



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

SIMULACION DE FLUJO BIFASICO DURANTE LA
PERFORACION DE POZOS VERTICALES EN SEDIMENTOS
TERRIGENOS, CONSIDERANDO INFLUJO MULTIPLE DE
GAS Y AGUA DE FORMACION

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

PETROLERA

P R E S E N T A :

ANGEL MONTERO DOMINGUEZ

TUTOR:

DR. DANIEL GARCIA GAVITO



2006

AGRADECIMIENTOS

A DIOS NUESTRO SEÑOR

A MIS SERES QUERIDOS

A MIS MAESTROS

A PETROLEOS MEXICANOS

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

CONTENIDO

RESUMEN

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

- 1.1. Ubicación y aspectos geológicos de la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- 1.2. Perforación de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

- 2.1. Descripción de flujo bifásico.
- 2.2. Predicción de patrón de flujo.
 - 2.2.1. Transición flujo burbuja-bache.
 - 2.2.2. Transición a burbuja dispersa.
 - 2.2.3. Transición a flujo anular.
- 2.3. Grupos dimensionales.
- 2.4. Resistencia a la compresión uniaxial de la roca.
- 2.5. Estabilidad del agujero durante la perforación.
 - 2.5.1. Cálculo de peso de lodo mínimo requerido para prevenir colapso de agujero.
 - 2.5.2. Cálculo de peso de lodo máximo para evitar fracturar el agujero.
- 2.6. Predicción de presiones de formación y fractura.

- 2.6.1. Presión de poro.
- 2.6.2. Presión de fracturamiento.

- 2.7. Flujos de agua salada.

CAPÍTULO 3. DESARROLLO

- 3.1. Modelo de ecuaciones.

- 3.2. Modelo físico.
 - 3.2.1. Fase líquida.
 - 3.2.2. Fase gas.
 - 3.2.3. Influjo de gas y agua de formación.

- 3.3. Predicción de patrones de flujo.
 - 3.3.1. Transición flujo burbuja - bache.
 - 3.3.2. Transición a burbuja dispersa.
 - 3.3.3. Transición a flujo anular.

- 3.4. Velocidad de deslizamiento del gas.
 - 3.4.1. Régimen de flujo burbuja.
 - 3.4.2. Régimen de flujo bache.

- 3.5. Pérdidas de presión por fricción en flujo bifásico.
 - 3.5.1. Factor de fricción.
 - 3.5.2. Pérdidas de presión por fricción.

- 3.6. Geometría del pozo.
 - 3.6.1. Barrena.
 - 3.6.2. Sarta de perforación.
 - 3.6.3. Tubería de revestimiento.
 - 3.6.4. Espacio anular.
 - 3.6.5. Bomba de lodo.

- 3.7. Procedimiento de solución del modelo numérico.
 - 3.7.1. Condiciones iniciales y de frontera.
 - 3.7.2. Cálculos del algoritmo.

- 3.8. Predicción de presiones relacionadas con la estabilidad del pozo.
 - 3.8.1. Volumen de arcilla y porosidad de la roca.
 - 3.8.2. Predicción de presiones de poro y fractura.
 - 3.8.3. Predicción de presiones máxima y mínima de estabilidad del pozo.

CAPÍTULO 4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- 4.1. Aplicación de modelo en un pozo con agujero de 6 pg. de diámetro.

- 4.2. Aplicación de modelo en un pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro.

- 4.3. Aplicación de modelo de predicción de presiones de poro, fractura y estabilidad de agujero.

- 4.4. Aplicación de modelo de predicción de presiones de poro, fractura y estabilidad de agujero sintético a partir de datos sísmicos.

- 4.5. Discusión de resultados.

CONCLUSIONES.

RESUMEN

Se desarrollo un modelo mecanistico que toma en cuenta los efectos dinámicos del gasto de la bomba y la distribución de la afluencia de gas y agua de formación para el análisis de la perforación de un pozo por la solución de ecuaciones apropiadas de balance de masa y balance de cantidad de movimiento. En las regiones de gas – liquido, el sistema se modelo como flujos separados. Las ecuaciones de balance de masa para el gas y liquido se resolvieron separadamente, y la de balance de cantidad de movimiento fue resuelta para la mezcla. Se desarrollaron explícitamente aproximaciones en diferencias finitas de las ecuaciones diferenciales de balance de masa y cantidad de movimiento para cada segmento axial del pozo, debido a que el acoplamiento de las ecuaciones principales del sistema no tiene solución analítica.

El objetivo de este trabajo es tener una herramienta que permita analizar el comportamiento dinámico de las fases existentes en un pozo al atravesar zonas de gas y agua de formación para prevenir problemas operativos que se presentan al perforar pozos con influjos de gas y agua de formación en campos de la Cuenca Terciaria de Veracruz. El modelo está desarrollado en lenguaje de Visual Basic 6.0, y es para pozos verticales con fluido de perforación base agua. Analiza simultánea ó independientemente hasta tres zonas aportadoras de gas y tres de agua de formación con diferentes características petrofísicas.

Para simular el comportamiento del fluido de perforación cuando es afectado por agua de formación, se obtuvieron gráficos de conducta del mismo a diferentes densidades y concentración de cloruros, a través de pruebas de laboratorio.

Con este modelo, obtenemos información numérica y gráfica en cualquier parte del pozo y tiempo de simulación de parámetros tales como: presiones de superficie y de fondo fluyendo, densidad equivalente de circulación, velocidades del fluido de perforación, pérdidas por fricción, densidades de la mezcla y del gas, regímenes de flujo, gastos y velocidades de fluidos de formación, cantidad de afluencia de gas y de agua de formación.

El resultado de este desarrollo se analiza conjuntamente con las curvas de diseño de un pozo, por lo que en este trabajo presenta modelos de calculo para obtener curvas de densidades equivalentes de poro, fractura, sobrecarga, volumen de arcilla, resistencia a la compresión uniaxial y estabilidad del pozo.

TABLAS Y FIGURAS

Lista de figuras

- Figura 1.1. Plano de localización de la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 1.2. Principales alineaciones estructurales de la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 1.3. Modelo de depósito del Mioceno y Plioceno.
- Figura 1.4. Tipos principales de trampa observadas en la Cuenca.
- Figura 1.5. Clasificación jerárquica de los cuerpos de un yacimiento en un sistema de aguas profundas.
- Figura 1.6. Tipos de roca yacimiento en la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 1.7. Columna Geológica de la Cuenca.
- Figura 1.8. Comportamiento de la presión inicial contra profundidad en pozos de la Cuenca.
- Figura 1.9. Comportamiento de la Resistividad de la roca en los pozos; Camaronero 1A, Playuela 1 y Sirio 1.
- Figura 1.10. Comportamiento de parámetros de fluido de perforación en el pozo Sirio 1.
- Figura 1.11. Comportamiento de parámetros de fluido de perforación en el pozo Playuela 1.
- Figura 1.12. Comportamiento de parámetros de fluido de perforación en el pozo Camaronero 1A.
- Figura 2.1. Flujo burbuja.
- Figura 2.2. Flujo bache.
- Figura 2.3. Flujo disperso.
- Figura 2.4. Flujo anular.
- Figura 2.5. Curva de esfuerzo – deformación en una prueba de compresión

-
- uniaxial.
- Figura 2.6. Efecto del cloruro de sodio en la bentonita.
- Figura 2.7. Efecto del cloruro de Calcio en la bentonita.
- Figura 3.1. Mapa de patrones de flujo.
- Figura 3.2. Malla generalizada de tiempo y espacio para el modelo de computo.
- Figura 3.3. Caso 1 de las condiciones iniciales y de frontera.
- Figura 3.4. Caso 2 de las condiciones iniciales y de frontera.
- Figura 3.5. Caso 3 de las condiciones iniciales y de frontera.
- Figura 3.6. Inicio de la construcción de la malla.
- Figura 3.7. Construcción de la malla.
- Figura 3.8. Diagrama de flujo para estimar presiones de poro y gradientes de fractura.
- Figura 3.9. Tendencia de compactación preliminar del pozo Camaronero 1A.
- Figura 3.10. Gradiente de sobrecarga para la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 3.11. Relación de Poisson para la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 4.1. Presión fluyente en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.2. Velocidad de gas en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.3. Velocidad de fluido de perforación en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.4. Comportamiento de la densidad del gas en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.5. Presión de bombeo en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.6. Influjos de gas en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.7. Presión de fondo fluyendo en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.8. Fracción de gas en pozo con agujero 6 pg. de diámetro.
- Figura 4.9. Presión fluyente en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.10. Velocidad de gas en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.11. Velocidad de fluido de perforación en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.

-
- Figura 4.12. Presión de bombeo en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.13. Influjos de gas en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.14. Presión de fondo fluyendo en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.15. Fracción de gas en pozo con agujero 8.5 pg. de diámetro.
- Figura 4.16. Tendencia normal de compactación.
- Figura 4.17. Esfuerzo compresivo uniaxial.
- Figura 4.18. Densidad equivalente de poro y fractura.
- Figura 4.19. Estabilidad de agujero.
- Figura 4.20. Tiempo de tránsito sintético pozo Camaronero 1A.
- Figura 4.21. Tiempo de tránsito sintético pozo Playuela 1.
- Figura 4.22. Tiempo de tránsito sintético pozo Sirio 1.
- Figura 4.23. Tendencia normal de compactación sintético.
- Figura 4.24. Esfuerzo compresivo uniaxial sintético.
- Figura 4.25. Densidad equivalente de poro y fractura sintético.
- Figura 4.26. Estabilidad de agujero sintético.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se comenta la ubicación y aspectos geológicos importantes de la Cuenca Terciaria de Veracruz, así como la problemática que a través de los años se ha presentado al perforar muchos pozos en diferentes campos de la Cuenca en las formaciones Terciarias. Se muestran análisis de la profundidad de inicio de la zona sobre presionada y gráficas de pozos recientes que indican la entrada de agua de formación en rocas del Mioceno Medio. También se menciona la importancia de tener conocimientos avanzados respecto de la presión de poro y gradiente de fractura.

1.1.- Ubicación y aspectos Geológicos de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

La Cuenca Terciaria de Veracruz se ubica geográficamente en la Planicie Costera del Golfo de México. Está situada en la terminación oriental de un cinturón plegado de corrimientos que verge al noroeste, de edad Laramidiana, el cual forma parte del margen sur complejamente deformado de la placa de Norte América. Están definidas seis alineaciones estructurales principales. Ellas son, de oeste a este, el homoclinal del margen occidental, la alineación de Loma Bonita, el sinclinal de Tlacotalpan, el Alto de Anegada, la alineación de Antón Lizardo, y el extremo sur altamente deformado de la cuenca, denominado aquí "reentrante de Coatzacoalcos. Cada una de estas alineaciones es diferente con relación al estilo estructural y la cinemática, pero hay evidencia abrumadora que muchas de estas alineaciones comparten similitudes con respecto al tiempo general cuando sucedió la deformación. La deformación dentro de la cuenca afecta tanto la formación de la trampa como la calidad del sello. Muchas de las trampas que se han probado son cierres en tres o en cuatro

direcciones, relacionados con plegamiento y producidos durante acortamiento e inversión de la Cuenca.



Fig. 1.1 Cuenca Terciaria de Veracruz

El tamaño y el estilo de estos pliegues varían de norte a sur, y la deformación de las rocas sello está fuertemente relacionada con la intensidad de la flexión bajo compresión.

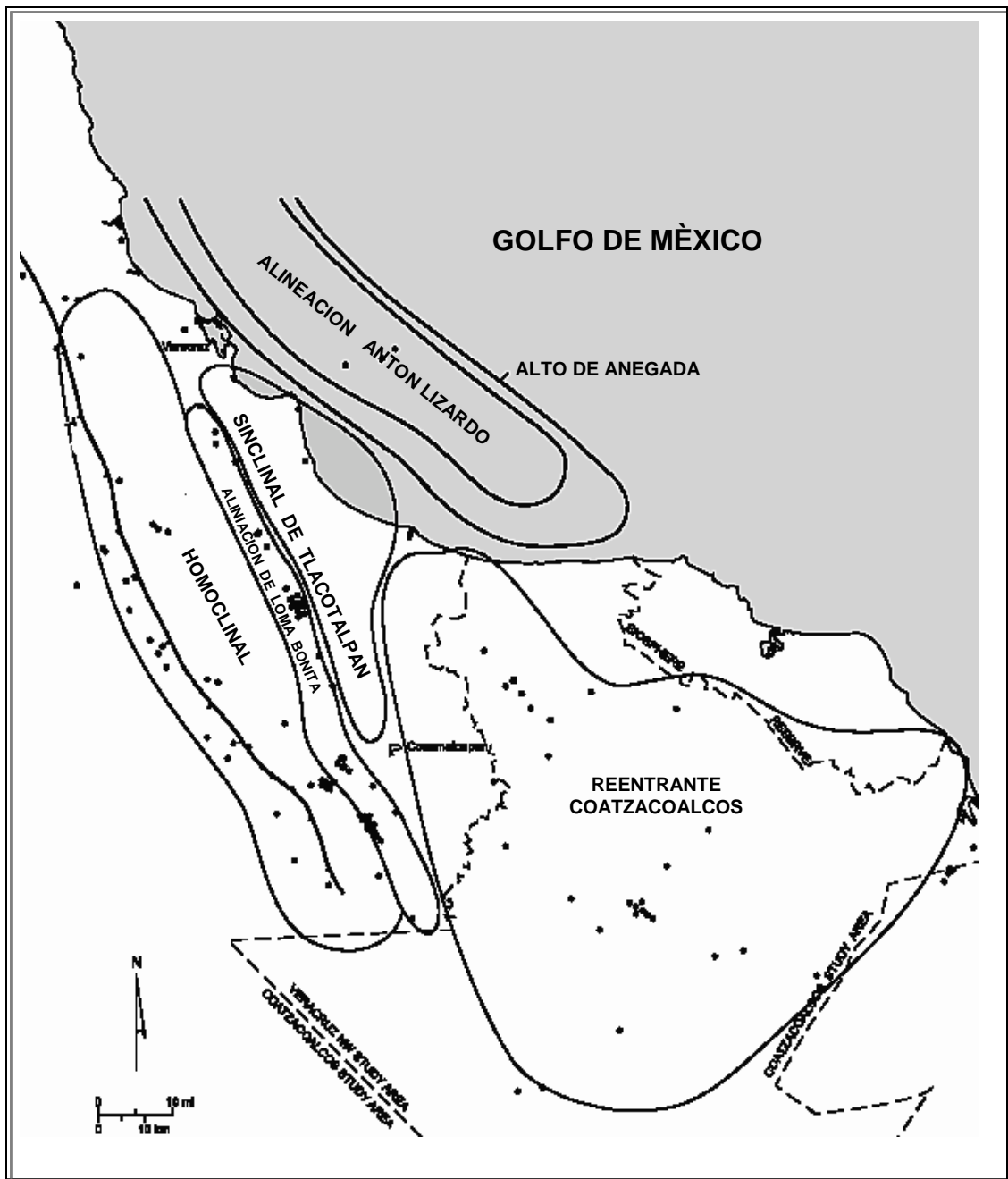


Fig. 1.2 Principales alineaciones estructurales

La formación de trampas a largo de todas las fallas inversas empezó en algún momento durante el Mioceno medio, y la intensidad del levantamiento parece haber culminado hace unos 5–7 Ma, lo cual corresponde con un adelgazamiento dramático de las unidades sedimentarias sobre los anticlinales y, en algunos lugares, particularmente en el reentrante de Coatzacoalcos, erosión y/o ausencia de sedimentación en la cresta.



Fig. 1.3 Modelo de depósito para el Mioceno y Plioceno

Se han llevado a cabo estudios que incluyen información de pozos (registros de lodo, núcleos, registros, y bioestratigrafía) y datos de sísmica 2-D y 3-D, de pruebas de pozos, de producción y de ingeniería, resultados del análisis de muestras de gases e información geoquímica.

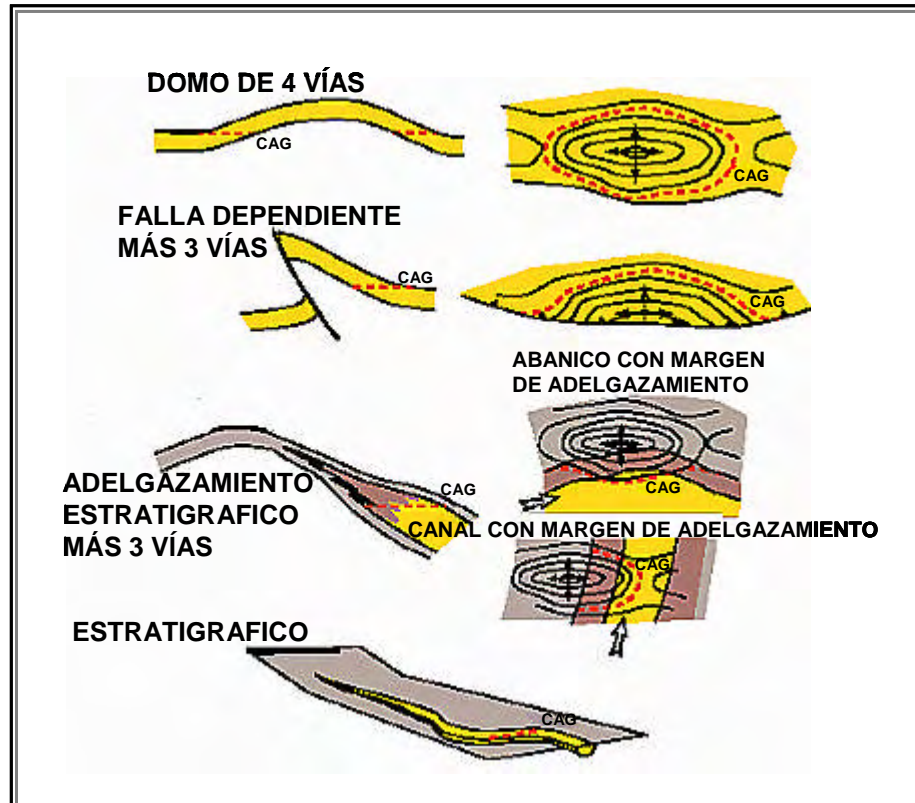


Fig. 1.4 Principales tipos de trampa

La cuenca ha producido cerca de 200 Bcf de gas de arenas de aguas profundas de canal y lateralmente extensas ("sheet sands") en tres campos (Cocuite, Veinte y Novillero). Estos campos fueron descubiertos durante una fase de exploración petrolífera durante la década de los años 1970. Levantamientos 3-D adquiridos recientemente en las áreas de estos campos de gas "agotados" están produciendo una visión novedosa sobre estilos nuevos de entrapamiento de

gas y re-despertando una cuenca previamente considerada como de bajo potencial para exploración futura.

Se determinaron las facies y los ambientes sedimentarios mediante la integración de descripciones de núcleos, la forma de las curvas de los registros de pozos, y mapas con control sismográfico. Las litofacies en los núcleos incluyen turbiditas (litofacies de arenas de grano grueso, de guijarros a conglomeráticas, litofacies arenosas, y litofacies heterolíticas), debritas (de guijarros a conglomeráticas, ricas en arena, y ricas en lodo) y de talud sin diferenciar (lodo y lodo limoso). Todas las observaciones en los núcleos son consistentes con un **ambiente de aguas profundas** (talud a fondo de cuenca). La definición del marco estratigráfico secuencial se fundamentó en la integración de patrones de apilamiento vertical basados en litología según registros de pozos, estratigrafía sísmica, facies sísmicas, y bioestratigrafía. Se identificó un total de nueve intervalos para la producción de mapas (dos del Mioceno inferior, uno del Mioceno medio, tres del Mioceno Superior y tres del Plioceno), y se reconocieron cuatro tipos de roca yacimiento en la cuenca (complejos de canales, canales simples, complejos de abanicos, y lóbulos). Tanto el sistema del Mioceno como el del Plioceno generalmente tienen dos cinturones principales de facies: complejos de canales y complejos de abanicos de fondo de cuenca.

Los canales de talud del Plioceno no son erosivos como lo son los del Mioceno, y están concentrados dentro de cuñas con clinoformos fuertemente progradacionales de plataforma/talud. Las areniscas en la Cuenca de Veracruz son en su mayoría litarenitas a sublitarenitas. La proporción de los fragmentos de roca más comunes (carbonáticas, metamórficas y volcánicas) varía según la distancia desde el frente tectónico en el oeste y los centros volcánicos (Anegada, Los Tuxtlas). La mejor calidad de roca yacimiento se encuentra en areniscas de intervalos del Mioceno medio y superior y del Plioceno, las cuales son moderadamente bien escogidas y relativamente ricas en cuarzo y tienen

menos del 10 por ciento de cemento. Las debritas arenosas y las turbiditas laminadas mantienen la buena calidad con la profundidad.

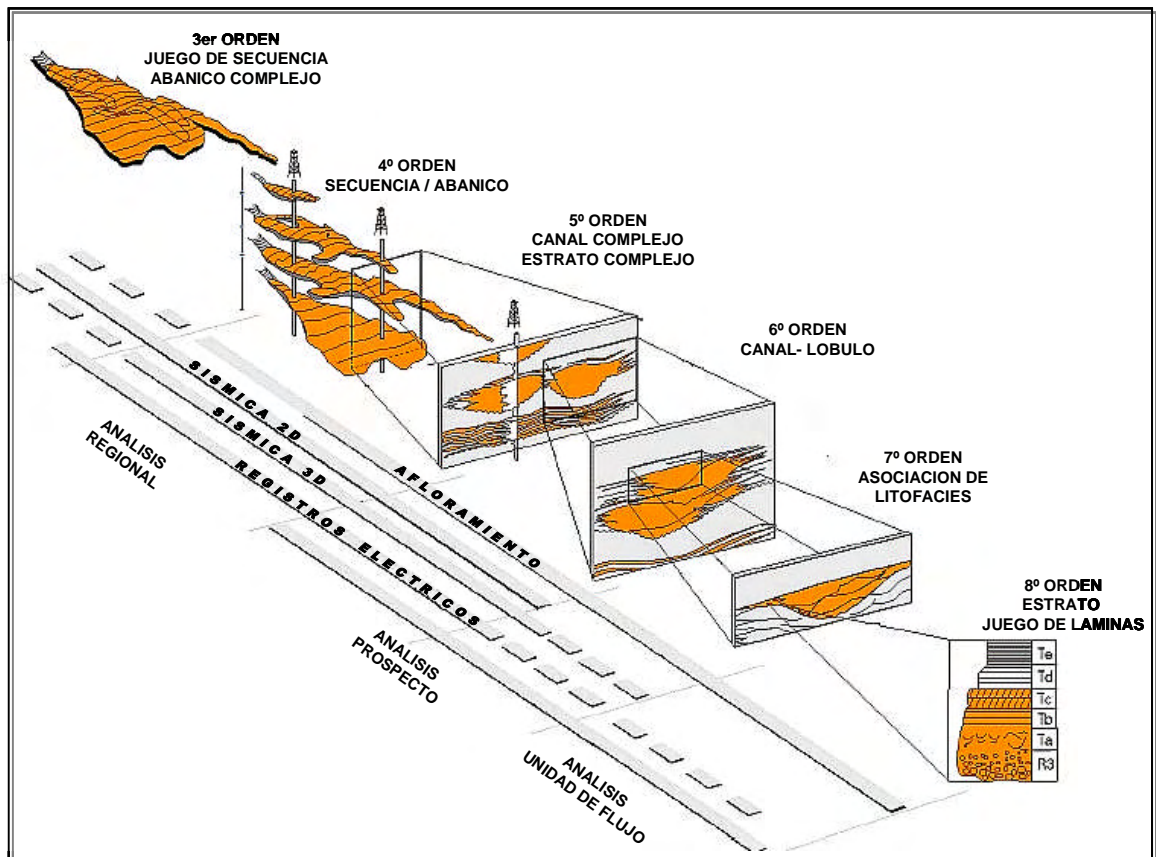


Fig. 1.5 Clasificación jerárquica de los cuerpos de un yacimiento en un sistema de aguas profundas.




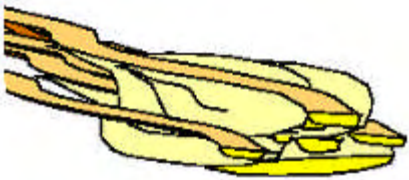
Ejemplo	Tipo	
Canal Sencillo	Unidad 3 del Plioceno (P3) Campo Cocuite	
Canal Complejo	Unidad 1 y 2 del Mioceno Inferior (ML1, ML2), Unidad 2 del Mioceno Medio (MM2), Unidad 4 del Mioceno Superior (MU4). Del campo Novillero	
Lóbulo Sencillo	Unidad 4 del Mioceno Superior (MU4). Del Campo Couite	
Abanico Complejo	Unidad 2 del Mioceno Medio (MM2). De los campos; Cocuite, Zafiro, Lizamba y Chalpa.	

Fig. 1.6 Tipos de roca de yacimiento de la Cuenca

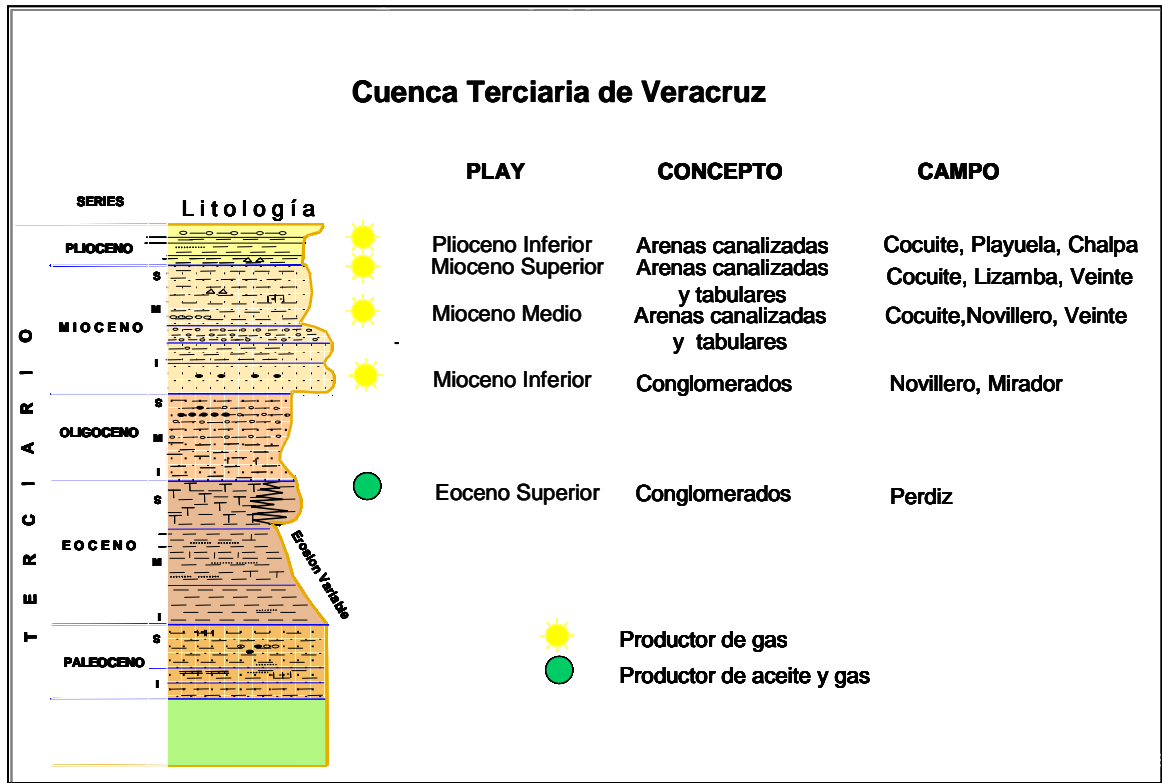


Fig. 1.7 Columna Geológica.

1.2.- Perforación de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

La perforación de muchos pozos, tanto de desarrollo como exploratorios de varios campos de la Cuenca, empleó tiempo y recursos adicionales (relacionados con la hidráulica pozo) debido al poco entendimiento de presiones de poro y gradientes de fractura en rocas del Mioceno y del manejo de la dinámica de los fluidos existentes en el pozo. La sub-compactación de los sedimentos durante su depósito provocó que las presiones de poro sean elevadas y los gradientes de fractura bajos (característica de ambientes de aguas profundas) y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea reducido.

El conocimiento de la profundidad en la cual la sobre-presión inicia, es importante en el resultado y desarrollo de la perforación de la Cuenca. La presión inicial contra profundidad en varios pozos de los campos Cocuite, Novillero, Mirador y Veinte, indican una cima generalizada de sobre-presión a aproximadamente 1870 m.

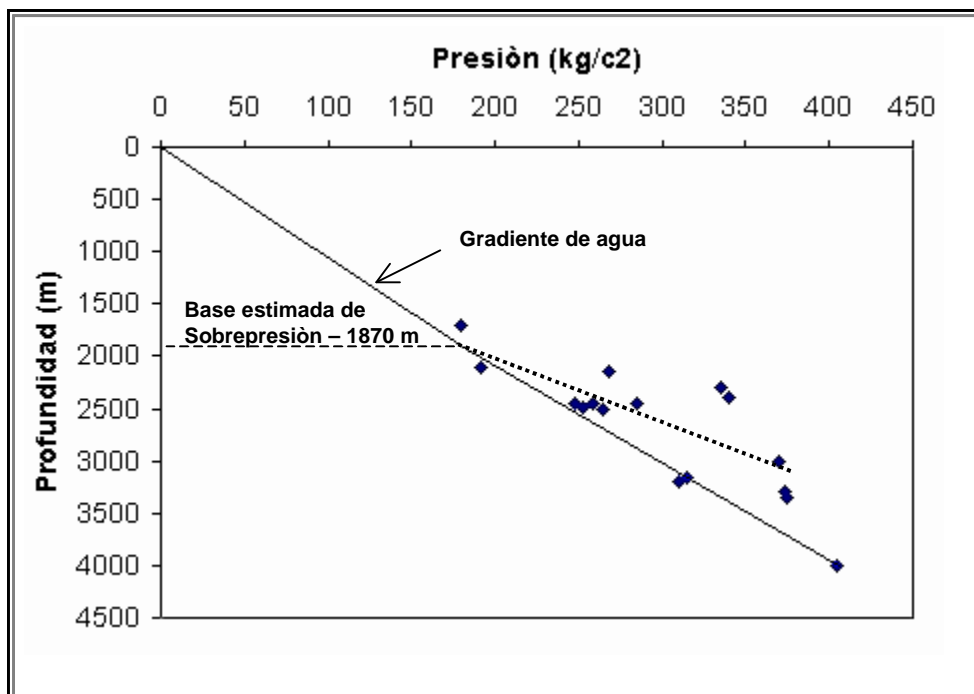


Fig. 1.8 Comportamiento de presión inicial de producción – profundidad en pozos de la Cuenca

Mediciones futuras adicionales de nuevos pozos serán requeridas para trazar la base de sobre-presión.

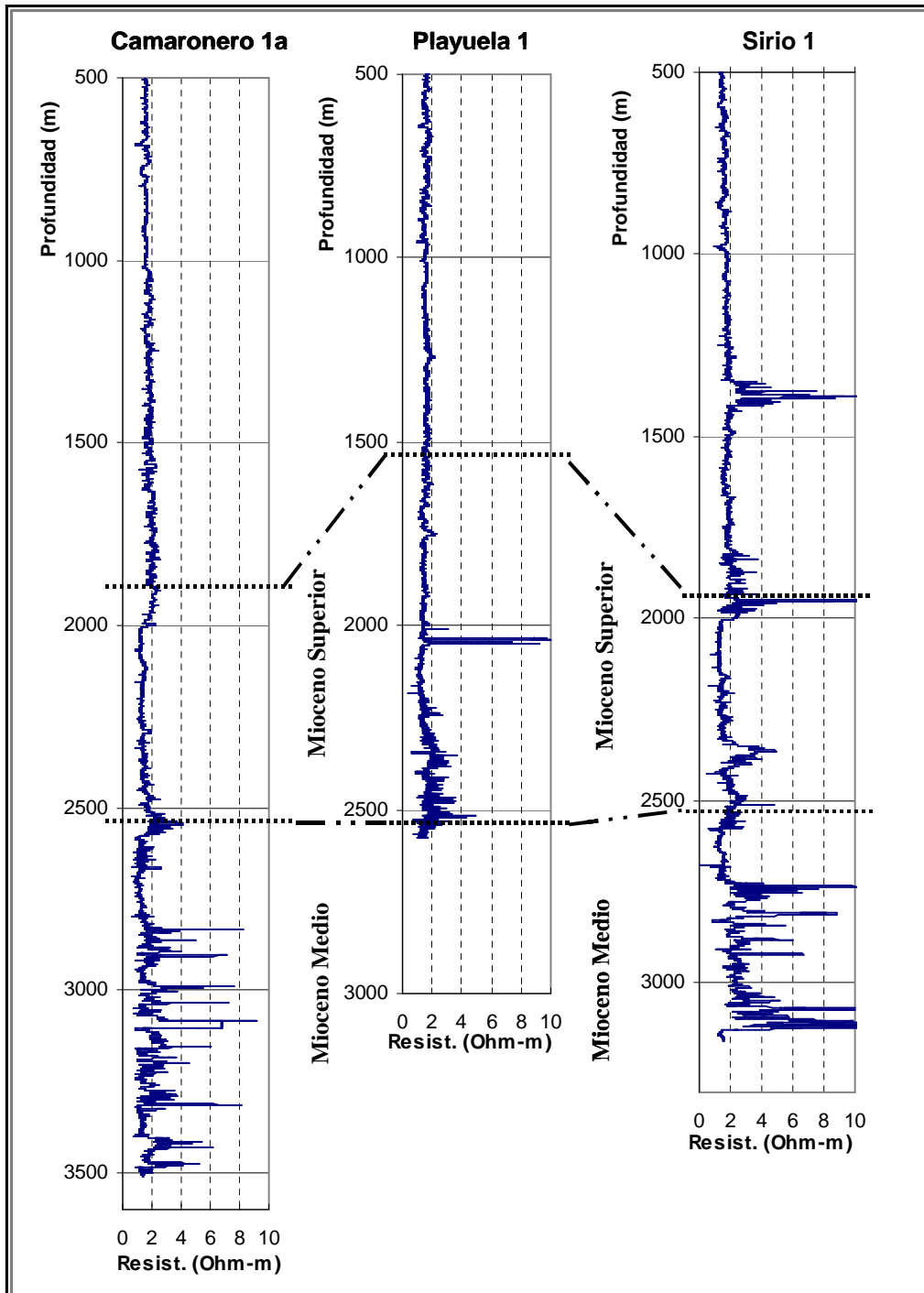


Fig. 1.9 Comportamiento de resistividad – profundidad en los pozos Camaronero 1A, Playuela 1 y Sirio 1.

En la figura anterior está graficada la resistividad de la formación de los pozos Camaronero 1-A, Playuela 1 y Sirio 1, que es un parámetro sensible a la porosidad de la formación y muestra una tendencia de compactación diferente en la cima del Mioceno Superior, indicativo de una sub compactación.

En la mayoría de los pozos se registran **influjos de agua** en rocas del Mioceno Medio, estas son formaciones con presiones anormales constituidas por arenas atrapadas en canales retrabajados y sellados por arcillas impermeables.

La intrusión del agua de formación al pozo provoca un incremento considerable en la viscosidad plástica del fluido de perforación, y éste grandes pérdidas de presión por fricción. Estos factores, en muchos casos producen pérdidas de circulación por la alta densidad equivalente de circulación, que rompe la estabilidad hidráulica del agujero, debido a que estas formaciones normalmente son portadoras de gas y se presentan brotes imprevistos que requieren un número adicional de sartas de revestimiento para mantener la densidad de fluido de control dentro de la diferencia admitida entre la presión de poro y el gradiente de fractura. La dificultad de la construcción del pozo obstaculiza la evaluación de las formaciones y provoca cementaciones de revestidores inadecuadas que ponen en riesgo la integridad del pozo.

Para controlar los flujos de agua de formación, se incrementa la densidad del fluido de perforación, que igualmente reduce la ventana operacional entre la presión de poro y gradiente de fractura.

En la mayoría de los pozos se requiere un número determinado de tuberías de revestimiento para controlar los sedimentos someros (hasta el Mioceno Superior), así como en las zonas del Mioceno Medio temprano y tardío en las que no se puede llegar hasta el objetivo final. O bien, si se alcanza, el diámetro de la última tubería revestidora es tan pequeña que el pozo se vuelve problemático en su evaluación final.

A continuación muestro gráficas de los pozos Sirio 1, Playuela 1 y Camaronero 1-A, donde se observa el requerimiento de mayor densidad de fluido de control y alteraciones de parámetros reológicos del fluido indicando influjo de agua de

formación en las rocas del Mioceno Medio, mismas que se pueden confirmar con curvas de rayos gama y resistividad.

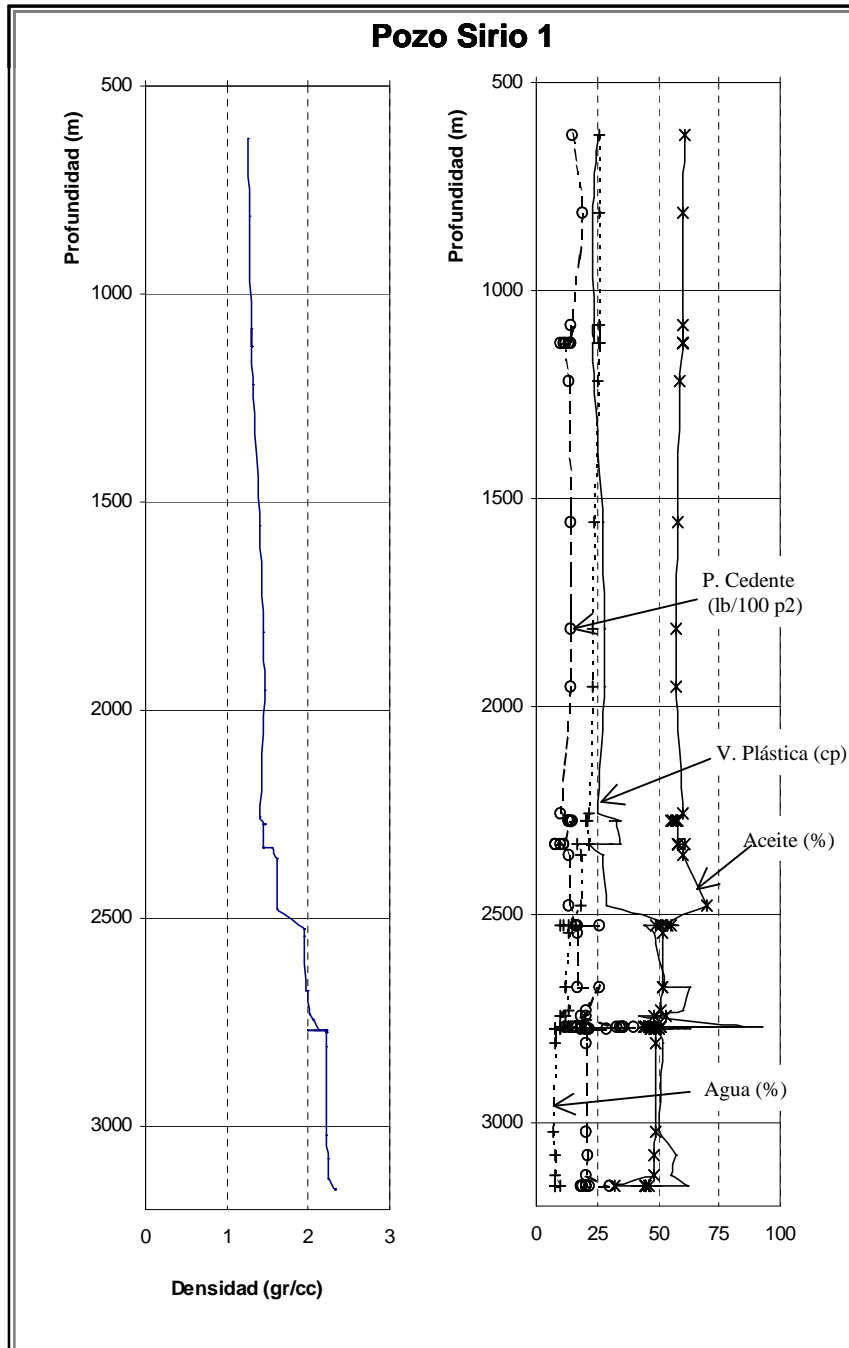


Fig. 1.10 Comportamiento de parámetros del fluido de perforación en el pozo Sirio 1.

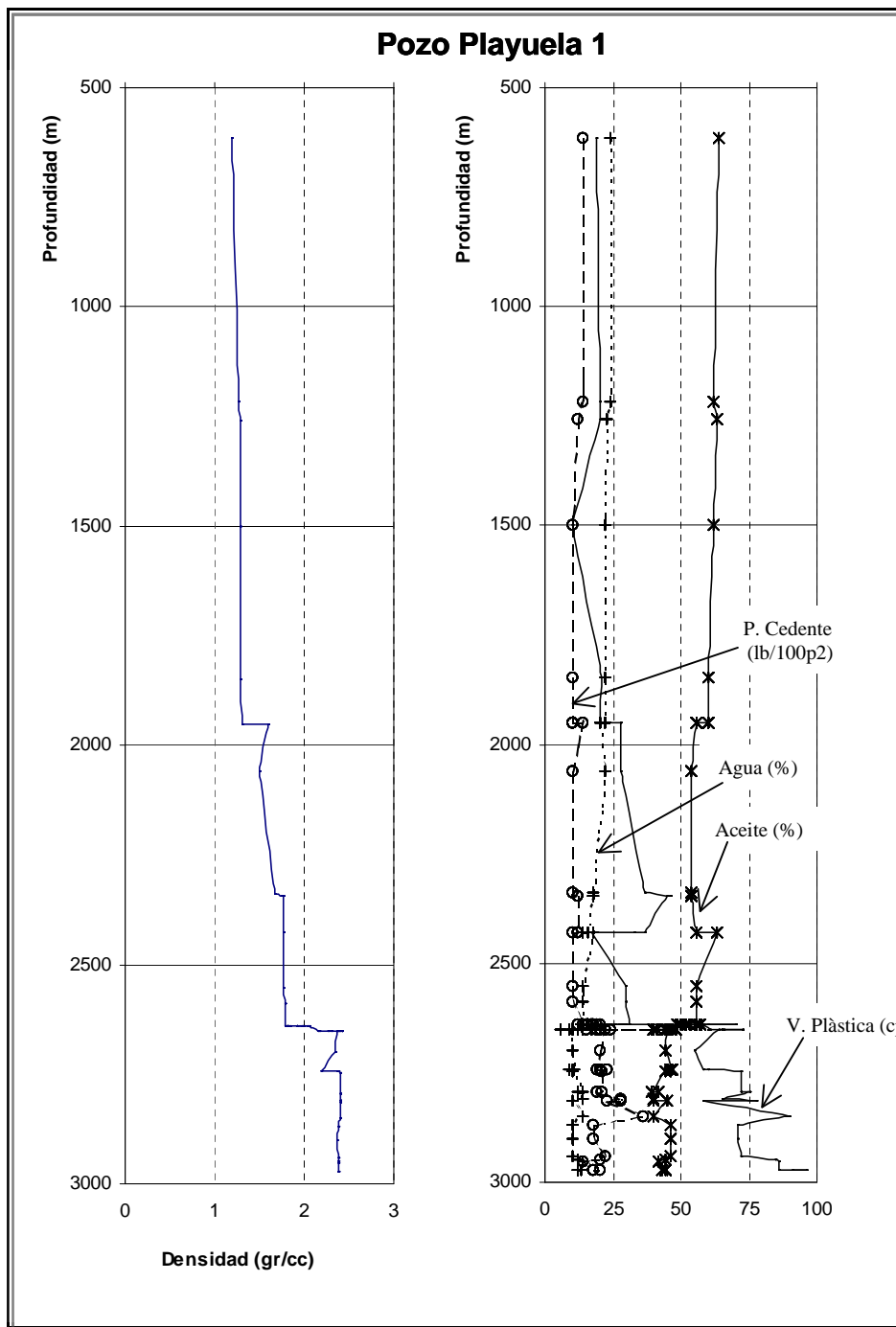


Fig. 1.11 Comportamiento de parámetros del fluido de perforación en el pozo Playuela 1.

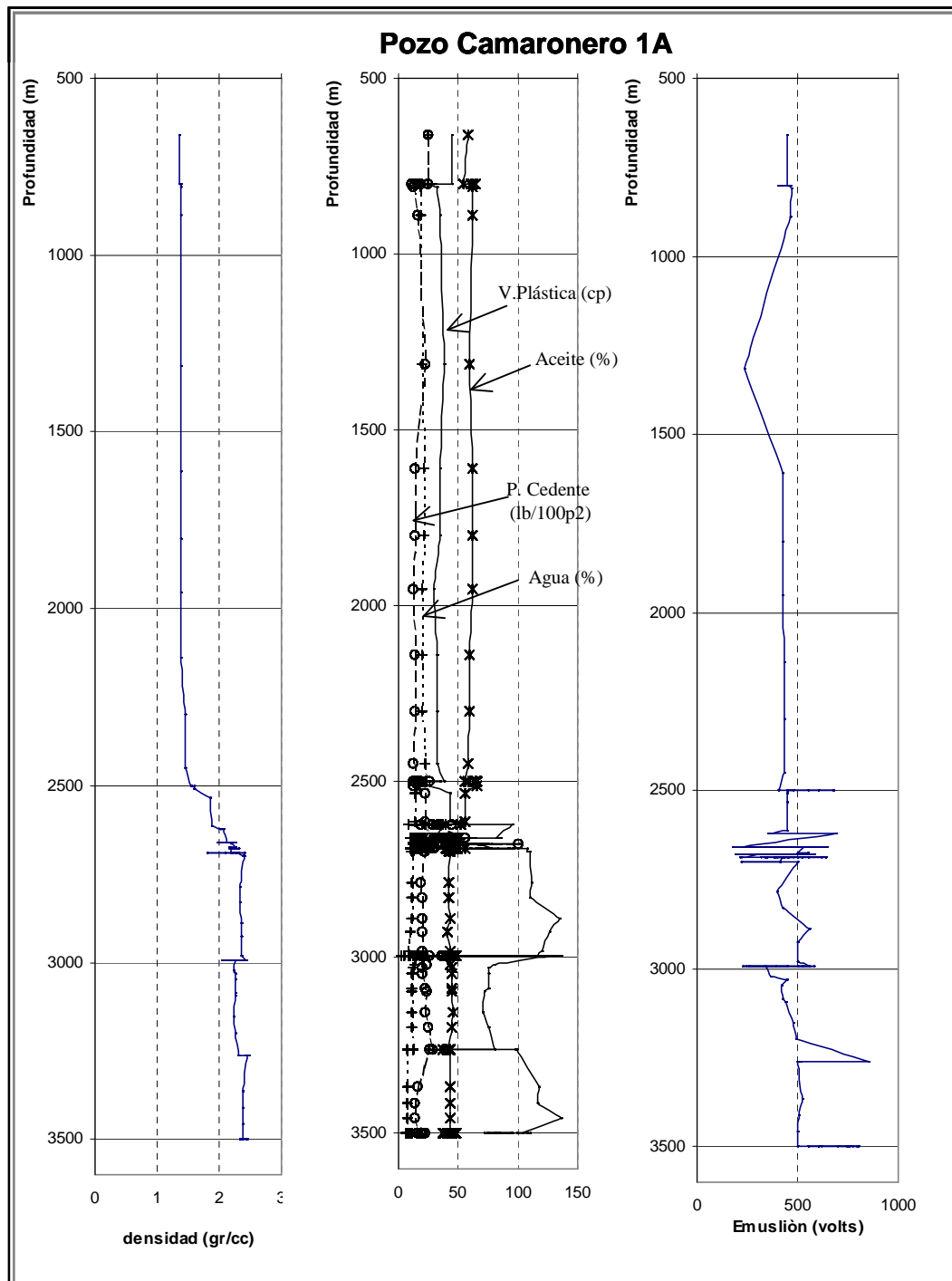


Fig. 1.12 Comportamiento de parámetros del fluido de perforación en el pozo Camaronero 1A.

Por lo comentado anteriormente, el éxito de la perforación de un pozo en la Cuenca Terciaria de Veracruz radica en el conocimiento avanzado de estabilidad de agujeros, presiones de poro y gradientes de fractura, y el entendimiento dinámico de los fluidos que están presentes en el espacio anular durante la perforación de las rocas del Mioceno Medio e Inferior.

Antes de la perforación, la presión de poro y gradiente de fractura se pueden calcular a partir de elementos tales como; datos sísmicos 3D, experiencias de perforación, densidades de lodo, mediciones sónicas y resistivas de pozos cercanos y calibraciones locales derivadas de datos obtenidos durante la perforación y pruebas de integridad de formación extendida.

Las herramientas de medición en tiempo real nos ayudan a obtener información útil de presiones anulares y evaluación de las formaciones.

Con gráficas integradas de densidad equivalente de poro, fractura, estabilidad de pozo y curvas de densidad equivalente de circulación considerando influjo de gas y agua de diferentes formaciones, pueden ayudar a tomar buenas decisiones antes y durante la perforación del pozo. Para poder hacer el análisis y toma de decisiones mencionadas, es esencial contar con un modelo de cómputo que sea capaz de simular dinámicamente el gasto de la bomba y la afluencia de gas ó agua de formación en forma independiente ó simultánea conforme se perforan estas zonas, además de un método para obtener curvas de estabilidad del pozo.

Este trabajo predice el flujo detallado y la respuesta del pozo en todo momento y en cualquier parte del agujero durante la perforación de las zonas aportadoras de gas y/o agua de formación, y presenta una metodología para la predicción de presiones de poro, fractura y de estabilidad de agujero.

El modelo permite la variación de parámetros tales como: gasto del fluido de perforación, geometría del agujero, modelo reológico, propiedades de la formación, propiedades del fluido de perforación, incrementos de profundidad y tiempo (dentro de la estabilidad matemática del modelo), temperatura (de acuerdo al gradiente geotérmico). Además toma en cuenta la conducta reológica

que adquiere el fluido de formación cuando es contaminado por los cloruros del agua de formación.

Este modelo está limitado a pozos verticales y fluidos de perforación base agua.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

En este capítulo se menciona a los autores y la descripción breve de sus trabajos que tome como base principal para el desarrollo del modelo de ecuaciones y solución del algoritmo, así como para el comportamiento detallado del flujo y factores que afectan el mismo. También describo los conceptos principales relacionados con el desarrollo de este trabajo.

A.M. Ansari et al.¹ formuló un modelo para pronosticar el comportamiento de flujo ascendente bifásico. Este, está compuesto de un modelo para la predicción de patrones de flujo y un juego de modelos mecanísticos independientes para predecir características del flujo tales como colgamiento y caída de presión en flujo burbuja, bache y anular.

H.V. Nickens² presentó un modelo dinámico para el análisis y simulación del control de un pozo a través de la solución de ecuaciones de balance de masa para el gas y el líquido y la de balance de cantidad de movimiento para la mezcla gas-líquido. El modelo predice el flujo detallado y la respuesta de la presión del pozo en todo momento de simulación y en cualquier parte del agujero del pozo durante un brote, pero está limitado a un solo evento y a tener la barrena en el fondo del pozo.

D.W. Rader³ llevó a cabo estudios experimentales para determinar los factores importantes que afectan la velocidad de burbujas grandes (régimen de flujo tipo bache) ascendiendo a través del fluido de perforación en el espacio anular, donde encontró que la velocidad de elevación de la burbuja es fuertemente afectada por el cambio de geometría del agujero y por la reología del fluido de perforación.

2.1. Descripción de flujo bifásico⁴.

Cuando una mezcla de gas-líquido fluye de manera ascendente en una tubería, las dos fases pueden distribuirse en un número de patrones, cada uno caracterizando la distribución radial y/o axial del líquido y del gas. El flujo es usualmente muy caótico, y esta distribución de fases es muy difícil de describir. A continuación se describen los cuatro patrones básicos para flujo ascendente:

2.1.1.- Flujo burbuja.- La tubería es casi completamente llena con líquido y la fase libre de gas está presente en pequeñas burbujas. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades y, excepto por su densidad, tienen poco efecto sobre el gradiente de presión.

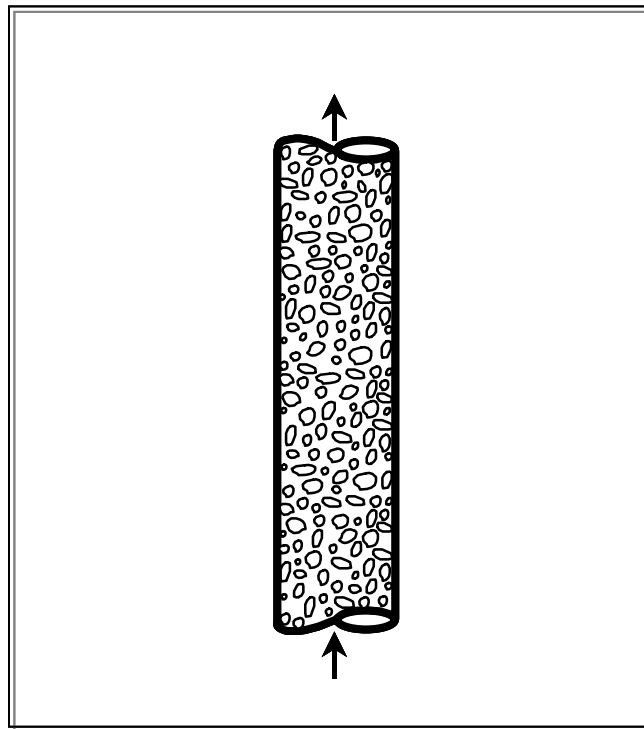


Fig. 2.1 Flujo burbuja

2.1.2.- Flujo bache.- La fase de gas es más pronunciada. La fase de líquido es aún continua, las burbujas de gas se unen y forman tapones o baches que casi llenan la sección transversal de la tubería, a estas burbujas se les conoce como burbujas de Taylor. La velocidad de las burbujas de gas es mayor que la del líquido. El líquido en la película alrededor de la burbuja puede moverse hacia abajo a poca velocidad. El gas y el líquido tienen un efecto significativo sobre el gradiente de presión.

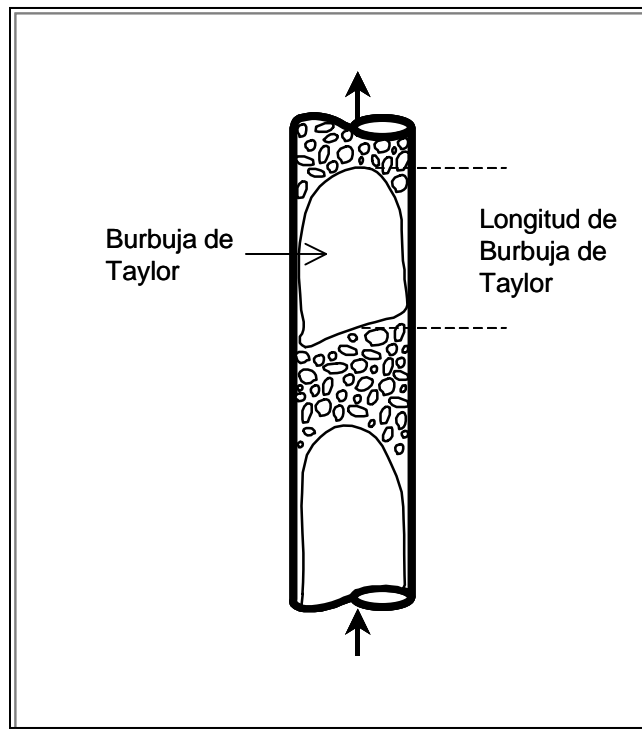


Fig. 2.2 Flujo bache

2.1.3.- Flujo disperso.- El flujo disperso es similar al flujo bache. Éste, sin embargo es mas caótico, espumoso y desordenado. La forma de la burbuja de Taylor (tipo bala) es más estrecha y torcida. La continuidad del líquido en el

bache entre las sucesivas burbujas de Taylor es repetidamente destruida por la alta concentración local de gas en el bache. Como ésto sucede, los baches de líquido caen. Este líquido se acumula formando un puente y es nuevamente levantado por el gas. Esta oscilación ó dirección alternante del líquido es típico del flujo disperso.

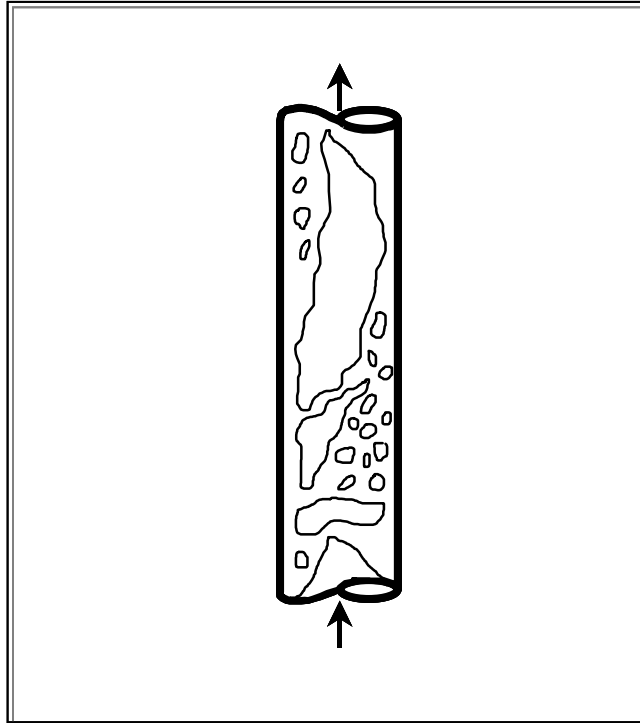


Fig. 2.3 Flujo disperso

2.1.4.- Flujo anular.- La fase de gas es continua, y el líquido entra como gotas en la fase de gas. Las paredes están cubiertas por una película de líquido, pero la fase de gas controla predominantemente los gradientes de presión.

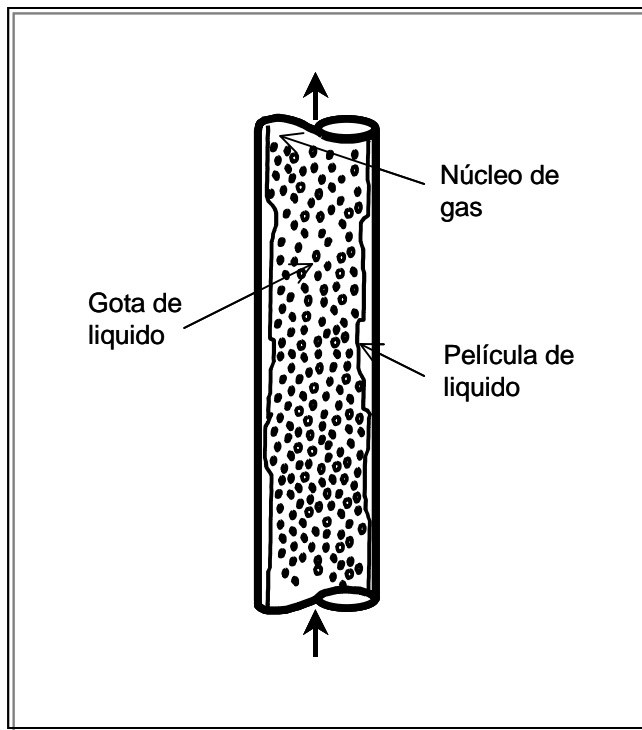


Fig. 2.4 Flujo anular

2.2. Patrones de flujo⁴.

Existe una gran variedad de mapas de patrones para flujo vertical. Estos mapas proponen los límites de transición en un sistema coordinado bidimensional. Las coordenadas dimensionales utilizadas son las velocidades superficiales del gas y líquido. Dado algún tamaño de tubería y un juego de datos de propiedades de los fluidos, estas coordenadas trazarán la transición, pero no hay razón para esperar que la ubicación de estas curvas de transición sea igual para los cambios en estas variables.

La comparación entre los diferentes mapas revela diferencias entre valores absolutos y tendencias. El problema parece incrementarse, ya que en casi todos los casos, las fronteras de transición son localizadas empíricamente y no en un modelo físico conveniente.

2.3. Grupos dimensionales⁵.

Uno de los principales problemas en el diseño para condiciones de dos fases es familiarizarse con la simbología y la obtención de los grupos dimensionales, así como la relación entre ellos.

Gasto másico del gas:

$$M_G = 7.48 \rho_g V_g \quad (2.1)$$

Gasto másico del líquido:

$$M_L = 7.48 \rho_l V_l \quad (2.2)$$

Gasto másico total:

$$M = M_G + M_L \quad (2.3)$$

Calidad.- Es la relación entre el gasto másico de la fase gaseosa y el gasto másico total de la mezcla.

$$\alpha = \frac{M_G}{M} \quad (2.4)$$

Velocidad superficial.- Es la velocidad que tiene una fase, si ésta fluyera sola en la tubería.

Velocidad superficial del gas :

$$V_{SG} = \frac{0.1336 \alpha M}{\rho_g} \quad (2.5)$$

Velocidad superficial del líquido:

$$V_{SL} = \frac{0.1336 (1-\alpha)M}{\rho_l} \quad (2.6)$$

Relación de velocidades.- Es la relación de velocidades promedio de las fases.

$$K = \left[1 + \alpha \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.7)$$

Fracción volumétrica del gas.- Es la relación entre el área ocupada por el gas en la sección de la tubería, y el área total de ésta.

$$\lambda = \frac{\alpha \rho_g^{-1}}{\alpha \rho_g^{-1} + K(1-\alpha)\rho_l^{-1}} \quad (2.8)$$

Fracción volumétrica del líquido:

$$\lambda_l = (1 - \lambda) \quad (2.9)$$

Velocidad del gas:

$$V_g = \frac{0.1336 M_G}{\lambda \rho_g} = \frac{V_{SG}}{\lambda} \quad (2.10)$$

Velocidad del líquido:

$$V_l = \frac{V_g}{K} = \frac{V_{SL}}{(1-\lambda)} \quad (2.11)$$

2.4. Resistencia a la compresión uniaxial de la roca (σ_c).

La resistencia a la compresión uniaxial es el máximo esfuerzo que una roca en particular puede soportar sin que ésta sufra una fractura, también es definido como la resistencia máxima previa a la ruptura. En un gráfico de esfuerzo-deformación, resultado de una prueba uniaxial, conceptualmente la resistencia a la compresión uniaxial es el punto máximo que muestra dicha curva, a la cual se le conoce como el punto máximo de esfuerzo.

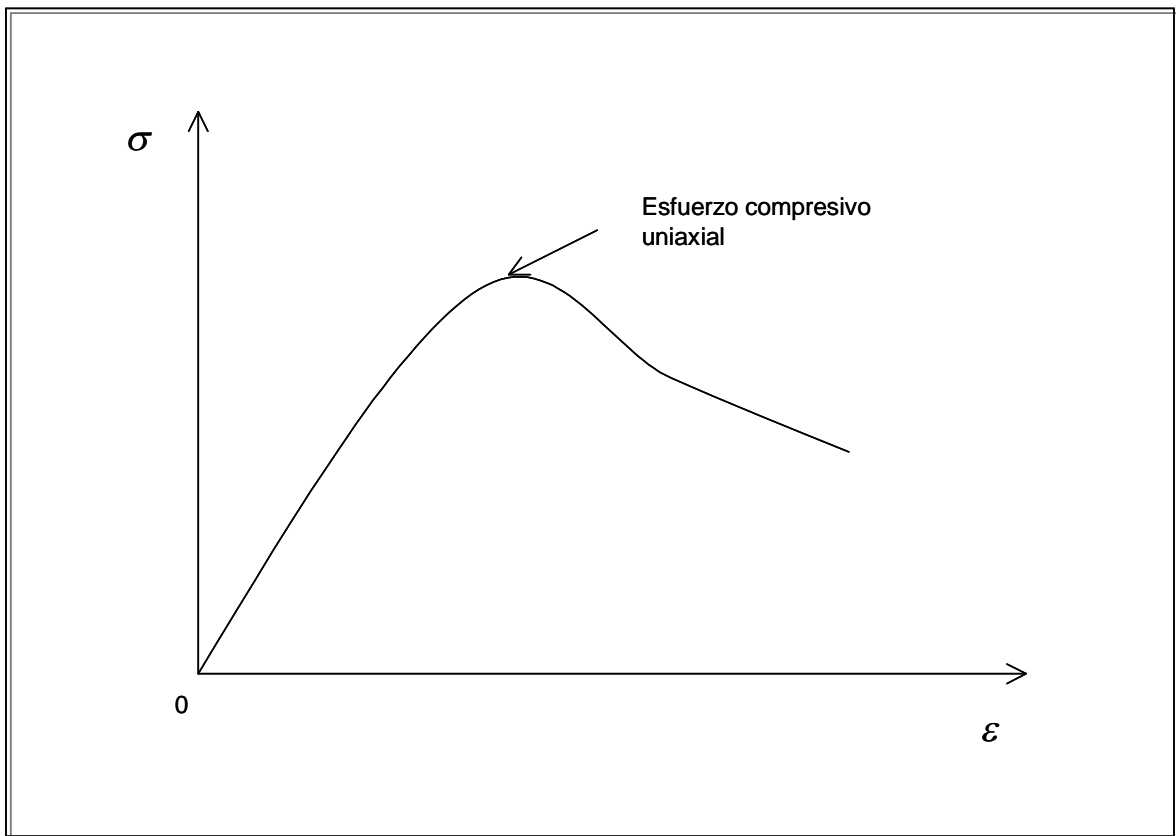


Fig. 2.5 Curva de esfuerzo – deformación en una prueba de compresión uniaxial.

Es importante determinar la resistencia a la compresión uniaxial con la mayor precisión posible, ya que ésta es utilizada en el criterio de estabilidad del pozo.

Para arenas con arcillas, tenemos:

Dinámica⁶:

$$C'_o = 3.3 \times 10^{-20} \rho_f^2 v_p^4 \left(\frac{1+v}{1-v} \right)^2 (1-2\nu)(1+0.78V_{arc}) \quad (2.12)$$

Estática⁷:

$$\frac{C_o}{C'_o} = 1.001 e^{(-3.244\phi_{corr})} \quad (2.13)$$

2.5. Estabilidad del agujero⁶.

La evaluación de la estabilidad de un pozo representa un problema clásico de mecánica de rocas (la predicción de la respuesta de una roca a la carga mecánica).

Muchas fuerzas actúan sobre la formación alrededor del agujero del pozo como son; la química del lodo, la predistribución de esfuerzos, cambios de temperatura, etc., lo que hace que la evaluación de la estabilidad sea particularmente problemática.

Para prevenir el flujo de fluido de formación dentro del pozo ó falla de la roca (entre otras cosas), el pozo es llenado con fluido de perforación. El peso del fluido es primeramente ajustado para prevenir el flujo de fluidos de formación, mientras que el aspecto de la estabilidad de la roca ha tenido una prioridad menor. Esto no representa problemas en rocas consistentes, pero en las formaciones débiles puede ser la estabilidad del pozo, la que pone el límite inferior aceptable para el peso del fluido, y no la presión del poro.

El fluido de perforación cargará parte de la concentración de esfuerzos, y su peso no debe incrementarse demasiado, puesto que ésto provocaría fracturamiento hidráulico de la formación.

Existen básicamente dos tipos de falla del agujero:

- a) Falla compresiva.- Que es causada por el peso insuficiente del fluido de perforación comparado con la fuerza de la roca y el esfuerzo alrededor del agujero.

Este tipo de falla esta dividida en dos tipos principales:

1. Incremento en el diámetro del agujero.- Debido a la falla por fragilidad y derrumbe de la pared del agujero.
2. Reducción del diámetro del agujero.- Normalmente ocurre en lutitas débiles (plásticas) y arenas.

- b) Falla por tensión.- Es causada por un peso del fluido de perforación excesivo comparado con tensión en el punto de interés del agujero. Este fenómeno es reconocido por la pérdida de circulación.

2.5.1.- Cálculo de la presión mínima del pozo debido a la hidrostática ejercida por el fluido dentro del pozo requerido para evitar colapso de agujero:

$$P_w \leq \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h + \alpha_B P_p (\tan^2 \beta - 1) - C_o] \quad (2.14)$$

2.5.2.- Cálculo de la presión máxima del pozo debido a la hidrostática ejercida por el fluido dentro del pozo requerido evitar fracturar el agujero:

$$P_w \geq \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h \tan^2 \beta + \alpha_B P_p (\tan^2 \beta - 1) + C_o] \quad (2.15)$$

2.6. Presión de formación y gradiente de fractura.

Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados de presión de poro y gradiente de fractura, ya que para perforar un agujero hidráulicamente estable se debe de mantener el peso del fluido de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro.

2.6.1.- Presión de poro.- La mayoría de los métodos de predicción de presión de formación se basan en el hecho que conforme la profundidad aumenta, la porosidad de la formación disminuye; es decir, la compactación de la formación es mayor cuando la sobrecarga aumenta. Por lo tanto, la disminución de porosidad en función de profundidad tendrá una tendencia característica ó normal en formaciones normalmente compactadas.

2.6.2.- Presión de fracturamiento.- El valor de la presión de fracturamiento de una formación dada, es una función del esfuerzo de sobrecarga, presión de formación y la relación entre esfuerzos verticales y horizontales. La presión será suficiente para separar ó fracturar la roca cuando ésta sea numéricamente igual al esfuerzo horizontal mínimo más el valor de presión de formación.

2.7. Flujos de agua de formación.

Las aguas irreductibles pueden contener una amplia gama de sales. El origen de estas sales está directamente relacionado con el origen de los sedimentos propiamente dichos. Como los sedimentos marinos se depositan en agua salada, éstos contienen generalmente sales que son similares a las que se encuentran en el agua salada. Sin embargo, como, la mayoría del agua es expulsada durante el proceso de compactación, la concentración de sal puede ser considerablemente más alta. La solubilidad de la mayoría de las sales comunes es directamente proporcional a la temperatura.

Las aguas enriquecidas con calcio y magnesio son las más perjudiciales. Estas dos sales no existen naturalmente en la forma cristalina, debido a su extrema solubilidad. Sin embargo, ambas pueden existir individualmente, juntas o con otras sales disueltas en agua irreductible.

La sal común (NaCl) es el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada, el efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas. La viscosidad Marsh, el punto cedente, los esfuerzos de gel y la pérdida de volumen de fluidos por mal estado reológico del mismo, aumentan cuando se encuentra el cloruro de sodio.

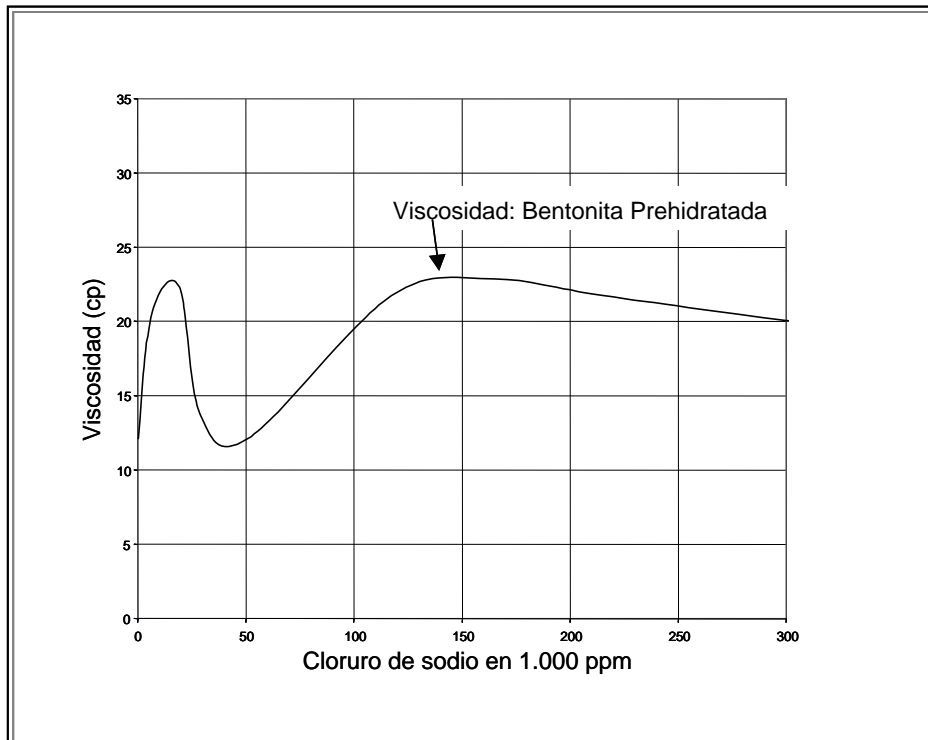


Fig. 2.6 Efecto del Cloruro de sodio en la bentonita

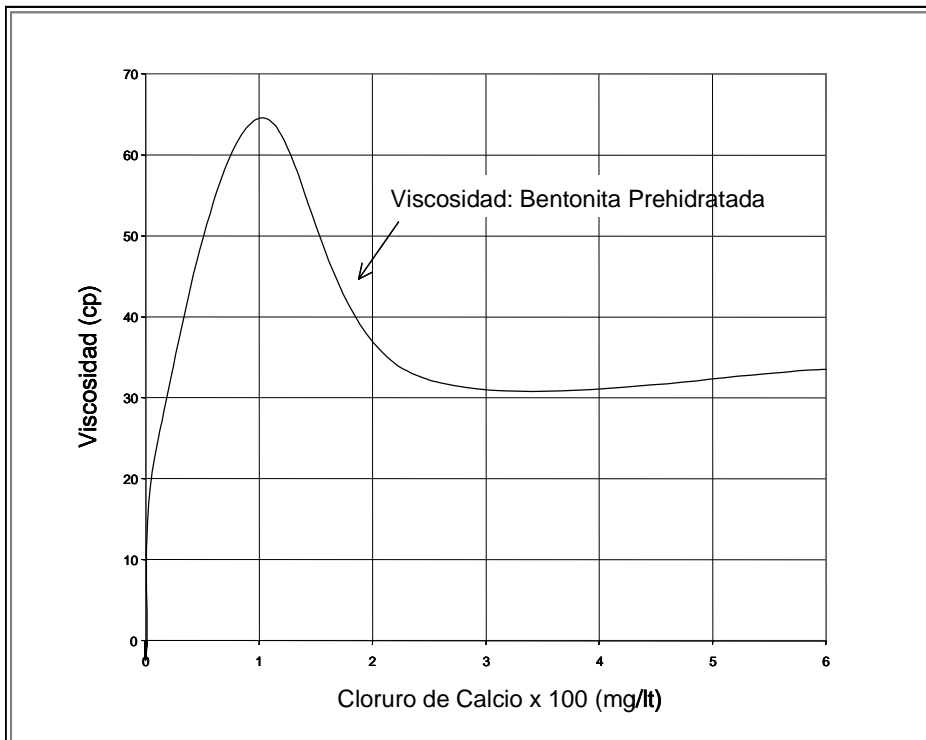


Fig. 2.7 Efecto del Cloruro de calcio en la bentonita

CAPÍTULO 3

DESARROLLO

El objetivo de este capítulo es estudiar el flujo que se genera al perforar con un lodo base agua formaciones con afluencia de gas y/o agua de formación.

Las ecuaciones de conservación de la materia y la cantidad de movimiento describen todos los problemas de flujo. La ecuación de continuidad, en las regiones gas-líquido es resuelta en forma separada para el gas y para el líquido, y la ecuación de movimiento es resuelta para la mezcla.

La variación de las propiedades físicas del fluido está en función de la temperatura y presión para el gas, y del grado de contaminación de cloruros para el fluido de perforación. La solubilidad del gas en el fluido de perforación se considera despreciable. La afluencia de gas y agua de formación es calculada con la ecuación de Darcy para flujo en un medio poroso en estado transitorio.

Las ecuaciones de continuidad y de movimiento son escritas en diferencias finitas como un sistema macroscópico de flujo con una entrada y una salida de fluido. El modelo y la solución del algoritmo son primero validados únicamente con el fluido de perforación una celda arriba de la primera zona de interés. Posteriormente el modelo es aplicado para simular la perforación de un pozo atravesando zonas aportadoras de gas o agua de formación y el comportamiento del flujo de se produce.

3.1. Modelo de ecuaciones².

Para un fluido de perforación base agua, donde la solubilidad del gas en éste y en el agua de formación es despreciable, siete variables son requeridas para describir completamente el sistema gas-líquido:

- Densidad del líquido (ρ_l).
- Densidad del gas (ρ_g).
- Fracción de volumen de gas (λ).
- Velocidad del líquido (V_l).
- Velocidad del gas (V_g).
- Presión (P).
- Temperatura (T).

Se asume que el gradiente de temperatura del pozo es conocido y constante, así que se requieren de seis ecuaciones que relacionen las variables restantes para obtener una solución.

Las ecuaciones empleadas para un agujero vertical y geometría espacial unidimensional son:

$$\frac{\partial(\rho_l(1-\lambda))}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l V_l(1-\lambda))}{\partial z} = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial(\rho_g \lambda)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_g V_g \lambda)}{\partial z} = 0 \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial(\rho_l V_l(1-\lambda) + \rho_g V_g \lambda)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l V_l^2(1-\lambda) + \rho_g V_g^2 \lambda)}{\partial z} + \frac{\partial P}{\partial z} + \tau + (\rho_m(1-\lambda) + \rho_g \lambda)g = 0 \quad (3.3)$$

$$V_g = K(V_g \lambda + V_l(1-\lambda)) + V_r \quad (3.4)$$

$$\rho_g = \rho_g(T, P) \quad (3.5)$$

Las ecuaciones 3.1 y 3.2 son las de continuidad para gas y lodo respectivamente. La ecuación 3.3 es la de movimiento para la mezcla gas-lodo.

La ecuación 3.4 es de velocidad del gas que correlaciona la fracción del gas (λ), la relación de velocidades (K) y la velocidad de deslizamiento del gas (V_r). La ecuación 3.5 es la de estado para el gas.

La densidad del fluido de perforación cuando no es afectado por el agua de formación se considera constante e igual a la densidad de entrada. Cuando el fluido de perforación es alterado por los cloruros del agua de formación, sus propiedades físicas variaran de acuerdo al grado de invasión.

3.2. Modelo Físico.

3.2.1.- Fase líquida.

Rader D.W. et al³. determinaron, que uno de los factores que afectan considerablemente la velocidad de ascenso de burbujas grandes a través del fluido de perforación en el espacio anular, son las propiedades reológicas del líquido. En el modelo aquí presentado, ésto toma mayor importancia por la contaminación que sufre el fluido de perforación con la presencia del agua de formación.

El cloruro de sodio (sal común) constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. El efecto inicial sobre el fluido de perforación es la floculación de las arcillas causada por la acción de masas de ion sodio. La viscosidad plástica y el punto cedente aumentan considerablemente al incrementar la concentración de cloruros, hasta que la cantidad de sal incorporada al lodo es tanta que éste pierde sus propiedades, predominando así, las propiedades del agua de formación.

Por lo anterior, la fase líquida tendrá dos comportamientos reológicos diferentes:

1. Newtoniano. Cuando la cantidad de cloruros en el lodo es alta, el fluido de perforación pierde sus características y las propiedades del agua de formación predominan en el sistema.
2. No Newtoniano. Cuando no existe contaminación de agua de formación ó cuando exista, y ésta no sea lo suficiente para que el lodo pierda totalmente sus propiedades.

Los rangos de viscosidad plástica y punto cedente para fluidos de perforación base agua contaminados por agua de formación, a diferentes densidades y diferentes porcentajes de cloruros incorporados en el sistema, son difíciles de determinar, y solo pueden ser obtenidos experimentalmente en laboratorio. Los criterios que utilizamos en este trabajo son los observados en algunos pozos de la Cuenca Terciaria de Veracruz, donde se presentaron estos eventos, que son los siguientes:

1. Fluido Newtoniano cuando; $1 \geq \lambda_{AF} \geq 0.25$, la viscosidad plástica se obtiene con la ecuación 3.8 y el punto cedente = 0 lb / 100 pies².
2. Fluido No Newtoniano cuando; $0 < \lambda_{AF} < 0.25$, la viscosidad plástica y el punto cedente llegan a ser tan altos en este rango de contaminación por cloruros, que las lecturas de los instrumentos convencionales utilizados en los pozos están fuera de escala, por lo que los valores utilizados son los máximos observados en diferentes pozos, antes de que el fluido de perforación pierda sus propiedades. Estos valores son: viscosidad plástica = 112 cp., y punto cedente = 36 lb/100 pies².

3.2.1.1.- Densidad.- La densidad del fluido de perforación se considera constante e igual a la densidad de entrada, asumiendo incompresible la fracción de volumen del agua y de los sólidos. La densidad del fluido de formación también se considera constante e incompresible.

Para la densidad de la mezcla de fluido de perforación - fluido de formación, se calcula la fracción del agua de formación que entra al pozo de la siguiente manera :

$$\lambda_{AF} = \frac{Q_{AF}}{Q_{FP} + Q_{AF}} \quad (3.6)$$

y la densidad de la mezcla:

$$\rho_{ml} = \rho_m (1 - \lambda_{AF}) + \rho_w \lambda_{AF} \quad (3.7)$$

3.2.1.2.- Viscosidad⁸.- Cuando la $\lambda_{AF} = 0$, la viscosidad y el punto cedente del fluido de perforación se mantienen constantes e iguales a los valores de entrada. Viscosidad de agua de formación¹⁴ se calcula con la siguiente expresión:

$$\mu_w = \text{Exp} (1.003 - 1.49 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \quad (3.8)$$

y es empleada en el modelo cuando $\lambda_{AF} \geq 0.25$

3.2.1.3.- Modelos reológicos.- Los modelos reológicos empleados para el cálculo de factor de fricción en estado estacionario y transitorio son el de Ley de Potencia y Plástico de Bingham (Apéndice 1).

3.2.1.4.- Factor de formación de volumen de agua de formación (B_w) es considerado igual a uno.

3.2.2.- Fase gas.

3.2.2.1.- Factor de compresibilidad del gas⁸.- El factor de compresibilidad o factor (Z) esta en función de la presión y temperatura pseudo-reducidas del gas.

$$Z = A + (1 - A) \text{Exp}(-B) + C P_{pr}^D \quad (3.9)$$

Donde:

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = P_{pr} (0.062 - 0.23T_{pr}) + P_{pr}^2 (0.066/T_{pr} - 0.86 - 0.037) + 0.32 P_{pr}^6 / \text{Exp}(20.723(T_{pr} - 1))$$

$$C = 0.132 - 0.32 \text{Log } T_{pr}$$

$$D = \text{Exp}(0.715 - 1.128T_{pr} + 0.42T_{pr}^2)$$

$$P_{pr} = P / P_{pc}$$

$$T_{pr} = T / T_{pc}$$

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 \gamma_g$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3 \gamma_g$$

3.2.2.2.- Densidad del gas⁸. La gravedad específica de un gas es definida como la relación de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a condiciones de presión y temperatura estándar.

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_a} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} = \frac{M_g}{M_a} \quad (3.10)$$

y usando la ecuación de estado del gas obtenemos la ecuación para el cálculo de la densidad del gas.

$$\rho_g = \frac{0.3609 \gamma_g P}{Z T} \quad (3.11)$$

3.2.2.3.- Viscosidad del gas⁸.

$$\mu_g = A \times 10^{-4} \text{Exp}(B\rho_g^C) \quad (3.12)$$

Donde

$$A = \frac{(9.4 + 0.02M_g) T^{1.5}}{209 + 19M_g + T}$$

$$B = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_g$$

$$C = 2.4 - 0.2B$$

3.2.2.4.- Compresibilidad del gas⁸.-

$$C_g = \frac{C_r}{P_c} \quad (3.13)$$

Donde:

$$C_r = \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_r} \right)_{Tr}$$

3.2.2.5.- Factor de formación de volumen del gas⁸.-

$$B_g = \frac{0.0283ZT}{P} \quad (3.14)$$

3.2.3.- Influxo de gas y agua de formación⁸.

Las propiedades de la formación de la zona de interés son especificadas por el usuario, y determinan el gasto de gas ó agua de formación cuando éstas son atravesadas. La formación de gas ó agua de formación tienen un espesor h que es previamente establecido, y puede ser igual a Δz , menor ó mayor a éste, pero múltiplo ó submúltiplo respectivamente. Cada segmento es asumido a fluir independientemente de los otros.

El gasto de gas ó agua de formación para cada segmento h es calculado de la ecuación de flujo radial.

Gasto de gas:

$$Q_g = \frac{703 \times 10^{-6} k h (P_{fm}^2 - P_{ff}^2)}{P_D T \mu_g Z} \quad (3.15)$$

En Mspcd y $Q_g \times B_g$ en Mpcd in-situ.

Gasto de agua de formación:

$$Q_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (P_{fm} - P_{ff})}{P_D \mu_w} \quad (3.16)$$

Tiempo adimensional.

Para el gas:

$$T_D = \frac{2.64 \times 10^{-4} k t_h}{r_h \phi C_g \mu_g} \quad (3.17)$$

Para el agua de formación:

$$T_D = \frac{2.64 \times 10^{-4} k t_h}{r_h \phi \mu_l} \quad (3.18)$$

Presión adimensional:

$$P_D = 0.5(\ln T_D + 0.809) \quad (3.19)$$

Donde t_h es el tiempo en horas desde que inicia a perforar la zona de gas ó agua de formación, hasta el tiempo total que tarda la simulación (tiempo total de perforación) t_f .

3.3. Predicción de patrones de flujo¹.

3.3.1. Transición flujo burbuja-bache.- Ansari et al. da el diámetro mínimo de tubería en el cual el flujo burbuja ocurre como:

$$d_{\min} = 419.67 \left[\frac{(\rho_l - \rho_a) \sigma_l}{\rho_l^2 g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.20)$$

Para tuberías de mayor diámetro que éste, el mecanismo de transición básico para flujo bache es la unión de pequeñas burbujas de gas dentro de grandes burbujas Taylor. Esto fue encontrado experimentalmente para que ocurra en una fracción de gas alrededor de 0.25. Usando este valor de fracción de gas, podemos expresar la transición en términos de la velocidad superficial y la velocidad de deslizamiento.

$$V_{SG} = 15V_r + 0.333V_{SL} \quad (3.21)$$

Ésta se muestra como la transición "A" de la fig. 3.1

3.3.2. Transición a burbuja dispersa. Con altos gastos de líquido, las fuerzas de turbulencia rompen las burbujas grandes de gas, cayendo éstas dentro de las pequeñas, incluso las fracciones de gas que exceden de 0.25. Ésto produce la transición al flujo de burbuja dispersa:

$$2 \left[\frac{0.4 \sigma_l}{(\rho_l - \rho_g) g} \right]^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{\frac{3}{5}} \left(\frac{f}{2D} \right)^{\frac{2}{5}} (V_{SL} - V_{SG})^{1.2} = 0.725 + 4.15 \left(\frac{V_{SG}}{V_{SG} - V_{SL}} \right)^{0.5} \quad (3.22)$$

Ésta es mostrada como la transición "B" en la fig. 3.1

En altas velocidades de gas, esta transición es gobernada por el máximo paquete de burbujas para provocar la unión. Ésto ocurre con fracciones de gas de 0.76. La transición para flujo el burbuja dispersa sin deslizamiento es:

$$V_{SG} = 3.17 V_{SL} \quad (3.23)$$

Ésta es mostrada como la transición "C" en la fig. 3.1

3.3.3. Transición al flujo anular.- El criterio de transición para flujo anular está basado sobre la velocidad de la fase de gas requerida para prevenir la entrada de gotas de líquido dentro de la corriente de gas. Ésto da la transición como:

$$V_{SG} = 1566.62 \left[\frac{g \sigma_l (\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (3.24)$$

y se muestra en la fig. 3.1 como la transición “D”.

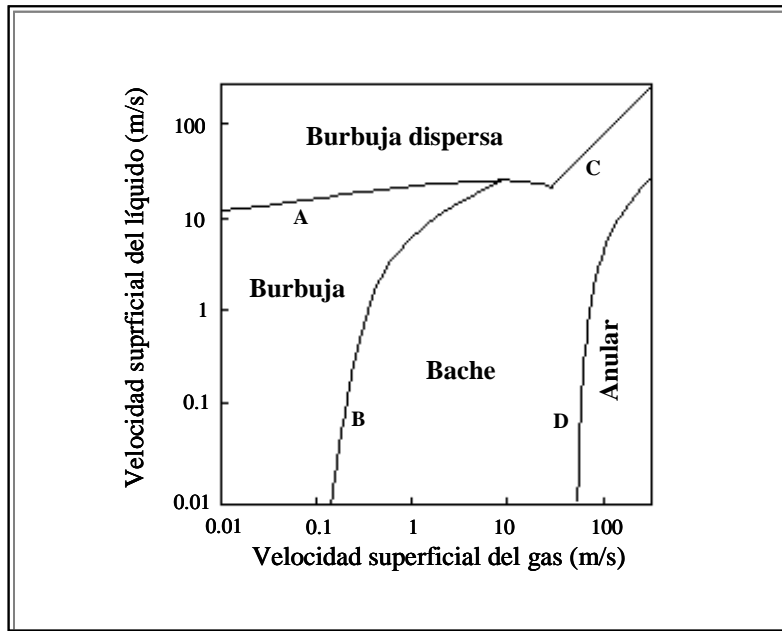


Fig. 3.1 Mapa de patrones de flujo

3.4. Velocidad de deslizamiento del gas.

El deslizamiento del gas es la diferencia entre la velocidad del gas y la velocidad del líquido. La velocidad de deslizamiento del gas es función de las propiedades físicas del gas y del líquido, y de la cantidad y distribución de gas en el espacio anular. A continuación se presentan ecuaciones para la velocidad de deslizamiento del gas para régimen de flujo burbuja y bache.

3.4.1. Régimen de flujo burbuja.

Existe poca información para este régimen de flujo con líquidos no Newtonianos dentro de geometrías anulares. La correlación utilizada en este modelo es tomada del trabajo desarrollado por Kyungdo K. et al⁹, que es la siguiente:

$$V_r = \frac{1.41}{(1-\lambda)} \left[\frac{\sigma_l g_r (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (3.25)$$

3.4.2. Régimen de flujo bache.

Un estudio experimental³ determinó que en este régimen de flujo, la velocidad de deslizamiento de la burbuja a través del fluido de perforación en espacio anular es fuertemente afectada por las propiedades reológicas del fluido y por los cambios geométricos del pozo. La correlación que obtuvieron es la siguiente:

$$V_r = 10 C_1 C_2 C_3 \sqrt{\frac{(r_1 + r_2) (\rho_L - \rho_G)}{\rho_L}} \quad (3.26)$$

Donde C_1 es un coeficiente de corrección para la velocidad de deslizamiento del gas por efectos viscosos, C_2 es un coeficiente de corrección por efecto de velocidad de la fase líquida y C_3 es un coeficiente de corrección por efecto de expansión del gas.

La fracción de gas fue desarrollada usando la ecuación de flujo en ranuras, describiendo la velocidad del líquido en la región cercana a la pared exterior del espacio anular. Las ecuaciones de velocidad de un fluido en ranuras estrechas con una amplitud de $(d_2 - d_1)$ son:

Para flujo laminar.-

$$V_{Lr} = \frac{52 (\rho_l - \rho_g) (d_2 - d_1)^2}{\mu_l} - \frac{5 P_c (d_2 - d_1)}{y_p} \quad (3.27)$$

Para flujo turbulento.-

$$V_{Lr} = \frac{13.2 (\rho_l - \rho_g)^{0.56} (d_2 - d_1)^{0.69}}{\rho_l^{0.44} \mu_l^{0.12}} \quad (3.28)$$

Puesto que el gasto del flujo de gas neto ascendente debe de ser igual al gasto del flujo del líquido neto descendente, entonces:

$$V_{lr} (1 - \lambda) = V_r \lambda \quad (3.29)$$

y resolviendo para λ

$$\lambda = \frac{V_{lr}}{V_{lr} - V_r} \quad (3.30)$$

3.5. Pérdidas de presión por fricción en flujo bifásico.

Las caídas de presión por fricción únicamente son predecibles en forma analítica para el caso de flujo laminar monofásico. Por lo tanto, las pérdidas de presión debidas a la fricción cuando gas y líquido fluyen simultáneamente en una tubería son determinadas experimentalmente ó por analogías a flujos de una sola fase.

Los métodos de predicción de pérdidas de presión por fricción en dos fases difieren sólo en la manera en que el factor de fricción es determinado y, en gran parte sobre el patrón de flujo.

La mayoría de las correlaciones procuran que el factor de fricción tenga relación con alguna forma de un Número de Reynolds.

En el modelo aquí presentado, la fase líquida, puede, debido a la presencia de agua de formación, tener reológicamente dos tipos de comportamiento; Newtoniano; cuando el volumen de agua de formación presente en el sistema es mayor al volumen del fluido de perforación y predominan las propiedades de

éste, y No-Newtoniano; cuando el volumen de agua de formación no es suficiente para alterar las condiciones del fluido de perforación.

3.5.1.- Factor de Fricción.

3.5.1.1.- Fluido Newtoniano.

Flujo Laminar:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (3.31)$$

Flujo Turbulento:

La ecuación empírica⁵, explícita para calcular el factor de fricción para un fluido Newtoniano que utilizamos en este trabajo es la siguiente:

$$f = a + b N_{Re}^{-c} \quad (3.32)$$

Donde:

$$a = 0.026 \left(\frac{k}{D} \right)^{0.225} + 0.133 \left(\frac{k}{D} \right)$$

$$b = 22 \left(\frac{k}{D} \right)^{0.44}$$

$$c = 1.62 \left(\frac{k}{D} \right)^{0.134}$$

y D , es el diámetro hidráulico igual a la diferencia del diámetro interior del agujero o tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la tubería de perforación, tubería pesada o lastra barrena.

3.5.1.2.- Fluido no Newtoniano.

Flujo Laminar.

Modelo Plástico de Bingham:

$$f = \frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}} \quad (3.33)$$

Modelo Ley de potencias:

$$f = \frac{24}{N_{Re}} \quad (3.34)$$

Flujo Turbulento:

Modelo Plástico de Bingham¹⁰:

$$f = \left(1 / \left(4.07 \log \frac{R}{k} + 3.36 \right) \right)^{0.5} \quad (3.35)$$

Modelo Ley de Potencia¹⁰:

$$f = \left(1 / \left(\frac{4.07}{n} \text{Log} \frac{R}{k} + 6 - \frac{2.65}{n} \right) \right)^{0.5} \quad (3.36)$$

3.5.2.- Pérdidas de presión por fricción.

3.5.2.1.- Régimen de flujo burbuja.- En este régimen utilizamos la ecuación recomendada por Govier y Aziz¹⁰:

$$P_f = \frac{f V_H^2 \rho_{me}}{92915 (2D)} \quad (3.37)$$

Donde ρ_{me} . es la densidad de la mezcla y esta dada por la siguiente ecuación:

$$\rho_{me} = \frac{\alpha + K(1-\alpha)}{\frac{\alpha}{\rho_g} + K(1-\alpha)/\rho_l} \quad (3.38)$$

y V_H es la velocidad homogénea, cuando la relación de velocidades K es la unidad y las velocidades de las fases es la misma.

$$V_H = M \left[\alpha \rho_g^{-1} + (1-\alpha) \rho_l^{-1} \right] \quad (3.39)$$

El Número de Reynolds para este régimen de flujo es:

$$N_{Re} = \frac{V_H D \rho_l}{\mu_l} \quad (3.40)$$

3.5.2.2.- Régimen de flujo Bache⁵.-

$$P_f = \frac{f V_H^2 \rho_l}{92915(2D)}(1-\lambda) \quad (3.41)$$

Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{V_H D \rho_l}{\mu_l} \quad (3.42)$$

3.5.2.3.- Régimen de flujo Anular⁵.-

$$P_f = \frac{f V_g^2 \rho_g}{92915(2D_c)} \quad (3.43)$$

D_c es el diámetro de la sección transversal del gas, si el gas fluyera solo a lo largo de la tubería.

$$D_c = \lambda^{\frac{1}{2}} D$$

3.6.- Geometría del pozo.

El modelo está elaborado para trabajar en una geometría de pozo típica como la que se detalla a continuación:

3.6.1.- Barrena. La barrena enlaza el flujo del fluido de perforación del interior de la sarta de perforación al espacio anular. La densidad del fluido de perforación que entra y sale de la barrena se considera constante, así como el gasto másico que entra y sale de ésta es el mismo. Se pueden utilizar diámetros de barrena característicos de la primera etapa de producción (5 7/8" – 14 3/4"), con número máximo de toberas de 6. La caída de presión por fricción se calcula con la ecuación que se detalla en el apéndice 2.

3.6.2.- Sarta de perforación.- El modelo acepta cualquier geometría externa e interna de lastra barrena, tubería pesada y tubería de perforación existente en el mercado acorde con el diámetro de barrena. Cada sección de la sarta está dividida en segmentos axiales " Δ_z " que utiliza el modelo para el resto de los cálculos, lo que asegura una buena precisión de los mismos. El modelo asume que el gas no entra en la sarta, por lo que las ecuaciones 3.1 a 3.5 son resueltas para proporcionar presión y velocidad del fluido de perforación en todos los puntos axiales y tiempos de simulación.

3.6.3.- Tubería de revestimiento.- El modelo utiliza una tubería de revestimiento, cementada a una profundidad de interés, e inicia una celda arriba de la primera zona de gas ó agua de formación, por lo que la barrena en primera instancia puede estar dentro o fuera de la tubería de revestimiento.

3.6.4.- Espacio anular.- El espacio anular del agujero es la trayectoria de flujo del fluido, de la barrena a la superficie, y consiste en regiones anulares entre la sarta de perforación y agujero ó tubería de revestimiento. Al igual que la sarta de perforación el espacio anular está dividido en segmentos axiales " Δ_z " ya establecidos en el modelo por el usuario.

3.6.5.- Bomba de lodo.- Es modelada como una fuente constante de desplazamiento del volumen del fluido de perforación dentro de la tubería de perforación. Durante una simulación la presión de bombeo es calculada por la solución de las ecuaciones 3.1 a 3.5, sumando las caídas de presión por fricción del espacio anular, barrena, interior de sarta de perforación, y equipo superficial, cuyas fórmulas se detallan en el apéndice 2.

3.7.- Procedimiento de solución del modelo numérico².

Una solución analítica del agrupamiento de las ecuaciones 3.1 a la 3.5 no es posible, por lo que las ecuaciones diferenciales 3.1, 3.2 y 3.3 son desarrolladas en diferencias finitas.

La formulación en diferencias finitas, define $t^+ = t + \Delta t$ y $z^+ = z + \Delta z$ referido a la siguiente malla generalizada:

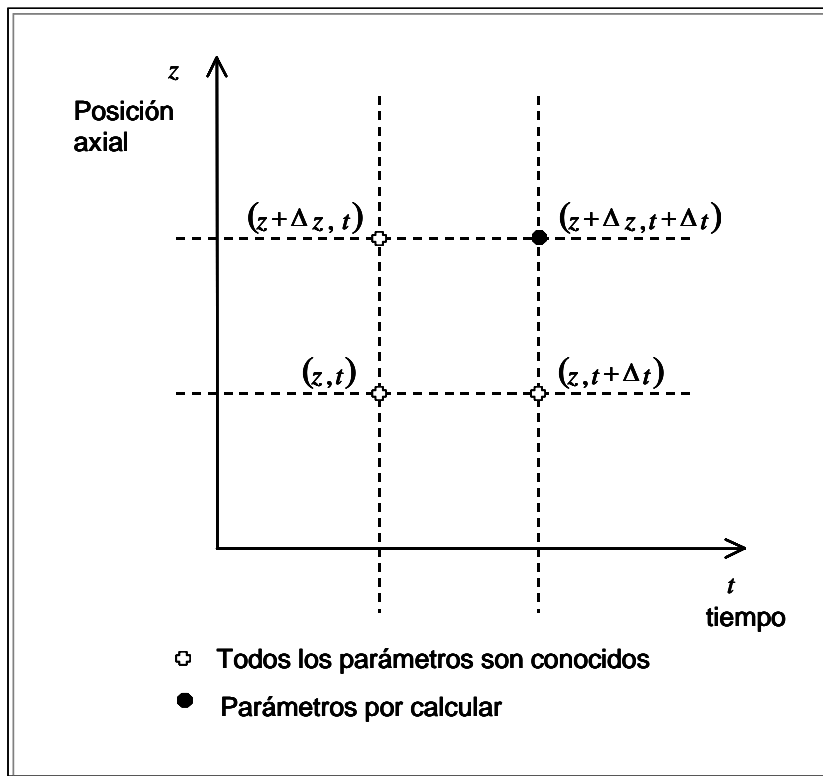


Fig. 3.2 Malla generalizada del tiempo y espacio para el modelo de computo.

Aproximación en diferencias finitas de la ecuación de la conservación de la masa para el líquido:

$$\begin{aligned}
 & (v_l \rho_l (1-\lambda))_z^t + (v_l \rho_l (1-\lambda))_z^{t+} - (v_l \rho_l (1-\lambda))_{z+}^t + (v_l \rho_l (1-\lambda))_{z+}^{t+} = \\
 & \frac{\Delta z}{2\Delta t} (\rho_l (1-\lambda))_z^{t+} + (\rho_l (1-\lambda))_{z+}^{t+} - \frac{\Delta z}{2\Delta t} (\rho_l (1-\lambda))_z^t + (\rho_l (1-\lambda))_{z+}^t =
 \end{aligned}
 \tag{3.44}$$

Aproximación en diferencias finitas de la ecuación de conservación de masa del gas

$$\begin{aligned} & (v_g \rho_g(\lambda))_z^t + (v_g \rho_g(\lambda))_z^{t+} - (v_g \rho_g(\lambda))_{z+}^t + (v_g \rho_g(\lambda))_{z+}^{t+} = \\ & \frac{\Delta z}{2\Delta t} (\rho_g \lambda)_z^{t+} + (\rho_g \lambda)_{z+}^{t+} - \frac{\Delta z}{2\Delta t} (\rho_g \lambda)_z^t + (\rho_g \lambda)_{z+}^t \end{aligned} \quad (3.45)$$

La aproximación en diferencias finitas de la ecuación de la conservación de cantidad de movimiento para la mezcla es:

$$\begin{aligned} P_{z+}^{t+} &= \frac{1}{2} \left\{ \begin{aligned} & \left[\rho_l (1-\lambda) v_l^2 + \rho_g \lambda v_g^2 \right]_z^t \\ & + \left[\rho_l (1-\lambda) v_l^2 + \rho_g \lambda v_g^2 \right]_z^{t+} \end{aligned} \right\} \\ & - \frac{1}{2} \left\{ \begin{aligned} & \left[\rho_l (1-\lambda) v_l^2 + \rho_g \lambda v_g^2 \right]_{z+}^t \\ & + \left[\rho_l (1-\lambda) v_l^2 + \rho_g \lambda v_g^2 \right]_{z+}^{t+} \end{aligned} \right\} \\ & + P_z^t + P_z^{t+} - P_{z+}^t \\ & - g \frac{\Delta z}{4} \left(\rho_{me}^t_z + \rho_{me}^t_{z+} + \rho_{me}^{t+}_z + \rho_{me}^{t+}_{z+} \right) \\ & - \frac{\Delta z}{4} \left[\left(\frac{\Delta P}{\Delta z} \right)_z^t + \left(\frac{\Delta P}{\Delta z} \right)_z^{t+} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta z} \right)_{z+}^t + \left(\frac{\Delta P}{\Delta z} \right)_{z+}^{t+} \right]_f \\ & + \frac{\Delta z}{2\Delta t} \left\{ \begin{aligned} & \left[\rho_l v_l (1-\lambda) + \rho_g v_g \lambda \right]_z^t + \left[\rho_l v_l (1-\lambda) + \rho_g v_g \lambda \right]_{z+}^t \\ & - \left[\rho_l v_l (1-\lambda) + \rho_g v_g \lambda \right]_z^{t+} - \left[\rho_l v_l (1-\lambda) + \rho_g v_g \lambda \right]_{z+}^{t+} \end{aligned} \right\} \end{aligned} \quad (3.46)$$

3.7.1.- Condiciones iniciales y de frontera.

Debido a que estamos resolviendo un sistema de ecuaciones diferenciales parciales, es necesario establecer condiciones iniciales y de frontera. Se establecen diferentes condiciones iniciales y de frontera, de acuerdo al evento que esté desarrollando el modelo:

Caso 1.-El modelo inicia una celda arriba de la primera zona de gas ó agua de formación.

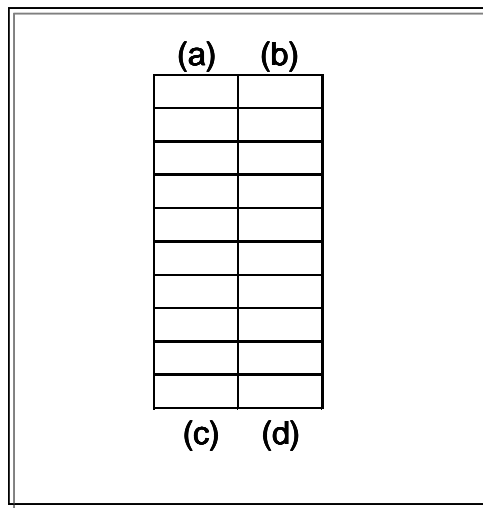


Fig. 3.3 Caso 1 de condiciones iniciales y de frontera

En el punto (c):

$$t = 0, z = l, V_g = 0, V_l = V_m = 0, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_m, P = P_{htca}, T = T_{fondo}, Q_l = Q_m = 0, \lambda = 0.$$

En el punto (a):

$$t = 0, z = 0, V_g = 0, V_l = V_m = 0, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_m, P = P_{atm}, T = T_{amb}, Q_l = Q_m = 0, \lambda = 0.$$

En este momento el pozo está totalmente estático y en condiciones de iniciar un ciclo.

En el punto (d):

$$t = j, z = l, V_g = 0, V_l = V_m, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_m, P = P_{ff}, T = T_{fondo}, Q_l = Q_{mctte}, \lambda = 0.$$

En el punto (b):

$$t = j, z = 0, V_g = 0, V_l = V_m, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_m, P = P_{am}, T = T_{amb}, Q_l = Q_{mctte}, \lambda = 0.$$

El modelo termina de circular y calcula todas las variables en estado estacionario como punto de partida .

Caso 2.- Perforó la primera celda de zona de gas ó agua de formación.

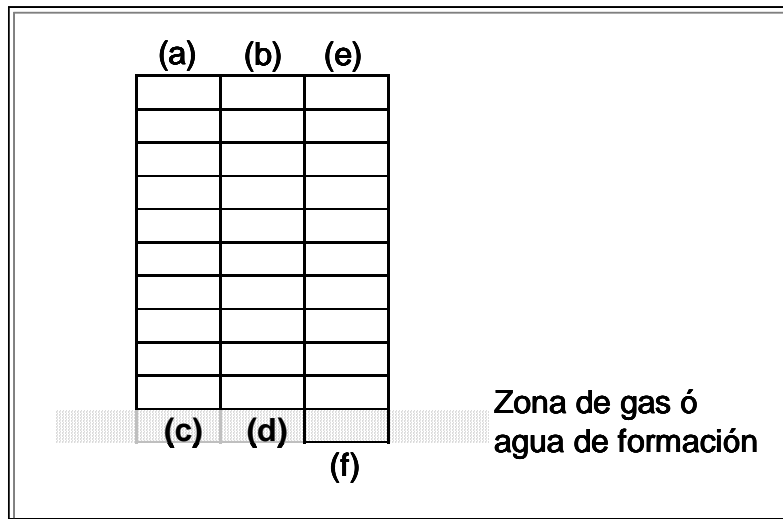


Fig. 3.4 Caso 2 de condiciones iniciales y de frontera.

En el punto (f):

$$t = j, z = l, V_g = V_{me}, V_l = V_{me}, \rho_g = \rho_{g\ t=1}, \rho_l = \rho_l, P = P_{ff\ t=1}, T = T_{fondo}, Q_l = Q_{lctte}, \lambda = \lambda.$$

$$Q_g = Q_{g(formula\ de\ inf\ lujo)}$$

Si la zona 1 es aportadora de agua de formación, $Q_l = Q_{lm}$. El modelo inicia sus cálculos en estado transitorio.

En el punto (e):

$$t = j, z = 0, V_g = 0, V_l = V_l, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_l, P = P_{atm}, T = T_{amb}, Q_l = Q_l, \lambda = 0.$$

Caso 3.- Continúa perforando hasta tiempo total de simulación t_f , donde atraviesa hasta tres zonas aportadoras de gas y/ó hasta tres zonas aportadoras agua de formación.

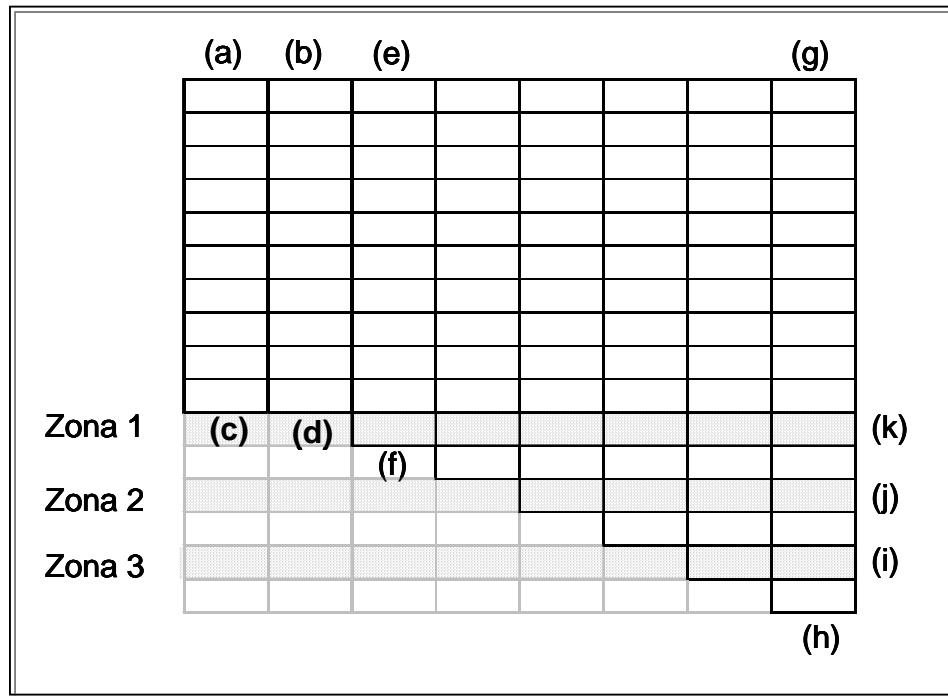


Fig. 3.5 Caso 3 de condiciones iniciales y de frontera.

En el punto (h):

$$t = t_f, z = l, V_g = 0, V_l = V_{l_{t=1}}, \rho_g = 0, \rho_l = \rho_l, P = P_{ff_{t=1}}, T = T_{fondo}, Q_l = Q_l, \lambda = 0$$

$$Q_g = 0$$

$$V_g \text{ y } Q_g = 0 \text{ se } l \ll l_{fg}$$

En el punto (g):

$$t = t_f, z = 0, V_g = V_g, V_l = V_l, \rho_g = \rho_{g \text{ sup.}}, \rho_l = \rho_l, P = P_{atm}, T = T_{amb}, Q_g = Q_{g \text{ sup.}}, Q_l = Q_{ml}, \lambda = \lambda.$$

En los puntos (i), (j) y (k):

$$Q_l = Q_{ml}, Q_g \text{ (fórmula de inf lujo)}, Q_w = Q_w \text{ (fórmula de inf lujo)}, V_g = V_{ml}, V_l = V_{ml}.$$

en el resto de las formaciones (6 totales) el criterio es el mismo.

Como se observó, las condiciones de frontera necesarias para la solución de las ecuaciones varían dependiendo de la situación en particular que se desea resolver. Las podemos clasificar en los siguientes parámetros:

- Gasto de bomba.
- Presión de bomba.
- Presión de fondo.
- Presión superficial en espacio anular.
- Gasto de flujo en superficie.

En cualquier momento durante la circulación, se fijarán dos condiciones de frontera y los tres parámetros restantes se requerirán para la solución de las ecuaciones 3.1 a 3.5.

3.7.2.- Cálculos del algoritmo.

3.7.2.1.- Lectura de datos de entrada: Los datos de entrada son clasificados dentro de cinco categorías.

1. Condiciones iniciales de operación (gasto de bombeo y características del fluido de perforación).
2. Datos de descripción de la geometría del pozo.
3. Condiciones de frontera.
4. Datos relacionados con el yacimiento.
5. Datos de control del simulador.

3.7.2.2.- Cálculo de la distribución inicial de las variables dependientes (zona 1 = zona de gas).- Con los datos de gasto de bombeo, características del fluido de perforación y gradiente de temperatura, calculamos la presión del fondo fluyendo

en estado estacionario y la temperatura del fondo, una celda arriba de la zona de interés. Estos datos son utilizados para calcular las condiciones del fondo; el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación (3.9), la viscosidad del gas (μ_g) con la ecuación (3.12), la compresibilidad del gas (C_g) con la ecuación (3.13) y el factor de formación de volumen de gas (B_g) con la ecuación (3.14). Con estos parámetros calculamos el gasto de gas (Q_g) con la ecuación (3.15) e iniciamos el estado transitorio.

Con el valor de Q_g podemos calcular todas las variables. El procedimiento es el siguiente:

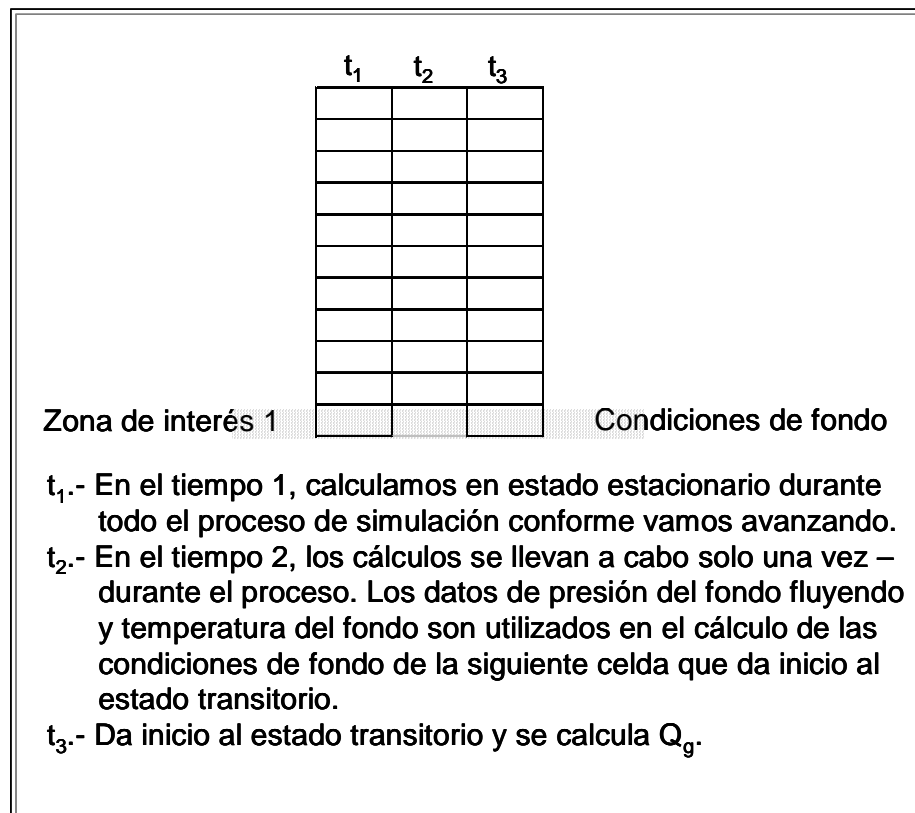


Fig. 3.6.- Inicio de construcción de la malla.

-
- i. Con los datos de presión del fondo fluyendo y temperatura del fondo calculamos la densidad del gas (ρ_g) con la ecuación (3.11).
 - ii. Calculamos la velocidad superficial del líquido con la ecuación (2.6).
 - iii. Con la ecuación (2.8) calculamos la fracción del gas (λ).
 - iv. La densidad de la mezcla la calculamos con la siguiente ecuación:

$$\rho_{me} = \rho_g \lambda + \rho_l (1 - \lambda) \quad (3.47)$$

- v. La velocidad de la mezcla* determinada por la ecuación de cantidad de movimiento de la mezcla tiene la siguiente relación:

$$V_{me} = \frac{\rho_g \lambda V_g + \rho_l (1 - \lambda) V_l}{\rho_g \lambda + \rho_l (1 - \lambda)} \quad (3.48)$$

3.7.2.3.- Cálculo de la distribución inicial de las variables dependientes (zona 1 = zona de agua de formación).- De la misma forma que en el punto 3.7.2.2., es obtenida la presión del fondo fluyendo y la temperatura del fondo un celda arriba de la zona de interés. Estos datos son utilizados para calcular las condiciones de fondo; la viscosidad del agua de formación con la ecuación (3.8). Con este parámetro calculamos el gasto de agua de formación (Q_w) con la ecuación (3.16) y las siguientes variables:

- i. La velocidad superficial del líquido con la ecuación (2.6).
- ii. Con la ecuación (3.6), la fracción de agua de formación (λ_{AF}) que entra al pozo.
- iii. La densidad de la mezcla líquida (ρ_{ml}), con la ecuación (3.7).
- iv. La velocidad de la mezcla del líquido con la siguiente ecuación:

$$V_{me} = \frac{\rho_w \lambda_{AF} V_w + \rho_m (1 - \lambda_{AF}) V_m}{\rho_w \lambda_{AF} + \rho_m (1 - \lambda_{AF})} \quad (3.49)$$

Posteriormente esta velocidad, para fines de calculo se convierte en V_l .

v. El criterio de viscosidad es tomado de la sección 3.2.1. cuando $\lambda_{AF} < 0.25$ la viscosidad de la mezcla líquida es:

$$\mu_{ml} = \mu_w \lambda_{AF} + \mu_m (1 - \lambda_{AF}) \quad (3.50)$$

3.7.2.4.- Cálculo de la distribución de las variables dependientes a lo largo del agujero².- los valores de densidad y la fracción del gas en $(z + \Delta_z, t + \Delta_t)$ son igualados a los valores en $(z + \Delta_z, t)$ para el cálculo inicial.

Con la densidad del líquido, la densidad y fracción del gas de los tres puntos conocidos de la malla $[(z, t), (z + \Delta_z, t), (z, t + \Delta_t)]$ fig.3.2], las ecuaciones (3.1), (3.2), y (3.4) son resueltas para calcular la velocidad del líquido, la velocidad y fracción de gas. La ecuación de cantidad de movimiento (3.3) es resuelta para calcular la presión en $(z + \Delta_z, t + \Delta_t)$. La ecuación de estado para el gas (3.5) es resuelta para la nueva densidad del gas en $(z + \Delta_z, t + \Delta_t)$. Esta secuencia es repetida con las nuevas densidades hasta que la convergencia es obtenida. Por el tipo de mallado que se construye, para cada Δ_z que se avanza, se realiza el cálculo de las variables en estado estacionario, para tomar estos valores como base en las condiciones del fondo del nuevo Δ_z .

3.7.2.5.- Construcción del mallado.- El siguiente esquema muestra como se va construyendo el mallado, donde en cada zona de interés se calcula la velocidad de la mezcla de acuerdo a las ecuaciones (3.48) y (3.49).

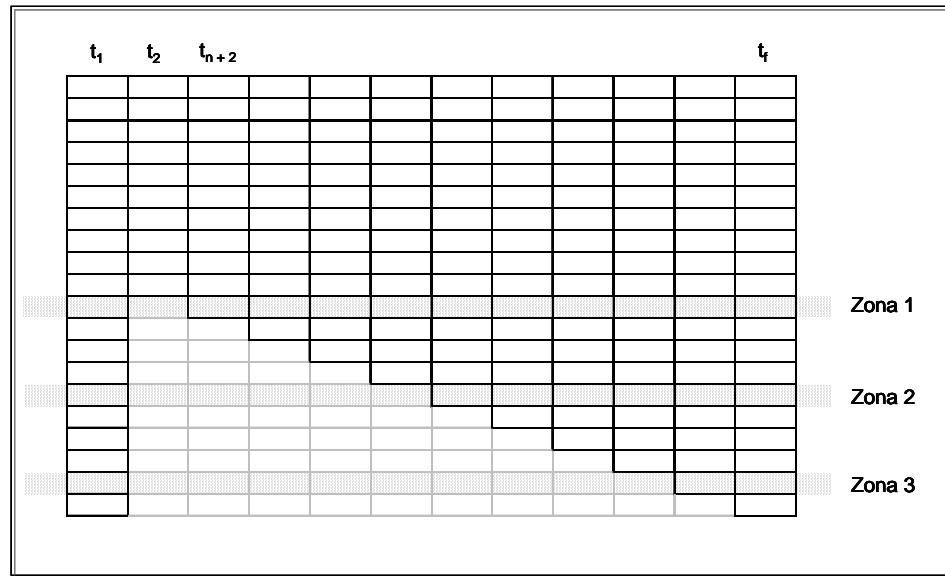


Fig. 3.7.- Construcción de la malla.

3.7.2.6.- Intervalo de tiempo.- Debido a que el único evento que por ahora estamos manejando en este trabajo es el de circulación, se recomienda un límite máximo de 60 seg.

3.8. Predicción de Presiones de poro, fractura y estabilidad de agujero.

En cuencas sedimentarias tradicionales, las formaciones se compactan a medida que se produce el depósito. Los fluidos que se encuentran en los poros son expulsados, los sedimentos se compactan para formar rocas consolidadas y la presión de poro aumenta hidrostáticamente con la profundidad. En el caso de cuencas con altas velocidades de depósito, los fluidos excedentes pueden quedar atrapados en los sedimentos de baja permeabilidad mientras continúa el depósito. Estas formaciones se vuelven sub-compactadas y se desarrolla una sobre-presión o presión de poro superior a la hidrostática. En las zonas con sobre-presión, la porosidad de la roca o alguna medición de un parámetro sensible a la porosidad, como el tiempo de tránsito o resistividad de la formación, se desvía con respecto a su tendencia normal de compactación.

Para construir pozos en esta cuenca en forma segura y económica, resulta imprescindible tener un buen conocimiento de la presión de poro. La validez de las predicciones de presión dependerá de la calidad de los datos empleados, del método utilizado para calcularla y de la calibración con respecto a las presiones medidas. Para perfeccionar el modelo de la presión de poro se debe actualizar los datos de calibración locales derivados de observaciones de perforación, de registros obtenidos durante la perforación y de perfiles sísmicos verticales.

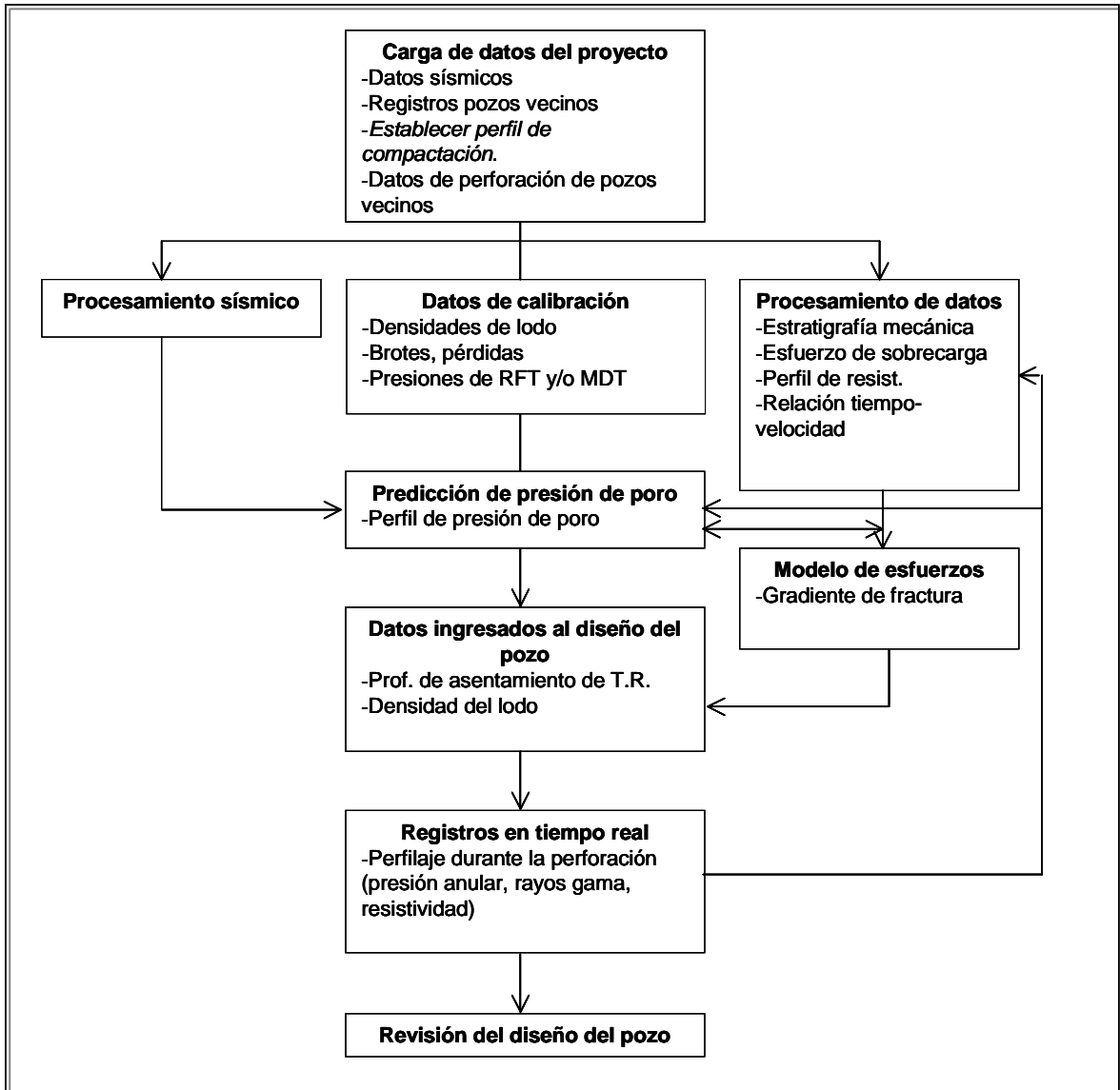


Fig. 3.8 Diagrama de flujo para estimar presiones de poro y gradientes de fractura

3.8.1. Tendencia normal de compactación.

Un factor muy importante para la predicción de presión de poro es identificar la zona de compactación normal y definir su perfil para evaluar cuantitativamente las desviaciones del parámetro de porosidad de la lutita.

Como se comento en el primer capítulo, existe en gradiente de agua hasta el contacto del Mioceno Superior que nos ayuda a identificar la zona y perfil de compactación normal de la columna sedimentaria.

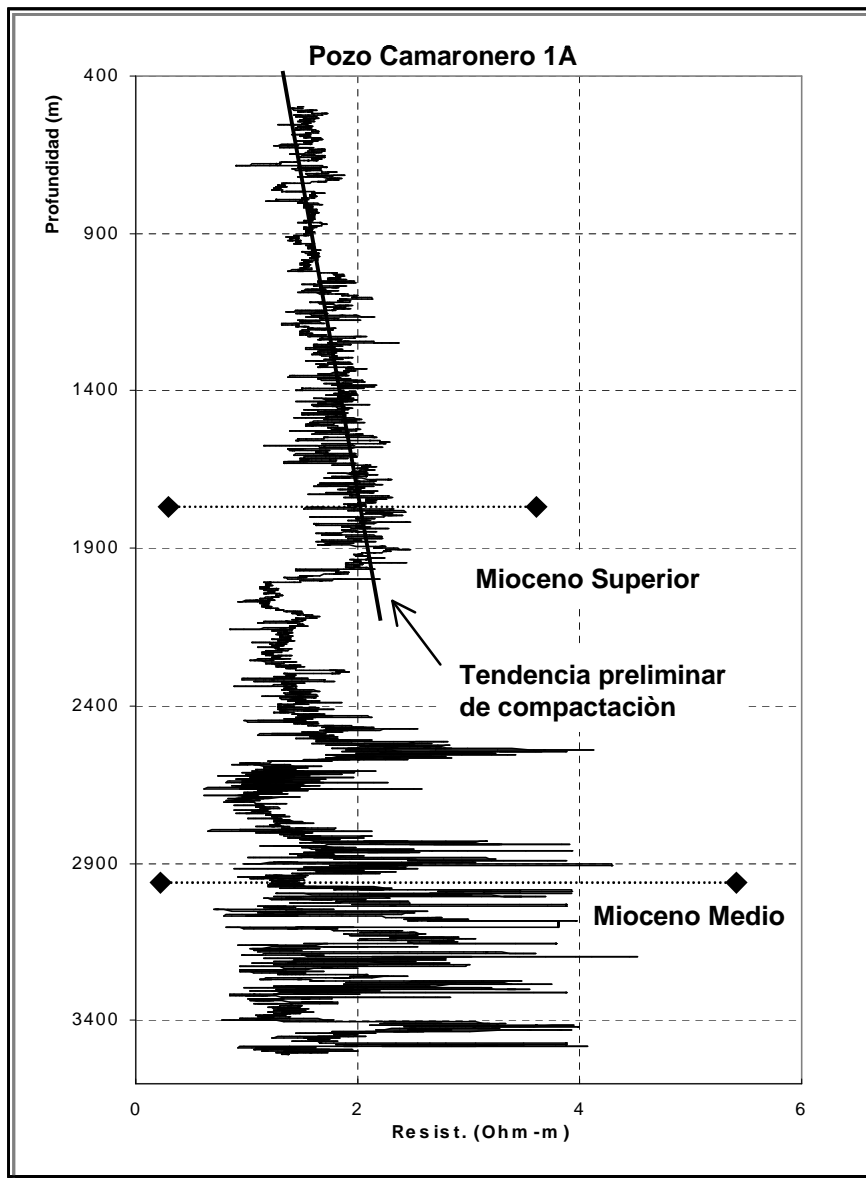


Fig. 3.9 Tendencia de compactación preliminar del pozo Camaronero 1A

3.8.2.- Volumen de arcilla y porosidad de la roca.

La arcilla es un componente muy común en las rocas sedimentarias, constituidas básicamente de silicatos de aluminio, con densidad variable entre 2.2 y 2.7 gr/cm³. Dependiendo del ambiente en que fueron generadas, pueden tener diferentes composiciones químicas.

Las partículas de arcilla son muy pequeñas, menores que 1/256 mm, de 10 a 1000 veces menores que los granos de arena. La relación superficie-volumen es muy alta, de 100 a 10 000 veces mayor que en las areniscas, por lo que las arcillas mantienen un gran volumen de agua que no puede fluir.

El limo está constituido por granos de silicato de aluminio mezclado con silicio; el tamaño de grano es intermedio entre los de arena y arcilla, entre 1/16 y 1/256 mm, lo que hace que el fluido contenido en el espacio poral, en términos prácticos, no pueda fluir.

Las lutitas son principalmente mezclas de arcilla y limo depositados en aguas prácticamente quietas (ambiente de muy baja energía). Pueden tener buena porosidad, pero la permeabilidad es esencialmente nula. Las lutitas puras no representan interés para la producción.

El interés que representa en nosotros, es el de evaluar cuantitativamente de forma precisa el volumen de arcilla y porosidad de la roca para analizar el perfil de compactación normal de la columna sedimentaria de terrígenos.

Procedimiento para el cálculo de volumen de arcilla.-

1. Con la curva de rayos gama obtenemos el cálculo inicial del volumen de arcilla:

$$v_{arc} = \frac{R_G - R_{G1}}{R_{G2} - R_{G1}} \quad (3.51)$$

2. Bajo el concepto de balance de materia:

$$1 = \phi + v_s = \phi + v_1 + v_2 + v_3 + v_4 = \phi + v_{arc} + v_{cal} + v_{dol} + v_{sil} \quad (3.52)$$

y con datos de registros geofísicos y el valor del volumen de arcilla obtenido en el paso 1, se resuelve el siguiente sistema de ecuaciones para obtener:

ϕ, v_{cal}, v_{dol} y v_{sil}

$$\rho_b = \phi \rho_w + v_{cal} \rho_{cal} + v_{dol} \rho_{dol} + v_{sil} \rho_{sil} + v_{arc} \rho_{arc}$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tw} + v_{cal} \Delta_{tcal} + v_{dol} \Delta_{tdol} + v_{sil} \Delta_{tsil} + v_{arc} \Delta_{tarc}$$

$$\phi_n = \phi \phi_w + v_{cal} \phi_{cal} + v_{dol} \phi_{dol} + v_{sil} \phi_{sil} + v_{arc} \phi_{arc}$$

$$1 = \phi + v_{cal} + v_{dol} + v_{sil} + v_{arc}$$

(3.53)

Los valores obtenidos son sustituidos en cada una de las ecuaciones y el resultado debe de ser igual al dato del registro (parte izquierda de cada ecuación), en caso contrario se deberá calcular otro valor de v_{arc} y repetir el procedimiento. El valor de v_{arc} es correcto cuando se cumpla la condición anterior, y a la porosidad obtenida la llamaremos porosidad corregida ϕ_{cor} .

Un modelo para calcular la porosidad a partir del registro sónico en la Cuenca Terciaria de Veracruz, donde se utilizaron muestras de la secuencia del Plioceno, muestras ígneas del área de Anegada y muestras de núcleo del Mioceno Inferior fue desarrollado por Raymer, Hunt y Gardner, cuya relación es la siguiente:

$$\phi = 0.625 \left(1 - \frac{D_{tma}}{D_t} \right) \quad (3.54)$$

Donde D_{tma} es el tiempo de transito de la matriz en micro seg/pie (52 micro seg/pie para arenas) y D_t , tiempo de transito de registro en micro seg/pie.

Con una combinación de densidad y datos del registro de neutròn, también podemos obtener la porosidad.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_w} \quad (3.55)$$

donde la ρ_{ma} utilizada es la del sílice, ρ_w la de agua de formación, y la porosidad efectiva la calculamos:

$$\phi_{efc} = \phi - \phi_{arc} * v_{arc} \quad (3.56)$$

3.8.3.- Predicción de presiones de poro y de fractura.

Para el cálculo de la predicción de presiones de poro involucra establecer una tendencia normal de compactación para áreas determinadas. El procedimiento propone un análisis de los parámetros que definen los modelos del perfil de compactación normal de una columna sedimentaria de terrígenos, con el objeto de evaluar cuantitativamente las desviaciones del parámetro de porosidad de la lutita, representadas principalmente por zonas de presión anormal, y en ocasiones de cambios bruscos del grado de compactación.

Las ecuaciones de resistividad, tiempo de transito y conductividad normal son las siguientes:

$$R_n = R_o e^{-mk'h'} \quad (3.57)$$

$$t_n = t_o + (t_f - t_o) * e^{k'h'} \quad (3.57.1)$$

$$C_n = C_o e^{mk'h'} \quad (3.57.2)$$

$$m = 0.0139 * \phi_{cor} + 1.6216$$

El perfil de compactación normal de porosidades para secciones estratigráficas de lutitas es expresado por:

$$\phi_{cor} = \phi_o e^{k'h'} \quad (3.58)$$

Y

$$k' = \frac{\ln(\phi_{cor} / \phi_o)}{h'} \quad (3.59)$$

La porosidad no compactada es obtenida a partir del volumen de arcilla (v_{arc}) de la manera siguiente:

$$\phi_o = \phi_{sil} - \frac{(1 - \phi_{sil}) \rho_{sil} v_{arc}}{\rho_{arc} (1 - v_{arc})} \quad (3.60)$$

Para $v_{arc} \leq v_{arc}^{crit}$ y:

$$\phi_o = \frac{\phi_{arc} \rho_{sil} v_{arc}}{\rho_{sil} v_{arc} + (1 - \phi_{arc}) \rho_{arc} (1 - v_{arc})} \quad (3.61)$$

Para $v_{arc} \geq v_{arc}^{crit}$, donde:

$$V_{arc}^{crit} = \frac{\phi_{sil} (1 - \phi_{arc}) \rho_{arc}}{\rho_{sil} (1 - \phi_{sil}) + \phi_{sil} (1 - \phi_{arc}) \rho_{arc}} \quad (3.62)$$

Que es el contenido de arcilla critico, el cual caracteriza la frontera entre la arena arcillosa y la arena lutitica.

El gradiente de sobrecarga es el resultado del peso generado por los sedimentos.

$$S_z = \int \rho_{corr} (h') dh' \quad (3.63)$$

Para calcular un apropiado gradiente de sobrecarga, se establece una tendencia de masa específica determinando una masa específica promedio en superficie y en la profundidad total. Entonces se establece el gradiente usando la siguiente ecuación:

$$\rho b_{grad} = \rho b_{sup} + \frac{\rho b_{h_t} - \rho b_{sup}}{h_t} \quad (3.64)$$

Después de establecer el gradiente de masa específica, el gradiente de sobrecarga a cualquier profundidad, puede ser calculado con la siguiente relación:

$$S_z = \left(\frac{\rho b_{grad} - \rho b_{sup}}{2} + \rho b_{sup} \right) * h' \quad (3.65)$$

En intervalos delgados de arenas y en zonas inestables que provocan agujeros fuera de calibre, la porosidad puede ser exageradamente grande debido a que los registros de densidad y neutrón son adversamente afectados por el pobre contacto de los detectores de la herramienta con la formación. Este exceso de porosidad puede ocurrir en porcentajes arriba del 50 % de intervalos verticales. Usando las densidades sin corrección puede arrojar errores en cálculos de propiedades mecánicas de las rocas arriba del 30% del valor correcto. Densidades sustitutas pueden ser calculadas usando las dos siguientes relaciones:

$$\rho_{ma} = v_{cal} \rho_{cal} + v_{dol} \rho_{dol} + v_{sil} \rho_{sil} + v_{arc} \rho_{arc} \quad (3.66)$$

$$\rho_{corr} = \rho_{ma} + ((\rho_{ma} - 1) * \phi_{efc}) \quad (3.67)$$

Utilicé estos métodos para calcular el gradiente de sobrecarga de en varios pozos de la Cuenca y obtuve un gradiente promedio típico que se puede emplear en la predicción de presiones de poro en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Presión de poro.- El concepto de esfuerzo efectivo matricial equivalente, esta fundamentado en la suposición de que las formaciones que tengan un valor semejante del parámetro dependiente de porosidad estén sometidos bajo el mismo esfuerzo efectivo matricial. Así, un estado de esfuerzo efectivo matricial, de una zona de presión anormal a la profundidad h' , es la misma que un estado de esfuerzo efectivo matricial S_{zn} de una formación más somera localizada en la zona de presión normalmente compactada a la profundidad h_n , las cuales tienen el mismo valor del parámetro dependiente de la porosidad (r, c, t). La presión de poro a la profundidad h' se determina de la siguiente manera:

$$P_p = S_z - \sigma_z \quad (3.68)$$

Donde σ_z es el esfuerzo efectivo matricial y se evalúa de la siguiente manera:

$$\sigma_z = S_{zn} - P_n \quad (3.69)$$

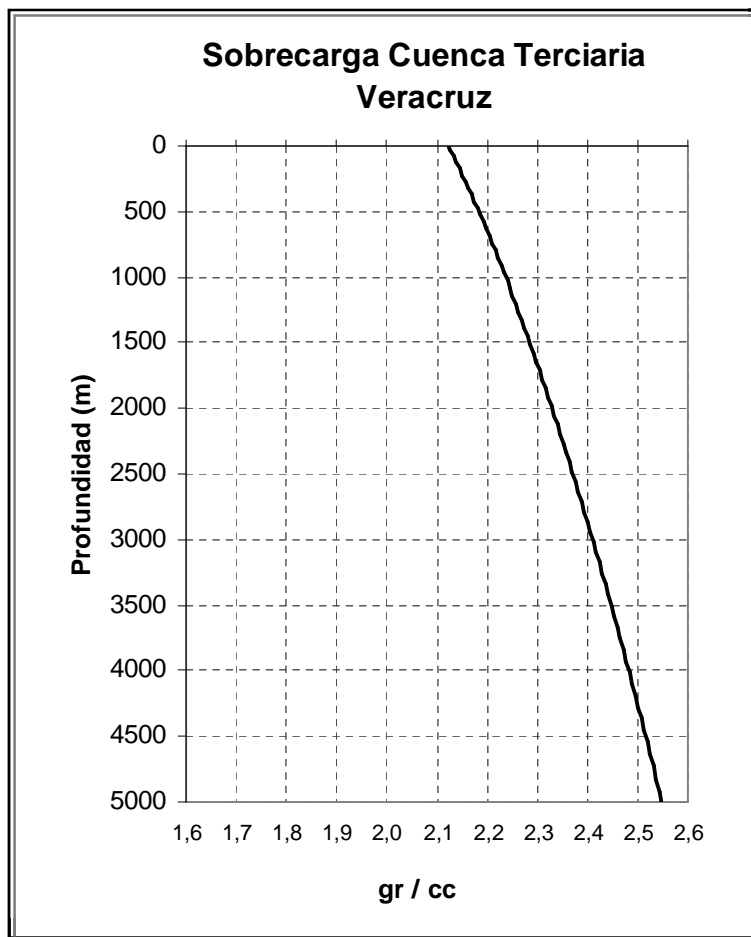


Fig. 3.10 Gradiente de sobrecarga para la Cuenca Terciaria de Veracruz.

La ecuación clásica de Eaton para el cálculo de la Presión de Fractura es:

$$P_{FRAC} = \frac{\nu}{1-\nu}(S_z - P_p) + P_p \quad (3.70)$$

Debido a que esta ecuación simplemente no trabaja en todos los pozos, se modifico para incluir una corrección por propiedades poro elásticas:

$$P_{FRAC} = \frac{\nu}{1-\nu}(S_z - \alpha P_p) + \alpha P_p \quad (3.71)$$

Donde α es la constante de Biot.

Cuando la modificación no funcionó en muchas áreas, ésta fue modificada para permitir un esfuerzo adicional de la actividad tectónica histórica especulada.

$$P_{FRAC} = \frac{\nu}{1-\nu}(S_z - \alpha P_p) + \alpha P_p + T \quad (3.72)$$

Asumiendo que $T=0$

Entonces P_{FRAC} se convierte en P_{FRAC_0} y: $P_{FRAC_0} = \frac{\nu}{1-\nu}(S_z - P_p) + P_p$, entonces

$$P_{FRAC} = P_{FRAC_0} + T$$

Donde T = variación de presión de cierre medida en sitio con alguna prueba de presión.

Y P_{FRAC_0} = esfuerzo horizontal mínimo no corregido por T

Si la presión de cierre es conocida de alguna prueba de esfuerzos entonces:

$$C_p = P_{FRAC_0} + T$$

$$\text{y } T = C_p - P_{FRAC_0} \quad \text{ò}$$

$$T = C_p - \left[\frac{\nu}{1-\nu} (S_z - P_p) + P_p \right] \quad (3.73)$$

Donde C_p = presión de fractura de cierre obtenida de una prueba de esfuerzos.

La variable, T , aunque es definida para representar el esfuerzo tectónico, puede ser usada para expresar todos los esfuerzos externos incluyendo los causados por fuerzas tectónicas, fuerzas residuales de historias térmicas y de subsidencia de la Cuenca, y la ductibilidad de las rocas. T no puede ser determinado solo de registros eléctricos, pero puede ser estimado cuando los otros parámetros de la ecuación son conocidos y pruebas de esfuerzos son disponibles para calibrar la metodología.

La diferencia, T de la ecuación clásica, fue comparada a varias lecturas de registro y se encontró una buena correlación con los registros resistivo, neutron y sónico. Entonces:

$$T = -0.1638(R_{ild} * \phi_{efc}) + 0.0206 \quad (3.74)$$

$$T = -0.0078(d_t * \phi_{efc}) + 0.0222 \quad (3.75)$$

Donde R_{ild} es la lectura de resistividad profunda del registro en ohmm, y d_t es el tiempo de transito del registro sónico en micro-seg/pie.

Cuando a una muestra se le aplica un esfuerzo $\sigma_x = \frac{F}{A}$, se produce una contracción longitudinal (ε_x) y una expansión lateral (ε_y) consecuencia de éste esfuerzo. Una medida de la expansión relativa lateral a la contracción longitudinal es conocida como relación de Poisson.

$$v = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (3.76)$$

La relación de Poisson puede ser calculada de velocidades de onda compresional (V_p) y de corte (V_s) de la siguiente forma:

$$v = \frac{0.5 * (V_p^2 / V_s^2 - 2)}{(V_p^2 - 1)} \quad (3.77)$$

Después de graficar V_p y V_s en varios pozos de esta Cuenca donde contamos con estos datos, observe que la relación de Poisson decrece con el incremento de la presión de poro en rocas con gas y obtuve una gráfica generalizada donde se observa este efecto.

Con valores de relación de Poisson obtenidos de la gráfica arriba mencionada corregí tiempos y profundidades **sísmicos** y obtuve curvas sintéticas de tiempo de transito con aceptable certeza comparada con los datos de onda acústica compresional obtenida del registro eléctrico.

Gardner, L. W. realizó estudios de velocidad que le permitieron comprobar que al graficar en escala logarítmica la velocidad contra densidad se forma una línea recta para casi todos los tipos de roca, y obtuvo una ecuación empírica para calcular la densidad en función de la velocidad:

$$\rho_v = 0.23 * V_t^{0.25} \quad (3.78)$$

Donde V_t es la velocidad en pies/seg y ρ_v se obtiene en gr/cm^3 .

Con la ecuación 3.54 podemos obtener una curva sintética de porosidad, y un volumen de arcilla preliminar lo calculamos de la siguiente forma:

$$V_{arc} = \frac{\phi_s}{\phi_{arc}} \quad (3.79)$$

Donde ϕ_s es la porosidad sintética, y ϕ_{arc} es la porosidad de la lutita.

Con el tiempo de tránsito, porosidad, densidad y volumen de arcilla sintéticos obtenidos, podemos aplicar la metodología sugerida anteriormente para predecir la presión de poro y fractura a partir de datos sísmicos.

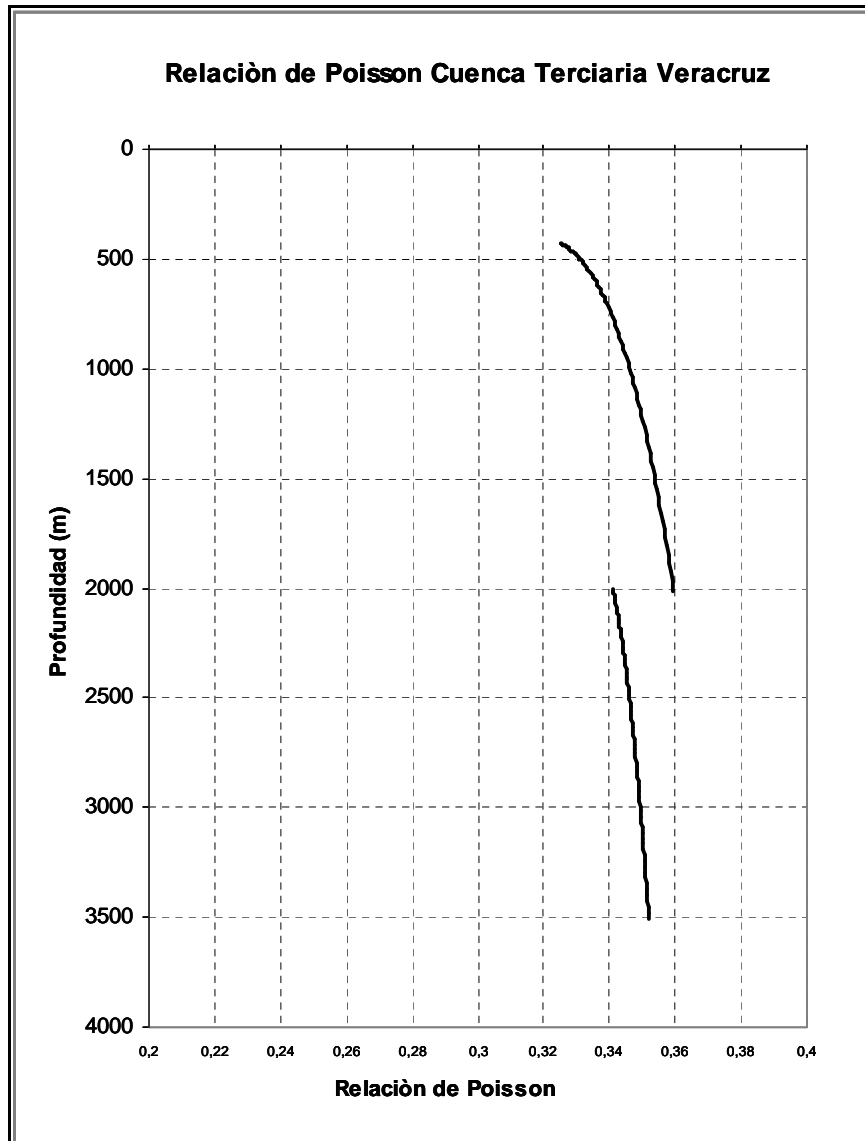


Fig. 3.11 Relación de Poisson para la Cuenca Terciaria de Veracruz

3.8.3.- Predicción de presión máxima y mínima de estabilidad del pozo.

Con los valores de ν_{arc} y ϕ_{corr} , y las ecuaciones (2.12) y (2.13), calculamos el esfuerzo compresivo uniaxial. Las figs 4.17 y 4.24 muestran las curvas en (gr/cm^3) de esta variable calculado con el procedimiento propuesto en este trabajo. Mas adelante veremos la correlación que existe de ésta con el resto de las curvas.

Los valores de esfuerzo compresivo uniaxial y presión de poro son utilizados en las ecuaciones (2.14) y (2.15) para obtener las presiones máximas y mínimas de colapso y fracturamiento del agujero.

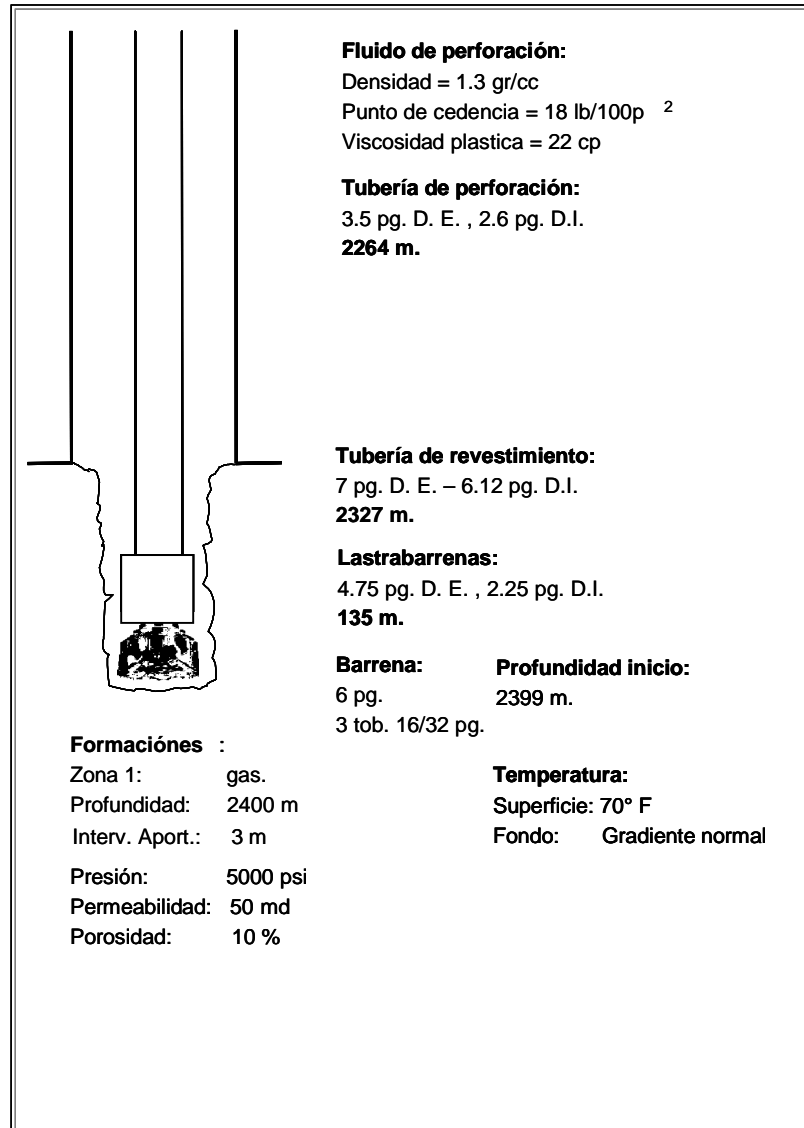
CAPÍTULO 4

EJEMPLOS DE APLICACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Un simulador de cómputo se desarrolla para llevar a cabo la solución de un algoritmo propuesto. En este capítulo se presenta la aplicación del modelo en un pozo con agujero de 6 pg. y en otro con agujero de 8.5 pg.. La geometría y condiciones de operación utilizadas son las mismas para ambos casos. A continuación se simula un evento aislado de zona de gas.

4.1.- Aplicación de modelo en pozo de agujero de 6 pg. de diámetro.

La siguiente figura muestra el estado mecánico y condiciones del pozo:



El intervalo de tiempo utilizado es de 60 seg., gasto de bombeo de 250 galones por minuto y una velocidad de Perforacion de 60 metros por hora.

La presión de fondo fluyendo y de bombeo previo a la entrada de la zona de gas es de 4851 y 2782 psi respectivamente.

A continuación veremos en forma gráfica el comportamiento de los fluidos y parámetros operativos al perforar la zona de 3m de gas. A los 8 minutos se estrangula el pozo a 40 psi y posteriormente a 700 psi, debido al arribo de gas en superficie con altas velocidades.

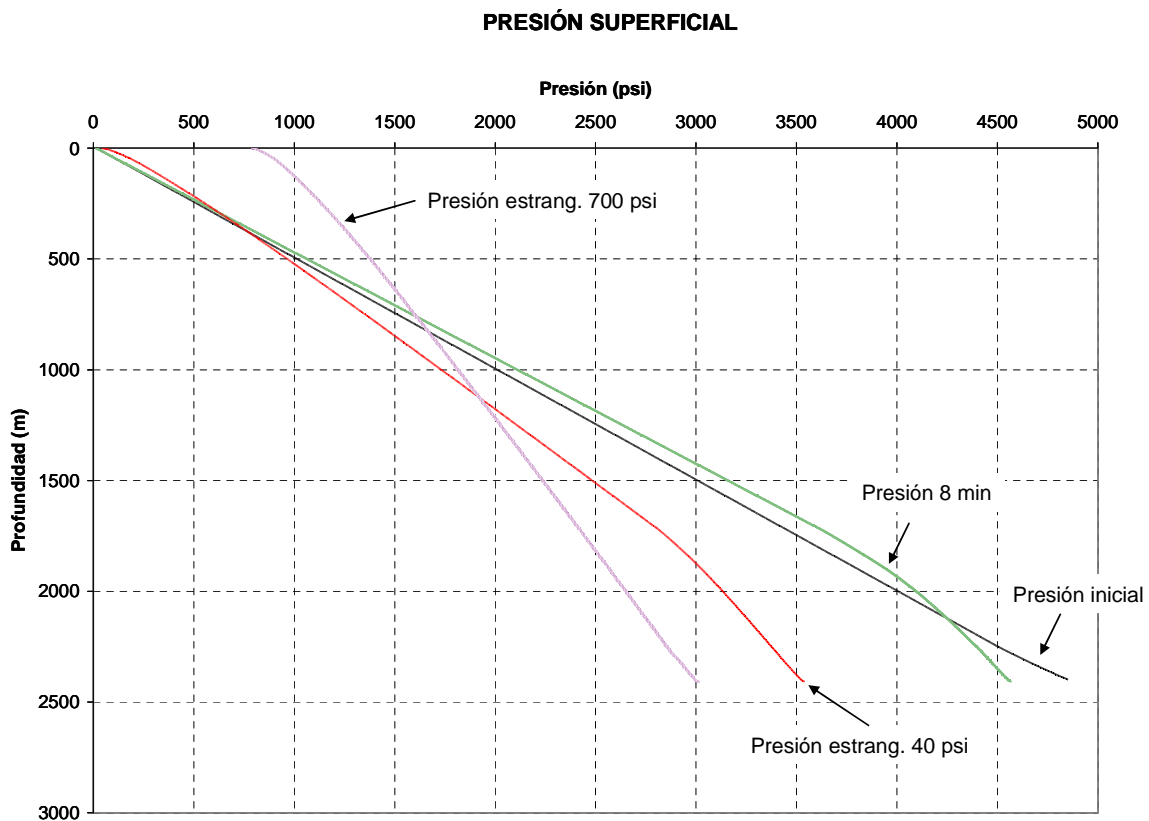


Fig. 4.1 Gráfica de presión fluente en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

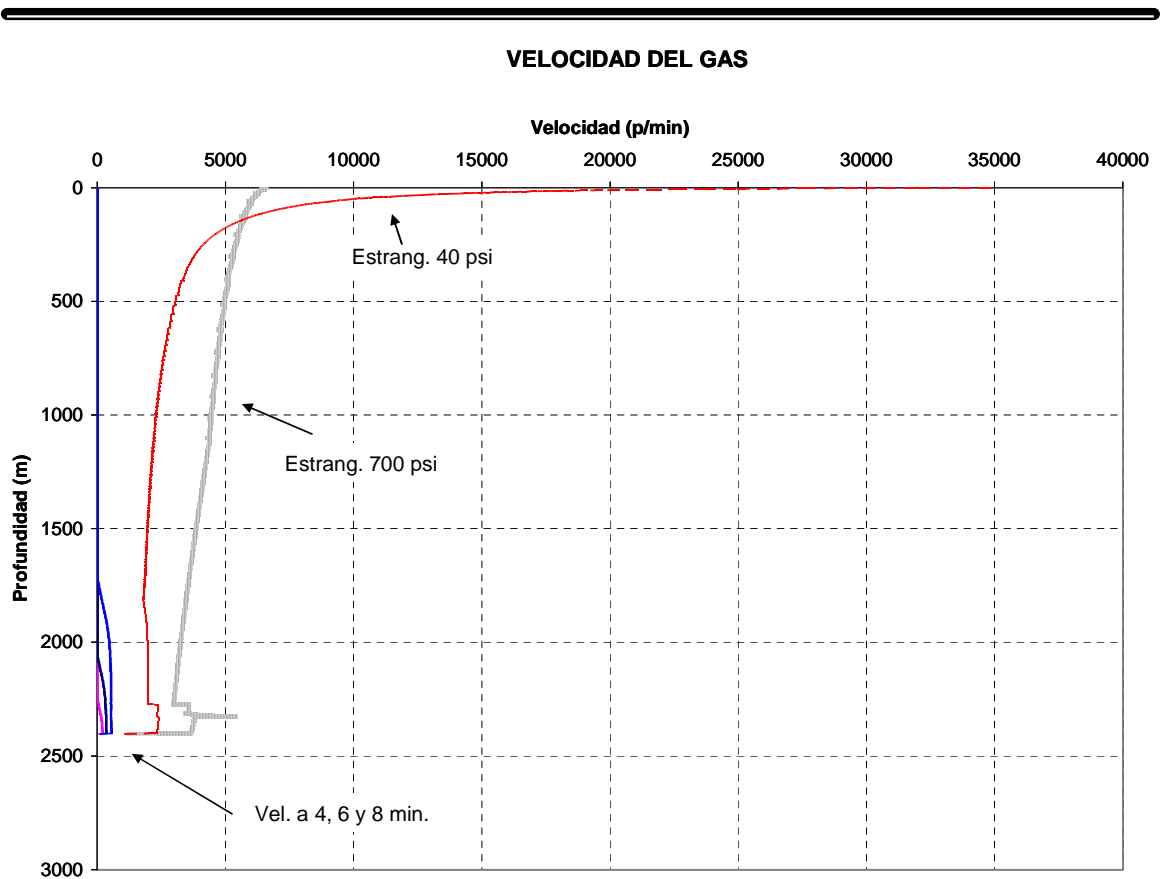


Fig. 4.2 Grafica de velocidad de gas en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

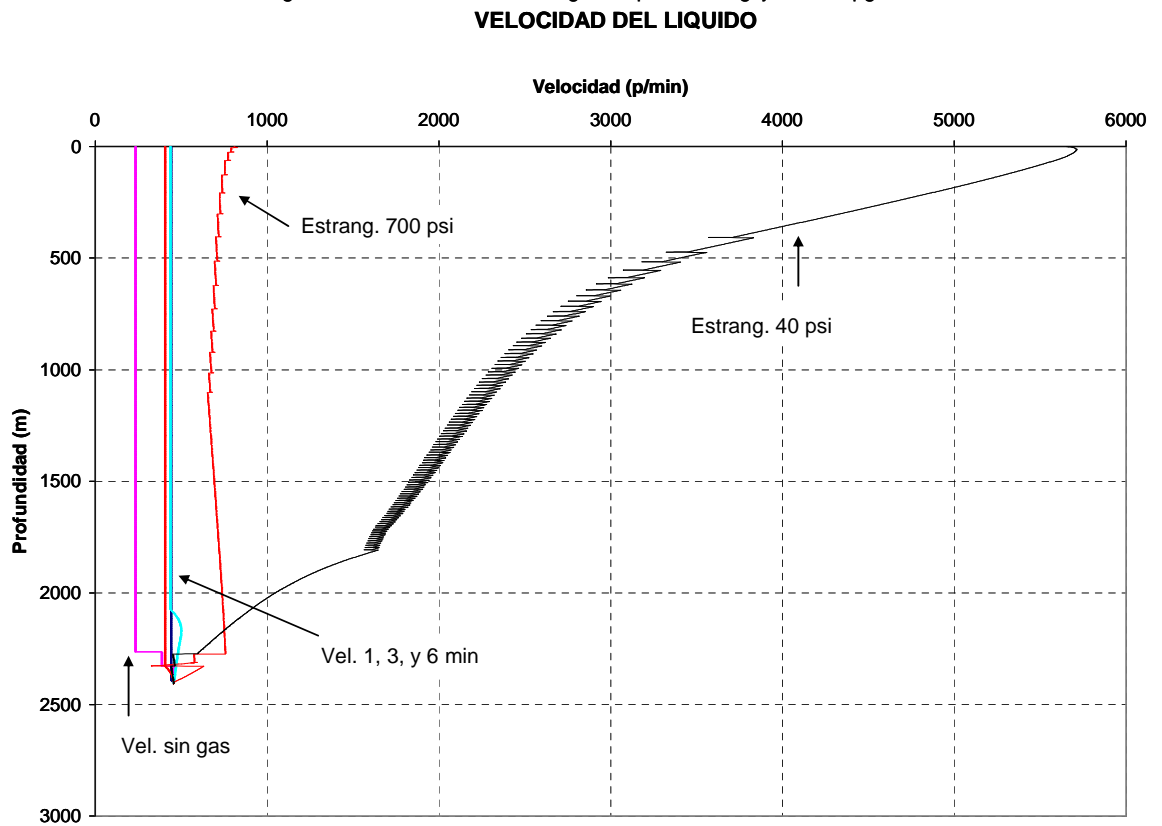


Fig. 4.3 Grafica de velocidad del lodo de Perforación en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

DENSIDAD DEL GAS

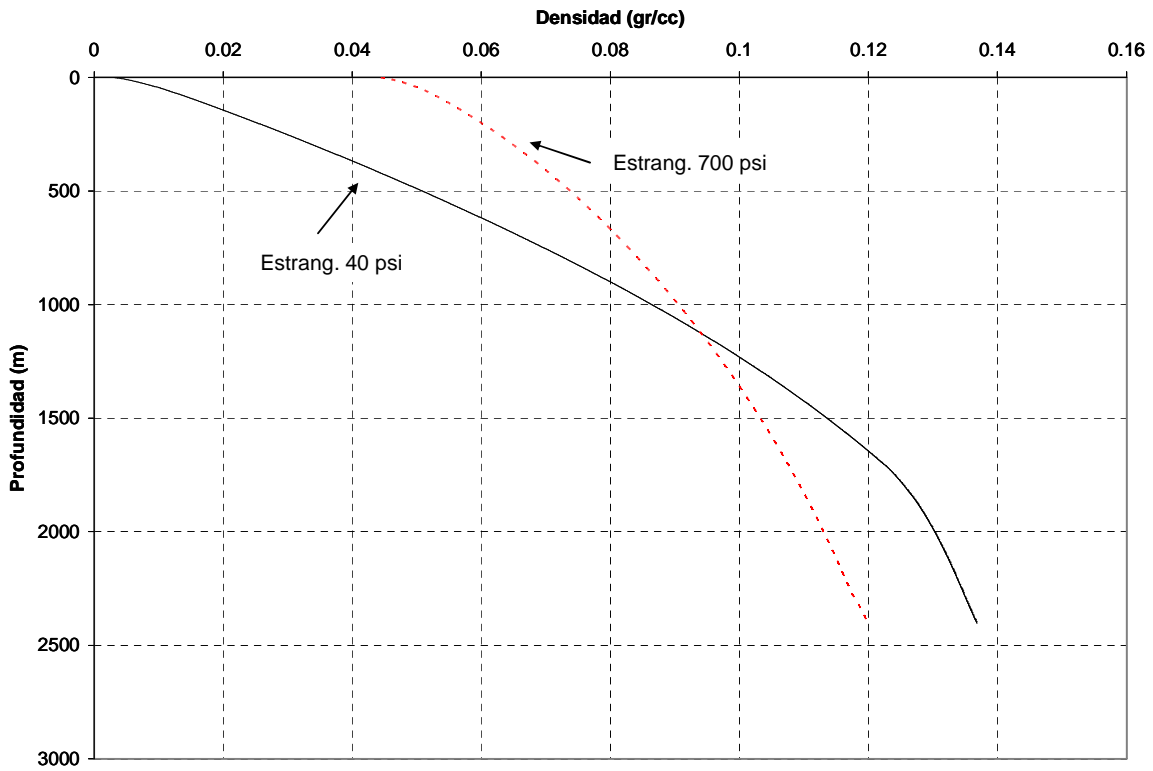


Fig. 4.4 Grafica de densidad de gas en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

PRESIÓN DE BOMBEO

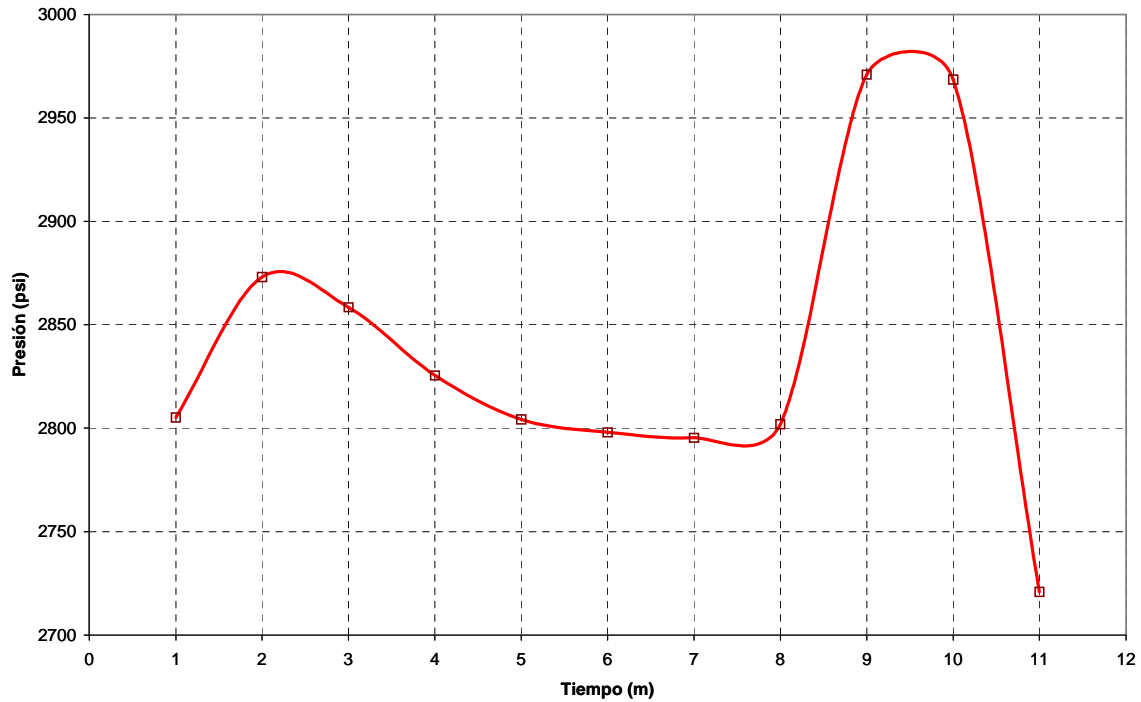


Fig. 4.5 Grafica de presión de bombeo en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

INFLUJO DE GAS

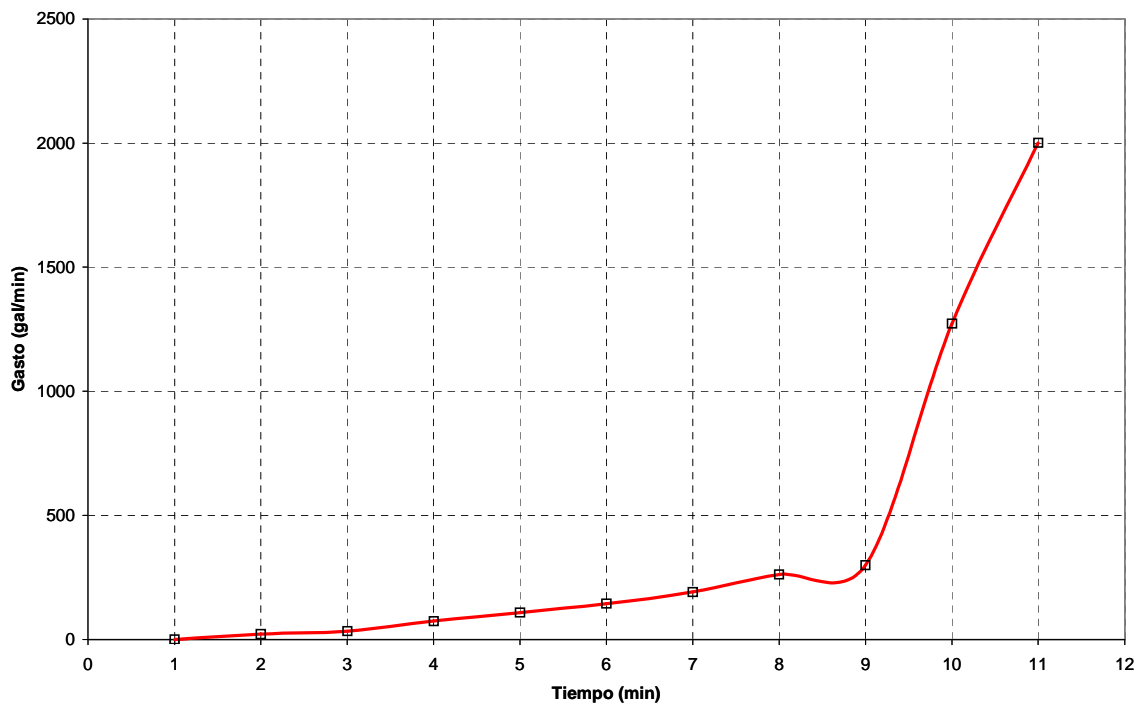


Fig. 4.6 Grafica de influjo de gas en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (2400 m)

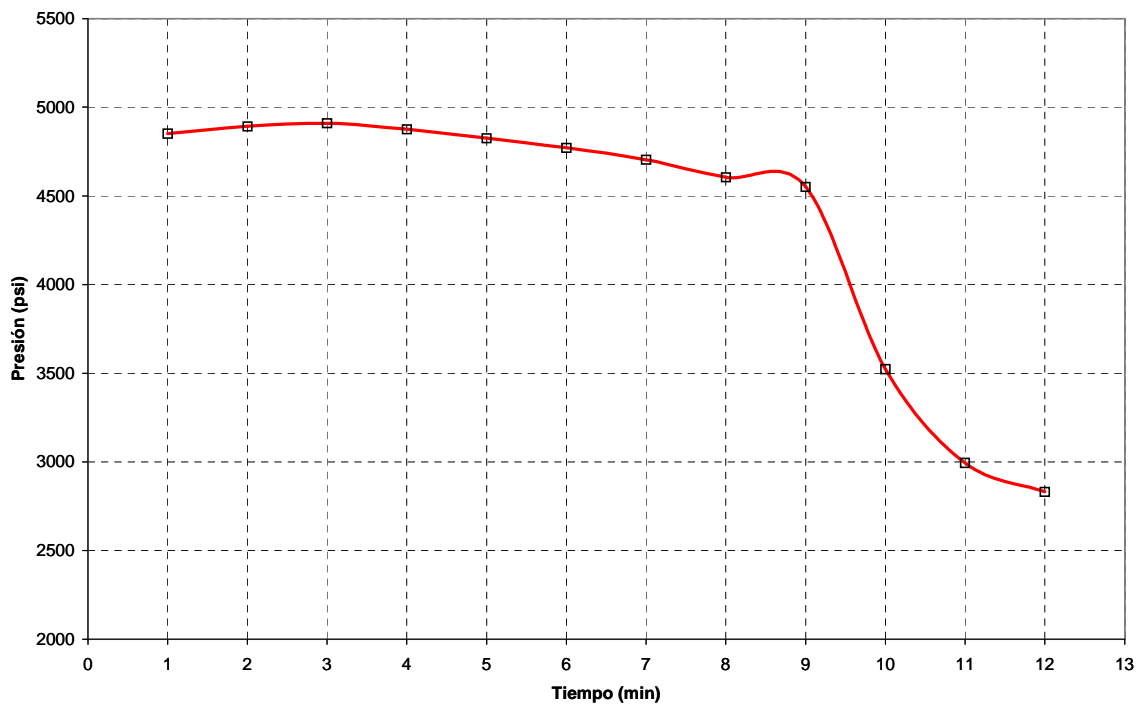


Fig. 4.7 Grafica presión de fondo fluyendo a 2400 m con agujero de 6 pg. de diámetro

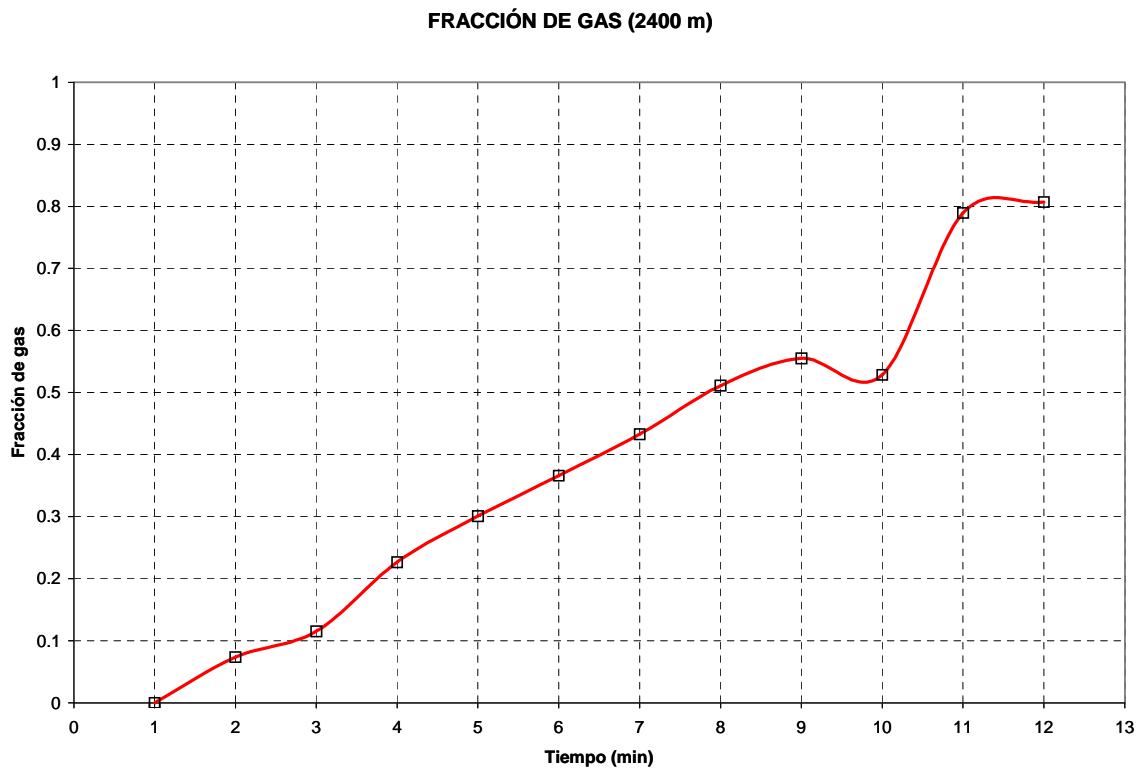
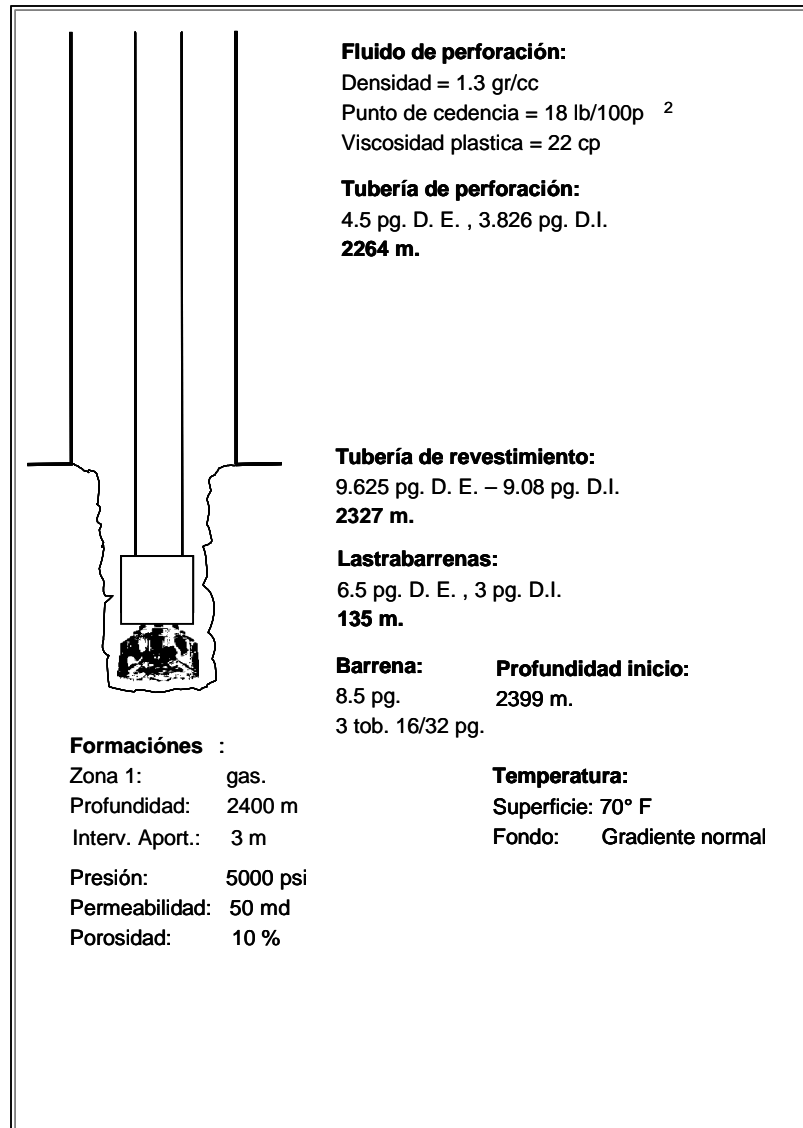


Fig. 4.8 Grafica fracción de gas a 2400 m en pozo con agujero de 6 pg. de diámetro

4.2.- Aplicación de modelo en pozo de agujero de 8.5 pg. de diámetro.

La siguiente figura muestra el estado mecánico y condiciones del pozo:



El intervalo de tiempo utilizado es de 60 seg., gasto de bombeo de 425 galones por minuto y una velocidad de Perforacion de 60 metros por hora.

La presión de fondo fluyendo y de bombeo previo a la entrada de la zona de gas es de 4643 y 1677 psi respectivamente.

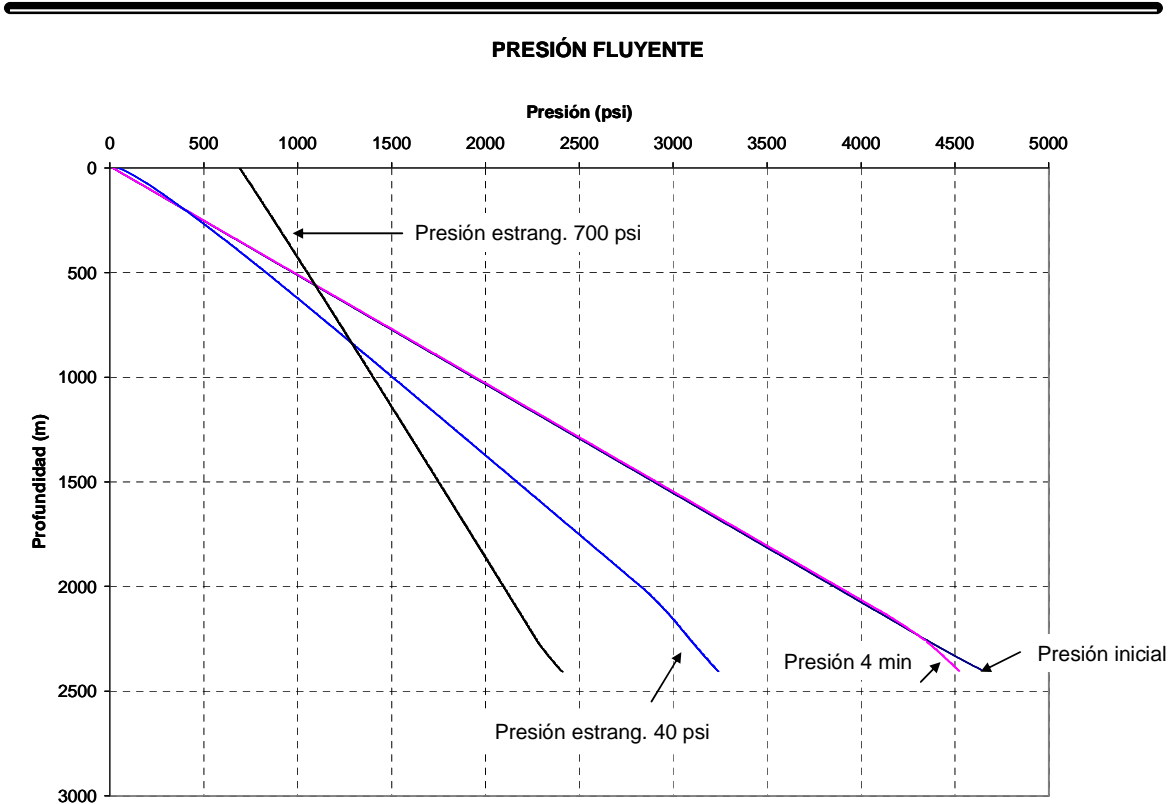


Fig. 4.9 Grafica de presión fluyente en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

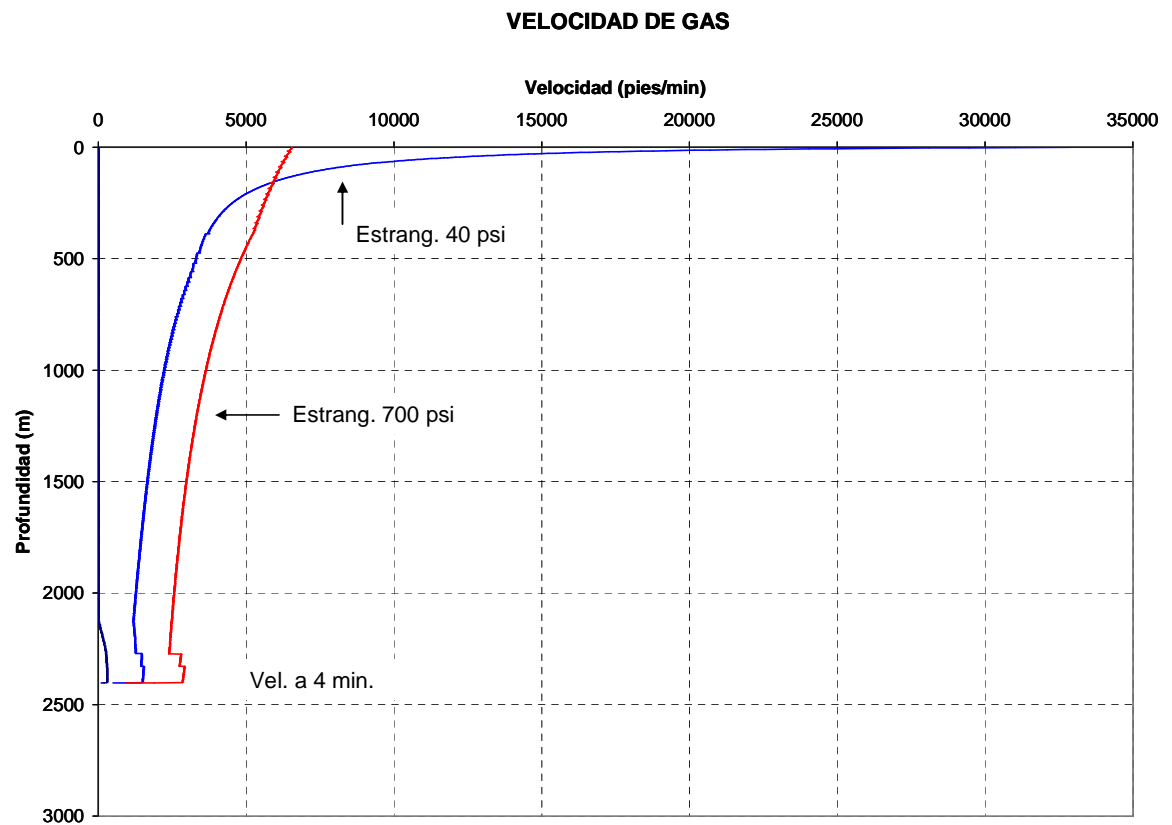


Fig. 4.10 Grafica de velocidad de gas en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

VELOCIDAD DE LIQUIDO

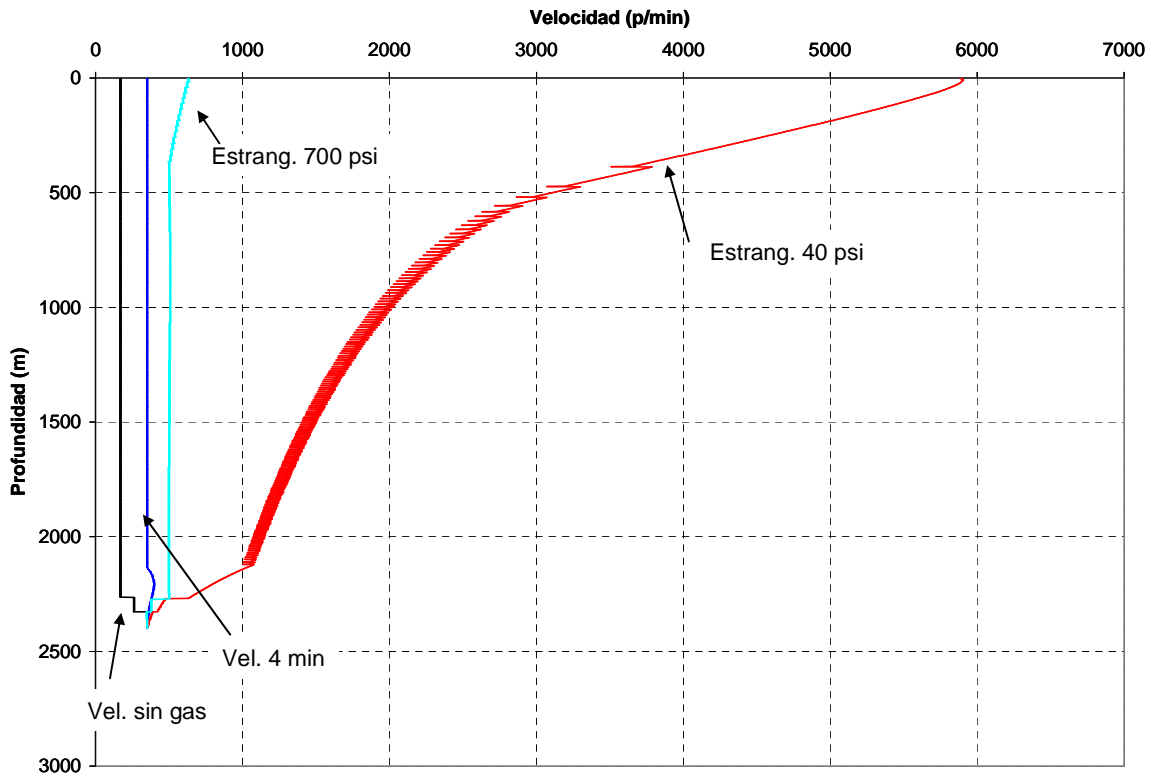


Fig. 4.11 Grafica de velocidad del fluido de perforación en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

PRESIÓN DE BOMBEO

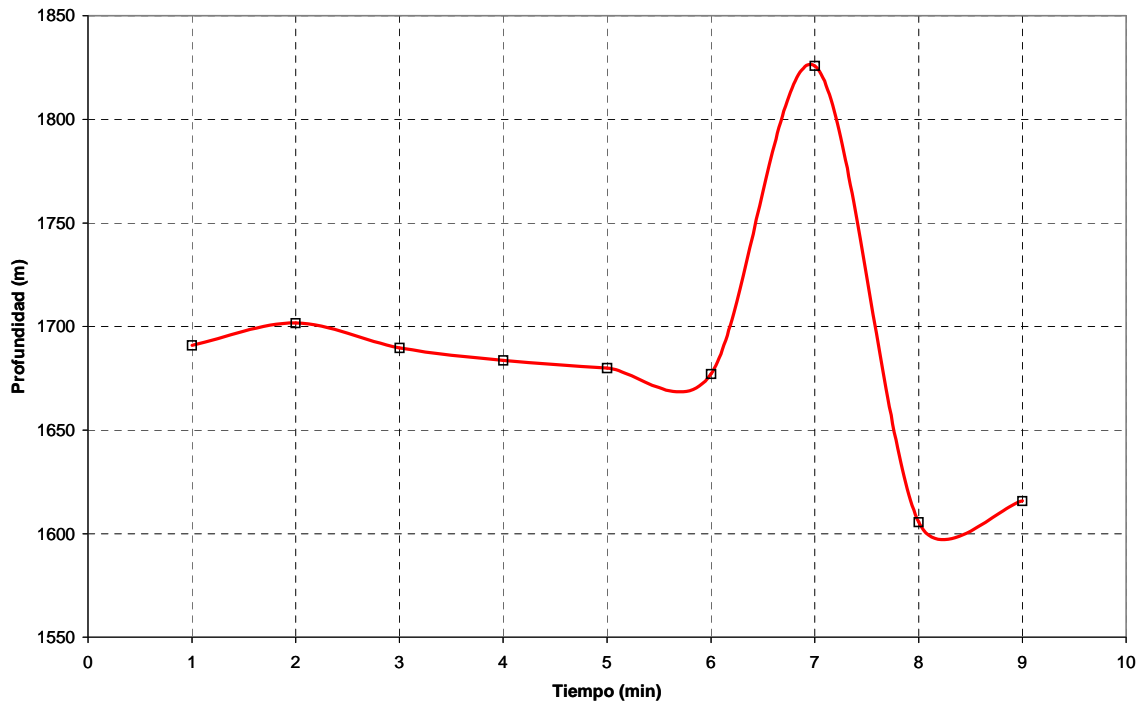


Fig. 4.12 Grafica de presión de bombeo en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

INFLUJO DE GAS

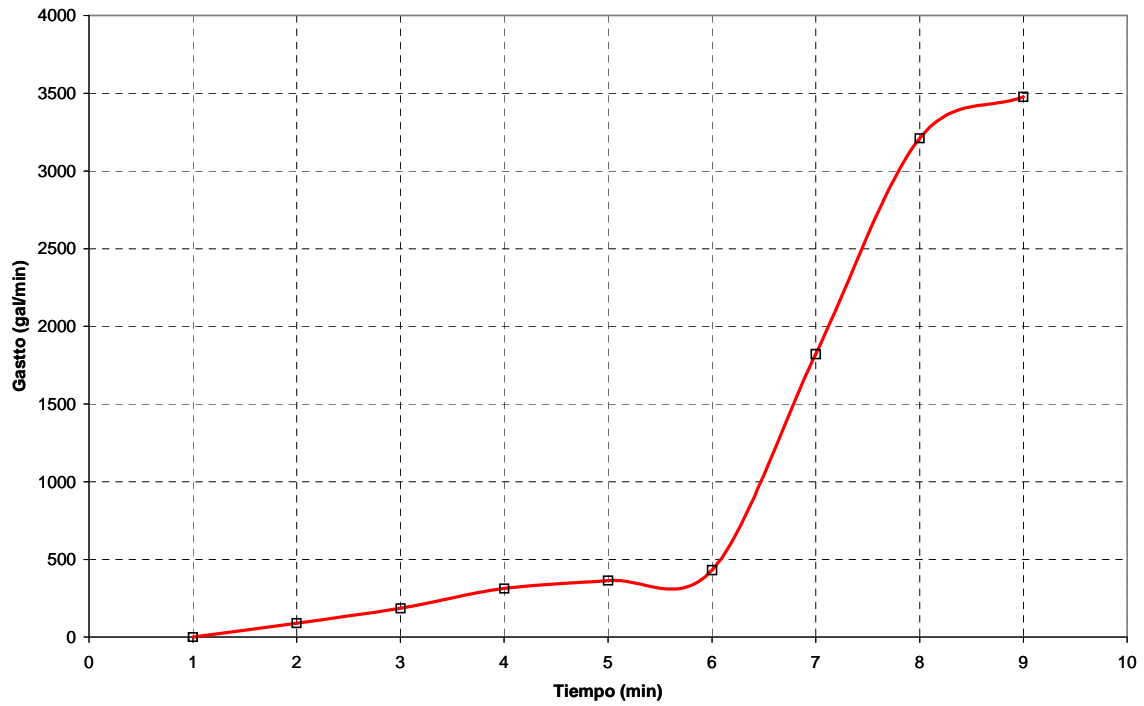


Fig. 4.13 Grafica de influjo de gas en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (2400 m)

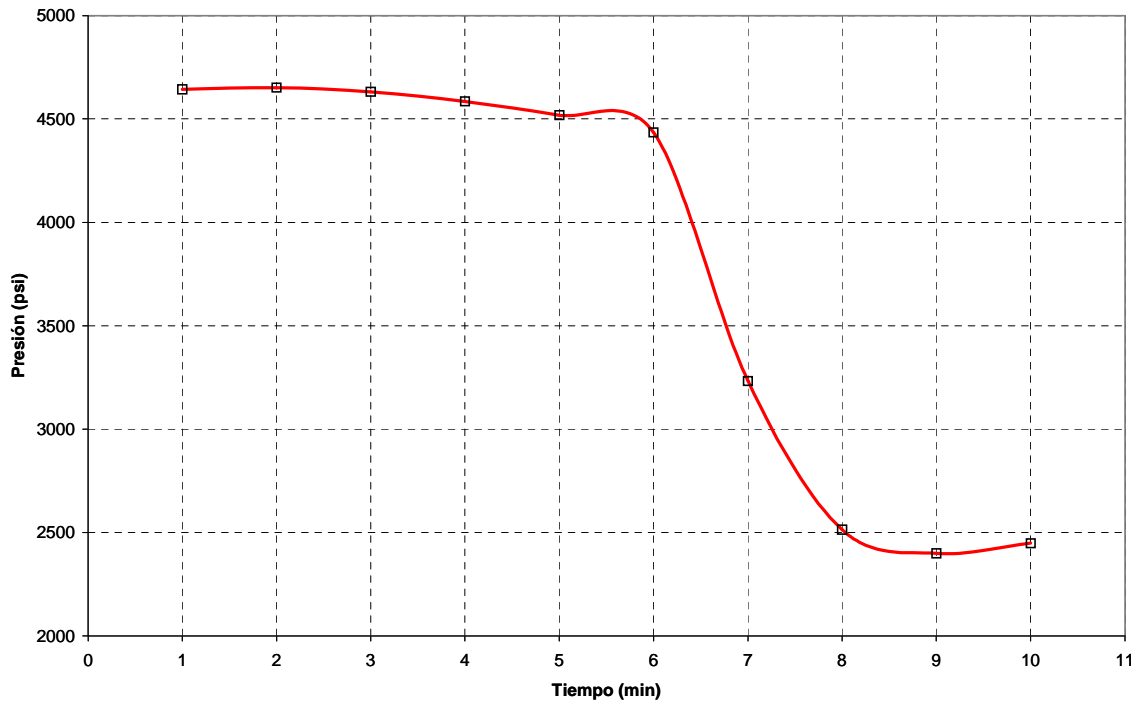


Fig. 4.14 Grafica presión de fondo fluyendo a 2400 m con agujero de 8.5 pg. de diámetro

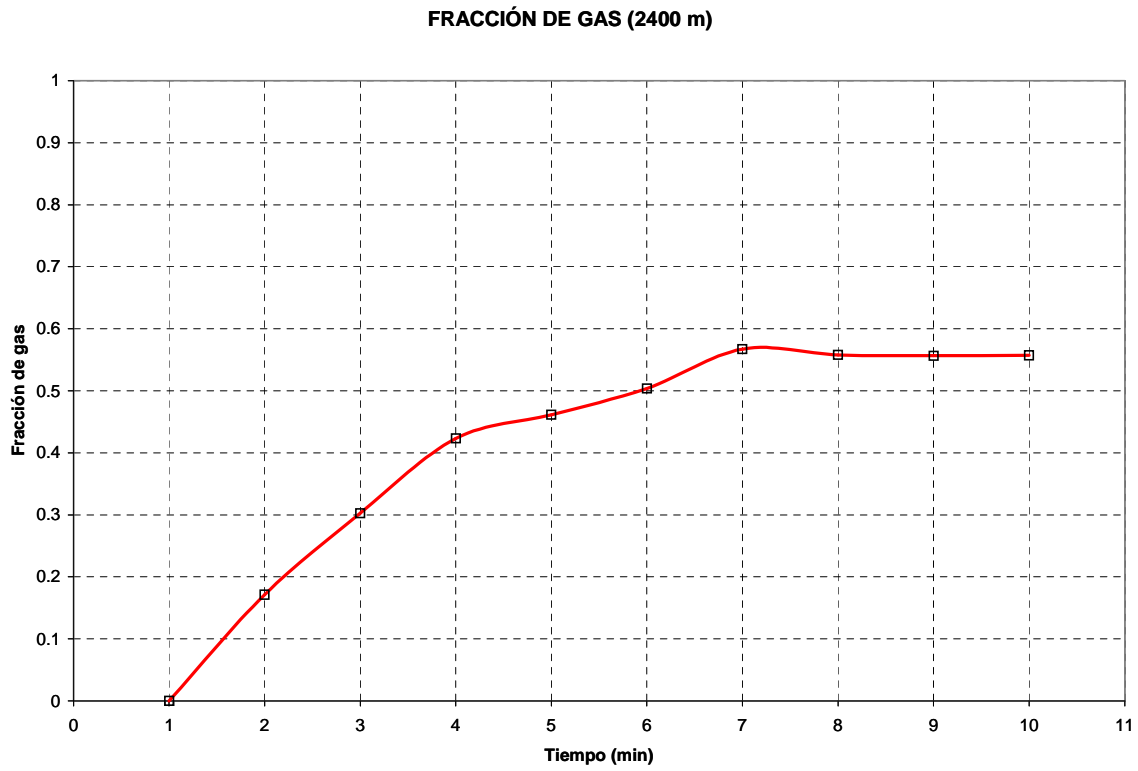


Fig. 4.15 Grafica fracción de gas a 2400 m en pozo con agujero de 8.5 pg. de diámetro

4.3.- Aplicación del modelo de predicción de presiones de poro, fractura y estabilidad de agujero para el pozo Cocuite 403.

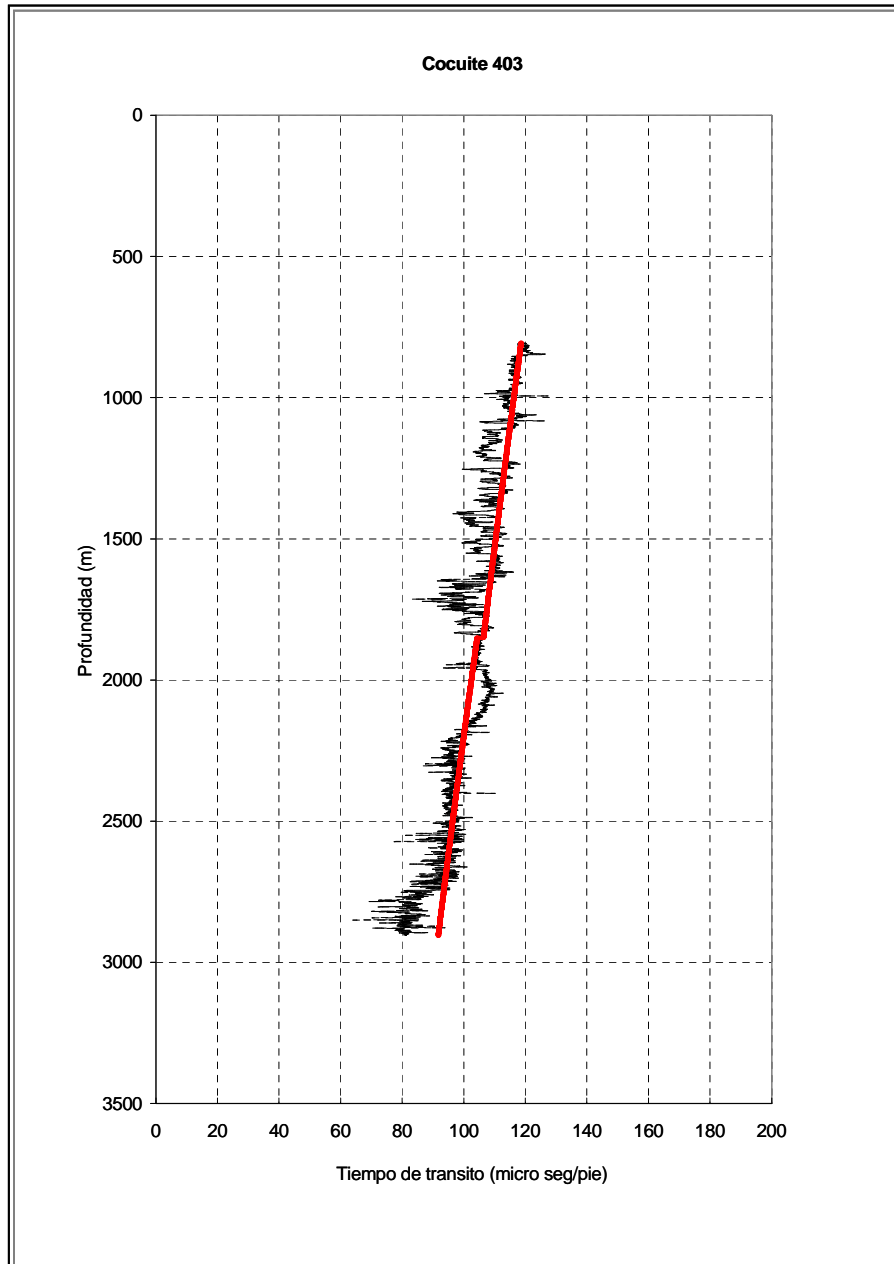


Fig. 4. 16 Tendencia normal de compactación aplicando el modelo propuesto pozo Cocuite 403

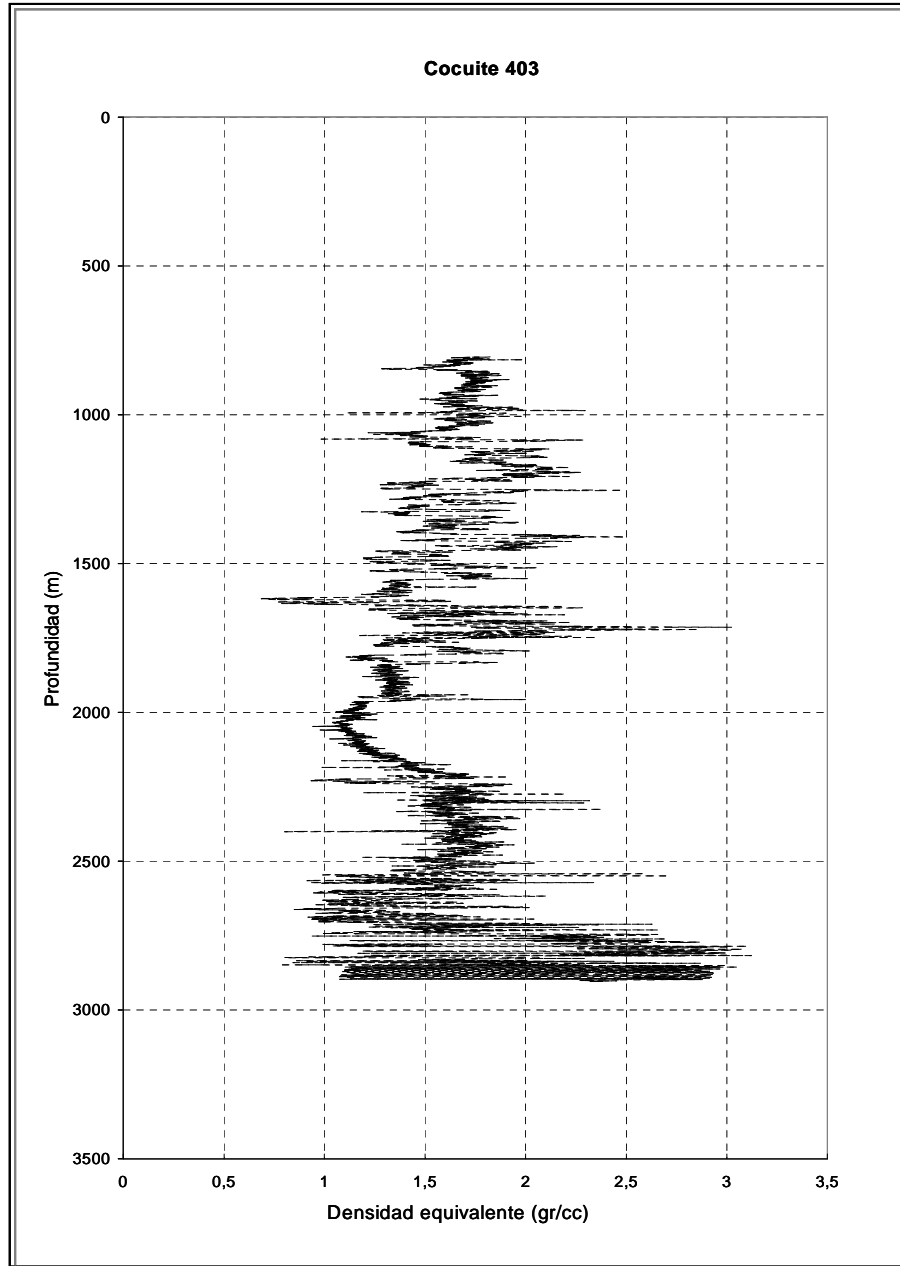


Fig. 4.17 Esfuerzo compresivo uniaxial del pozo Cocuite 403

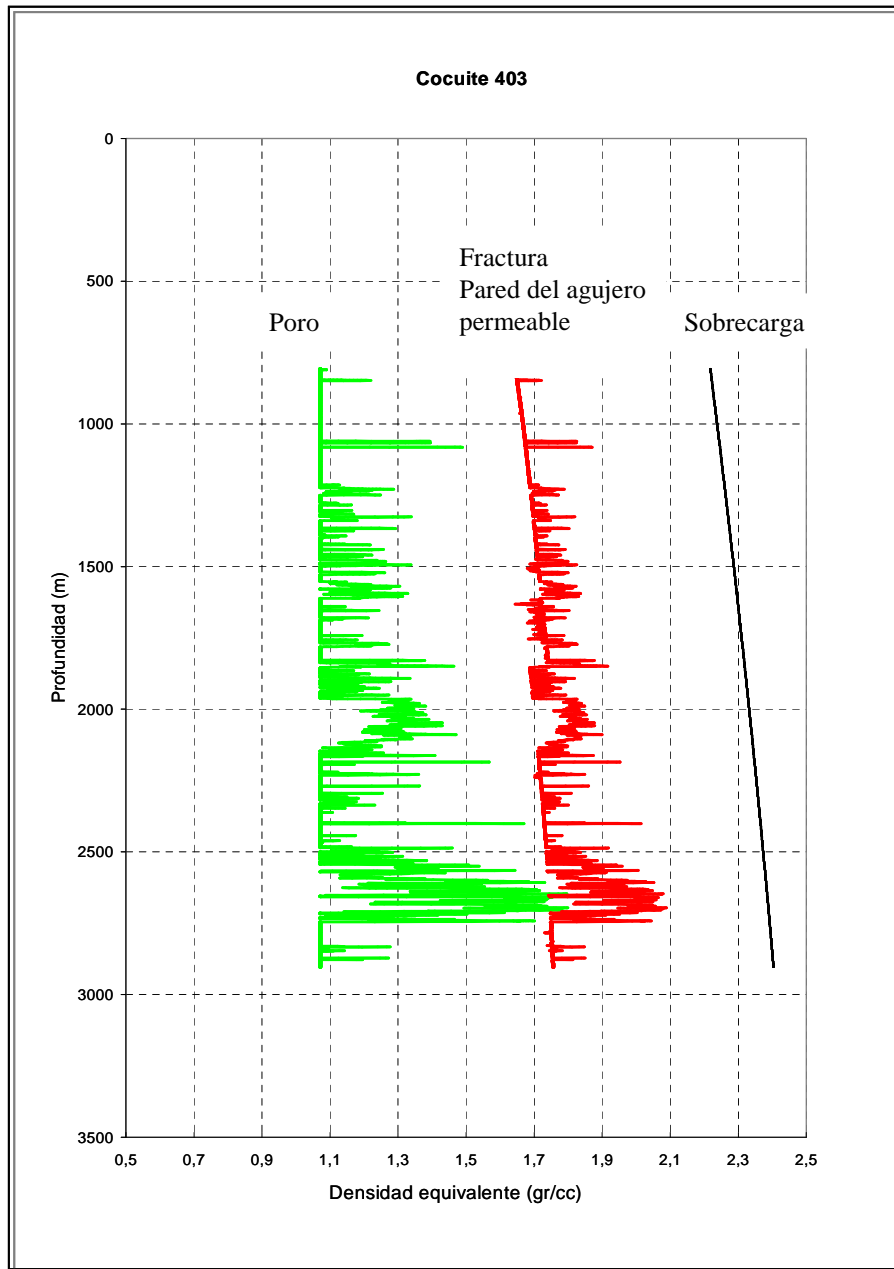


Fig. 4.18 Densidad equivalente de poro, fractura y sobrecarga pozo Cocuite 403

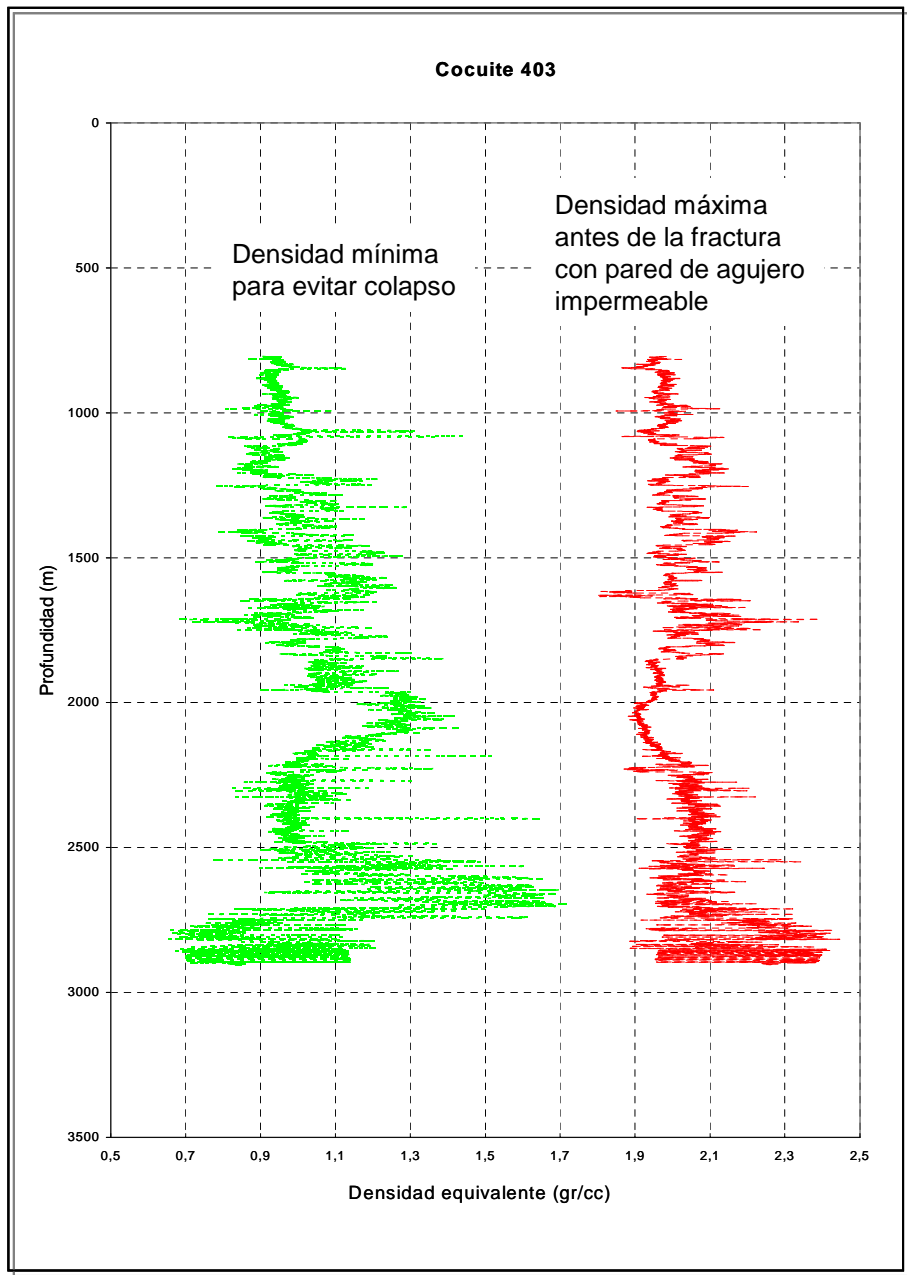


Fig. 4.19 Estabilidad para el pozo Cocuite 403

4.4.- Aplicación del modelo de predicción de presiones de poro, fractura y estabilidad de agujero sintético a partir de datos sísmicos.

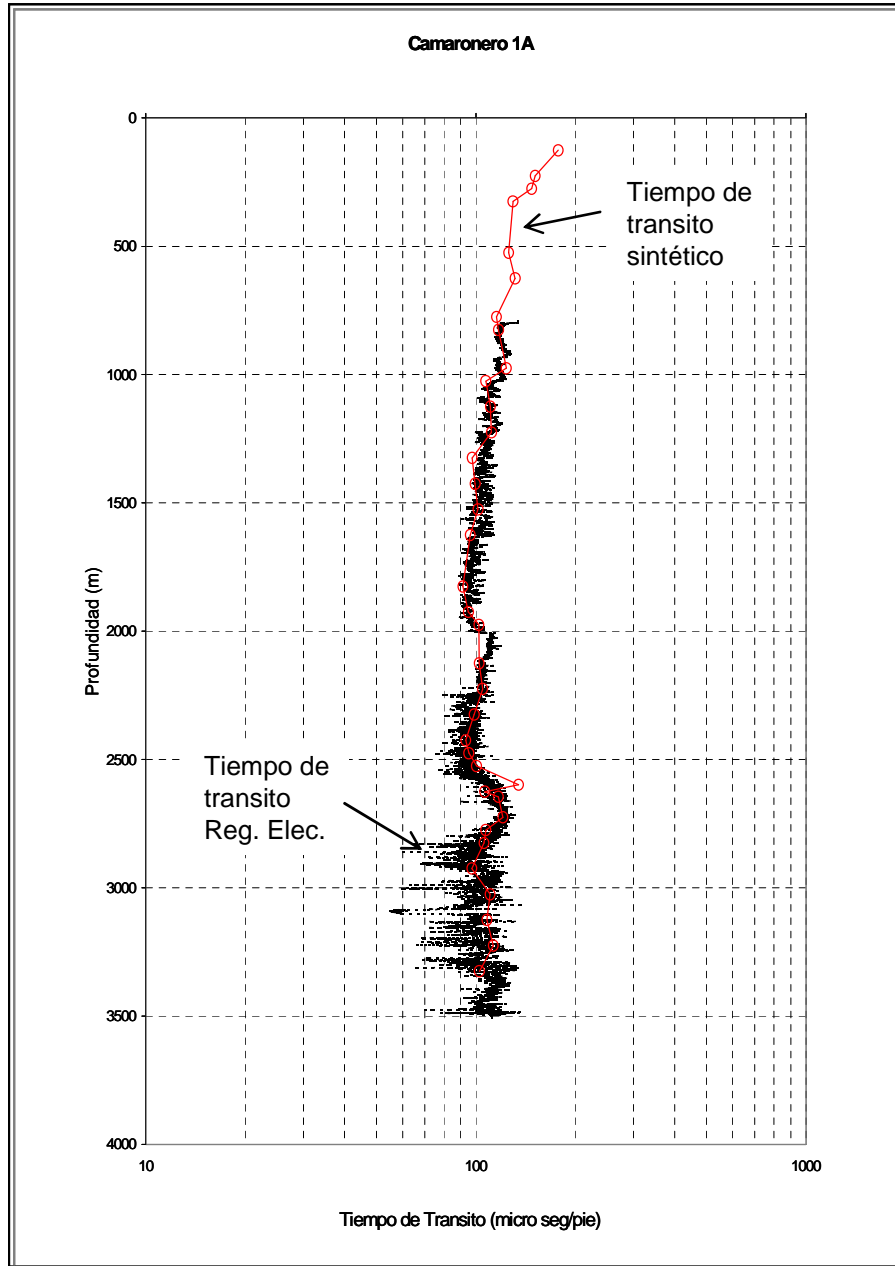


Fig. 4.20 Validación de tiempo de tránsito sintético con tiempo de tránsito obtenido a partir de registros eléctricos del pozo Camaronero 1A

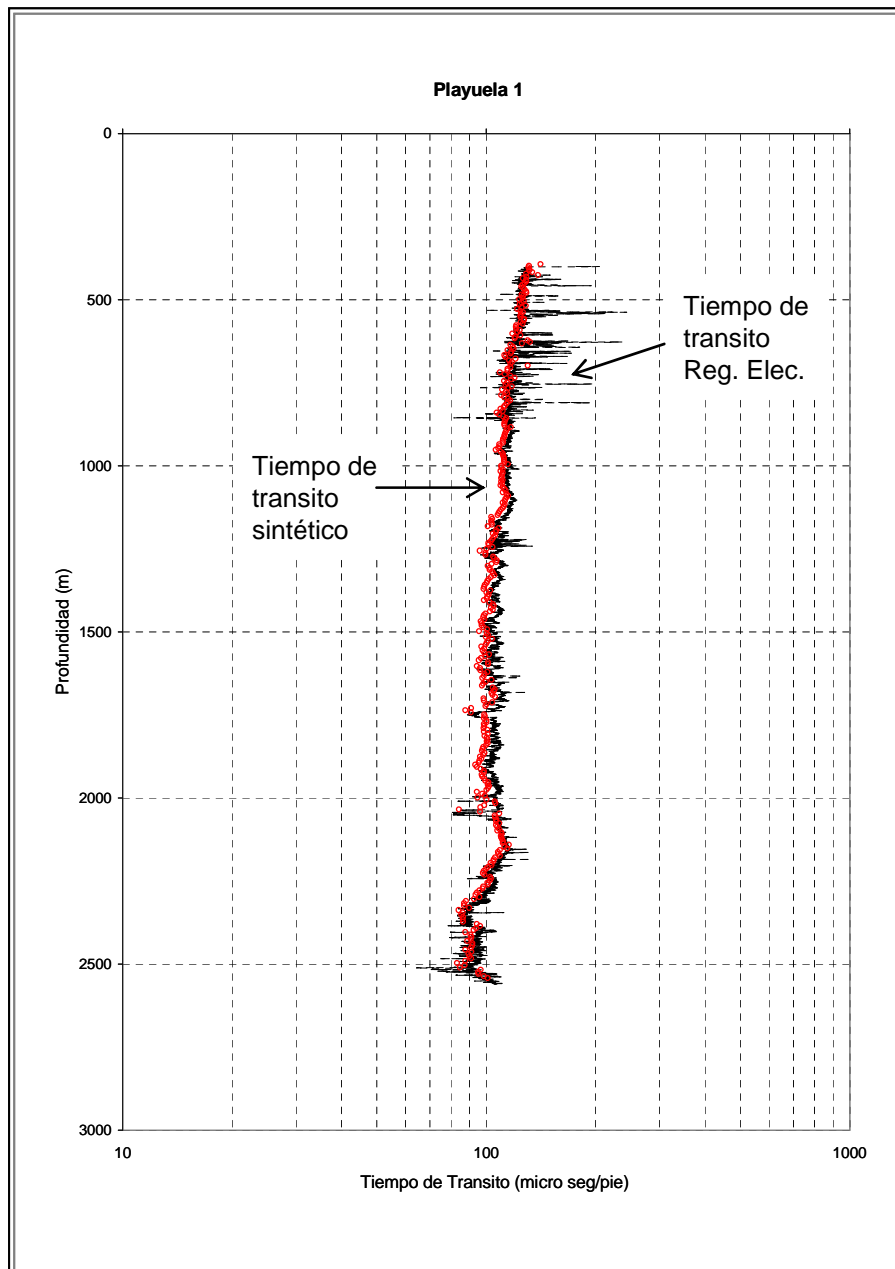


Fig. 4.21 Validación de tiempo de transito sintético con tiempo de transito obtenido a partir de registros eléctricos del pozo Playuela 1

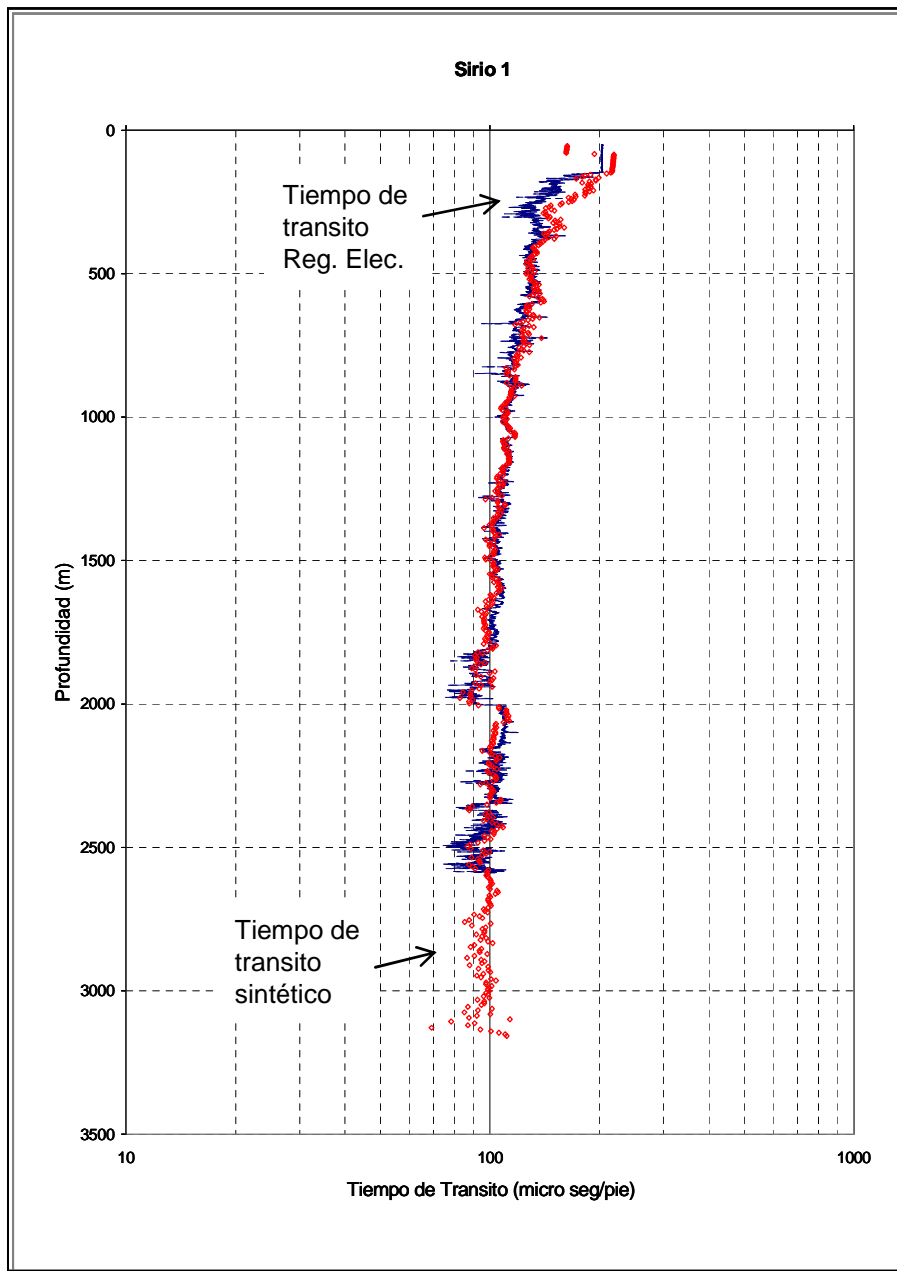


Fig. 4.22 Validación de tiempo de transito sintético con tiempo de transito obtenido a partir de registros eléctricos del pozo Sirio 1

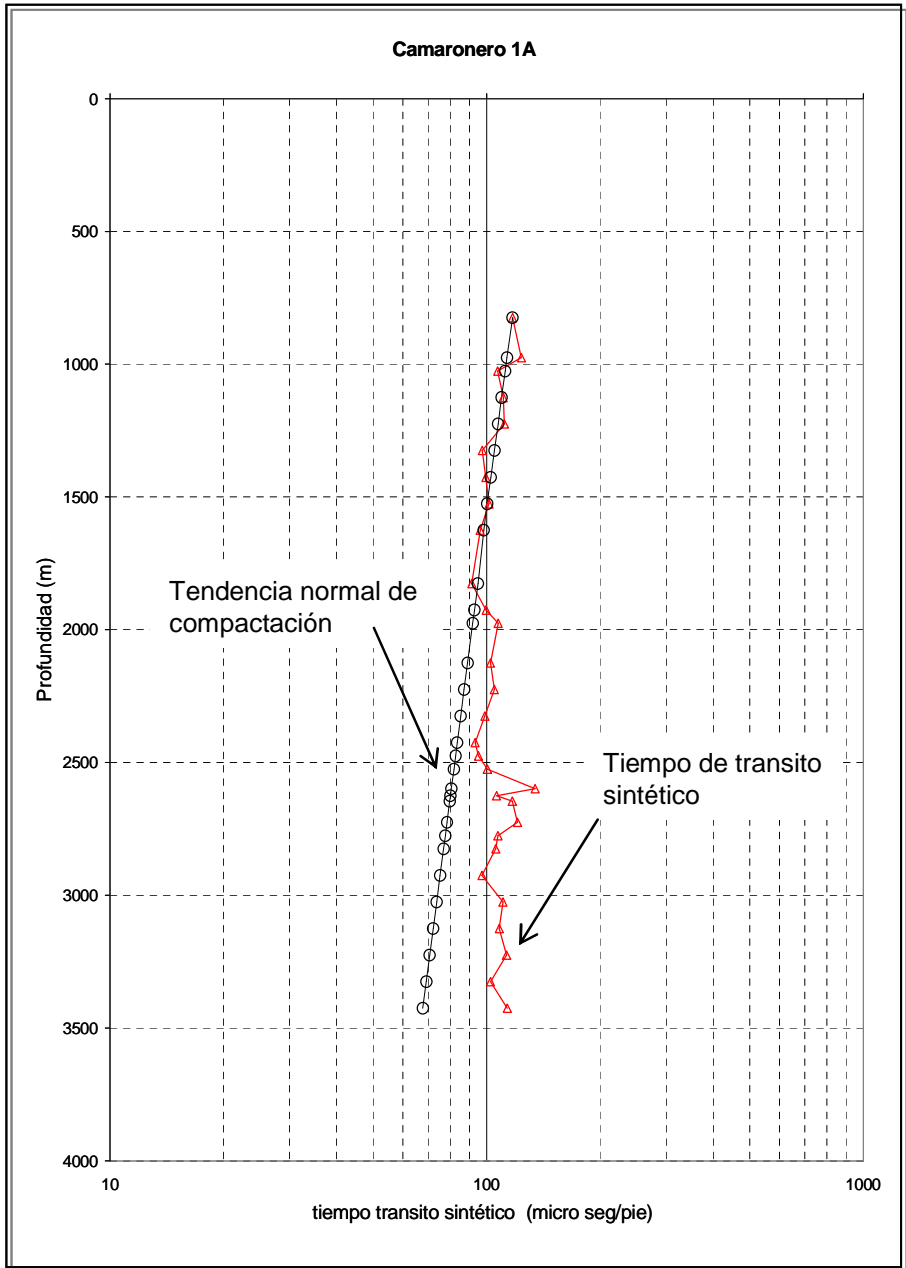


Fig. 4.23 Tendencia normal de compactación en base a tiempos de transito sintético del pozo Camaronero 1A

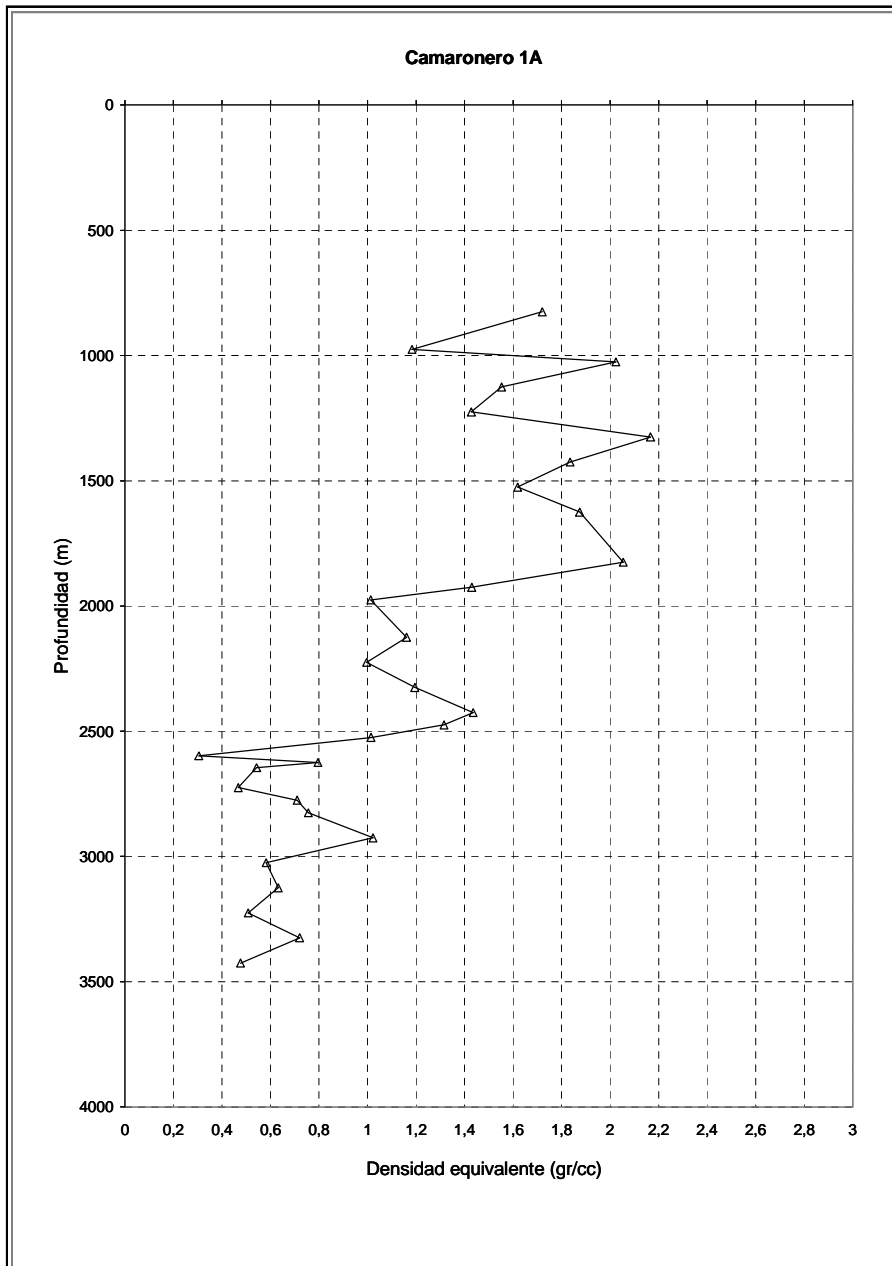


Fig. 4.24 Esfuerzo compresivo uniaxial sintético pozo Camaronero 1A

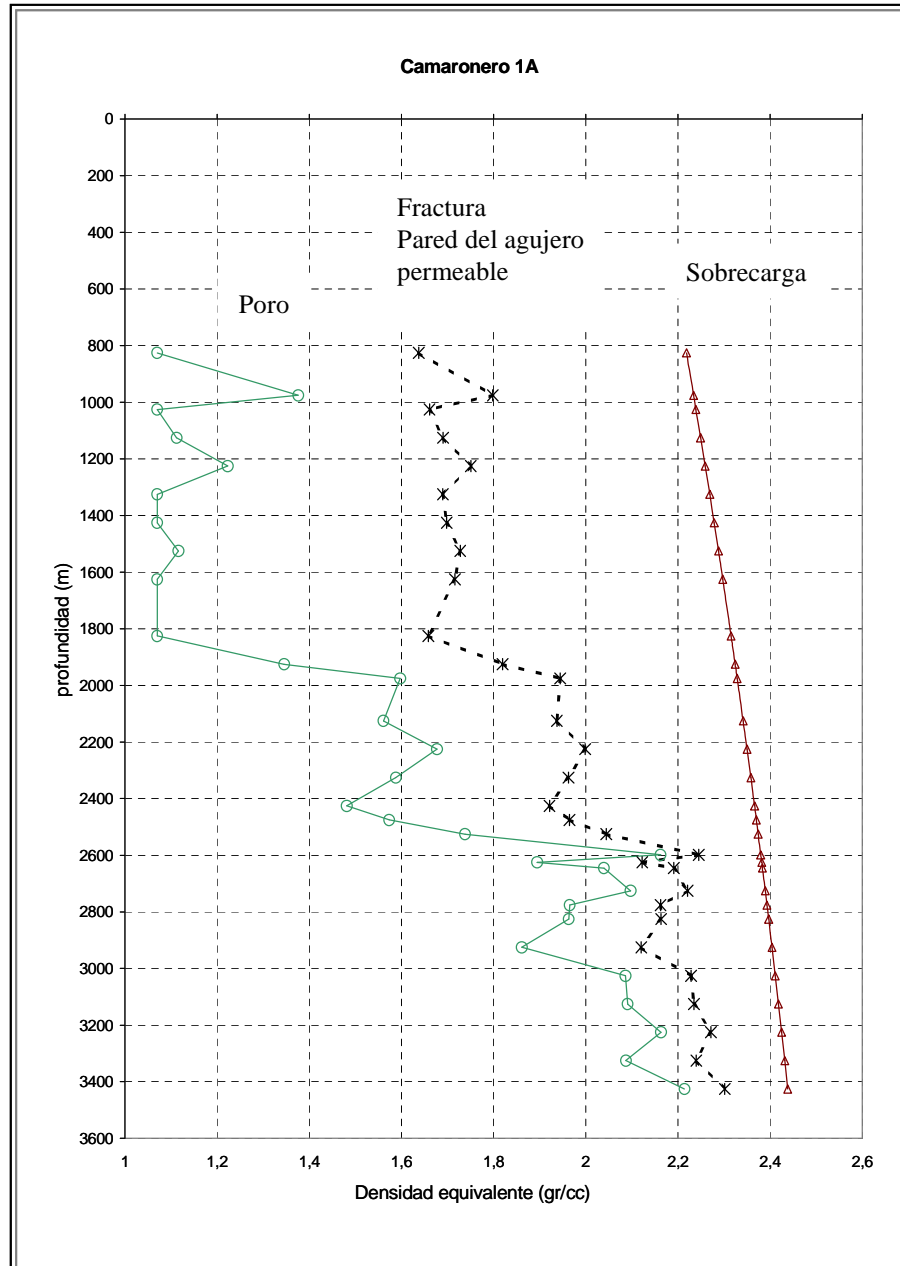


Fig. 4.25 Densidad equivalente de poro, fractura y sobrecarga en base a datos sintéticos pozo Camaronero 1A

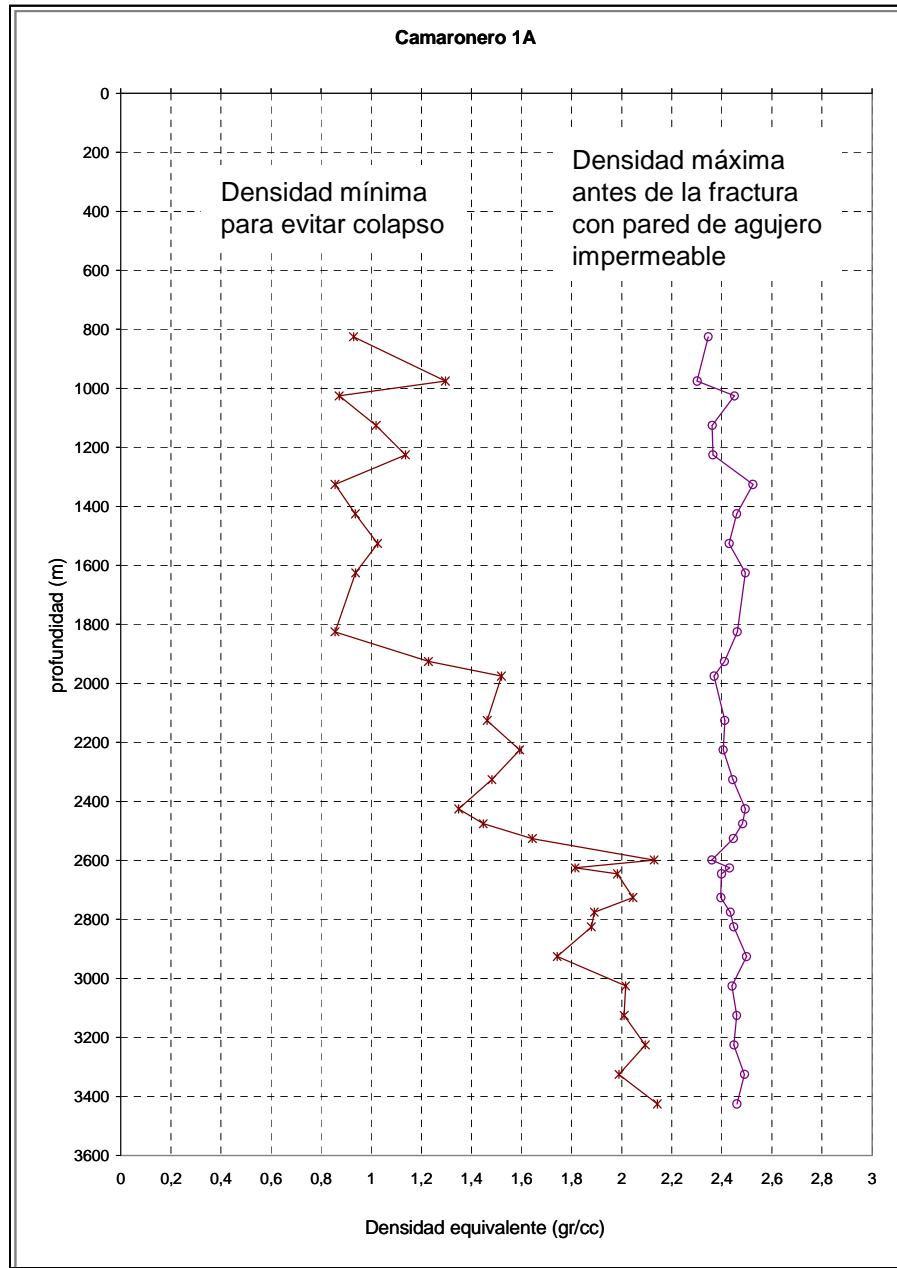


Fig. 4.26 Estabilidad en base de datos de tiempo de transito sintético pozo Camaronero 1A

4.5.- Discusión de resultados.

- Se comparo el comportamiento de condiciones reales en pozos con geometría de agujero de 8.5 pg. y 6 pg.
- En el agujero de 6 pg., la presión de fondo fluyendo es mayor que en el agujero de 8.5 pg. por lo que la diferencial de presión a la profundidad de 2400 m (profundidad de inicio de evento) es menor y por consiguiente menor la entrada de gas.
- En ambos casos se aplica una contra presión (se estrangula) en superficie de 40 y 700 psi previo a la llegada de gas a superficie con pozo abierto (fluyendo por línea de flote).
- En ambos casos el tipo de flujo inicia con burbuja dispersa y pasa a flujo tipo bache por lo que la velocidad del liquido es irregular en cierto sector del agujero (fig.4.3 y 4.11).
- En ambos casos, la presión de bombeo incrementa al inicio del evento, baja y al final incrementa debido a la velocidad de flujo de ambas fases (fig.4.5 y 4.12).
- La diferencial de presión (presión de formación – presión de fondo fluyendo) es mayor en el pozo con agujero de 8.5 pg. y por consiguiente la entrada de gas es mayor.
- Se decidió suspender la Perforación en ambos casos, debido a que el gas ya se encontraba en superficie, la presión de estrangulamiento lo decide el operador del programa.
- En las gráficas de densidad equivalente de poro, fractura y estabilidad del agujero, se ajusta al comportamiento de los pozos en los diferentes campos de la cuenca terciaria de Veracruz.
- El tiempo de transito sintético obtenido con el modelo que este trabajo presenta previo a la perforación del pozo, ajusta de manera correcta con los datos obtenidos de registros geofísicos posteriores a la perforación de pozo.

CONCLUSIONES.

Un buen cálculo de presiones de poro y fractura, regionalizando parámetros tales como; gradiente de sobrecarga, relación de poisson permite obtener datos acertados de estabilidad de agujero que son las fronteras para el análisis dinámico de las fases involucradas en la Perforación de un pozo.

El desarrollo en esta tesis, es para fluidos base agua y pozos verticales donde no considera la fase sólida (recorte de formación), sin embargo se puede incorporar al sistema de ecuaciones y obtener una buena simulación del comportamiento de los parámetros, así mismo se puede incorporar al modelo la inclinación del pozo.

Se analiza de manera puntual el comportamiento de la zona de interés (gasto de gas), del gas a través del agujero y de todos los parámetros involucrados en el comportamiento del evento (densidad del gas, de la mezcla, caída de presión por fricción monofásica y bifásica, fracción de gas, tipo de flujo, etc.). El programa de cómputo desarrollado en este trabajo envía un mensaje previo a la llegada de gas a superficie, ya que esto convierte inestable al modelo debido a las velocidades altas del gas cerca de superficie, permitiendo modificar esta condición de frontera (presión atmosférica) y establecer para cada diferencial de tiempo una contra presión.

Podemos predecir el comportamiento de un evento de influjo para identificar parámetros operativos y evitar incrementos no necesarios de densidad al fluido de perforación.

El comportamiento en agujeros reducidos es diferente debido a las altas velocidades de las fases, cambiando de patrón de flujo en menor tiempo.

La presión de bombeo al inicio del evento incrementa, difiriendo al concepto que se tenía.

Podemos predecir el comportamiento del pozo para optimizar parámetros de operación (gasto de bombeo), densidad y reología del fluido de perforación (perforación en punto de burbuja) y reducir tiempo y costo del proceso.

En trabajos futuros se puede incorporar a este modelo la inclinación del pozo para que analice eventos en agujeros no verticales con fluido base aceite. Y para simular condiciones con mucha mayor exactitud se debe de incorporar la fase sólida (recortes de perforación), que lo convierte en un modelo trifásico (gas, líquido y sólido).

APÉNDICE 1

Modelos Reológicos

Modelo Ley de Potencia:

Interior de la tubería.-

$$V_m = 24.51 \frac{Q_{fp}}{d_{li}^2}$$

$$N_{Re} = \frac{89100 \rho_m (V_m / 60)^{2-n}}{k_2} \left(\frac{0.0416 d_{li}}{3 + \frac{1}{n}} \right)^n$$

$$N_{Re_{ctr}} = 3470 - 1370n$$

$$N_{Re_{ctu}} = 4270 - 1370n$$

Si N_{Re} es menor ó igual a $N_{Re_{ctr}}$, entonces el flujo es laminar y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{k_2 l' (V_m / 60)^n \left(\frac{3+1/n}{0.0416} \right)^n}{144000 d_{li}^{1+n}}$$

Si $N_{Re_{ctr}}$ es menor N_{Re} es menor o igual a $N_{Re_{ctu}}$, entonces el flujo es de transición, y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{f_{tr} l' V_m^2 \rho_m}{92786.9 d_{li}}$$

Si N_{Re} mayor a $N_{Re_{ctu}}$, entonces el flujo es turbulento y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{f_{tu} l V_m^2 \rho_m}{92786.9 d_{li}}$$

Donde

$$f_{tr} = f_L + \left(\frac{N_{Re} - N_{Re_{ctr}}}{800} \right) (f_{tu} - f_L)$$

$$f_{tu} = \frac{a}{N_{Re}^b}$$

$$f_L = \frac{16}{N_{Re}}$$

$$a = \frac{\log(n) + 3.93}{50}$$

$$b = \frac{1.75 - \log(n)}{7}$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{L_{600}}{L_{300}} \right)$$

$$k_2 = \frac{510 L_{300}}{511^n}$$

$$L_{300} = y_p + \mu_l$$

$$L_{600} = \mu_l + (y_p + \mu_l)$$

Espacio anular.-

$$V_m = 24.51 \frac{Q}{d_1^2 - d_2^2}$$

$$N_{Re} = \frac{109000 \rho_m (V_m / 60)^{2-n}}{k_2} \left(\frac{0.0208(d_1 - d_2)}{2 + \frac{1}{n}} \right)^n$$

Caídas de presión por fricción en flujo laminar son:

$$P_f = \frac{k_2 l' (V_m / 60)^n \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208} \right)^n}{144000(d_1 - d_2)^{1+n}}$$

Caídas de presión por fricción en flujo de transición son:

$$P_f = \frac{f_{tr} l' V_m^2 \rho_m}{759600(d_1 - d_2)}$$

Caídas de presión por fricción en flujo turbulento son:

$$P_f = \frac{f_{tu} l' V_m^2 \rho_m}{759666(d_1 - d_2)}$$

$$f_L = \frac{24}{N_{Re}}$$

Modelo Plástico de Bingham.

Interior de la tubería:

$$V_c = 8.33 \left(\frac{7.78 \mu_l + 2.7 \sqrt{\mu_l^2 + 102 d_{li}^2 y_p \rho_m}}{\rho_m d_{li}} \right)$$

Si V_m es menor ó igual a V_c , el flujo es laminar, y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{\mu_l l' V_m}{89999.9 d_i^2} + \frac{y_p l'}{225 d_{li}^2}$$

Si V_m es mayor a V_c , el flujo es turbulento, y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{f l' \rho_m V_m^2}{92787 d_{li}}$$

$$f = \frac{0.027}{N_{Re}^{0.25}}$$

$$N_{Re} = 15.486 + \frac{d_{li} V_m \rho_m}{\mu_l}$$

En espacio anular.-

$$V_c = 8.33 \left(\frac{7.78 \mu_l + 2.7 \sqrt{\mu_l^2 + 102 (d_1 - d_2)^2 y_p \rho_m}}{\rho_m (d_1 - d_2)} \right)$$

Si V_m es menor ó igual a V_c , el flujo es laminar, y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{\mu_l l' V_m}{60001(d_1 - d_2)^2} + \frac{y_p l'}{200.05(d_1 - d_2)}$$

Si V_m es mayor a V_c , el flujo es turbulento, y las caídas de presión por fricción son:

$$P_f = \frac{f l' \rho_m V_m^2}{92787(d_1 - d_2)}$$

$$f = \frac{0.027}{N_{Re}^{0.25}}$$

$$N_{Re} = 15.486 + \frac{(d_1 - d_2) V_l \rho_m}{\mu_l}$$

APÉNDICE 2.

Caída de presión por fricción en la barrena.

$$\Delta p_{bna} = \frac{8.311 \times 10^{-5} \rho_l Q_{fp}}{0.9025 A_t^2}$$

$$A_t = 7.67 \times 10^{-4} (T_1^2 + T_2^2 + T_3^2 + T_4^2 + T_5^2 + T_6^2)$$

Caídas de presión por fricción en equipo superficial.-

	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
Componente	d.i.(pg)	l(pies)	d.i.(pg)	l(pies)	d.i.(pg)	l(pies)	d.i.(pg)	l(pies)
Tubería-pie	3	40	3.5	40	4	45	4	45
Manguera	2	45	2.5	55	3	55	3	55
Swivel	2	4	2 1/2	5	2 1/2	5	3	6
Flecha	2 1/4	40	3 1/4	40	3 1/4	40	4	40

$$V_m = 24.51 \frac{Q_{fp}}{d_{li}^2}$$

$$N_{Re} = 15.486 + \frac{d_{li} V_m \rho_l}{\mu_l}$$

$$f = \frac{0.027}{N_{Re}^{0.25}}$$

Caso 1.-

$$P_f = \frac{437 f \rho_l V_m^2}{92787 (2.66)}$$

Caso 2.-

$$P_f = \frac{761 f \rho_l V_m^2}{92787(3.826)}$$

Caso 3.-

$$P_f = \frac{479 f \rho_l V_m^2}{92787(3.826)}$$

Caso 4.-

$$P_f = \frac{340 f \rho_l V_m^2}{92787(3.826)}$$

APÉNDICE 3.

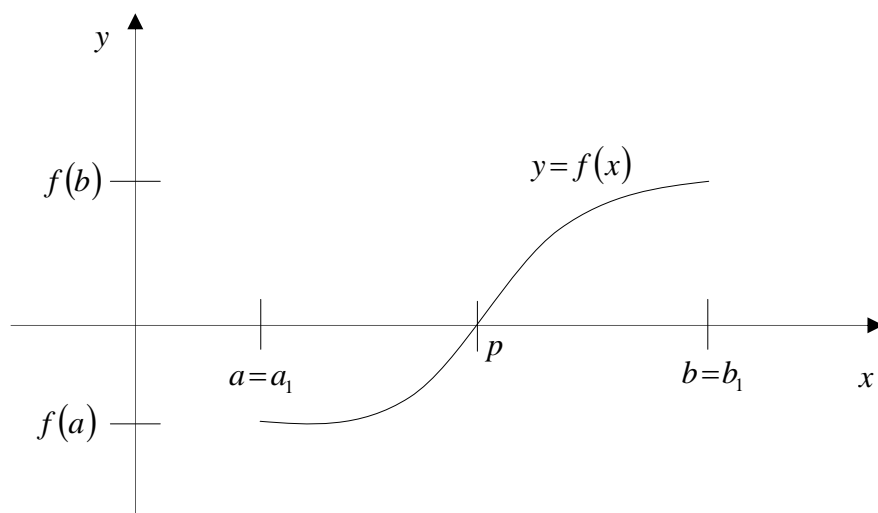
Método de Bisección.

La técnica se basa en el teorema de valor intermedio. Supongamos que f es una función continua definida en el intervalo $[a,b]$ con $f(a)$ y $f(b)$ de signos diferentes, existe un número p en (a,b) tal que $f(p)=0$. Aunque el procedimiento se aplica en el caso en que $f(a)$ y $f(b)$ tengan signos diferentes y exista más de una raíz en el intervalo (a,b) , suponemos que la raíz de este intervalo es única. El método requiere dividir varias veces a la mitad los sub intervalos de $[a,b]$ y, en cada paso, localizar la mitad que contenga a p .

Supongamos que $a_1=a$ y $b_1=b$, y sea p_1 el punto medio de $[a,b]$; es decir:

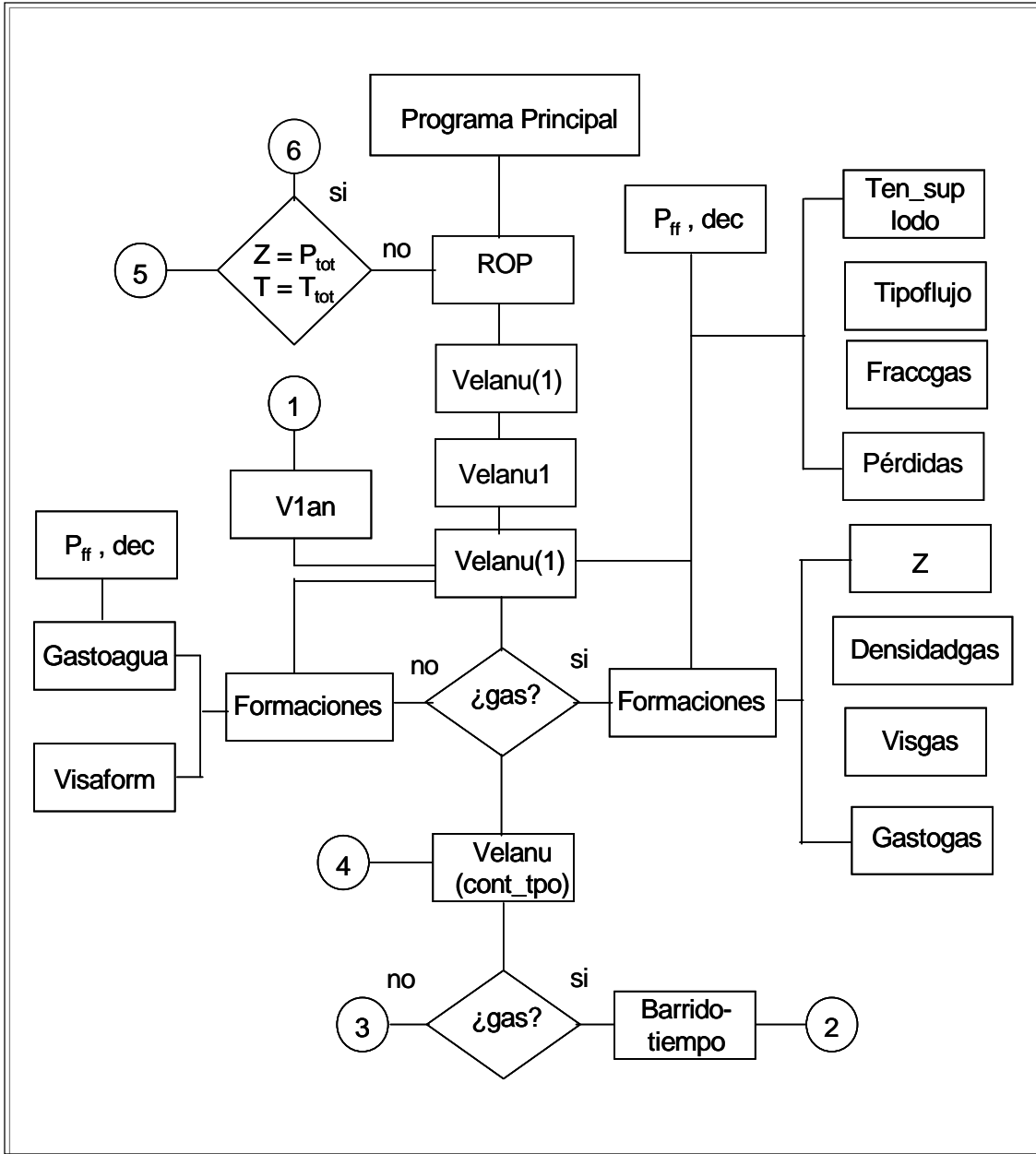
$$p_1 = \frac{1}{2}(a_1 + b_1)$$

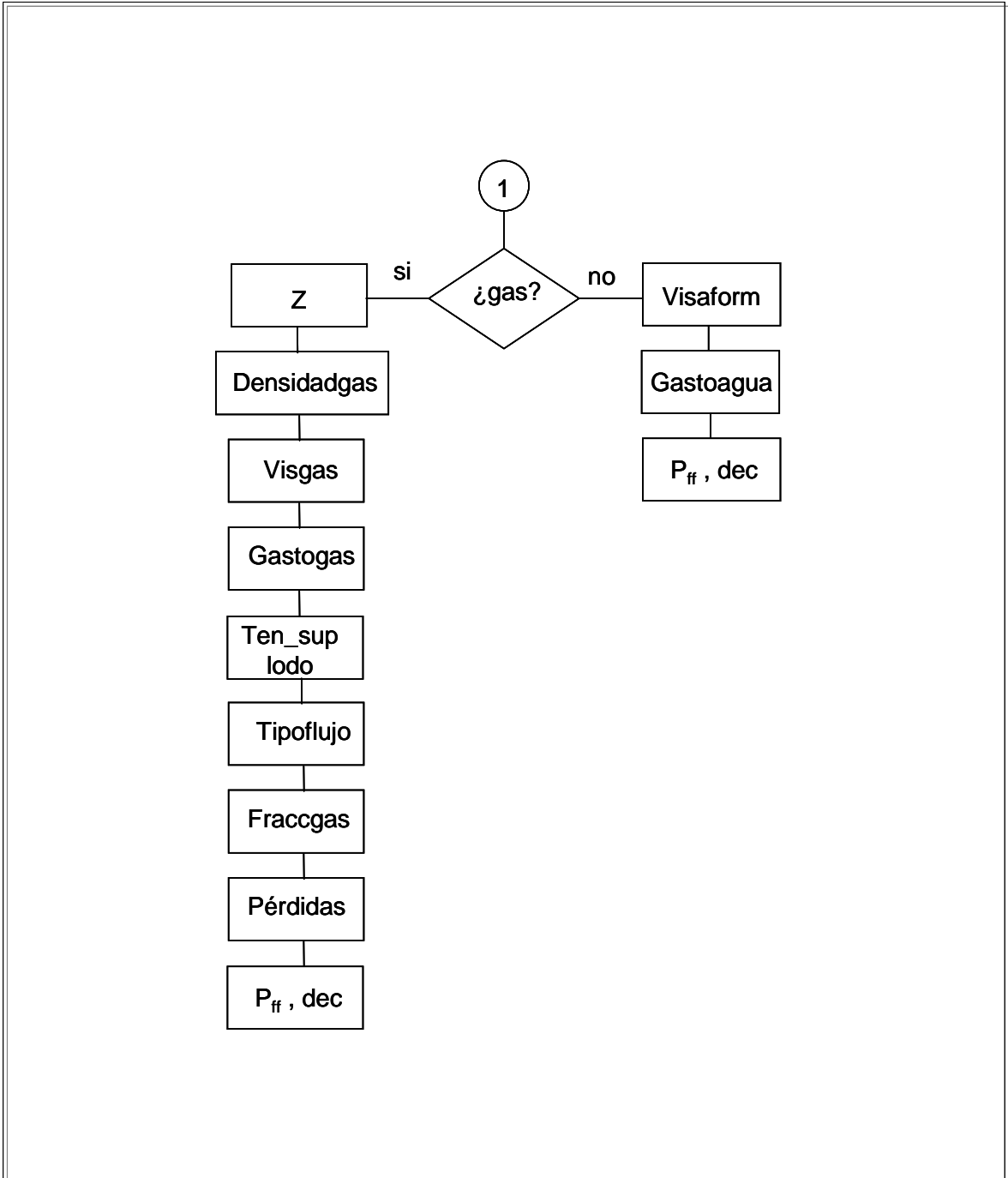
Si $f(p_1)=0$, entonces $p = p_1$; de no ser así, $f(p_1)$ tiene el mismo signo que $f(a_1)$ ó $f(b_1)$. Si $f(p_1)$ y $f(a_1)$ tienen el mismo signo, entonces $p \in (p_1, b_1)$, y tomamos $a_2 = p_1$ y $b_2 = b_1$. Si $f(p_1)$ y $f(a_1)$ tienen signos opuestos, entonces $p \in (a_1, p_1)$ y tomamos $a_2 = a_1$ y $b_2 = p_1$. Después volvemos a aplicar el proceso al intervalo $[a_2, b_2]$.

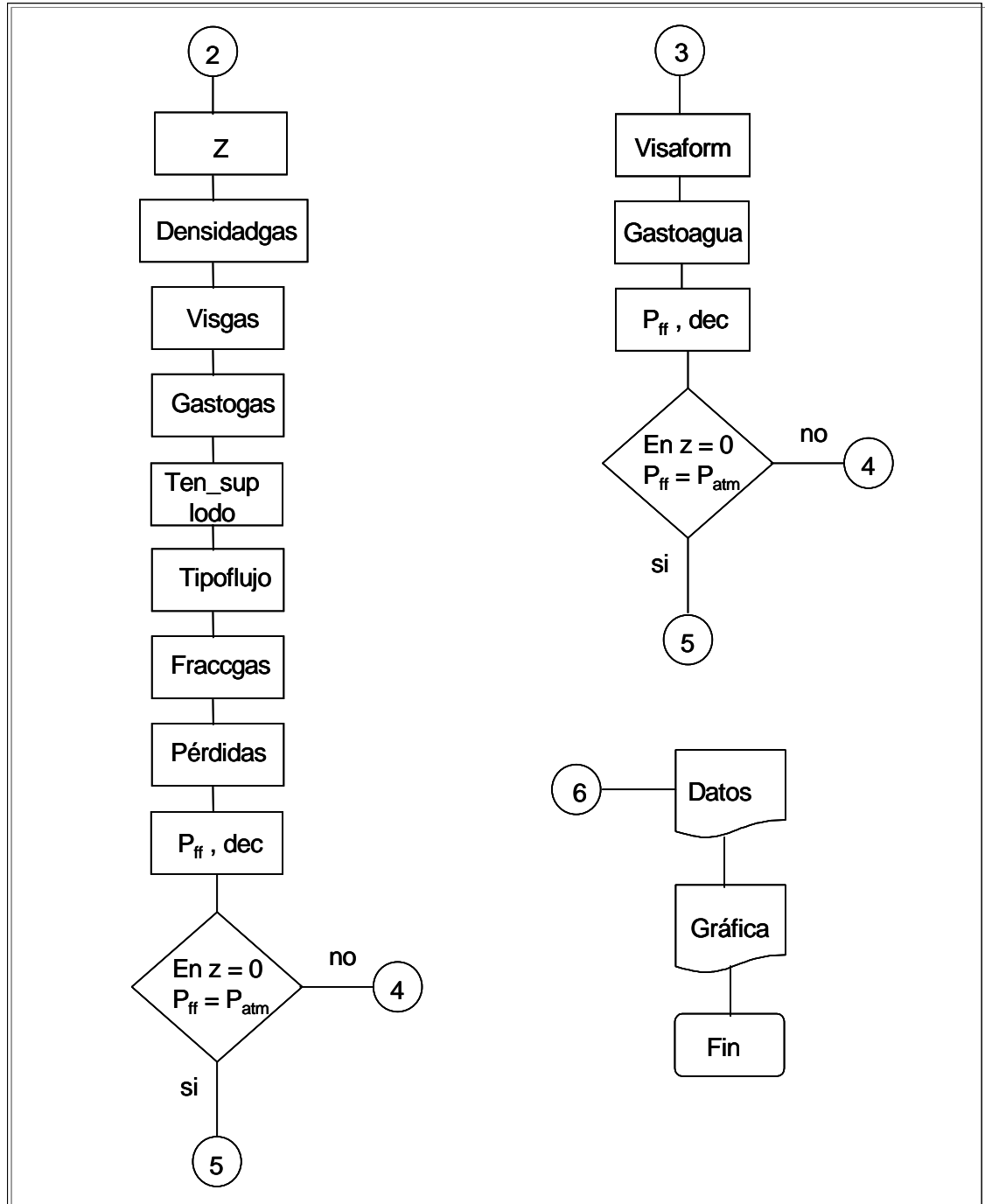


APÉNDICE 4.

Diagrama de flujo generalizado.







A3.1. Programa principal.- Maneja todo el código, sus principales funciones son:

a. Recibir datos de entrada:

i. Barrena.

- Diámetro (pg).
- Tipo (dientes, PDC).
- Toberas (cantidad, diámetro 32^{avos} pg).

ii. Aparejo de fondo.

- Longitud de lastra barrena (pies).
- Diámetro exterior de lastra barrena (pg).
- Diámetro interior de lastra barrena (pg)
- Longitud de tubería pesada (pies).
- Diámetro exterior de tubería pesada (pg).
- Diámetro interior de tubería pesada (pg).

iii. Tubería de perforación.

- Longitud de tubería de perforación (pies).
- Diámetro exterior de tubería de perforación (pg).
- Diámetro interior de tubería de perforación (pg).

iv. Tubería de revestimiento.

- Profundidad de asentamiento última T.R. (pies).
- Diámetro exterior de tubería de revestimiento (pg).
- Diámetro interior de tubería de revestimiento (pg).

v. Pozo.

- Profundidad actual del pozo (pies).
- Gradiente de temperatura (°F/pie).
- Temperatura de fondo (°F).

vi. Fluido de perforación.

- Densidad (lb/gal).
- Punto cedente (lb/100 pies²).
- Viscosidad plástica (cp).

-
- vii. Modelo reológico.
 - Plástico de Bingham.
 - Ley de potencias.
 - viii. Bomba.
 - Presión de bombeo (psi).
 - Gasto de bombeo (GPM).
 - ix. Conexiones superficiales.
 - Caso 1.
 - Caso 2.
 - Caso 3.
 - Caso 4.
 - x. Ambiente.
 - Presión atmosférica (psia).
 - Temperatura ambiente (°F).
 - Condiciones de frontera.
 - xi. Malla.
 - Tiempo total de simulación (hr).
 - Incremento de profundidad “ Δz ” (pies).
 - Incremento en tiempo “ Δt ” (seg).
 - xii. Formaciones.
 - Profundidad total a perforar (pies).
 - Número de zonas de gas (1 – 3).
 - Profundidad de zona 1 - 3 (pies).
 - Espesor de zona (pies).
 - Permeabilidad (md).
 - Porosidad (%).
 - Presión de formación (psi).
 - Temperatura de formación (°F).
 - Número de zonas de agua de formación (1 – 3).
 - Profundidad de zona 1 - 3 (pies).

-
- Espesor de zona (pies).
 - Permeabilidad (md).
 - Porosidad (%).
 - Densidad de fluido (lb/gal).
 - Presión de formación (psi).
 - Temperatura de formación (°F).
- b. Inicia el código y llama las siguientes subrutinas:

- i. **ROP.**- Revisa el tamaño de espacio computacional, Δz , Δt y localiza la profundidad de inicio de perforación. Llama a subrutina **velanu(1)**.
- **Velanu(1)**; calcula para $t = 0$, caídas de presión por fricción en espacio anular e interior de tubería, presión de bombeo y densidades equivalentes de circulación a partir de la cima de la zona 1.

Localiza la profundidad y espesor de la zona 1, llama a subrutina **Velanu1**.

- **Velanu1**; calcula para $t = 0$, presión de fondo y presión de bombeo. Esta subrutina no detecta la zona 1, y el dato de presión de fondo se toma como dato raíz en la subrutina **velanu(1)**.

Llama a subrutina **velanu(1)**.

- **Velanu(1)**; en este punto del programa, esta subrutina detecta la zona 1, e identifica si es de gas ó agua de formación. Calcula para $t = 0$ y $z = l$ lo siguiente: Si zona 1 es gas, toma la presión de fondo calculada en la subrutina **velanu1**, la temperatura de fondo, y llama a la subrutina **Formaciones** y ésta a las siguientes:
 - **Z** (calcula el factor de compresibilidad Z)
 - **Densidadgas** (calcula la densidad del gas a condiciones de presión y temperatura de fondo)
 - **Visgas** (calcula la viscosidad del gas)

-
- **Gastogas** (calcula el factor de volumen del gas, compresibilidad del gas y gasto de gas).

Calcula la velocidad superficial del gas, velocidad superficial del líquido, y llama las siguientes subrutinas:

- **Tensión_sup_lodo** (calcula la tensión superficial del líquido)
- **Tipoflujo** (calcula el régimen de flujo en que se encuentra; burbuja, burbuja dispersa, anular)
- **Fracctgas** (calcula la fracción de gas en el régimen de flujo en que se encuentra)
- **Pérdidas** (calcula las pérdidas por fricción y elevación en el régimen de flujo en que se encuentra)

Llama a la subrutina **V1an** , y ésta a **Z, Densidadgas, Visgas, Gastogas, Tensión_sup_lodo, Tipo flujo, Fracctgas**, y calcula en $t = 0$ para cada Δz desde $z = l + \Delta z$ hasta $z = 0$; presión de fondo fluyendo y densidad equivalente de circulación.

Si zona 1 es agua de formación, toma la presión de fondo calculada en la subrutina **velanu1**, calcula la temperatura de fondo del gradiente geotérmico ó la toma de datos, y llama a la subrutina **Formaciones** y ésta a las siguientes:

- **Visaform** (calcula la viscosidad del agua de formación en función de la temperatura)
- **Gastoagua** (calcula el gasto de agua de formación que entra al pozo)

Calcula la velocidad de lodo, velocidad de agua, fracción de agua de formación, velocidad de la mezcla, y decide el criterio a utilizar en cuanto a las características reológicas de la fase líquida. Llama a la subrutina **V1an** y ésta a **Visaform, Gastoagua** y calcula en $t = 0$ para cada Δz desde $z = l + \Delta z$

hasta $z = 0$; presión de fondo fluyendo y densidad equivalente de circulación.

Una vez calculados los datos de todo el pozo para $t = 0$, llama a subrutina **Velanu(contador_tiempo + 1)**.

- **Velanu(contador_tiempo + 1)** (esta subrutina construye el avance del pozo para $t = t + \Delta t$ en forma escalonada, solo avanza un Δz y un Δt . Toma el valor de presión y densidad de fondo calculado con la subrutina **velanu(1)**, calcula temperatura de fondo, y llama a la subrutina **Barridot tiempo**.
- **Barridot tiempo** (con datos de presión y densidad de fondo, esta subrutina utiliza la aproximación en diferencia finita de las ecuaciones de balance de masa del gas y del líquido, y cantidad de movimiento para la mezcla; calcula la velocidad del gas, y la velocidad del líquido. Llama las siguientes subrutinas:
 - **Z** (calcula el factor de compresibilidad Z)
 - **Densidadgas** (calcula la densidad del gas a condiciones de presión y temperatura de fondo)
 - **Visgas** (calcula la viscosidad del gas)
 - **Gastogas** (calcula el factor de volumen del gas, compresibilidad del gas y gasto de gas).
 - **Tensión_sup_lodo** (calcula la tensión superficial del líquido)
 - **Tipoflujo** (calcula el régimen de flujo en que se encuentra; burbuja, burbuja dispersa, anular)
 - **Fraccgas** (calcula la fracción de gas en el régimen de flujo en que se encuentra)
 - **Pérdidas** (calcula las pérdidas por fricción y elevación en el régimen de flujo en que se encuentra)

Para cada punto del mallado calcula presión de fondo fluyendo y densidad equivalente de circulación hasta $z = 0$. Si la presión

es igual a la presión atmosférica el programa regresa a la subrutina **ROP** y construye otro escalón con otro Δt y Δz . Si la presión no es igual a la presión atmosférica, llama a **converge** y calcula otra presión de fondo en $z = l$, y repite todo el proceso hasta que la presión en $z = 0$ sea igual a la presión atmosférica.

Se repite el ciclo hasta que $z =$ profundidad total y $t =$ tiempo total.

NOMENCLATURA

A_t	Área total de flujo en toberas.	(pg ²)
B_g	Factor de volumen del gas.	
B_w	Factor de volumen del agua.	
C_o	Resistencia a la compresión uniaxial.	(Mpa)
C_g	Compresibilidad real del gas.	(psi ⁻¹)
D	Diámetro hidráulico.	(pg)
D_c	Diámetro de la sección transversal ocupada por el gas.	(pg)
d_{min}	Diámetro mínimo para que el flujo burbuja ocurra.	(m)
d_{li}	Diámetro interior de la tubería de perforación ó ensamble de fondo.	(pg)
d_1	Diámetro interior de la tubería de revestimiento ó Agujero.	(pg)
d_2	Diámetro exterior de la tubería de perforación ó Ensamble de fondo.	(pg)
f	Factor de fricción.	
g	Gravedad.	32.16 pies/seg ²
h	Espesor de zona de interés.	(pg)
h'	Profundidad de columna estratigráfica.	(m)
K	Relación de velocidades.	
k	Permeabilidad de la formación .	(md)
k_2	Índice de consistencia del fluido.	
l	Posición axial igual a la profundidad actual.	(pies)
l'	Longitud	(pies)

lfg	Profundidad zona de gas.	(pies)
L_{300}	Lectura a 300 rpm (viscosímetro).	(seg ⁻¹)
L_{600}	Lectura a 600 rpm (viscosímetro).	(seg ⁻¹)
mk	Pendiente en el modelo de resistividad.	(m ⁻¹)
M	Gasto másico total.	(lb/pie ² – min)
M_a	Peso molecular del aire.	
M_g	Peso molecular del gas.	
M_G	Gasto másico del gas.	(lb/pie ² – min)
M_L	Gasto másico del líquido.	(lb/pie ² – min)
N_{Re}	Número de Reynolds.	
N_{Rectr}	Número de Reynolds crítico.	
N_{Rectu}	Número de Reynolds transición-turbulento.	
n	Índice de comportamiento del flujo.	
P	Presión.	(psia)
P_c	Presión crítica.	(psia)
P_D	Presión adimensional.	
P_f	Pérdidas por fricción.	(psi)
P_{ff}	Presión de fondo fluyendo.	(psia)
P_{fm}	Presión de formación.	(psi)
P_p	Presión de poro.	(psi)
P_{pc}	Presión pseudo-crítica.	(pisa)
P_{pr}	Presión pseudo-reducida.	(pisa)
P_r	Presión reducida.	(psia)
P_w	Presión del pozo.	(psi)
Q_{ml}	Gasto de mezcla de líquidos.	(Gpm)
Q_{Af}	Gasto de fluido de formación.	(Gpm)

Q_{fp}	Gasto fluido de perforación.	(Gpm)
Q_g	Gasto de gas.	(Mpcd)
r_h	Radio hidráulico del agujero.	(pies)
r_1	Radio tubería interior.	(pg)
r_2	Radio tubería exterior.	(pg)
R_G	Lectura de registro RG en zona de interés.	(API)
R_{G1}	Lectura de registro RG en zona limpia.	(API)
R_{G2}	Lectura de registro RG en zona de lutitas.	(API)
R_n	Resistividad normal de la lutita.	(Ohm-m)
R_o	Ordenada al origen del modelo de resistividad	(Ohm-m)
$\frac{R}{k}$	Rugosidad relativa al radio de la tubería.	
S_z	Esfuerzo de sobre carga.	(Kg _f / cm ²)
S_{zn}	Esfuerzo de sobre carga a la profundidad “n”.	(Kg _f / cm ²)
T	Temperatura.	(° F)
T_n	Número de tobera.	
t	Tiempo.	(seg)
t_h	Tiempo.	(hrs)
T_D	Tiempo adimensional.	
T_{pc}	Temperatura pseudo-crítica.	(°R)
T_{pr}	Temperatura pseudo-reducida.	(°R)
v_{arc}	Volumen de arcilla.	(fracción)
v_{dol}	Volumen de dolomía.	(fracción)
v_{cal}	Volumen de Caliza.	(fracción)
v_s	Volumen total de sólidos.	(fracción)
v_{sil}	Volumen de Sílice.	(fracción)

V_c	Velocidad crítica.	(pies/min)
V_g	Velocidad del gas.	(pies/min)
V_H	Velocidad homogénea.	(pies/min)
V_l	Velocidad del líquido.	(pies/min)
V_m	Velocidad del fluido de perforación.	(pies/min)
V_{me}	Velocidad de mezcla.	(pies/min)
V_{ml}	Velocidad de la mezcla de líquidos.	(pies/min)
V_{lr}	Velocidad del líquido.	(pies/min)
V_{SG}	Velocidad superficial del gas.	(pies/min)
V_{SL}	Velocidad superficial del líquido.	(pies/min)
V_r	Velocidad de deslizamiento del gas.	(pies/seg)
V_w	Velocidad del fluido de formación.	(pies/min)
y_p	Punto de cedencia.	(lb/100 pies ²)
Z	Factor de compresibilidad del gas.	
z	Posición axial.	(pies)
σ_h	Esfuerzo horizontal.	(psi)
σ_v	Esfuerzo vertical.	(psi)
σ_L	Tensión superficial.	(lb/seg ²)
σ_z	Esfuerzo efectivo matricial.	(kg/cm ²)
ρ_a	Densidad del aire.	(lb/gal)
ρ_{bf}	Densidad promedio de la formación.	(gr/cm ³)
ρ_b	Densidad de la formación (lectura de registro)	(gr/cm ³)
ρ_{cal}	Densidad de la Caliza.	(gr/cm ³)
ρ_{dol}	Densidad de la Dolomía.	(gr/cm ³)
ρ_f	Densidad de la formación.	(kg/m ³)
ρ_g	Densidad del gas.	(lb/gal)

ρ_{gr}	Densidad del grano.	(gr/cm ³)
ρ_l	Densidad del líquido.	(lb/gal)
ρ_m	Densidad del fluido de perforación.	(lb/gal)
ρ_{me}	Densidad de la mezcla bifásica.	(lb/gal)
ρ_{ml}	Densidad de la mezcla de líquidos.	(lb/gal)
ρ_{sil}	Densidad del Sílice.	(gr/cm ³)
ρ_w	Densidad del fluido de formación.	(lb/gal)
β	Ángulo de falla.	(°)
α_B	Constante de Biot.	
α	Calidad del gas.	(fracción)
γ_g	Gravedad específica del gas.	
ν	Relación de Poisson.	
ν_p	Velocidad de ondas "p".	(m/seg)
μ_g	Viscosidad del gas.	(cp)
μ_l	Viscosidad del líquido.	(cp)
μ_m	Viscosidad del fluido de perforación.	(cp)
μ_{ml}	Viscosidad de la mezcla líquida	(cp)
μ_w	Viscosidad del fluido de formación.	(cp)
λ	Fracción del gas.	(1/10)
λ_l	Fracción del líquido.	(1/10)
λ_{AF}	Fracción del fluido de formación.	(1/10)
φ_{FG}^2	Multiplicador bifásico.	
ϕ	Porosidad de la formación.	(1/100)
ϕ_{arc}	Porosidad de la arcilla.	(1/100)
ϕ_{cal}	Porosidad de la Caliza.	(1/100)
ϕ_{dol}	Porosidad de la Dolomía.	(1/100)

ϕ_{sil}	Porosidad del Sílice.	(1/100)
$\Delta_{p\ bna}$	Pérdida de presión en la barrena.	(psi)
Δ_t	Tiempo de tránsito.	(micro-seg/pie)
Δ_{tarc}	Tiempo de tránsito de la arcilla	(micro-seg/pie)
Δ_{tcal}	Tiempo de tránsito de la Caliza.	(micro-seg/pie)
Δ_{tdol}	Tiempo de tránsito de la Dolomía.	(micro-seg/pie)
Δ_{tsil}	Tiempo de tránsito del Sílice.	(micro-seg/pie)
Δ_{tw}	Tiempo de tránsito del agua de formación.	(micro-seg/pie)

BIBLIOGRAFIA

1. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoam O. y Brill J.P.: "A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores". Artículo *SPE* 20630 presentado en el Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 23 – 26 1990.
2. Nickens, H.V. "A Dynamic Computer Model of a Kicking Well". Artículo *SPE* 14183 presentado en el 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en Las Vegas, Sept. 22-25. pg. 159 – 173 1985.
3. Rader W.D., Burgoyne A.T. y Ward R.H.: "Factors affecting bubble rise velocity of gas kick". *JPT*, (mayo de 1975) 571 – 84.
4. Beggs H.D.: "Production Optimization". *OGCI Publications*, Tulsa, Oklahoma. 1991.
5. Chisholm, D.: "Two-phase flow in pipelines and heat exchangers". Lecturer in thermodynamics and fluid mechanics, Glasgow College of Technology. 1983.
6. Fjaer E., Rune M.H., Horsrud P., Raaen A..M.: "Petroleum related rock mechanics" . *Elsevier Science Publishers B.V.*. Amsterdam, Holanda. 1992.
7. Gutiérrez E.G. "Determinación de la resistencia a la compresión uniaxial a partir de registros". Tesis de Maestría, UNAM, 2001.
8. Beggs H. D. "Gas Production Operations". *OGCI Publications*, Tulsa, Oklahoma. 1894.
9. Kyungdoo K. , Dossier M. : "Appication of mixture drift flux equations to vertical separating flows". *North Carolina State University, Department of Nuclear Engineering*. July 23 , 1990.

10. Govier G. W., Aziz K.: "The flow of complex mixtures in pipes". Robert E. *Krieger Publishing Company*. Malabar, Florida. 1972.