 (45 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Gasto mínimo

$$Q_{gmin} = \frac{3.06 P V_{gmin} A}{T Z}$$

A.16 Ecuaciones para calcular características de un tapón de líquido.

Longitud del tapón:

$$\ln(L_s) = -25.41 + 28.5 (\ln(d/12))^{0.1}$$

Velocidad del frente de la burbuja

$$V_{BF} = 1.2 V_m + V_D$$

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

$$H_f = 1/6 H_s$$

$$H_s = \frac{1}{1 + (V_m/28.4)^{1.39}}$$

Longitud del frente

$$L_f = L_u (V_{sl} - H_s V_s / -H_s V_s)$$



#### A.17 Ecuación para cálculo de salinidad.

$$SCT = \frac{\%BSWCT [SALCNT + (\%BSWCNT \times SALAF/100) + (\%WW \times SALWW/100) + (\%RW \times SALRW/100)]}{\%BSWCNT + \%WW + \%RW}$$

Donde:

SCT-SAL CRUDO TRATADO  
CT-CRUDO TRATADO  
SW-SALINIDAD DEL AGUA  
AF-AGUA DE FORMACIÓN  
WW-AGUA DE LAVADO  
RW-AGUA DE RECIRCULACION.

#### A.18 Codificación principal del simulador.

Programación gasoducto.

```
Dim Pg As Double, Tg As Double
Dim hidra As Double, Tgi As Double, Tgf As Double
Private Sub Form_Load()
    SSTab1.TabEnabled(1) = False
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
    SSTab1.TabEnabled(1) = True
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
    List1.Clear
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    Pg = Val(TxtGas(1).Text)
    Tg = Val(TxtGas(2).Text)
    hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
    If hidra <= Pg Then
        If OptCond1.Value = True Or OptCond2.Value = True Then
            Tg = 0
            Do
                Tg = Tg + 0.1
                hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
            Loop Until Pg > hidra
            Tgi = Round(Tg, 2)
            Tg = Tgi
        Do
```



```
Tg = Tg + 0.1
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
Loop Until Pg < hidra
Tgf = Round(Tg, 2)
List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
End If
End If
Tg = Val(TxtGas(2).Text)
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
List1.AddItem "-----"
If hidra > Pg Then
    If OptCond1.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion de Shutdown"
    End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
End If
SSTab1.Tab = 1
End Sub
Private Sub List1_Click()
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    If OptCond1.Value = True Then
        RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
        hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
        If hidra > 0 Then
            Label1.Caption = "Presion minima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "[psi]"
        End If
        If Tgf > 0 Then
            Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
        End If
        If hidra <= 0 Then
            Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        If Tgf <= 0 Then
            Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        CmdUtilerias.Enabled = True
        Label4.Visible = True
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
```



```
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondHidra.doc"
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
If hidra > 0 Then
    Label1.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "
[psi]"
End If
If Tgf > 0 Then
    Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
End If
If hidra <= 0 Then
    Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
If Tgf <= 0 Then
    Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
CmdUtilerias.Enabled = True
Label4.Visible = True
End If
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondArranque.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondNormal.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion de Shutdown" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondShut.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGas_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
```



```
Private Sub CmdUtilerias_Click()  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False  
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then  
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True  
End If  
FrmUtilerias.Show  
End Sub  
Private Sub CmdRegresar_Click()  
SSTab1.Tab = 0  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
Label1.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
End Sub
```

#### Programación oleogasoducto

```
Dim Pgo As Double, Tgo As Double, APigo As Double  
Dim hidrago, asfago As Double, cerago As Double, cera As Boolean  
Dim Tgoih As Double, Tgofh As Double, Tgoia As Double, Tgoic As Double  
Dim v1 As Boolean, v2 As Boolean, v3 As Boolean, v4 As Boolean  
Dim v5 As Boolean, v6 As Boolean, v7 As Boolean, v8 As Boolean  
Private Sub Form_Load()  
Combo1.AddItem "Si"  
Combo1.AddItem "No"  
Combo2.AddItem "Normal"  
Combo2.AddItem "Anormal"  
Combo3.AddItem "Si"  
Combo3.AddItem "No"  
Combo4.AddItem "Normal"  
Combo4.AddItem "Espumosa"  
Frame3.Visible = False  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End Sub  
Private Sub OptCond1_Click()
```



```
Frame3.Visible = True
End Sub
Private Sub OptCond2_Click()
Frame3.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcula_Click()
v1 = False: v2 = False: v3 = False: v4 = False
v5 = False: v6 = False: v7 = False: v8 = False
SSTab1.TabEnabled(1) = True
List1.Clear
Label3.Caption = ""
Label2.Caption = ""
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"

Pgo = Val(TxtGasOil(1).Text)
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
APigo = Val(TxtGasOil(3).Text)
hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
If hidrago <= Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo > hidrago
    Tgoih = Round(Tgo, 2)
    Tgo = Tgoih
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo < hidrago
    Tgofh = Round(Tgo, 2)
    v1 = True
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If asfago < Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
    Loop Until Pgo > asfago
    Tgoia = Round(Tgo, 2)
    v2 = True
```



```
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo > 3000 Then
    cerago = (220 * Tgo) - 14600
    If cerago < Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (220 * Tgo) - 14600
        Loop Until cerago > Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
End If
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo <= 3000 Then
    cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
    If cerago > Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
        Loop Until cerago < Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCond1.Value = True Then
    If APigo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Presencia de Espumas"
        v4 = True
    End If
    If Combo1.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion"
        v5 = True
    End If
    If Combo2.Text = "Anormal" Then
        List1.AddItem "Vibracion: Presencia de Bacheo"
        v6 = True
    End If
    If Combo3.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo"
```



```
v7 = True
End If
If Combo4.Text = "Espumosa" Then
    List1.AddItem "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma"
    v8 = True
End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
    If APlgo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Generacion de Espumas y Bacheo"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCond1.Value = True Then
    If v1 = False And v2 = False And v3 = False And v4 = False And v5 = False And v6 =
False And v7 = False And v8 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
hidrago = Round((6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3, 2)
asfago = Round((266630 * Tgo ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
    If hidrago > 0 Then
        Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & hidrago & " [psi]"
    End If
    If Tgofh > 0 Then
        Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgofh & " [F]"
    End If
    If hidrago <= 0 Then
        Label3.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    If Tgofh <= 0 Then
        Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & asfago & " [psi]"
```



```
Label2.Caption = "Temperatura maxima de operacion normal=" & Tgoia & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondCera.doc"  
If Pgo > 3000 Then  
cerago = Round((220 * Tgo) - 14600, 2)  
Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
If Pgo <= 3000 Then  
cerago = Round((-215.38 * Tgo) + 20231, 2)  
Label3.Caption = "Presion minima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal=" & Tgoic & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Posible Presencia de Espumas" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAPImy20.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAC.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVibra.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVarPT.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False
```



```
End If
If List1.Text = "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondMues.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAPImn20.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranque.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGasOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
    SSTab1.Tab = 0
    SSTab1.TabEnabled(1) = False
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
End Sub
```



## Programación oleoducto

```
Dim Poil As Double, Toil As Double, APoil As Double
Dim DPoil As Double, Psoil As Double, Psuoil As Double
Dim asfaoil As Double, Toila As Double
Dim ceraoil As Double, Toilc As Double
Dim w1 As Boolean, w2 As Boolean, w3 As Boolean, w4 As Boolean, w5 As Boolean
Private Sub Form_Load()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
SSTab1.TabEnabled(1) = False
CmdUtilerias.Enabled = False
Label3.Visible = False
End Sub
Private Sub OptCondoil1_Click()
Frame3.Visible = True
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub OptCondoil2_Click()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = True
LbOil(6).Visible = True
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
w1 = False: w2 = False: w3 = False: w4 = False: w5 = False
List1.Clear
Label1.Caption = ""
Label2.Caption = ""
SSTab1.TabEnabled(1) = True
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
Poil = Val(TxtOil(1).Text)
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
DPoil = Val(TxtOil(3).Text)
Psoil = Val(TxtOil(4).Text)
```



```
Psoil = Val(TxtOil(5).Text)
APloil = Val(TxtOil(6).Text)
asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
If asfaoil < Poil Then
  List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
  Toil = 0
  Do
    Toil = Toil + 0.1
    asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
  Loop Until Poil > asfaoil
  Toila = Round(Toil, 2)
  w1 = True
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil > 3000 Then
  ceraoil = (220 * Toil) - 14600
  If ceraoil < Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (220 * Toil) - 14600
    Loop Until ceraoil > Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil <= 3000 Then
  ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
  If ceraoil > Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
    Loop Until ceraoil < Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCondoil1.Value = True Then
  If DPoil > 5 Then
    List1.AddItem "Presencia de Sedimentos Solidos"
```



```
w3 = False
End If
difpre = Psuoil - Psoil
If difpre < 2 Then
    List1.AddItem "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones"
    w4 = False
End If
If Psuoil <= 1.8 Then
    List1.AddItem "Obturamiento por Solidos"
    w5 = False
End If
End If
If OptCondoil2.Value = True Then
    If APloil > 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20"
    End If
    If APloil <= 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCondoil1.Value = True Then
    If w1 = False And w2 = False And w3 = False And w4 = False And w5 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
asfaoil = Round((266630 * Toil ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & asfaoil & " [psi]"
    Label2.Caption = "Temperatura Maxima de Operacion Normal= " & Toila & " [F] "
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondCera.doc"
    If Poil > 3000 Then
        ceraoil = Round((220 * Toil) - 14600, 2)
        Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
    If Poil <= 3000 Then
        ceraoil = Round((-215.38 * Toil) + 20231, 2)
        Label1.Caption = "Presion Minima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
End If
```



```
End If
Label2.Caption = "Temperatura Minima de Operacion Normal= " & Toilc & " [F] "
CmdUtilerias.Enabled = True
Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondSol.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondInclu.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondObtura.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemayor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemenor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
```



```
Label3.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdMOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
SSTab1.Tab = 0
SSTab1.TabEnabled(1) = False
End Sub
```

### Programación utilerías

```
'===== Calentamiento Electrico =====
Dim PwhCE As Double, TwhCE As Double, PeCe As Double, NcCE As Double
Dim LtCE As Double, kCE As Double, TeCE As Double, tCE As Double, MpCE As Double
Dim EmCE As Double
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Dim TenRemo As Double, PRemo As Double, TRemo As Double, zRemo As Double
Dim ARemo As Double, DIRemo As Double, VgRemo As Double, QgRemo As Double
'===== Inyeccion de Inhibidores =====
Dim Qolny As Double, Qwlny As Double, Ltlny As Double, Vollny As Double
'===== Calculo de Bacheo =====
Dim Dlb As Double, Vlb As Double, Dgb As Double, Vgb As Double
Dim Qlb As Double, Qgb As Double, Tsb As Double, Dtb As Double, Mwb As Double
Dim Lsb As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, Vm As Double, Vbf As Double
Dim Hfb As Double, Hsb As Double, Lfb As Double, Vsb As Double
'===== Salinidad en Crudo =====
Dim Pact As Double, Saf As Double, Pal As Double, Sal As Double
Dim Par As Double, Sar As Double, Scnt As Double, Pacnt As Double, Sct As Double
'===== Inyeccion de Metanol =====
Dim Pol As Double, Tml As Double, Tol As Double, Dgl As Double
Dim W1l As Double, W2l As Double, Dwl As Double, Thl As Double
Dim Dtl As Double, Pml As Double, Rvl As Double, Mgl As Double
Dim Mll As Double, Gml As Double, Qml As Double
Private Sub Form_Load()
Combo1.AddItem "6 in 10"
Combo1.AddItem "8 in 12"
Combo1.AddItem "10 in 16"
Combo2.AddItem "Aerogel"
Combo2.AddItem "Microporous Silica"
Combo2.AddItem "Mineral Wool"
Combo3.AddItem "10 [mm]"
```



```
Combo3.AddItem "16 [mm]"
Combo3.AddItem "25 [mm]"
Combo4.AddItem " 800 [v]"
Combo4.AddItem "1000 [v]"
Combo4.AddItem "1500 [v]"
LblRemo(5).Visible = False
LblRemo(6).Visible = False
TxtRemo(5).Visible = False
TxtRemo(6).Visible = False
LblIny(1).Visible = False
TxtIny(1).Visible = False
TxtSal(6).Visible = False
TxtSal(7).Visible = False
End Sub
'===== Calentamiento Electrico =====
Private Sub CmdCaleCal_Click()
PwhCE = Val(TxtCE(1).Text)
TwhCE = (5 / 9) * (Val(TxtCE(2).Text) - 32)
PeCe = Val(TxtCE(3).Text)
NcCE = Val(TxtCE(4).Text)
Call MaximoPoder
Call Voltaje
'===== tuberia 6 in 10 =====
If Combo1.Text = "6 in 10" Then
  If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.89
    TeCE = 9
    EmCE = 13.8
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1911 * PeCe ^ 2) - (8.8808 * PeCe) + 160.3
  End If
  If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.09
    TeCE = 8
    EmCE = 17.1
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1994 * PeCe ^ 2) - (9.6618 * PeCe) + 178.83
  End If
  If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.52
    TeCE = 5
    EmCE = 23.6
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.2148 * PeCe ^ 2) - (10.985 * PeCe) + 210.56
  End If
End If
'===== tuberia 8 in 12 =====
If Combo1.Text = "8 in 12" Then
```



```
If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.95
    TeCE = 11
    EmCE = 19.1
    tCE = (-0.0005 * PeCe ^ 3) + (0.1047 * PeCe ^ 2) - (7.4073 * PeCe) + 195.89
End If
If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.14
    TeCE = 9
    EmCE = 23.4
    tCE = (-0.00001 * PeCe ^ 3) + (0.0138 * PeCe ^ 2) - (2.2441 * PeCe) + 110.15
End If
If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.55
    TeCE = 7
    EmCE = 31.3
    tCE = (-0.0007 * PeCe ^ 3) + (0.161 * PeCe ^ 2) - (11.943 * PeCe) + 313.05
End If
End If
'===== tuberia 10 in 16 =====
If Combo1.Text = "10 in 16" Then
    If Combo2.Text = "Aerogel" Then
        kCE = 0.6
        TeCE = 20
        EmCE = 14.9
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.049 * PeCe ^ 2) - (4.9114 * PeCe) + 184.18
    End If
    If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
        kCE = 0.75
        TeCE = 16
        EmCE = 18.8
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.05 * PeCe ^ 2) - (5.1194 * PeCe) + 194.46
    End If
    If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
        kCE = 1.08
        TeCE = 11
        EmCE = 26.6
        tCE = (-0.0001 * PeCe ^ 3) + (0.0422 * PeCe ^ 2) - (4.5973 * PeCe) + 188.22
    End If
End If
FlexResulCE.Cols = 2
FlexResulCE.Rows = 7
FlexResulCE.FixedRows = 1
FlexResulCE.FixedCols = 1
FlexResulCE.ColWidth(0) = 2300
```



```
FlexResulCE.TextMatrix(0, 0) = "Variables"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 0) = "      k [W/m^2K]= "
FlexResulCE.TextMatrix(2, 0) = "  T enfriamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(3, 0) = "Poder de Mant. @25 [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(4, 0) = "  T calentamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(5, 0) = " Max. Poder Cable [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(6, 0) = "    L alcanzada [Km]= "
FlexResulCE.TextMatrix(0, 1) = "Resultados"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 1) = Round(kCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(2, 1) = Round(TeCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(3, 1) = Round(EmCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(4, 1) = Round(tCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(5, 1) = Round(MpCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(6, 1) = Round(LtCE, 2)
End Sub
Sub MaximoPoder()
If Combo3.Text = "10 [mm]" Then
  MpCE = (0.0303 * NcCE ^ 2) - (1.7658 * NcCE) + 63.803
End If
If Combo3.Text = "16 [mm]" Then
  MpCE = (0.0121 * NcCE ^ 2) - (0.0051 * NcCE) - 4.3182
End If
If Combo3.Text = "25 [mm]" Then
  MpCE = (0.0083 * NcCE ^ 2) - (0.2308 * NcCE) + 9.7727
End If
End Sub
Sub Voltaje()
If Combo4.Text = " 800 [v]" Then
  LtCE = (67.803 * PeCe ^ -0.4822)
End If
If Combo4.Text = "1000 [v]" Then
  LtCE = (92.476 * PeCe ^ -0.5096)
End If
If Combo4.Text = "1500 [v]" Then
  LtCE = (148.07 * PeCe ^ -0.5264)
End If
End Sub
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Private Sub OptPozGas_Click(Index As Integer)
For i = 1 To 6
  TxtRemo(i).Text = ""
Next i
FlexResulRemo.Clear
FlexResulRemo.Visible = False
If OptPozGas(1).Value = True Then
```



```
LblRemo(5).Visible = True
LblRemo(6).Visible = True
TxtRemo(5).Visible = True
TxtRemo(6).Visible = True
End If
If OptPozGas(2).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
If OptPozGas(3).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdRemoCal_Click()
    PRemo = Val(TxtRemo(1).Text)
    TRemo = (Val(TxtRemo(2).Text) + 460)
    zRemo = Val(TxtRemo(3).Text)
    ARemo = Val(TxtRemo(4).Text)
    TenRemo = Val(TxtRemo(5).Text)
    DIRemo = Val(TxtRemo(6).Text)
    FlexResulRemo.Visible = True
    If OptPozGas(1).Value = True Then
        VgRemo = (((20.4 * (TenRemo ^ 0.25)) * (DIRemo - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25)) /
        ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(2).Value = True Then
        VgRemo = (5.262 * (67 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(3).Value = True Then
        VgRemo = (3.998 * (45 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    QgRemo = (3.06 * PRemo * VgRemo * ARemo) / (TRemo * zRemo)
    FlexResulRemo.Cols = 2
    FlexResulRemo.Rows = 3
    FlexResulRemo.FixedRows = 1
    FlexResulRemo.FixedCols = 1
    FlexResulRemo.ColWidth(0) = 1500
    FlexResulRemo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
    FlexResulRemo.TextMatrix(1, 0) = " Vg min [ft/s] = "
    FlexResulRemo.TextMatrix(2, 0) = " Q min [MMPCD] = "
```



```
FlexResulRemo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexResulRemo.TextMatrix(1, 1) = Round(VgRemo, 2)  
FlexResulRemo.TextMatrix(2, 1) = Round(QgRemo, 2)  
End Sub  
'===== Inyeccion de Inhibidores =====  
Private Sub OptlNy_Click(Index As Integer)  
FlexResullNy.Visible = False  
FlexResullNy.Clear  
LbllNy(1).Visible = True  
TtxtlNy(1).Visible = True  
LbllNy(1).Caption = ""  
TtxtlNy(1).Text = ""  
If OptlNy(1).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(2).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qw [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
End If  
If OptlNy(3).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(4).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Ltub [Km] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
End If  
If OptlNy(5).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
End Sub  
Private Sub CmdlNyCal_Click()  
FlexResullNy.Visible = True  
FlexResullNy.Cols = 2  
FlexResullNy.Rows = 2  
FlexResullNy.FixedRows = 1  
FlexResullNy.FixedCols = 1  
FlexResullNy.ColWidth(0) = 1500
```



```
FlexResullny.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexResullny.TextMatrix(1, 0) = "Vol lny [lt/dia] = "  
FlexResullny.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
If Optlny(1).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(2).Value = True Then  
    Qwlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (13.5 * Qwlny) / 1000  
End If  
If Optlny(3).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(4).Value = True Then  
    Ltlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (150 * Ltlny) / 130  
End If  
If Optlny(5).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
FlexResullny.TextMatrix(1, 1) = Round(Vollny, 2)  
End Sub  
Private Sub CmdBacheoC_Click()  
'===== Calculo de Bacheo =====  
Qlb = Val(TxtBacheo(4).Text) * (5.6145 / 86400)  
Qgb = Val(TxtBacheo(5).Text) * (1000000 / 86400)  
Dtb = (Val(TxtBacheo(7).Text)) / 12  
Lsb = Exp(-25.41 + (28.5 * 1.095))  
Vsl = Qlb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vsg = Qgb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vm = Vsl + Vsg  
Vbf = 1.2 * Vm  
Hsb = 1 / (1 + (Vm / 28.4) ^ 1.39)  
Hfb = Hsb / 6  
Lfb = Lsb * ((Vsl - (Hsb * Vm)) / (-Hsb * Vm))  
Vsb = ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4) * Lsb  
FlexBacheo.Cols = 2  
FlexBacheo.Rows = 5  
FlexBacheo.FixedRows = 1  
FlexBacheo.FixedCols = 1  
FlexBacheo.ColWidth(0) = 1500  
FlexBacheo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
```



```
FlexBacheo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 0) = "Long Tapon [ft]"  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 0) = "Vel Mezcla [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 0) = "Vel Frente Bj [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 0) = "Vol Tapon [ft^3]"  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 1) = Round(Lsb, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 1) = Round(Vm, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 1) = Round(Vbf, 2)  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 1) = Round(Vsb, 2)  
End Sub  
  
'===== Salinidad en Crudo =====  
Private Sub CmdSalCal_Click()  
Pact = Val(TxtSal(0).Text)  
Saf = Val(TxtSal(1).Text)  
Pal = Val(TxtSal(2).Text)  
Sal = Val(TxtSal(3).Text)  
Par = Val(TxtSal(4).Text)  
Sar = Val(TxtSal(5).Text)  
Scnt = Val(TxtSal(6).Text)  
Pacnt = Val(TxtSal(7).Text)  
If ((Pal And Sal) > 0) Or ((Par And Sar) > 0) Then  
    If OptSal1.Value = True Then  
        Sct = (Pact * (Scnt + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pal + Par)  
    End If  
    If OptSal2.Value = True Then  
        Sct = (Pact * ((Pacnt * (Saf / 100)) + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pacnt +  
Pal + Par)  
    End If  
End If  
If ((Pal And Sal) = 0) And ((Par And Sar) = 0) Then  
    MsgBox ("Los Datos de Agua de Lavado y el Agua de Recirculacion al menos uno debe  
ser diferente de cero")  
    FlexSal.Clear  
    FlexSal.Visible = False  
    GoTo 10  
End If  
FlexSal.Visible = True  
FlexSal.Clear  
FlexSal.Cols = 2  
FlexSal.Rows = 2  
FlexSal.FixedRows = 1  
FlexSal.FixedCols = 1  
FlexSal.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexSal.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexSal.TextMatrix(1, 0) = "Sal CT [ppm]"
```



```
FlexSal.TextMatrix(1, 1) = Round(Sct, 3)
10 End Sub
Private Sub OptSal1_Click()
If OptSal1.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = True
    TxtSal(7).Visible = False
    TxtSal(7).Text = ""
End If
End Sub
Private Sub OptSal2_Click()
If OptSal2.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = False
    TxtSal(7).Visible = True
    TxtSal(6).Text = ""
End If
End Sub
'===== Inyeccion de Metanol =====
Private Sub CmdlIny_Click()
Pol = Val(TxtlInyM(0).Text)
Tml = Val(TxtlInyM(1).Text)
Tol = Val(TxtlInyM(2).Text)
Dgl = Val(TxtlInyM(3).Text)
If (Tml >= Tol) Then
    MsgBox ("La Temperatura Minima debe ser menor a la de la Operacion")
    TxtlInyM(1).Text = ""
    TxtlInyM(2).Text = ""
    TxtlInyM(1).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Dgl < 0.6) Then
    MsgBox ("Revisar Densidad del gas... Es muy Baja")
    TxtlInyM(3).Text = ""
    TxtlInyM(3).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Pol > 0) And (Pol < 50) Then
    W1l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tol)
    W2l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tml)
End If
If (Pol >= 50) And (Pol < 100) Then
    W1l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tol)
    W2l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tml)
End If
If (Pol >= 100) And (Pol < 200) Then
    W1l = 14.089 * Exp(0.0356 * Tol)
```



```
W2I = 14.089 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 200) And (Pol < 300) Then
  W1I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tol)
  W2I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tml)
End If
If (Pol >= 300) And (Pol < 500) Then
  W1I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tol)
  W2I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 500) And (Pol < 1000) Then
  W1I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tol)
  W2I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tml)
End If
If (Pol >= 1000) And (Pol < 1500) Then
  W1I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tol)
  W2I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tml)
End If
If (Pol >= 1500) And (Pol < 2000) Then
  W1I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tol)
  W2I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tml)
End If
If (Pol >= 2000) Then
  W1I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tol)
  W2I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tml)
End If
Dwl = W1I - W2I
If (Dgl >= 0.6) And (Dgl < 0.7) Then
  ThI = (Log(Pol / 11.433)) / 0.076
End If
If (Dgl >= 0.7) And (Dgl < 0.8) Then
  ThI = (Log(Pol / 6.8045)) / 0.0791
End If
If (Dgl >= 0.8) And (Dgl < 0.9) Then
  ThI = (Log(Pol / 4.1385)) / 0.0842
End If
If (Dgl >= 0.9) And (Dgl < 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 3.579)) / 0.0841
End If
If (Dgl >= 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 2.5196)) / 0.088
End If
Dtl = ThI - Tml
Pml = (-0.0118 * Dtl ^ 2) + (1.3306 * Dtl) + (0.0018)
If (Tml >= 0) And (Tml < 40) Then
```



```
Rvl = 96.572 * (Pol ^ (-0.722))
End If
If (Tml >= 40) And (Tml < 45) Then
  Rvl = 104.71 * (Pol ^ (-0.6861))
End If
If (Tml >= 45) And (Tml < 50) Then
  Rvl = 132.69 * (Pol ^ (-0.6975))
End If
If (Tml >= 50) And (Tml < 55) Then
  Rvl = 77.805 * (Pol ^ (-0.6015))
End If
If (Tml >= 55) And (Tml < 60) Then
  Rvl = 182.52 * (Pol ^ (-0.6926))
End If
If (Tml >= 60) And (Tml < 65) Then
  Rvl = 223 * (Pol ^ (-0.6977))
End If
If (Tml >= 65) And (Tml < 70) Then
  Rvl = 215.58 * (Pol ^ (-0.6681))
End If
If (Tml >= 70) Then
  Rvl = 308.33 * (Pol ^ (-0.6949))
End If
Mgl = Pml * Rvl
Mll = (Dwl * Pml) / (100 - Pml)
Gml = Mgl + Mll
Qml = Gml / 6.56
FlexInyM.Clear
FlexInyM.Cols = 2
FlexInyM.Rows = 2
FlexInyM.ColWidth(0) = 2000
FlexInyM.FixedRows = 1
FlexInyM.FixedCols = 1
FlexInyM.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
FlexInyM.TextMatrix(0, 1) = " Resultado "
FlexInyM.TextMatrix(1, 0) = "Vol Metanol [gal/MMPC]"
FlexInyM.TextMatrix(1, 1) = Round(Qml, 2)
20 End Sub
Private Sub CmdMBacheo_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMCale_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMInyl_Click()
```



```
Unload Me  
End Sub  
Private Sub CmdMInyM_Click()  
Unload Me  
End Sub  
Private Sub CmdMRem_Click()  
Unload Me  
End Sub  
Private Sub CmdMSal_Click()  
Unload Me  
End Sub
```



## BIBLIOGRAFÍA

1. **Alonso, J. M.:** “*Programación de Aplicaciones Paralelas con MPI (Message Passing Interface)*”, Facultad de Informática UPV/EHU (Enero, 1997).
2. **Vincent Cocault-Duverger, Silvain Denniel:** “Electrically Heated Pipe-in-Pipe”, paper DOT , presentado en conferencias OTC, Houston, Texas, (Junio, 2006)
3. **Anguille, L., Killough, J. E., Li, T. M. C. y Toepfer, J. L.:** “*Static and Dynamic Load-Balancing Strategies for Parallel Reservoir Simulation*”, paper SPE 29102, presentado en SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, (Febrero, 1995).
4. **Apon, A., Buyya, R., Jin, H. y Mache J.:** “*Cluster Computing in the Classroom: Topics, Guidelines, and Experiences*”.
5. **Arana, V. H. y Rodriguez F.A.:** “*A Semi-implicit Formulation for Compositional Simulation of Fractured Reservoir*”, paper SPE 36108, presentado en IV Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Trinidad y Tobago (Abril, 1996).
6. **D. kaye, V. Ledoux:** “Reeled Pipe-in-Pipe for Ultra Deepwater” paper DOT, presentado en la conferencia DOT, Houston, Texas, (Junio 2001).
7. **Babu, D. K., Odeh, A. S., Al-Khalifa, A. J. y McCann, R. C.:** “*The Relation Between Wellblock and Wellbore Pressures in Numerical Simulation of Horizontal Wells*”, paper SPE 20161 (Agosto, 1991).
8. **Barua, J. y Horne, R. N.:** “*Improving the Performance of Parallel (and Serial) Reservoir Simulators*”, paper SPE 18408, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas (Febrero, 1989).
9. **Barney, B.:** “*Introduction to Parallel Computing*”, (Septiembre, 2007), [https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel\\_comp/](https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel_comp/)
10. **Branco, C.M. y Rodriguez, F.A.:** “*A Semi-Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation*”, paper SPE 27053 presentado en III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Buenos Aires, Argentina (Abril 1994).
11. **Buyya, R.:** “*High Performance Cluster Computing: Architectures and Systems*”, Prentice Hall, Estados Unidos, NJ (1999).
12. **Sylvain Denniel, Aspen Aerogel Inc.:** “Aerogel Insulation for Deepwater Reelable Pipe-in-Pipe”, paper OTC 16505, (Mayo 2004).
13. **Byrd, J.:** “*A Basic UNIX Tutorial*”, Idaho State University, USA (Febrero 05, 1997).



14. **Chien, M. C. H., Wasserman, M.L., Yardumian, H. E., Chung, E. Y., Nguyen, T. y Larson, J.:** *“The Use of Vectorization and Parallel Processing for Reservoir Simulation”*, paper SPE 16025, presentado en el 9° SPE Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, Texas (Febrero, 1987).
15. **Cismaşiu, I.:** *“Parallel Algorithms for Non-Conventional Finite Element Computations on Distributed Architectures”*, Tesis para obtener el grado de Doctor en Ingeniería Civil, Universidad Técnica de Lisboa, Portugal (Julio, 2002).
16. **Coats, K. H.:** *“An Equation of State Compositional Model”*, paper SPE 8284, presentado en 54<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, USA (Octubre, 1980).
17. **Coats, K. H.:** *“Implicit Compositional Simulation of Single Porosity and Dual-Porosity Reservoirs”*, paper SPE 18427, presentado en Tenth Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 1989).
18. **Coats, K. H.:** *“Reservoir Simulation: State of the Art”*, paper SPE 10020, JPT AIME, (Agosto, 1982).
19. **Coats, K. H.:** *“Use and Misuse of Reservoir Simulation Models”*, paper JPT, presentado en SPE Gas Technology and Peripheral Waterflooding Symposium, Kansas, USA (Noviembre, 1969).
20. **Daltaban, T. S.:** *“Applied Reservoir Simulation”*, Londres, Inglaterra (1998).
21. **Ding, Y.:** *“A Generalized 3D Well Model for Reservoir Simulation”*, paper SPE 30724 presentado en Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, Texas (Diciembre, 1996).
22. **Ding, Y. y Renard, G.:** *“A New Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 25248, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, USA (Mayo, 1994).
23. **Ding, Y., Renard, G. y Weill L.:** *“Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 29123, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero, 1998).
24. **Dogru, A. H., Sunaidi, H. A., Fung, L. S., Habiballah, W. A., Al-Zamel, N. y Li, K. G.:** *“A Parallel Reservoir Simulator for Large-Scale Reservoir Simulation”*, paper SPE 75805, presentado en Symposium of Reservoir Simulation en Houston, Texas (Febrero, 2002).
25. **Dongarra, J. J., Otto, S. W., Snir M. y Walter, D.:** *“An Introduction to the MPI Standard”*, (Abril 29, 1995).
26. **Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H. y King, G. R.:** *“Basic Applied Reservoir Simulation”*, SPE Textbook Series, volumen 7, Texas, USA (2001).



27. **Foster, I.:** *“Designing and Building Parallel Programs”*, Addison Wesley, Estados Unidos (1995). <http://www-unix.mcs.anl.gov/dbpp/>
28. **Gilman, J.R. y Kazemi, H.:** *“Improvement in Simulation of Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 10511, presentado en Reservoir Simulation Symposium, Nueva Orleans, USA (Agosto, 1983).
29. **Golub, G. y Ortega J. M.:** *“Scientific Computing An Introduction UIT Parallel Computing”*, Academic Press Inc., USA (1997).
30. **Gropp, W. D. y Lusk E.:** *“Installation and User’s Guide to MPICH, a Portable Implementation of MPI Version 1.2.7p1 The ch\_p4 device for Workstation Networks”*, Mathematics and Computer Science Division, University of Chicago, (2001).
31. **Hansen, B.:** *“Distributed Processes: A Concurrent Programming Concept”*, Communications ACM, University of Southern California, (1978).
32. **Hansen, B.:** *“Structured Multiprogramming”*, Communications ACM, Instituto de Tecnología de California, (Julio, 1972).
33. **Hemanth, K. y Young, L. C.:** *“Parallel Reservoir Simulator Computations”*, paper SPE 29104, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 15, 1995).
34. **Hoare, C. A. R.:** *“Communicating Sequential Processes”*, Communications ACM, Inglaterra (Agosto, 1978).
35. **Kaarstad, T., Froyen, J. y Bjorstad, P.:** *“A Massively Parallel Reservoir Simulator”*, paper SPE 29139, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 12-15, 1995).
36. **Kazemi, H., Merril, L.S., Porterfield, K.L. y Zeman, P.R.:** *“Numerical Simulation Of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 5719, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, California (Diciembre, 1976).
37. **Killough, J. E.:** *“Is Parallel Computing Ready for Reservoir Simulation? A Critical Analysis of the State of the Art”*, paper SPE 26634, presentado en la 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition de SPE, Houston, Texas (Octubre, 1993).
38. **Killough, J. E.:** *“Vector and Parallel Computing in Reservoir Simulation”*, lectura presentada en Third International Forum on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
39. **Mattax, C. C. y Dalton, R. L.:** *“Reservoir Simulation”*, SPE Monograph Series, Volume 13, Texas, USA (1990).



40. **Matthews, C. S. y Russell, D. G.:** “*Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*”, SPE Monograph Series, Volume 1, Texas, USA (2004).
41. **Message Passing Interface Forum:** “*MPI: A Message-Passing Interface Standard*”, Universidad de Tennessee, Knoxville, Tennessee (Abril, 1994).
42. **MPICH homepage** [www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html](http://www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html).
43. **Mrosovsky, I. y Ridings, R. L.:** “*Two-Dimensional Radial Treatment of Wells Within a Three-Dimensional Reservoir Model*”, paper SPE 4286, Houston, Texas (Abril, 1974).
44. **Nolen, J. S.:** “*Treatment of Wells in Reservoir Simulation*”, presentado en el 3<sup>er</sup> Forum International on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
45. **Pancake, C. M.:** “*Is Parallelism For You?*”, IEEE Computational Science & Engineering, Oregon State University, USA (1996).
46. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation*”, paper SPE 6893, presentado en la 52<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado (Junio, 1978).
47. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability*”, paper SPE 10528, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, EUA (Junio, 1983).
48. “*Principles of Reservoir Simulation*”, Scientific Software Intercomp (Advanced Technology for the Petroleum Industry).
49. **Roosta, S. H.:** “*Parallel Processing and Parallel Algorithms: Theory and Computation*”, Springer, New York, USA (1999).
50. **Rossen, R. H.:** “*Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Semi-Implicit Source Terms*”, paper SPE 5737, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, Cal. (Junio, 1977).
51. **Silva, F., Lopes, E., Aude, E., Mendes, F., Serdeira, H., Silveira, J.:** “*Parallelizing Black Oil Reservoir Simulation Systems for SMP Machines*”, Proceedings de la 36<sup>th</sup> Annual Simulation Symposium (2003).
52. **Stonebank, M.:** “*UNIX Tutorial for Beginners*”, (Octubre 19, 2001). <http://www.ee.surrey.ac.uk/Teaching/Unix/>



53. **Thomas, L. K., Dixon, T. N. y Pierson, N. G.:** “*Fractured Reservoir Simulation*”, paper SPE 9305, presentado en SPE Annual Technical Conference, Dallas, Texas (Febrero, 1983).
54. **Warren, J.E. y Root, P.J.:** “*The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*”, paper SPE 426, Los Angeles, California (Septiembre, 1963).
55. **Yang, Y., Dai, T., Han, Z., Shu, J. y Pan, Z.:** “*The Parallel Strategy of a Large Scale Simulation About Ten Millions Nodes to Reservoir With Multiple Layers*”, International Journal of Numerical Analysis and Modeling (2005).
56. **Young, L. C. y Zarantonello, S. E.:** “*High Performance Vector Processing in Reservoir Simulation*”, Proceedings ACM/IEEE conferencia de supercómputo, Estados Unidos (1991).
57. **Zhang, K., Wu, Y. S., Ding, C., Pruess, K. y Elmroth, E.:** “*Parallel Computing Techniques for Large-Scale Reservoir Simulation of Multi-Component and Multiphase Fluid Flow*”, paper SPE 66343, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 2001).
58. **Zhiyuan, M., Fengjang, J., Xiangming, X. y Jiachang, S.:** “*Simulation of Black Oil Reservoir on Distributed Memory Parallel Computers and Workstation Cluster*”, paper SPE 29937, Beijing, China (Noviembre, 1995).
59. **Zhuang, X. y Zhu, J.:** “*Paralellizing a Reservoir Simulator Using MPI*”, IEEE Computer Society Press (1995).



## NOMENCLATURA

$\alpha$	Factor geométrico, $m^2/m^2$ ( $pie^2/pie^2$ )
$B_g$	Factor de volumen del gas, $m^3/m^3$ ( $pie^3/MSCF$ )
$B_o$	Factor de volumen del aceite, $m^3/m^3$ ( $rbl/sbl$ )
$B_w$	Factor de volumen del agua, $m^3/m^3$ ( $rbl/sbl$ )
$b_g$	Factor de encogimiento del gas, $1/B_g$
$b_o$	Factor de encogimiento del aceite, $1/B_o$
$b_w$	Factor de encogimiento del agua, $1/B_w$
$\beta_c$	Factor de conversión de unidades, adimensional
$c_r$	Compresibilidad de la roca, $1/pa$ ( $1/psi$ )
$D$	Profundidad, $m$ ( $pie$ )
$\Delta t$	Incremento de tiempo, $seg$
$\Delta_t$	Operador diferencial de tiempo
$\epsilon$	Tolerancia
FSO	Unidad flotante de almacenamiento de aceite
FPSO	Unidad flotante de proceso y almacenamiento de aceite
$g$	Fuerza de gravedad, $m/seg^2$ ( $pie/seg^2$ )
$\gamma_p$	Peso específico de la fase $p$ , $Pa/m$ ( $psi/pie$ )
$h$	Espesor de la formación, $m$ ( $pie$ )
$J$	Matriz jacobiana
$k$	Permeabilidad absoluta, $m^2$ ( $mD$ )
$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas, <i>fracción</i>
$k_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite, <i>fracción</i>
$k_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua, <i>fracción</i>
$l_x$	longitud en la dirección $x$ , $m$ ( $pie$ )
$l_y$	longitud en la dirección $y$ , $m$ ( $pie$ )
$l_z$	longitud en la dirección $z$ , $m$ ( $pie$ )
$\mu_g$	Viscosidad del gas, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\mu_o$	Viscosidad del aceite, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\mu_w$	Viscosidad del agua, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\phi$	Porosidad, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$p_g$	Presión del gas, $Pa$ ( $psi$ )
$p_o$	Presión del aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$p_w$	Presión del agua, $Pa$ ( $psi$ )
$P_{cgo}$	Presión capilar gas aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$P_{cwo}$	Presión capilar agua aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$q_g$	Ritmo de producción/inyección de gas, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$q_o$	Ritmo de producción/inyección de aceite, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$q_w$	Ritmo de producción/inyección de agua, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$R_{o,ijk}$	Función de residuos de la fase $p$ en la celda $ijk$ , $m^3/m^3\ seg$ ( $pie^3/pie^3\ seg$ )
$\hat{R}_s$	Relación de solubilidad, $m^3/m^3$ , $MSCF/bl$
$r$	Distancia radial, $m$ ( $pie$ )



$r_w$	Radio del pozo, $m$ ( $pie$ )
$\rho_g$	Densidad del gas, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$\rho_o$	Densidad del aceite, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$\rho_w$	Densidad del agua, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$S_g$	Saturación de gas, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$S_o$	Saturación de aceite, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$S_w$	Saturación de agua, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$\sigma$	Factor de forma matriz fractura por unidad de volumen de roca, $1/m^3 m^2$ ( $1/pie^3 pie^2$ )
$t$	Tiempo, $seg$
$T_p$	Transmisibilidad de la fase $p$ , $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{gmf}$	Transmisibilidad matriz fractura de gas, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{omf}$	Transmisibilidad matriz fractura de aceite, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{wmf}$	Transmisibilidad matriz fractura de agua, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$\tau_{gmf}$	Transferencia másica de gas matriz fractura, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{omf}$	Transferencia másica de aceite matriz fractura, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{wmf}$	Transferencia másica de agua, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{gmf}$	Transferencia volumétrica de gas matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$\tau_{omf}$	Transferencia volumétrica de aceite matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$\tau_{wmf}$	Transferencia volumétrica de agua matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$U_f$	Vector de incógnitas de las fracturas
$U_m$	Vector de incógnitas de las matriz
$V_r$	Volumen de roca, $m^3$ ( $pie^3$ )
$V_p$	Volumen poroso, $m^3$ ( $pie^3$ )

### Subíndices

$f$	Fractura
$g$	Fase gas
$i$	Posición de la malla en la dirección de $x$ o $r$
$j$	Posición de la malla en la dirección de $y$ o $\theta$
$k$	Posición de la malla en la dirección de $z$
$ijk$	Celda $ijk$ de la malla
$m$	Matriz
$mf$	Matriz-fractura
$n$	Nivel de tiempo
$o$	Fase aceite
$p$	Fase aceite, gas, o agua ( $o, g, w$ )
$v$	Nivel iterativo
$w$	Fase agua



# TEMARIO

	Página
Índice	
Introducción	i
I. Generalidades	
I.1 Sumergibles	4
I.2 Flotantes	5
I.3 Buzos y Robots	6
I.4 Poder de levantamiento	7
II. Instalaciones de producción en aguas profundas	
II.1 Tipos de estructuras	9
II.2 Sistemas flotantes de producción	12
II.3 Equipo de superficie (topside)	14
II.4 Tuberías, líneas de flujo y risers	17
II.5 Instalaciones submarinas de producción	19
II.6 Separación	23
II.7 Tecnología submarina	24
II.8 Sistemas Artificiales	25
III. Planeación y desarrollo de campos en aguas profundas	
III.1 Desarrollo	27
III.2 Selección de equipo de perforación	32
III.3 Proceso de aseguramiento de flujo	40
III.4 Estrategias de aseguramiento de flujo	44
III.5 Huracanes	44
III.6 Sistemas de control	47
III.7 Líneas de flujo y risers	48
III.8 Costos	49
III.9 Experiencias	49
III.10 Perforación	50



IV. Factores que afectan la recuperación económica de hidrocarburos y el aseguramiento de flujo en sistemas de producción submarina en aguas profundas.

IV.1 Precipitación de arenas	54
IV.1.1 Control de arena	56
IV.2 Ceras y parafinas	57
IV.3 Hidratos	61
IV.3.1 Generalidades	61
IV.4 Agua contenida en el gas natural	64
IV.4.1 Comportamiento de los hidratos	66
IV.4.2 Condiciones promotoras de formación de hidratos	67
IV.4.3 Prevención de formación de hidratos	68
IV.4.3 Prevención de formación de hidratos	68
IV.5 Inyección química	69
IV.5.1 técnicas de inyección	69
IV.5.2 Prevención de hidratos aplicado en paro súbito	70
IV.6 Asfaltenos	71
IV.6.1 Métodos de remediación	73
IV.7 Emulsiones	73
IV.8 Espumas	76
IV.9 Formación de incrustaciones	76
IV.10 Flujo inestable	80
IV.12 Corrosión	84

V. Técnicas de predicción, prevención y remediación aplicables a factores que afectan el aseguramiento de flujo.

V.1 Hidratos	89
V.1.1 Métodos para determinar el contenido de agua	90
V.1.2 Métodos para predicción de formación de hidratos	94
V.1.3 Métodos de solución a formación de hidratos	99
V.2 Análisis de parafinas y asfaltenos en aceite crudo	105
V.2.1 Pruebas de laboratorio en analizar comportamiento de ceras	
V.2.2 Predicción matemática de ceras	107
V.2.3 Envoltentes de depósitos de ceras y asfaltenos	109
V.2.4 Inicio de floculación de asfaltenos	110
V.2.5 Predicción matemática de asfaltenos	111
V.2.6 Comparación entre ceras y asfaltenos	111
V.2.7 Opciones alternas de control de hidratos, ceras y asfaltenos	
V.2.7.1 Filosofía de diseño termal	114
V.3 Control de arena	123
V.3.1 Método para caracterizar arenas	125
V.4 Incrustaciones	127
V.4.1 Método para remoción de incrustaciones	128
V.4.2 Método para prevención de incrustaciones	129
V.5 Corrosión	131



VI. Modelo para aseguramiento de flujo en aguas profundas	
VI.1 Modelo para aseguramiento de flujo	132
VI.2 Configuración del modelo	133
VI.3 Inicio del sistema	136
VI.4 Circuito oleogasoducto- centro de proceso	138
VI.5 Circuito centro de proceso-gasoducto	142
VI.6 Circuito centro de proceso-oleoducto	144
VI.7 Procedimientos alternos	145
VII. Conclusiones y recomendaciones	155
Apéndice	159
Bibliografía	201
Nomenclatura	206



## INTRODUCCIÓN

El documento presentado es un trabajo técnico acerca del desarrollo y producción de hidrocarburos en aguas profundas, en el cual se aborda desde el punto de vista de aplicación en litorales mexicanos y teniendo como punto de partida el descubrimiento de reservas en el Golfo de México, el cual cuenta con gran potencial de explotación en tirantes de agua mayores a los convencionales, denominado aguas profundas.

Por la demanda creciente de energéticos a nivel mundial, y la necesidad de Petróleos Mexicanos por explotar yacimientos marinos a profundidades no convencionales, se da el requerimiento de estudiar nuevas tecnologías, así como aprovechar la experiencia de otros países en el ramo con tecnologías ya probadas que se puedan aplicar en el Golfo de México, haciéndolo de manera efectiva, minimizando costos y con todos los requerimientos necesarios.

Este documento pretende hacer una acumulación de información técnica acerca de sistemas de producción en aguas profundas, entrando desde ámbitos generales como configuración de equipos marinos de producción, apoyadas tanto en informes técnicos como en experiencias de otras compañías petroleras, recordando desde sus inicios hasta la actualidad, para posteriormente entrar en un aspecto importante de la gamma que se tiene que tomar en cuenta al desarrollar un campo marino, lo cual es el aseguramiento de flujo, particularizando en un problema específico que es la formación de Hidratos en tuberías.

Nuestra industria debe ir avanzando con los adelantos tecnológicos; en PEMEX se ha tomado ese reto teniendo personal dedicado a la innovación y aplicación de nueva tecnología y empezar a crear historia como lo han hecho otros países, que movidos por la necesidad de dichos recursos han tenido un desarrollo tanto industrial como tecnológico, contribuyendo de manera significativa en aspectos como fabricación y construcción,



transportación marina, perforación costa afuera, sistemas de producción así como diseño de líneas de gas y aceite, haciendo tal desarrollo evidente en los 150 años de historia de la industria petrolera mundial.



## BIBLIOGRAFÍA

1. **Alonso, J. M.:** “*Programación de Aplicaciones Paralelas con MPI (Message Passing Interface)*”, Facultad de Informática UPV/EHU (Enero, 1997).
2. **Vincent Cocault-Duverger, Silvain Denniel:** “Electrically Heated Pipe-in-Pipe”, paper DOT , presentado en conferencias OTC, Houston, Texas, (Junio, 2006)
3. **Anguille, L., Killough, J. E., Li, T. M. C. y Toepfer, J. L.:** “*Static and Dynamic Load-Balancing Strategies for Parallel Reservoir Simulation*”, paper SPE 29102, presentado en SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, (Febrero, 1995).
4. **Apon, A., Buyya, R., Jin, H. y Mache J.:** “*Cluster Computing in the Classroom: Topics, Guidelines, and Experiences*”.
5. **Arana, V. H. y Rodriguez F.A.:** “*A Semi-implicit Formulation for Compositional Simulation of Fractured Reservoir*”, paper SPE 36108, presentado en IV Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Trinidad y Tobago (Abril, 1996).
6. **D. kaye, V. Ledoux:** “Reeled Pipe-in-Pipe for Ultra Deepwater” paper DOT, presentado en la conferencia DOT, Houston, Texas, (Junio 2001).
7. **Babu, D. K., Odeh, A. S., Al-Khalifa, A. J. y McCann, R. C.:** “*The Relation Between Wellblock and Wellbore Pressures in Numerical Simulation of Horizontal Wells*”, paper SPE 20161 (Agosto, 1991).
8. **Barua, J. y Horne, R. N.:** “*Improving the Performance of Parallel (and Serial) Reservoir Simulators*”, paper SPE 18408, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas (Febrero, 1989).
9. **Barney, B.:** “*Introduction to Parallel Computing*”, (Septiembre, 2007), [https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel\\_comp/](https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel_comp/)
10. **Branco, C.M. y Rodriguez, F.A.:** “*A Semi-Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation*”, paper SPE 27053 presentado en III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Buenos Aires, Argentina (Abril 1994).
11. **Buyya, R.:** “*High Performance Cluster Computing: Architectures and Systems*”, Prentice Hall, Estados Unidos, NJ (1999).
12. **Sylvain Denniel, Aspen Aerogel Inc.:** “Aerogel Insulation for Deepwater Reelable Pipe-in-Pipe”, paper OTC 16505, (Mayo 2004).
13. **Byrd, J.:** “*A Basic UNIX Tutorial*”, Idaho State University, USA (Febrero 05, 1997).



14. **Chien, M. C. H., Wasserman, M.L., Yardumian, H. E., Chung, E. Y., Nguyen, T. y Larson, J.:** *“The Use of Vectorization and Parallel Processing for Reservoir Simulation”*, paper SPE 16025, presentado en el 9° SPE Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, Texas (Febrero, 1987).
15. **Cismaşiu, I.:** *“Parallel Algorithms for Non-Conventional Finite Element Computations on Distributed Architectures”*, Tesis para obtener el grado de Doctor en Ingeniería Civil, Universidad Técnica de Lisboa, Portugal (Julio, 2002).
16. **Coats, K. H.:** *“An Equation of State Compositional Model”*, paper SPE 8284, presentado en 54<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, USA (Octubre, 1980).
17. **Coats, K. H.:** *“Implicit Compositional Simulation of Single Porosity and Dual-Porosity Reservoirs”*, paper SPE 18427, presentado en Tenth Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 1989).
18. **Coats, K. H.:** *“Reservoir Simulation: State of the Art”*, paper SPE 10020, JPT AIME, (Agosto, 1982).
19. **Coats, K. H.:** *“Use and Misuse of Reservoir Simulation Models”*, paper JPT, presentado en SPE Gas Technology and Peripheral Waterflooding Symposium, Kansas, USA (Noviembre, 1969).
20. **Daltaban, T. S.:** *“Applied Reservoir Simulation”*, Londres, Inglaterra (1998).
21. **Ding, Y.:** *“A Generalized 3D Well Model for Reservoir Simulation”*, paper SPE 30724 presentado en Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, Texas (Diciembre, 1996).
22. **Ding, Y. y Renard, G.:** *“A New Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 25248, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, USA (Mayo, 1994).
23. **Ding, Y., Renard, G. y Weill L.:** *“Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 29123, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero, 1998).
24. **Dogru, A. H., Sunaidi, H. A., Fung, L. S., Habiballah, W. A., Al-Zamel, N. y Li, K. G.:** *“A Parallel Reservoir Simulator for Large-Scale Reservoir Simulation”*, paper SPE 75805, presentado en Symposium of Reservoir Simulation en Houston, Texas (Febrero, 2002).
25. **Dongarra, J. J., Otto, S. W., Snir M. y Walter, D.:** *“An Introduction to the MPI Standard”*, (Abril 29, 1995).
26. **Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H. y King, G. R.:** *“Basic Applied Reservoir Simulation”*, SPE Textbook Series, volumen 7, Texas, USA (2001).



27. **Foster, I.:** *“Designing and Building Parallel Programs”*, Addison Wesley, Estados Unidos (1995). <http://www-unix.mcs.anl.gov/dbpp/>
28. **Gilman, J.R. y Kazemi, H.:** *“Improvement in Simulation of Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 10511, presentado en Reservoir Simulation Symposium, Nueva Orleans, USA (Agosto, 1983).
29. **Golub, G. y Ortega J. M.:** *“Scientific Computing An Introduction UIT Parallel Computing”*, Academic Press Inc., USA (1997).
30. **Gropp, W. D. y Lusk E.:** *“Installation and User’s Guide to MPICH, a Portable Implementation of MPI Version 1.2.7p1 The ch\_p4 device for Workstation Networks”*, Mathematics and Computer Science Division, University of Chicago, (2001).
31. **Hansen, B.:** *“Distributed Processes: A Concurrent Programming Concept”*, Communications ACM, University of Southern California, (1978).
32. **Hansen, B.:** *“Structured Multiprogramming”*, Communications ACM, Instituto de Tecnología de California, (Julio, 1972).
33. **Hemanth, K. y Young, L. C.:** *“Parallel Reservoir Simulator Computations”*, paper SPE 29104, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 15, 1995).
34. **Hoare, C. A. R.:** *“Communicating Sequential Processes”*, Communications ACM, Inglaterra (Agosto, 1978).
35. **Kaarstad, T., Froyen, J. y Bjorstad, P.:** *“A Massively Parallel Reservoir Simulator”*, paper SPE 29139, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 12-15, 1995).
36. **Kazemi, H., Merril, L.S., Porterfield, K.L. y Zeman, P.R.:** *“Numerical Simulation Of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 5719, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, California (Diciembre, 1976).
37. **Killough, J. E.:** *“Is Parallel Computing Ready for Reservoir Simulation? A Critical Analysis of the State of the Art”*, paper SPE 26634, presentado en la 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition de SPE, Houston, Texas (Octubre, 1993).
38. **Killough, J. E.:** *“Vector and Parallel Computing in Reservoir Simulation”*, lectura presentada en Third International Forum on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
39. **Mattax, C. C. y Dalton, R. L.:** *“Reservoir Simulation”*, SPE Monograph Series, Volume 13, Texas, USA (1990).



40. **Matthews, C. S. y Russell, D. G.:** “*Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*”, SPE Monograph Series, Volume 1, Texas, USA (2004).
41. **Message Passing Interface Forum:** “*MPI: A Message-Passing Interface Standard*”, Universidad de Tennessee, Knoxville, Tennessee (Abril, 1994).
42. **MPICH homepage** [www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html](http://www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html).
43. **Mrosovsky, I. y Ridings, R. L.:** “*Two-Dimensional Radial Treatment of Wells Within a Three-Dimensional Reservoir Model*”, paper SPE 4286, Houston, Texas (Abril, 1974).
44. **Nolen, J. S.:** “*Treatment of Wells in Reservoir Simulation*”, presentado en el 3<sup>er</sup> Forum International on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
45. **Pancake, C. M.:** “*Is Parallelism For You?*”, IEEE Computational Science & Engineering, Oregon State University, USA (1996).
46. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation*”, paper SPE 6893, presentado en la 52<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado (Junio, 1978).
47. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability*”, paper SPE 10528, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, EUA (Junio, 1983).
48. “*Principles of Reservoir Simulation*”, Scientific Software Intercomp (Advanced Technology for the Petroleum Industry).
49. **Roosta, S. H.:** “*Parallel Processing and Parallel Algorithms: Theory and Computation*”, Springer, New York, USA (1999).
50. **Rossen, R. H.:** “*Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Semi-Implicit Source Terms*”, paper SPE 5737, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, Cal. (Junio, 1977).
51. **Silva, F., Lopes, E., Aude, E., Mendes, F., Serdeira, H., Silveira, J.:** “*Parallelizing Black Oil Reservoir Simulation Systems for SMP Machines*”, Proceedings de la 36<sup>th</sup> Annual Simulation Symposium (2003).
52. **Stonebank, M.:** “*UNIX Tutorial for Beginners*”, (Octubre 19, 2001). <http://www.ee.surrey.ac.uk/Teaching/Unix/>



53. **Thomas, L. K., Dixon, T. N. y Pierson, N. G.:** “*Fractured Reservoir Simulation*”, paper SPE 9305, presentado en SPE Annual Technical Conference, Dallas, Texas (Febrero, 1983).
54. **Warren, J.E. y Root, P.J.:** “*The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*”, paper SPE 426, Los Angeles, California (Septiembre, 1963).
55. **Yang, Y., Dai, T., Han, Z., Shu, J. y Pan, Z.:** “*The Parallel Strategy of a Large Scale Simulation About Ten Millions Nodes to Reservoir With Multiple Layers*”, International Journal of Numerical Analysis and Modeling (2005).
56. **Young, L. C. y Zarantonello, S. E.:** “*High Performance Vector Processing in Reservoir Simulation*”, Proceedings ACM/IEEE conferencia de supercómputo, Estados Unidos (1991).
57. **Zhang, K., Wu, Y. S., Ding, C., Pruess, K. y Elmroth, E.:** “*Parallel Computing Techniques for Large-Scale Reservoir Simulation of Multi-Component and Multiphase Fluid Flow*”, paper SPE 66343, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 2001).
58. **Zhiyuan, M., Fengjang, J., Xiangming, X. y Jiachang, S.:** “*Simulation of Black Oil Reservoir on Distributed Memory Parallel Computers and Workstation Cluster*”, paper SPE 29937, Beijing, China (Noviembre, 1995).
59. **Zhuang, X. y Zhu, J.:** “*Paralellizing a Reservoir Simulator Using MPI*”, IEEE Computer Society Press (1995).



## APENDICE

### A.1 Administración de hidratos para sistemas alternativos gas-agua (WAG)

Una emergente tendencia para proyectos en aguas profundas es incluir facilidades en WAG como parte del desarrollo del plan/yacimiento como estrategia de administración cuando se requiera un sistema de recuperación mejorada. Para sistemas con temperaturas mínimas ambiente de 10 a 15 C (50 a 60 F), el riesgo de formación de hidratos existe esencialmente durante el cambio de agua a gas de inyección y viceversa en procesos de inyección como recuperación. El aseguramiento de flujo para administrar hidratos necesita una adecuada dirección en el diseño de las facilidades WAG y sus procedimientos operativos. Muchos de los sistemas bajo operación son localizados en relativos ambientes hostiles. Muchos de los proyectos desarrollados se caracterizan por lo general en lo siguiente:

- Aguas profundas (800 a 1500m)
- Moderada a baja temperatura del yacimiento (50 a 65 C) para yacimientos someros.
- Sistemas dominados por aceite (con algunas excepciones)
- Esquemas submarinos llenos.
- Alto numero de pozos productores.
- Gran acumulación de longitudes de líneas de flujo submarina.
- Sistemas donde paros extendidos debe considerarse la prevención de formación de hidratos en las líneas con aislante pasivo termal y procedimientos de operación como la inyección de metanol y circulación de aceite muerto.



- Consecuencias de ocurrencia de hidratos en potencial de producción por alta complejidad y costos para operaciones de remoción de hidratos en aguas profundas.

Para los campos en aguas profundas con temperatura de yacimiento templada, el desarrollo de la filosofía de aislamiento termal puede ser resumida como:

- Sistemas de aislamiento termal en sistemas de pozos, manifold con una especificación termal para cualquier sistema consistente con los requerimientos de filosofía de prevención de hidratos.
- Aislamiento termal de todos los componentes conectados a producir corrientes como válvulas (inclusive actuadores) válvulas de inyección química y sensores de temperatura. Estos requerimientos son rotos por lo siguiente:

Limitación de puntos fríos es reducir la fuente de degradación del perfeccionamiento termal de un sistema dado. Varias experiencias conducen como parte de trabajo ingenieril demostrar que los componentes no aislados pueden degradar el perfeccionamiento termal en alguna distancia por mecanismos de convección.

Las interacciones termales y vecindad con baja calidad de aislantes en componentes esta afectando la capacidad de monitoreo de temperatura en operación si tiene que ser usado como una rotura de decisión operativa para inhibir hidratos



En suma, los operadores consideran que los hidratos pueden afectar todos los sistemas conectados a corrientes de fluidos como: válvulas con típicas fallas en actuadores si el hidratos es forma en cavidades de la misma, fallas de sensores con perdida de información, temporal o permanente perdida de líneas de inyección química.

## A.2 Metodología para evaluar requerimientos de diseño termal.

Un sistema de ingeniería debe ser favorecido con requerimientos termales tales como:

- Diseño de tubería vs integración en paquete, construcción e interferencias geométricas.
- Existencia de puntos fríos como sensores, válvulas, estranguladores, soportes y conectores.
- Construcción con integración de componentes y aislamiento termal con método de aplicación.
- Diseños específicos como aislantes de conectores.
- Integración de componentes específicos como medidores multifasicos.
- Identificación de mantenimiento y métodos de reparación.



### A.3 Metodología para proyectos severos en aguas profundas y provee de administración ingenieril termal:

- Descripción de requerimientos termales con especifica atención a ser remunerado en limites de batería o condiciones de frontera para trabajo ingenieril termal.
- Selección de material aislante termal y métodos de aplicación los cuales satisfacen los objetivos de perfeccionamiento termal, secuencia de construcción y control de calidad.
- Identificación de puntos fríos en sistemas, ramales muertos para multipuestos de manifolds de producción, conexión de líneas, sensores, actuadores de válvulas, etc.
- Plan de administración de puntos fríos, con identificación de soluciones para compensar dichos puntos, o identificación de pasos para validación de posibles impactos de secciones con perdida de aislamiento.
- Simulaciones termales del equipo submarino con modelos a ser desarrollados para componentes o secciones cortas o mas sistemas complejos.
- Pruebas termales de componentes o pequeñas secciones de equipo: para validar aislamiento termal y proveer todas las aproximaciones necesarias para modelos a gran escala, pero solo en algunos casos validar la utilidad de software de simulación termal.
- Pruebas termales de un equipo construido para validar por contratista y proveedor información adicional como desviación potencial e información del sensor de temperatura, factores de corrección. Objetivo adicional es proveer equipos de operación de campo con fotografías o como operar el sistema.



- Modificaciones de diseño o ajustes el cual resulta de componentes o pruebas de equipo.

#### A.4 Trabajos perfeccionados por contratistas:

- La compleja geometría de un sistema submarino es definitivamente un límite para el desarrollo de un modelo termal que debe reflejar todos los detalles de requerimientos para el modelado adecuado. Un preanálisis del problema es requerido para identificar la simplificación la cual debe ser implementada para optimizar el modelo y hacer una simulación eficiente.
- Las dimensiones y complejidad de los sistemas es un factor limitante para el uso de herramientas de simulación. Un adecuado balance puede ser seleccionado entre los engranes de componentes sólidos (aislante, acero) y las paredes de las fronteras donde los efectos de convección pueden desarrollarse, costo de un modelo y su prohibición. En suma, el tiempo requerido a desarrollar un modelo, la simulación provee de interés de interacciones del modelo alrededor de singularidades de aislamiento (puntos fríos, conexiones) para la estimación de conductividades termales, entre otros.
- El uso de modelos de elementos finitos el cual describe sistemas como componentes sólidos (inclusive fluidos) provee a ser opción para atacar problemas como componentes de aislamientos (líneas, válvulas, etc.) a escala 3D.
- Correlaciones empíricas para convección natural ayuda a encontrar la conductividad efectiva pero son validadas en límites por la geometría para



cualquiera tienen que ser determinadas o las dimensiones de sistemas, ayudando a explorar nuevas geometrías en fenómenos a gran escala.

- Las simplificaciones requeridas de modelado de sistemas, la incertidumbre con el modelado del fluido (correlaciones, modelos de densidad) obtenido de experiencias de problemas similares para verificar las pruebas termales.

#### A.6 Dificultades que se tienen para un perfeccionamiento de simulación termal:

- Simulación de gas de BN submarino puede ser complejo en particular cuando los requerimientos para la simulación es rota por la evaluación del riesgo de depositacion de ceras en tuberías. El mayor reto es contribuir con un modelo el cual pueda contar con severas contribuciones como:
  - Intercambio de calor entre espacio anular y TP.
  - Interacción con tierra para casos transitorios.
  - Cálculos de enfriamiento con impacto de gas frío en tubería a los árboles.
- Extrapolación de resultados de pruebas de equipo para condiciones de fluido real. Un análisis tiene que ser perfeccionado para identificar las contribuciones las cuales son pruebas especificas (interfases mecánicas, temperaturas en pruebas) pero solo determina la prueba a criterio estacionario.
- Fronteras adiabáticas en el modelo, están actuando como un tipo de barrera física para simulaciones el cual puede en muchos casos generar lugares para fluido frío acumulado o crear los limites de celdas de convección.



A.7 Metodología o filosofía de diseño desarrollado por la industria para los proyectos de operación:

- Asegurar todos los componentes individuales estando termalmente aislados. Esto permite calcular los requerimientos de aislamiento termal en pequeños modelos, con algunos sistemas ensamblados.
- Desarrollo del modelo de elementos finitos para reflejar el impacto térmico en perfeccionamiento del sistema.
- Desarrollo de modelos de simulación para componentes o pequeña escala verificando las respectivas pruebas termales.
- Desarrollo de modelos para los siguientes casos:
  1. Para detalles específicos donde la convección afecta los mecanismos de transferencia como cajas aislantes de conectores con alta capacidad de almacenamiento.
  2. Para evaluar desviaciones de potencial de perfeccionamiento si fallan los sistemas de sello por sistemas aislantes de conectores (eficiencia de sello).
  3. Para calcular el coeficiente efectivo de conductividad el cual cuantifica para efectos de convección como una entrada para modelos de conducción (elementos finitos).
  4. Para evaluar escenarios de operaciones específicas con ramales muertos y distribución de temperatura característica por sistema.

De acuerdo con experiencias obtenidas en otros proyectos se tienen lecciones aprendidas que deberán ser capitalizadas como:

- Equipo conectado entre válvulas, líneas, etc. actúan como puntos fríos y afectan la respuesta termal, como consecuencia se deben hacer



modificaciones como adición de aislante en componentes sin aislar. La conexión del cabezal del pozo actúa como puente termal afectando la actuación del aislante.

- Aislamiento termal alrededor del estrangulador tiene que ser aprobado para manejar el enfriamiento por convección.
- Perfeccionamiento con pruebas con agua como un medio calentado y fluido de referencia para pruebas de enfriamiento se deben ejecutar. Se requiere trabajo de simulación adicional para correlacionar a futuro condiciones de producción y específicas propiedades de fluidos (densidad, calor específico, conductividad)
- Instrumentación propia es crítica para interpretación y ajustes de diseño:
  - La instrumentación debe estar reforzada en área donde los efectos por interfase mecánica son tomadas para afectar el comportamiento del sistema.
  - Instrumentación posicionada en cavidades donde el gradiente termal tiene que investigarse.
  - Instrumentación posicionada en paredes del equipo para proveer información usada para límites de frontera.
- Pruebas termales como construcción de equipo revisando posible desviación de los sensores posicionados en fluido.
- Sistema de aislamiento de conectores probando y demostrando un método robusto de instalación.



#### A.8 Materiales y métodos severos tienen que ser implementados en los proyectos:

- Hule vulcanizado para manifolds para cubrir secciones de tubería y vulcanizar el equipo en sus secciones críticas.
- Material sintético con resistencia a condiciones de servicio (presión hidrostática, temperatura de diseño de equipo) el cual puede ser implementado con modelos prefabricados.
- Sensores de temperatura que sean específicos para equipo submarino, si esta propiamente localizado, los sensores de temperatura pueden proveer indicaciones de perfeccionamiento termal en situación de paro de equipo con su respectiva información de integridad del aislamiento termal.
- Correcto aislamiento de conectores, el reto es diseñar un sistema el cual sea resistente al potencial de daño durante la instalación y provee una gran eficiencia de sellado.

#### A.9 Uso de inhibidores químicos.

Otro aspecto importante es el uso de inhibidores de hidratos. Enormes plantas de glicol recuperan monoetileno glicol (MEG) usado para inhibición de hidratos aplicando la típica vaporización flash bajo presión atmosférica para remover sólidos contaminados disueltos y suspendidos. El calor es transferido a la sal rica en glicol a la baja temperatura posible por contacto directo con recirculación de líquido caliente, seguido de destilación para recuperar sales libres de glicol. Se debe desarrollar tecnología basada en fundamentos de cómo el glicol, agua y sal interactúan para el perfeccionamiento de las plantas de tratamiento, lo que da por resultado lo siguiente:



- Diseño de una vasija separador la cual reduzca la población de erosivos y partículas de sal en el circuito en un 90%.
- Inusuales altas velocidades del fluido y los radios de transferencia de calor resultan en una planta mas compacta con menos riesgo de falla o degradación termal del MEG.
- Separación de MEG de los restos de sales sin la necesidad de tanques grandes, presas con filtros y centrifugas.

Por varias décadas el mono etileno glicol (MEG) y metanol tienen que ser los químicos primarios inyectados costafuera para inhibir la formación de hidratos en aceite y gas producido en líneas. En proyectos donde la inhibición es solo requerida temporal o esporádicamente el metanol es bien usado por su alto potencial inhibidor de hidratos, desgraciadamente la cantidad total de inhibidores usados no es suficiente para justificar el costo de una planta recuperadora, provocando perdida total del producto químico. La solubilidad del metanol en las corrientes de gas y aceite puede ser de 2 o mas de orden de magnitud de solubilidad que el MEG, de este ultimo se requieren grandes cantidades por grado de temperatura de supresión de hidratos. El metanol es un indeseable contaminante en productos petroleros especialmente gas y líquidos ligeros mermando su valor económico de proceso. Por ejemplo, el metanol tiene alto contenido de naftas por lo que en petroquímica presenta problemas en su proceso ya que manejan valores pequeños del mismo (50 ppm aproximadamente), esto provoca la devaluación del costo del gas y ligeros generando perdidas económicas.

Es necesario tener en consideración lo anterior para el desarrollo de la tecnología adecuada para el tratamiento de estos productos e incluso minimizar el uso de estos combinando otros métodos para evitar la formación de hidratos y cumplir con los esquemas actuales de producción.



#### A.10 Determinación en laboratorio de inorgánicos.

1. Determinar el peso del vaso de precipitado que se utilizara en la determinación.
2. Pesar en este vaso de 2 a 5 gr. De muestra.
3. Adicionar 100 ml. de algún solvente orgánico (benceno o cloroformo). Agitar vigorosamente por 1 min.
4. Filtrar en papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de benceno o cloroformo. Guardar la solución filtrada.
5. Secar el papel filtro y pesarlo. La diferencia de pesos dara la cantidad de inorgánicos en la muestra.

#### A.11 Determinación de asfaltenos.

1. la solución filtrada en el paso 4 del procedimiento A.10 contiene los componentes orgánicos. Calentar en baño maría hasta casi evaporar todo el benceno o cloroformo, tener cuidado de no quemar el material orgánico.
2. Adicionar 100 ml. De pentano, agitar vigorosamente por 1 min.
3. Filtrar en un papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de pentano. Guardar la solución filtrada.
4. Secar el papel filtro y pesarlo, la diferencia de pesos dará la cantidad de asfaltenos en la muestra.

#### A.12 Determinación de parafinas.

1. La solución obtenida en el paso 3 del procedimiento A.11 se calienta hasta casi evaporar todo el pentano. Tener cuidado de no quemar la muestra.
2. Adicionar 100 ml. De éter de petróleo o bencina de petróleo y 10 gr. De tierra de diatomáceas, agitar.
3. filtrar nuevamente en papel filtro. Tirar el papel filtro. La solución filtrada es evaporada hasta que ya no se perciba olor a éter.



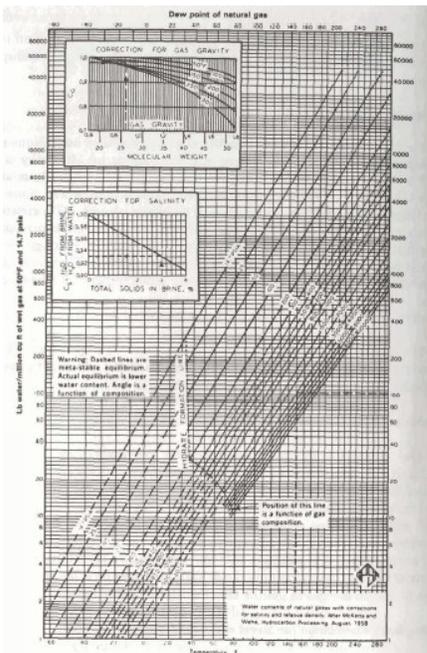
4. Pesar el vaso y restar este valor al peso del vaso obtenido en el paso 1 del procedimiento A.10, obteniéndose el contenido de parafinas.

#### A.13 Determinación de aceite.

1. La cantidad de aceite se determina con la suma de parafinas, asfaltenos e inorgánicos menos el peso de la muestra.
2. Los porcentajes son calculados mediante los pesos correspondientes contra el peso total.

#### A.14 Método para estimar la cantidad de metanol a inyectar para evitar formación de hidratos.

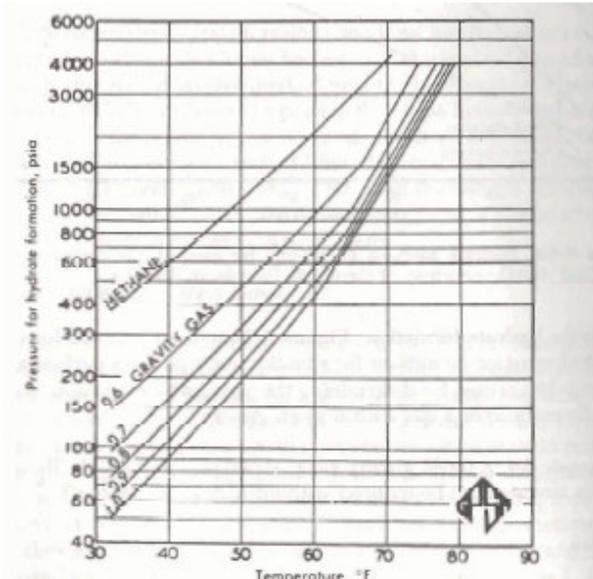
- Calcular contenido de agua en el gas saturado (W1) con la siguiente grafica:



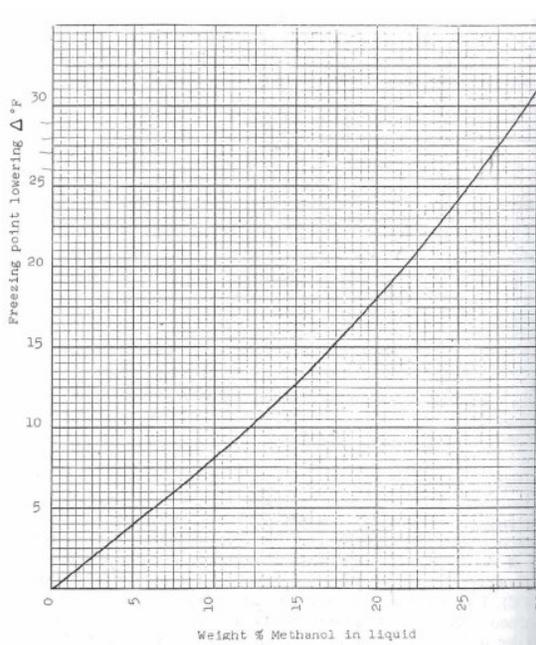
- Con la grafica anterior calcular agua en gas a la temperatura minima  $T_{min}$  (W2).
- Calcular el agua libre  $\Delta W = W1 - W2$ .



- Obtener el valor de la temperatura de formación de hidratos ( $T_h$ ). Con la siguiente grafica:

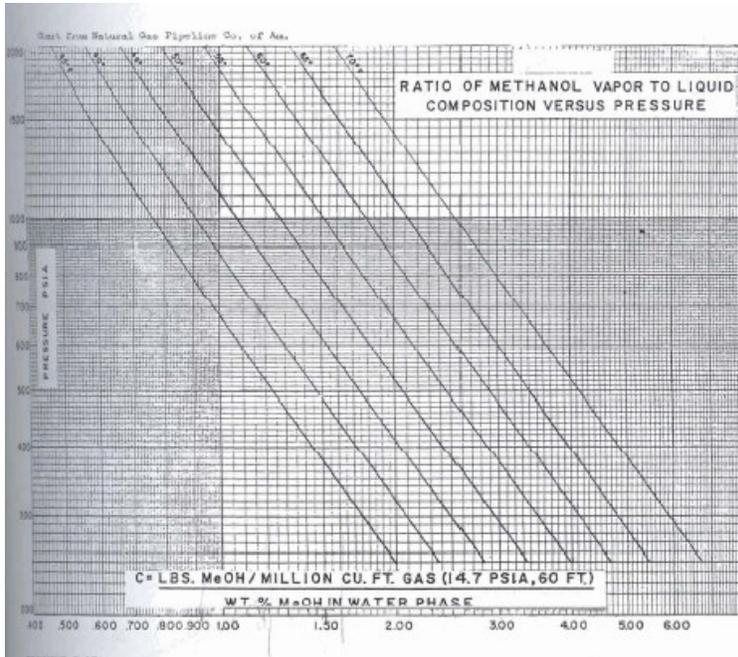


- Calcular la disminución del punto de congelación  $\Delta T = T_h - T_{min}$
- Obtener el % de metanol requerido en el liquido (%MeOH)<sub>w</sub> de la siguiente figura:





- Obtener la relación MeOH-vapor-liquido (RVL) de la siguiente figura:



- Calcular la concentración de metanol-gas  $(MeOH)_g = (MeOH)_w \times RVL$
- Calcular la concentración de metanol en el liquido:

$$(MeOH)_L = \Delta W (MeOH)_w / (100 - (MeOH)_w)$$

- Calcular el gasto másico de MeOH  $= (MeOH)_g + (MeOH)_L$
- Calcular el gasto volumétrico del metanol.

$$Q = Q_m / \text{dens. Metanol.}$$

A.15 Ecuaciones para cálculo de gasto mínimo de remoción de líquidos en pozos.

Para  $S_g = 0.6$   $T = 60$  F

$$V_{gmin} = 20.4 \sigma^{0.25} (\rho_L - 0.0031P)^{0.25}$$

$$\frac{\text{-----}}{(0.031P)^{0.5}}$$



Para agua

$$V_{gmin} = \frac{5.262 (67 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Para condensado

$$V_{gmin} = \frac{3.998 (45 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Gasto mínimo

$$Q_{gmin} = \frac{3.06 P V_{gmin} A}{T Z}$$

A.16 Ecuaciones para calcular características de un tapón de líquido.

Longitud del tapón:

$$\ln(L_s) = -25.41 + 28.5 (\ln(d/12))^{0.1}$$

Velocidad del frente de la burbuja

$$V_{BF} = 1.2 V_m + V_D$$

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

$$H_f = 1/6 H_s$$

$$H_s = \frac{1}{1 + (V_m/28.4)^{1.39}}$$

Longitud del frente

$$L_f = L_u (V_{sl} - H_s V_s / -H_s V_s)$$



#### A.17 Ecuación para cálculo de salinidad.

$$SCT = \frac{\%BSWCT [SALCNT + (\%BSWCNT \times SALAF/100) + (\%WW \times SALWW/100) + (\%RW \times SALRW/100)]}{\%BSWCNT + \%WW + \%RW}$$

Donde:

SCT-SAL CRUDO TRATADO  
CT-CRUDO TRATADO  
SW-SALINIDAD DEL AGUA  
AF-AGUA DE FORMACIÓN  
WW-AGUA DE LAVADO  
RW-AGUA DE RECIRCULACION.

#### A.18 Codificación principal del simulador.

Programación gasoducto.

```
Dim Pg As Double, Tg As Double
Dim hidra As Double, Tgi As Double, Tgf As Double
Private Sub Form_Load()
    SSTab1.TabEnabled(1) = False
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
    SSTab1.TabEnabled(1) = True
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
    List1.Clear
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    Pg = Val(TxtGas(1).Text)
    Tg = Val(TxtGas(2).Text)
    hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
    If hidra <= Pg Then
        If OptCond1.Value = True Or OptCond2.Value = True Then
            Tg = 0
            Do
                Tg = Tg + 0.1
                hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
            Loop Until Pg > hidra
            Tgi = Round(Tg, 2)
            Tg = Tgi
        Do
```



```
Tg = Tg + 0.1
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
Loop Until Pg < hidra
Tgf = Round(Tg, 2)
List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
End If
End If
Tg = Val(TxtGas(2).Text)
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
List1.AddItem "-----"
If hidra > Pg Then
    If OptCond1.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion de Shutdown"
    End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
End If
SSTab1.Tab = 1
End Sub
Private Sub List1_Click()
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    If OptCond1.Value = True Then
        RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
        hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
        If hidra > 0 Then
            Label1.Caption = "Presion minima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "[psi]"
        End If
        If Tgf > 0 Then
            Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
        End If
        If hidra <= 0 Then
            Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        If Tgf <= 0 Then
            Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        CmdUtilerias.Enabled = True
        Label4.Visible = True
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
```



```
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondHidra.doc"
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
If hidra > 0 Then
    Label1.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "
[psi]"
End If
If Tgf > 0 Then
    Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
End If
If hidra <= 0 Then
    Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
If Tgf <= 0 Then
    Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
CmdUtilerias.Enabled = True
Label4.Visible = True
End If
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondArranque.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondNormal.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion de Shutdown" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondShut.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGas_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
```



```
Private Sub CmdUtilerias_Click()  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False  
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then  
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True  
End If  
FrmUtilerias.Show  
End Sub  
Private Sub CmdRegresar_Click()  
SSTab1.Tab = 0  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
Label1.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
End Sub
```

#### Programación oleogasoducto

```
Dim Pgo As Double, Tgo As Double, APigo As Double  
Dim hidrago, asfago As Double, cerago As Double, cera As Boolean  
Dim Tgoih As Double, Tgofh As Double, Tgoia As Double, Tgoic As Double  
Dim v1 As Boolean, v2 As Boolean, v3 As Boolean, v4 As Boolean  
Dim v5 As Boolean, v6 As Boolean, v7 As Boolean, v8 As Boolean  
Private Sub Form_Load()  
Combo1.AddItem "Si"  
Combo1.AddItem "No"  
Combo2.AddItem "Normal"  
Combo2.AddItem "Anormal"  
Combo3.AddItem "Si"  
Combo3.AddItem "No"  
Combo4.AddItem "Normal"  
Combo4.AddItem "Espumosa"  
Frame3.Visible = False  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End Sub  
Private Sub OptCond1_Click()
```



```
Frame3.Visible = True
End Sub
Private Sub OptCond2_Click()
Frame3.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcula_Click()
v1 = False: v2 = False: v3 = False: v4 = False
v5 = False: v6 = False: v7 = False: v8 = False
SSTab1.TabEnabled(1) = True
List1.Clear
Label3.Caption = ""
Label2.Caption = ""
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"

Pgo = Val(TxtGasOil(1).Text)
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
APigo = Val(TxtGasOil(3).Text)
hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
If hidrago <= Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo > hidrago
    Tgoih = Round(Tgo, 2)
    Tgo = Tgoih
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo < hidrago
    Tgofh = Round(Tgo, 2)
    v1 = True
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If asfago < Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
    Loop Until Pgo > asfago
    Tgoia = Round(Tgo, 2)
    v2 = True
```



```
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo > 3000 Then
    cerago = (220 * Tgo) - 14600
    If cerago < Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (220 * Tgo) - 14600
        Loop Until cerago > Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
    End If
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo <= 3000 Then
    cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
    If cerago > Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
        Loop Until cerago < Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
    End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCond1.Value = True Then
    If APigo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Presencia de Espumas"
        v4 = True
    End If
    If Combo1.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion"
        v5 = True
    End If
    If Combo2.Text = "Anormal" Then
        List1.AddItem "Vibracion: Presencia de Bacheo"
        v6 = True
    End If
    If Combo3.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo"
```



```
v7 = True
End If
If Combo4.Text = "Espumosa" Then
    List1.AddItem "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma"
    v8 = True
End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
    If APlgo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Generacion de Espumas y Bacheo"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCond1.Value = True Then
    If v1 = False And v2 = False And v3 = False And v4 = False And v5 = False And v6 =
False And v7 = False And v8 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
hidrago = Round((6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3, 2)
asfago = Round((266630 * Tgo ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
    If hidrago > 0 Then
        Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & hidrago & " [psi]"
    End If
    If Tgofh > 0 Then
        Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgofh & " [F]"
    End If
    If hidrago <= 0 Then
        Label3.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    If Tgofh <= 0 Then
        Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & asfago & " [psi]"
```



```
Label2.Caption = "Temperatura maxima de operacion normal=" & Tgoia & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondCera.doc"  
If Pgo > 3000 Then  
cerago = Round((220 * Tgo) - 14600, 2)  
Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
If Pgo <= 3000 Then  
cerago = Round((-215.38 * Tgo) + 20231, 2)  
Label3.Caption = "Presion minima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal=" & Tgoic & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Posible Presencia de Espumas" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAPImy20.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAC.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVibra.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVarPT.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False
```



```
End If
If List1.Text = "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondMues.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAPImn20.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranque.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGasOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
    SSTab1.Tab = 0
    SSTab1.TabEnabled(1) = False
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
End Sub
```



## Programación oleoducto

```
Dim Poil As Double, Toil As Double, APloil As Double
Dim DPoil As Double, Psoil As Double, Psuoil As Double
Dim asfaoil As Double, Toila As Double
Dim ceraoil As Double, Toilc As Double
Dim w1 As Boolean, w2 As Boolean, w3 As Boolean, w4 As Boolean, w5 As Boolean
Private Sub Form_Load()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
SSTab1.TabEnabled(1) = False
CmdUtilerias.Enabled = False
Label3.Visible = False
End Sub
Private Sub OptCondoil1_Click()
Frame3.Visible = True
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub OptCondoil2_Click()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = True
LbOil(6).Visible = True
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
w1 = False: w2 = False: w3 = False: w4 = False: w5 = False
List1.Clear
Label1.Caption = ""
Label2.Caption = ""
SSTab1.TabEnabled(1) = True
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
Poil = Val(TxtOil(1).Text)
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
DPoil = Val(TxtOil(3).Text)
Psoil = Val(TxtOil(4).Text)
```



```
Psoil = Val(TxtOil(5).Text)
APloil = Val(TxtOil(6).Text)
asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
If asfaoil < Poil Then
  List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
  Toil = 0
  Do
    Toil = Toil + 0.1
    asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
  Loop Until Poil > asfaoil
  Toila = Round(Toil, 2)
  w1 = True
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil > 3000 Then
  ceraoil = (220 * Toil) - 14600
  If ceraoil < Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (220 * Toil) - 14600
    Loop Until ceraoil > Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil <= 3000 Then
  ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
  If ceraoil > Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
    Loop Until ceraoil < Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCondoil1.Value = True Then
  If DPoil > 5 Then
    List1.AddItem "Presencia de Sedimentos Solidos"
```



```
w3 = False
End If
difpre = Psuoil - Psoil
If difpre < 2 Then
    List1.AddItem "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones"
    w4 = False
End If
If Psuoil <= 1.8 Then
    List1.AddItem "Obturamiento por Solidos"
    w5 = False
End If
End If
If OptCondoil2.Value = True Then
    If APloil > 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20"
    End If
    If APloil <= 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCondoil1.Value = True Then
    If w1 = False And w2 = False And w3 = False And w4 = False And w5 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
asfaoil = Round((266630 * Toil ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & asfaoil & " [psi]"
    Label2.Caption = "Temperatura Maxima de Operacion Normal= " & Toila & " [F] "
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondCera.doc"
    If Poil > 3000 Then
        ceraoil = Round((220 * Toil) - 14600, 2)
        Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
    If Poil <= 3000 Then
        ceraoil = Round((-215.38 * Toil) + 20231, 2)
        Label1.Caption = "Presion Minima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
End If
```



```
End If
Label2.Caption = "Temperatura Minima de Operacion Normal= " & Toilc & " [F] "
CmdUtilerias.Enabled = True
Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondSol.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondInclu.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondObtura.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemayor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemenor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
```



```
Label3.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdMOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
SSTab1.Tab = 0
SSTab1.TabEnabled(1) = False
End Sub
```

### Programación utilerías

```
'===== Calentamiento Electrico =====
Dim PwhCE As Double, TwhCE As Double, PeCe As Double, NcCE As Double
Dim LtCE As Double, kCE As Double, TeCE As Double, tCE As Double, MpCE As Double
Dim EmCE As Double
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Dim TenRemo As Double, PRemo As Double, TRemo As Double, zRemo As Double
Dim ARemo As Double, DIRemo As Double, VgRemo As Double, QgRemo As Double
'===== Inyeccion de Inhibidores =====
Dim Qolny As Double, Qwlny As Double, Ltlny As Double, Vollny As Double
'===== Calculo de Bacheo =====
Dim Dlb As Double, Vlb As Double, Dgb As Double, Vgb As Double
Dim Qlb As Double, Qgb As Double, Tsb As Double, Dtb As Double, Mwb As Double
Dim Lsb As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, Vm As Double, Vbf As Double
Dim Hfb As Double, Hsb As Double, Lfb As Double, Vsb As Double
'===== Salinidad en Crudo =====
Dim Pact As Double, Saf As Double, Pal As Double, Sal As Double
Dim Par As Double, Sar As Double, Scnt As Double, Pacnt As Double, Sct As Double
'===== Inyeccion de Metanol =====
Dim Pol As Double, Tml As Double, Tol As Double, Dgl As Double
Dim W1l As Double, W2l As Double, Dwl As Double, Thl As Double
Dim Dtl As Double, Pml As Double, Rvl As Double, Mgl As Double
Dim Mll As Double, Gml As Double, Qml As Double
Private Sub Form_Load()
Combo1.AddItem "6 in 10"
Combo1.AddItem "8 in 12"
Combo1.AddItem "10 in 16"
Combo2.AddItem "Aerogel"
Combo2.AddItem "Microporous Silica"
Combo2.AddItem "Mineral Wool"
Combo3.AddItem "10 [mm]"
```



```
Combo3.AddItem "16 [mm]"
Combo3.AddItem "25 [mm]"
Combo4.AddItem " 800 [v]"
Combo4.AddItem "1000 [v]"
Combo4.AddItem "1500 [v]"
LblRemo(5).Visible = False
LblRemo(6).Visible = False
TxtRemo(5).Visible = False
TxtRemo(6).Visible = False
LblIny(1).Visible = False
TxtIny(1).Visible = False
TxtSal(6).Visible = False
TxtSal(7).Visible = False
End Sub
'===== Calentamiento Electrico =====
Private Sub CmdCaleCal_Click()
PwhCE = Val(TxtCE(1).Text)
TwhCE = (5 / 9) * (Val(TxtCE(2).Text) - 32)
PeCe = Val(TxtCE(3).Text)
NcCE = Val(TxtCE(4).Text)
Call MaximoPoder
Call Voltaje
'===== tuberia 6 in 10 =====
If Combo1.Text = "6 in 10" Then
  If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.89
    TeCE = 9
    EmCE = 13.8
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1911 * PeCe ^ 2) - (8.8808 * PeCe) + 160.3
  End If
  If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.09
    TeCE = 8
    EmCE = 17.1
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1994 * PeCe ^ 2) - (9.6618 * PeCe) + 178.83
  End If
  If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.52
    TeCE = 5
    EmCE = 23.6
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.2148 * PeCe ^ 2) - (10.985 * PeCe) + 210.56
  End If
End If
'===== tuberia 8 in 12 =====
If Combo1.Text = "8 in 12" Then
```



```
If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.95
    TeCE = 11
    EmCE = 19.1
    tCE = (-0.0005 * PeCe ^ 3) + (0.1047 * PeCe ^ 2) - (7.4073 * PeCe) + 195.89
End If
If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.14
    TeCE = 9
    EmCE = 23.4
    tCE = (-0.00001 * PeCe ^ 3) + (0.0138 * PeCe ^ 2) - (2.2441 * PeCe) + 110.15
End If
If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.55
    TeCE = 7
    EmCE = 31.3
    tCE = (-0.0007 * PeCe ^ 3) + (0.161 * PeCe ^ 2) - (11.943 * PeCe) + 313.05
End If
End If
'===== tuberia 10 in 16 =====
If Combo1.Text = "10 in 16" Then
    If Combo2.Text = "Aerogel" Then
        kCE = 0.6
        TeCE = 20
        EmCE = 14.9
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.049 * PeCe ^ 2) - (4.9114 * PeCe) + 184.18
    End If
    If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
        kCE = 0.75
        TeCE = 16
        EmCE = 18.8
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.05 * PeCe ^ 2) - (5.1194 * PeCe) + 194.46
    End If
    If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
        kCE = 1.08
        TeCE = 11
        EmCE = 26.6
        tCE = (-0.0001 * PeCe ^ 3) + (0.0422 * PeCe ^ 2) - (4.5973 * PeCe) + 188.22
    End If
End If
FlexResulCE.Cols = 2
FlexResulCE.Rows = 7
FlexResulCE.FixedRows = 1
FlexResulCE.FixedCols = 1
FlexResulCE.ColWidth(0) = 2300
```



```
FlexResulCE.TextMatrix(0, 0) = "Variables"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 0) = "      k [W/m^2K]= "
FlexResulCE.TextMatrix(2, 0) = "      T enfriamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(3, 0) = "Poder de Mant. @25 [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(4, 0) = "      T calentamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(5, 0) = "      Max. Poder Cable [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(6, 0) = "      L alcanzada [Km]= "
FlexResulCE.TextMatrix(0, 1) = "Resultados"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 1) = Round(kCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(2, 1) = Round(TeCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(3, 1) = Round(EmCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(4, 1) = Round(tCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(5, 1) = Round(MpCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(6, 1) = Round(LtCE, 2)
End Sub
Sub MaximoPoder()
If Combo3.Text = "10 [mm]" Then
    MpCE = (0.0303 * NcCE ^ 2) - (1.7658 * NcCE) + 63.803
End If
If Combo3.Text = "16 [mm]" Then
    MpCE = (0.0121 * NcCE ^ 2) - (0.0051 * NcCE) - 4.3182
End If
If Combo3.Text = "25 [mm]" Then
    MpCE = (0.0083 * NcCE ^ 2) - (0.2308 * NcCE) + 9.7727
End If
End Sub
Sub Voltaje()
If Combo4.Text = " 800 [v]" Then
    LtCE = (67.803 * PeCe ^ -0.4822)
End If
If Combo4.Text = "1000 [v]" Then
    LtCE = (92.476 * PeCe ^ -0.5096)
End If
If Combo4.Text = "1500 [v]" Then
    LtCE = (148.07 * PeCe ^ -0.5264)
End If
End Sub
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Private Sub OptPozGas_Click(Index As Integer)
For i = 1 To 6
    TxtRemo(i).Text = ""
Next i
FlexResulRemo.Clear
FlexResulRemo.Visible = False
If OptPozGas(1).Value = True Then
```



```
LblRemo(5).Visible = True
LblRemo(6).Visible = True
TxtRemo(5).Visible = True
TxtRemo(6).Visible = True
End If
If OptPozGas(2).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
If OptPozGas(3).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdRemoCal_Click()
    PRemo = Val(TxtRemo(1).Text)
    TRemo = (Val(TxtRemo(2).Text) + 460)
    zRemo = Val(TxtRemo(3).Text)
    ARemo = Val(TxtRemo(4).Text)
    TenRemo = Val(TxtRemo(5).Text)
    DIRemo = Val(TxtRemo(6).Text)
    FlexResulRemo.Visible = True
    If OptPozGas(1).Value = True Then
        VgRemo = (((20.4 * (TenRemo ^ 0.25)) * (DIRemo - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25)) /
        ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(2).Value = True Then
        VgRemo = (5.262 * (67 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(3).Value = True Then
        VgRemo = (3.998 * (45 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    QgRemo = (3.06 * PRemo * VgRemo * ARemo) / (TRemo * zRemo)
    FlexResulRemo.Cols = 2
    FlexResulRemo.Rows = 3
    FlexResulRemo.FixedRows = 1
    FlexResulRemo.FixedCols = 1
    FlexResulRemo.ColWidth(0) = 1500
    FlexResulRemo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
    FlexResulRemo.TextMatrix(1, 0) = " Vg min [ft/s] = "
    FlexResulRemo.TextMatrix(2, 0) = " Q min [MMPCD] = "
```



```
FlexResulRemo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexResulRemo.TextMatrix(1, 1) = Round(VgRemo, 2)  
FlexResulRemo.TextMatrix(2, 1) = Round(QgRemo, 2)  
End Sub  
'===== Inyeccion de Inhibidores =====  
Private Sub OptlNy_Click(Index As Integer)  
FlexResullNy.Visible = False  
FlexResullNy.Clear  
LbllNy(1).Visible = True  
TxlNy(1).Visible = True  
LbllNy(1).Caption = ""  
TxlNy(1).Text = ""  
If OptlNy(1).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TxlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(2).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qw [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
    TxlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
End If  
If OptlNy(3).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TxlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(4).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Ltub [Km] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
    TxlNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
End If  
If OptlNy(5).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TxlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
End Sub  
Private Sub CmdlNyCal_Click()  
FlexResullNy.Visible = True  
FlexResullNy.Cols = 2  
FlexResullNy.Rows = 2  
FlexResullNy.FixedRows = 1  
FlexResullNy.FixedCols = 1  
FlexResullNy.ColWidth(0) = 1500
```



```
FlexResullny.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexResullny.TextMatrix(1, 0) = "Vol lny [lt/dia] = "  
FlexResullny.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
If Optlny(1).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(2).Value = True Then  
    Qwlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (13.5 * Qwlny) / 1000  
End If  
If Optlny(3).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(4).Value = True Then  
    Ltlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (150 * Ltlny) / 130  
End If  
If Optlny(5).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
FlexResullny.TextMatrix(1, 1) = Round(Vollny, 2)  
End Sub  
Private Sub CmdBacheoC_Click()  
'===== Calculo de Bacheo =====  
Qlb = Val(TxtBacheo(4).Text) * (5.6145 / 86400)  
Qgb = Val(TxtBacheo(5).Text) * (1000000 / 86400)  
Dtb = (Val(TxtBacheo(7).Text)) / 12  
Lsb = Exp(-25.41 + (28.5 * 1.095))  
Vsl = Qlb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vsg = Qgb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vm = Vsl + Vsg  
Vbf = 1.2 * Vm  
Hsb = 1 / (1 + (Vm / 28.4) ^ 1.39)  
Hfb = Hsb / 6  
Lfb = Lsb * ((Vsl - (Hsb * Vm)) / (-Hsb * Vm))  
Vsb = ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4) * Lsb  
FlexBacheo.Cols = 2  
FlexBacheo.Rows = 5  
FlexBacheo.FixedRows = 1  
FlexBacheo.FixedCols = 1  
FlexBacheo.ColWidth(0) = 1500  
FlexBacheo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
```



```
FlexBacheo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 0) = "Long Tapon [ft]"  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 0) = "Vel Mezcla [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 0) = "Vel Frente Bj [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 0) = "Vol Tapon [ft^3]"  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 1) = Round(Lsb, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 1) = Round(Vm, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 1) = Round(Vbf, 2)  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 1) = Round(Vsb, 2)  
End Sub  
  
'===== Salinidad en Crudo =====  
Private Sub CmdSalCal_Click()  
Pact = Val(TxtSal(0).Text)  
Saf = Val(TxtSal(1).Text)  
Pal = Val(TxtSal(2).Text)  
Sal = Val(TxtSal(3).Text)  
Par = Val(TxtSal(4).Text)  
Sar = Val(TxtSal(5).Text)  
Scnt = Val(TxtSal(6).Text)  
Pacnt = Val(TxtSal(7).Text)  
If ((Pal And Sal) > 0) Or ((Par And Sar) > 0) Then  
    If OptSal1.Value = True Then  
        Sct = (Pact * (Scnt + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pal + Par)  
    End If  
    If OptSal2.Value = True Then  
        Sct = (Pact * ((Pacnt * (Saf / 100)) + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pacnt +  
Pal + Par)  
    End If  
End If  
If ((Pal And Sal) = 0) And ((Par And Sar) = 0) Then  
    MsgBox ("Los Datos de Agua de Lavado y el Agua de Recirculacion al menos uno debe  
ser diferente de cero")  
    FlexSal.Clear  
    FlexSal.Visible = False  
    GoTo 10  
End If  
FlexSal.Visible = True  
FlexSal.Clear  
FlexSal.Cols = 2  
FlexSal.Rows = 2  
FlexSal.FixedRows = 1  
FlexSal.FixedCols = 1  
FlexSal.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexSal.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexSal.TextMatrix(1, 0) = "Sal CT [ppm]"
```



```
FlexSal.TextMatrix(1, 1) = Round(Sct, 3)
10 End Sub
Private Sub OptSal1_Click()
If OptSal1.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = True
    TxtSal(7).Visible = False
    TxtSal(7).Text = ""
End If
End Sub
Private Sub OptSal2_Click()
If OptSal2.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = False
    TxtSal(7).Visible = True
    TxtSal(6).Text = ""
End If
End Sub
'===== Inyeccion de Metanol =====
Private Sub CmdlIny_Click()
Pol = Val(TxtlInyM(0).Text)
Tml = Val(TxtlInyM(1).Text)
Tol = Val(TxtlInyM(2).Text)
Dgl = Val(TxtlInyM(3).Text)
If (Tml >= Tol) Then
    MsgBox ("La Temperatura Minima debe ser menor a la de la Operacion")
    TxtlInyM(1).Text = ""
    TxtlInyM(2).Text = ""
    TxtlInyM(1).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Dgl < 0.6) Then
    MsgBox ("Revisar Densidad del gas... Es muy Baja")
    TxtlInyM(3).Text = ""
    TxtlInyM(3).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Pol > 0) And (Pol < 50) Then
    W1l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tol)
    W2l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tml)
End If
If (Pol >= 50) And (Pol < 100) Then
    W1l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tol)
    W2l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tml)
End If
If (Pol >= 100) And (Pol < 200) Then
    W1l = 14.089 * Exp(0.0356 * Tol)
```



```
W2I = 14.089 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 200) And (Pol < 300) Then
  W1I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tol)
  W2I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tml)
End If
If (Pol >= 300) And (Pol < 500) Then
  W1I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tol)
  W2I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 500) And (Pol < 1000) Then
  W1I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tol)
  W2I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tml)
End If
If (Pol >= 1000) And (Pol < 1500) Then
  W1I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tol)
  W2I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tml)
End If
If (Pol >= 1500) And (Pol < 2000) Then
  W1I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tol)
  W2I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tml)
End If
If (Pol >= 2000) Then
  W1I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tol)
  W2I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tml)
End If
Dwl = W1I - W2I
If (Dgl >= 0.6) And (Dgl < 0.7) Then
  ThI = (Log(Pol / 11.433)) / 0.076
End If
If (Dgl >= 0.7) And (Dgl < 0.8) Then
  ThI = (Log(Pol / 6.8045)) / 0.0791
End If
If (Dgl >= 0.8) And (Dgl < 0.9) Then
  ThI = (Log(Pol / 4.1385)) / 0.0842
End If
If (Dgl >= 0.9) And (Dgl < 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 3.579)) / 0.0841
End If
If (Dgl >= 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 2.5196)) / 0.088
End If
Dtl = ThI - Tml
Pml = (-0.0118 * Dtl ^ 2) + (1.3306 * Dtl) + (0.0018)
If (Tml >= 0) And (Tml < 40) Then
```



```
Rvl = 96.572 * (Pol ^ (-0.722))
End If
If (Tml >= 40) And (Tml < 45) Then
  Rvl = 104.71 * (Pol ^ (-0.6861))
End If
If (Tml >= 45) And (Tml < 50) Then
  Rvl = 132.69 * (Pol ^ (-0.6975))
End If
If (Tml >= 50) And (Tml < 55) Then
  Rvl = 77.805 * (Pol ^ (-0.6015))
End If
If (Tml >= 55) And (Tml < 60) Then
  Rvl = 182.52 * (Pol ^ (-0.6926))
End If
If (Tml >= 60) And (Tml < 65) Then
  Rvl = 223 * (Pol ^ (-0.6977))
End If
If (Tml >= 65) And (Tml < 70) Then
  Rvl = 215.58 * (Pol ^ (-0.6681))
End If
If (Tml >= 70) Then
  Rvl = 308.33 * (Pol ^ (-0.6949))
End If
Mgl = Pml * Rvl
Mll = (Dwl * Pml) / (100 - Pml)
Gml = Mgl + Mll
Qml = Gml / 6.56
FlexInyM.Clear
FlexInyM.Cols = 2
FlexInyM.Rows = 2
FlexInyM.ColWidth(0) = 2000
FlexInyM.FixedRows = 1
FlexInyM.FixedCols = 1
FlexInyM.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
FlexInyM.TextMatrix(0, 1) = " Resultado "
FlexInyM.TextMatrix(1, 0) = "Vol Metanol [gal/MMPC]"
FlexInyM.TextMatrix(1, 1) = Round(Qml, 2)
20 End Sub
Private Sub CmdMBacheo_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMCale_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMInyl_Click()
```



```
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMInyM_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMRem_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMSal_Click()
Unload Me
End Sub
```



## **CAPITULO 4. FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACION ECONOMICA DE HIDROCARBUROS Y EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PRODUCCION SUBMARINA EN AGUAS PROFUNDAS**

El problema de sólidos en el proceso es consecuencia de muchos factores, tanto físico, químico y operacional, por lo que su estudio es vital para el óptimo desarrollo de un campo petrolero, además de estos que pueden ser causa o consecuencia se tienen otros fenómenos que pueden afectar el proceso. Los fenómenos que se manejan en aseguramiento de flujo en campos de aguas profundas son:

1. Precipitación de arenas.
2. Ceras y parafinas
3. Hidratos.
4. Asfaltenos.
5. Emulsiones
6. Espumas.
7. Incrustaciones.
8. Flujo inestable (bacheo).

En el caso de aguas profundas no es la excepción, PEMEX considera aguas profundas a partir de tirantes de agua de 500 m. los problemas más frecuentes que se tienen en los campos mexicanos a nivel general para aseguramiento de flujo son:

Yacimientos:

- Asfaltenos
- Sedimentos finos
- Daño a la formación



Pozos:

- Asfaltenos
- Parafinas
- Obstrucciones minerales
- Aportación de arena

Instalaciones:

- Bacheo
- Asfaltenos
- Parafinas
- Incrustaciones minerales

El aseguramiento de flujo es manejado de manera aislada, solo las compañías operadoras han intentado integrar todos los rubros pero de manera particular no como compañía prestadora de servicios.

Otro concepto que se maneja de aseguramiento de flujo es de llevar fluidos de yacimiento a superficie de manera económica efectiva. Para lograr tal fin se debe de tener en cuenta lo siguiente aspectos:

1. Propiedades de los fluidos
2. Régimen de flujo y tasa de producción
3. Formación de sólidos
4. Remediar obstrucción
5. Control de depositación
6. Químicos compatibles entre sí
7. Estrategias para cierre y puesta en marcha de operaciones.



Un ejemplo claro de aseguramiento de flujo en aguas profundas es el campo Nakika, en el Golfo de México, donde además se observó:

- Flujo transitorio
- Incremento de velocidad
- Puesta en marcha
- Requisitos para cierre
- Temperatura sus efectos
- Efectos de la presión
- Inhibición química
- Aislamiento

#### IV.1 PRECIPITACION DE ARENAS

La producción de arena en un pozo ocurre cuando las fuerzas de drene aplicada a la formación, dan como consecuencia que el fluido de la formación exceda las fuerzas naturales de conformación de la misma. Es importante diferenciar entre la producción de sólidos y la producción de partículas finas (finos), que no son usualmente considerados una parte de la estructura mecánica de la formación. Algunos finos son probablemente siempre producidos con fluidos del pozo los cuales de hecho son beneficiosos para conservar o incrementar la permeabilidad de la formación. La producción de arena puede causar una variedad de problemas, incluyendo:

- Tapón de los conductos de los disparos.
- Tapón en la tubería de producción en el fondo del pozo.
- Taponamiento de líneas de flujo.
- Incremento de pérdidas de presión por fricción por reducir áreas de flujo con bloqueo parcial en tuberías.
- Equipo erosionado, especialmente válvulas, estranguladores y tuberías (Tees y codos).



- Corrosión en tuberías y líneas de flujo.
- Malfuncionamiento de equipo como válvulas, con depositación de arena en partes críticas.
- Acumulación en vasijas superficiales, dando pérdidas de producción durante su limpieza.

La producción de arena así como la cantidad de arena producida de un pozo es dependiente de muchos factores como:

- Gasto de producción. El mayor gasto de producción del pozo, la mayor presión de drenaje y las grandes fuerzas inducidas en la formación.
- Propiedades de los fluidos. Alta viscosidad del fluido, las fuerzas aplicadas en el yacimiento.
- Propiedades de la roca. La producción es más común en yacimientos del Terciario, rocas de yacimientos viejos tienden a ser mejor consolidadas, por lo que la producción de arena no es un problema severo. La permeabilidad de la formación influye en la tendencia de producción de arena.
- Diseño de la terminación. Inclinación del pozo, técnicas de perforación y zonas de aislamiento pueden afectar la tendencia de producción de arena.
- Tiempo. Cambios en propiedades del yacimiento con el tiempo pueden influenciar la arena producida. En muchos casos la producción de arena incrementa substancialmente cuando el pozo comienza a producir agua o gas junto con los hidrocarburos líquidos.

Los modelos de predicción de arena están basados en simulaciones geomecánicas del yacimiento. Estos modelos usan datos de yacimientos y producción y datos medidos de núcleos para cualquier formación productora, para estimar cuáles formaciones pueden fallar y cuánta arena podrá ser producida bajo condiciones dadas. La estrategia adecuada de terminación para cualquier pozo debe ser basada en estudios y las posibles consecuencias de producción de arena, dando una herramienta para la toma de decisión de instalar un equipo de control de arena y administrar el problema hacia otro camino.



#### IV.1.1 Control de arena

Envuelve el uso de métodos especializados y equipo de fondo para prevenir arena producida en el fondo del pozo. Estos métodos incluyen:

- Consolidación química.
- Ventanas, risers rasurados, filtros.
- Gravel pack el agujero descubierto.
- Fracturamiento, incluyendo el uso de resinas y apuntalantes.

Estos métodos envuelven un número de consideraciones para hacer una selección final e incluye:

1. Costos y facilidad de instalación.
2. Aplicación en pozos verticales, horizontales y desviados.
3. Restricciones en zonas aisladas.
4. Longevidad del método, equipo y costos de mano de obra.
5. Limitaciones de drene y gasto así como impacto al índice de productividad.

Administración de arena. Una alternativa para el control de arena, es la administración de la misma, el cual envuelve el uso de mediciones para minimizar, monitorear y administrar la producción de arena con ciertos límites. Algunas técnicas incluyen:

- Uso de pozos horizontales, intervalos largos perforados, altas densidades de disparo y/o grandes diámetros de disparo.
- Perforación orientada para maximizar la estabilidad en casos donde hay tensión direccional grande.
- Uso de fluidos de perforación limpios y perforación bajo balanceada.

Como parte de una estrategia de administración de arena los gastos de producción deberán ser limitados bajo límites de velocidad de erosión específicos, paradójicamente, bajas velocidades no siempre producen menos erosión. Equipo submarino deberá ser diseñado para minimizar el impacto de la erosión, como el uso de material duro como carbono de tungsteno en estranguladores, incrementar espesor de pared de líneas, etc.



Detectores de arena submarinos. Pueden ser divididos en 2 categorías:

1. No intrusivos. Collares acústicos pueden ser instalados en la línea de descarga de los pozos el cual detecta el ruido del impacto de los granos de arena en el interior de tubería. Los sensores acústicos son muy sensibles a ruido externo y pueden ser influenciados por otros fenómenos como el régimen de flujo, gastos, RGA, relación agua-aceite, etc. Un medidor ultrasónico puede ser usado para medir espesor de tubería y detectar pérdidas por erosión, obviamente la localización de estos se tendrán en puntos más susceptibles de erosión crítica.
2. Intrusivos. Una resistencia eléctrica puede ser instalada en la línea submarina a la cual mide la erosión acumulada como un incremento en resistencia en una sección conocida. Estos son susceptibles a cambios de temperatura de los fluidos producidos, su instalación corriente abajo del estrangulador es común.

Remoción de arena. Esto generalmente envuelve:

- Limpieza de fondo con tubería flexible e intervención a vasijas.
- Corrida de diablos de limpieza a líneas.
- Remoción de arena con equipo como desarenadores ciclónicos.

#### IV.2 CERAS Y PARAFINAS

Son típicamente definidas como parafinas de alto peso molecular las cuales se vuelven insolubles en el crudo debido a la pérdida de componentes ligeros y/o un decremento en la temperatura del crudo. Consisten de parafinas cíclicas con números de carbón típicos entre C15 y C70+, el punto de fusión de las ceras incrementa con el incremento del número de carbón y su solubilidad es dominada por el radio de temperatura que presión, el agua tiene poco efecto sobre estas. Las ceras pueden causar 3 tipos de problemas si se presenta en sistemas de producción:

- Depositación en las superficies internas, resultando en un incremento de caídas de presión en el área afectada, restringiendo el flujo y dando un posible bloqueo.
- Incrementa la viscosidad del fluido, requiriendo un incremento de poder y presión para mover el crudo.



- El potencial para el crudo en gel en una larga línea de flujo en un evento de paro extendido requiere de mayor poder/presión para que el crudo se mueva.

El contenido de cera de un crudo es un indicador del potencial de precipitación de esta. Otros factores como la presencia de asfaltenos, puede afectar la precipitación de ceras. La temperatura de aparición de ceras (WAT) es la temperatura a la cual los primeros cristales de cera formados en el crudo que se enfría, mientras que el punto pobre es la temperatura bajo la cual el crudo no fluiría. La depositación de ceras puede ocurrir en superficies metálicas frías cuando el volumen de temperatura del crudo es sobre el WAT. Cuando la cera es inicialmente depositada en la pared de la tubería, es frecuentemente suave y puede ser acumulado en la pared de la tubería y acarreado a lo largo del fluido en movimiento sin causar problemas significativos. Con el tiempo, estos componentes pesados continúan formando torres difusas en las paredes de la tubería, la cera se acumula y consecuentemente se tendrán que usar técnicas más robustas de remoción. Las correctas mediciones del WAT combinadas con perfiles de producción y modelado termal del sistema, puede ser usado para predecir cuando y donde podrán ocurrir los problemas, desafortunadamente el WAT es difícil de medir en la practica, bajo condiciones de laboratorio, ya que es muy dependiente de la calidad de la muestra así como del método usado.

Para obtener la mejor estimación del WAT se requiere:

- La muestra deberá ser tan representativa como sea posible de la actual producción de fluidos.
- Las muestras necesitan ser tomadas cuidadosamente para no perder componentes durante la transferencia, etc.
- Tener por lo menos 2 métodos disponibles a usar para medir el WAT.

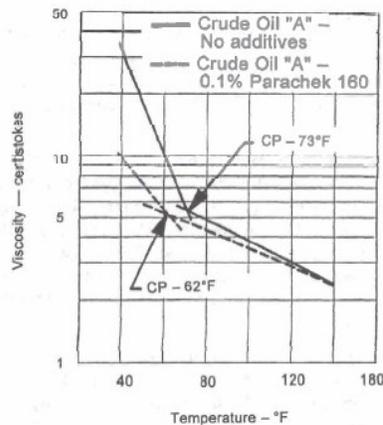


FIG. IV.1 DETERMINACION PUNTO NUBE EN CERAS.

La composición del crudo puede ser caracterizado y los modelos de depositación de ceras pueden ser usados para predecir el comportamiento de la fase de cera y la envolvente de depositación.

Técnicas de remediación y prevención.

Control mecánico. Diablos de limpieza, herramientas de línea y TF pueden ser usadas con una variedad de caminos para prevenir la formación de ceras y/o remover depósitos existentes de cera en tuberías y líneas de flujo.

Control termal. Técnicas termales pasivas como fluido empacado en gel, aislante en vacío en tuberías y aislante en líneas de flujo pueden ser usadas para prevenir la formación de ceras, mientras técnicas de calor activo como circulación de fluidos calientes en líneas de flujo o calor directo por medio eléctrico puede ser usado para prevención o remoción de ceras. Otra técnica disponible envuelve la generación insitu de calor usando 2 componentes los cuales reaccionan exotérmicamente juntos para generar calor y deshacer las ceras.

Desplazamiento del fluido. En paros planeados, puede ser posible desplazar el fluido de las líneas de flujo antes de enfriarse por abajo del WAT.

Inyección química.

- Modificadores de cristales. Pueden usarse para prevenir depositación de cera pero solo son efectivos cuando se inyecta continuamente en el sistema a un punto donde la temperatura es sobre el WAT.



- Surfactantes (o dispersantes). Pueden usarse para prevenir depositación de ceras o remover depósitos existentes.
- Solventes. Pueden usarse para disolver depósitos de cera, los mas comunes son diesel, gileno y disulfuro de carbón. Este es usualmente usado en bache de tratamiento pero se requiere de un tiempo de reposo lo que provocaria una interrupción en la producción. En algunos casos para pozos con BN, la inyeccion continua puede ser usada adicionando el producto químico al BN.

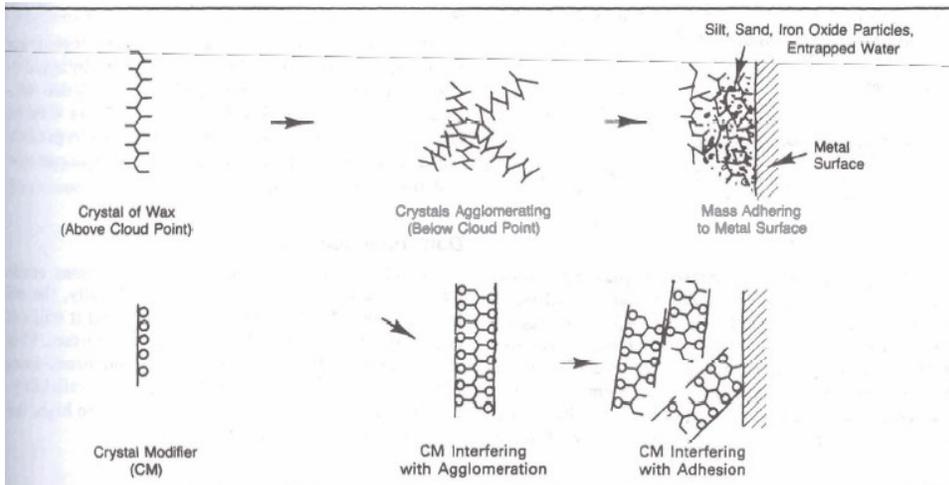


FIG. IV.2 EFECTOS DE LOS CRISTALES FORMADOS EN LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

Los factores que pueden cambiar el potencial de formación de ceras deben tomarse en consideración cuando se desarrolla un plan de aseguramiento de flujo, los cuales incluye:

1. Cambios en condiciones de yacimiento con el tiempo que pueden tener un impacto en el potencial para depositación de ceras en algunas partes del sistema.
2. Tratamientos de pozos y programas de inyección deberán ser diseñados para encontrar las causas y cambios que dan la depositación de ceras. Consideraciones específicas incluyen la selección de productos químicos para inyección en la corriente, corrosión e inhibidores de emulsión.
3. Incremento de corte de agua puede afectar un programa de inyección continua de químicos de tratamiento de ceras.
4. El BN generalmente reduce temperaturas de flujo y puede dar depositacion de ceras.



5. Las ceras pueden interactuar con los asfaltenos y precipitarse juntos bajo ciertas condiciones. Algún tratamiento de ceras programado necesita tomar en cuenta el potencial de interacción entre ceras y asfaltenos.

Las características de los depósitos de cera son:

- Formados de aceite.
- Se generan con el tiempo.
- Se induce bacheo al efectuar la limpieza con los diablos.
- El radio de depositación depende del tiempo y la distancia.
- Durante la operación se generan.
- Los perfiles de presión y temperatura deben analizarse para evitar la formación.

### IV.3 HIDRATOS

Son cristales que se producen cuando el agua forma estructuras alrededor de las moléculas de gas como metano, etano, propano, isobutano,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , dada su presencia, los hidratos pueden formarse bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Principalmente este problema se ve involucrado el agua de formación libre y el gas de proceso (principalmente metano). El manejo de gas resulta muy difícil en sistemas de proceso en aguas profundas, y se agudiza con las condiciones de presión y la presencia de agua, la formación de hidratos no es limitada a sistemas de gas, estos pueden formarse en sistemas multifasicos donde gran cantidad de gas esta presente, incluyendo en los sistemas de aceite negro. Los hidratos pueden verse en sustancias de color café en sistemas de aceite y blanco en sistemas de gas, con densidades similares al hielo.

#### IV.3.1 Generalidades.

El vapor de agua es la impureza más común e indeseable encontrada en el gas natural, usualmente en el rango de 400-500 lb. de vapor de agua por cada millón de pies cúbicos de gas. La primera razón para remover el agua del gas es el problema de la formación de hidratos. El agua en estado líquido con gas natural puede formar sólidos, hielo de hidrato



que pueden taponar las líneas de flujo y ocasionar severos problemas operativos. Otras razones para remover el agua son:

1. El agua promueve la corrosión, particularmente en la presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
2. Flujo bache puede resultar si el agua se condensa en las líneas de flujo.
3. El vapor de agua reduce el poder calorífico del gas.

Por las razones anteriores, las especificaciones para el gas natural restringe el contenido de agua a un valor no mayor que 6-8 lbm/MMPCS.

En el orden de diseño de un sistema de deshidratación, un estimado real del agua contenida en el gas natural es esencial. El contenido de agua en el gas depende:

1. Presión. El contenido de agua incrementa o baja la presión.
2. Temperatura. El contenido de agua aumenta con el incremento de temperatura.
3. Sal contenida en el agua libre en equilibrio con el gas natural en el yacimiento.  
Contenido de agua baja con el incremento de sales contenidas en el agua asociada del yacimiento.
4. Composición del gas. Alta densidad del gas usualmente tiene pérdidas de agua.

Los términos de punto de rocío y punto de rocío depresión son usados en terminología para deshidratación. El punto de rocío indirectamente indica el contenido de agua en el gas natural, y es definido como la temperatura a la cual el gas es saturado con vapor de agua a una presión dada. La diferencia entre la temperatura del punto de rocío de una corriente de gas antes y después de la deshidratación es la llamada depresión del punto de rocío, por ejemplo considere un gas saturado con agua a 500 psia y 100 F, si la temperatura de rocío es de 100 F, y esta agua contenida es aproximadamente 100 lbm/mmscf de gas. El gas es transportado en una línea a 60°F, bajo condiciones de 500 psia y 60°F, el vapor de agua contenido en el gas será de sólo 30 lbm/mmscf. De este modo, 70 lbs. de agua por millón de pie cúbico de gas existe como agua libre en la tubería. Si el punto de rocío de la entrada de gas es reducida a una temperatura de 60°F, no existirá agua libre en la tubería a las condiciones de flujo. En otras palabras, la



deshidratación debe dar un punto de rocío depresionado de  $100-60=40^{\circ}\text{F}$ . En la práctica, una depresión en el punto de rocío de temperatura de  $40^{\circ}\text{F}$  es suficiente, una baja en el punto de rocío de  $50^{\circ}\text{F}$  es deseable por seguridad de la operación.

Los hidratos del gas natural son componentes cristalinos sólidos como hielo pero con más baja densidad que este. Se encuentran incluidos en una clase general de componentes conocidos como cloratos, el cual tiene una estructura donde las moléculas atrapadas forman uniones químicas. Los hidratos del gas natural son formados cuando los componentes del gas, normalmente metano, etano, propano, isobutano,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$  se integran al agua libre, provocando que el agua se solidifique a temperaturas considerablemente altas que el punto de congelación del agua. Moléculas entran al agua y ocupan los espacios para estabilizar el cristal. La formación de hidratos esta gobernada por las dimensiones de la molécula huésped, y esta es soluble en agua. La dimensión es un parámetro importante, la molécula deberá ser pequeña, como el metano, y por esa razón es más fácilmente atrapada. La solubilidad afecta el radio de formación porque este gobierna la disponibilidad de la molécula matriz para el agua. Se tienen 2 tipos de hidratos de gas, las moléculas pequeñas ( metano, etano y  $\text{H}_2\text{S}$ ) forman un cuerpo central cúbico, llamada estructura I. La estructura II es un diamante, formado por moléculas largas (propano e isobutano). El número de moléculas de agua asociadas con cualquier molécula de un componente gaseoso incluido en los hidratos es conocido como número de hidrato. El límite del número de hidrato es una cantidad teórica determinada usando la dimensión de las moléculas de gas y la dimensión de los vacíos en el agua, sirve como un parámetro de uso, en el cual las estructuras de hidratos son estables. Para la estructura I, el límite del número de hidrato es 5.75 para componentes gaseosos pequeños, y 7.667 para gases intermedios. Para las moléculas largas asociadas con la estructura II, el límite del número de hidrato es 17 (GPSH,1981).

El gas natural y aceite crudo normalmente residen en yacimientos en contacto con agua connota, el agua puede combinarse con moléculas de bajo peso molecular del gas natural



para formar hidratos sólidos, si la temperatura esta sobre el punto de congelación del agua. Este hidrato sólido causa dificultades en la operación en la industria de aceite y gas.

#### IV.4 AGUA CONTENIDA EN EL GAS NATURAL

Cuando el gas natural deja el yacimiento y fluye por el pozo, el cual tiene menor temperatura que en el yacimiento, el gas saturado con agua podrá tender a producir un condensado líquido de agua. La caída de presión afecta el contenido de agua, pero este efecto durante el flujo en el pozo es más pequeño que el de temperatura. La figura IV.3 muestra una carta dando el contenido de agua en el gas natural en libras de agua por millón de pies cúbicos de gas a temperatura y presión de equilibrio para agua pura. Cuando se disuelven sólidos (sales) en el agua, esto baja la presión de vapor del agua en proporción a la concentración de las sales. Esto es necesario conocerlo para descontar el contenido de agua en un gas por el efecto de los sólidos disueltos. Cuando sólo la densidad de la salmuera es conocida, esto puede usarse para aproximar la concentración, por ejemplo la densidad de la salmuera de 1.11 g/ml deberá tener aproximadamente 110,000 ppm de sólidos disueltos. Como ya se mencionó, los hidratos de gas son sólidos semejantes a hielo en apariencia formados bajo presión a temperaturas de 85°F (29.4°C). La reacción es entre el agua líquida y gas. En el campo, los hidratos se forman de una expansión acompañada por el enfriamiento Joule-Thompson, en una restricción (estranguladores, válvulas reguladoras, etc.).

Los hidratos normalmente se forman cuando la corriente de gas es enfriada bajo la temperatura de formación de hidratos. A altas presiones esos sólidos pueden formarse a temperatura sobre 32°F. La formación de hidratos siempre es indeseable porque los cristales pueden causar tapones en líneas de flujo, estranguladores, válvulas e instrumentación, reduce capacidades de línea o causa daños físicos. Esto es especialmente verdad pues en los accesorios antes mencionados se dan grandes caídas



de presión y orificios pequeños. La caída de presión causa que la temperatura decaiga, y los orificios pequeños son susceptibles a taponarse por formación de hidratos.

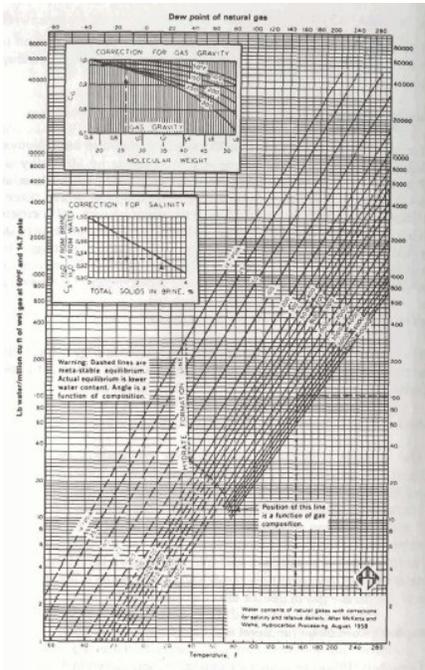


FIG. IV.3 CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.

Las 2 mayores condiciones que promueven la formación de hidratos son:

1. Las condiciones apropiadas de presión y temperatura.
2. El gas existe por abajo del punto de rocío del agua con presencia de agua libre.

Si la presión aumenta, la temperatura de formación de hidratos también incrementa. Si no se tiene agua libre, no habrá formación de hidratos, condiciones secundarias como velocidades del gas, agitación de algún tipo, y la formación de una nucleación puede ayudar a la formación del hidrato.

Antes de elegir un método de prevención o deshidratación, el sistema de operación debe ser optimizado para minimizar dicho tratamiento, algunos factores a considerar son:

1. Reducir las caídas de presión minimizando restricciones.



2. Tener las condiciones de caídas de presión requeridas a las condiciones con mayor temperatura posibles.
3. Revisar económicamente el aislamiento de tuberías en áreas frías.

#### IV.4.1 Comportamiento de los hidratos.

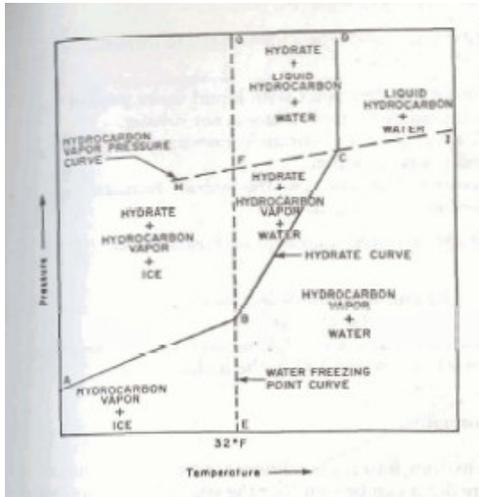


FIG. V.4 DIAGRAMA DE EQUILIBRIO EN SISTEMA GAS-AGUA-HIDRATO.

La figura V.4 muestra el diagrama de equilibrio de fase para un sistema gas-agua-hidrato. La línea ABCD representa la curva de hidrato, HFCI es la presión de vapor para gas hidrocarburo, y EBCG representa la curva de equilibrio sólido-líquido para el agua. El gas hidrocarburo es asumido un componente simple para simplificar la representación de equilibrio. Esas líneas delimitan diferentes regiones en equilibrio de fases como sigue:

1. Hidratos que existen en la región de P-T sobre la curva de hidratos ABCD debajo de la curva, no se puede formar hidratos.
2. Sobre la curva de presión de vapor HECI los hidrocarburos existen en estado líquido.
3. A la izquierda de la línea EBCG el agua existe en forma de hielo sólido, a la derecha de la línea EBCG el agua esta en estado líquido.



#### IV.4.2 Condiciones promotoras de formación de hidratos.

Para que un gas forme hidratos, debe satisfacer 2 criterios: Debe de tipo de enlace covalente, con moléculas pequeñas y la segunda que el gas cuando esta en estado liquido, debe ser inmisible en agua. El hidrato de gas que esta formado debe ser estable si el hidrato es agua resistente y las fuerzas de Vander Waals no afectan entre las moléculas. Si se tienen esas condiciones, la formación de hidratos estables es posible bajo ciertas condiciones gobernadas por el comportamiento de la fase de hidrato en equilibrio. Las condiciones primarias necesarias para que un gas natural forme hidratos estables pueden ser sumados como sigue:

- Gas natural en o bajo el punto de rocío con agua liquida no presenta formación de hidratos si no existe presencia de agua libre.
- Bajas temperaturas debajo de la temperatura de formación de hidratos para una presión dada y composición del gas.
- Presiones de operación altas, que pueden generar la formación de hidratos a temperatura de operación.

Factores secundarios que aceleran la formación de hidratos son:

- Altas velocidades, agitación o pulsaciones de presión.
- Presencia de un pequeño cristal de hidrato.
- Presencia de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> porque con esos gases son mas solubles en agua que los hidrocarburos.



#### IV.4.3 Prevención de formación de hidratos.

Control mecánico. Diablos de limpieza pueden ser usados para remover cristales de las paredes de las líneas de flujo, también como barrer el agua acumulada en puntos bajos en el sistema de flujo.

Control termal. Sistemas activos y pasivos con adición de calor puede ser usado para prevenir la formación de hidratos. El control pasivo termal envuelve el uso de aislante a tuberías y líneas de flujo para retener suficiente calor en el mismo y así quedar fuera de la curva de hidratos bajo condiciones de flujo permanente. Los métodos de retención de calor provee un cierto tiempo de enfriamiento durante el cual una acción puede ser tomada para reiniciar el sistema, despresurizar o calentar los fluidos formadores de hidratos antes que se enfríen y comiencen a formar hidratos. El tiempo de enfriamiento del sistema depende de las características del aislante así como de la masa termal del sistema. Las técnicas de control termal envuelven calor eléctrico (conductor o inductor) de la línea de flujo o circulación de fluidos calientes por líneas adyacentes.

La solución permanente para problemas de hidratos es la deshidratación del gas para disminuir el punto de rocío. Los métodos comúnmente utilizados incluye deshidratación por absorción usando un líquido secante y deshidratación por absorción usando un secante sólido. 2 técnicas son aplicables:

- Calentamiento en la corriente de gas y mantenimiento de línea de flujo y equipo a temperaturas sobre el punto de formación de hidratos.
- En casos donde el agua líquida está presente y las líneas de flujo y equipo no puede ser mantenido sobre la temperatura de hidratos. Inhibición de formación de hidratos por inyección de aditivos que baje la temperatura de hidratos y prevenir corrosión y formación de hidratos en el sistema.



#### IV.5 INYECCION QUIMICA.

Los aditivos más comunes son metanol, etileno glicol (EG) y Dietilenoglicol (DEG). El metanol es el más usado porque se dispersa bien en la corriente de gas, pero puede causar contaminación y problemas en plantas de proceso. La inyección de metanol es muy usado en los casos donde los bajos volúmenes de gas impiden el proceso de deshidratación. Esto es preferible en casos donde los problemas de hidratos no son relativamente frecuentes, la inyección de inhibidor es solo una fase temporal en el programa de desarrollo de un campo, o la inhibición esta en conjunto con un sistema de deshidratación primaria.

EG y DEG son usados primeramente a bajas temperaturas de proceso en plantas para extracción de líquidos del gas natural. La fase de agua de los procesos contiene el EG o DEG el cual puede ser recuperado y regenerado.

##### IV.5.1 Técnicas de inyección.

- Inyección por gravedad- Consiste de un tanque y una válvula manifold capaz de mantener presiones iguales entre el producto químico y regulador a la entrada de flujo de la corriente de gas.
- Inyección con bomba- Es usualmente de desplazamiento positivo, el cual bombea una cantidad constante de producto químico en la corriente de gas.

Una importante consideración es observar el potencial de precipitación de sales del agua de formación, cuando se usan grandes cantidades de inhibidor. El potencial para que este problema ocurra debe ser evaluado y el metanol/glicol solo deberá ser inyectado a un gasto que mantenga la disolución de concentración de sal bajo el límite de solubilidad. Una de las ventajas de la continua inhibición con productos



termodinámicos es que si se tiene el suficiente inhibidor, la línea de flujo siempre estará protegida, en paros y arranques no habrá condiciones de hidratos.

Una variedad de inhibidores de baja dosificación ha sido desarrollada en orden a reducir la gran necesidad de volúmenes grandes de productos termodinámicos, esos químicos son típicamente inyectados en la corriente de flujo al cabezal y son usualmente mezclados en un fluido que lo acareé (como metanol) a concentraciones de 1% (fracción masa) a 10% en la fase agua, estos son de 3 clases:

- Limitadores de nucleación. Son polímeros, los cuales trabajan retrasando la formación de cristales de hidratos parando las moléculas de agua, esto no puede evitar la formación de hidratos en un largo periodo de paro y su efectividad en un sistema fluyendo puede ser reducido por el grado de subenfriamiento ocurrido.
- Modificadores de crecimiento (conocidos como inhibidores cinéticos de hidratos). Son grandes polímeros los cuales trabajan envolviendo los cristales de hidratos y prevenir las acumulaciones.
- Antiaglomerantes (dispersantes). Trabajan formando emulsión de agua con el hidrocarburo líquido para que los hidratos se formen pero no se puedan agrupar juntos para formar grandes aglomerados o bloques. La emulsión puede ser rota adicionando calor al fluido. Se debe contar con una fase líquida presente y la fase de hidrocarburos deberá ser dominante.

#### IV.5.2 Prevención de hidratos aplicable a situaciones de paro imprevisto.

Desplazamiento de fluidos. Dependiendo de la causa del paro, puede ser posible desplazar el fluido de las líneas de flujo antes de que el enfriamiento alcance la temperatura de formación de hidratos.



Despresurización. Dependiendo de las causas del paro, puede ser posible despresurizar el sistema antes del enfriamiento bajo la temperatura de formación de hidratos. La capacidad efectiva de despresurizar líneas de flujo y risers en aguas profundas pueden ser afectados por el perfil de elevación. El calor remanente en las líneas de flujo y risers cuando el sistema sufre paro y la despresurización puede ser suficiente para estabilizar hidratos los cuales se forman corriente arriba de la línea de flujo cuando el sistema se enfría. El gas quedara atrapado en la línea de flujo y la presión puede quedar arriba de las condiciones de formación de hidratos. Esta situación es exacerbada por fluidos producidos con un alta RGA.

Para métodos de remediación de hidratos se puede utilizar de igual manera despresurización, aplicación de calor e inyección de inhibidores termodinámicos.

#### IV.6 ASFALTENOS

Son sólidos orgánicos los cuales aparecen de manera similar a las ceras y en el campo pueden dificultar para distinguir visualmente las ceras. Estos son muy diferentes en química y deberán ser tratados con diferentes técnicas a las usadas para las ceras. Mientras se tiene una definición común de asfáltenos que son la fracción de crudo la cual es insoluble en alkanos normales ligeros pero soluble en solventes aromáticos. Depende de las condiciones a las cuales ellas se precipitan fuera de solución. Los asfáltenos son presentados en aceite crudo y estabilizados por la presencia de resinas, las cuales son para formar una capa alrededor de partículas de asfáltenos. Las resinas son moléculas surfactantes con grupos polares que son atraídos para los grupos polares en asfáltenos y otras moléculas parafinitas solubles en aceite crudo. Los asfaltenos tienden a flocular cuando el equilibrio entre asfaltenos y resinas están en disturbio y las resinas son disasociadas de los asfaltenos. El equilibrio puede presentar disturbio cuando el crudo tiene una baja caída de presión, otros factores también pueden ser la mezcla



de diferentes crudos, bombeo neumático, flujo de CO<sub>2</sub> y acidificación pueden resultar en floculación. Las fuerzas de interacción polar entre asfaltenos y resinas declinan con la temperatura. Dependiendo de la temperatura y la composición exacta del crudo es posible encontrar casos donde la floculación incrementa y entonces decrece con cambios de temperatura. En general raramente los asfaltenos causan un problema operacional y una vez que la mayoría de los crudos tienen asfaltenos estables. Deberá notarse que el cambio relativo en la solubilidad del asfalteno en un crudo por unidad de caída de presión, es alto para crudos ligeros que son sobresaturados con gas y que usualmente contienen una pequeña cantidad de asfaltenos. El alto nivel de hidrocarburos aromáticos comúnmente encontrados en aceites negros pesados pueden estabilizar los asfaltenos presentes manejando producción de crudos con alto contenido de asfaltenos sin problema. El contenido absoluto de asfaltenos de un crudo no es indicativo de un problema con estos, mientras la floculación de asfaltenos y precipitación puede potencialmente ocurrir en el yacimiento y en producción todo el camino en la TP a las bombas de exportación, es mas frecuente la ocurrencia donde el fluido producido pasa por el punto de burbujeo. Depósitos en el yacimiento pueden reducir significativamente la permeabilidad de la formación, en la cual los depósitos en equipos de producción pueden dar incremento en caídas de presión y originando mal funcionamiento de equipo e incluso bloqueo de equipo. La floculación de asfaltenos puede resultar en la formación de partículas esféricas conocidas como diamonoidas, las cuales son extremadamente duras y abrasivas. Los asfaltenos depositados en superficies metálicas pueden promover depósitos de cera. Ceras y asfaltenos pueden interactuar y precipitar juntos bajo ciertas condiciones. Algunos programas de tratamiento de asfaltenos necesitan tomar en cuenta del potencial de interacción entre ceras y asfaltenos. Dada la floculación y depósitos de asfaltenos pueden causar severos problemas operativos.

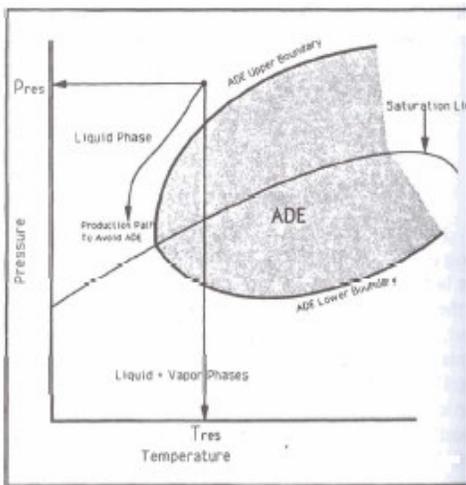


FIG. IV.5 ENVOLVENTE DE ASFALTENOS.

#### IV.6.1 Métodos de remediación.

- Métodos mecánicos. Estos métodos envuelven escareo mecánico usando herramientas de línea, diablos de limpieza o hidroblasteo usando una unidad de tubería flexible.
- Lavado con solventes. Solventes hidrocarburos (tolueno, gileno, entre otros) pueden ser efectivos par disolver depósitos de asfaltenos, pero estos no son bien aplicados en sistemas submarinos por su costo, la dificultad de aplicación y los asociados con seguridad y protección ambiental.

#### IV.7 EMULSIONES

Las emulsiones son sistemas heterogéneos consistentes de un liquido inmisible disperso en otro de forma de pequeñas gotas de diámetro usualmente mayor a 1 Mm. Cualquier sistema es termodinámicamente inestable pero pueden ser persistentes si estabiliza por componentes activos superficiales. Una vez que la emulsión envuelve incrementos en la energía libre del sistema, no es proceso espontáneo, en general, energía externa en la forma de agitación deberá ser



propuesta a formar una emulsión. En el caso de emulsiones de aceite en campo, la agitación necesaria puede ser alcanzada durante el flujo turbulento de los fluidos producidos del fondo del pozo a los sistemas superficiales. Algunas restricciones en el sistema de proceso. El desprendimiento del gas en solución por una caída de presión causa una agitación adicional, resultando la formación de emulsiones. El crudo con alta RGA es el más susceptible a este fenómeno. Las emulsiones pueden ser agua en aceite, la cual son referidas como emulsiones regulares, tan buenas como aceite en agua, las cuales son llamadas emulsiones inversas. Las emulsiones son un problema primario que pueden hacer más difícil la separación en los equipos para que sean efectivos, como los controles de nivel en vasijas pueden ser incapaces de identificar las distintas interfases, dando problemas de arrastre. En el peor caso, el control puede ser perdido si los instrumentos son incapaces de identificar ninguna interfase. La emulsión puede causar un dramático incremento en la viscosidad del fluido particularmente cuando el corte de agua esta por debajo del 50%. La estabilidad de las emulsiones de aceite crudo depende de un gran radio de factores, como:

- Temperatura.
- Presencia de agentes emulsificantes.
- PH y salinidad del agua.
- Viscosidad y densidad del volumen de fase de aceite.
- Diferencia en las densidades de los dos líquidos.
- Fracción de volumen y dimensión de las gotas dispersas.
- El tiempo de emulsión.

Para una emulsión tener una gran estabilidad comprende el tener agentes emulsificantes como componentes superficiales activos. Jabones y detergentes, la estabilización macromolecular o finamente divididos en sólidos insolubles como



asfaltenos y resinas, arenas, etc. Mediciones recomendadas para prevenir la formación de emulsiones son concretas para ver los factores mencionados, e incluye:

- Mantener los fluidos producidos tan calientes como sea posible para separación de fases.
- Reducir la cantidad de turbulencia en los cuales los fluidos producidos están sujetos.
- Reducir la cantidad de sólidos contaminantes en los sistemas de producción.
- Evitar la precipitación de asfaltenos, estos tienen un fuerte efecto en la formación y estabilización de emulsiones particulares.
- Evitar la mezcla de diferentes crudos menos adecuados y probando los desemulsificantes para corrientes combinadas.

Las técnicas de remediación para romper emulsiones usualmente envuelven 3 elementos como calor, tiempo y aplicación de químicos desemulsificantes, estos pueden cambiar la tensión superficial de uno o mas fluidos involucrados, los cuales efectivamente reducen la estabilidad de la emulsión. Los grandes numeros de variables los cuales afectan la estabilidad de emulsión hacen que el crudo emulsionado sea único, por lo que se necesitan grandes mediciones para identificar el desemulsificante adecuado. Las emulsiones de aceite en agua (inversas) pueden ocurrir y son importantes por su impacto en obtener una aceptable calidad de agua producida que es descargada o de reinyección a la formación. La apariencia física de emulsiones aceite en agua pueden variar de blanco a café oscuro o negro. La cantidad de desemulsificante puede variar de  $100 \times 10^{-6} \%$  a 2% (fracción en volumen). Si las emulsiones son formadas durante pruebas de producción de pozos exploratorios, el tiempo tomado para la emulsión deberá ser notada y cuando la caída del agua es completa, una muestra de aceite



deberá ser obtenida y centrifugada para determinar la cantidad de agua, emulsión y sólidos remanentes.

#### IV.8 ESPUMAS

Es generalmente definido como gas disperso en líquido en un radio que el volumen de densidad se aproxima al gas que al líquido. La espuma puede causar problemas similares a emulsiones, esto puede hacer más difícil la separación, como los controles de nivel en las vasijas pueden ser incapaces de identificar distintas fases, provocando arrastre de líquidos en corriente de gas. El gas tratado en solución en espuma es comúnmente encontrado en el proceso de gas natural. Puede resultar en pérdidas, reduciendo los radios de operación y produce que no se tenga las especificaciones adecuadas. Los problemas de espumas pueden ser direccionados por la suma de antiespumante corriente arriba del separador de producción, los químicos seleccionados necesitan ser compatibles con los demás productos, los inhibidores de corrosión son productos que por su naturaleza son agentes activos de superficie y generalmente son espumantes severos. Se pueden aplicar métodos mecánicos para asistir estos problemas como lo son los ciclones axiales localizados en la entrada del separador y pueden ser efectivos en reducción de tal problema.

#### IV.9 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

Todos los yacimientos de hidrocarburos contienen agua que es saturada con sales disueltas de la roca del yacimiento y en más casos esta agua es producida junto con los hidrocarburos. Cambios de presión y temperatura en contactos con agua de mar inyectada puede causar que el yacimiento con agua comience a sobresaturarse resultando en la precipitación de excedentes de sales, los cuales son conocidos como incrustaciones. La precipitación de componentes inorgánicos puede originar en depósitos de incrustaciones con potenciales consecuencias en la



productividad del yacimiento y las caídas de presión en sistemas. La formación de incrustaciones tiende a ser agregados y causan caídas de presión ocasionada por la restricción de flujo y generándose mayor depositación en elementos como válvulas, estranguladores ocasionando su mal funcionamiento. Las incrustaciones más comunes son de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) conocida como calcita, y sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) conocida como barita. En altas presiones y altas temperaturas de yacimientos se dan otros tipos exóticos de incrustaciones, como carbonato de bario, carbonato de estroncio, usando los principios termodinámicos y análisis de formación e impurezas inyectadas es posible en muchos casos estimar la severidad de los problemas de incrustaciones para un sistema de producción dado. Una muestra representativa de agua de formación es requerida para obtener la tendencia de incrustaciones. El factor de control de precipitación de calcita es la reducción de presión por el sistema de producción el cual liderea su evolución de soluciones acuosas. La formación de calcita es un problema por cortes de agua en el rango de 10 a 15% y es usualmente visto en TP. Como las presiones del yacimiento declinan con la vida del campo, los puntos de formación de calcita se mueven progresivamente del fondo y puede comenzar en los disparos, en cercanías del pozo. La exacta predicción de incrustaciones de carbonato de calcio es difícil, se requieren de datos de variables de fondo, PH, concentración de bicarbonato y presión parcial de  $\text{CO}_2$ . Esas variables pueden no ser independiente de cualquier otro y todos son sujetos a errores de medición. El mayor factor que causa precipitación de sulfato es la mezcla de agua de mar inyectada (altos aniones de sulfato) con el agua de yacimiento (conteniendo bario, estroncio y cationes de calcio). La formación de barita puede ocurrir en cualquier parte del sistema corriente abajo del punto donde el agua de formación y agua inyectada se mezclan. La severidad de las incrustaciones de barita tiende a incrementar en el sistema, la solubilidad de la barita decrece conforme la temperatura y presión del sistema decrece. La formación de barita tiende a ser alto



cuando el nivel de agua de mar inyectada es alrededor del 10%. La necesidad para técnicas de prevención de incrustaciones puede ser influenciada por la estrategia de desarrollo del yacimiento y el tipo de pozo. Las estrategias de reducción pueden ser:

- Para campos drenados solo vía natural, las incrustaciones de sulfato no deberán ser un problema pero las incrustaciones de carbonato pueden ocurrir en los cuales necesitan inhibición y/o lavado ácido.
- Para campos donde la presión del yacimiento es mantenida por la inyección de agua de mar, las incrustaciones de sulfato y carbonato pueden causar un problema. Típicamente la duración y severidad de los problemas de incrustaciones es directamente detectada en la estrategia de inyección.
- Para campos donde el contenido de bario en el yacimiento es muy alto y puede ser difícil o imposible para prevenir formación de incrustaciones de sulfato usando inhibidores químicos si agua de mar es inyectada a la formación. En este caso agua de mar parcialmente desulfurada puede ser inyectada para mantener la presión del yacimiento, de este modo limita el potencial de formación de incrustaciones de sulfato.
- Para campos donde producen agua y es inyectada para mantener la presión de yacimiento, esta agua es típicamente mezclada con agua de mar para tener el volumen requerido. Esta mezcla puede dar la formación de incrustaciones de sulfato y/o incrustaciones de carbonato. En este escenario el inhibidor de incrustaciones deberá trabajar por un gran periodo de tiempo a las temperaturas las cuales son bajas en la línea de inyección que en el yacimiento.
- Para campos donde el agua del acuífero es inyectada para mantener presión deberá no tener problemas con incrustaciones de sulfato pero incrustaciones de carbonato pueden formarse el cual podría afectar la inyectividad.



Los pozos verticales típicamente tienen un alto dren que los pozos horizontales y son más propensos al problema de formación de incrustaciones de carbonato. Para la selección del exacto tipo de producto químico a utilizar deben tomarse en cuenta factores como:

- El mineral específico a inhibir.
- La localización del problema.
- La compatibilidad del inhibidor con el agua producida.
- La compatibilidad del inhibidor con otros químicos inyectados en la corriente.
- La estabilidad termal del inhibidor a las temperaturas encontradas.

La localización del problema de incrustaciones determina el método de inhibición una vez para hacer efectivo el inhibidor debe ser adicionado corriente arriba del punto donde la incrustación puede ocurrir. Los inhibidores pueden ser aplicados por 2 caminos:

1. Inyección de inhibidor en el flujo en algunos puntos corriente debajo de los disparos en el pozo, este método es típicamente usado para prevenir la formación de incrustaciones en el equipo de producción. Puntos de inyección son usualmente ubicados en el árbol submarino o fondo del pozo.
2. Apretando de inhibidor en la formación. Este método es usado para prevenir la formación de incrustaciones en las cercanías del pozo al yacimiento. Un tratamiento puede ser aplicado por químicos calentados en el pozo. En orden a ser efectivo, el inhibidor debe ser capaz de prevenir la formación de incrustaciones a muy baja concentración y deberá interactuar con los sustratos del yacimiento para dar una inhibición prolongada.



La remoción de incrustaciones plantea 2 métodos:

1. Remoción química. Ácidos inorgánicos como HCl o HNO<sub>3</sub> son comúnmente usados para remover incrustaciones de carbonatos. Si el HCl es usado, entonces un inhibidor de corrosión debe ser adicionado para reducir el daño por corrosión, alternativamente ácidos como el acético y formico pueden ser usados para minimizar el daño. Las incrustaciones de sulfato generalmente son mas duras de remover.
2. Remoción mecánica. Se requiere de la intervención del pozo y resulta caro para pozos submarinos. Esto incluye:
  - Escariador.
  - Lavado a presión de agua (con o sin acido).
  - Reperforacion.
  - Fracturamiento en la formación.
  - Reemplazo de equipo dañado por incrustaciones.

#### IV.10 FLUJO INESTABLE (BACHEO)

El flujo simultaneo de gas y liquido, comúnmente referido como flujo multifasico ocurre en varios aspectos de la industria. El flujo multifasico esta presente en el fondo del pozo, líneas de flujo y sistemas de proceso y es de particular importancia en un sistema de producción submarina, donde el costo de producción es directamente enlazado con las características del fluido. Flujo multifasico ha tenido extensos estudios por mucho tiempo. De todos los diferentes regimenes de flujo el mas interesante en el sistema de producción submarina es el flujo bache, este envuelve la producción intermitente de tapones de liquido y burbujas de gas, algunas de las cuales pueden tener cientos de metros de longitud y pueden dar



problemas de severas fluctuaciones en presiones y gastos en el sistema de producción lo que no es propiamente predicho y administrado, y pueden causar:

- Daño al equipo, vibración, impactos de carga y corrosión.
- Disturbios en separación, resultando en pobre separación de fases.
- Largas y rápidas variaciones de carga en compresores, resultando en operación ineficiente de compresión.
- Frecuentes paros y adopción de prácticas operativas restrictivas.

Modelos aproximados en régimen permanente y transitorio hidráulico/térmico requieren de buenos datos como:

- La configuración del sistema.
- Topografía del terreno, perfil de las líneas de flujo.
- Gastos de producción.
- Propiedades de los fluidos.
- Como cambian las variables citadas con el tiempo.

La formación de tapones de líquido y gas en un sistema puede ser clasificada de acuerdo a su mecanismo:

- bacheo Hidrodinámico (normal).
- Bacheo severo.

Los efectos del bacheo son dependientes de actividades operativas como arranque, paro, cambio de gastos y operaciones de limpieza (corrida de diablos). El bacheo hidrodinámico con moderadas velocidades de gas y líquido, como la velocidad relativa del gas incrementa que la del líquido, ya que este tiende a formar olas continuas en varios puntos y algunas olas de líquido puentean al tope de la tubería por lo que el tapón de líquido es formado, como los tapones son formados en puntos de entrada del sistema y pueden



acumularse en longitud corriente abajo del punto de formación. La longitud hidrodinámica del tapón es función del diámetro de la línea de flujo (pero típicamente son cortos en orden de 20 a 40 diámetros de tubería). El bacheo severo es causado por la acumulación de cantidades significativas en puntos bajos a lo largo de la línea. Una vez que los líquidos puentean al tope de la tubería, el gas atrapado corriente arriba del tapón de líquido se acumula formando una burbuja de gas. Cuando el tapón de líquido se mueve por una pendiente cuesta arriba de la línea, este es derramado y cuando la pendiente va hacia el punto mas bajo, el líquido corre, y ocasionando que el líquido estratificado es paleado sobre el frente del tapón para reemplazar las pérdidas en la cola del tapón. El bacheo severo ocurre cuando el líquido acumulado en la base de un riser por un largo tiempo y bajo ciertas condiciones genera un tapón que va generando una contrapresión al sistema, por lo que cuando el sistema vence la misma genera un súbito movimiento hacia la parte superior del riser desplazando el líquido atrapado y generando problemas como vibración en la línea e inestabilidad de flujo.

Como solución se debe evaluar caso por caso en orden de encontrar su solución particular, entre las que se mencionan:

1. Reducción de diámetro en tuberías, líneas de flujo y/o dimensión del riser. Una reducción de diámetro reduce la tendencia y severidad del bacheo, las reducciones deben ser balanceadas con el objetivo de optimizar las caídas de presión y la capacidad de producción del sistema.
2. Uso de múltiples líneas de flujo de diferentes dimensiones. Al usar diferentes líneas de flujo pequeñas en lugar de una sola línea larga reduce la tendencia y severidad a bacheo, puede proveer incremento en flexibilidad operativa.
3. Alterar la rutina de las líneas de flujo en algunos casos puede ser posible y practico modificar rutas de líneas de flujo para evitar puntos bajos en el lecho marino y/o asegurar que las pendientes de las líneas no sean tan pronunciadas en la base del riser (buscando la ruta menos severa).
4. Bombeo neumático y derivación de gas. Incrementando el volumen de gas en la corriente de flujo por inyección de gas en el fondo de los pozos, corriente arriba de la línea de flujo o en la base del riser puede tener efectos beneficiosos en el



sistema. Esta inyección de gas en la base del riser puede hacerse por otra vía externa o interna con una línea de diámetro pequeño. Este gas ayuda a elevar el líquido fuera del riser, previniendo la formación de un sello de líquido. La desventaja de esta técnica es que se requiere de un riser adicional y/o línea de flujo, un control umbilical y equipo de compresión con equipos auxiliares (inyección de químicos, electricidad, etc.). Una alternativa de inyección de gas en la corriente de flujo es el instalar un bypass donde el gas atrapado en la línea de flujo corriente arriba de un sello de líquido (que se forma en la base de un riser) puede entrar arriba del sello de líquido, de este modo aligerando la columna hidrostática en el riser y facilitando el flujo de baches más pequeños sobre el riser. El bypass puede ser externo o interno, y puede tener múltiples puntos de entrada. La desventaja de esta técnica es que requieren de tuberías adicionales y válvulas, la conexión del bypass a la línea de flujo necesita estar a suficiente distancia corriente arriba de la base del riser para asegurar que no puede ser bloqueado por el líquido al llegar un bache severo.

5. Opciones de control en topsides. Se cuentan con varias opciones que se pueden aplicar operativamente, entre las cuales resaltan:
  - Incremento de contrapresión del sistema. Puede reducir la tendencia y severidad de bacheo por causas de cambios en régimen de flujo en las líneas, esto tiene un significativo detrimento en la capacidad de producción del sistema.
  - Estrangular el flujo. Estrangulando el flujo con una válvula de control en la parte superior del riser actúa para estabilizar el flujo ascendente gas-líquido en el riser acelerando el líquido y decreciendo la presión hidrostática en el riser (como la burbuja de gas atrás del bache de líquido entra al riser), esto incrementa en caídas de presión por fricción por la válvula como el líquido acelerado. La caída de presión a través de la válvula impone una contrapresión en el sistema en una situación de riser en aguas profundas.
  - Estranguladores inteligentes y supresores de bache. Se debe desarrollar una técnica y equipo que reduzca el bacheo severo como sistemas



inteligentes de control. Los sistemas típicamente envuelven el control de presión del sistema a la base del riser usando válvulas de control en topsides, o controles de flujo de líquido y gas vía un mini separador.

- Opciones de equipo submarino slug-catcher. Puede ser instalado en la base del riser para cachar los tapones de líquido y burbujas de gas, donde el gas puede ser separado y enviado al topside mientras que el líquido puede ser bombeado a un segundo riser para reducir la contrapresión en el sistema por la columna hidrostática.
- Separación submarina. La separación de los fluidos producidos en corrientes de gas y líquido usando un separador submarino corriente arriba de la línea de flujo, no es diferente en concepto al uso de un slug-catcher submarino. La separación corriente arriba de los fluidos puede reducir dramáticamente el volumen de inhibidores requeridos para prevenir formación de hidratos y corrosión en la línea de flujo de gas, pero son requeridas 2 líneas de flujo (gas y líquido) y una bomba submarina para enviar el líquido.
- Corrida de diablos. Se puede perfeccionar por un gran número de razones como inspección, remoción de depósitos como arena y cera, para asistir en aplicaciones de corrosión e inhibición. Como el diablo se mueve por la línea, empuja el fluido por la línea enfrente de él, limpiando la tubería, esto puede ser administrado por una combinación de optimización de la frecuencia de limpieza y los procedimientos específicos usados. La velocidad del diablo debe ser controlada para evitar problemas de bacheo, cuando el sistema está en paro, el líquido se drena a las partes más bajas del sistema, cuando el sistema es reanunciado, los líquidos acumulados pueden producir tapones, un camino para prevenir esto puede ser el incremento del gasto por la línea en orden a reducir el colgamiento de líquido. El cambio de gasto también puede causar el incremento de tapones hidrodinámicos si no es controlado, por ejemplo en sistemas de gas y condensado si estos tienen líquido significativo colgado en la línea esto puede ser peligrosos para los



equipos como compresores los cuales pueden sufrir severas fallas en su operación. La cantidad de líquido colgado en la línea está influenciada por factores como el tipo de líquido producido, diámetro de la línea, velocidad del fluido bajo condiciones permanentes y la existencia de puntos bajos en la línea entre otros.

#### IV.11 CORROSION

Puede ser influenciada por el régimen de flujo, por ejemplo la inhibición química de las líneas de flujo de acero al carbón puede no ser efectiva donde está el flujo en dos fases y el inhibidor se encuentra en la fase líquida. Similarmente el flujo tapón o flujo altamente turbulento puede resultar en remoción de inhibidor de corrosión de la pared de la tubería. Los perfiles de presión y temperatura en el sistema pueden influenciar la efectividad del inhibidor y puede ser tomado en cuenta cuando se diseña el sistema de producción. La corrosión puede ser desarrollada bajo arena o incrustaciones y puede ser acelerada cuando actúa en combinación con erosión. Los inhibidores de corrosión y otros químicos sumados para prevenir/remediar problemas de aseguramiento de flujo deben ser revisados para observar la compatibilidad de estos químicos con los materiales. Los inhibidores de corrosión pueden algunas veces estabilizar emulsiones y causar espuma severa. La corrosión en campos petroleros aparece en tanques, tubería, líneas y demás equipo. El metal puede formar óxidos y sulfuros, los cuales son más estables que el metal puro. 4 elementos son necesarios para que la corrosión ocurra:

1. Un ánodo.
2. Un cátodo.
3. un electrolito (agua)
4. Un patrón metálico para flujo de electrones.

Se pueden presentar varios tipos de corrosión como:

- Corrosión dulce. El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico. La solubilidad es directamente proporcional a la presión e inversamente



proporcional a la temperatura. La corrosión de  $\text{CO}_2$  puede ser muy rápida donde las presiones parciales del  $\text{CO}_2$  son altas.

- Corrosión amarga. Dos tipos de daño pueden ocurrir en sistemas conteniendo  $\text{H}_2\text{S}$ : corrosión normal con pérdida de peso y daño inducido por hidrogeno. Una incrustación negra en una superficie de acero es indicativo que el sulfuro de hidrógeno esta atacando.
- Corrosión por oxígeno. El oxígeno disuelto en el agua causa daños rápidos. Esta corrosión forma incrustaciones que pueden variar de densidad y adherencia, porosidad y espesor. El oxígeno puede entrar en pozos donde el aire entra por el espacio anular TP-TR en pozos con BN o bombeo mecánico.
- Corrosión por aeración de celda. Ocurre cuando el acero es sujeto a variaciones ambientales provocando perdidas de metal.
- Corrosión por Erosión. La corrosión es reducida en muchos casos por delgadas películas que se forman en las superficies de los metales. Estas películas pueden ser de oxido productos de corrosión adheridos, incrustaciones o inhibidores. Si estas películas son parcialmente removidas o destruidas, puede resultar en corrosión localizada. Alta velocidad o flujo turbulento de gases y fluidos con remoción mecánica puede eliminar esas películas e incrementar los radios de corrosión. Esta acción es acelerada por sólidos suspendidos o gases presentes en corrientes liquidas. Una especial erosión por corrosión es la cavitación, la cual frecuentemente ocurre en bombas centrifugas. Este problema el cual es usualmente curable por incremento en presión de succión de bombas, es causado cuando burbujas de gas son formadas a bajas presiones en la succión de la bomba, dando el violento colapso de los impulsores al rotar, el cual incrementa la temperatura generando que el elemento rotatorio se funda.
- Corrosión por fatiga. El acero se fatigara y romperá cuando se dan cargas y sobrecargas en varias ocasiones. Fallas podrán ocurrir mas frecuentemente en puntos de fragilidad como bridas, imperfecciones, o áreas expuestas a  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{O}_2$ , o mezclas de gases corrosivos. Las cargas son concentradas en las áreas de



daño, con la tensión en el metal comienza a incrementar dicha tensión mas de lo normal lo que ocasiona una ruptura del material.

El primer paso en el control de corrosión es identificar los factores causantes, algunos son:

- Presencia de agua antes de iniciar la corrosión, esta puede ser del campo, agua fresca, en spray, vapor o de condensación.
- En pozos de aceite y gas, gases ácidos, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> forman ácidos cuando se disuelven en agua.
- Aire (oxígeno) en sistemas de bombeo mecánico, o sistemas de recuperación por vapor, estas cantidades de aire pueden causar este problema.
- Diferentes metales en contacto físico puede causar corrosión galvanica.
- Altas velocidades del fluido o turbulencia pueden remover las películas protectoras.

Cuatro técnicas usadas comúnmente son para evaluar la corrosión activa:

1. Inspección visual. Equipo fuera de servicio puede ser inspeccionado para determinar los danos de la corrosión. Todo el equipo puede ser escaneado para tener buen control.
2. Pruebas de pérdida de peso. Por medio de cupones de acero colocados en las tuberías donde se presume corrosión y con los datos medidos de dimensión y peso del cupón al iniciar la prueba se va monitoreando en intervalos de tiempo las perdidas de este al contacto con los fluidos.
3. Pruebas químicas. Las medidas de acero disuelto en una corriente de agua puede indicar la pérdida de material, la prueba es aplicable para corrosión con CO<sub>2</sub>.
4. Historia de equipo. En toda operación de producción, un estudio del record de corrosión puede ser iniciado si los historiales son certeros, ya que si se cumple esta premisa el operador puede determinar los efectos de la corrosión en los equipos reparados.



Es imposible y muy caro poder parar la corrosión, y es influenciado por aspectos de seguridad, regulaciones gubernamentales y consideraciones ambientales. La selección de materiales adecuados al proceso, protección catódica, inhibidores adecuados para prevenirla y un correcto monitoreo del mismo son algunas técnicas que pueden ayudar.



## **CAPITULO 6. MODELO PARA ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS**

### **VI.1 Modelo para aseguramiento de flujo.**

El modelado matemático es muy importante para describir los fenómenos que se dan en sistemas de producción en aguas profundas. Durante la producción inicial debe tenerse toda la información posible para utilizar modelos y predecir comportamientos de los sistemas como el manejo de gas húmedo y comportamiento del flujo multifásico transitorio entre otros, los cuales deben de perfeccionarse con la información obtenida del proceso para retroalimentar a dichos modelos y poderlos ajustar a lo presentado en la realidad.

En escenarios de baja temperatura, como aguas profundas, la predicción de valores para presión, temperatura, gastos, colgamiento, etc., son esenciales para mantener la dirección de un correcto aprovechamiento del yacimiento y seguridad en las operaciones, además que es una herramienta importante para la toma de decisiones y predecir problemas operativos. El operador debe utilizar un simulador para determinar la condición de corriente y localización de algún problema en el sistema (bacheo, acumulación de líquidos, etc.), esto permite al operador predecir el futuro en un proceso y evaluar el sistema en diferentes escenarios aplicando el método “what if” como implementación para resolver problemas. El desconocimiento del comportamiento de líquidos en un sistema puede ocasionar riesgos de paro no programado, no conocer el perfil de temperatura de una línea de flujo puede acarrear problemas de formación de hidratos; no conocer la inyección de metanol para determinar la correcta dosificación de inhibidores puede provocar tapones y depositación de sólidos (asfaltenos y parafinas) así como incremento en costo por la sobredosis de dichos productos. Todos estos escenarios y más pueden propiciar una pérdida de producción, por lo que sobresale la importancia de llevar a cabo la simulación de las condiciones del sistema con modelos matemáticos, para una efectiva continuidad operativa.



El modelo descrito a continuación engloba diferentes tópicos referentes al aseguramiento de flujo, en los cuales no solo se predice la aparición de elementos que afectan dicho aseguramiento, sino también se proponen soluciones al problema, basados en experiencias de tipo operativo y con fundamento matemático en los procedimientos a realizar, lo cual para el nivel de operadores es una herramienta adecuada para desempeñar de manera correcta el control y dar continuidad operativa a los procesos con que se cuenta, como lo son la operación de pozos e instalaciones no solo en aguas profundas, sino en cualquier sistema de producción de hidrocarburos.

## **VI.2 Configuración del modelo.**

El modelo desarrollado en el trabajo tiene las características siguientes:

- Lenguaje comercial. Se utilizó una estructura informativa basada en el lenguaje computacional Visual Basic, el cual permite desarrollar un ambiente de fácil manejo para el operador del sistema, debido al manejo de ventanas, menús, listados e imágenes de fácil entendimiento.
- Ambiente amigable. Permite al operador ingresar al sistema y efectuar las simulaciones de manera sencilla por lo amigable del modelo, con hojas de datos y resultados que son fácilmente identificables.
- Requisitos básicos computacionales para su manejo. Cualquier operador con conocimientos básicos en procesos petroleros y computacionales, no tendrá ningún problema para su correcta operación.

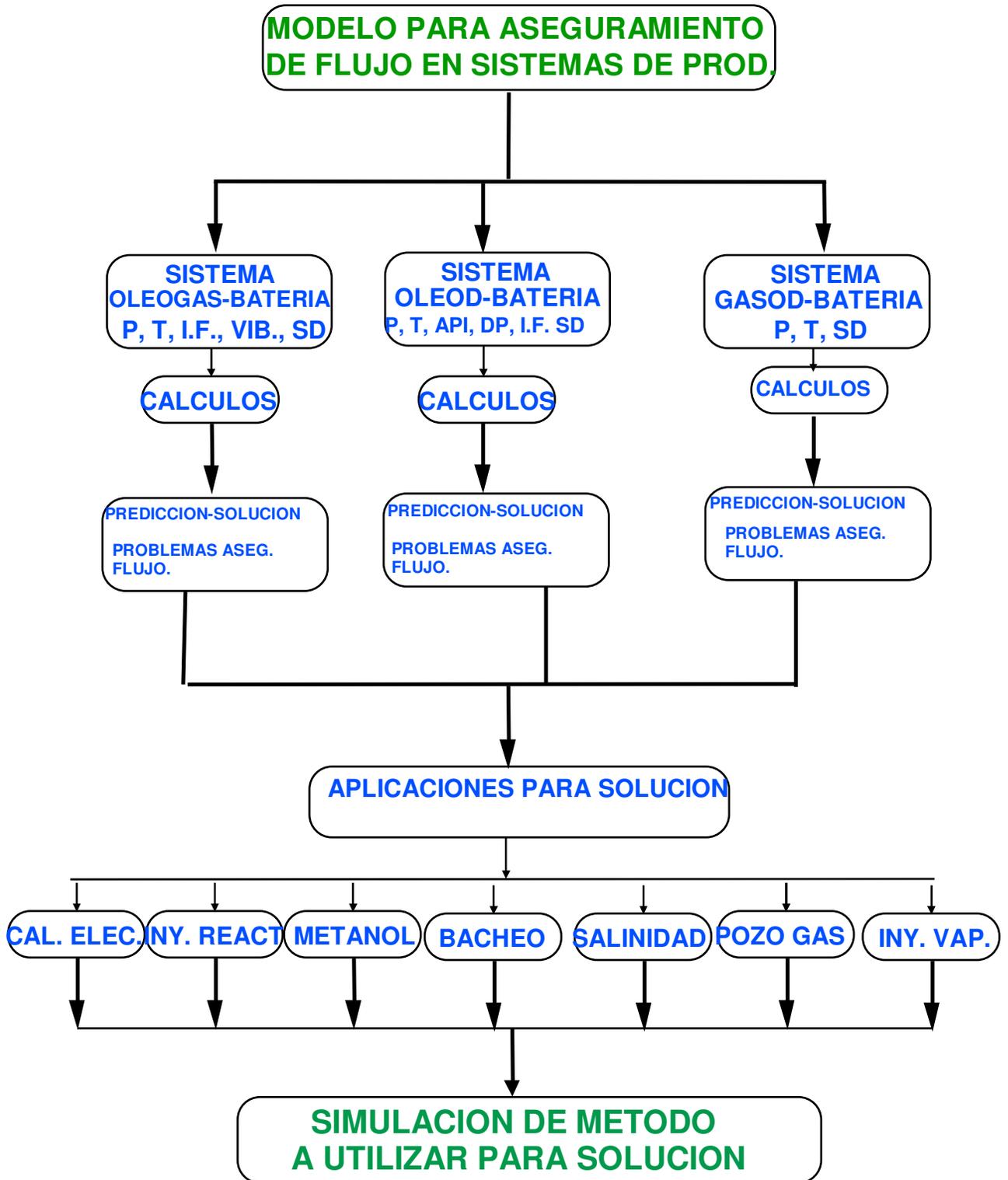
De manera general, el modelo cuenta con la siguiente estructura:

- Una página principal donde se observa un menú de opciones de análisis, dependiendo del sistema que se tenga como Oleogasoducto-Topside, Topside-Oleoducto y Topside-Gasoducto.



- Para cada sistema presenta una hoja de introducción de datos básicos de proceso tanto termodinámicos (presión, temperatura) como de inspección física (vibración, diferenciales de presión, o muestreo).
- Una vez que los datos se han capturado se procede a calcular las posibilidades de parámetros que afectaran el aseguramiento de flujo, englobándose en una hoja de respuestas donde se aprecian los posibles problemas que se tendrán, así como límites permisibles y recomendaciones para su prevención, corrección y remediación.
- Dentro del sistema se ofrece un menú de soluciones para que el operador pueda efectuar los cálculos necesarios de la solución seleccionada (inyección de metanol, calentamiento eléctrico, entre otros).

El diagrama de flujo del modelo se plantea a continuación:



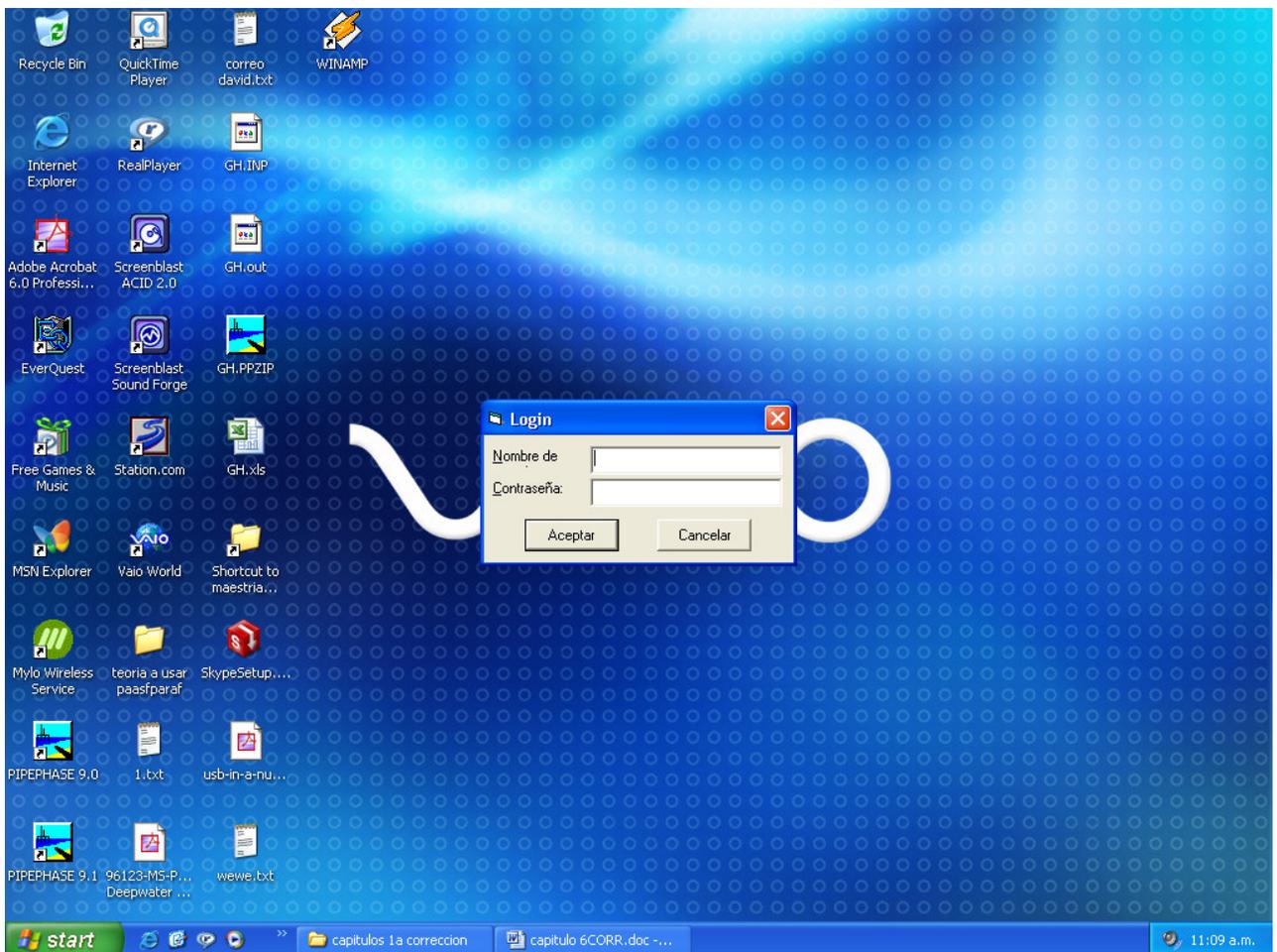


## INICIO DEL SISTEMA

El simulador inicia con un menú de opciones donde se podrá elegir una o mas opciones dependiendo del circuito a analizar:

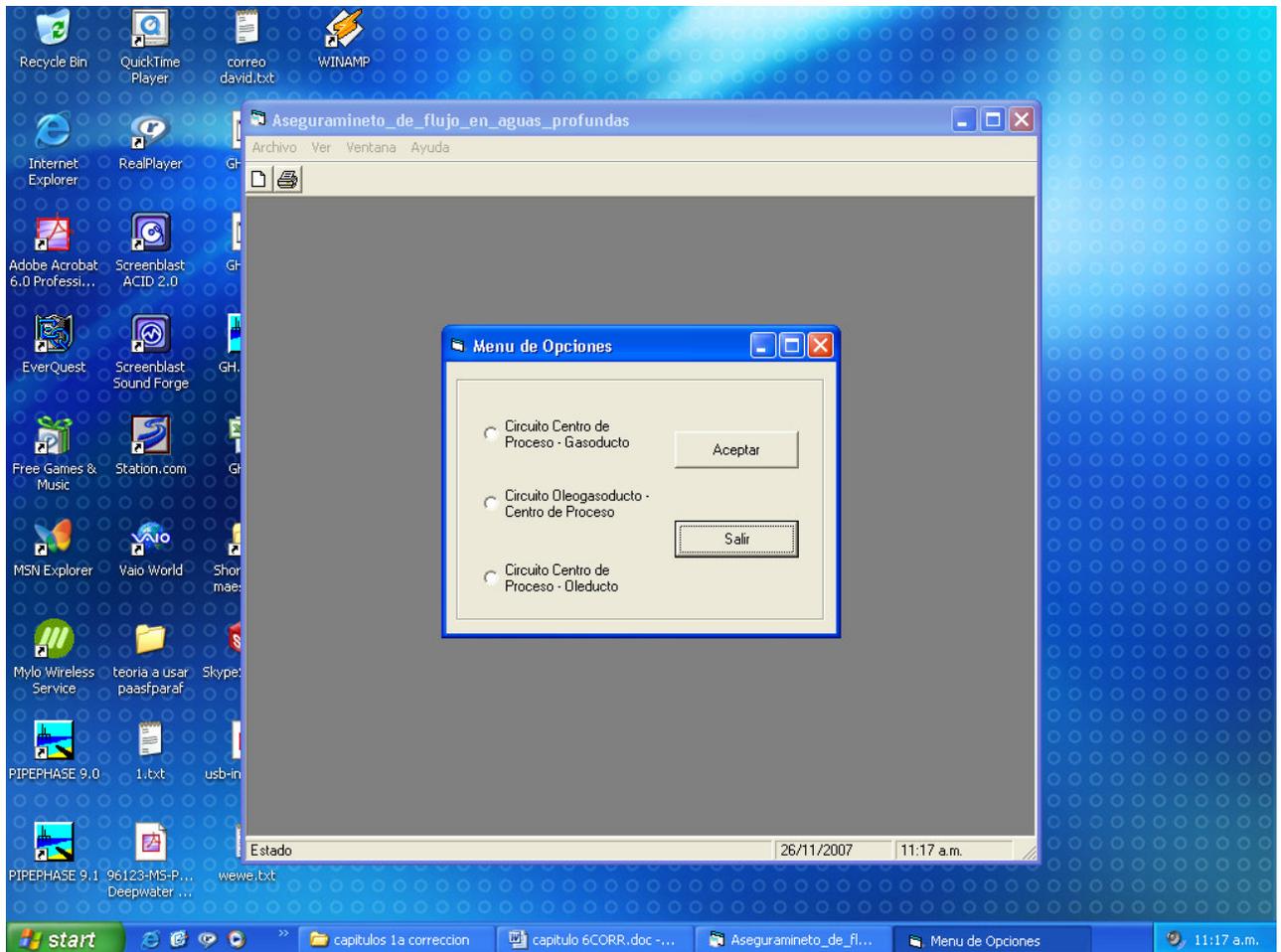
1. CIRCUITO OLEOGASODUCTO-CENTRO DE PROCESO
2. CIRCUITO CENTRO DE PROCESO-OLEODUCTO.
3. CIRCUITO CENTRO DE PROCESO-GASODUCTO.

El simulador tiene como característica el manejar un ambiente amigable por medio de carpetas, los cuales pueden ser abiertos de uno en uno o varios al mismo tiempo, para poder acceder al inicio del programa se requiere introducir los datos, como nombre y la contraseña, mostrado en la siguiente figura:





Lo anterior se tiene como medida de seguridad para llevar un control del personal que tendrá acceso al mismo. Una vez accediendo al sistema, se tendrá una pantalla de inicio donde se tecleará con el Mouse de la PC el botón nuevo, lo cual despliega el Menú de Opciones, y se elegirá la opción a utilizar de las tres posibles, como se muestra a continuación:

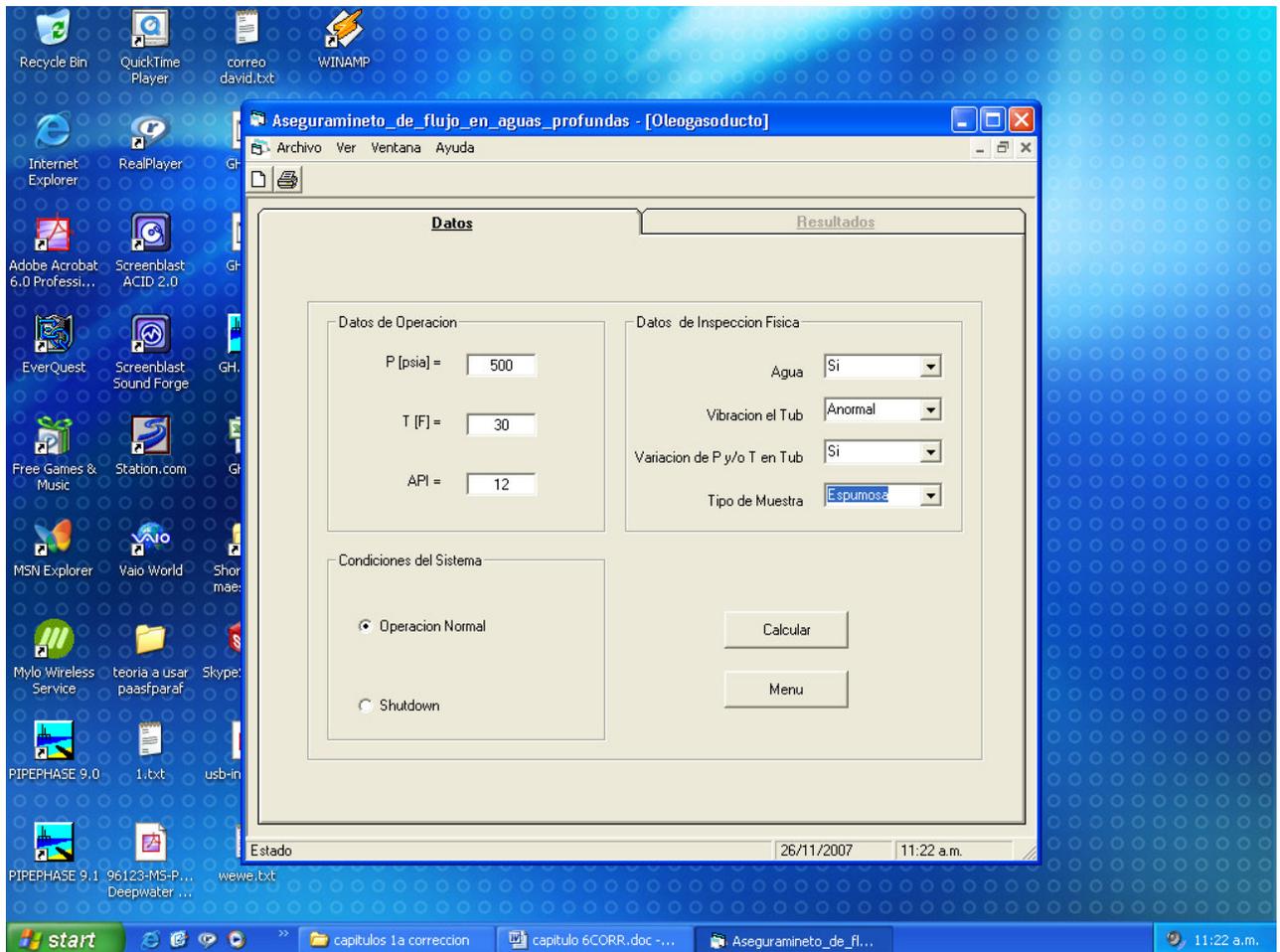


Una vez abierto el Menú de Opciones se procede a elegir la opción a analizar y con el botón Aceptar se procede a entrar a la opción elegida.



#### VI.4 CIRCUITO OLEOGASODUCTO-CENTRO DE PROCESO.

Esta opción se utiliza para efectuar el análisis del sistema comprendido entre los pozos productores, líneas de recolección y su recorrido hasta llegar al centro de proceso; En este caso se tendrá una pantalla como la siguiente:



Como puede apreciarse, se cuenta con un fólder en el cual se tienen los datos requeridos a capturar en el sistema, los cuales se clasifican en:

- Datos de operación. Son aquellos datos que será necesario capturar para poder efectuar los cálculos en el simulador, estos datos son fáciles de tener y van a servir para efectuar cálculos como el de formación de hidratos, asfaltenos o parafinas, entre otros.
- Condiciones del sistema. En este caso el operador podrá elegir entre 2 opciones, una de ellas es la de **Operación Normal** la cual es la condición en donde el sistema de proceso se encuentra operando. La otra es la opción



**Shut Down**, misma que el operador podrá elegir en el caso que el sistema haya sufrido un paro de equipo ya sea programado (contingencia de huracán o libranza para mantenimiento de equipo) o bien súbito (paro imprevisto del sistema).

- Datos de inspección física. Este apartado es opcional solo para el caso de haber elegido la opción de **Operación Normal**, donde esta información puede obtenerse directamente de la simple inspección y toma de muestras.

Una vez que el operador captura los datos requeridos por el sistema, se tiene la opción de **Calcular** o bien se tiene la opción **Menú** para regresar al menú principal.

Al ejecutar la opción **Calcular** se activara el fólder **Resultados** el cual mostrara lo encontrado en la simulación:

**Datos**

Presencia de Hidratos  
Presencia de Ceras

Agua: Presencia de Corrosion  
Vibracion: Presencia de Bacheo  
Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo  
Tipo de Muestra: Presencia de Espuma

**Resultados**

Presion minima de operacion normal= 480.65 [psi]  
Temperatura minima de operacion normal= 91.7 [F]

**Presencia de ceras:**  
Se cuentan con condiciones propicias de presión y temperatura para la formación y precipitación de ceras. Esto puede ser riesgoso si la precipitación de las mismas forma acumulaciones provocando bloqueos en la línea de proceso, aunque este fenómeno se observa más frecuentemente en tanques de almacenamiento y topsides, no excente de sufrirlo en líneas de proceso. El bloqueo puede detectarse por un represionamiento fuera de los parámetros de operación normal en líneas de proceso o sistemas como filtros, succión de bombas, sistemas de medición y zonas donde se tenga accesorios.

Recomendaciones en operación normal:

- Trate de modificar los parámetros de operación (presión y temperatura) de tal manera de que vuelva a la zona de operación normal, estos límites se muestran en la hoja de respuestas.
- Verifique si es el caso, la inyección de los inhibidores de formación de ceras, que no

Regresar      Utilerias

Estado      26/11/2007      11:43 a.m.



La presentación de los resultados comprende tres partes:

- Área de problemas presentes. En esta parte se mencionan los posibles problemas que el operador tendrá presente en su sistema, de acuerdo con las condiciones que capturo en la hoja de datos. Dependiendo de las condiciones que se tenga, serán los problemas que aparecerán en esta pantalla.
- Datos operativos. En esta parte se darán algunos datos de presión y temperatura que el operador podrá tomar como base para poder regresar su sistema a condiciones normales de operación, remediando con esto los problemas que le aparezcan en el Área de problemas presentes. Estos valores variarán de acuerdo al problema que se tenga y se podrán visualizar al poseionar con el Mouse alguno de los problemas en el Área de problemas presentes.
- Área de soluciones propuestas. En esta parte en forma de texto se muestran algunas de las posibles soluciones, así como procedimientos que podrá seguir el operador para lograr un aseguramiento de flujo en su instalación, estas recomendaciones variarán de acuerdo al problema que se tenga y se podrán visualizar al poseionar con el Mouse alguno de los problemas en el Área de problemas presentes.

Una vez que el operador realiza la simulación, en la hoja de resultados aparecerá los botones de opción **Salir**, con lo cual termina la simulación, y el botón de **Utilerías** en el cual se despliegan algunas aplicaciones de calculo que son de apoyo para desarrollar la solución tomada por el operador. La hoja aparece de la siguiente forma:



Estado 26/11/2007 12:37 p.m.

En el sistema se tendrán 8 carpetas con las aplicaciones de cálculo; estas aplicaciones estarán activas dependiendo de los problemas que se hayan encontrado en la hora de resultados anterior y estará dividida en dos partes:

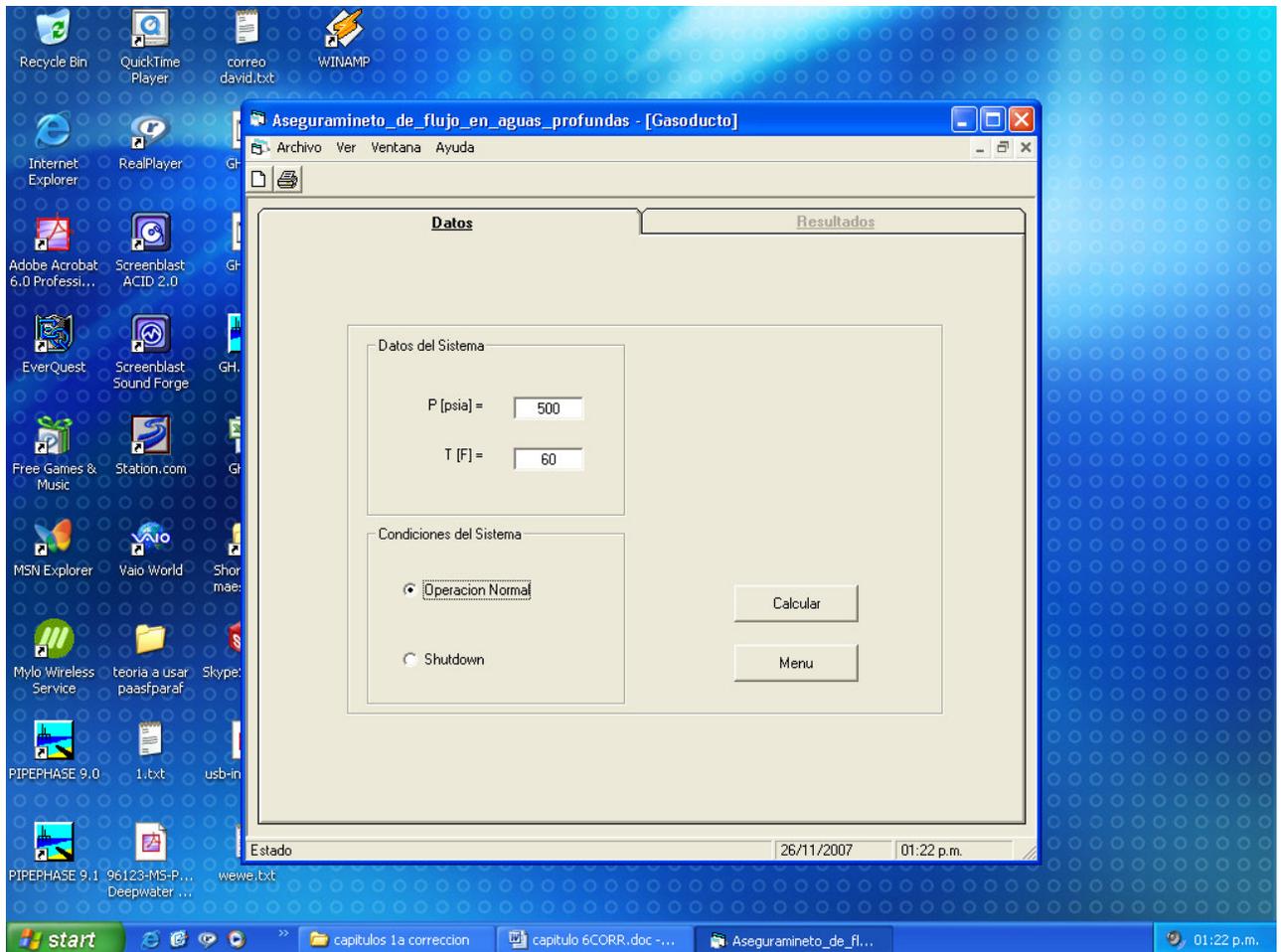
- Captura de datos. Esta parte varía de acuerdo a la aplicación a utilizar y es donde se capturarán datos específicos al método a utilizar.
- Resultados. Inmediatamente de haber capturado los datos, se usará el botón **Calcular** para que aparezcan los resultados de la simulación.

En la aplicación utilizada aparecerá un botón de **Menú**, con el cual el operador podrá retornar al menú principal y poder realizar otras simulaciones.



## VI.5 CIRCUITO CENTRO DE PROCESO-GASODUCTO.

Esta opción se utiliza para analizar el sistema de gas que comprende el centro de proceso hasta la línea de exportación o gasoducto, el operador encontrará la siguiente ventana de entrada:



Esta ventana incluye los datos a utilizar, comprendidos en la sección **Datos del Sistema**, en la cual pide información de fácil acceso como presión y temperatura del sistema, además de que el operador podrá elegir la opción en el apartado de **Condiciones del Sistema**, similar a la pagina de entrada del circuito oleo gasoducto-centro de proceso, su desarrollo es similar, y su hoja de resultados es la siguiente:



The screenshot shows a Windows XP desktop with a software application window titled "Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas - [Gasoducto]". The window has a menu bar with "Archivo", "Ver", "Ventana", and "Ayuda". The main content area is divided into two sections: "Datos" and "Resultados".

**Datos:**

- Presencia de Hidratos

**Resultados:**

- Presion minima de operacion normal= 500.05 [psi]
- 0
- Temperatura minima de operacion normal= 52 [F]

**Presencia de Hidratos:**

El sistema se encuentra en la zona de presencia de formación de hidratos lo que puede ocasionar obturación de las líneas con formaciones similares al hielo, generando represionamientos en la línea de proceso así como bloqueo total de la misma, lo que provocaría interrupción en el sistema, baja de producción y problemas de represionamiento en el sistema a tratar, lo cual puede dañar el equipo que se tenga en este circuito (pozos, compresores, etc), este problema viene asociado con la presencia de agua, por lo que se recomienda un monitoreo constante en el sistema.

**Recomendaciones:**

1. Proceda a variar la presión lejos de los límites de la presión de Formación de Hidratos, si el estado de operación lo permite.
2. Proceda a variar Temperatura a Temperatura recomendada.
3. Si cuenta con calentamiento eléctrico utilice este método.

Buttons: "Regresar", "Procedimientos Alternos"

Taskbar: Proyecto de Tesis: Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas | José Luis Peña Chaparro | 27/05/2008 | 02:31 p.m.

Como se puede apreciar, esta hoja cuenta con las mismas características explicadas en el circuito anterior, por lo que el operador no tendrá problema alguno para su desarrollo, como con la sección de **Procedimientos Alternos**.



## VI.6 CIRCUITO CENTRO DE PROCESO-OLEODUCTO.

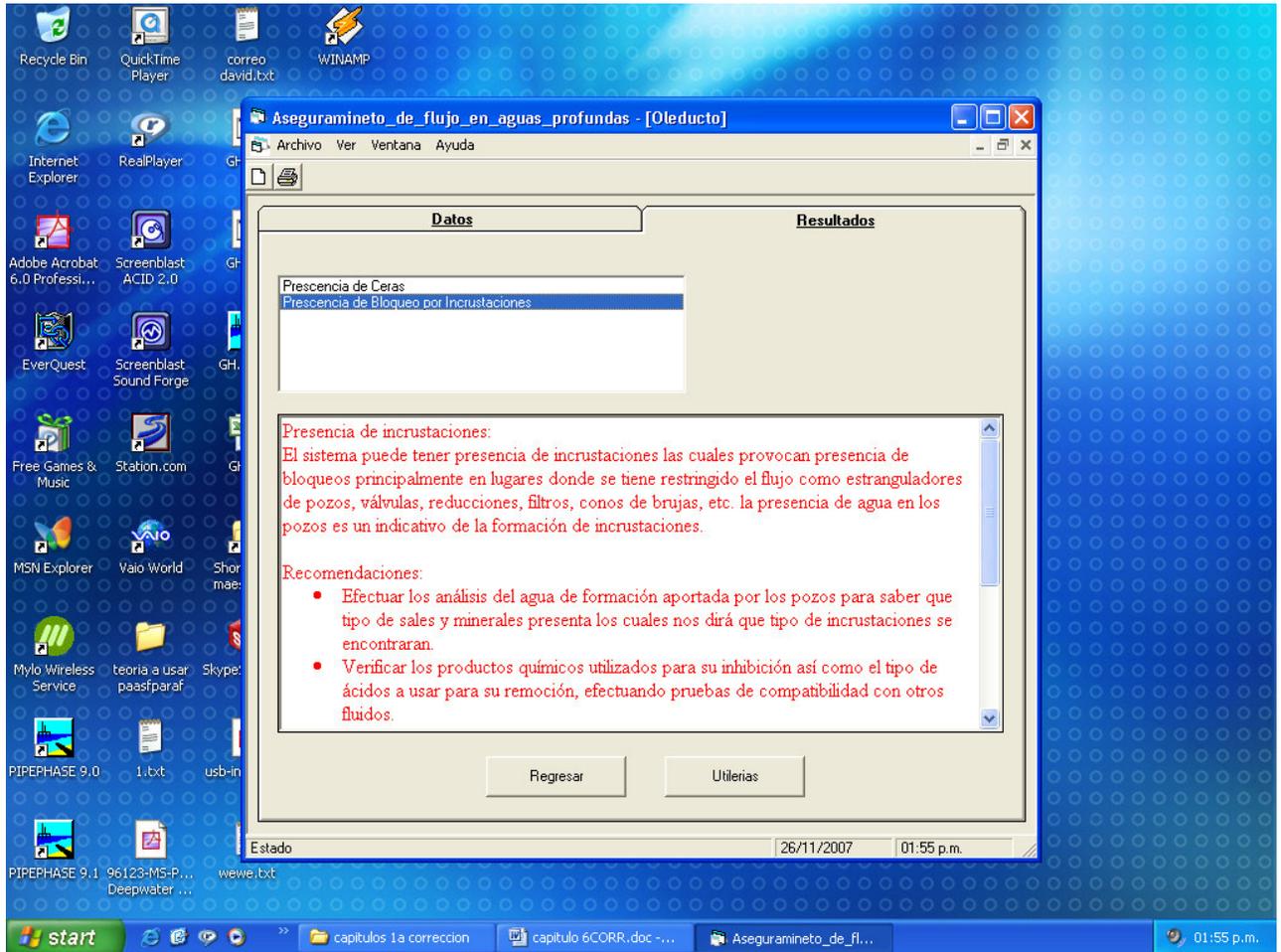
De manera similar a los dos circuitos anteriores, ésta cuenta con las opciones y ventajas ya mencionadas; la hoja de entrada es la siguiente:

The screenshot displays a software application window titled "Aseguramineto\_de\_flujo\_en\_aguas\_profundas - [Oleoducto]". The window is divided into two main sections: "Datos" (Data) and "Resultados" (Results). The "Datos" section is currently active and contains three sub-sections:

- Condiciones del Sistema**: This section allows the user to select between two operational modes: "Operacion Normal" (selected) and "Shutdown".
- Condiciones en Bateria**: This section contains three input fields for battery conditions: "Delta P en filtro [psia]" with a value of 5, "Psep [psia]" with a value of 2, and "Psuc Bomba [psia]" with a value of 3.
- Datos de Operacion**: This section contains two input fields for operational data: "P [psia]" with a value of 500 and "T [F]" with a value of 60.

Below these input fields are two buttons: "Calcular" (Calculate) and "Menu". The window's taskbar shows the date as 26/11/2007 and the time as 01:51 p.m.

En la hoja se pueden apreciar secciones como la de **Condiciones del Sistema**, donde el operador elige entre 2 opciones (**Operación Normal** o **Shut Down**), la sección de **Datos de Operación** (Presión y Temperatura) y la sección opcional de condiciones de batería, en la cual se manejan condiciones de Caídas de presión en paquetes de filtros de la batería, presión de separación en tanque de balance y presión de succión en equipo de bombeo, los cuales el operador puede obtener fácilmente. Pulsando el botón **Calcular** se obtendrá la hoja de resultados:



Al igual que los circuitos explicados anteriormente, tiene las mismas características y opciones para facilitar al operador su uso.

## VI.7 PROCEDIMIENTOS ALTERNOS

Una vez que se ha efectuado la simulación para predecir los problemas que afectaran al aseguramiento de flujo en un sistema de producción, el operador tendrá acceso a una serie de opciones de apoyo que ayudan para poder corregir algunos de los problemas que se hayan presentado en el sistema de producción, lo cual le generará una continuidad operativa dando un aseguramiento de flujo en dicho sistema. Las opciones que se tienen se muestran a continuación.



Calentamiento Eléctrico. Esta aplicación será de utilidad para aquellas instalaciones que tengan como sistema de calentamiento el de medio eléctrico. La aplicación requiere de la siguiente información:

Diámetro *tubo en tubo*. Este sistema de *tubo en tubo* ya fue desarrollado en los capítulos anteriores; para el caso del simulador, se tienen 3 opciones de los diámetros mas comunes a utilizar, los cuales a nivel mundial se tienen y por su frecuencia de uso se han efectuado una serie de pruebas. Los diámetros comunes son 6 en 10 pg., 8 en 12 pg y 10 en 16 pg.

- Tipo de Aislante. De manera similar al punto anterior, el simulador ofrece tres opciones de aislantes plenamente conocidos en la industria petrolera y de uso común, los cuales han demostrado ser de buena calidad y aplicables para sistemas de producción submarina, los cuales son Areogel, Microporus silica y Mineral Wood.
- Área de Cable Eléctrico. En esta parte se tienen 3 opciones de área de cable ya conocidas en el medio las cuales son 10, 16 y 25 mm.
- Voltaje. De acuerdo con la experiencia y el equipo manejado, se cuenta también con 3 opciones de voltaje normal que son 800, 1000 y 1500 v.
- Pwh y Twh. Son las condiciones de presión y temperatura operación en el sistema, este puede variar de acuerdo al punto donde se tome la información o en caso de Ingeniería de diseño con un previo cálculo de caídas de presión-temperatura en un sistema se puede utilizar la aplicación.
- Poder Eléctrico y Nivel de Corriente. Información que proporcionará el sistema eléctrico utilizado, siendo parámetros de operación en el sistema.

Los resultados obtenidos de esta aplicación son los siguientes:

- Calculo de tiempo de mantenimiento de temperatura. En esta opción el operador podrá predecir el tiempo que un sistema de producción mantendrá una temperatura por arriba de los límites de formación de problemas tales como hidratos, ceras y parafinas, entre otros, en donde se podrá actuar en caso de un paro imprevisto del sistema, sin necesidad de utilizar un sistema alternativo de calentamiento, considerando materiales aislantes y diámetros de tubería previamente probados lo que aporta información para el ajuste de curvas de comportamiento.
- Calculo de la mínima energía requerida para mantener un sistema a temperatura adecuada. En el caso de utilizar el calentamiento eléctrico como método alternativo de solución, se cuenta con un algoritmo de cálculo para saber cual es la energía mínima a utilizar para mantener el sistema en condiciones operables evitando problemas inherentes a la baja temperatura.



- Calculo de mínima energía requerida para calentar un sistema de producción a condiciones de temperatura para correcta operación. El operador podrá predecir la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura del sistema a las condiciones de operación requeridas.
- Calculo del Tiempo de Calentamiento. Se puede obtener el intervalo de tiempo en el cual el sistema tendrá condiciones de temperatura adecuada dentro de los límites permisibles para poder operar en condiciones normales.
- Calculo de Coeficiente de Transferencia de Calor. Parámetro muy importante para cálculos de transferencia de calor y combinaciones, el cual depende entre otros aspectos de tipo de material.
- Poder máximo en cable. Dependiendo del tipo de cable eléctrico a utilizar, se obtendrá su capacidad de manejo de energía eléctrica.
- Longitud alcanzada. Se refiere a la longitud de tubería calentada que se obtendrá debido al efecto de calentamiento con el sistema en cuestión.

A continuación se muestra la hoja de esta aplicación:

The application window displays the following data:

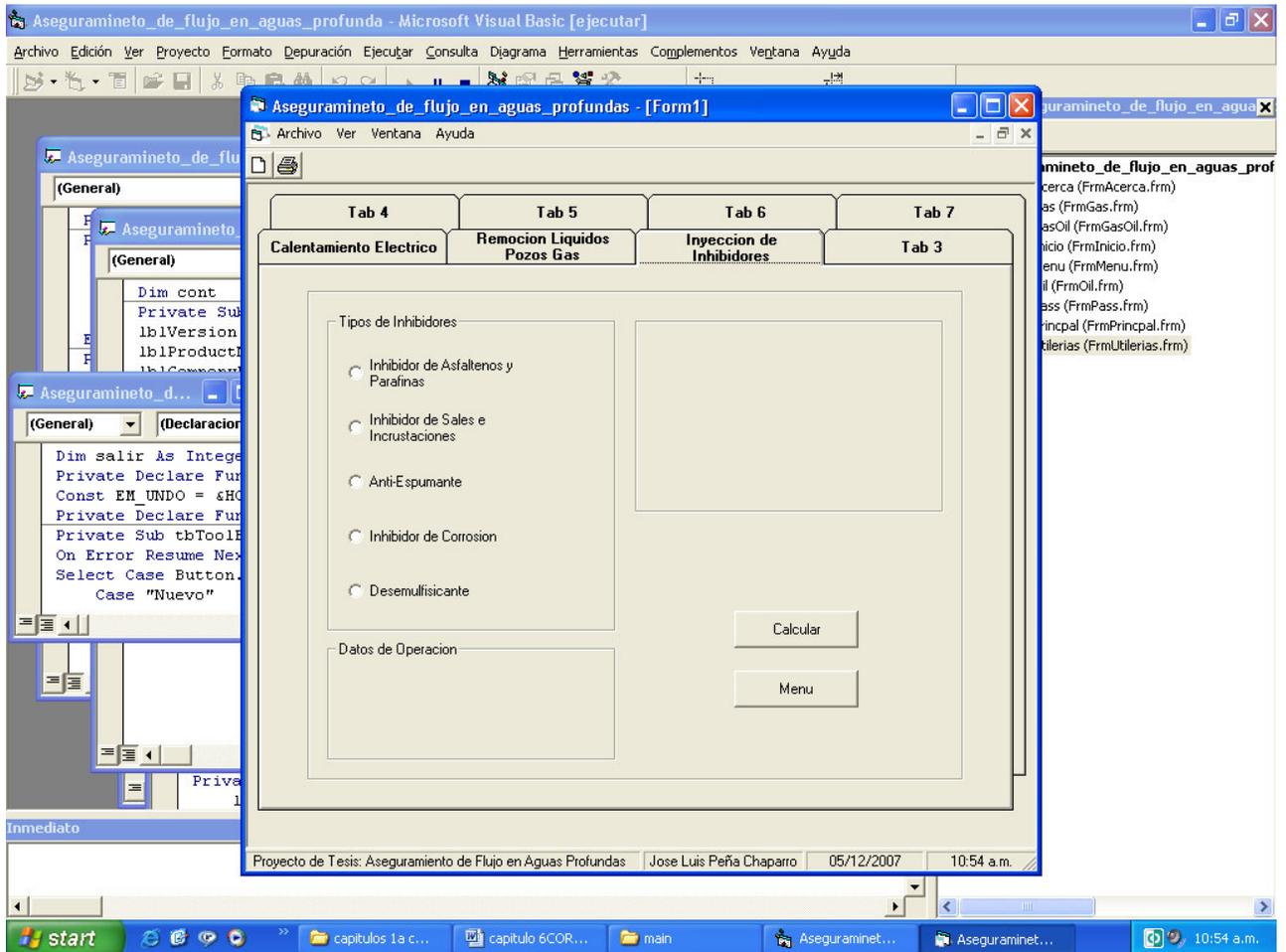
Datos	
Diametro Pipe in Pipe	6 in 10
Tipo de Aislante	Microporous Silica
Area Cable Electrico [mm <sup>2</sup> ]	10 [mm]
Voltaje	800 [v]
Phw [psia]	500
Twh [C]	60
Poder Electrico [W/M]	10
Nivel corriente [A]	5000

Resultados	
Variables	Resultados
k [W/m <sup>2</sup> K]=	1.09
T enfriamiento [hr]=	8
Poder de Mant. @25 [W/m]=	17.1
T calentamiento [hr]=	100.75
Max. Poder Cable [w/m]=	748734.8
L alcanzada [Km]=	22.34



Inyección de inhibidores. En esta aplicación se aborda lo referente al cálculo de la cantidad y tipo de reactivo químico a utilizar para prevenir la formación de bloqueos por diferentes causas (hidratos, ceras, etc). La hoja aplicable es la siguiente:



Se cuenta en la aplicación con cinco opciones diferentes de productos químicos a utilizar para prevención, remoción y/o corrección de diferentes factores que afectan el aseguramiento de flujo en las instalaciones marinas.

- Inhibidor de asfaltenos y parafinas. Para fines prácticos se usó la información que se tiene en PEMEX sobre el producto llamado IDAP el cual es utilizado en instalaciones de producción mexicanas con buenos resultados el cual solo requiere como dato de entrada el gasto de aceite a manejar, ya que previamente se efectuaron pruebas en laboratorio para determinar un valor constante a utilizar para determinar el volumen de inyección aplicable al sistema en estudio.



- Inhibidor de sales e incrustaciones. Para este caso el producto utilizado con buenos resultados en PEMEX es el llamado IISI. La información necesaria para calcular es el gasto de agua producida en la corriente a tratar lo cual se obtendrá como resultado el volumen requerido de producto a inyectar en el sistema.
- Anti-espumante. En este caso el producto usado es el comercial adquirido en PEMEX, y con la información del gasto de aceite a manejar, se puede obtener el volumen de producto requerido.
- Inhibidor de corrosión. Se considera el producto utilizado en PEMEX para los fines de calculo y su calculo va a depender de la producción a manejar y la longitud de la línea a tratar.
- Desemulsificante. Al igual que los productos químicos mencionados, se consideran los productos utilizados en PEMEX y su volumen de inyección esta basado en los gastos de agua y aceite a manejarse.

Remoción de Líquidos en Pozos de Gas. Este procedimiento es relativamente sencillo; las correlaciones utilizadas tienen como objetivo que cuando se tenga un pozo que aporte gas, los líquidos que se tengan asociados sean removidos para evitar problemas en el pozo como contrapresión extra debida a la columna de líquidos en la tubería de producción. La página de entrada se mostrará a continuación y los parámetros requeridos en esta opción son:

- Líquido presente en el pozo de gas. Se conforma de 3 opciones dependiendo del tipo de fluido que se tenga en el pozo, como un fluido de baja densidad, presencia de condensados y presencia de agua, para cada uno de los cuales se presentan los datos requeridos para los cálculos.
- Datos de operación. En este apartado y dependiendo de la opción elegida con anterioridad se presenta un listado de datos a utilizar para el calculo final. Los datos utilizados son Presión, Temperatura, Factor de Compresibilidad del Gas, Área de Tubería, Tensión Superficial (solo baja dens.) y Densidad del Fluido (solo en baja dens.).
- Resultados. En este apartado una vez que se han capturado los datos requeridos para el cálculo, al oprimir el botón **Cálculo** aparecerá este apartado con el resultado de la velocidad y gasto de gas requerido en el pozo para poder remover el líquido en el pozo.



Proyecto de Tesis: Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas    Jose Luis Peña Chaparro    08/12/2007    04:09 p.m.

Calculo de bacheo. En esta utilería se busca de manera sencilla obtener datos básicos en lo referente al cálculo de información importante en el rubro del fenómeno que se presenta principalmente en risers de sistemas de producción marinos con respecto al flujo tipo tapón, donde por medio de correlaciones detectadas en bibliografía se obtienen los siguientes resultados:

- Longitud del tapón.
- Velocidad de la mezcla.
- Velocidad del frente del tapón.
- Volumen del tapón.

La información requerida es fácilmente obtenida y el cálculo de los parámetros antes mencionados tiene buenas aproximaciones.



Recycle Bin PIPEPHASE 9.1 1.txt usb-in-a-nu...

Internet Explorer QuickTime Player 96123 Deep...

Adobe Acrobat 6.0 Professi... RealPlayer

EverQuest Screenblast ACID 2.0

Free Games & Music Screenblast Sound Forge

MSN Explorer Station.com

Mylo Wireless Service Vaio World

NOD32 Scanner presentat11e... Shortmae...

PIPEPHASE 9.0 teoria a usar paasfparaf Skype...

start presentat11en... capitulo 6COR... main Aseguramiet... Aseguramiet... 05:42 p.m.

Aseguramieto\_de\_flujo\_en\_aguas\_profundas - [Form1]

Archivo Ver Ventana Ayuda

Calculo de Salinidad en Crudo Tab 5 Tab 6 Tab 7

Calentamiento Electrico Remocion Liquidos Pozos Gas Inyeccion de Inhibidores Calculo de Bacheo

Datos de Operacion

Den Liq [kg/cm<sup>3</sup>] = 35

Visc Liq [kg/ms] = 345

Den Gas [kg/cm<sup>3</sup>] = 64

Visc Gas [kg/ms] = 234

Q liq [ft<sup>3</sup>/s] = 34

Q gas [ft<sup>3</sup>/s] = 34

Ten Sup [N/m] = 23

Diam Tub [ft] = 1.007

MW gas [adim] = 123

Resultados

Variable	Resultados
Long Tapon [ft]	329.475
Vel Mezcla [ft/s]	85.381
Vel Frente Bj [ft/2]	102.46
Vol Tapon [ft <sup>3</sup> ]	262.4

Calcular

Menu

Proyecto de Tesis: Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas Jose Luis Peña Chaparro 06/03/2008 05:42 p.m.

Las ecuaciones utilizadas pertenecen a un desarrollo efectuado por la Cia. Chevron realizadas por S. L. Scott, donde por medio de cálculos sencillos se obtiene la información antes mencionada.

Calculo de salinidad en crudo. En esta utilería por medio de un método sencillo de cálculo se pretende obtener un parámetro importante como lo es la salinidad en el crudo, que para fines de comercialización y deshidratación de crudo es un parámetro muy importante para su tratamiento, cabe hacer mención que a nivel mundial se tienen ciertas especificaciones en el rubro de salinidad .



Proyecto de Tesis: Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas    Jose Luis Peña Chaparro    06/03/2008    06:11 p.m.

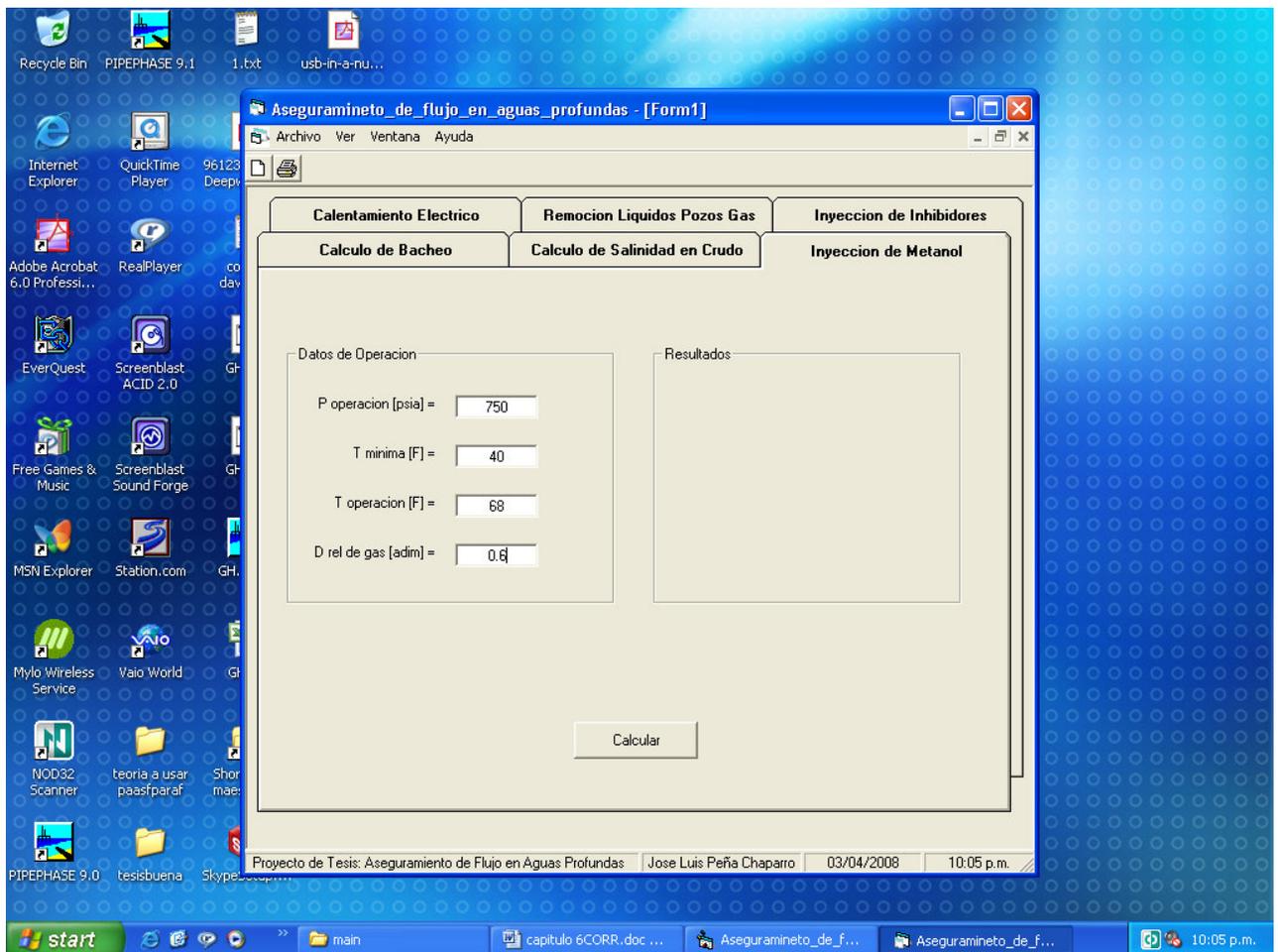
Como se puede apreciar en la aplicación, la información requerida se obtiene de análisis químicos en laboratorios normales de control de calidad, además que se cuenta con la opción de que si se cuenta con deshidratación de crudo y lavado del mismo se pueden efectuar los cálculos pertinentes para optimizar el proceso de desalado del crudo. La información requerida es la siguiente:

- Porcentaje de agua de crudo no tratado
- Salinidad del agua de formación.
- Porcentaje del agua de lavado.
- Salinidad del agua de lavado.
- Porcentaje de agua de recirculación.
- Salinidad del agua de recirculación.



Con esta aplicación se tienen diferentes variantes dependiendo del arreglo que se tenga en el proceso.

Calculo de inyección de metanol. En esta aplicación se obtienen los volúmenes de metanol a utilizar en sistemas de producción como gasoductos y oleogasoductos, los cuales son susceptibles a problemas de formación de hidratos por el agua presente en las tuberías. La ventana de aplicación es la siguiente:



La hoja de datos, los cuales son información de fácil obtención por ser parámetros de operación como presión, temperatura y densidad del gas del sistema, al introducir estos datos se efectúa el cálculo para obtener la siguiente ventana:



Calentamiento Electrico    Remocion Liquidos Pozos Gas    Inyeccion de Inhibidores

Calculo de Bacheo    Calculo de Salinidad en Crudo    Inyeccion de Metanol

Datos de Operacion

P operacion [psia] = 750

T minima [F] = 40

T operacion [F] = 68

D rel de gas [adim] = 0.6

Resultados

Variable	Resultado
Vol Metanol [gal/MMPC]	3.7

Calcular

Proyecto de Tesis: Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas    Jose Luis Peña Chaparro    03/04/2008    10:07 p.m.

En el apartado de **Resultados** se obtiene la cantidad de metanol en volumen a ser inyectado por cada millón de pies cúbicos de gas manejado. En esa aplicación se puede ir modificando la información y ésta efectuará un recálculo a diferentes condiciones. Una vez terminado el cálculo se puede regresar al menú original para efectuar otro cálculo distinto.

Se cuenta con otras opciones para facilidad al operador como lo es abrir dos ventanas para efectuar cálculos de distintos circuitos, entre otras aplicaciones.



## CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los capítulos anteriores, en los que se abordaron diferentes tópicos de la operación de sistemas de producción en general y de aguas profundas en particular, se concluye lo siguiente:

- Se desarrolló un modelo computacional de aseguramiento de flujo, el cual permite simular las condiciones de operación de un sistema de producción ya sea terrestre o costa afuera, en aguas someras o profundas, lo que permite analizar y predecir posibles problemas en el sistema tales como formación de hidratos, salinidad, asfaltenos, ceras, bacheo severo, o incrustaciones, entre otros.
- El modelo permite, una vez que predice los posibles problemas que pueden afectar el aseguramiento de flujo en el sistema, efectuar cálculos y dar soluciones a dichos problemas con métodos tales como Calentamiento eléctrico, Inyección de inhibidores, Inyección de Metanol, remoción de líquidos en pozos de gas, entre otros.
- Este simulador es una herramienta que puede ayudar a solventar problemas prácticos a nivel operativo, ya que puede ser utilizado por personal que tenga conocimientos básicos de los sistemas de producción de petróleo, así como por los ingenieros encargados de la empresa operadora.
- El simulador tiene aplicación a nivel campo debido a que las soluciones propuestas por el mismo están basadas en experiencias que se tienen tanto a nivel nacional como internacional, documentadas en artículos técnicos conocidas como “lecciones aprendidas”.
- El simulador puede ser utilizado de manera puntual en diferentes sistemas de producción, o incluso con apoyo de un simulador de flujo multifásico puede tener aplicación en el diseño de todo el sistema de producción.
- Debido a su carácter amigable el simulador puede ser una guía útil en el sector de operadores de equipo, permitiéndoles aprender en base a la experiencia contenida en el programa lo que le facilita la toma de decisiones en caso de algún problema que se presente en el sistema de producción, en tiempos cortos y con propuestas de solución que han comprobado su efectividad.
- Actualmente en la industria petrolera mexicana se esta buscando dar mejor capacitación a su personal operador creando simuladores de proceso los cuales ofrecen entrenamiento adecuado y experiencia que los operadores podrán asimilar para una operación en



condiciones reales, el simulador presentado se puede incluir en ese entrenamiento para que los operadores de equipo vayan adquiriendo conocimientos técnicos de diferentes problemáticas que se les puede presentar al estar operando sus equipos de proceso, lo cual le ayudara a comprender varios fenómenos que ocurren en los mismos así como poder dar una mejor solución a los problemas que se les presente.

De acuerdo con lo desarrollado se identifican ciertas áreas de oportunidad para optimizar el simulador por lo que se recomienda lo siguiente:

- Debe tomarse en cuenta que el simulador se desarrollo con una serie de correlaciones obtenidas a partir de pruebas de laboratorio y ajustadas de acuerdo a las condiciones y tipos de fluidos analizados. En el caso del simulador desarrollado dichas correlaciones, obtenidas de bibliografía, son ajustadas con crudo ligero y de muestras en aguas profundas, por lo que se requiere efectuar ajustes para el caso de crudo pesado y extrapesado, tomando en cuenta pruebas de laboratorio en base a los estándares actuales.
- Los métodos presentados en el simulador son obtenidos de experiencia de campo y ajustados al mismo, se requiere integrar más procedimientos que puedan enriquecer el simulador y de lo cual no se tiene suficiente información como lo es inyección de vapor de agua o corrida de diablos, entre otros.
- Se requiere darle al simulador presentado más aplicaciones que sean “amigables” y permitan al usuario no tener problemas en su operación.
- Se necesita continuar retroalimentando el simulador con textos basados en la experiencia tanto de operadores de equipo como de ingenieros de línea y personal que tiene contacto directo con los sistemas de producción, ya que esta experiencia enriquecerá las soluciones presentadas en el programa.
- El simulador desarrollado puede ser adaptado a sistemas de monitoreo con que se cuentan en la industria petrolera mexicana como es el caso del sistema SCADA el cual obtiene información de datos operativos en tiempo real y esta información es la requerida por el simulador.



- Se requiere de mayor trabajo en laboratorio para tener suficiente información y así poder hacer ajustes mas aproximados en cuando a predicción de problemas de aseguramiento de flujo.
- Se requiere desarrollar más estudios acerca de tópicos referentes a problemas de incrustaciones, aporte de arena y corrosión, para poder enriquecer el simulador.
- Ciertas correlaciones que se utilizan requieren ser desarrolladas para tener mayor sustento matemático, lo que daría mayor aproximación de los resultados en el simulador.
- Se recomienda poder integrar al simulador en futuros estudios, aspectos importantes tales como diseño de separadores, equipo para manejos de gas y aceite, deshidratación, bombeo electrocentrifugo, entre otros, desde el punto de vista de equipo submarino y de uso en sistemas de producción en aguas profundas, lo cual puede darle mayor versatilidad al simulador.
- Por las características y versatilidad del simulador, este puede ser utilizado en diferentes configuraciones de sistemas de producción marinos y terrestres, por lo que se recomienda su difusión en los sistemas de producción de PEMEX para su operación y enriquecimiento del trabajo.
- Debido a que la información utilizada para la elaboración del proyecto contiene soluciones basadas en experiencias adquiridas con el tiempo de diferentes compañías petroleras dedicadas a los tópicos referidos a las Aguas Profundas se tiene como área de oportunidad la creación de un taller de juicios de expertos con las técnicas Kepner Tregue para poder dar mayor validez y enriquecer en proyecto de tesis, tratando de convocar en el medio nacional y/o internacional a personalidades de reconocida experiencia en el ramo las cuales retroalimenten las soluciones expuestas en el simulador así como aporten mas opciones de solución de problemáticas expuestas en el mismo, y así crear mas aplicaciones que amplíen la gama de soluciones expuestas en el trabajo actual presentado.
- Incluir técnicas conocidas para enriquecer el simulador tales como depresionamiento lateral o diseño de Inyección de vapor a líneas en aguas profundas, entre otras, que por falta de tiempo así como de suficiente información no se pudieron incluir en el estudio.
- Habilitación de interfases computacionales que le permitan al simulador interactuar con otros simuladores como el de flujo multifasico en régimen permanente y transitorio, conexión a terminales de monitoreo en tiempo real de condiciones de proceso (control



distribuido, sistemas SCADA entre otros) para así poder robustecer y tener soluciones en tiempo real de problemáticas suscitadas en el sistema de proceso de análisis.

- Con mayor cantidad de información sobre envoltentes de depositación de diferentes tipos de mezclas de hidrocarburos se puede crear una amplia base de datos que permitirán hacer análisis en el simulador para diferentes condiciones tanto de sistemas de proceso como de diferentes tipos de crudo haciéndolo más versátil.



## APENDICE

### A.1 Administración de hidratos para sistemas alternativos gas-agua (WAG)

Una emergente tendencia para proyectos en aguas profundas es incluir facilidades en WAG como parte del desarrollo del plan/yacimiento como estrategia de administración cuando se requiera un sistema de recuperación mejorada. Para sistemas con temperaturas mínimas ambiente de 10 a 15 C (50 a 60 F), el riesgo de formación de hidratos existe esencialmente durante el cambio de agua a gas de inyección y viceversa en procesos de inyección como recuperación. El aseguramiento de flujo para administrar hidratos necesita una adecuada dirección en el diseño de las facilidades WAG y sus procedimientos operativos. Muchos de los sistemas bajo operación son localizados en relativos ambientes hostiles. Muchos de los proyectos desarrollados se caracterizan por lo general en lo siguiente:

- Aguas profundas (800 a 1500m)
- Moderada a baja temperatura del yacimiento (50 a 65 C) para yacimientos someros.
- Sistemas dominados por aceite (con algunas excepciones)
- Esquemas submarinos llenos.
- Alto numero de pozos productores.
- Gran acumulación de longitudes de líneas de flujo submarina.
- Sistemas donde paros extendidos debe considerarse la prevención de formación de hidratos en las líneas con aislante pasivo termal y procedimientos de operación como la inyección de metanol y circulación de aceite muerto.



- Consecuencias de ocurrencia de hidratos en potencial de producción por alta complejidad y costos para operaciones de remoción de hidratos en aguas profundas.

Para los campos en aguas profundas con temperatura de yacimiento templada, el desarrollo de la filosofía de aislamiento termal puede ser resumida como:

- Sistemas de aislamiento termal en sistemas de pozos, manifold con una especificación termal para cualquier sistema consistente con los requerimientos de filosofía de prevención de hidratos.
- Aislamiento termal de todos los componentes conectados a producir corrientes como válvulas (inclusive actuadores) válvulas de inyección química y sensores de temperatura. Estos requerimientos son rotos por lo siguiente:

Limitación de puntos fríos es reducir la fuente de degradación del perfeccionamiento termal de un sistema dado. Varias experiencias conducen como parte de trabajo ingenieril demostrar que los componentes no aislados pueden degradar el perfeccionamiento termal en alguna distancia por mecanismos de convección.

Las interacciones termales y vecindad con baja calidad de aislantes en componentes esta afectando la capacidad de monitoreo de temperatura en operación si tiene que ser usado como una rotura de decisión operativa para inhibir hidratos



En suma, los operadores consideran que los hidratos pueden afectar todos los sistemas conectados a corrientes de fluidos como: válvulas con típicas fallas en actuadores si el hidratos es forma en cavidades de la misma, fallas de sensores con perdida de información, temporal o permanente perdida de líneas de inyección química.

## A.2 Metodología para evaluar requerimientos de diseño termal.

Un sistema de ingeniería debe ser favorecido con requerimientos termales tales como:

- Diseño de tubería vs integración en paquete, construcción e interferencias geométricas.
- Existencia de puntos fríos como sensores, válvulas, estranguladores, soportes y conectores.
- Construcción con integración de componentes y aislamiento termal con método de aplicación.
- Diseños específicos como aislantes de conectores.
- Integración de componentes específicos como medidores multifasicos.
- Identificación de mantenimiento y métodos de reparación.



### A.3 Metodología para proyectos severos en aguas profundas y provee de administración ingenieril termal:

- Descripción de requerimientos termales con especifica atención a ser remunerado en limites de batería o condiciones de frontera para trabajo ingenieril termal.
- Selección de material aislante termal y métodos de aplicación los cuales satisfacen los objetivos de perfeccionamiento termal, secuencia de construcción y control de calidad.
- Identificación de puntos fríos en sistemas, ramales muertos para multipuestos de manifolds de producción, conexión de líneas, sensores, actuadores de válvulas, etc.
- Plan de administración de puntos fríos, con identificación de soluciones para compensar dichos puntos, o identificación de pasos para validación de posibles impactos de secciones con perdida de aislamiento.
- Simulaciones termales del equipo submarino con modelos a ser desarrollados para componentes o secciones cortas o mas sistemas complejos.
- Pruebas termales de componentes o pequeñas secciones de equipo: para validar aislamiento termal y proveer todas las aproximaciones necesarias para modelos a gran escala, pero solo en algunos casos validar la utilidad de software de simulación termal.
- Pruebas termales de un equipo construido para validar por contratista y proveedor información adicional como desviación potencial e información del sensor de temperatura, factores de corrección. Objetivo adicional es proveer equipos de operación de campo con fotografías o como operar el sistema.



- Modificaciones de diseño o ajustes el cual resulta de componentes o pruebas de equipo.

#### A.4 Trabajos perfeccionados por contratistas:

- La compleja geometría de un sistema submarino es definitivamente un límite para el desarrollo de un modelo termal que debe reflejar todos los detalles de requerimientos para el modelado adecuado. Un preanálisis del problema es requerido para identificar la simplificación la cual debe ser implementada para optimizar el modelo y hacer una simulación eficiente.
- Las dimensiones y complejidad de los sistemas es un factor limitante para el uso de herramientas de simulación. Un adecuado balance puede ser seleccionado entre los engranes de componentes sólidos (aislante, acero) y las paredes de las fronteras donde los efectos de convección pueden desarrollarse, costo de un modelo y su prohibición. En suma, el tiempo requerido a desarrollar un modelo, la simulación provee de interés de interacciones del modelo alrededor de singularidades de aislamiento (puntos fríos, conexiones) para la estimación de conductividades termales, entre otros.
- El uso de modelos de elementos finitos el cual describe sistemas como componentes sólidos (inclusive fluidos) provee a ser opción para atacar problemas como componentes de aislamientos (líneas, válvulas, etc.) a escala 3D.
- Correlaciones empíricas para convección natural ayuda a encontrar la conductividad efectiva pero son validadas en límites por la geometría para



cualquiera tienen que ser determinadas o las dimensiones de sistemas, ayudando a explorar nuevas geometrías en fenómenos a gran escala.

- Las simplificaciones requeridas de modelado de sistemas, la incertidumbre con el modelado del fluido (correlaciones, modelos de densidad) obtenido de experiencias de problemas similares para verificar las pruebas termales.

#### A.6 Dificultades que se tienen para un perfeccionamiento de simulación termal:

- Simulación de gas de BN submarino puede ser complejo en particular cuando los requerimientos para la simulación es rota por la evaluación del riesgo de depositacion de ceras en tuberías. El mayor reto es contribuir con un modelo el cual pueda contar con severas contribuciones como:
  - Intercambio de calor entre espacio anular y TP.
  - Interacción con tierra para casos transitorios.
  - Cálculos de enfriamiento con impacto de gas frío en tubería a los árboles.
- Extrapolación de resultados de pruebas de equipo para condiciones de fluido real. Un análisis tiene que ser perfeccionado para identificar las contribuciones las cuales son pruebas especificas (interfases mecánicas, temperaturas en pruebas) pero solo determina la prueba a criterio estacionario.
- Fronteras adiabáticas en el modelo, están actuando como un tipo de barrera física para simulaciones el cual puede en muchos casos generar lugares para fluido frío acumulado o crear los limites de celdas de convección.



A.7 Metodología o filosofía de diseño desarrollado por la industria para los proyectos de operación:

- Asegurar todos los componentes individuales estando termalmente aislados. Esto permite calcular los requerimientos de aislamiento termal en pequeños modelos, con algunos sistemas ensamblados.
- Desarrollo del modelo de elementos finitos para reflejar el impacto térmico en perfeccionamiento del sistema.
- Desarrollo de modelos de simulación para componentes o pequeña escala verificando las respectivas pruebas termales.
- Desarrollo de modelos para los siguientes casos:
  1. Para detalles específicos donde la convección afecta los mecanismos de transferencia como cajas aislantes de conectores con alta capacidad de almacenamiento.
  2. Para evaluar desviaciones de potencial de perfeccionamiento si fallan los sistemas de sello por sistemas aislantes de conectores (eficiencia de sello).
  3. Para calcular el coeficiente efectivo de conductividad el cual cuantifica para efectos de convección como una entrada para modelos de conducción (elementos finitos).
  4. Para evaluar escenarios de operaciones específicas con ramales muertos y distribución de temperatura característica por sistema.

De acuerdo con experiencias obtenidas en otros proyectos se tienen lecciones aprendidas que deberán ser capitalizadas como:

- Equipo conectado entre válvulas, líneas, etc. actúan como puntos fríos y afectan la respuesta termal, como consecuencia se deben hacer



modificaciones como adición de aislante en componentes sin aislar. La conexión del cabezal del pozo actúa como puente termal afectando la actuación del aislante.

- Aislamiento termal alrededor del estrangulador tiene que ser aprobado para manejar el enfriamiento por convección.
- Perfeccionamiento con pruebas con agua como un medio calentado y fluido de referencia para pruebas de enfriamiento se deben ejecutar. Se requiere trabajo de simulación adicional para correlacionar a futuro condiciones de producción y específicas propiedades de fluidos (densidad, calor específico, conductividad)
- Instrumentación propia es crítica para interpretación y ajustes de diseño:
  - La instrumentación debe estar reforzada en área donde los efectos por interfase mecánica son tomadas para afectar el comportamiento del sistema.
  - Instrumentación posicionada en cavidades donde el gradiente termal tiene que investigarse.
  - Instrumentación posicionada en paredes del equipo para proveer información usada para límites de frontera.
- Pruebas termales como construcción de equipo revisando posible desviación de los sensores posicionados en fluido.
- Sistema de aislamiento de conectores probando y demostrando un método robusto de instalación.



#### A.8 Materiales y métodos severos tienen que ser implementados en los proyectos:

- Hule vulcanizado para manifolds para cubrir secciones de tubería y vulcanizar el equipo en sus secciones críticas.
- Material sintético con resistencia a condiciones de servicio (presión hidrostática, temperatura de diseño de equipo) el cual puede ser implementado con modelos prefabricados.
- Sensores de temperatura que sean específicos para equipo submarino, si esta propiamente localizado, los sensores de temperatura pueden proveer indicaciones de perfeccionamiento termal en situación de paro de equipo con su respectiva información de integridad del aislamiento termal.
- Correcto aislamiento de conectores, el reto es diseñar un sistema el cual sea resistente al potencial de daño durante la instalación y provee una gran eficiencia de sellado.

#### A.9 Uso de inhibidores químicos.

Otro aspecto importante es el uso de inhibidores de hidratos. Enormes plantas de glicol recuperan monoetileno glicol (MEG) usado para inhibición de hidratos aplicando la típica vaporización flash bajo presión atmosférica para remover sólidos contaminados disueltos y suspendidos. El calor es transferido a la sal rica en glicol a la baja temperatura posible por contacto directo con recirculación de líquido caliente, seguido de destilación para recuperar sales libres de glicol. Se debe desarrollar tecnología basada en fundamentos de cómo el glicol, agua y sal interactúan para el perfeccionamiento de las plantas de tratamiento, lo que da por resultado lo siguiente:



- Diseño de una vasija separador la cual reduzca la población de erosivos y partículas de sal en el circuito en un 90%.
- Inusuales altas velocidades del fluido y los radios de transferencia de calor resultan en una planta mas compacta con menos riesgo de falla o degradación termal del MEG.
- Separación de MEG de los restos de sales sin la necesidad de tanques grandes, presas con filtros y centrifugas.

Por varias décadas el mono etileno glicol (MEG) y metanol tienen que ser los químicos primarios inyectados costafuera para inhibir la formación de hidratos en aceite y gas producido en líneas. En proyectos donde la inhibición es solo requerida temporal o esporádicamente el metanol es bien usado por su alto potencial inhibidor de hidratos, desgraciadamente la cantidad total de inhibidores usados no es suficiente para justificar el costo de una planta recuperadora, provocando perdida total del producto químico. La solubilidad del metanol en las corrientes de gas y aceite puede ser de 2 o mas de orden de magnitud de solubilidad que el MEG, de este ultimo se requieren grandes cantidades por grado de temperatura de supresión de hidratos. El metanol es un indeseable contaminante en productos petroleros especialmente gas y líquidos ligeros mermando su valor económico de proceso. Por ejemplo, el metanol tiene alto contenido de naftas por lo que en petroquímica presenta problemas en su proceso ya que manejan valores pequeños del mismo (50 ppm aproximadamente), esto provoca la devaluación del costo del gas y ligeros generando perdidas económicas.

Es necesario tener en consideración lo anterior para el desarrollo de la tecnología adecuada para el tratamiento de estos productos e incluso minimizar el uso de estos combinando otros métodos para evitar la formación de hidratos y cumplir con los esquemas actuales de producción.



#### A.10 Determinación en laboratorio de inorgánicos.

1. Determinar el peso del vaso de precipitado que se utilizara en la determinación.
2. Pesar en este vaso de 2 a 5 gr. De muestra.
3. Adicionar 100 ml. de algún solvente orgánico (benceno o cloroformo). Agitar vigorosamente por 1 min.
4. Filtrar en papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de benceno o cloroformo. Guardar la solución filtrada.
5. Secar el papel filtro y pesarlo. La diferencia de pesos dara la cantidad de inorgánicos en la muestra.

#### A.11 Determinación de asfaltenos.

1. la solución filtrada en el paso 4 del procedimiento A.10 contiene los componentes orgánicos. Calentar en baño maría hasta casi evaporar todo el benceno o cloroformo, tener cuidado de no quemar el material orgánico.
2. Adicionar 100 ml. De pentano, agitar vigorosamente por 1 min.
3. Filtrar en un papel filtro previamente pesado, lavando el vaso con un poco mas de pentano. Guardar la solución filtrada.
4. Secar el papel filtro y pesarlo, la diferencia de pesos dará la cantidad de asfaltenos en la muestra.

#### A.12 Determinación de parafinas.

1. La solución obtenida en el paso 3 del procedimiento A.11 se calienta hasta casi evaporar todo el pentano. Tener cuidado de no quemar la muestra.
2. Adicionar 100 ml. De éter de petróleo o bencina de petróleo y 10 gr. De tierra de diatomáceas, agitar.
3. filtrar nuevamente en papel filtro. Tirar el papel filtro. La solución filtrada es evaporada hasta que ya no se perciba olor a éter.



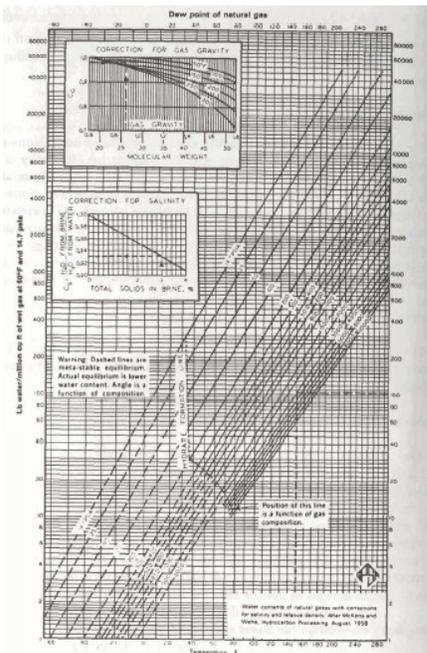
4. Pesar el vaso y restar este valor al peso del vaso obtenido en el paso 1 del procedimiento A.10, obteniéndose el contenido de parafinas.

#### A.13 Determinación de aceite.

1. La cantidad de aceite se determina con la suma de parafinas, asfaltenos e inorgánicos menos el peso de la muestra.
2. Los porcentajes son calculados mediante los pesos correspondientes contra el peso total.

#### A.14 Método para estimar la cantidad de metanol a inyectar para evitar formación de hidratos.

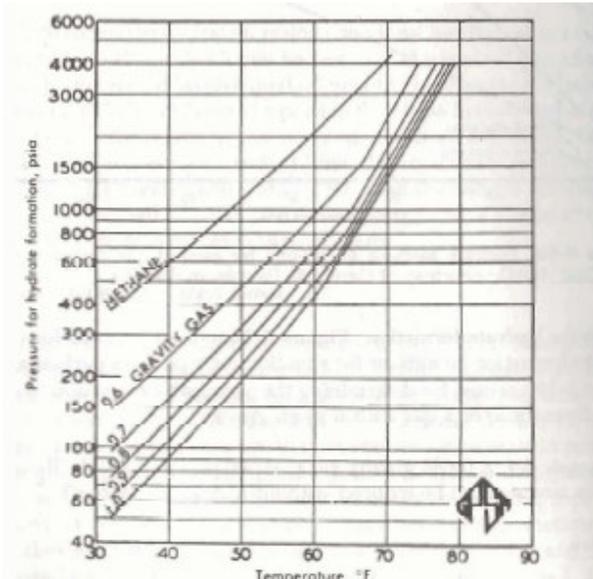
- Calcular contenido de agua en el gas saturado (W1) con la siguiente grafica:



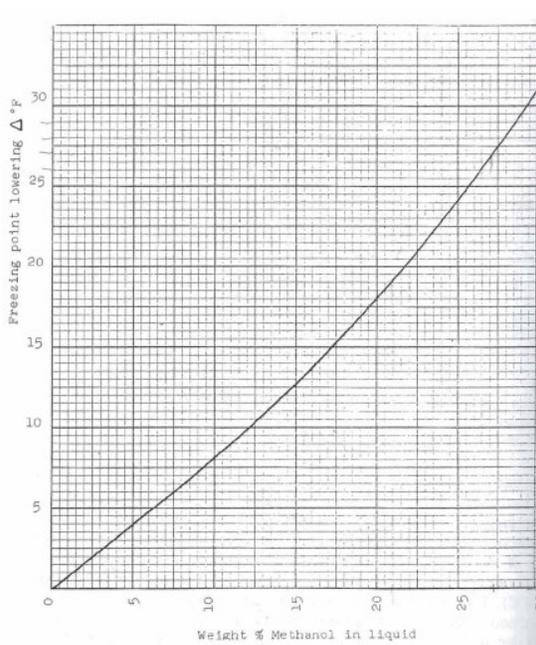
- Con la grafica anterior calcular agua en gas a la temperatura minima  $T_{min}$  (W2).
- Calcular el agua libre  $\Delta W = W1 - W2$ .



- Obtener el valor de la temperatura de formación de hidratos ( $T_h$ ). Con la siguiente grafica:

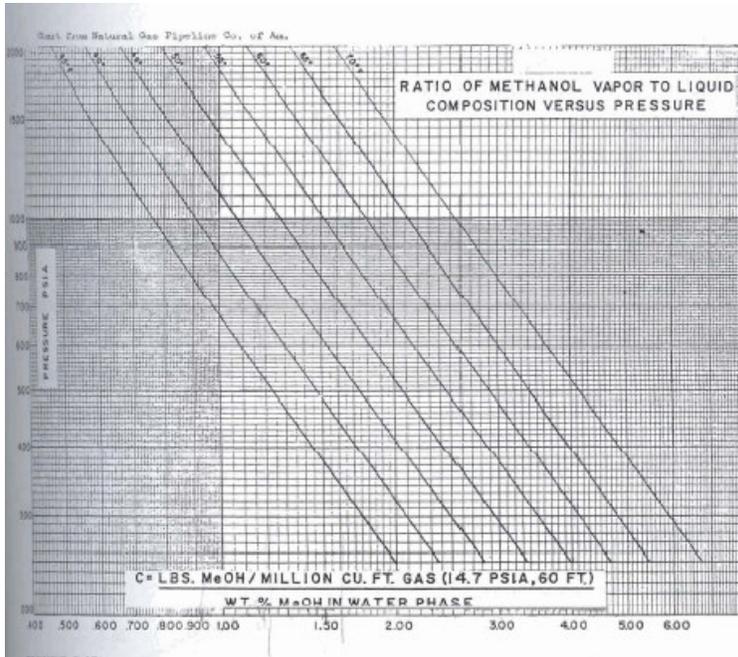


- Calcular la disminución del punto de congelación  $\Delta T = T_h - T_{min}$
- Obtener el % de metanol requerido en el liquido (%MeOH)<sub>w</sub> de la siguiente figura:





- Obtener la relación MeOH-vapor-liquido (RVL) de la siguiente figura:



- Calcular la concentración de metanol-gas  $(\text{MeOH})_g = (\text{MeOH})_w \times \text{RVL}$
- Calcular la concentración de metanol en el liquido:

$$(\text{MeOH})_L = \Delta W (\text{MeOH})_w / (100 - (\text{MeOH})_w)$$

- Calcular el gasto másico de MeOH  $= (\text{MeOH})_g + (\text{MeOH})_L$
- Calcular el gasto volumétrico del metanol.

$$Q = Q_m / \text{dens. Metanol.}$$

A.15 Ecuaciones para cálculo de gasto mínimo de remoción de líquidos en pozos.

Para  $S_g = 0.6$   $T = 60$  F

$$V_{gmin} = 20.4 \sigma^{0.25} (\rho_L - 0.0031P)^{0.25}$$

$$\frac{\text{-----}}{(0.031P)^{0.5}}$$



Para agua

$$V_{gmin} = \frac{5.262 (67 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Para condensado

$$V_{gmin} = \frac{3.998 (45 - 0.0031P)^{0.25}}{(0.031P)^{0.5}}$$

Gasto mínimo

$$Q_{gmin} = \frac{3.06 P V_{gmin} A}{T Z}$$

A.16 Ecuaciones para calcular características de un tapón de líquido.

Longitud del tapón:

$$\ln(L_s) = -25.41 + 28.5 (\ln(d/12))^{0.1}$$

Velocidad del frente de la burbuja

$$V_{BF} = 1.2 V_m + V_D$$

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

$$H_f = 1/6 H_s$$

$$H_s = \frac{1}{1 + (V_m/28.4)^{1.39}}$$

Longitud del frente

$$L_f = L_u (V_{sl} - H_s V_s / -H_s V_s)$$



#### A.17 Ecuación para cálculo de salinidad.

$$SCT = \frac{\%BSWCT [SALCNT + (\%BSWCNT \times SALAF/100) + (\%WW \times SALWW/100) + (\%RW \times SALRW/100)]}{\%BSWCNT + \%WW + \%RW}$$

Donde:

SCT-SAL CRUDO TRATADO  
CT-CRUDO TRATADO  
SW-SALINIDAD DEL AGUA  
AF-AGUA DE FORMACIÓN  
WW-AGUA DE LAVADO  
RW-AGUA DE RECIRCULACION.

#### A.18 Codificación principal del simulador.

Programación gasoducto.

```
Dim Pg As Double, Tg As Double
Dim hidra As Double, Tgi As Double, Tgf As Double
Private Sub Form_Load()
  SSTab1.TabEnabled(1) = False
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label4.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
  SSTab1.TabEnabled(1) = True
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
  List1.Clear
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  Pg = Val(TxtGas(1).Text)
  Tg = Val(TxtGas(2).Text)
  hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
  If hidra <= Pg Then
    If OptCond1.Value = True Or OptCond2.Value = True Then
      Tg = 0
      Do
        Tg = Tg + 0.1
        hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
      Loop Until Pg > hidra
      Tgi = Round(Tg, 2)
      Tg = Tgi
    Do
```



```
Tg = Tg + 0.1
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
Loop Until Pg < hidra
Tgf = Round(Tg, 2)
List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
End If
End If
Tg = Val(TxtGas(2).Text)
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
List1.AddItem "-----"
If hidra > Pg Then
    If OptCond1.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
        List1.AddItem "Condicion de Shutdown"
    End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
End If
SSTab1.Tab = 1
End Sub
Private Sub List1_Click()
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    If OptCond1.Value = True Then
        RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
        hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
        If hidra > 0 Then
            Label1.Caption = "Presion minima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "[psi]"
        End If
        If Tgf > 0 Then
            Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
        End If
        If hidra <= 0 Then
            Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        If Tgf <= 0 Then
            Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
        End If
        CmdUtilerias.Enabled = True
        Label4.Visible = True
    End If
    If OptCond2.Value = True Then
```



```
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondHidra.doc"
hidra = (6.3095 * Tg ^ 2) - (492.26 * Tg) + 9339.3
If hidra > 0 Then
    Label1.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & Round(hidra, 2) & "
[psi]"
End If
If Tgf > 0 Then
    Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgf & " [F]"
End If
If hidra <= 0 Then
    Label1.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
If Tgf <= 0 Then
    Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
End If
CmdUtilerias.Enabled = True
Label4.Visible = True
End If
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondArranque.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondNormal.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion de Shutdown" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondShut.doc"
    Label1.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label4.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGas_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
```



```
Private Sub CmdUtilerias_Click()  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False  
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False  
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then  
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True  
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True  
End If  
FrmUtilerias.Show  
End Sub  
Private Sub CmdRegresar_Click()  
SSTab1.Tab = 0  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
Label1.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
End Sub
```

#### Programación oleogasoducto

```
Dim Pgo As Double, Tgo As Double, APigo As Double  
Dim hidrago, asfago As Double, cerago As Double, cera As Boolean  
Dim Tgoih As Double, Tgofh As Double, Tgoia As Double, Tgoic As Double  
Dim v1 As Boolean, v2 As Boolean, v3 As Boolean, v4 As Boolean  
Dim v5 As Boolean, v6 As Boolean, v7 As Boolean, v8 As Boolean  
Private Sub Form_Load()  
Combo1.AddItem "Si"  
Combo1.AddItem "No"  
Combo2.AddItem "Normal"  
Combo2.AddItem "Anormal"  
Combo3.AddItem "Si"  
Combo3.AddItem "No"  
Combo4.AddItem "Normal"  
Combo4.AddItem "Espumosa"  
Frame3.Visible = False  
SSTab1.TabEnabled(1) = False  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End Sub  
Private Sub OptCond1_Click()
```



```
Frame3.Visible = True
End Sub
Private Sub OptCond2_Click()
Frame3.Visible = False
End Sub
Private Sub CmdCalcula_Click()
v1 = False: v2 = False: v3 = False: v4 = False
v5 = False: v6 = False: v7 = False: v8 = False
SSTab1.TabEnabled(1) = True
List1.Clear
Label3.Caption = ""
Label2.Caption = ""
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"

Pgo = Val(TxtGasOil(1).Text)
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
APigo = Val(TxtGasOil(3).Text)
hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
If hidrago <= Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Hidratos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo > hidrago
    Tgoih = Round(Tgo, 2)
    Tgo = Tgoih
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        hidrago = (6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3
    Loop Until Pgo < hidrago
    Tgofh = Round(Tgo, 2)
    v1 = True
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If asfago < Pgo Then
    List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
    Tgo = 0
    Do
        Tgo = Tgo + 0.1
        asfago = (266630 * Tgo ^ -0.774)
    Loop Until Pgo > asfago
    Tgoia = Round(Tgo, 2)
    v2 = True
```



```
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo > 3000 Then
    cerago = (220 * Tgo) - 14600
    If cerago < Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (220 * Tgo) - 14600
        Loop Until cerago > Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
End If
End If
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
If Pgo <= 3000 Then
    cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
    If cerago > Pgo Then
        List1.AddItem "Presencia de Ceras"
        Tgo = 0
        Do
            Tgo = Tgo + 0.1
            cerago = (-215.38 * Tgo) + 20231
        Loop Until cerago < Pgo
        Tgoic = Round(Tgo, 2)
    v3 = True
End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCond1.Value = True Then
    If APigo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Presencia de Espumas"
        v4 = True
    End If
    If Combo1.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion"
        v5 = True
    End If
    If Combo2.Text = "Anormal" Then
        List1.AddItem "Vibracion: Presencia de Bacheo"
        v6 = True
    End If
    If Combo3.Text = "Si" Then
        List1.AddItem "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo"
```



```
v7 = True
End If
If Combo4.Text = "Espumosa" Then
    List1.AddItem "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma"
    v8 = True
End If
End If
If OptCond2.Value = True Then
    List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque"
    If APlgo >= 20 Then
        List1.AddItem "Posible Generacion de Espumas y Bacheo"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCond1.Value = True Then
    If v1 = False And v2 = False And v3 = False And v4 = False And v5 = False And v6 =
False And v7 = False And v8 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
Tgo = Val(TxtGasOil(2).Text)
hidrago = Round((6.3095 * Tgo ^ 2) - (492.26 * Tgo) + 9339.3, 2)
asfago = Round((266630 * Tgo ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondHidra.doc"
    If hidrago > 0 Then
        Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & hidrago & " [psi]"
    End If
    If Tgofh > 0 Then
        Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal= " & Tgofh & " [F]"
    End If
    If hidrago <= 0 Then
        Label3.Caption = "P = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    If Tgofh <= 0 Then
        Label2.Caption = "T = Valor fuera de Rango Operativo"
    End If
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal= " & asfago & " [psi]"
```



```
Label2.Caption = "Temperatura maxima de operacion normal=" & Tgoia & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondCera.doc"  
If Pgo > 3000 Then  
cerago = Round((220 * Tgo) - 14600, 2)  
Label3.Caption = "Presion maxima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
If Pgo <= 3000 Then  
cerago = Round((-215.38 * Tgo) + 20231, 2)  
Label3.Caption = "Presion minima de operacion normal=" & cerago & " [psi]"  
End If  
Label2.Caption = "Temperatura minima de operacion normal=" & Tgoic & " [F] "  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = True  
End If  
If List1.Text = "Posible Presencia de Espumas" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAPImy20.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = False  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondAC.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVibra.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False  
End If  
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then  
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\\msg\CondVarPT.doc"  
Label3.Caption = ""  
Label2.Caption = ""  
CmdUtilerias.Enabled = True  
Label5.Visible = False
```



```
End If
If List1.Text = "Tipo de Muestra: Presencia de Espuma" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondMues.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAPImn20.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranque.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
    CmdUtilerias.Enabled = False
    Label5.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdMGasOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Vibracion: Presencia de Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Variacion de P y T: Presencia de Bacheo Severo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Posible Generacion de Espumas y Bacheo" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 3
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de agua: Posible problema de Corrosion" Then
    FrmUtilerias.Show
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
    SSTab1.Tab = 0
    SSTab1.TabEnabled(1) = False
    Label3.Caption = ""
    Label2.Caption = ""
End Sub
```



## Programación oleoducto

```
Dim Poil As Double, Toil As Double, APoil As Double
Dim DPoil As Double, Psoil As Double, Psuoil As Double
Dim asfaoil As Double, Toila As Double
Dim ceraoil As Double, Toilc As Double
Dim w1 As Boolean, w2 As Boolean, w3 As Boolean, w4 As Boolean, w5 As Boolean
Private Sub Form_Load()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
SSTab1.TabEnabled(1) = False
CmdUtilerias.Enabled = False
Label3.Visible = False
End Sub
Private Sub OptCondoil1_Click()
Frame3.Visible = True
TxtOil(6).Visible = False
LbOil(6).Visible = False
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub OptCondoil2_Click()
Frame3.Visible = False
TxtOil(6).Visible = True
LbOil(6).Visible = True
TxtOil(3).Text = ""
TxtOil(4).Text = ""
TxtOil(5).Text = ""
TxtOil(6).Text = ""
End Sub
Private Sub CmdCalcular_Click()
w1 = False: w2 = False: w3 = False: w4 = False: w5 = False
List1.Clear
Label1.Caption = ""
Label2.Caption = ""
SSTab1.TabEnabled(1) = True
RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\none.doc"
Poil = Val(TxtOil(1).Text)
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
DPoil = Val(TxtOil(3).Text)
Psoil = Val(TxtOil(4).Text)
```



```
Psoil = Val(TxtOil(5).Text)
APloil = Val(TxtOil(6).Text)
asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
If asfaoil < Poil Then
  List1.AddItem "Presencia de Asfaltenos"
  Toil = 0
  Do
    Toil = Toil + 0.1
    asfaoil = (266630 * Toil ^ -0.774)
  Loop Until Poil > asfaoil
  Toila = Round(Toil, 2)
  w1 = True
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil > 3000 Then
  ceraoil = (220 * Toil) - 14600
  If ceraoil < Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (220 * Toil) - 14600
    Loop Until ceraoil > Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
Toil = Val(TxtOil(2).Text)
If Poil <= 3000 Then
  ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
  If ceraoil > Poil Then
    List1.AddItem "Presencia de Ceras"
    Toil = 0
    Do
      Toil = Toil + 0.1
      ceraoil = (-215.38 * Toil) + 20231
    Loop Until ceraoil < Poil
    Toilc = Round(Toil, 2)
    w2 = True
  End If
End If
List1.AddItem "-----"
If OptCondoil1.Value = True Then
  If DPoil > 5 Then
    List1.AddItem "Presencia de Sedimentos Solidos"
```



```
w3 = False
End If
difpre = Psuoil - Psoil
If difpre < 2 Then
    List1.AddItem "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones"
    w4 = False
End If
If Psuoil <= 1.8 Then
    List1.AddItem "Obturamiento por Solidos"
    w5 = False
End If
End If
If OptCondoil2.Value = True Then
    If APloil > 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20"
    End If
    If APloil <= 20 Then
        List1.AddItem "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20"
    End If
End If
SSTab1.Tab = 1
If OptCondoil1.Value = True Then
    If w1 = False And w2 = False And w3 = False And w4 = False And w5 = False Then
        List1.AddItem "Condicion Normal"
    End If
End If
End Sub
Private Sub List1_Click()
asfaoil = Round((266630 * Toil ^ -0.774), 2)
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondAsfa.doc"
    Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & asfaoil & " [psi]"
    Label2.Caption = "Temperatura Maxima de Operacion Normal= " & Toila & " [F] "
    CmdUtilerias.Enabled = True
    Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondCera.doc"
    If Poil > 3000 Then
        ceraoil = Round((220 * Toil) - 14600, 2)
        Label1.Caption = "Presion Maxima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
    If Poil <= 3000 Then
        ceraoil = Round((-215.38 * Toil) + 20231, 2)
        Label1.Caption = "Presion Minima de Operacion Normal= " & ceraoil & " [psi]"
    End If
End If
```



```
End If
Label2.Caption = "Temperatura Minima de Operacion Normal= " & Toilc & " [F] "
CmdUtilerias.Enabled = True
Label3.Visible = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondSol.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondInclu.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondObtura.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = True
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API >20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemayor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Recomendaciones Especiales para Arranque API <= 20" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondArranquemenor.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
  Label3.Visible = False
End If
If List1.Text = "Condicion Normal" Then
  RichTextBox1.LoadFile App.Path & "\msg\CondNormal.doc"
  Label1.Caption = ""
  Label2.Caption = ""
  CmdUtilerias.Enabled = False
```



```
Label3.Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdUtilerias_Click()
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(3) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = False
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = False
If List1.Text = "Presencia de Hidratos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(1) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(5) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Asfaltenos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Ceras" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 0
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(0) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Sedimentos Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Obturamiento por Solidos" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
If List1.Text = "Presencia de Bloqueo por Incrustaciones" Then
    FrmUtilerias.SSTab1.Visible = True
    FrmUtilerias.SSTab1.Tab = 2
    FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(2) = True
```



```
FrmUtilerias.SSTab1.TabEnabled(4) = True
End If
FrmUtilerias.Show
End Sub
Private Sub CmdMOil_Click()
Unload Me
FrmMenu.Show
End Sub
Private Sub CmdRegresar_Click()
SSTab1.Tab = 0
SSTab1.TabEnabled(1) = False
End Sub
```

### Programación utilerías

```
'===== Calentamiento Electrico =====
Dim PwhCE As Double, TwhCE As Double, PeCe As Double, NcCE As Double
Dim LtCE As Double, kCE As Double, TeCE As Double, tCE As Double, MpCE As Double
Dim EmCE As Double
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Dim TenRemo As Double, PRemo As Double, TRemo As Double, zRemo As Double
Dim ARemo As Double, DIRemo As Double, VgRemo As Double, QgRemo As Double
'===== Inyeccion de Inhibidores =====
Dim Qolny As Double, Qwlny As Double, Ltlny As Double, Vollny As Double
'===== Calculo de Bacheo =====
Dim Dlb As Double, Vlb As Double, Dgb As Double, Vgb As Double
Dim Qlb As Double, Qgb As Double, Tsb As Double, Dtb As Double, Mwb As Double
Dim Lsb As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, Vm As Double, Vbf As Double
Dim Hfb As Double, Hsb As Double, Lfb As Double, Vsb As Double
'===== Salinidad en Crudo =====
Dim Pact As Double, Saf As Double, Pal As Double, Sal As Double
Dim Par As Double, Sar As Double, Scnt As Double, Pacnt As Double, Sct As Double
'===== Inyeccion de Metanol =====
Dim Pol As Double, Tml As Double, Tol As Double, Dgl As Double
Dim W1l As Double, W2l As Double, Dwl As Double, Thl As Double
Dim Dtl As Double, Pml As Double, Rvl As Double, Mgl As Double
Dim Mll As Double, Gml As Double, Qml As Double
Private Sub Form_Load()
Combo1.AddItem "6 in 10"
Combo1.AddItem "8 in 12"
Combo1.AddItem "10 in 16"
Combo2.AddItem "Aerogel"
Combo2.AddItem "Microporous Silica"
Combo2.AddItem "Mineral Wool"
Combo3.AddItem "10 [mm]"
```



```
Combo3.AddItem "16 [mm]"
Combo3.AddItem "25 [mm]"
Combo4.AddItem " 800 [v]"
Combo4.AddItem "1000 [v]"
Combo4.AddItem "1500 [v]"
LblRemo(5).Visible = False
LblRemo(6).Visible = False
TxtRemo(5).Visible = False
TxtRemo(6).Visible = False
LblIny(1).Visible = False
TxtIny(1).Visible = False
TxtSal(6).Visible = False
TxtSal(7).Visible = False
End Sub
'===== Calentamiento Electrico =====
Private Sub CmdCaleCal_Click()
PwhCE = Val(TxtCE(1).Text)
TwhCE = (5 / 9) * (Val(TxtCE(2).Text) - 32)
PeCe = Val(TxtCE(3).Text)
NcCE = Val(TxtCE(4).Text)
Call MaximoPoder
Call Voltaje
'===== tuberia 6 in 10 =====
If Combo1.Text = "6 in 10" Then
  If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.89
    TeCE = 9
    EmCE = 13.8
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1911 * PeCe ^ 2) - (8.8808 * PeCe) + 160.3
  End If
  If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.09
    TeCE = 8
    EmCE = 17.1
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.1994 * PeCe ^ 2) - (9.6618 * PeCe) + 178.83
  End If
  If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.52
    TeCE = 5
    EmCE = 23.6
    tCE = (-0.0014 * PeCe ^ 3) + (0.2148 * PeCe ^ 2) - (10.985 * PeCe) + 210.56
  End If
End If
'===== tuberia 8 in 12 =====
If Combo1.Text = "8 in 12" Then
```



```
If Combo2.Text = "Aerogel" Then
    kCE = 0.95
    TeCE = 11
    EmCE = 19.1
    tCE = (-0.0005 * PeCe ^ 3) + (0.1047 * PeCe ^ 2) - (7.4073 * PeCe) + 195.89
End If
If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
    kCE = 1.14
    TeCE = 9
    EmCE = 23.4
    tCE = (-0.00001 * PeCe ^ 3) + (0.0138 * PeCe ^ 2) - (2.2441 * PeCe) + 110.15
End If
If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
    kCE = 1.55
    TeCE = 7
    EmCE = 31.3
    tCE = (-0.0007 * PeCe ^ 3) + (0.161 * PeCe ^ 2) - (11.943 * PeCe) + 313.05
End If
End If
'===== tuberia 10 in 16 =====
If Combo1.Text = "10 in 16" Then
    If Combo2.Text = "Aerogel" Then
        kCE = 0.6
        TeCE = 20
        EmCE = 14.9
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.049 * PeCe ^ 2) - (4.9114 * PeCe) + 184.18
    End If
    If Combo2.Text = "Microporous Silica" Then
        kCE = 0.75
        TeCE = 16
        EmCE = 18.8
        tCE = (-0.0002 * PeCe ^ 3) + (0.05 * PeCe ^ 2) - (5.1194 * PeCe) + 194.46
    End If
    If Combo2.Text = "Mineral Wool" Then
        kCE = 1.08
        TeCE = 11
        EmCE = 26.6
        tCE = (-0.0001 * PeCe ^ 3) + (0.0422 * PeCe ^ 2) - (4.5973 * PeCe) + 188.22
    End If
End If
FlexResulCE.Cols = 2
FlexResulCE.Rows = 7
FlexResulCE.FixedRows = 1
FlexResulCE.FixedCols = 1
FlexResulCE.ColWidth(0) = 2300
```



```
FlexResulCE.TextMatrix(0, 0) = "Variables"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 0) = "      k [W/m^2K]= "
FlexResulCE.TextMatrix(2, 0) = "      T enfriamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(3, 0) = "Poder de Mant. @25 [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(4, 0) = "      T calentamiento [hr]= "
FlexResulCE.TextMatrix(5, 0) = "      Max. Poder Cable [W/m]= "
FlexResulCE.TextMatrix(6, 0) = "      L alcanzada [Km]= "
FlexResulCE.TextMatrix(0, 1) = "Resultados"
FlexResulCE.TextMatrix(1, 1) = Round(kCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(2, 1) = Round(TeCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(3, 1) = Round(EmCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(4, 1) = Round(tCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(5, 1) = Round(MpCE, 2)
FlexResulCE.TextMatrix(6, 1) = Round(LtCE, 2)
End Sub
Sub MaximoPoder()
If Combo3.Text = "10 [mm]" Then
    MpCE = (0.0303 * NcCE ^ 2) - (1.7658 * NcCE) + 63.803
End If
If Combo3.Text = "16 [mm]" Then
    MpCE = (0.0121 * NcCE ^ 2) - (0.0051 * NcCE) - 4.3182
End If
If Combo3.Text = "25 [mm]" Then
    MpCE = (0.0083 * NcCE ^ 2) - (0.2308 * NcCE) + 9.7727
End If
End Sub
Sub Voltaje()
If Combo4.Text = " 800 [v]" Then
    LtCE = (67.803 * PeCe ^ -0.4822)
End If
If Combo4.Text = "1000 [v]" Then
    LtCE = (92.476 * PeCe ^ -0.5096)
End If
If Combo4.Text = "1500 [v]" Then
    LtCE = (148.07 * PeCe ^ -0.5264)
End If
End Sub
'===== Remocion Liquidos Pozos Gas =====
Private Sub OptPozGas_Click(Index As Integer)
For i = 1 To 6
    TxtRemo(i).Text = ""
Next i
FlexResulRemo.Clear
FlexResulRemo.Visible = False
If OptPozGas(1).Value = True Then
```



```
LblRemo(5).Visible = True
LblRemo(6).Visible = True
TxtRemo(5).Visible = True
TxtRemo(6).Visible = True
End If
If OptPozGas(2).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
If OptPozGas(3).Value = True Then
    LblRemo(5).Visible = False
    LblRemo(6).Visible = False
    TxtRemo(5).Visible = False
    TxtRemo(6).Visible = False
End If
End Sub
Private Sub CmdRemoCal_Click()
    PRemo = Val(TxtRemo(1).Text)
    TRemo = (Val(TxtRemo(2).Text) + 460)
    zRemo = Val(TxtRemo(3).Text)
    ARemo = Val(TxtRemo(4).Text)
    TenRemo = Val(TxtRemo(5).Text)
    DIRemo = Val(TxtRemo(6).Text)
    FlexResulRemo.Visible = True
    If OptPozGas(1).Value = True Then
        VgRemo = (((20.4 * (TenRemo ^ 0.25)) * (DIRemo - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25)) /
        ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(2).Value = True Then
        VgRemo = (5.262 * (67 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    If OptPozGas(3).Value = True Then
        VgRemo = (3.998 * (45 - (0.0031 * PRemo)) ^ 0.25) / ((0.0031 * PRemo) ^ 0.5)
    End If
    QgRemo = (3.06 * PRemo * VgRemo * ARemo) / (TRemo * zRemo)
    FlexResulRemo.Cols = 2
    FlexResulRemo.Rows = 3
    FlexResulRemo.FixedRows = 1
    FlexResulRemo.FixedCols = 1
    FlexResulRemo.ColWidth(0) = 1500
    FlexResulRemo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
    FlexResulRemo.TextMatrix(1, 0) = " Vg min [ft/s] = "
    FlexResulRemo.TextMatrix(2, 0) = " Q min [MMPCD] = "
```



```
FlexResulRemo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexResulRemo.TextMatrix(1, 1) = Round(VgRemo, 2)  
FlexResulRemo.TextMatrix(2, 1) = Round(QgRemo, 2)  
End Sub  
'===== Inyeccion de Inhibidores =====  
Private Sub OptlNy_Click(Index As Integer)  
FlexResullNy.Visible = False  
FlexResullNy.Clear  
LbllNy(1).Visible = True  
TtxtlNy(1).Visible = True  
LbllNy(1).Caption = ""  
TtxtlNy(1).Text = ""  
If OptlNy(1).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(2).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qw [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Agua Producido"  
End If  
If OptlNy(3).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
If OptlNy(4).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Ltub [Km] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Longitud de Tuberia a Tratar"  
End If  
If OptlNy(5).Value = True Then  
    LbllNy(1).Caption = "Qo [BPD] ="  
    LbllNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
    TtxtlNy(1).ToolTipText = "Gasto de Aceite Manejado"  
End If  
End Sub  
Private Sub CmdlNyCal_Click()  
FlexResullNy.Visible = True  
FlexResullNy.Cols = 2  
FlexResullNy.Rows = 2  
FlexResullNy.FixedRows = 1  
FlexResullNy.FixedCols = 1  
FlexResullNy.ColWidth(0) = 1500
```



```
FlexResullny.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexResullny.TextMatrix(1, 0) = "Vol lny [lt/dia] = "  
FlexResullny.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
If Optlny(1).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(2).Value = True Then  
    Qwlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (13.5 * Qwlny) / 1000  
End If  
If Optlny(3).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
If Optlny(4).Value = True Then  
    Ltlny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (150 * Ltlny) / 130  
End If  
If Optlny(5).Value = True Then  
    Qolny = Val(Txtlny(1).Text)  
    Vollny = (Qolny * 5.565) / 1000  
End If  
FlexResullny.TextMatrix(1, 1) = Round(Vollny, 2)  
End Sub  
Private Sub CmdBacheoC_Click()  
'===== Calculo de Bacheo =====  
Qlb = Val(TxtBacheo(4).Text) * (5.6145 / 86400)  
Qgb = Val(TxtBacheo(5).Text) * (1000000 / 86400)  
Dtb = (Val(TxtBacheo(7).Text)) / 12  
Lsb = Exp(-25.41 + (28.5 * 1.095))  
Vsl = Qlb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vsg = Qgb / ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4)  
Vm = Vsl + Vsg  
Vbf = 1.2 * Vm  
Hsb = 1 / (1 + (Vm / 28.4) ^ 1.39)  
Hfb = Hsb / 6  
Lfb = Lsb * ((Vsl - (Hsb * Vm)) / (-Hsb * Vm))  
Vsb = ((3.141592 * Dtb ^ 2) / 4) * Lsb  
FlexBacheo.Cols = 2  
FlexBacheo.Rows = 5  
FlexBacheo.FixedRows = 1  
FlexBacheo.FixedCols = 1  
FlexBacheo.ColWidth(0) = 1500  
FlexBacheo.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
```



```
FlexBacheo.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 0) = "Long Tapon [ft]"  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 0) = "Vel Mezcla [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 0) = "Vel Frente Bj [ft/s]"  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 0) = "Vol Tapon [ft^3]"  
FlexBacheo.TextMatrix(1, 1) = Round(Lsb, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(2, 1) = Round(Vm, 3)  
FlexBacheo.TextMatrix(3, 1) = Round(Vbf, 2)  
FlexBacheo.TextMatrix(4, 1) = Round(Vsb, 2)  
End Sub  
  
'===== Salinidad en Crudo =====  
Private Sub CmdSalCal_Click()  
Pact = Val(TxtSal(0).Text)  
Saf = Val(TxtSal(1).Text)  
Pal = Val(TxtSal(2).Text)  
Sal = Val(TxtSal(3).Text)  
Par = Val(TxtSal(4).Text)  
Sar = Val(TxtSal(5).Text)  
Scnt = Val(TxtSal(6).Text)  
Pacnt = Val(TxtSal(7).Text)  
If ((Pal And Sal) > 0) Or ((Par And Sar) > 0) Then  
    If OptSal1.Value = True Then  
        Sct = (Pact * (Scnt + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pal + Par)  
    End If  
    If OptSal2.Value = True Then  
        Sct = (Pact * ((Pacnt * (Saf / 100)) + ((Pal * Sal) / 100) + ((Par * Sar) / 100))) / (Pacnt +  
Pal + Par)  
    End If  
End If  
If ((Pal And Sal) = 0) And ((Par And Sar) = 0) Then  
    MsgBox ("Los Datos de Agua de Lavado y el Agua de Recirculacion al menos uno debe  
ser diferente de cero")  
    FlexSal.Clear  
    FlexSal.Visible = False  
    GoTo 10  
End If  
FlexSal.Visible = True  
FlexSal.Clear  
FlexSal.Cols = 2  
FlexSal.Rows = 2  
FlexSal.FixedRows = 1  
FlexSal.FixedCols = 1  
FlexSal.TextMatrix(0, 0) = " Variable "  
FlexSal.TextMatrix(0, 1) = " Resultados "  
FlexSal.TextMatrix(1, 0) = "Sal CT [ppm]"
```



```
FlexSal.TextMatrix(1, 1) = Round(Sct, 3)
10 End Sub
Private Sub OptSal1_Click()
If OptSal1.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = True
    TxtSal(7).Visible = False
    TxtSal(7).Text = ""
End If
End Sub
Private Sub OptSal2_Click()
If OptSal2.Value = True Then
    TxtSal(6).Visible = False
    TxtSal(7).Visible = True
    TxtSal(6).Text = ""
End If
End Sub
'===== Inyeccion de Metanol =====
Private Sub Cmdlny_Click()
Pol = Val(TxtlnyM(0).Text)
Tml = Val(TxtlnyM(1).Text)
Tol = Val(TxtlnyM(2).Text)
Dgl = Val(TxtlnyM(3).Text)
If (Tml >= Tol) Then
    MsgBox ("La Temperatura Minima debe ser menor a la de la Operacion")
    TxtlnyM(1).Text = ""
    TxtlnyM(2).Text = ""
    TxtlnyM(1).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Dgl < 0.6) Then
    MsgBox ("Revisar Densidad del gas... Es muy Baja")
    TxtlnyM(3).Text = ""
    TxtlnyM(3).SetFocus
    GoTo 20
End If
If (Pol > 0) And (Pol < 50) Then
    W1l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tol)
    W2l = 44.794 * Exp(0.0372 * Tml)
End If
If (Pol >= 50) And (Pol < 100) Then
    W1l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tol)
    W2l = 26.17 * Exp(0.0361 * Tml)
End If
If (Pol >= 100) And (Pol < 200) Then
    W1l = 14.089 * Exp(0.0356 * Tol)
```



```
W2I = 14.089 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 200) And (Pol < 300) Then
  W1I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tol)
  W2I = 7.5417 * Exp(0.0353 * Tml)
End If
If (Pol >= 300) And (Pol < 500) Then
  W1I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tol)
  W2I = 5.32 * Exp(0.0356 * Tml)
End If
If (Pol >= 500) And (Pol < 1000) Then
  W1I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tol)
  W2I = 3.7399 * Exp(0.0342 * Tml)
End If
If (Pol >= 1000) And (Pol < 1500) Then
  W1I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tol)
  W2I = 2.0768 * Exp(0.035 * Tml)
End If
If (Pol >= 1500) And (Pol < 2000) Then
  W1I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tol)
  W2I = 1.7396 * Exp(0.0331 * Tml)
End If
If (Pol >= 2000) Then
  W1I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tol)
  W2I = 1.2881 * Exp(0.0352 * Tml)
End If
Dwl = W1I - W2I
If (Dgl >= 0.6) And (Dgl < 0.7) Then
  ThI = (Log(Pol / 11.433)) / 0.076
End If
If (Dgl >= 0.7) And (Dgl < 0.8) Then
  ThI = (Log(Pol / 6.8045)) / 0.0791
End If
If (Dgl >= 0.8) And (Dgl < 0.9) Then
  ThI = (Log(Pol / 4.1385)) / 0.0842
End If
If (Dgl >= 0.9) And (Dgl < 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 3.579)) / 0.0841
End If
If (Dgl >= 1) Then
  ThI = (Log(Pol / 2.5196)) / 0.088
End If
Dtl = ThI - Tml
Pml = (-0.0118 * Dtl ^ 2) + (1.3306 * Dtl) + (0.0018)
If (Tml >= 0) And (Tml < 40) Then
```



```
Rvl = 96.572 * (Pol ^ (-0.722))
End If
If (Tml >= 40) And (Tml < 45) Then
  Rvl = 104.71 * (Pol ^ (-0.6861))
End If
If (Tml >= 45) And (Tml < 50) Then
  Rvl = 132.69 * (Pol ^ (-0.6975))
End If
If (Tml >= 50) And (Tml < 55) Then
  Rvl = 77.805 * (Pol ^ (-0.6015))
End If
If (Tml >= 55) And (Tml < 60) Then
  Rvl = 182.52 * (Pol ^ (-0.6926))
End If
If (Tml >= 60) And (Tml < 65) Then
  Rvl = 223 * (Pol ^ (-0.6977))
End If
If (Tml >= 65) And (Tml < 70) Then
  Rvl = 215.58 * (Pol ^ (-0.6681))
End If
If (Tml >= 70) Then
  Rvl = 308.33 * (Pol ^ (-0.6949))
End If
Mgl = Pml * Rvl
Mll = (Dwl * Pml) / (100 - Pml)
Gml = Mgl + Mll
Qml = Gml / 6.56
FlexInyM.Clear
FlexInyM.Cols = 2
FlexInyM.Rows = 2
FlexInyM.ColWidth(0) = 2000
FlexInyM.FixedRows = 1
FlexInyM.FixedCols = 1
FlexInyM.TextMatrix(0, 0) = " Variable "
FlexInyM.TextMatrix(0, 1) = " Resultado "
FlexInyM.TextMatrix(1, 0) = "Vol Metanol [gal/MMPC]"
FlexInyM.TextMatrix(1, 1) = Round(Qml, 2)
20 End Sub
Private Sub CmdMBacheo_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMCale_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMInyl_Click()
```



```
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMInyM_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMRem_Click()
Unload Me
End Sub
Private Sub CmdMSal_Click()
Unload Me
End Sub
```



## BIBLIOGRAFÍA

1. **Alonso, J. M.:** “*Programación de Aplicaciones Paralelas con MPI (Message Passing Interface)*”, Facultad de Informática UPV/EHU (Enero, 1997).
2. **Vincent Cocault-Duverger, Silvain Denniel:** “Electrically Heated Pipe-in-Pipe”, paper DOT , presentado en conferencias OTC, Houston, Texas, (Junio, 2006)
3. **Anguille, L., Killough, J. E., Li, T. M. C. y Toepfer, J. L.:** “*Static and Dynamic Load-Balancing Strategies for Parallel Reservoir Simulation*”, paper SPE 29102, presentado en SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, (Febrero, 1995).
4. **Apon, A., Buyya, R., Jin, H. y Mache J.:** “*Cluster Computing in the Classroom: Topics, Guidelines, and Experiences*”.
5. **Arana, V. H. y Rodriguez F.A.:** “*A Semi-implicit Formulation for Compositional Simulation of Fractured Reservoir*”, paper SPE 36108, presentado en IV Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Trinidad y Tobago (Abril, 1996).
6. **D. kaye, V. Ledoux:** “Reeled Pipe-in-Pipe for Ultra Deepwater” paper DOT, presentado en la conferencia DOT, Houston, Texas, (Junio 2001).
7. **Babu, D. K., Odeh, A. S., Al-Khalifa, A. J. y McCann, R. C.:** “*The Relation Between Wellblock and Wellbore Pressures in Numerical Simulation of Horizontal Wells*”, paper SPE 20161 (Agosto, 1991).
8. **Barua, J. y Horne, R. N.:** “*Improving the Performance of Parallel (and Serial) Reservoir Simulators*”, paper SPE 18408, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas (Febrero, 1989).
9. **Barney, B.:** “*Introduction to Parallel Computing*”, (Septiembre, 2007), [https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel\\_comp/](https://computing.llnl.gov/tutorials/parallel_comp/)
10. **Branco, C.M. y Rodriguez, F.A.:** “*A Semi-Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation*”, paper SPE 27053 presentado en III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference de SPE, Buenos Aires, Argentina (Abril 1994).
11. **Buyya, R.:** “*High Performance Cluster Computing: Architectures and Systems*”, Prentice Hall, Estados Unidos, NJ (1999).
12. **Sylvain Denniel, Aspen Aerogel Inc.:** “Aerogel Insulation for Deepwater Reelable Pipe-in-Pipe”, paper OTC 16505, (Mayo 2004).
13. **Byrd, J.:** “*A Basic UNIX Tutorial*”, Idaho State University, USA (Febrero 05, 1997).



14. **Chien, M. C. H., Wasserman, M.L., Yardumian, H. E., Chung, E. Y., Nguyen, T. y Larson, J.:** *“The Use of Vectorization and Parallel Processing for Reservoir Simulation”*, paper SPE 16025, presentado en el 9° SPE Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, Texas (Febrero, 1987).
15. **Cismaşiu, I.:** *“Parallel Algorithms for Non-Conventional Finite Element Computations on Distributed Architectures”*, Tesis para obtener el grado de Doctor en Ingeniería Civil, Universidad Técnica de Lisboa, Portugal (Julio, 2002).
16. **Coats, K. H.:** *“An Equation of State Compositional Model”*, paper SPE 8284, presentado en 54<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, USA (Octubre, 1980).
17. **Coats, K. H.:** *“Implicit Compositional Simulation of Single Porosity and Dual-Porosity Reservoirs”*, paper SPE 18427, presentado en Tenth Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 1989).
18. **Coats, K. H.:** *“Reservoir Simulation: State of the Art”*, paper SPE 10020, JPT AIME, (Agosto, 1982).
19. **Coats, K. H.:** *“Use and Misuse of Reservoir Simulation Models”*, paper JPT, presentado en SPE Gas Technology and Peripheral Waterflooding Symposium, Kansas, USA (Noviembre, 1969).
20. **Daltaban, T. S.:** *“Applied Reservoir Simulation”*, Londres, Inglaterra (1998).
21. **Ding, Y.:** *“A Generalized 3D Well Model for Reservoir Simulation”*, paper SPE 30724 presentado en Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, Texas (Diciembre, 1996).
22. **Ding, Y. y Renard, G.:** *“A New Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 25248, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, USA (Mayo, 1994).
23. **Ding, Y., Renard, G. y Weill L.:** *“Representation of Wells in Numerical Reservoir Simulation”*, paper SPE 29123, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero, 1998).
24. **Dogru, A. H., Sunaidi, H. A., Fung, L. S., Habiballah, W. A., Al-Zamel, N. y Li, K. G.:** *“A Parallel Reservoir Simulator for Large-Scale Reservoir Simulation”*, paper SPE 75805, presentado en Symposium of Reservoir Simulation en Houston, Texas (Febrero, 2002).
25. **Dongarra, J. J., Otto, S. W., Snir M. y Walter, D.:** *“An Introduction to the MPI Standard”*, (Abril 29, 1995).
26. **Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H. y King, G. R.:** *“Basic Applied Reservoir Simulation”*, SPE Textbook Series, volumen 7, Texas, USA (2001).



27. **Foster, I.:** *“Designing and Building Parallel Programs”*, Addison Wesley, Estados Unidos (1995). <http://www-unix.mcs.anl.gov/dbpp/>
28. **Gilman, J.R. y Kazemi, H.:** *“Improvement in Simulation of Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 10511, presentado en Reservoir Simulation Symposium, Nueva Orleans, USA (Agosto, 1983).
29. **Golub, G. y Ortega J. M.:** *“Scientific Computing An Introduction UIT Parallel Computing”*, Academic Press Inc., USA (1997).
30. **Gropp, W. D. y Lusk E.:** *“Installation and User’s Guide to MPICH, a Portable Implementation of MPI Version 1.2.7p1 The ch\_p4 device for Workstation Networks”*, Mathematics and Computer Science Division, University of Chicago, (2001).
31. **Hansen, B.:** *“Distributed Processes: A Concurrent Programming Concept”*, Communications ACM, University of Southern California, (1978).
32. **Hansen, B.:** *“Structured Multiprogramming”*, Communications ACM, Instituto de Tecnología de California, (Julio, 1972).
33. **Hemanth, K. y Young, L. C.:** *“Parallel Reservoir Simulator Computations”*, paper SPE 29104, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 15, 1995).
34. **Hoare, C. A. R.:** *“Communicating Sequential Processes”*, Communications ACM, Inglaterra (Agosto, 1978).
35. **Kaarstad, T., Froyen, J. y Bjorstad, P.:** *“A Massively Parallel Reservoir Simulator”*, paper SPE 29139, presentado en Symposium of Reservoir Simulation, San Antonio, Texas (Febrero 12-15, 1995).
36. **Kazemi, H., Merril, L.S., Porterfield, K.L. y Zeman, P.R.:** *“Numerical Simulation Of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoir”*, paper SPE 5719, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, California (Diciembre, 1976).
37. **Killough, J. E.:** *“Is Parallel Computing Ready for Reservoir Simulation? A Critical Analysis of the State of the Art”*, paper SPE 26634, presentado en la 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition de SPE, Houston, Texas (Octubre, 1993).
38. **Killough, J. E.:** *“Vector and Parallel Computing in Reservoir Simulation”*, lectura presentada en Third International Forum on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
39. **Mattax, C. C. y Dalton, R. L.:** *“Reservoir Simulation”*, SPE Monograph Series, Volume 13, Texas, USA (1990).



40. **Matthews, C. S. y Russell, D. G.:** “*Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*”, SPE Monograph Series, Volume 1, Texas, USA (2004).
41. **Message Passing Interface Forum:** “*MPI: A Message-Passing Interface Standard*”, Universidad de Tennessee, Knoxville, Tennessee (Abril, 1994).
42. **MPICH homepage** [www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html](http://www.mcs.anl.gov/mpi/mpich/download.html).
43. **Mrosovsky, I. y Ridings, R. L.:** “*Two-Dimensional Radial Treatment of Wells Within a Three-Dimensional Reservoir Model*”, paper SPE 4286, Houston, Texas (Abril, 1974).
44. **Nolen, J. S.:** “*Treatment of Wells in Reservoir Simulation*”, presentado en el 3<sup>er</sup> Forum International on Reservoir Simulation, Baden, Austria (Julio, 1990).
45. **Pancake, C. M.:** “*Is Parallelism For You?*”, IEEE Computational Science & Engineering, Oregon State University, USA (1996).
46. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation*”, paper SPE 6893, presentado en la 52<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado (Junio, 1978).
47. **Peaceman, D. W.:** “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability*”, paper SPE 10528, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation, Nueva Orleans, EUA (Junio, 1983).
48. “*Principles of Reservoir Simulation*”, Scientific Software Intercomp (Advanced Technology for the Petroleum Industry).
49. **Roosta, S. H.:** “*Parallel Processing and Parallel Algorithms: Theory and Computation*”, Springer, New York, USA (1999).
50. **Rossen, R. H.:** “*Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Semi-Implicit Source Terms*”, paper SPE 5737, presentado en Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Los Angeles, Cal. (Junio, 1977).
51. **Silva, F., Lopes, E., Aude, E., Mendes, F., Serdeira, H., Silveira, J.:** “*Parallelizing Black Oil Reservoir Simulation Systems for SMP Machines*”, Proceedings de la 36<sup>th</sup> Annual Simulation Symposium (2003).
52. **Stonebank, M.:** “*UNIX Tutorial for Beginners*”, (Octubre 19, 2001). <http://www.ee.surrey.ac.uk/Teaching/Unix/>



53. **Thomas, L. K., Dixon, T. N. y Pierson, N. G.:** “*Fractured Reservoir Simulation*”, paper SPE 9305, presentado en SPE Annual Technical Conference, Dallas, Texas (Febrero, 1983).
54. **Warren, J.E. y Root, P.J.:** “*The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*”, paper SPE 426, Los Angeles, California (Septiembre, 1963).
55. **Yang, Y., Dai, T., Han, Z., Shu, J. y Pan, Z.:** “*The Parallel Strategy of a Large Scale Simulation About Ten Millions Nodes to Reservoir With Multiple Layers*”, International Journal of Numerical Analysis and Modeling (2005).
56. **Young, L. C. y Zarantonello, S. E.:** “*High Performance Vector Processing in Reservoir Simulation*”, Proceedings ACM/IEEE conferencia de supercómputo, Estados Unidos (1991).
57. **Zhang, K., Wu, Y. S., Ding, C., Pruess, K. y Elmroth, E.:** “*Parallel Computing Techniques for Large-Scale Reservoir Simulation of Multi-Component and Multiphase Fluid Flow*”, paper SPE 66343, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas (Febrero, 2001).
58. **Zhiyuan, M., Fengjang, J., Xiangming, X. y Jiachang, S.:** “*Simulation of Black Oil Reservoir on Distributed Memory Parallel Computers and Workstation Cluster*”, paper SPE 29937, Beijing, China (Noviembre, 1995).
59. **Zhuang, X. y Zhu, J.:** “*Paralellizing a Reservoir Simulator Using MPI*”, IEEE Computer Society Press (1995).



## NOMENCLATURA

$\alpha$	Factor geométrico, $m^2/m^2$ ( $pie^2/pie^2$ )
$B_g$	Factor de volumen del gas, $m^3/m^3$ ( $pie^3/MSCF$ )
$B_o$	Factor de volumen del aceite, $m^3/m^3$ ( $rbl/sbl$ )
$B_w$	Factor de volumen del agua, $m^3/m^3$ ( $rbl/sbl$ )
$b_g$	Factor de encogimiento del gas, $1/B_g$
$b_o$	Factor de encogimiento del aceite, $1/B_o$
$b_w$	Factor de encogimiento del agua, $1/B_w$
$\beta_c$	Factor de conversión de unidades, adimensional
$c_r$	Compresibilidad de la roca, $1/pa$ ( $1/psi$ )
$D$	Profundidad, $m$ ( $pie$ )
$\Delta t$	Incremento de tiempo, $seg$
$\Delta_t$	Operador diferencial de tiempo
$\epsilon$	Tolerancia
FSO	Unidad flotante de almacenamiento de aceite
FPSO	Unidad flotante de proceso y almacenamiento de aceite
$g$	Fuerza de gravedad, $m/seg^2$ ( $pie/seg^2$ )
$\gamma_p$	Peso específico de la fase $p$ , $Pa/m$ ( $psi/pie$ )
$h$	Espesor de la formación, $m$ ( $pie$ )
$J$	Matriz jacobiana
$k$	Permeabilidad absoluta, $m^2$ ( $mD$ )
$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas, <i>fracción</i>
$k_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite, <i>fracción</i>
$k_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua, <i>fracción</i>
$l_x$	longitud en la dirección $x$ , $m$ ( $pie$ )
$l_y$	longitud en la dirección $y$ , $m$ ( $pie$ )
$l_z$	longitud en la dirección $z$ , $m$ ( $pie$ )
$\mu_g$	Viscosidad del gas, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\mu_o$	Viscosidad del aceite, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\mu_w$	Viscosidad del agua, $Pa\ seg$ ( $cp$ )
$\phi$	Porosidad, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$p_g$	Presión del gas, $Pa$ ( $psi$ )
$p_o$	Presión del aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$p_w$	Presión del agua, $Pa$ ( $psi$ )
$P_{cgo}$	Presión capilar gas aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$P_{cwo}$	Presión capilar agua aceite, $Pa$ ( $psi$ )
$q_g$	Ritmo de producción/inyección de gas, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$q_o$	Ritmo de producción/inyección de aceite, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$q_w$	Ritmo de producción/inyección de agua, $m^3/s$ ( $pie^3/s$ )
$R_{o,ijk}$	Función de residuos de la fase $p$ en la celda $ijk$ , $m^3/m^3\ seg$ ( $pie^3/pie^3\ seg$ )
$\hat{R}_s$	Relación de solubilidad, $m^3/m^3$ , $MSCF/bl$
$r$	Distancia radial, $m$ ( $pie$ )



$r_w$	Radio del pozo, $m$ ( $pie$ )
$\rho_g$	Densidad del gas, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$\rho_o$	Densidad del aceite, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$\rho_w$	Densidad del agua, $kg/m^3$ ( $lb/pie^3$ )
$S_g$	Saturación de gas, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$S_o$	Saturación de aceite, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$S_w$	Saturación de agua, $m^3/m^3$ ( $pie^3/pie^3$ )
$\sigma$	Factor de forma matriz fractura por unidad de volumen de roca, $1/m^3 m^2$ ( $1/pie^3 pie^2$ )
$t$	Tiempo, $seg$
$T_p$	Transmisibilidad de la fase $p$ , $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{gmf}$	Transmisibilidad matriz fractura de gas, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{omf}$	Transmisibilidad matriz fractura de aceite, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$T_{wmf}$	Transmisibilidad matriz fractura de agua, $1/Pa\text{-seg}$ ( $1/psi\text{-seg}$ )
$\tau_{gmf}$	Transferencia másica de gas matriz fractura, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{omf}$	Transferencia másica de aceite matriz fractura, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{wmf}$	Transferencia másica de agua, $kg/m^3 seg$ ( $lb/pie^3 seg$ )
$\tau_{gmf}$	Transferencia volumétrica de gas matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$\tau_{omf}$	Transferencia volumétrica de aceite matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$\tau_{wmf}$	Transferencia volumétrica de agua matriz fractura, $m^3/m^3 s$ ( $pie^3/pie^3 seg$ )
$U_f$	Vector de incógnitas de las fracturas
$U_m$	Vector de incógnitas de las matriz
$V_r$	Volumen de roca, $m^3$ ( $pie^3$ )
$V_p$	Volumen poroso, $m^3$ ( $pie^3$ )

### Subíndices

$f$	Fractura
$g$	Fase gas
$i$	Posición de la malla en la dirección de $x$ o $r$
$j$	Posición de la malla en la dirección de $y$ o $\theta$
$k$	Posición de la malla en la dirección de $z$
$ijk$	Celda $ijk$ de la malla
$m$	Matriz
$mf$	Matriz-fractura
$n$	Nivel de tiempo
$o$	Fase aceite
$p$	Fase aceite, gas, o agua ( $o, g, w$ )
$v$	Nivel iterativo
$w$	Fase agua