

01174 3
2ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SISTEMA PARA EL ANÁLISIS INTEGRAL DE ESTABILIDAD DE POZOS

TESIS DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA

Presenta:

JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

Director de tesis:

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

271560

1999.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACION

DISCONTINUA.

“At maiorem Dei gloriam”

A mis papas:

Joaquín Mendiola García

Lucía Sánchez Villasana

Al Instituto Mexicano del Petróleo

Por el apoyo brindado.

RESUMEN

El contenido de este trabajo abarca los conceptos de estabilidad mecánica del agujero, así como las expresiones matemáticas que describen el estado de esfuerzos a los que se encuentran sometidas las formaciones y el estado de esfuerzos en la pared del agujero dentro de la teoría de elasticidad y poroelasticidad para el caso de pozo vertical e inclinado.

Se incluye la aplicación del criterio de falla de Drucker-Prager y Mohr-Coulomb. Asimismo, se presentan las expresiones derivadas para condiciones de falla en agujeros con pared permeable e impermeable y el desarrollo de la solución poroelástica para pozos inclinados. Cabe señalar que éstas no se encuentran en la literatura y forman parte de las contribuciones de la presente tesis.

Como contribución adicional importante se presenta el desarrollo de un simulador de estabilidad ESTAB Ver. 1.0, el cual integra los desarrollos realizados con anterioridad en otros trabajos de tesis y que marcan la vanguardia en investigación que se está llevando a cabo en el área de estabilidad mecánica de pozos en México. El simulador mencionado es amigable y versátil, bajo una plataforma de trabajo Windows 95 que permite efectuar un análisis de estabilidad con las correspondientes ventajas que este ambiente provee.

CONTENIDO

<i>LISTA DE TABLAS</i>	<i>i</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>ii</i>
<i>CAPÍTULO I</i>	
I.1 Introducción	1
<i>CAPÍTULO II</i>	
II.1 Teoría de estabilidad de agujero.	4
II.2 Análisis de estabilidad de agujero.	8
II.3 Criterios de falla.	10
II.4 Criterios de falla por compresión.	10
II.5 Criterio de Mohr-Coulomb.	13
II.6 Criterio de fractura hidráulica o por tensión.	15
II.7 Análisis de pozos inclinados.	17
II.8 Esfuerzos alrededor del pozo desviado, solución general del esfuerzo elástico.	17
II.9 Determinación de p_w (densidad de lodo mínima) en función de la magnitud de los esfuerzos en la pared del agujero.	19
II.10 Efecto osmótico.	21
II.11 Efecto de temperatura en los esfuerzos de la pared del agujero.	22
II.12 Propiedades mecánicas de las rocas.	23
III.12.1 Propiedades elásticas estáticas y dinámicas	26
II.13 Correlación entre propiedades mecánicas estáticas y dinámicas.	27
II.14 Predicción por regresión multivariada.	29
II.15 Correlación estadística.	33
II.16 Presión efectiva de yacimiento.	37
II.17 Predicción de velocidad de onda cizallante.	38
<i>CAPÍTULO III</i>	
III.1 Teoría de poroelasticidad	40
III.2 Descripción mecánica de un material poroelástico.	41
III.3 Respuesta volumétrica, respuesta drenada y no drenada.	43
III.4 Respuesta volumétrica del fluido infiltrado en los poros del sólido.	43
III.5 Invarianza de la porosidad bajo la carga Π .	46
III.6 Deformación volumétrica no lineal de rocas porosas.	46
III.7 Mediciones de laboratorio.	46
III.8 Pruebas drenadas.	47
III.9 Pruebas no drenadas.	47
III.10 Pruebas sin camisa (jacket).	47

III.11 Teoría poroelástica de Biot para propiedades estáticas.	48
III.12 Esfuerzos alrededor del agujero en una formación poroelástica.	58
III.13 Criterio de falla de Mohr - Coulomb aplicado a una formación poroelástica.	60
III.14 Condiciones de falla en agujeros con pared del agujero permeable.	60
III.15 Condiciones de falla en agujeros con pared del agujero impermeable.	66
III.16 Determinación de la densidad máxima.	67

CAPÍTULO IV

IV.1 Simulador para el análisis de estabilidad ESTAB Ver. 1.0	69
IV.2 Guía de usuario.	71
IV.3 Discusión de resultados	90

<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	100
----------------------------------------------	-----

<i>NOMENCLATURA</i>	102
----------------------------	-----

<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	106
----------------------------	-----

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relación entre los parámetros de elasticidad.	25
Tabla 2. Propiedades mecánicas y dinámicas.	26
Tabla 3. Resultados de ensayos simultáneos en carbonatos.	30
Tabla 4. Resultados de ensayos simultáneos en areniscas.	32
Tabla 5. Datos empleados en el análisis de estabilidad.	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
CAPÍTULO II Teoría de estabilidad de agujero.	
Fig. 1. Variación de esfuerzos sobre las paredes de un pozo antes y después de la perforación.	6
Fig. 2. Diagrama de distribución de esfuerzos en un cilindro.	9
Fig. 3. Sistema de transformación.	17
Fig. 4. Ensayo triaxial.	31
Fig. 5. Tensión de ruptura predicha vs. real.	34
Fig. 6. Tensión de ruptura, presión efectiva de confinamiento y módulo de cizallamiento dinámico en carbonatos.	35
Fig. 7. Tensión de ruptura observada vs. predicha.	36
Fig. 8. Tensión de ruptura, presión efectiva de confinamiento y módulo de cizallamiento dinámico en areniscas.	37
Fig. 9. Distribución de velocidades efectivas en carbonatos.	39
CAPÍTULO III Teoría de poroestabilidad.	
Fig. 1. Prueba con camisa (a) y sin camisa (b) .	48
CAPÍTULO IV Simulador de estabilidad.	
Gráfica 1a. Ventana de estabilidad al variar la salinidad ($\rho=1.35 \text{ gr/cm}^3$).	91
Gráfica 1b. Ventana de estabilidad al variar la salinidad ($\rho=1.4 \text{ gr/cm}^3$).	91

Gráfica 1c. Ventana de estabilidad al variar la salinidad ($\rho=1.5 \text{ gr/cm}^3$).	91
Gráfica 2. Determinación de densidad para un tipo y valor dado de salinidad.	92
Gráfica 3a. Ventana de estabilidad con el criterio de Drucker & Prager al variar la salinidad ($\rho=1.35 \text{ gr/cm}^3$).	93
Gráfica 3b. Ventana de estabilidad con el criterio de Drucker & Prager al variar la salinidad ($\rho=1.55 \text{ gr/cm}^3$).	93
Gráfica 4a. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $C_o = 25 \text{ kg/cm}^2$	94
Gráfica 4b. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $C_o = 30 \text{ k/cm}^2$	94
Gráfica 4c. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $C_o = 35 \text{ kg/cm}^2$	94
Gráfica 5a. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $\phi = 20^\circ$	95
Gráfica 5b. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $\phi = 25^\circ$	95
Gráfica 6a. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $P_p = 250 \text{ psi}$	96
Gráfica 6b. Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $P_p = 300 \text{ psi}$	96
Gráfica 7a. Determinación de la densidad para inclinación de 0°	97
Gráfica 7b. Determinación de la densidad para inclinación de 15°	97
Gráfica 7c. Determinación de la densidad para inclinación de 30°	97
Gráfica 8a. Ventana operacional para los datos de la Tabla 1, caso real para $\alpha=0.1$	98
Gráfica 8b. Ventana operacional para los datos de la Tabla 1, caso real para $\alpha=0.35$	99

CAPÍTULO I

I.1 INTRODUCCIÓN.

Con la perforación de pozos altamente desviados, se creó la necesidad de intentar conocer el comportamiento del agujero durante la perforación y en su fase productiva. Los problemas del agujero durante la perforación son a menudo consecuencia de su inestabilidad mecánica; la inestabilidad del pozo puede resultar en varios problemas como derrumbes y/o cierres. Las causas de inestabilidad pueden ser químicas o mecánicas, y en algunas ocasiones resulta de la combinación de ambas; en este trabajo se consideran principalmente los efectos mecánicos. A pesar de los avances obtenidos en años recientes, la inestabilidad del pozo es aún el responsable de un gran porcentaje de problemas durante la perforación. La desviación de los pozos altamente inclinados produce alteraciones en el estado de esfuerzos alrededor del pozo los cuales podrían conducir a un colapso del agujero.

La inestabilidad del agujero se manifiesta en varias formas, entre éstas se puede citar: la reducción del diámetro del pozo que ocurre en rocas plásticas por lo que tiende a "fluir" dentro del agujero; el agrandamiento del agujero que ocurre al perforar en esquistos, rocas poco consolidadas o muy fracturadas, que tienden a derrumbarse. Ahora bien, si al estar perforando, la presión del fluido es muy alta, puede ocurrir pérdida de circulación como resultado de un fracturamiento de la formación, si el fluido es de una densidad muy baja el agujero puede colapsarse. La inestabilidad del agujero es la causante de los atrapamientos de tubería de perforación, de las T.R's. y del colapso de las mismas, lo cual trae como consecuencia la desviación del agujero o lo que es peor, la pérdida del pozo. Una vez el pozo en producción, se debe controlar la misma, ya que altos gastos conducen a la producción de sólidos. Si la formación es poco consolidada, puede ocasionar derrumbes o arenamientos.

En 1940, los expertos entendían que los esfuerzos en la pared del agujero, podrían en algunos casos, exceder la resistencia de la roca y esto resultar en inestabilidad, fue hasta 1979, que un modelo matemático demostró que conforme se incrementa la inclinación del pozo es requerido un peso de lodo mayor para prevenir el colapso. Mientras los expertos explicaban matemáticamente el concepto de inestabilidad, pocos artículos dirigidos a campo eran publicados. En la década de los 80, avances en geomecánica permiten el diseño de pozos de largo alcance para acceder hidrocarburos en los cuales existían restricciones de acceso directo.

En general, conforme la inclinación del agujero se incrementa, es necesario una presión mayor (densidad o peso de lodo) para prevenir el colapso del agujero. Al mismo tiempo, el gradiente de fractura se mantiene o decrece. En otras palabras se estrecha el rango de operación de densidad del lodo, entre fractura y colapso.

Debido a que las secciones altamente inclinadas u horizontales de un pozo tienden a ser grandes y requieren de mayor cuidado para mantenerlas libres de recortes, se emplea más tiempo de perforación en comparación con un pozo vertical o con baja inclinación. Por lo tanto, existe una mayor oportunidad para la lutita del pozo a hidratarse cuando se emplea un lodo base agua. La hidratación incrementa el contenido de agua en la roca, la cual afecta los esfuerzos en la cercanía de la pared del pozo y reduce la resistencia de la formación.

Debido a la longitud del agujero en un pozo de este tipo (altamente inclinados, horizontales o de alcance extendido), una alta caída de presión en el espacio anular con un rango de operación de densidad estrecho puede incrementar la densidad de circulación equivalente hasta llegar a fracturar.

Los efectos de inclinación, azimut, tiempo, peso del lodo, tipo de lodo, suaveo, surgencia y densidad de circulación equivalente, afectan los esfuerzos impuestos en el

agujero. Cuando los esfuerzos son mayores que la resistencia, el agujero falla mecánicamente.

El propósito de esta tesis es además de integrar los desarrollos realizados con anterioridad dentro de la teoría de elasticidad, incorporar el comportamiento del fluido en el análisis, es decir la teoría de poroelasticidad a través de expresiones para determinar la presión hidrostática mínima para evitar el colapso del agujero; lo anterior dentro del marco de un desarrollo de un simulador que constituye una herramienta para facilitar el análisis de estabilidad y éste sea contemplado en los diferentes programas de perforación en los que tiene incidencia.

CAPÍTULO II

II.1 TEORÍA DE ESTABILIDAD DE AGUJERO.^{1,2,3,4}

Básicamente, cualquier modelo de estabilidad mecánica consiste de un conjunto de ecuaciones asociadas a un criterio de falla. Las ecuaciones constitutivas describen las propiedades de deformación de la formación y el criterio de falla determina los límites de las deformaciones (por ejemplo, los límites de falla por tensión y compresión). Las ecuaciones son simples y sus propiedades lineales implican que el esfuerzo total puede ser determinado por simple superposición.

La justificación de emplear ecuaciones linealmente elásticas es debido a que los materiales sedimentarios son más consolidados conforme se incrementa la profundidad así como la suposición de que los esfuerzos principales in-situ son en la dirección vertical y horizontales (ésta es hecha en todos los modelos), el tensor de esfuerzos total es determinado por el conocimiento de los siguientes seis parámetros:

- a) Relación de Poisson (ν)
- b) Presión del fluido de perforación (P_p)
- c) Esfuerzo principal vertical (σ_v)
- d) Esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin})
- e) Azimut del esfuerzo principal máximo
- f) Esfuerzo principal horizontal máximo (σ_{Hmax})

Los tres parámetros que definen el criterio de falla para un determinado material son determinados por pruebas de muestras representativas del material bajo condiciones uniaxiales y triaxiales:

- a) Esfuerzo uniaxial compresivo
- b) Angulo de fricción
- c) Cohesión

Desde el punto de vista mecánico, la perforación de un pozo petrolero tiene como una consecuencia inmediata la generación de una distorsión en el estado de esfuerzos a las cuales se encuentra sometida la roca en su estado natural. En efecto, producto de la remoción de la roca por parte de la barrena de perforación, se genera una pérdida de sustentación en la roca inmediatamente alrededor a las paredes de agujero. Esta pérdida de sustentación se manifiesta en la generación de esfuerzos que actúan tangencial y radialmente, induciendo a la vez esfuerzos de corte.

En la Fig. 1 se muestra de forma esquemática la variación de la magnitud del esfuerzo en función de distancia del centro de un pozo vertical de acuerdo con un modelo elástico lineal. Allí, se observa como se genera un incremento en la magnitud de los esfuerzos de la roca ubicada sobre la pared del pozo. Esta concentración de esfuerzos es una función de la distancia y a medida que se aleja de la pared del pozo esta concentración de esfuerzos se disipa, igualándose a los esfuerzos locales. Sin consideraciones de algún otro tipo de efecto, por ejemplo el químico, si estos esfuerzos inducidos sobre la roca son superiores en magnitud a la resistencia mecánica, es de esperar una falla o fractura de la roca que eventualmente conduzca al desprendimiento de las paredes del agujero. El desprendimiento de roca produce de forma inmediata el incremento del diámetro del pozo, mientras que la acumulación en el fondo de pozo de los cortes o desprendimientos puede generar problemas de pegadura de tuberías. Ambos fenómenos, constituyen manifestaciones típicas de problemas de estabilidad.

En la práctica, la roca removida durante una operación de perforación es reemplazada con un fluido o lodo de densidad conocida. El peso del lodo tiene como principal función el ejercer una presión suficiente para sostener las paredes del agujero y adicionalmente la de prevenir el influjo de los fluidos de la formación. Así, uno de los objetivos del análisis de estabilidad es el establecer cual es el peso de lodo mínimo P_{wmin} o gradiente necesario que evite que los esfuerzos inducidos excedan la resistencia mecánica del material, siendo este peso una función de los parámetros característicos de la roca y de las condiciones naturales de esfuerzos a las cuales esta está sometida en el yacimiento.

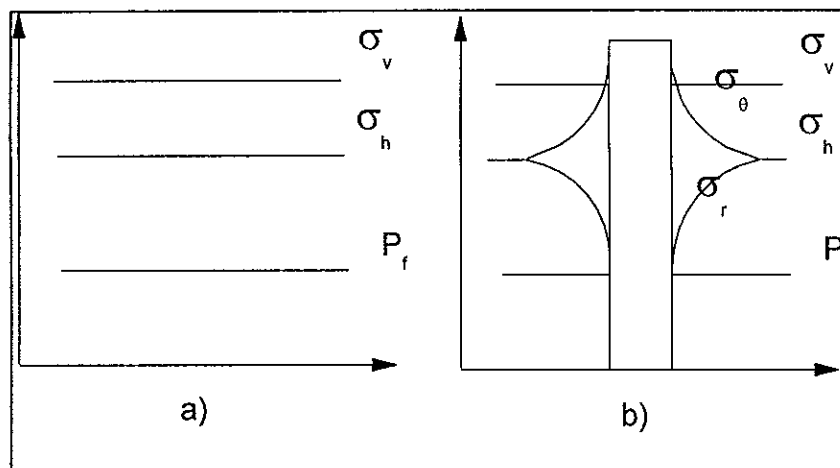


Fig. 1 Variación de los esfuerzos sobre las paredes de un pozo antes y después de la perforación de un pozo.⁵

Simultáneamente con la existencia de un peso mínimo, las paredes del agujero están sometidas a una presión radial ocasionada por el peso del fluido. Este peso de fluido debe ser tal que no exceda la resistencia a la tracción de la roca y que pueda ocasionar la fractura de la formación o un colapso por exceso de presión. Un peso excesivo puede además de fracturar la roca, ocasionar una pérdida de circulación que de origen a un brote por reducción de la columna hidrostática que contiene a los fluidos de

formación. Como se puede demostrar, este límite también es una función de las características mecánicas de la roca y del estado de esfuerzo en el cual se encuentra sometida.

Ambos límites, tanto el peso necesario para prevenir el colapso del agujero como el peso de lodo máximo $P_{wmáx}$ que no ocasione la fractura o el colapso superior de la formación definen la ventana operacional la cual equivale al peso de lodo óptimo para la prevención de los problemas de estabilidad. La mayoría de los problemas de estabilidad se originan por no tener en cuenta en la fase de diseño del pozo (su trayectoria, profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, entre otros rubros), los límites naturales que deben ser observados al momento de la ejecución de las operaciones de perforación. Como en todo proceso de diseño, el análisis de estabilidad persigue establecer las condiciones óptimas en las cuales la diferencia entre el límite superior e inferior es mayor (ventana operacional) de forma tal de poder facilitar la terminación exitosa de la operación de perforación.

En general, el campo de esfuerzos experimenta variaciones con la profundidad. Es común observar situaciones en las cuales a medida que aumenta la profundidad se observan variaciones en el ordenamiento relativos de los esfuerzos. Para un pozo horizontal típicamente, en la sección vertical el ordenamiento relativo de los esfuerzos corresponda a $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, pero a medida que aumenta la profundidad se presenta un cambio en este ordenamiento, ahora $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. En este caso, la dirección (azimut) del esfuerzo mínimo horizontal juega un papel fundamental.

II.2 Análisis de estabilidad de agujero.^{6,7}

En términos prácticos, el análisis de estabilidad de pozos tiene como fin el de establecer el peso de lodo óptimo que no exceda la resistencia a la tracción mecánica de la roca o que provea el soporte suficiente para evitar el colapso de las paredes del agujero. La densidad del fluido de perforación se determina en una función de los esfuerzos *in situ* y de parámetros que describen la resistencia mecánica del material. En otras palabras un análisis de estabilidad incorpora los criterios de resistencia de materiales a la operaciones de perforación, teniendo además consecuencias prácticas adicionales como la existencia de una trayectoria optima en la cual orientar un pozo para llegar al yacimiento.

Suponiendo el caso de un pozo alineado con alguno de los esfuerzos principales, esta situación puede corresponder a un pozo vertical donde generalmente se asume que el esfuerzo vertical es principal, o a un pozo horizontal en la dirección de σ_H o σ_h . Para una descripción general, las ecuaciones toman en cuenta la anisotropía de los esfuerzos locales en donde la magnitud de los esfuerzos varía en las tres direcciones principales.

Como se ha indicado con anterioridad, de acuerdo con un modelo elástico lineal con esfuerzo efectivo, la mayor concentración de esfuerzos se encuentra presente en la formación cercana a la paredes del pozo. Si este esfuerzo excede la resistencia mecánica de la roca esta "falla" con la consecuente deformación de las paredes.

En el caso de un pozo vertical los esfuerzos radiales y tangenciales en la pared del agujero están dados por el siguiente sistema de ecuaciones^{5,8}:

$$\sigma_r = p_w - p_o \quad (1)$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - p_w - p_o \quad (2)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - p_0 \quad (3)$$

donde por conveniencia se ha adoptado un sistema de coordenadas cilíndricas (Fig. 2) y los términos definidos con anterioridad representan:

σ_r , el esfuerzo en la dirección radial

σ_θ , el esfuerzo tangencial sobre la pared del agujero,

σ_z , el esfuerzo en la dirección de eje de pozo y

p_w , la presión sobre la formación ejercida por los fluidos en el agujero (peso de lodo)

p_0 , presión de formación

Como se observará a continuación, la combinación de estas ecuaciones con algún criterio de falla permite obtener estimados del peso de lodo para soportar las paredes de un agujero.

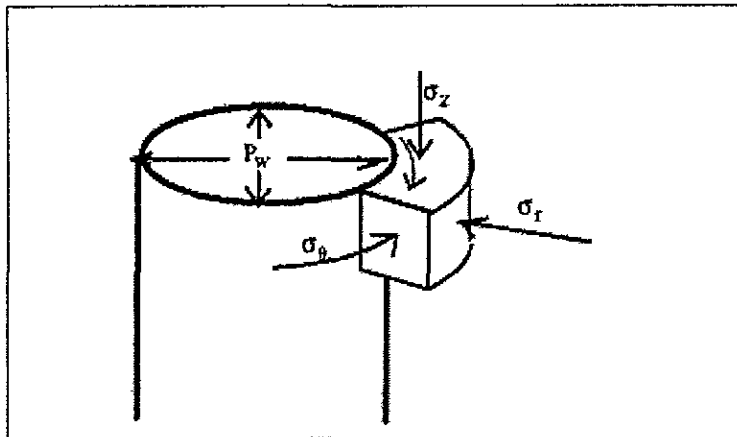


Fig. 2 Diagrama de distribución de esfuerzos en un cilindro.⁹

II.3 Criterios de falla.

Como se mencionó anteriormente, el criterio de falla es uno de los elementos necesarios para poder realizar un análisis de estabilidad. Una vez que se han determinado los esfuerzos alrededor del agujero es necesario compararlos con la resistencia de la formación. En los puntos donde el estado de esfuerzos exceda la resistencia de la formación (ya sea por tensión o por compresión), es donde se considera se iniciará la falla.

II.4 Criterios de falla por compresión.¹⁰

Existen varios criterios propuestos para definir la falla de la roca en compresión, los cuales pueden clasificarse en 4 categorías:

- Categoría A: Lineal y con efecto del esfuerzo principal intermedio
- Categoría B: Lineal y sin efecto del esfuerzo principal intermedio
- Categoría C: No lineal y con efecto del esfuerzo principal intermedio
- Categoría D: No lineal y sin efecto del esfuerzo principal intermedio

A continuación mencionaremos algunos de los criterios usados comúnmente:

- Criterio de Drucker-Prager (categoría A)

$$\tau_{oct} = \tau_0 + k_m(\sigma_{oct} - p_p) \quad (4)$$

donde:

σ_{oct} = Esfuerzo normal octaedral

τ_{oct} = Esfuerzo de corte octaedral

τ_0, k_m = parámetros del material

p_o = presión de poro

- Criterio de Mohr-Coulomb (categoría B)

$$\sigma_1 - p_f = \frac{1 + \operatorname{sen} \phi}{1 - \operatorname{sen} \phi} (\sigma_3 - p_f) + \frac{2S_o \cos \phi}{1 - \operatorname{sen} \phi} \quad (5)$$

donde:

σ_1 = Esfuerzo principal mayor, resulta de acuerdo al orden de magnitud entre σ_H, σ_h y σ_v

σ_3 = Esfuerzo principal menor

p_f = presión de formación

ϕ = ángulo de fricción interna

S_o = cohesión del material

- Criterio de Wu-Hudson (categoría C)

$$q' = A + Bp' + cp'^2 \quad (6)$$

- Criterio de Hoek-Brown (categoría D)

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_1 - \sigma_3 = \frac{n\sigma_c}{6} + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{9} n^2 \sigma_c^2 + 4n\sigma_c (\sigma_1 + 2\sigma_3 - 3p_f) / 3 + 4\sigma_c^2} \quad (7)$$

donde para los últimos dos criterios:

$$q' = \sigma_1 - \sigma_3$$

$$p' = \frac{1}{3} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) - p_f$$

$m, S_0, \phi, A, B, C, n, \sigma_c$ son parámetros de los materiales.

Los parámetros del material, se obtienen de pruebas de laboratorio en celdas triaxiales. Se requiere de un mínimo de tres pruebas a diferente presión de confinamiento para ajustar los puntos experimentales con cualquiera de las ecuaciones y de esta manera obtener los parámetros materiales utilizados en ellas.

De los criterios mencionados se puede decir :

Generalmente, los criterios de falla que no consideran la influencia del esfuerzo principal intermedio (categorías B o D) son conservadores en la predicción de la estabilidad del agujero, particularmente cuándo se utilizan con modelos lineales elásticos. Aunque las verdaderas pruebas triaxiales muestran los efectos del esfuerzo principal intermedio, los criterios de falla que incorporan el efecto de éste (categorías A o C) son valores optimistas de la resistencia de la formación y la estabilidad del agujero.

En la mayoría de los casos es adecuada la aplicación de criterios de falla lineales. Sin embargo, para formaciones muy débiles o con presiones de confinamiento mayores a 14 MPa (2000 psi), son necesarios los criterios de falla no lineales. Se puede relacionar la presión de confinamiento a la profundidad del pozo.

II.5 Criterio de de Mohr-Coulomb.^{5,26}

La falla de corte ocurre cuando el esfuerzo de corte a lo largo de un plano en una muestra llega a ser muy grande. Mohr asumió que la falla podía ser descrita por:

$$|\tau| = f(\sigma) \quad (8)$$

donde σ es el esfuerzo normal actuando sobre un plano y τ es el esfuerzo de corte a lo largo del mismo. El criterio de Mohr-Coulomb asume una función $f()$ lineal.

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma \quad (9)$$

donde S_0 es la cohesión del material y μ es el coeficiente de fricción interna.

Generalmente, el uso de este criterio constituye un aproximación conservadora en cuanto al peso de lodo requerido para prevenir la falla por colapso del agujero. El uso de otros criterios como el de Drücker-Prager⁵, que toma en cuenta el promedio de los esfuerzos efectivos en corte y en compresión ofrece estimados de una naturaleza menos conservadora lo cual, en principio, se traduce en un menor requerimiento del peso de lodo. En general, la adopción de un segundo criterio trae como consecuencia un menor contenido de material densificante y por lo tanto una reducción en el costo del fluido y quizás más conveniente desde el punto de vista operacional. No obstante en algunas situaciones particulares, como en el caso de zonas de presiones anormales, la adopción de un criterio de falla adecuado es sumamente importante, pues permite una mejor definición de la angosta ventana operacional asociada a este tipo de formaciones, para el establecimiento del peso de lodo óptimo. En esta tesis también se contempla el empleo del criterio de Drucker – Prager, aunque el recomendado en

primer instancia es el de Mohr – Coulomb, el cual ha tenido una aplicación más generalizada.

En términos de ecuaciones este criterio se expresa mediante la siguiente relación:

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (10)$$

donde:

$\beta = (45 + \varphi/2)$ y φ es el ángulo de fricción interna

C_0 es la resistencia a la compresión uniaxial

β corresponde al ángulo de falla de la roca.

La determinación confiable del ángulo de fricción interna y de la resistencia a la compresión uniaxial constituye uno de los aspectos críticos en el análisis de estabilidad de agujero. Naturalmente, la mayor confiabilidad se obtiene cuando estos dos valores se determinan a partir de núcleos obtenidos de formaciones vecinas al pozo a perforar. Sin embargo, dada la dificultad general de efectuar de manera rutinaria estos análisis, se debe recurrir a la interpretación de registros para la obtención de los mejores estimados posibles de C_0 y φ .

Dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos σ_θ , σ_z y σ_r ó lo que es lo mismo del régimen de falla, se presentan hasta seis diferentes condiciones para la cual un agujero puede presentar colapso. Consideremos el caso según el cual $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$ sobre la pared del agujero. En este caso el criterio de Mohr-Coulomb aplica con la siguiente identificación de los esfuerzos:

$$\sigma_1 = \sigma_\theta$$

$$\sigma_3 = \sigma_r$$

La sustitución de estas expresiones dadas por (1) y (2) en la ecuación (10), permite despejar p_w y obtener así el peso de lodo requerido en función de los esfuerzos locales (*in situ*), la presión de poro y las características de resistencia mecánica de la roca expresada en términos de la compresibilidad uniaxial y el ángulo de fricción. Para el caso en discusión, se tiene que va a ocurrir falla en las paredes del pozo sujeto a la condición¹:

$$p_w \leq \frac{3\sigma_H - \sigma_h + p_0(\tan^2 \beta - 1) - C_0}{\tan^2 \beta + 1} \quad (11)$$

Por otro lado, si la magnitud relativa de los esfuerzos es tal que $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$, se tiene que:

$$\sigma_1 = \sigma_z$$

$$\sigma_3 = \sigma_r$$

de donde por manipulación algebraica similar a las empleadas para la obtención de la ecuación 11, se obtiene que el peso equivalente de lodo está dado por¹:

$$p_w \leq \frac{\sigma_v + p_0(\tan^2 \beta - 1) - C_0}{\tan^2 \beta} \quad (12)$$

con lo cual se obtiene un segundo criterio para determinar el peso de lodo por debajo del cual se puede presentar colapso de la roca. Con el primero de estos criterios se cubre el 90% de las situaciones prácticas, mientras que con el segundo de estos, se cubre hasta un 6% adicional de las situaciones que se presentan normalmente en la perforación de pozos.

II.6 Criterio de fractura hidráulica o por tensión.⁵

Como se mencionó con anterioridad adicionalmente a los criterios de falla por colapso se debe tener presente la falla por fractura hidráulica. Este tipo de falla ocurre cuando el menor de los esfuerzos principales σ_3 excede la resistencia por tensión del material

(T_0) y por lo tanto se genera la fractura hidráulica de la formación con la consecuente pérdida de circulación. Si consideramos el caso donde el esfuerzo mínimo corresponde al esfuerzo tangencial σ_θ este varía según la relación:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h + \sigma_H - p_w \quad (13)$$

la cual aunada al criterio de falla hidráulica para un material poroelástico según el cual esta ocurrirá si se satisface la siguiente relación:

$$\sigma_3 = p_0 - T_0 \quad (14)$$

que permite obtener la siguiente expresión para el máximo peso de lodo para prevenir la falla por tensión de la roca,

$$p_w = 3\sigma_h - \sigma_H - p_0 + T_0 \quad (15)$$

En general, durante la perforación de un pozo se atraviesan diversas formaciones las cuales pueden presentar diferentes características de resistencia mecánica y que además están sometidas a variaciones en el campo de esfuerzo. Ambas consideraciones implican que el análisis de estabilidad debe tomar en cuenta estas variaciones y que el peso de lodo debe reflejar un promedio consistente con las diversas unidades geomecánicas encima de la formación productora.

II.7 Análisis de pozos inclinados.^{11,12}

La aplicación a pozos de orientación e inclinación arbitraria se efectúa mediante la determinación de los esfuerzos efectivos en las paredes del pozo mediante la transposición de las coordenadas del tensor del campo de esfuerzos de un sistema arbitrario, a uno cuyos ejes principales estén alineados con el eje del pozo.

Una vez efectuada la transformación se obtienen los nueve componentes del tensor de esfuerzo relativo al eje del pozo. Las ecuaciones anteriores pueden ser aplicadas al caso de un pozo vertical o paralelo a alguno de los esfuerzos principales.

II.8 Esfuerzos alrededor del pozo desviado, solución general del esfuerzo elástico.^{5,11}

Expresado en el sistema coordenado (x',y',z') , Fig. 3

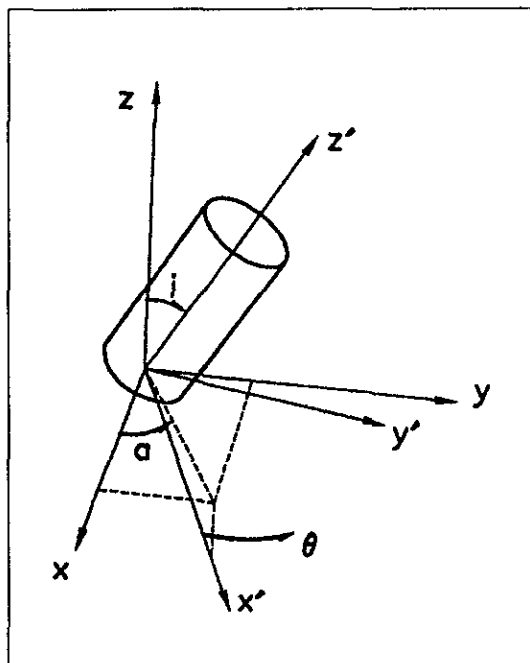


Fig. 3 Sistema de transformación.¹¹

$$\begin{aligned}
 l_{xx} &= \cos a \cos i \\
 l_{xy} &= \sin a \cos i \\
 l_{xz} &= -\sin i \\
 l_{yx} &= -\sin a \\
 l_{yy} &= \cos a \\
 l_{yz} &= 0 \\
 l_{zx} &= \cos a \sin i \\
 l_{zy} &= \sin a \sin i \\
 l_{zz} &= \cos i
 \end{aligned} \tag{16}$$

l_{xx}, l_{xy}, l_{xz} = cosenos de los ángulos entre el eje x' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.

l_{yx}, l_{yy}, l_{yz} = cosenos de los ángulos entre el eje y' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.

l_{zx}, l_{zy}, l_{zz} = cosenos de los ángulos entre el eje z' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.

Expresado en el sistema coordenado (x', y', z') , los esfuerzos σ_H, σ_h y σ_v :

$$\begin{aligned}
 \sigma_x^0 &= l_{xx}^2 \sigma_H + l_{xy}^2 \sigma_h + l_{xz}^2 \sigma_v \\
 \sigma_y^0 &= l_{yx}^2 \sigma_H + l_{yy}^2 \sigma_h + l_{yz}^2 \sigma_v \\
 \sigma_z^0 &= l_{zx}^2 \sigma_H + l_{zy}^2 \sigma_h + l_{zz}^2 \sigma_v \\
 \tau_{xy}^0 &= l_{xx} l_{yx} \sigma_H + l_{xy} l_{yy} \sigma_h + l_{xz} l_{yz} \sigma_v \\
 \tau_{yz}^0 &= l_{yx} l_{xz} \sigma_H + l_{yy} l_{yz} \sigma_h + l_{yz} l_{zz} \sigma_v \\
 \tau_{xz}^0 &= l_{xx} l_{xz} \sigma_H + l_{xy} l_{yz} \sigma_h + l_{xz} l_{zz} \sigma_v
 \end{aligned} \tag{17}$$

El superíndice 0 en los esfuerzos indica que estos son los esfuerzos originales de la formación.

Esfuerzos en la pared del agujero.³

$$\sigma_r = p_w$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x^0 + \sigma_y^0 - 2(\sigma_x^0 - \sigma_y^0)\cos 2\theta - 4\tau_{xy}^0 \sin 2\theta - p_w$$

$$\sigma_z = \sigma_z^0 - 2\nu [(\sigma_x^0 - \sigma_y^0)\cos 2\theta + 2\tau_{xy}^0 \sin 2\theta] \quad (18)$$

$$\tau_{r\theta} = 0$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta)$$

$$\tau_{rz} = 0$$

tomando el criterio de falla como se indica en la siguiente expresión :

$$\sigma_1 - \alpha p_f = C_o + (\sigma_3 - \alpha p_f) \tan^2 \beta \quad (19)$$

donde:

α = constante de Biot (se define en el capítulo III).

II.9 Determinación de p_w (densidad de lodo mínima) en función de la magnitud de los esfuerzos en la pared del agujero⁵.

Tomando el orden de magnitud correspondiente en cada caso, se sustituyen en el criterio de falla y se despeja la P_w , a continuación se muestran las ecuaciones encontradas para los seis casos posibles , con los que se puede obtener la P_w .

Caso a $\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$

$$P_w = \frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o - (2(\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) - (4\tau_y^x \sin(2\theta)) - C_o + \alpha P_f (\tan^2 \beta - 1)}{1 + \tan^2 \beta} \quad (20)$$

Caso b $\sigma_\theta \geq \sigma_r \geq \sigma_z$

$$P_w = \frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o - (2(\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) - (4\tau_y^x \sin(2\theta)) - C_o + \alpha P_f (\tan^2 \beta - 1) - (\sigma_z^o - (2\nu(((\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) + (2\tau_y^x \sin(2\theta))))\tan^2 \beta}{\tan^2 \beta} \quad (21)$$

Caso c $\sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$

$$P_w = \frac{\sigma_z^o - (2\nu(((\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) + (2\tau_y^x \sin(2\theta)))) - C_o - \alpha P_f}{\tan^2 \beta} + \alpha P_f \quad (22)$$

Caso d $\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_\theta$

$$P_w = \frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o - (2(\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) - (4\tau_y^x \sin(2\theta)) - \alpha P_f + C_o - \sigma_z^o + (2\nu(((\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) + (2\tau_y^x \sin(2\theta)))) + \alpha P_f}{\tan^2 \beta} \quad (23)$$

Caso e $\sigma_r \geq \sigma_z \geq \sigma_\theta$

$$P_w = \frac{(\sigma_x^o + \sigma_y^o - (2(((\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) + (4\tau_y^x \sin(2\theta))))\tan^2 \beta + \alpha P_f (1 - \tan^2 \beta) + C_o}{1 + \tan^2 \beta} \quad (24)$$

Caso f $\sigma_r \geq \sigma_\theta \geq \sigma_z$

$$P_w = C_o + (\sigma_z^o - (2\nu(((\sigma_x^o - \sigma_y^o)\cos(2\theta)) + (2\tau_{xy}^o \sin(2\theta))))\tan^2 \beta + \alpha P_f (1 - \tan^2 \beta) \quad (25)$$

II.10 Efecto osmótico.¹³

El estudio de la estabilidad de pozos en zonas arcillosas, requiere de un modelo que no sólo considere los aspectos mecánicos, sino también las modificaciones que se tienen en la presión de poro por la interacción lodo-formación. El movimiento de agua que entra o sale de las lutitas está gobernado por muchos mecanismos, entre los más importantes están la diferencial de potencial hidráulico, que es la presión diferencial entre la presión hidráulica debida al peso del lodo y la presión de poro y la diferencial de actividad química entre el fluido de perforación y los fluidos contenidos en el poro de la lutita.

Los esfuerzos causados por la diferencia de potencial químico (energía libre molar parcial de agua) entre el fluido de perforación y el de las lutitas puede ser calculado a partir de la existencia de un equilibrio entre los dos potenciales químicos que es igual a:

$$\frac{\ln A_{ws} * RT}{V} - \frac{\ln A_{wf} * RT}{V} \quad (26)$$

donde:

A_{ws} es la actividad del agua de la lutita

A_{wf} es la actividad del agua del fluido de perforación

R es la constante de los gases

V es volumen molar parcial de agua

T es la temperatura absoluta

la ecuación anterior resuelta para los esfuerzos asociados con la lutita da resultado a:

$$\frac{RT}{V} * \ln\left(\frac{A_{wf}}{A_{ws}}\right) = \pm \Delta P \quad (27)$$

donde Δp es la diferencial de presión de poro resultado de la diferencial de actividad entre los fluidos.

II.11 Efecto de temperatura en los esfuerzos de la pared del agujero.^{15,25}

Al ocurrir una variación de temperatura en las paredes del pozo y, por lo tanto, en un radio mayor al de éste, indudablemente se verificarán modificaciones en los esfuerzos de la formación debidas al cambio volumétrico (expansión o contracción), por calentamiento o enfriamiento, tanto de la matriz de roca como de los fluidos contenidos en ella. Aunque no se incluyen los cambios volumétricos de la matriz de roca (por las consideraciones que adelante se detallan) la variación de los esfuerzos generados por la expansión de los fluidos de la formación sí es incluida en el modelo lineal-elástico y como se podrá observar, es significativo en condiciones de muy bajo drene como es el caso de las lutitas debido a las bajas permeabilidades que éstas poseen, modificando considerablemente la presión de poro; afectando, por lo tanto, la estabilidad de la lutita.

Al aumentar la temperatura se incrementa el intercambio de agua entre el lodo y la formación, debido a que disminuye su viscosidad, mejorando su movilidad, este efecto no se toma en cuenta puesto que se consideran formaciones impermeables. Asimismo, también el incremento de temperatura favorece el intercambio iónico entre los fluidos, ya que, su actividad iónica es función de la temperatura.

La distribución de temperatura en el agujero depende de la distribución de temperatura en la formación, aquí se empleó una metodología basada en un modelo¹⁵⁻²⁵ de transferencia de calor con condiciones de frontera apropiadas: la transferencia de calor en la interfase agujero/formación es representada por la Ley de Fourier (conducción de calor). Es usado el principio de superposición para tomar en cuenta el cambio gradual en el ritmo de transferencia de calor entre el agujero y la formación, se toma en cuenta el transporte de calor convectivo y conductivo entre los mismos. Se empleó una expresión algebraica simplificada para la solución de la temperatura de formación adimensional, la cual es aceptable para la mayoría de las aplicaciones en ingeniería.

II.12 Propiedades mecánicas de las rocas.^{5,14}

Cuando se habla de propiedades mecánicas de las rocas, normalmente se está refiriendo a las constantes de la ecuación constitutiva que se supone representa el comportamiento de la roca. Una roca con comportamiento lineal elástico puede ser descrita por cuatro parámetros mecánicos:

- Dos parámetros de elasticidad, el *módulo de Young* (E) y la *relación de Poisson* (ν).
- Dos parámetros de falla, el *ángulo de fricción* (β) y la *resistencia uniaxial a la compresión* (C_0).

En las relaciones generales entre esfuerzos y deformaciones para materiales isotrópicos observamos dos coeficientes: λ y G . El primero es conocido como el parámetro de Lamé y G es el módulo de rigidez o módulo de corte, el cual es una medida de la resistencia de la muestra a la deformación de corte.

Otro parámetro importante es el módulo de volumen K , el cual se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático σ_p y la deformación volumétrica ε_v (La deformación volumétrica se define como $\varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$). Para un estado de esfuerzos hidrostático tenemos $\sigma_p = \sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ mientras que $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$.

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \lambda + \frac{2}{3}G \quad (28)$$

K es una medida de la resistencia de la muestra a la compresión hidrostática. El inverso de K ($1/K$) es conocido como la compresibilidad.

Para el módulo de Young y la relación de Poisson:

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} \quad (29)$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad (30)$$

Cuando se tienen definidos dos parámetros cualesquiera (de entre E , ν , λ , G y K), los restantes son determinados por estas relaciones. Dependiendo de cuales parámetros son los que se conocen, se pueden necesitar combinaciones especiales entre estas relaciones. En la Tabla 1 se muestran algunas de las combinaciones más utilizadas.

$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3}G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Tabla 1. Relaciones entre los parámetros de elasticidad⁶.

Para rocas, la relación de Poisson normalmente se varía en el rango de 0.15 a 0.25. Para rocas porosas y débiles, el valor de ν puede aproximarse a cero o tal vez volverse negativo. Para fluidos, G desaparece, lo que implica que $\nu \rightarrow 1/2$. También para arenas no consolidadas el valor de ν se encuentra cercano a 0.5.

Los parámetros o constantes elásticas E , λ , G y K son medidas en las mismas unidades que los esfuerzos, es decir, en unidades de presión (Pa, psi o bares, etc.).

Se puede decir que las constantes elásticas determinan la capacidad de las rocas para resistir esfuerzos y estas pueden ser relacionadas con parámetros medidos con registros geofísicos (registro de densidad y sísmico, principalmente).

II.12.1 Propiedades elásticas estáticas y dinámicas.^{5,14}

Las propiedades obtenidas en laboratorio de la deformación de una muestra sometida a determinados esfuerzos son las constantes elásticas estáticas. Las constantes elásticas dinámicas se determinan por la medición de las velocidades de propagación de una onda acústica en el material. El registro sónico proporciona la información necesaria para determinar estas constantes. En la Tabla 2 se presentan las propiedades dinámicas elásticas determinadas a partir de las velocidades acústicas compresionales (V_c) y las de corte o cizallantes (V_s), las cuales son inversas a los tiempos de tránsito. Esta Tabla representa una sinopsis de las propiedades elásticas de la formación, así como de las principales relaciones entre ellas.

		E, ν	K, G	λ, G	ρ, V_c, V_s
Módulo de Young	E	-	$\frac{9KG}{G+3K}$	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{\rho V_c^2 (3V_c^2 - 4V_s^2)}{(V_c^2 - V_s^2)}$
Relación de Poisson	ν	-	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{V_c^2 - 2V_s^2}{2(V_c^2 - V_s^2)}$
Módulo de Volumen	K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	-	$\lambda + \frac{2}{3}G$	$\rho \left(V_c^2 - \frac{4}{3}V_s^2 \right)$
Módulo de Corte	G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	-	-	ρV_s^2
Constante de Lamé	λ	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{3K-2G}{3}$	-	$\rho (V_c^2 - 2V_s^2)$
Velocidad de Compresión	V_c^2	$\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}$	$\frac{\lambda+2G}{\rho}$	-
Velocidad de Corte	V_s^2	$\frac{E}{2\rho(1+\nu)}$	$\frac{G}{\rho}$	$\frac{G}{\rho}$	-

Tabla 2. Propiedades mecánicas dinámicas⁹.

La resistencia es un término menos preciso frecuentemente utilizado para describir una roca. Al referirse a la resistencia de una roca se dice que una roca es “fuerte” o “débil”. La resistencia puede relacionarse con la deformación de la siguiente manera: una roca “fuerte” es una roca que posee un módulo de Young alto. Sin embargo, la resistencia es frecuentemente utilizada para describir que tan bien está cementada una roca, lo cual está más o menos relacionado con la resistencia uniaxial a la compresión de la roca. Esta mezcla de términos se debe al hecho de que frecuentemente existe alguna relación entre algunas propiedades, por ejemplo, entre el módulo de Young y la resistencia a la compresión.

II.13 Correlación entre propiedades mecánicas estáticas y dinámicas.¹⁶

El objetivo es posibilitar la disponibilidad continua de la resistencia mecánica de las formaciones atravesadas por el pozo, en la respuesta a la demanda de procesos de ingeniería que hacen uso de este tipo de información, por ejemplo durante la planeación, apertura y control de fracturas, análisis de estabilidad, previsión de daño al yacimiento, etc.

La disponibilidad convencional de resistencia mecánica es hecha a través de ensayos destructivos de los intervalos de interés. Este procedimiento proporciona información específica a cierta profundidad pero poco viable en términos de tiempo y costo. La necesidad de hacer un análisis continuo en profundidad de la resistencia mecánica que no sea costoso condujo a la búsqueda de una solución indirecta que emplea las propiedades físicas de la roca registrada en forma continua por los registros geofísicos.

El propósito en esta parte es definir las correlaciones entre los parámetros estáticos de resistencia de rocas y sus propiedades dinámicas registradas por los registros geofísicos, siendo los perfiles de velocidades o de densidad los que proporcionan mayor información.

La obtención de la resistencia mecánica de las rocas es hecha a partir de ensayos en laboratorio mientras que los perfiles son obtenidos in situ y exige cuidados adicionales, el primero se refiere a la necesidad de garantizar las mismas condiciones durante las mediciones de resistencia como las velocidades de propagación por ejemplo. Otro aspecto importante a ser considerado es el correcto posicionamiento vertical en relación al perfil debido a que puede haber desajustes de profundidad en las operaciones.

A fin de evitar los problemas provenientes del registro de propiedades bajo diferentes condiciones, se optó por medir ambos tipos de datos estáticos y dinámicos simultáneamente, así se aseguró la igualdad de condiciones (en términos de presión, saturación y temperatura).

La estrategia de solución al problema propuesto involucró varios frentes: inicialmente se procuró definir estadísticamente relaciones válidas para la predicción de resistencias de las rocas a través de modelos de regresión multivariada entre la tensión a la ruptura y un conjunto de variables que incluía las propiedades dinámicas y los condicionamientos de ensayos simultáneos.

Algunos centros de investigación han probado una metodología alternativa que consistió en la utilización de algoritmos de redes neuronales con una base de datos mayor a la que contenía informaciones simultáneas de acuerdo con un grado de confianza estipulado para cada procedimiento de adquisición de datos.

Los resultados obtenidos en ambas metodologías fueron alentadores para las litologías estudiadas: carbonatos y areniscas.

II.14 Predicción por regresión multivariada.

Existen cinco etapas principales en esta metodología:

- 1) Ensayos simultáneos con propagación de ondas P y S (compresivas y de corte) en muestras de roca durante ensayos destructivos.
- 2) Generación estadística de una función que correlaciona la resistencia de la roca a los parámetros dinámicos.
- 3) Cálculo de la presión efectiva del yacimiento.
- 4) En el caso de disponer del perfil de ondas S, predicción del perfil de la relación V_p/V_s medida durante un ensayo simultáneo a través de modelos ya establecidos.
- 5) Comparación entre los perfiles de resistencia previstos y los reales medidos en laboratorio.

Se realizan ensayos triaxiales donde son establecidas las relaciones entre las tensiones impuestas de roca y a las deformaciones consecuentes, se realizó el registro de las velocidades de onda compresional P y cizallante S a lo largo del ensayo, así se obtienen las constantes elásticas, tanto estáticas como dinámicas y tensiones de ruptura.

El ensayo triaxial consiste, en la aplicación de una presión hidrostática confinante en una muestra de roca seguida de la aplicación de un esfuerzo desviador (en muestras cilíndricas de 4*2 pg. aprox.). Un sistema de control en la aplicación del esfuerzo desviador sigue un ritmo contra deformación axial constante, de modo que esta aplicación de esfuerzo desviador es modulada. A una presión constante igual a la presión efectiva del yacimiento es posible determinar las propiedades in-situ de las formaciones y posteriormente a otras cargas de confinamiento generar la envolvente de Mohr.

La Tabla 3 muestra los resultados obtenidos en 11 ensayos simultáneos hechos en rocas carbonatadas provenientes de 7 pozos distintos. Estos fueron los datos utilizados en un análisis de regresión multivariada.

Pozo	PCONF	TRUP	Dinámicos				Estáticos			
			EDIN	GDIN	KDIN	PDIN	EEST	GEST	KEST	PEST
A	15.00	69.00	22.93	8.79	19.50	0.30	8.20	3.32	5.16	0.23
B	5.00	39.40	15.09	5.52	18.85	0.37	6.42	2.42	6.12	0.32
C	12.00	35.00	21.60	8.24	18.95	0.31	9.11	3.64	6.13	0.25
D	12.00	62.00	29.99	11.41	26.85	0.31	14.67	5.90	9.56	0.24
E	12.00	117.00	43.96	17.25	32.50	0.27	32.26	12.94	21.17	0.25
F	24.00	159.00	44.90	17.39	35.85	0.29	34.62	13.76	23.78	0.26
G	50.00	116.00	26.39	10.25	20.75	0.29	19.17	7.60	13.42	0.26
H	15.00	146.00	46.63	17.93	38.89	0.30	29.77	11.64	22.38	0.28
I	25.00	189.00	54.65	20.91	47.20	0.31	39.75	15.33	32.54	0.30
J	12.50	30.70	18.28	6.93	16.92	0.32	7.13	3.00	3.84	0.19
K	10.00	35.00	16.91	6.25	19.08	0.35	7.81	3.36	3.85	0.16

Tabla 3 Resultados de ensayos simultáneos en carbonatos.¹⁶

La Tabla 4 muestra datos obtenidos en 28 ensayos simultáneos en muestras de areniscas provenientes de 9 pozos de bases sedimentarias brasileñas.

donde:

PCONF = Presión de confinamiento

TRUP = Tensión de ruptura

EDIN, EEST = Modulo de Young dinámico, estático

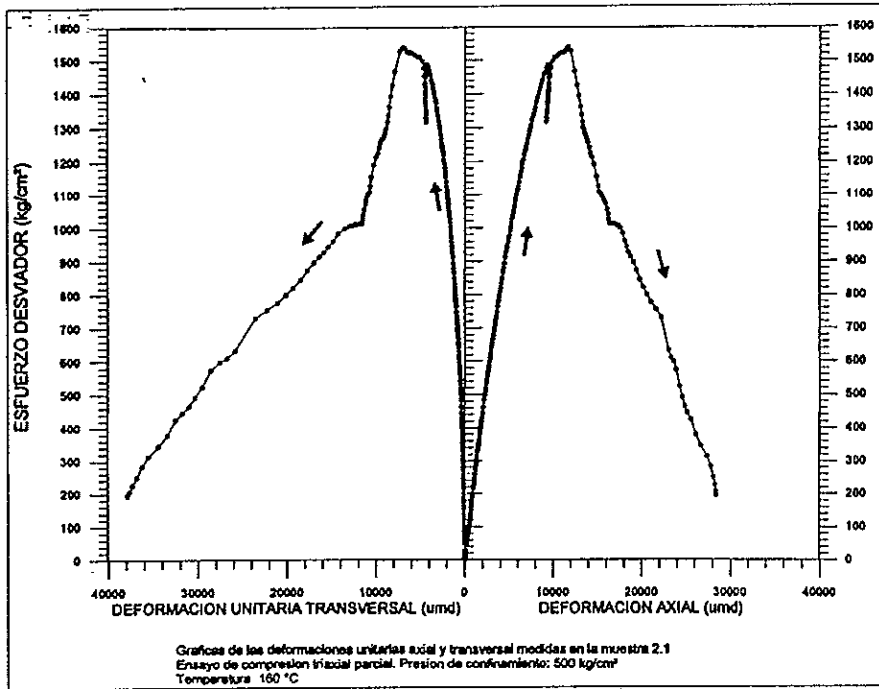
GDIN, GEST = Modulo de corte dinámico, estático

KDIN, KEST =Módulo de volumen dinámico, estático

PDIN, PEST = Relación de Poisson dinámica, estática

Las constantes elásticas fueron calculadas de acuerdo con una práctica utilizada por ensayos estáticos para definir una porción lineal de la curva esfuerzo-deformación, Fig.

4.

Fig. 4 Ensayo triaxial.¹⁷

Efecto de esfuerzo desviador como una función de la deformación unitaria transversal y de la deformación axial.

Pozo	PCONF	TRUP	Dinámicos				Estáticos			
			EDIN	GDIN	KDIN	PDIN	EEST	GEST	KEST	PEST
A	10.00	40.00	16.91	6.67	12.13	0.27	7.42	2.85	6.28	0.30
B	10.00	40.00	12.69	4.80	11.94	0.32	7.72	3.26	4.08	0.19
C	35.00	78.00	18.62	7.56	11.57	0.23	4.33	1.95	1.84	0.11
D	50.00	80.00	16.98	6.54	13.94	0.30	5.64	2.45	2.70	0.15
E	15.00	205.00	73.58	29.61	47.65	0.24	49.63	18.86	44.91	0.32
F	40.00	182.00	43.80	19.15	20.50	0.14	20.71	8.44	12.61	0.23
G	50.00	186.00	35.25	14.26	22.25	0.24	17.84	7.00	13.20	0.27
H	10.00	88.80	29.49	11.63	21.14	0.27	13.87	5.41	10.56	0.28
I	40.00	170.00	52.18	21.82	28.56	0.20	27.57	11.37	15.97	0.21
J	58.00	184.00	42.95	17.73	24.75	0.21	25.13	10.71	12.79	0.17
K	5.00	59.00	26.92	10.66	18.89	0.26	12.68	4.62	16.63	0.37
L	20.00	143.00	32.32	13.18	19.67	0.23	18.07	7.42	10.64	0.22
M	25.00	153.00	33.65	13.29	23.98	0.27	17.71	6.88	13.89	0.29
N	20.00	138.00	37.45	15.56	21.06	0.20	18.46	6.95	17.90	0.33
O	30.00	172.00	36.27	14.20	26.89	0.28	17.06	6.55	14.43	0.30
P	7.50	30.30	11.98	5.19	5.78	0.15	5.66	2.17	4.90	0.31
Q	20.00	60.00	14.81	6.45	7.01	0.15	8.02	3.20	5.38	0.25
R	15.00	58.00	23.79	9.91	13.21	0.20	10.14	4.11	6.35	0.23
S	7.50	37.50	15.91	6.47	9.83	0.23	8.83	3.75	4.58	0.18
T	2.50	19.50	13.10	5.52	7.25	0.20	7.12	2.64	7.93	0.35
U	5.00	41.60	29.48	11.93	18.57	0.24	11.04	4.15	10.82	0.33
V	7.50	61.50	37.43	14.47	30.13	0.29	15.58	6.37	9.40	0.22
W	15.00	113.00	41.92	16.84	27.37	0.24	19.34	7.49	15.42	0.29
X	10.00	25.00	16.30	6.56	10.52	0.24	4.11	1.62	2.91	0.27
Y	20.00	90.00	35.06	13.95	24.01	0.26	10.02	3.88	7.97	0.29
Z	5.00	33.00	22.70	9.20	14.40	0.23	8.46	3.26	6.92	0.30
AA	10.00	65.00	35.79	14.58	21.93	0.23	11.96	4.57	10.38	0.31
BB	10.00	36.00	17.40	6.90	11.95	0.26	5.09	2.06	3.21	0.24

Tabla 4 Resultados de ensayos simultáneos en areniscas.¹⁶

II.15 Correlación estadística.¹⁶

A través de un exhaustivo trabajo de regresión multivariada buscando obtener relaciones entre una tensión de ruptura y las constantes dinámicas de muestras ensayadas en las Tablas 1 y 2 cuyos coeficientes dependen de la litología considerada

$$\text{TRUP} = a + b \log_{10}(\text{PCONF} + 1) + c \log_{10}(\text{GDIN} + 1) + D(\text{LOG}_{10}(\text{PCONF} + 1) \text{Log}_{10}(\text{GDIN} + 1))^e \quad (31)$$

donde $a=170.735$ $b= -208.502$ $c= -47.1265$ $d= 138.0808$ $e= 1.586871$

para carbonatos, con coeficiente de regresión $R=0.988$

$a=13.34$ $b= -104.256$ $c= -33.3902$ $d= 181.9809$ $e= 1.012195$

para areniscas con coeficiente de regresión $R=0.949$

La Fig. 5 representa un cruzamiento de valores de tensión de ruptura observados (eje coordenado) con los previstos según Ec. 31 (eje de abcisas) para muestras carbonatadas de la Tabla 3. Si la regresión fuera perfecta $R=1.0$, los círculos coincidirían exactamente sobre la línea diagonal.

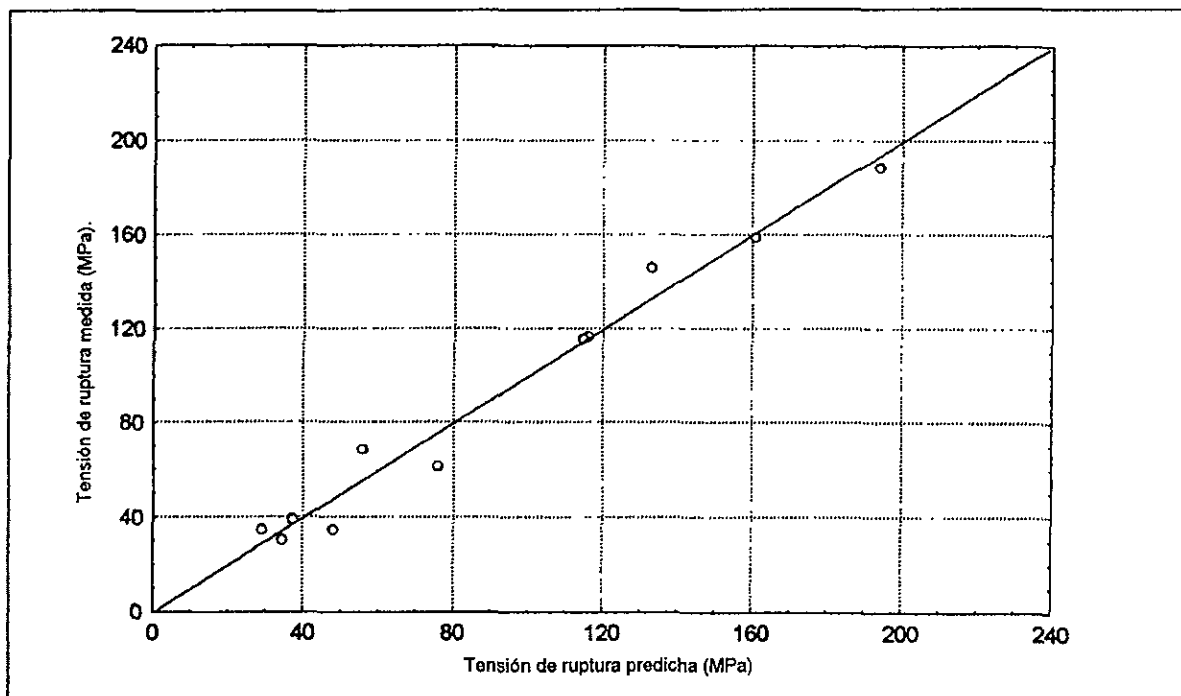


Fig. 5 Tensión de ruptura predicha vs. real.¹⁶

Un incremento de una unidad en los argumentos de una función logarítmica fue introducido en la Ec. 31 como artificio matemático a fin de evitar una singularidad de función logarítmica cuando las variables P_{conf} y G_{din} asumen valores iguales a cero.

La Ec. 31 define una superficie tridimensional representada en la Fig. 6 para el caso de carbonatos. Los valores de tensión de ruptura, presión efectiva de confinamiento y módulo de cizallamiento dinámico, para cada muestra de la Tabla 3 esta representada en la Fig. 6 por los círculos. Una barra vertical asociada a cada círculo indica una diferencia entre el valor observado para tensión de ruptura previsto por la ecuación.

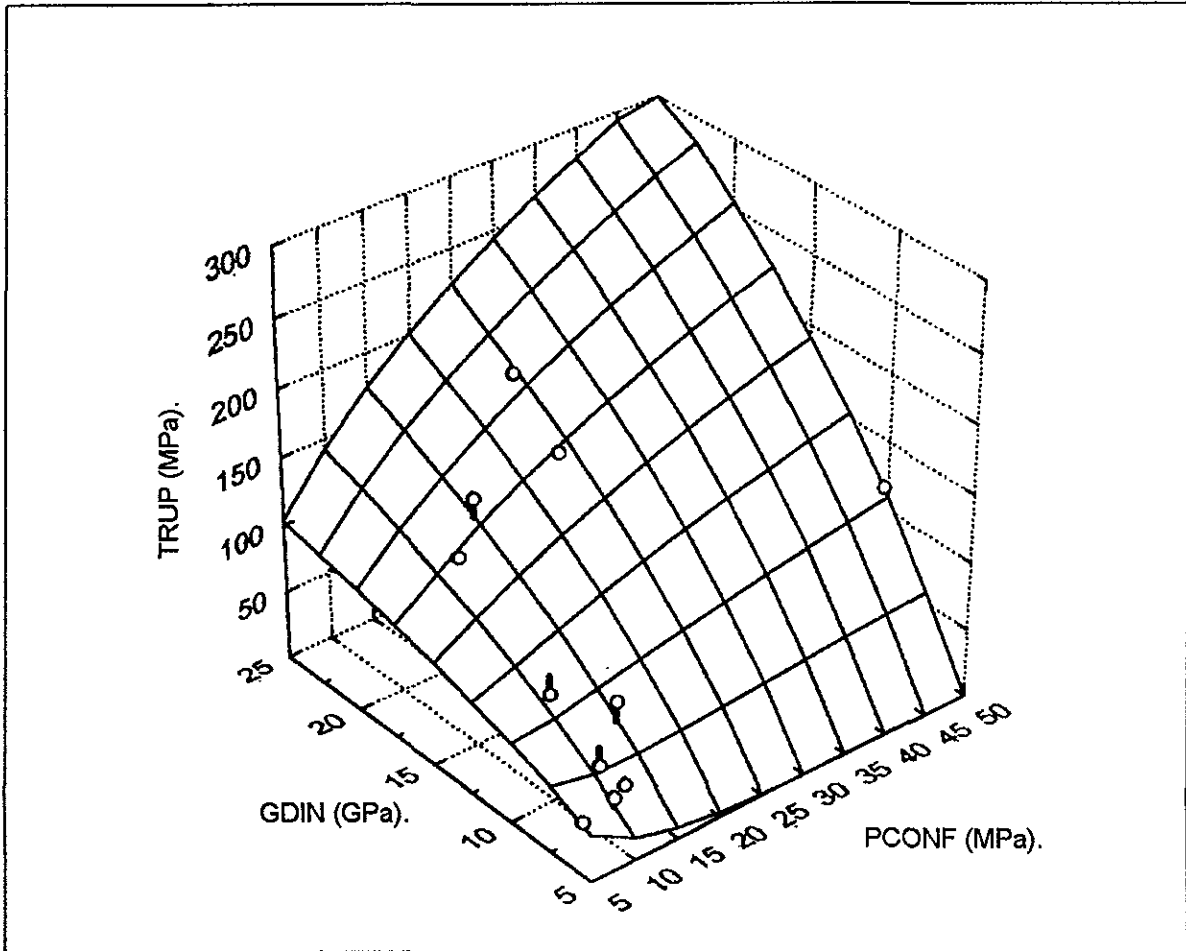


Fig. 6 Tensión de ruptura, presión efectiva de confinamiento y módulo de cizallamiento dinámico en carbonatos.¹⁶

La Fig. 5 representa una comparación de las tensiones de ruptura observadas y previstas por la Ec. 31 para el caso de areniscas de la Tabla 4 en cuanto que la Fig. 8 representa una superficie definida por la Ec. 31 como los coeficientes relativos a el caso de areniscas. Los círculos representan los valores efectivamente medidos en laboratorio en muestras de la Tabla 4 en cuanto que las barras verticales son indicativas de la magnitud del error asociado a la predicción de tensión de ruptura en cada muestra.

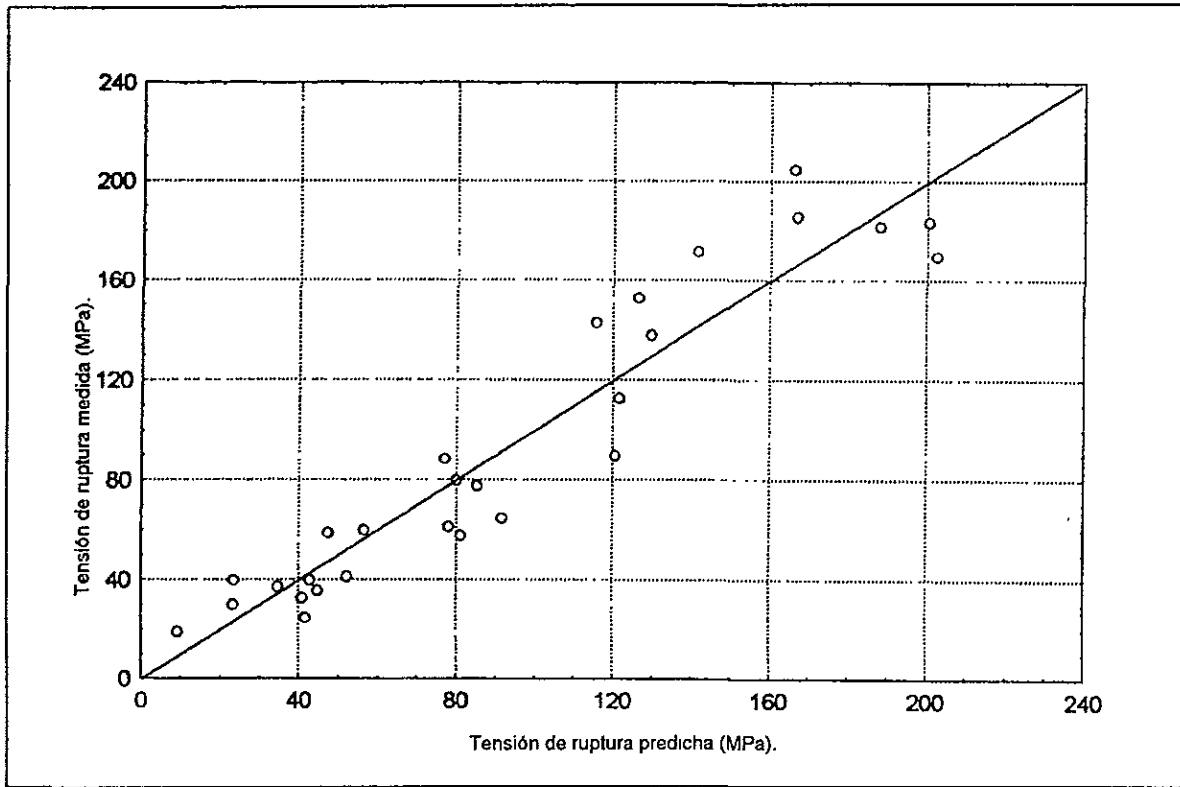


Fig. 7 Tensión de ruptura observada vs. predicha.¹⁶

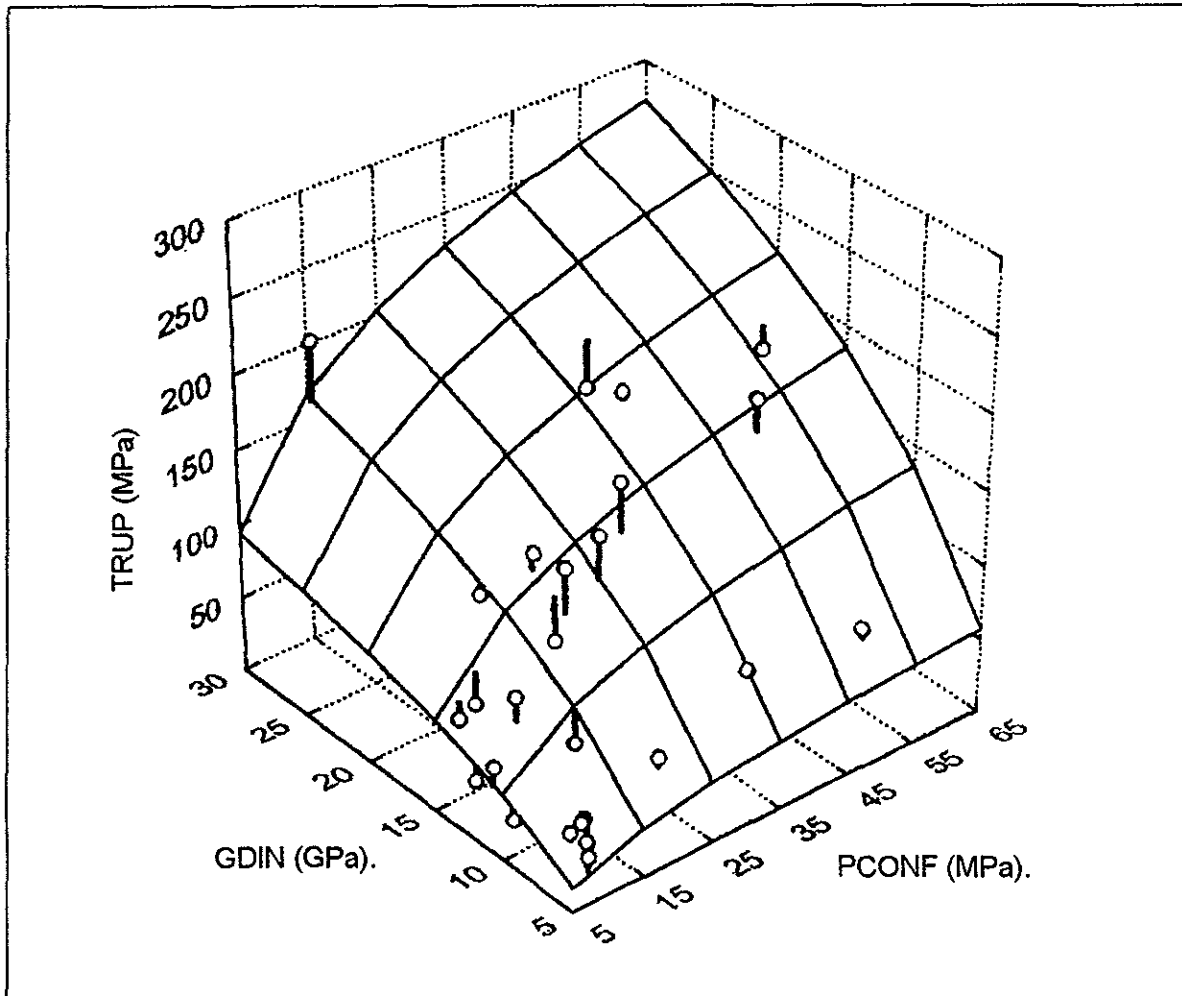


Fig. 8 Tensión de ruptura, presión efectiva de confinamiento y módulo de confinamiento dinámico en areniscas.¹⁶

II.16 Presión efectiva de yacimiento.

Para utilizar adecuadamente la Ec. 31 con el objetivo de validar la resistencia de las rocas in situ es preciso definir inicialmente la presión de confinamiento a cada nivel de profundidad a la que se encuentra sometida la formación. Para eso se asumió en este trabajo que la presión de confinamiento in situ sería controlada por el esfuerzo de sobrecarga, o sea por la diferencia entre la tensión litostática y la presión de la columna de fluidos contenida en el espacio poroso supuesto como totalmente interconectado.

Tomando pesos específicos medios para todo el paquete sedimentario sobreyacente y considerando para una columna de fluidos un gradiente de 1.74 psi/m para el cálculo de presión de confinamiento in situ.

$$P_{conf} = 1.74 \times Prof/145 \quad (32)$$

Donde:

Prof = profundidad en metros

145 = factor de conversión para que Pconf este en Mpa de acuerdo a la Ec. 31

II.17 Predicción de velocidad de onda cizallante (Vs).

No siempre se corre un registro de onda cizallante en puntos de interés, especialmente en los pozos más antiguos, de modo que las relaciones entre las velocidades compresional y cizallante de laboratorio son de gran valor. Adicionalmente a la posibilidad de verificar esta predicción con una Vs medida en laboratorio aumenta el grado de confianza en la relación predictiva usada. La Fig. 9 muestra una distribución de velocidades efectivas medidas por registros en intervalos carbonatados de dos pozos distintos, siendo que una línea recta que corta longitudinalmente la nube de puntos esta definida por:

$$V_s = 0.4939V_p + 219.64 \quad (36)$$

Donde Vp = velocidad de onda compresiva dada en m/s.

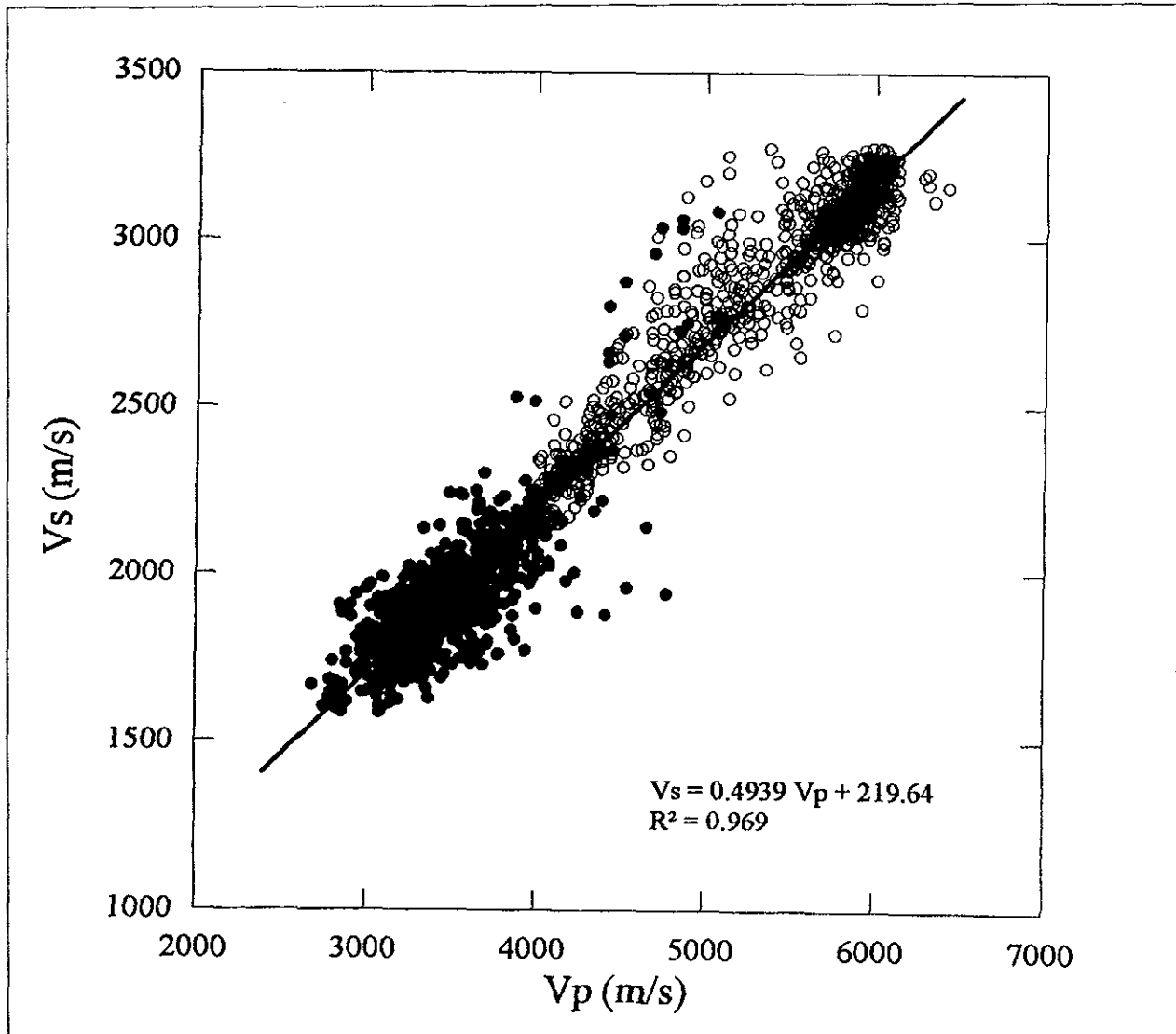


Fig. 9 Distribución de velocidades efectivas en carbonatos.¹⁶

CAPÍTULO III

III.1 TEORÍA DE POROELASTICIDAD.¹⁸⁻²⁴

La presencia de fluido moviéndose libremente en una roca porosa modifica su respuesta mecánica. Dos mecanismos juegan un papel clave entre el fluido intersticial y la roca porosa:

- 1) Un incremento de la presión de poro induce una dilatación en la roca
- 2) La compresión causa un incremento de la presión de poro, si es evitado que el fluido escape del poro.

Estos mecanismos acoplados imprimen un carácter aparentemente dependiente del tiempo a las propiedades mecánicas de la roca. Empleando un exceso de presión de poro inducido por compresión de la roca para disipar presión a través de un transporte difusivo másico de fluido, da lugar a una deformación extra de la roca y también parece que la roca es más predecible bajo condiciones drenadas (cuando el exceso de la presión de poro es completamente disipado) que en condiciones sin drenar (cuando el fluido no escapa de los poros de la roca).

De cualquier modo, el papel del fluido del poro ha sido explorado en mecanismos geomecánicos: subsidencia debido al abatimiento del fluido, fallas de tensión inducidas por la presurización del agujero, propagación de fallas de tensión y de corte en rocas infiltradas con fluidos con aplicaciones a los terremotos, determinación de esfuerzos in situ, inestabilidad del fondo marino bajo cargas de las olas y fracturamiento hidráulico, para citar algunos.

La primera teoría para considerar la influencia del fluido del poro en la deformación cuasi-estática de suelos fue desarrollada en 1923 por Terzaghi quien propuso un

modelo en una dimensión de consolidación. Esta teoría fue generalizada en tres dimensiones por Rendulic en 1936. De cualquier modo, es Biot, que en 1935 y 1941 primeramente desarrolló la teoría de poroelasticidad que es consistente con los dos mecanismos descritos anteriormente.

La misma teoría ha sido reformulada varias veces por el mismo Biot, así como por investigadores como Verruijt en una versión especializada para suelos y también por Rice y Cleary quien ligó los parámetros de poroelasticidad a conceptos tales como estados de esfuerzos, resistencia de las rocas y constantes elásticas que están bien entendidos en mecánica de rocas y suelos. En particular la presentación de Rice y Cleary enfatiza los dos comportamientos limitantes, drenado y no drenado, de un material poroso lleno de fluido, esta consideración simplifica considerablemente la interpretación del fenómeno poroelástico asintótico. Aún cuando ha sido desarrollada teoría alternativa usando el formalismo de la teoría de las mezclas, en la práctica esta teoría no ofrece ninguna ventaja sobre la teoría de Biot. Este capítulo es concerniente a la formulación y análisis del acoplamiento del proceso de difusión-deformación dentro del marco de la teoría de Biot

III.2 Descripción mecánica de un material poroelástico.

El modelo de Biot, de un material poroso lleno de fluido es construido en el modelo conceptual de un esqueleto sólido coherente y un fluido moviéndose libremente en los poros, en otras palabras, la fase sólida y líquida están completamente conectadas. Este concepto dicta la opción de cantidades cinemática: un vector de desplazamiento sólido el cual encausa el movimiento del sólido poroso con respecto a la configuración de referencia y un vector específico de descarga el cual describe el movimiento del fluido relativo a el sólido. La descarga específica es formalmente definida como el gasto de volumen de fluido cruzando una unidad de área de sólido poroso en la dirección normal. Son introducidas dos cantidades de deformación para seguir la deformación y el cambio del contenido del fluido del sólido poroso con respecto al del conjunto sólido y fluido, el

usual tensor de esfuerzos pequeño ε_{ij} y la variación del contenido del fluido ζ , definido como la variación del volumen del fluido por unidad de volumen de material poroso debido a transporte de flujo másico difusivo, ε_{ij} es positivo para la extensión, mientras que un positivo ζ corresponde a ganancia de fluido por el sólido poroso. Las siguientes convenciones han sido adoptadas para escribir esas ecuaciones: una coma seguida de un subíndice denota diferenciación con respecto a las coordenadas espaciales, e índices repetidos en el mismo monomio indican sumatoria sobre el rango de los índices.

Considerando las variables dinámicas básicas: σ_{ij} es el tensor total de esfuerzos en la dirección x_j por unidad de área la cual es normal en la dirección x (consistente con la convención de deformaciones, un esfuerzo normal positivo implica tensión) y la presión de poro en un elemento material es definida como la presión en un yacimiento hipotético el cual está en equilibrio con este elemento (por ejemplo, no tiene lugar intercambio de fluidos entre el yacimiento y el elemento del material). Nótese que el esfuerzo y la presión de poro son cantidades conjugadas de deformación y la variación del contenido del fluido, respectivamente. En otras palabras, el incremento de trabajo asociado con el incremento de deformación en presencia del esfuerzo y la presión de poro p_f es $dW = \sigma_{ij} d\varepsilon_{ij} - p_f d\zeta$.

En el modelo de Biot, la descripción de esfuerzo y deformación en el fluido es así limitada a su componente isotrópico. El esfuerzo de corte entre el contacto entre el fluido y el sólido, asociado con el gradiente de velocidad local en el fluido no es considerado en esta formulación. Más aún, la definición de presión de poro toma ciertas restricciones en la escala de tiempo a la cual el acoplamiento difusión-proceso de deformación puede ser analizado, debido a que la presión de poro debe ser primero equilibrada localmente entre los poros vecindantes, sobre longitud de escala (escala de tiempo y escala de longitud son ligados a través de un coeficiente de difusividad, el cual depende entre otras cosas de la viscosidad del fluido intersticial). Este es por lo tanto en el modelado del proceso cuasi-estático que el modelo de Biot encuentra su total justificación.

III.3 Respuesta volumétrica.

Respuesta drenada y no drenada.

Una característica clave de la respuesta de un material poroso con fluido infiltrado es la diferencia entre deformación drenada y no drenada. Esos dos modos de respuesta representan comportamientos límites del material; la respuesta no drenada caracteriza la condición donde el fluido está atrapado en el poro del sólido, mientras que la respuesta drenada corresponde a la presión de poro constante, esto puede, de cualquier modo, ser relajado para incluir cualquier presión de poro que este en equilibrio.

i) Carga rápida y lenta

Las respuestas drenada y no drenada también caracterizan los comportamientos instantáneos y a largo plazo del material poroelástico bajo la condición particular de una carga constante aplicada repentinamente.

En la manera más general, la respuesta no drenada denota condiciones donde la escala de tiempo característica de la carga es muy corta para permitir movimiento de fluido tomar lugar entre elementos del material por transporte másico difusivo, mientras que la respuesta drenada caracteriza condiciones donde la presión de poro está en equilibrio estacionario.

III.4 Respuesta volumétrica del fluido infiltrado en los poros del sólido.

La teoría de poroelasticidad acopla la deformación mecánica de un sólido poroso con la hidráulica de flujo en los poros interconectados. Desde el punto de vista de la deformación de un sólido, solo son necesarios dos coeficientes, por ejemplo el módulo de Young E y la relación de Poisson ν para describir la deformación mecánica

isotrópica. Para flujo en el medio poroso, el coeficiente de movilidad (κ) caracteriza el efecto de disipación de flujo de fluido, pero esos tres parámetros no son suficientes para describir un material poroelástico. El acoplamiento entre procesos mecánicos e hidráulicos introduce dos coeficientes independientes; el coeficiente de presión de poro de Skempton B y la constante de Biot α .

A través de la combinación de estos coeficientes, se pueden derivar otros parámetros tales como el módulo volumétrico, esfuerzo de corte, etc. se necesitan de 5 constantes independientes para describir la respuesta de un medio poroso saturado.

El coeficiente de presión de poro de Skempton B es el valor relacionado a la compresibilidad del sólido, fluido y esqueleto. Normalmente varía en el rango de $0 \leq B \leq 1$. El límite superior cuando $B=1$ se alcanza para un fluido incompresible; cuando $B=0$ el fluido es considerado muy compresible (como es el caso de un gas); para una arcilla saturada de agua B es prácticamente 1.

i) Poro del sólido y volumen del poro

Considerando una muestra de material poroso de volumen V_{tot} , conteniendo un espacio poroso interconectado de volumen V_p . El volumen combinado de la fase sólida y poros aislados es denotado por V_s , así $V_{tot} = V_p + V_s$. Suponiendo saturación total, el volumen del fluido el cual puede circular libremente en la muestra es así V_p y la porosidad ϕ es definida como la relación V_p/V .

La respuesta volumétrica del material poroso a la carga puede ser descrita en términos de $\Delta V/V$ y $\Delta V_p/V_p$; la deformación volumétrica del material y el espacio poroso, respectivamente.

ii) Constituyente sólido y porosidad

La descomposición de la carga sugiere una descripción alternativa de la respuesta volumétrica del poro del sólido en términos de $\Delta V_s/V_s$ y $\Delta \phi/(1-\phi)$, dos cantidades que miden respectivamente la deformación volumétrica de la fase sólida y la deformación relativa del espacio poroso y el poro del sólido.

iii) Respuesta volumétrica del fluido

Una suposición es que el espacio poroso del material poroso es completamente llena por un fluido, el cambio del volumen del poro es igual a la variación del volumen del fluido atrapado en el espacio poroso.

iv) Correspondencia de parámetros y casos límite

La construcción previa ha proporcionado un medio alternativo a las constantes poroelásticas.

- a) Constituyente sólido incompresible. La compresibilidad de la fase sólida es despreciable comparada con la del material drenado.
- b) Fluido incompresible y constituyente sólido. Las ecuaciones para el sólido incompresible revelan que si la compresibilidad del fluido puede ser despreciada, entonces $B=1$. Para esta situación límite todos los parámetros poroelásticos asumen su límite superior.
- c) Alta compresibilidad del fluido constituyente. El material poroso se comporta como un material elástico sin fluido.

III.5 Invarianza de la porosidad bajo la carga II.

Considerando ahora un material poroso ideal caracterizado por un espacio poroso totalmente conectado y por una matriz de material microscópicamente isotrópico y homogéneo. Si una carga Π es aplicada a este material, el esfuerzo resultante corresponde a una presión uniforme p en cualquier punto en el constituyente sólido. En otras palabras, este material se deforma bajo carga Π como si todos los poros fueran llenados con material sólido. Por lo tanto, el componente sólido y el esqueleto experimentan una deformación volumétrica sin cambio de forma.

III.6 Deformación volumétrica no lineal de rocas porosas

Muchos resultados de experimentos sugieren que la respuesta volumétrica de las rocas porosas al cambio de presión total es en realidad no lineal. Las relaciones lineales consideradas hasta ahora son meramente aproximaciones, aplicables a "pequeñas" variaciones de esfuerzos. El comportamiento lineal es generalmente asociado con el cierre/apertura de "crack" de poro (caracterizado por la relación de ejes mayor y menor del poro), pero en muchos poros de rocas débiles, esto es causado por el colapso progresivo del poro. La mayor preocupación es establecer la dependencia o no de la compresibilidad en la presión total P y la presión de poro p que puede ser reducida a una presión efectiva.

III.7 Mediciones de laboratorio.

Ahora se presenta una discusión del principio de medición de coeficientes poroelásticos que caracteriza la respuesta volumétrica de una roca porosa isotrópica. En vista de la respuesta no lineal de las rocas, las constantes poroelásticas deben ser entendidas como parámetros tangenciales o incrementales. Estos necesitan así ser determinados por la medición de la respuesta a pequeños incrementos de carga de una muestra de roca, inicialmente sujeta a una presión de confinamiento p_0 y a una presión de poro p_0 .

En la práctica, puede ser generalmente supuesto que los coeficientes incrementales o tangenciales dependen solo de la presión efectiva Terzaghi. Implicando que todas las mediciones pueden ser hechas realmente a la presión de referencia de poro cero.

III.8 Pruebas drenadas.

En una prueba drenada, la presión de confinamiento es incrementada por DP , pero la presión de poro p es mantenida al valor inicial p_0 de la frontera (o al menos parte) del núcleo de roca. Como un resultado de la carga, un incremento de la presión de poro es inicialmente inducida en la roca, y es entonces progresivamente disipada así como la presión de poro llega al equilibrio con la condición de frontera. Una vez que la presión está en equilibrio, pueden ser hechas dos mediciones: el cambio de volumen de la roca y el volumen de fluido expelido de la roca. El cambio volumétrico de la muestra puede ser estimado usando medidores montados en la muestra en direcciones longitudinal y transversal.

III.9 Pruebas no drenadas.

En esta prueba, la presión de confinamiento es aplicada a la muestra de roca sin permitir a ningún fluido salir de la muestra. Pueden ser hechas directamente dos mediciones después de la aplicación de la carga: el cambio volumétrico y el cambio de presión de poro.

III.10 Pruebas sin camisa (jacket).

En la prueba original propuesta por Biot y Willis, es colocado un núcleo sin camisa (jacket) aplicándole carga con fluido en un recipiente presurizado. La prueba puede, por lo tanto ser llevada a cabo con un núcleo y jacket como en las otras dos pruebas, simplemente por la imposición de incrementos iguales de presión de confinamiento y presión de poro. Pueden ser hechas dos mediciones como en el caso de pruebas

drenadas. Esta vez, por lo tanto debido a que la presión de poro esta cambiando, es necesaria una calibración del sistema de medición para determinar la variación del volumen dentro de la muestra. Fig. 1

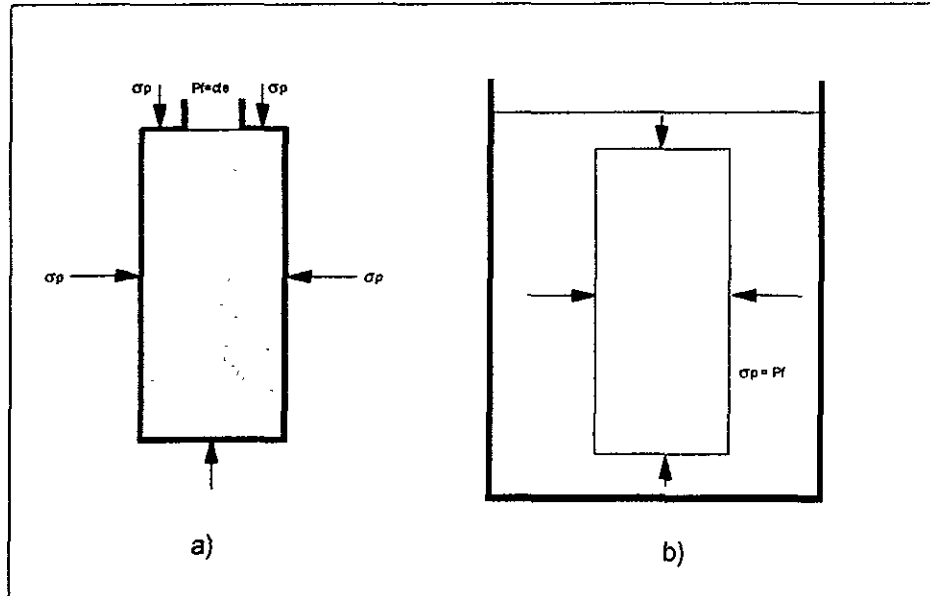


Fig. 1. Prueba con camisa (a) y sin camisa (b).⁵

III.11 Teoría poroelástica de Biot¹⁹⁻²² para propiedades estáticas.

Considerando primero un medio poroso muy simple; uno en que la parte sólida y el fluido se deforman independientemente una de otro. En la práctica se debe pensar en este medio como una suspensión de partículas sólidas en un fluido, o como ejemplo, en una arena no consolidada saturada de agua. Si colocamos esta mezcla en un contenedor, la deformación volumétrica debido a la presión externa σ_p es:

$$\varepsilon_v = \frac{\sigma_p}{K_{eff}} \quad (1)$$

donde K_{eff} es el módulo de volumen de la mezcla. Sin embargo, la deformación total debe ser igual a la suma de las deformaciones de cada componente, pesado por la porción de volumen de cada uno.

$$\varepsilon_v = \frac{V_s \varepsilon_{v,s}}{V_{\text{tot}}} + \frac{V_f \varepsilon_{v,f}}{V_{\text{tot}}} \quad (2)$$

donde los subíndices s y f denotan sólido y fluido, respectivamente, y V_{tot} es el volumen total. Ahora, definimos a la porosidad ϕ como el volumen ocupado por el fluido relativo al volumen total, esto es:

$$\phi = \frac{V_f}{V_{\text{tot}}} \quad (3)$$

Debido a que $V_{\text{tot}} = V_f + V_s$, entonces, el volumen relativo ocupado por los sólidos es:

$$\frac{V_s}{V_{\text{tot}}} = 1 - \phi \quad (4)$$

Las deformaciones $\varepsilon_{v,s}$ y $\varepsilon_{v,f}$ son dadas por el módulo de volumen del sólido (K_s) y del fluido (K_f), respectivamente. Entonces la Ec. (2) puede escribirse:

$$\varepsilon_v = \frac{(1-\phi)\sigma_p}{K_s} + \frac{\phi\sigma_p}{K_f} \quad (5)$$

Combinando las ecuaciones (1) y (5) encontramos que el modulo efectivo de la suspensión es:

$$\frac{1}{K_{eff}} = \frac{1-\phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \quad (6)$$

La presencia de fluido en los poros agrega términos a la energía de deformación del material. Por lo tanto, las relaciones esfuerzo-deformación se modifican. Biot (1962) demostró como las relaciones lineales esfuerzo-deformación para este sistema de dos fases pueden ser expresadas en términos de los parámetros de deformación ε_v y ζ , de los elementos tensores de esfuerzos y de la presión de poro P_f :

$$\sigma_x = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_x - C\zeta \quad (7)$$

$$\sigma_y = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_y - C\zeta \quad (8)$$

$$\sigma_z = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_z - C\zeta \quad (9)$$

$$\tau_{yz} = 2G\Gamma_{yz} \quad (10)$$

$$\tau_{xz} = 2G\Gamma_{xz} \quad (11)$$

$$\tau_{xy} = 2G\Gamma_{xy} \quad (12)$$

$$p_f = C\varepsilon_v - M\zeta \quad (13)$$

λ y G son los parámetros de Lamé del material poroso, mientras que C y M son los módulos elásticos requeridos para describir el medio de dos fases. Como podemos ver de las Ecs. (7) - (9) y (13), C juega el papel de acoplador entre las deformaciones del sólido y del fluido, mientras que M representa las características de las propiedades elásticas del fluido. Expresiones explícitas para C y M en términos del módulo del sólido y del fluido se mostrarán adelante. La suma de las Ecs. (7) a (9) proporciona:

$$\bar{\sigma} = K\varepsilon_v - C\zeta \quad (14)$$

donde $\bar{\sigma} = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)/3$ y $K = \lambda + 2G/3$ es el módulo de volumen de la roca porosa en condición de "no drene", esto es, en una condición donde no se permite que fluido escape de los poros.

De la definición de esfuerzo efectivo:

$$\bar{\sigma} = -\sigma_p + \alpha p_f \quad (15)$$

Físicamente, esto significa que el armazón sólido soporta la parte σ_p' del esfuerzo total externo σ_p , mientras que la parte remanente, αp_f , es soportada por el fluido. La presión de poro remanente, $(1-\alpha)p_f$ es contrarrestada por los esfuerzos internos en el sólido. El parámetro α es llamado la constante de Biot:

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (16)$$

Ahora se observará como K , C y M se relacionan al módulo de los constituyentes de la roca. Primero, se supone que se realiza una prueba: un medio poroso se encuentra confinado dentro de una "camisa" impermeable, y se encuentra sometida a una presión hidrostática externa σ_p . Se permite que el fluido escape mientras se ejerce la presión, de tal manera que la presión de poro se mantiene constante, y por lo tanto, el esfuerzo es soportado enteramente por el armazón sólido. De las Ecs. (13) a (16) se obtiene:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K - \frac{C^2}{M} \equiv K_{fr} \quad (17)$$

Debido a que esta prueba caracteriza la rigidez de la parte sólida de la roca, K_{fr} es llamado el módulo de volumen del armazón. Debido a que no hay fuerzas cortantes asociadas al fluido, se puede identificar directamente al módulo de corte del sistema poroso como el módulo de corte del armazón, esto es:

$$G = G_{fr} \quad (18)$$

Después, se realiza una prueba "sin camisa". Aquí, la muestra de roca en estudio se encuentra sumergida en un fluido de tal manera que la presión hidrostática en la muestra se encuentra balanceada con la presión de poro, esto es, $p_f = \sigma_p$. Combinando las Ecs. (13) y (14) se encuentra que:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \frac{K_f}{1 - \frac{C}{M}} \quad (19)$$

En este caso, la respuesta esfuerzo-deformación del sólido está dada completamente por las propiedades elásticas intrínsecas del material sólido, esto es, $\sigma_p = K_s \varepsilon_v$, donde K_s es el módulo de volumen del sólido (frecuentemente, $1/K_s$ es referido como la compresibilidad del grano). Comparando con la Ec. (19) se obtiene:

$$K_s = \frac{K_f}{1 - \frac{C}{M}} \quad (20)$$

Expresando las constantes elásticas K , C y M en términos del módulo de elasticidad de los constituyentes de la roca (K_s y K_f), más la porosidad ϕ y el módulo del armazón K_{fr} . Los resultados son:

$$K = K_{fr} + \frac{K_f}{\phi} \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)^2}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (21)$$

$$C = \frac{K_f}{\phi K_s \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (22)$$

$$M = \frac{CK_s}{K_s - K_{fr}} \quad (23)$$

Sin embargo, las relaciones (21) - (23) no proporcionan un significado físico claro de cada parámetro. Se puede obtener una idea más clara analizando un par de casos límite, donde las relaciones se vuelven más simples.

Un caso es una roca "dura", donde el almacén es incompresible, comparado con el fluido. Como $K_s \gg K_f$ en general, para este caso de "almacén rígido" se tiene:

$$K_{fr}, G_{fr}, K_s \gg K_f \quad (24)$$

Para porosidades finitas (específicamente $\phi \gg (K_f / K_s^2)(K_s - K_{fr})$, las Ecs. (21) - (23) se reducen a:

$$\begin{aligned}
 K &\approx K_{fr} \\
 C &\approx \frac{K_f}{\phi} \left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \right) \\
 M &\approx \frac{K_f}{\phi}
 \end{aligned}$$

"Armazón rígido" (25)

Se observa que el módulo de volumen K se identifica aquí como el módulo de volumen del armazón de la roca, mientras que la constante M es dada completamente por las propiedades del fluido y del sistema poroso.

El límite opuesto es el de un "armazón suave". Para este caso se asume

$$K_{fr}, G_{fr}, K_f \ll K_s \quad (26)$$

Para porosidades $\phi \gg K_f / K_s$, las Ecs. (21) - (23) se reducen a:

$$\begin{aligned}
 K &\approx K_{fr} + \frac{K_f}{\phi} \\
 C &\approx M \approx \frac{K_f}{\phi}
 \end{aligned}$$

"Armazón suave" (27)

En este caso, el módulo de volumen K está influenciado no solo por la rigidez de la roca, sino también por el módulo de volumen del fluido K_f . En el caso límite cuando $K_f \rightarrow 0$ (suspensión), $K = C = M \cong K_f / \phi$ son dadas principalmente por las propiedades del fluido.

Debe notarse que los límites de "armazón rígido" y "suave" son casos extremos que se utilizan principalmente con propósitos ilustrativos. Para cálculos prácticos se deben utilizar las Ecs. (21) - (23).

La teoría mencionada contiene dos parámetros desconocidos, los que no son identificados en términos de las propiedades de los constituyentes de las rocas. Estos son dos módulos elásticos del armazón, K_{fr} y G_{fr} . Empíricamente, se ha encontrado que el módulo de volumen del armazón K_{fr} es significativamente más pequeño que K_s , y que decrece pronunciadamente con la porosidad.

En la literatura de la mecánica de rocas relacionada al petróleo, el término "compresibilidad del poro" se introduce algunas veces para describir la rigidez efectiva del espacio poroso. La compresibilidad del poro ($1/K_p$) normalmente se define como $1/K_p = (1/K_{fr} - (1 - \phi)/K_s)$. Sin embargo, esta expresión no es correcta (Zimmerman, 1991). Volviendo a las relaciones esfuerzo-deformación (7) - (13), definiendo $1/K_p \cong \varepsilon_{v,p} / \sigma_p$, donde $\varepsilon_{v,p}$ es la deformación volumétrica del espacio poroso, y asumiendo que se permite que el fluido escape (prueba con camisa), se encuentra:

$$\frac{1}{K_p} = \frac{1}{\phi} \left(\frac{1}{K_{fr}} - \frac{1}{K_s} \right) \quad (28)$$

Anteriormente se discutió un experimento donde una muestra de roca fue "encamisada" con la libertad de que el fluido escapara, de esta manera se mantuvo constante la presión de poro mientras se ejercía presión (Fig. 1). La respuesta esfuerzo-deformación para esta prueba fue dada en la Ec. (17), esto es:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K_{fr} \quad (29)$$

Imaginando una prueba similar, pero con el fluido localizado en los poros encerrado, de tal manera que no exista flujo hacia fuera o dentro de la muestra. A esta situación se le llama de "no drene". La compresión de la muestra -incluyendo el espacio poroso- debida a una carga hidrostática externa, provocará en este caso un incremento en la presión de poro. La compresión en la muestra y la presión de poro pueden ser calculadas haciendo $\zeta = 0$ en las Ecs. (13) y (14), es decir, que no hay desplazamiento relativo entre el fluido y el sólido durante la prueba. La presión de poro está dada por la Ec. (13):

$$p_f = C\varepsilon_v \quad (30)$$

mientras que las características esfuerzo-deformación dadas por la Ec. (14) queda:

$$\sigma_p = K\varepsilon_v \quad (31)$$

Recordando la definición de α , como ya se mencionó, K_{fr} siempre es más pequeño que K_s . Teóricamente, el límite superior para K_{fr} es $(1-\phi) K_s$. El límite inferior es, por supuesto, cero. De esta manera, α se encuentra restringido a la región $\phi < \alpha \leq 1$. En rocas no consolidadas o débiles, el valor de α es cercano a uno.

III.12 Esfuerzos alrededor del agujero en una formación poroelástica.⁵⁻¹⁸

A continuación se trata el hecho de que la roca es permeable y que los poros influyen en las soluciones de esfuerzos. Se asume que el esfuerzo horizontal es isotrópico. Inicialmente, se necesita establecer las relaciones esfuerzo-deformación correspondientes a un material poroelástico. Las relaciones esfuerzo-deformación para materiales isotrópicos son²³:

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z - C\zeta \\
 \sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z - C\zeta \\
 \sigma_z &= \lambda\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + (\lambda + 2G)\varepsilon_z - C\zeta \\
 \tau_{r\theta} &= 2G\Gamma_{r\theta} \\
 \tau_{rz} &= 2G\Gamma_{rz} \\
 \tau_{\theta z} &= 2G\Gamma_{\theta z} \\
 p_f &= C\varepsilon_v - M\zeta
 \end{aligned} \tag{32}$$

se puede asumir que existe una frontera a una distancia finita $r=R_o \gg R_i$ =radio del agujero, donde las condiciones son:

$$\begin{aligned}
 \sigma_z(R_o) &= \sigma_v \\
 \sigma_r(R_o) &= \sigma_\theta(R_o) = \sigma_h \\
 p_f(R_o) &= p_{fo}
 \end{aligned} \tag{33}$$

En la pared del agujero, la condición de frontera es que el esfuerzo radial es continuo, esto es:

$$\sigma_r(R_i) = p_w \quad (34)$$

Si la pared del agujero es permeable, tenemos para la presión de poro:

$$p_f(R_i) = p_w \quad (35)$$

$$p_f = p_{f_0} + (p_w - p_{f_0}) \frac{\ln\left(\frac{r}{R_o}\right)}{\ln\left(\frac{R_i}{R_o}\right)} \quad (36)$$

Expresando los esfuerzos como funciones de la distancia r al centro del agujero, asumiendo, $R_o \gg R_i$ las expresiones son:

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \left(\frac{R_i}{r}\right)^2 + (p_{f_0} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \left[\left(\frac{R_i}{r}\right)^2 - \frac{\ln\left(\frac{R_o}{r}\right)}{\ln\left(\frac{R_o}{R_i}\right)} \right] \quad (37)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \left(\frac{R_i}{r}\right)^2 - (p_{f_0} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \left[\left(\frac{R_i}{r}\right)^2 + \frac{\ln\left(\frac{R_o}{r}\right)}{\ln\left(\frac{R_o}{R_i}\right)} \right]$$

$$\sigma_z = \sigma_v - (p_{f_0} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \frac{2 \ln\left(\frac{R_o}{r}\right) - \nu}{\ln\left(\frac{R_o}{R_i}\right)}$$

Se debe hacer notar que el efecto del flujo del fluido el cual es proporcional a $p_{f_0} - p_w$, es el de incrementar el esfuerzo radial y reducir los esfuerzos tangencial y axial, provocando que $p_w < p_{f_0}$ (esto cuando el fluido está fluyendo hacia el agujero). Si el agujero no fuera permeable, las expresiones se vuelven más simples, debido a que tenemos $p_f = p_{f_0}$ para todo r .

III.13 Criterio de falla de Mohr - Coulomb aplicado a una formación poroelástica.⁵⁻²⁸

En una situación práctica, normalmente la roca que rodea al agujero es porosa y permeable. Por lo tanto, la presión de poro debe ser incluida en el criterio de falla del agujero. Esto puede realizarse aplicando un criterio de falla para materiales poroelásticos, como el criterio de Mohr-coulomb:

$$\sigma_1 - \alpha p_f = C_o + (\sigma_3 - \alpha p_f) \tan^2 \beta \quad (38)$$

ó bien

$$\sigma_1 - \alpha p_f = 2S_o \frac{\cos \phi}{1 - \sin \phi} + (\sigma_3 - \alpha p_f) \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (38a)$$

III.14 Condiciones de falla en agujeros con pared del agujero permeable.

Si el agujero es permeable, la presión de poro en la pared del agujero es igual a la presión del pozo $P_f = P_w$. En una situación de régimen permanente, los esfuerzos en la pared del agujero están dados por las Ecs. (37), con $r = R_i$ (radio del pozo) y el criterio de falla del agujero puede ser encontrado al sustituir estos esfuerzos en el criterio de falla (38).

Se hace la sustitución de esfuerzos en la pared del pozo con $r = R_i$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_h + (\sigma_h - P_w) \left(\frac{R_i}{R_o} \right)^2 - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} 2\alpha(1)$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_h + \sigma_h - P_w - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha$$

$$\sigma_{\theta} = 2\sigma_h - P_w - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha$$

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - P_w) \left(\frac{R_i}{R_o} \right)^2$$

$$\sigma_r = \sigma_h - \sigma_h + P_w$$

$$\sigma_r = P_w$$

$$\sigma_z = \sigma_v - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \frac{2 \ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right) - \nu}{\ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right)}$$

Por lo tanto:

$$\sigma_r = P_w$$

$$\sigma_{\theta} = 2\sigma_h - P_w - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha$$

$$\sigma_z = \sigma_v - (P_{fo} - P_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \left[2 - \frac{\nu}{\ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right)} \right] \quad (39)$$

La sustitución de los esfuerzos principales σ_z , σ_θ , y σ_r en el criterio de falla puede realizarse de seis maneras diferentes, dependiendo de la magnitud relativa entre estos (por combinaciones).

Se establece la magnitud de esfuerzos $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$

En el caso de que $\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$ (caso 1), la asignación es como sigue:

$$\sigma_1 = \sigma_\theta$$

$$\sigma_3 = \sigma_r$$

Se sustituyen las expresiones correspondientes en el criterio de falla, Ec. 38 y se despeja P_w

$$2\sigma_h - P_w - \alpha P_{fo} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) + \alpha P_w \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) - \alpha P_w = [P_w - \alpha P_w] \tan^2 \beta + C_o$$

$$2\sigma_h - P_w - \alpha P_{fo} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) + \alpha P_w \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) - \alpha P_w = [P_w - \alpha P_w] \tan^2 \beta + C_o$$

$$2\sigma_h - \alpha P_{fo} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) - C_o = P_w - \alpha P_w \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) + \alpha P_w + P_w \tan^2 \beta - \alpha P_w \tan^2 \beta$$

$$P_w \left[1 - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{\nu} \right) + \alpha + \tan^2 \beta - \alpha \tan^2 \beta \right] = 2\sigma_h - \alpha P_{fo} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) - C_o$$

$$P_w = \frac{2\sigma_h - C_o - \alpha P_{fo} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)}{1 + \alpha + (1 - \alpha) \tan^2 \beta - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)}$$

De manera similar las relaciones obtenidas para criterio de falla del agujero, obtenidas por medio de las sustituciones mencionadas para todos los casos se presentan a continuación.

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3 \text{ (para mostrar los casos completos)}$$

$$\text{Caso a} \quad \sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$$

$$p_w \leq \frac{2\sigma_h - C_o - \alpha p_{fo} \frac{1-2\nu}{1-\nu}}{\alpha + 1 + (1-\alpha) \tan^2 \beta - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (40)$$

$$\text{Caso b} \quad \sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$$

$$p_w = \frac{\sigma_v - C_o + \alpha p_{fo} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[\frac{\nu}{2 \ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right)} - 1 \right]}{\alpha + (1-\alpha) \tan^2 \beta - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[1 - \frac{\nu}{2 \ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right)} \right]} \quad (41)$$

Caso c $\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_\theta$

$$p_w = \frac{\sigma_v - C_o - 2\sigma_h \tan^2 \beta + \alpha p_{fo} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[\frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} + \tan^2 \beta - 1 \right]}{\alpha + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha - \alpha - 1 \right) \tan^2 \beta + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[\frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} - 1 \right]} \quad (42)$$

Caso d $\sigma_r \geq \sigma_z \geq \sigma_\theta$

$$p_w = \frac{C_o + \left(2\sigma_h - \alpha p_{fo} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \tan^2 \beta}{1 - \alpha + \left(1 + \alpha + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \tan^2 \beta} \quad (43)$$

Caso e $\sigma_r \geq \sigma_\theta \geq \sigma_z$

$$p_w = \frac{C_o + \sigma_v \tan^2 \beta + p_{fo} \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \tan^2 \beta \left(\frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} - 1 \right)}{1 - \alpha + \left(1 - \frac{1-2\nu}{1-\nu} + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} \right) \alpha \tan^2 \beta} \quad (44)$$

Caso f $\sigma_\theta \geq \sigma_r \geq \sigma_z$

$$p_w = \frac{C_o - 2\sigma_h + \sigma_v \tan^2 \beta + \alpha p_{fo} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left(1 - \tan^2 \beta + \frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} \tan^2 \beta \right)}{\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left(1 - \tan^2 \beta + \frac{\nu}{2 \ln(R_o/R_i)} \tan^2 \beta \right) + (\tan^2 \beta - 1)\alpha - 1} \quad (45)$$

III.15 Condiciones de falla en agujeros con pared del agujero impermeable.

Si la pared del pozo no es permeable, las expresiones son más simples debido a que $P_f = P_o$ para toda r y al hacer la misma consideración que en el caso anterior para $r = R_i$ quedan las siguientes expresiones que siguiendo el mismo procedimiento resulta en los seis casos correspondientes a pared impermeable:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= P_w \\ \sigma_\theta &= 2\sigma_h - P_w \\ \sigma_z &= \sigma_v\end{aligned}$$

Caso a $\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$

$$P_w = \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h + \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) - C_o] \quad (46)$$

Caso b $\sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$

$$P_w = \frac{1}{\tan^2 \beta} [\sigma_v - \alpha p_f - C_o] + \alpha p_f \quad (47)$$

Caso c $\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_\theta$

$$P_w = 2\sigma_h - \frac{1}{\tan^2 \beta} [\sigma_v - \alpha p_f - C_o] - \alpha p_f \quad (48)$$

Caso d $\sigma_r \geq \sigma_z \geq \sigma_\theta$

$$P_w = \frac{1}{\tan^2 \beta + 1} [2\sigma_h \tan^2 \beta - \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) + C_o] \quad (49)$$

Caso e $\sigma_r \geq \sigma_\theta \geq \sigma_z$

$$p_w = \sigma_v \tan^2 \beta - \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) + C_o \quad (50)$$

Caso f $\sigma_\theta \geq \sigma_r \geq \sigma_z$

$$p_w = 2\sigma_h - \sigma_v \tan^2 \beta + \alpha p_f (\tan^2 \beta - 1) - C_o \quad (51)$$

III.16 Determinación de la densidad máxima⁵.

El límite superior para la densidad del lodo es aquella a la cual ocurre un afallamiento tensional (fracturamiento).

El fracturamiento ocurre cuando el menor esfuerzo principal efectivo se vuelve tensional e igual a la resistencia a la tensión de la roca:

$$\sigma_3 + T_o \leq 0 \quad (52)$$

Normalmente, una buena aproximación es fijar la resistencia a la tensión, T_o , igual a cero, debido a que siempre habrá pequeñas grietas e imperfecciones en la pared del agujero.

Se pueden diferenciar dos condiciones extremas:

- 1) Pared del pozo impermeable, caso no penetrante.
- 2) Pared del pozo permeable, caso penetrante.

En el primer caso, la presión de poro no es afectada por la presión del pozo. En el otro extremo, la presión cerca de la pared de la formación será aproximadamente igual a la presión del pozo.

Así en el caso impermeable

$$P_{w\text{máx}} = 2\sigma_h - P_f \quad (53)$$

y la situación penetrante

$$P_{w\text{máx}} = \sigma_h \quad (54)$$

CAPITULO IV

IV.1 SIMULADOR PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZOS.

Para el análisis de estabilidad, se inicia a partir de datos de geometría del pozo, de condiciones de operación, estado mecánico, datos de la formación y del fluido de perforación, datos generales como gradiente geotérmico, temperatura en superficie, etc., Se efectúa el cálculo de los esfuerzos en la formación, en la pared del agujero, se determinan si es necesario las propiedades mecánicas de la formación, se aplica el criterio de falla que se acerque más al comportamiento mecánico de la formación y se elige la teoría a emplear así como los efectos deseados.

Estos algoritmos ya se tienen implementados en el simulador ESTAB Ver. 1.0 que posee las siguientes características:

- ◆ Desarrollo bajo ambiente Windows 3.1 y 95 debido al manejo estándar de estos sistemas operativos.
- ◆ Implementación de los modelos disponibles a fin de explotar su uso con fines de análisis, quedando estructurado su código para integrar otros modelos en un futuro.
- ◆ Módulo de manejo de registros geofísicos con desplegado interactivo por medio de carriles tipo registros, con el fin de depurar su impresión y su interpretación en modo de consulta.
- ◆ Integración de una base de datos para organizar y consultar información de una forma más flexible, con el potencial de robustecerla para estudiar el comportamiento de estabilidad a nivel de un campo.
- ◆ Diseño del sistema con una interfaz gráfica completamente interactiva con el propósito de facilitar su manejo y análisis de pozos.

- ◆ Implementación de reportes gráficos de alta calidad.
- ◆ Adaptación de la metodología de cálculo para la evaluación de geopresiones, debido a que el modelo de estabilidad lo requiere.
- ◆ Integración de procedimientos de instalación y ayudas para brindar una mejor operación.

Se presenta la guía de usuario con algunos ejemplos de resultados, que a partir de los datos de campo es posible observar como lo es el efecto de la variación de la salinidad del lodo, temperatura de entrada y gasto, así como de la densidad para *determinar si se está dentro de la región de estabilidad para determinadas condiciones*. Estos ejemplos se corrieron con datos reales.

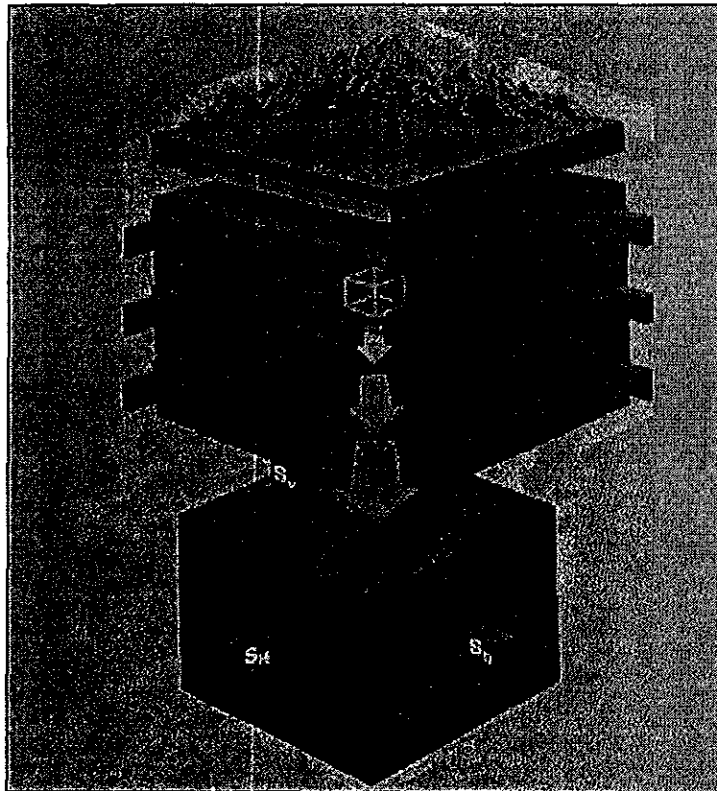
El simulador también proporciona datos de densidad mínima y máxima para establecer la ventana operacional de resultados, que son comparables con los que se proporcionan en forma comercial con el registro ya procesado Impact de Schlumberger, con la ventaja de contar con un mayor número de variables y efectos a considerar. Es factible tener gráficas de un intervalo en forma automática.

Un punto importante es que se pueden efectuar comparaciones entre modelos como el lineal elástico y el poroelástico permeable y no permeable, lo que constituye una aportación importante pues existen simuladores disponibles comercialmente pero únicamente están basados en la teoría de la elasticidad y no contemplan los efectos que se tienen contemplados en este trabajo.

ESTAB 1.0

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD MECÁNICA DE POZOS

IV.2 GUÍA DE USUARIO



ENERO / 1999



INTRODUCCION.

La presente **GUIA DE USUARIO** del sistema de cómputo **ESTAB 1.0** tiene como objetivo apoyar al usuario en el manejo del programa, para así obtener resultados satisfactorios y tomar decisiones *prudentes en mantener la seguridad del pozo.*

Dicho sistema se desarrolló en lenguaje *Visual Basic versión 5.0* utilizando la tecnología con arquitectura de 32 bits.

En términos generales **ESTAB 1.0** se compone de tres sistemas de cómputo:

1. **ESTAB 1.0** .- Análisis de Estabilidad de Pozos (La base de este trabajo).
2. **GEOPRESW 2.0**.- Cálculo y Análisis de Geopresiones (Apoyo en el Cálculo de los Gradientes).
3. **REGISTRO 1.0**.- Graficador de registros geofísicos en carriles convencionales (Apoyo en la presentación de los Registros Geofísicos).

La Guía esta compuesta por las siguientes secciones:

1. **Instalación**.- Define los requerimientos para la aplicación y el proceso de instalación.
2. **Ejecución del programa**.- Presenta el conjunto de datos necesarios a registrar, editar, así como los procesos de ejecución para obtener los resultados y tener los reportes necesarios en el Análisis de Estabilidad de Pozos.
3. **Ejemplos de aplicación**.- Se ejecuta el programa cargando dos archivos de datos (*Prueboo.txt* y *Pruebot.txt*) que contiene ya el sistema desde la instalación con el fin de observar los datos, procesos, resultados y reportes que se generan con **ESTAB 1.0**.

CONTENIDO**GUÍA DE USUARIO**

1. INSTALACION	1
1.1. REQUERIMIENTOS.	1
1.2. RECOMENDACION.	1
1.3. PROCESO DE INSTALACION.	1
2. EJECUCION DEL PROGRAMA	4
2.1. CARGADO Y ALMACENAMIENTO DE DATOS.	4
2.2. EDICION DE DATOS.	5
2.3. PROCESOS, RESULTADOS Y REPORTE.	9
2.4. GEOPRESW Y REGISTROS.	9
2.5. AYUDAS.	10
3. EJEMPLOS DE APLICACION	11
SOPORTE TECNICO	13

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Iniciando la Instalación	76
Figura 2. Disco 2 de Instalación	76
Figura 3. Bienvenido a la Instalación de ESTAB	77
Figura 4. Directorio de Instalación	77
Figura 5. Avance de Instalación	78
Figura 6. Disco 3 de Instalación	78
Figura 7. Ventana de Inicio	79
Figura 8. Diálogo para Abrir Archivos	80
Figura 9. Carpeta para el Análisis de estabilidad de Pozos con Efecto Osmótico Opcional	83
Figura 10. Carpeta para el Análisis de estabilidad de Pozos con Efecto Osmótico o Temperatura	83
Figura 11. Ventana de Ayuda para Fundamentos Técnicos	85
Figura 12. Información del Software	85
Figura 13. Ejecutando la Opción Efecto Osmótico Opcional	87
Figura 14. Ejecutando la Opción Efecto Osmótico o Temperatura	88
Figura 15. Resultados Gráficos y Tabulares del Efecto Osmótico o Temperatura	88

1. INSTALACION.

ESTAB 1.0 como producto final contiene **Guía de usuario** y **Discos de Instalación**.

Para efectuar la instalación es necesario disponer de ciertos requerimientos con el fin de obtener un buen funcionamiento del sistema. A continuación se describen éstos:

1.1. REQUERIMIENTOS DE INSTALACION.

Es muy importante verificar en la PC (computadora personal) las siguientes características de Hardware y Software para iniciar y utilizar **ESTAB 1.0** en forma óptima.

- PC con procesador pentium.
- *Tener 8 Megabytes o más en RAM.*
- Disco duro con 30 Megabytes libres mínimo.
- Tarjeta de vídeo VGA o superior.
- Ratón o Mouse.
- Windows 95 / NT / Novell.
- Impresora, que es indispensable cuando se desee generar reportes. Puede ser de cualquier tipo ya sea de Color, Láser, Matriz, etcétera.

1.2. RECOMENDACION.

Antes de instalar **ESTAB 1.0** se recomienda **RESPALDAR** los discos de instalación. Este proceso se puede realizar mediante 2 formas:

- Copiando discos desde MS - DOS:
- Copiando discos desde el Administrador de Archivos de Windows:

1.3. PROCESO DE INSTALACION.

El proceso de instalación de **ESTAB 1.0** consiste principalmente en cargar a disco duro los archivos necesarios para el buen funcionamiento del sistema. Para lograr este proceso se deben efectuar los siguientes pasos:

1. Colocar en el drive "A" el disco de instalación número uno.
2. Desde el menú inicio de Windows 95 seleccionar **Ejecutar** y teclear en el diálogo **A:SETUP**.
3. Se inicia la instalación con una ventana como la siguiente:

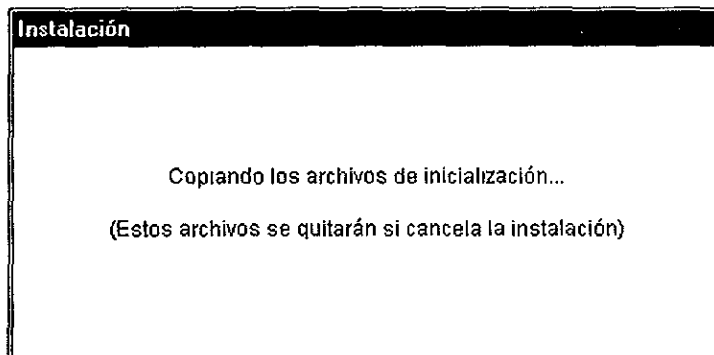


Figura 1. Iniciando la Instalación.

4. Colocar en el drive A el disco dos para proseguir con la instalación.

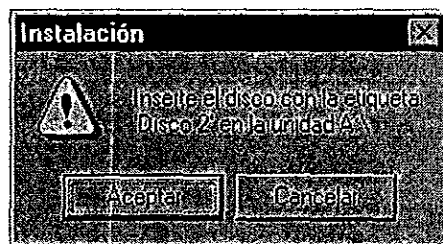


Figura 2. Disco 2 de Instalación.

5. Se visualiza un diálogo de Bienvenida

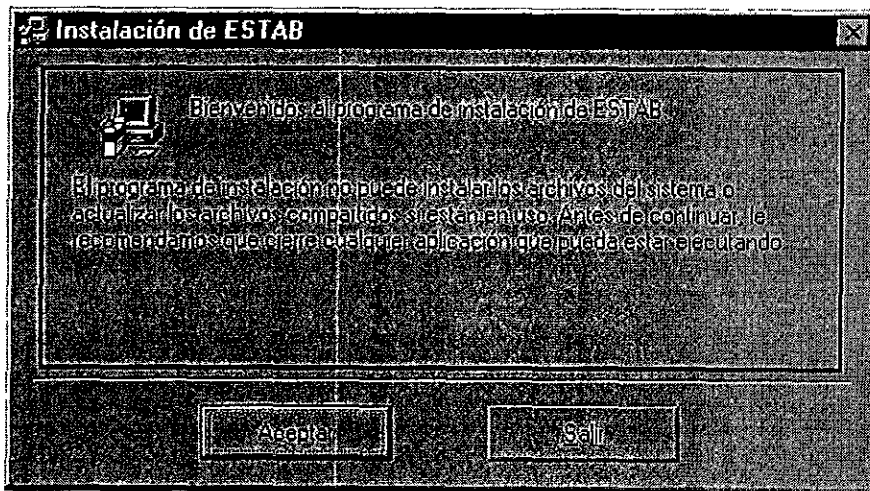


Figura 3. Bienvenido a la Instalación de ESTAB.

6. En la ventana que se observa en la *Figura 4* se tienen dos botones:

El botón **Cambiar directorio** permite modificar la ruta en que se instalará el programa de Análisis de Estabilidad de Pozos y el botón que tiene la **imagen de una computadora** que permite instalar en definitiva el paquete.

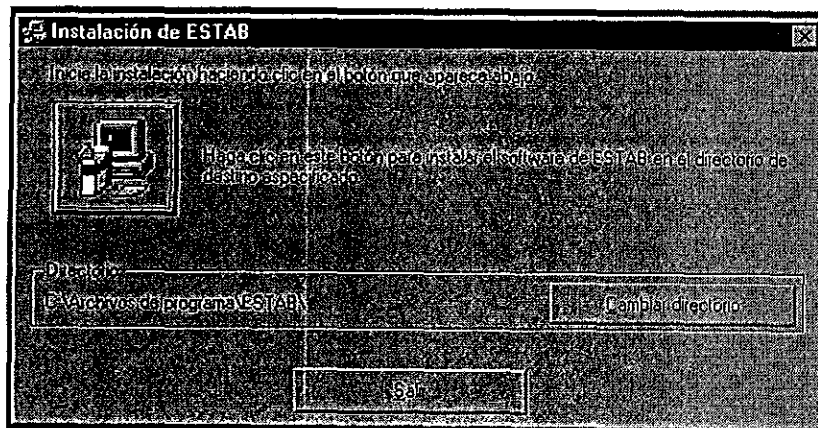


Figura 4. Directorio de Instalación.

7. Al seleccionar el botón con la imagen de la computadora se presentará un medidor de avance en la instalación en porcentaje.

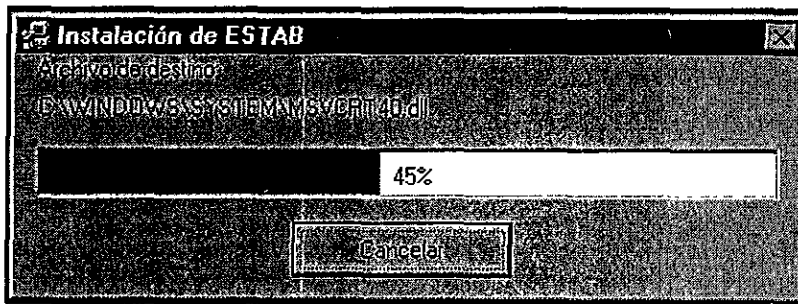


Figura 5. Avance de Instalación.

8. Enseguida se solicita el disco 3 de instalación.

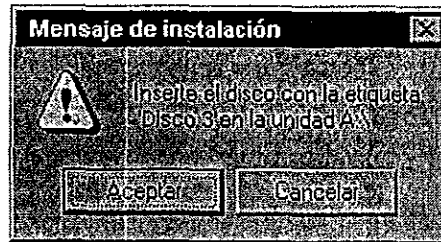


Figura 6. Disco 3 de Instalación.

9. Termina la instalación, se actualiza el sistema y se crea el icono del programa.

2. EJECUCION DEL PROGRAMA.

Una vez instalado correctamente el sistema de computo **ESTAB 1.0** en el disco duro de la PC, se puede iniciar una sesión con éste al activar el icono representativo, presentándose una ventana de inicio como la mostrada a continuación:

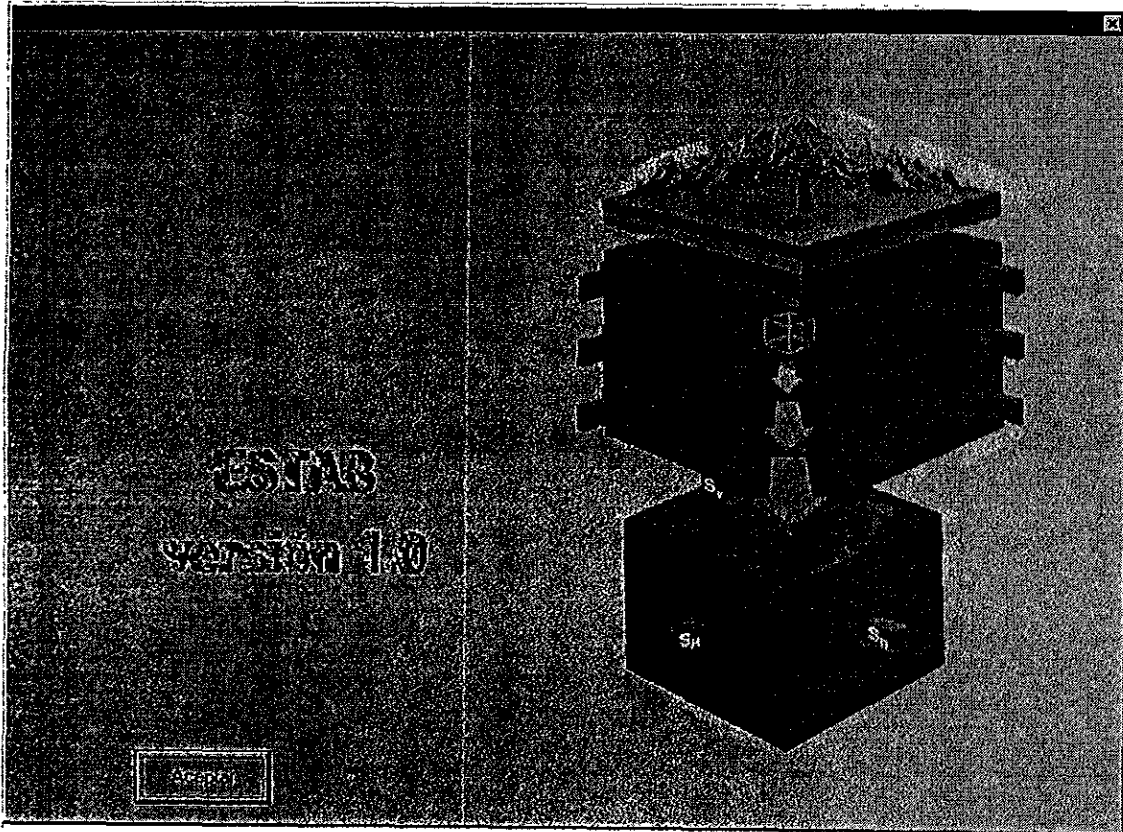


Figura 7. Ventana de inicio.

2.1. CARGADO Y ALMACENAMIENTO DE DATOS.

El menú **A**rchivo de **ESTAB 1.0** cuenta con las siguientes opciones para manipular archivos:

- **N**uevo.- Esta opción permite al usuario iniciar un nuevo archivo de datos.
- **A**brir.- Esta opción despliega una caja de diálogo (Figura 8) donde se puede seleccionar un archivo existente del tipo que maneja **ESTAB 1.0** (*.txt), La información que contiene este archivo es desplegada en una ventana de edición.
- **G**uardar.- Este salva al archivo activo con el mismo nombre.

- **Guardar como...** - Esta opción salva al archivo activo con un nombre diferente; que debe ser proporcionado por el usuario.
- **Salir.** - Esta opción termina la sesión de trabajo con el sistema *Análisis de Estabilidad de Pozos*.

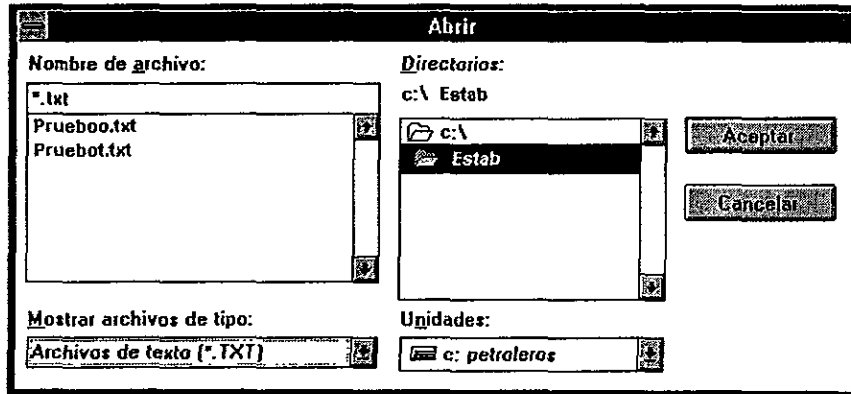


Figura 8. Diálogo para Abrir Archivos.

2.2. EDICION DE DATOS.

Las dos formas de edición que contempla **ESTAB 1.0** son abriendo un *archivo existente* o realizando uno *nuevo*. El programa de computo contiene dos formas o tipos de Analizar; la primera es la que lleva por título **Efecto Osmótico Opcional** y la segunda **Efecto Osmótico o Temperatura**.

Efecto Osmótico Opcional.

En esta carpeta se contemplan **4 modelos** (Figura 9) para el Análisis de Estabilidad, dependiendo del modelo seleccionado se desactivarán algunos valores a registrar.

⊙ **Morh - Coulomb, variando Salinidad**

Parámetros a Registrar:

Profundidad vertical del punto a analizar (m)

Gradiente de Sobrecarga (kg/cm²/m)

Presión de Poro (kg/cm²)

Inclinación (°)

Posición Angular (°)

Azimut (°)

Angulo de Fricción Interna (°)

Compresibilidad* (kg/cm^2)
Lectura Sónica Compensional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Lectura Sónica de Corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Actividad iónica del agua de formación (adim.)
Densidad del lodo empleado (gr/cm^3)

Seleccionar el Tipo de Sal:

Cloruro de Sodio (NaCl) , Cloruro de Calcio (CaCl) o Cloruro de Potasio (KCl).

⊙ **Morh - Coulomb, variando Densidad**

Parámetros a Registrar:

Profundidad vertical del punto a analizar (m)
Gradiente de Sobrecarga ($\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}$)
Presión de Poro (kg/cm^2)
Inclinación ($^\circ$)
Posición Angular ($^\circ$)
Azimut ($^\circ$)
Angulo de Fricción Interna ($^\circ$)
Compresibilidad* (kg/cm^2)
Lectura Sónica Compensional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Lectura Sónica de Corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Actividad iónica del agua de formación (adim.)

Seleccionar el Tipo de Sal:

Cloruro de Sodio (NaCl) , Cloruro de Calcio (CaCl) o Cloruro de Potasio (KCl).

⊙ **Drucker - Prager, variando Salinidad**

Parámetros a Registrar:

Profundidad vertical del punto a analizar (m)
Gradiente de Sobrecarga ($\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}$)
Presión de Poro (kg/cm^2)
Inclinación ($^\circ$)
Posición Angular ($^\circ$)
Azimut ($^\circ$)
Angulo de Fricción Interna ($^\circ$)
Compresibilidad* (kg/cm^2)
Lectura Sónica Compensional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Lectura Sónica de Corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Actividad iónica del agua de formación (adim.)

Densidad del lodo empleado (gr/cm^3)

Seleccionar

Tipo de Sal: Cloruro de Sodio (**NaCl**) , Cloruro de Calcio (**CaCl**) o Cloruro de Potasio (**KCl**) y

Círculo: Externo, Medio o Interno.

⊙ **Densidad Máxima - Mínima**

Parámetros a Registrar:

Profundidad vertical del punto a analizar (m)

Gradiente de Sobrecarga ($\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}$)

Presión de Poro (kg/cm^2)

Inclinación ($^\circ$)

Posición Angular ($^\circ$)

Azimut ($^\circ$)

Angulo de Fricción Interna ($^\circ$)

Compresibilidad* (kg/cm^2)

Lectura Sónica Compensional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Lectura Sónica de Corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Actividad iónica del agua de formación (adim.)

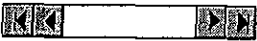
Densidad del lodo empleado (gr/cm^3)

Salinidad (%)

Constante de BIOT (adim.)

Seleccionar el Tipo de Sal:

Cloruro de Sodio (**NaCl**) , Cloruro de Calcio (**CaCl**) o Cloruro de Potasio (**KCl**).

Notas: Se pueden registrar hasta un máximo de 5 profundidades con sus respectivas parámetros; para ello se utiliza el control de navegación (); que sirve para poder registrar o modificar los parámetros antes mencionados, avanzando o retrocediendo al seleccionar las flechas.

*Debería decir cohesión

Efecto Osmótico o Temperatura.

En esta carpeta se tienen **3 modelos** (Figura 10) para el Análisis de Estabilidad. En el diálogo es necesario registrar todos los parámetros que intervienen en el cálculo sin importar el modelo que se utilice.

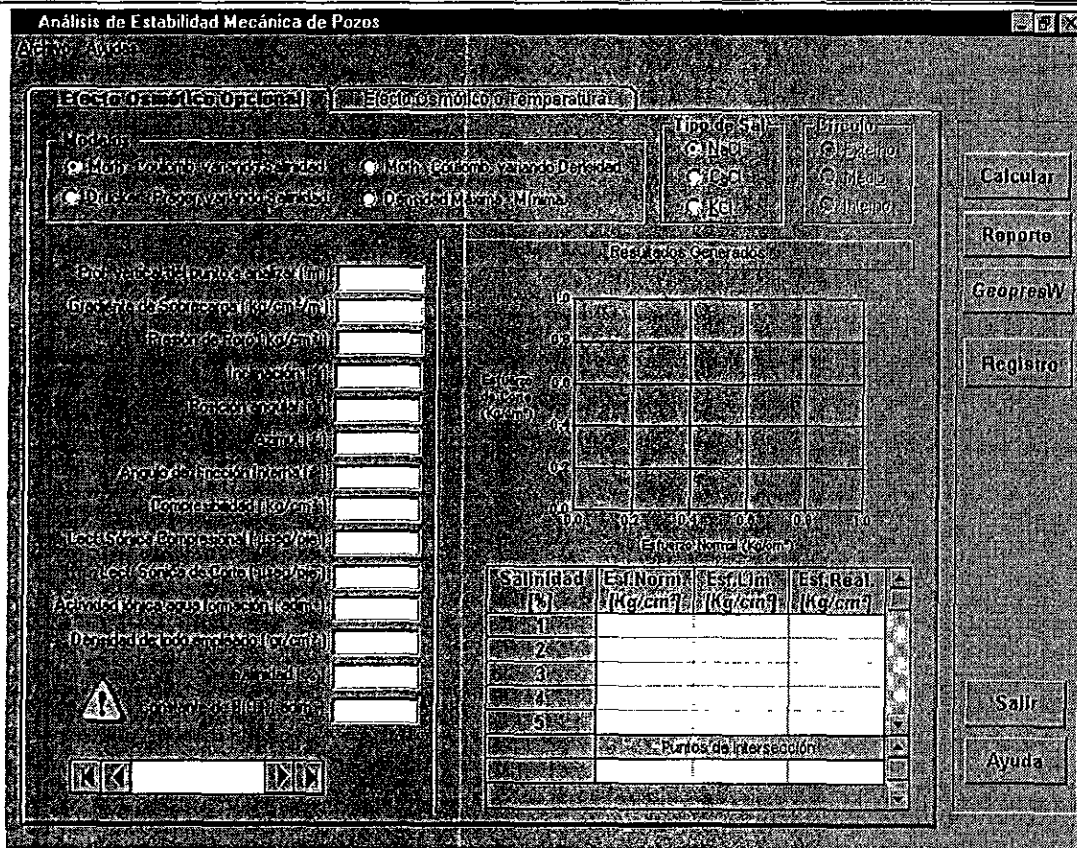


Figura 9. Carpeta para el Análisis de Estabilidad de Pozos con Efecto Osmótico Opcional.

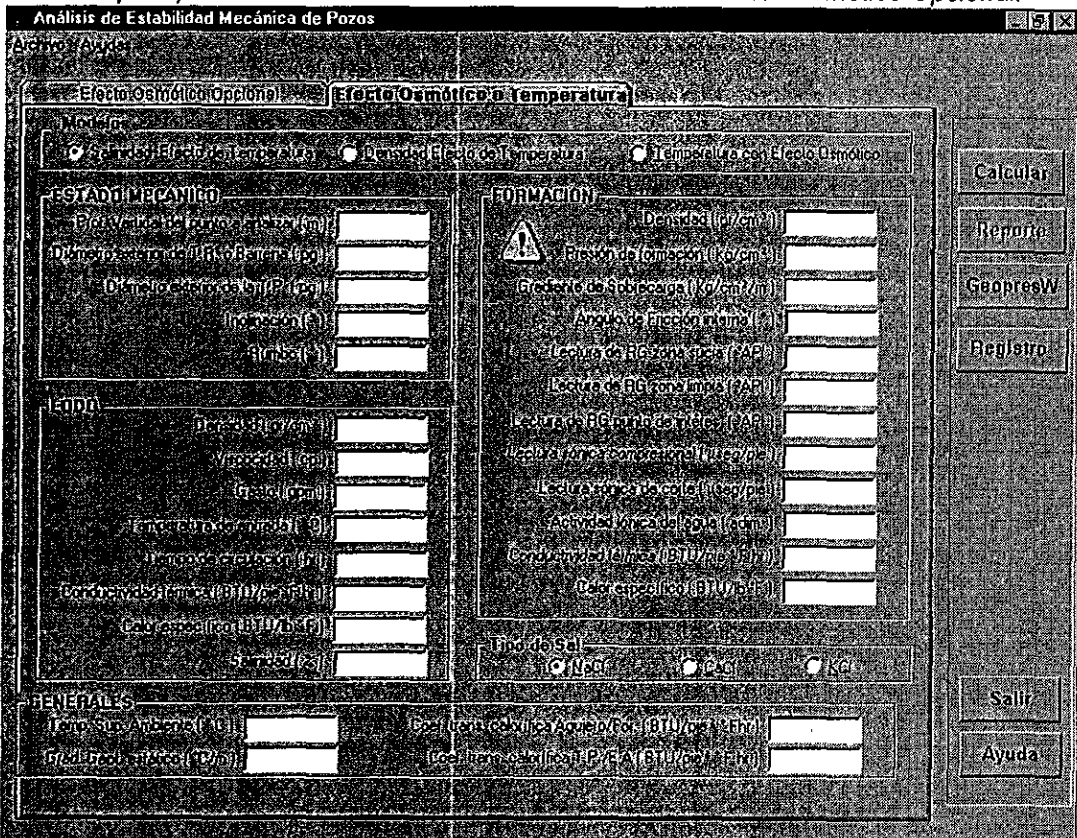


Figura 10. Carpeta para el Análisis de Estabilidad de Pozos con Efecto Osmótico o Temperatura.

2.3. PROCESOS, RESULTADOS Y REPORTES.

Los procesos que realiza **ESTAB 1.0** son aquellos cálculos involucrados para obtener resultados Gráficos y Tabulares los cuales pueden ser impresos como reportes.

Una vez registrados los datos necesarios en las carpetas **Efecto Osmótico Opcional** y/o **Efecto Osmótico o Temperatura**; los siguientes pasos son necesarios para obtener Reportes:

- I) Activar el botón **Calcular**, con esta acción se presentaran los resultados en una Gráfica y los valores de los puntos graficados en la Tabla inferior, así como los puntos de intersección; siendo estos resultados concernientes al modelo seleccionado.
- II) Seleccionar el botón **Reporte** para mandar a Imprimir los resultados (Tabla y Gráfica) del punto anterior.
- III) Ir al menú **Archivo** y activar el comando **Guardar** o **Guardar como...** para salvar la información del Análisis de Estabilidad de Pozos.

2.4. GEOPRESW Y REGISTROS.

GEOPRESW.- *Es un sistema de computo para el Cálculo y Análisis de Geopresiones (Gradiente de Poro, Fractura y Sobrecarga) así como para el Diseño de Programa de Lodos y Asentamiento de Tuberías de Revestimiento aprovechando los Registros Geofísicos de Perforación para efectuar esta tarea.*

REGISTROS.- *Es un sistema de computo para graficar los Registros Geofísicos en Carriles Convencionales. Particularmente en **ESTAB 1.0** será utilizado para representar algunos parámetros del Registro IMPAC* y ELAN* de la compañía Schulumberger, utilizando como interfaz una tabla de captura.*

Ambos sistema son programas desarrollados en la Unidad de Ingeniería Informática , Línea Desarrollo de Sistemas de Ingeniería del I.M.P. Representación Zona Centro.

Para poder ejecutar los sistemas antes mencionados únicamente hay que activar los botones **GeopresW** y/o **Registros**.

2.5. AYUDAS.

- **Fundamentos Técnicos.-** Al activar este comando se presentará en una ventana ayuda, la teoría de los modelos para la Estabilidad de Pozos. El usuario únicamente tiene que seleccionar con el botón izquierdo del ratón el tema que desee visualizar.

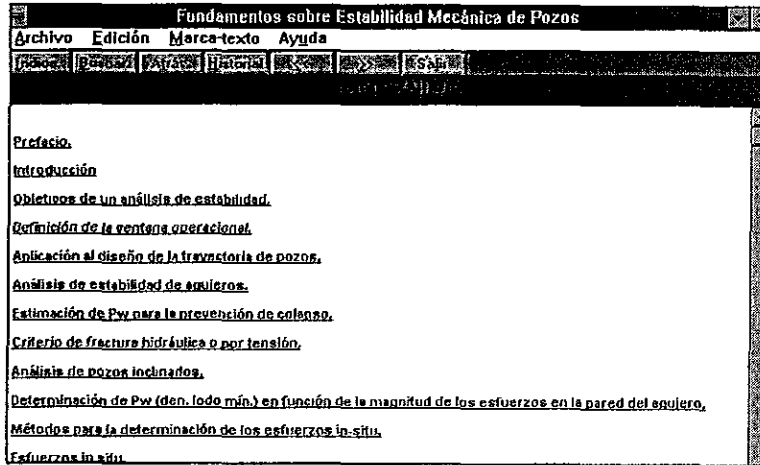


Figura 11. Ventana de Ayuda para Fundamentos Técnicos.

- **Soporte.-** Muestra en una ventana Información referente a los grupos interdisciplinarios que participaron en el desarrollo del sistema de computo **ESTAB 1.0** (ver SOPORTE TECNICO).
- **Acerca de... .-** Permite visualizar la versión del software, fecha de liberación y restricciones en el derecho de copia.

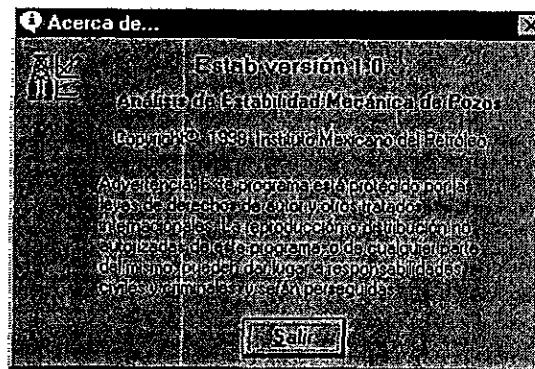


Figura 12. Información del Software.

Nota: En las carpetas Efecto Osmótico Opcional y Efecto Osmótico o Temperatura se cuenta con botones de ayuda que al activarlos presenta información referente al que hacer en determinada carpeta al igual que si se activa con un click del botón izquierdo del ratón la figura



3. EJEMPLOS DE APLICACION.

En esta versión se encuentran implementados dos archivos que sirven para mostrar la ejecución de **ESTAB 1.0**. El archivo **Prueboo.txt** es la aplicación en el Efecto Osmótico Opcional y **Pruebot.txt** para el Efecto Osmótico o Temperatura.

Procedimiento de ejecución para Efecto Osmótico Opcional:

1. Activar la opción **Archivo|Abrir** del menú principal.
2. En el diálogo **Abrir archivo** seleccionar el directorio **C:\ESTAB** y cargar el archivo **Prueboo.txt**.
3. De la carpeta **Efecto Osmótico Opcional** elegir el Modelo **Morh - Coulomb, variando Salinidad**.
4. Presionar el botón **Calcular** para observar el comportamiento Gráfico y Tabular (*Figura 13*) del **Esfuerzo Normal (kg/cm²) vs. Esfuerzo de Corte (kg/cm²)**.
5. Si se desea **Imprimir la Gráfica y la Tabla** presionar el botón **Reporte**.

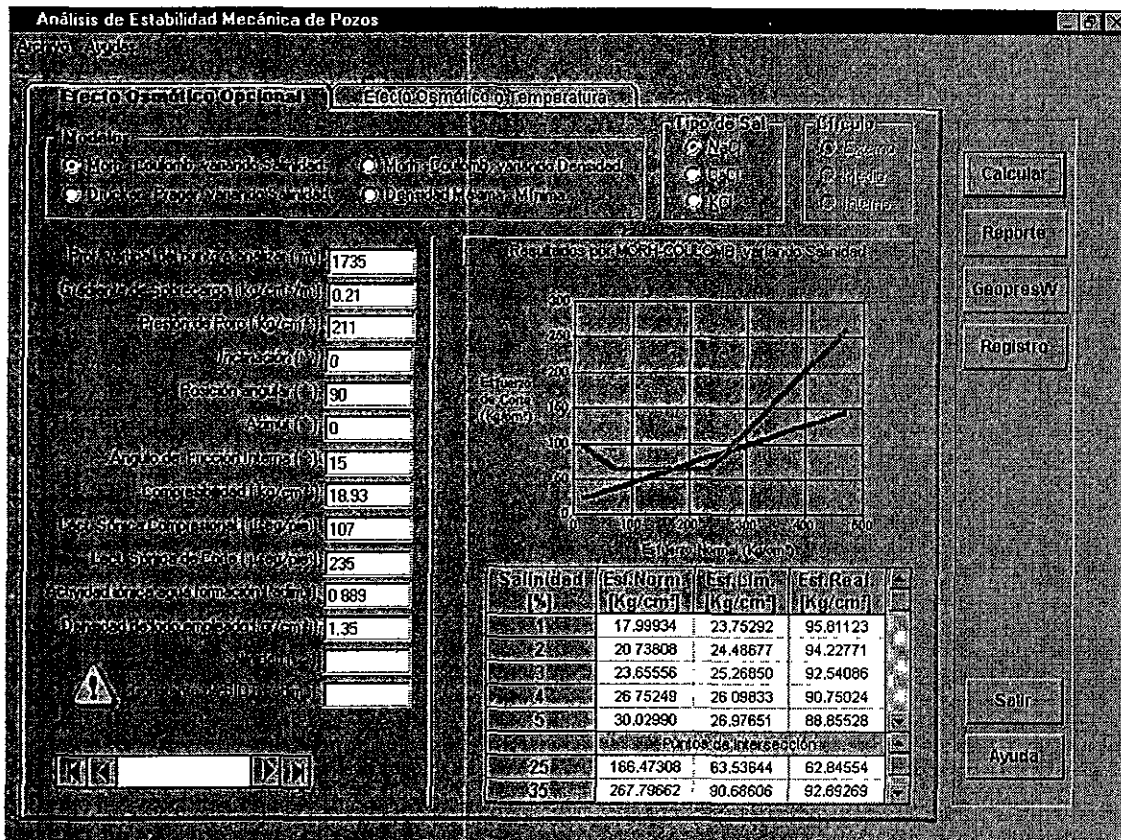


Figura 13. Ejecutando la Opción Efecto Osmótico Opcional.

Procedimiento de ejecución para Efecto Osmótico o Temperatura:

1. Activar la opción **Archivo|Abrir** del menú principal.
2. En el diálogo **Abrir archivo** seleccionar el directorio **C:\ESTAB** y cargar el archivo **Pruebot.txt**.
3. De la carpeta **Efecto Osmótico o Temperatura** elegir el Modelo **Salinidad Efecto de Temperatura** (ver *Figura 14*).

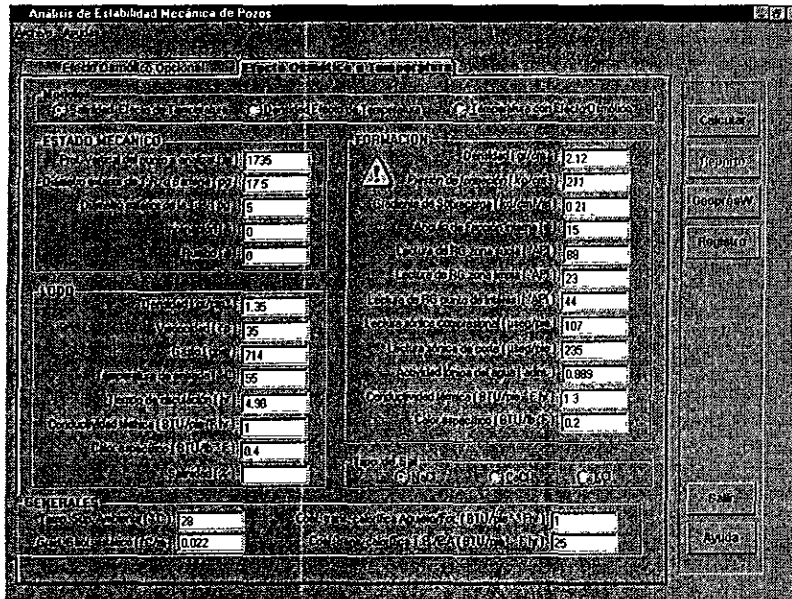


Figura 14. Ejecutando la Opción Efecto Osmótico o Temperatura.

4. Presionar el botón **Calcular** para observar el comportamiento Gráfico y Tabular del **Esfuerzo Normal (kg/cm^2) vs. Esfuerzo de Corte (kg/cm^2)**.

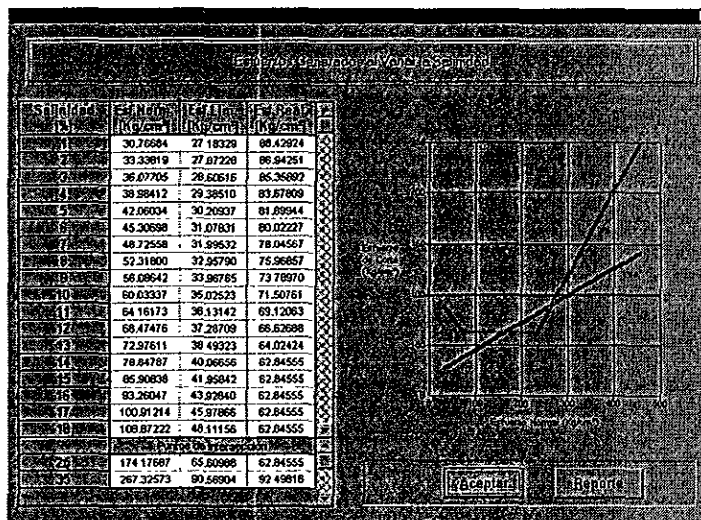


Figura 15. Resultados Gráficos y Tabulares del Efecto Osmótico o Temperatura.

5. Si se desea Imprimir la Gráfica y la Tabla presionar el botón Reporte.

SOPORTE TECNICO.

Para cualquier asunto relacionado con el funcionamiento del sistema **ESTAB 1.0**, comunicarse al Instituto Mexicano del Petróleo; Eje Central Lázaro Cárdenas 152 Delegación Gustavo A. Madero C.P. 07730, México, D.F.

Con Ing. Joaquín Mendiola Sánchez Tel. 5874016

Fax. 5670837

E-mail: jmendiol@www.imp.mx

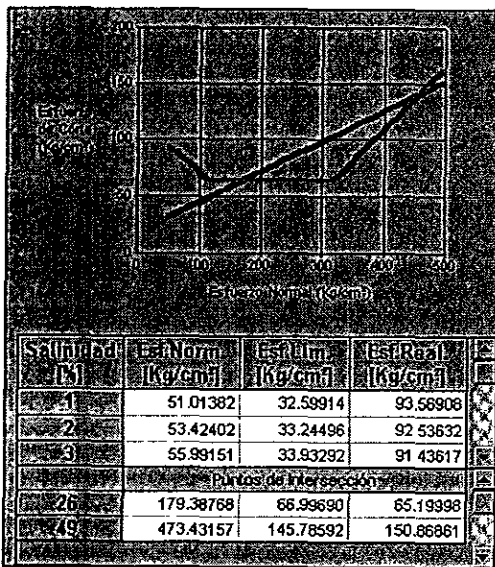
V.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

En esta parte se describen resultados de la simulación a partir de datos de campo reales los cuales se muestran en la Tabla 1, intencionalmente se omitió el nombre de los pozos y el campo por ser información confidencial de PEP. Estos datos son el resultado de un análisis de selección de pozos con problemas de inestabilidad entre los cuales se encontraban resistencias, atrapamientos de tuberías, derrumbes de las paredes del pozo, etc. Una vez seleccionado el campo y los pozos se procedió a una identificación del tipo de problema y su frecuencia basándose en los expedientes de los pozos, analizándose toda la información disponible; registros de barrenas, de lodos de perforación, registros eléctricos, pruebas de laboratorio en núcleos de formación y se complementaron con datos disponibles en la literatura para los diferentes tipos de lodo como por ejemplo el coeficiente de transferencia calorífico.

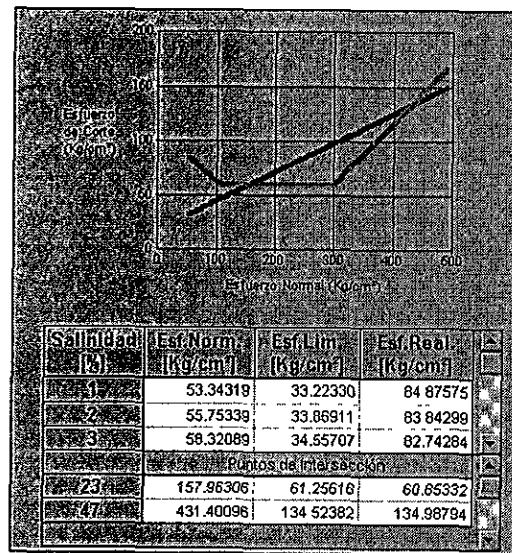
ESTADO MECÁNICO DEL POZO :					
PROFUNDIDAD DEL PUNTO A ANALIZAR (m)	1610	1688	1735	1780	1800
DIAM. EXT T.R. (pg)	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
DIAM. T.P. (pg)	5	5	5	5	5
INCLINACIÓN (°)	0	0	0	0	0
RUMBO (°)	0	0	0	0	0
DATOS DEL LODO :					
GASTO (gpm)	702	702	714	756	756
DENSIDAD (gr/cc)	1.33	1.33	1.35	1.35	1.35
VISCOSIDAD (lb/ft hr)	80	80	77	77	77
CONDUCTIVIDAD TERMICA (BTU/lb °F hr)	1	1	1	1	1
CALOR ESPECIFICO (BTU/lb °F)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
TEMPERATURA DE ENTRADA (°C)	46	46	55	55	55
DATOS DE LA FORMACIÓN :					
GRADIENTE DE SOBRECARGA (Kg/cm ² /m)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
DENSIDAD DE LA FORMACIÓN (gr/cc)	2.15	2.15	2.12	2	2.15
CONDUCTIVIDAD TERMICA DE LA FORM. (BTU/ft °F hr)	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
CALOR ESPECIFICO (BTU/lb °F)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
PRESION DE LA FORMACION (Kg/cm ²)	172	180	192	197	200
LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA SUCIA (°API)	88	88	88	88	88
LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA LIMPIA (°API)	23	23	23	23	23
LECTURA DE RAYOS GAMMA EN EL PUNTO A ANALIZAR (°API)	42	57	44	41	42
LECTURA SONICA COMPRESIONAL (mmseg/pie)	115	105	107	102	105
LECTURA SONICA DE CORTE (mmseg/pie)	351	257	235	274	257
ACTIVIDAD IONICA DEL AGUA DE FORMACION (ADIM)	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889
ANGULO DE FRICCION INTERNA (°)	15	15	15	15	15
COHESIÓN (Kg/cm ²)	9.23	20.88	18.93	15.48	18.22
DATOS GENERALES :					
TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LA TIERRA (°C)	28	28	28	28	28
GRADIENTE GEOTERMICO ESTATICO (°C/m)	0.022	0.022	0.022	0.022	0.022
COEF. DE TRANSFERENCIA CALORIFICO AGUJERO/FORM. (BTU/ft ² °F hr)	1	1	1	1	1
COEF. DE TRANSFERENCIA CALORIFICO TP/EA (BTU/ft ² °F hr)	25	25	25	25	25

Tabla 5 Datos empleados en el análisis de estabilidad.

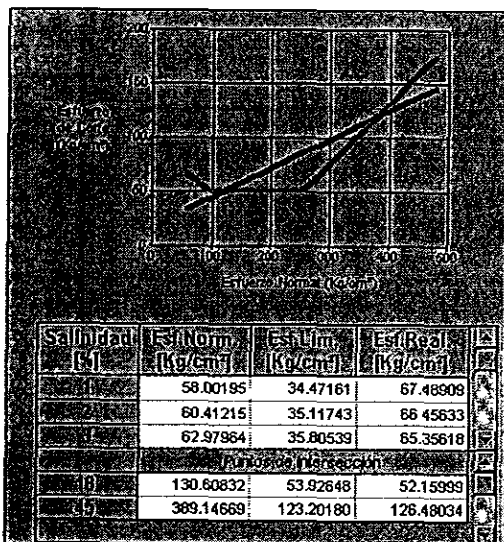
Como primer resultado se muestra el efecto que tiene la densidad del lodo de perforación sobre el fenómeno de estabilidad de agujero, en esta serie de gráficas es posible observar como un incremento en el valor de la densidad reduce el rango de salinidad requerido para mantener la formación dentro de su límite de resistencia y no se produzca un colapso de la misma. Gráfs. 1 (a=densidad 1.35, b=1.4, c=1.5 gr/cm^3)



Gráf. 1a Ventana de estabilidad al variar salinidad ($\rho=1.35 \text{ g/cm}^3$)



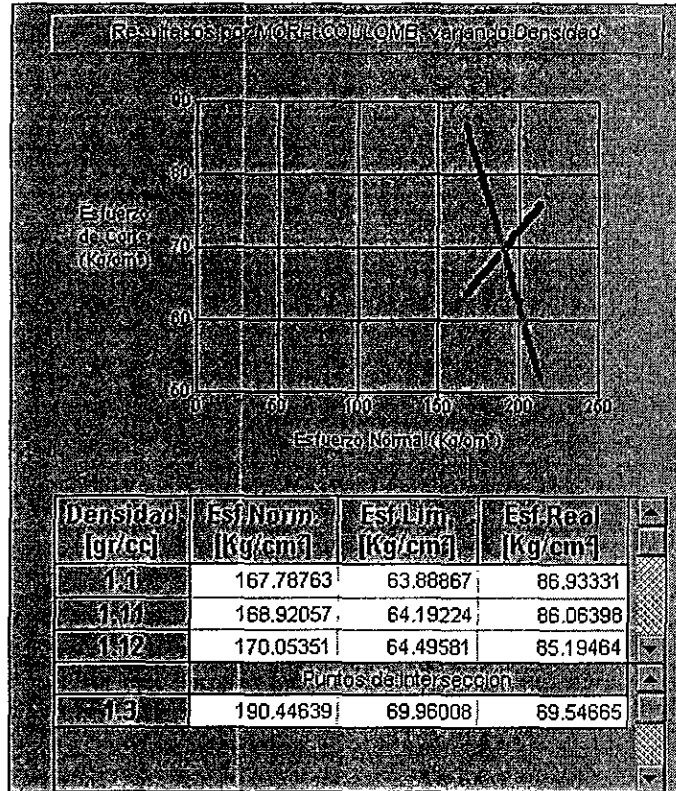
Gráf. 1b Ventana de estabilidad al variar salinidad ($\rho=1.4 \text{ g/cm}^3$)



Gráf. 1c Ventana de estabilidad al variar salinidad ($\rho=1.5 \text{ g/cm}^3$)

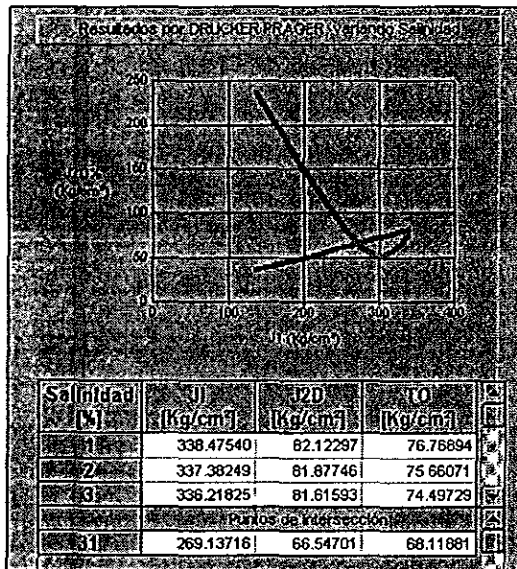
Este es un efecto fácil de constatar en campo, donde para el control del derrumbe de las paredes del pozo se incrementa la densidad del lodo y en la gráfica de densidad vs. Profundidad se observa como una serie de pequeños escalones, lo cual no es deseable. Un efecto complementario en caso de no poder incrementar la densidad del lodo por carencia de material densificante por ejemplo, podría ser el incremento en la salinidad de lodo, este efecto también es mostrado posteriormente.

El simulador tiene la opción de diferentes tipos de sal como NaCl, CaCl, KCl. En la siguiente Gráfica (No. 2) se mantiene un valor de salinidad para CaCl y el resultado es el valor de densidad de lodo que se requeriría para mantener condiciones de estabilidad.

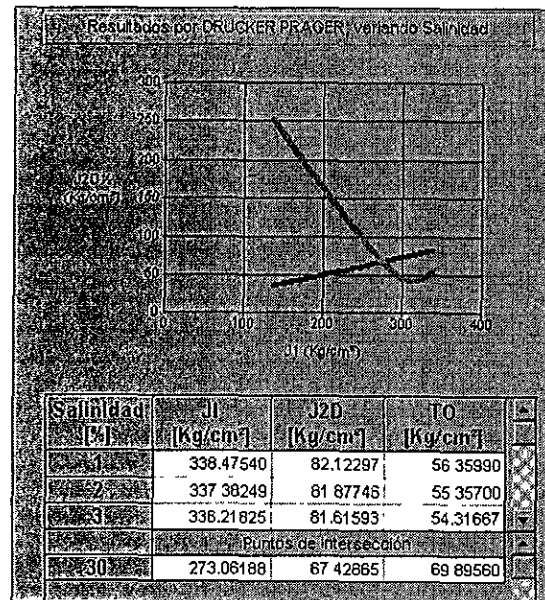


Gráf. 2 Determinación de la densidad de lodo
Para un tipo y valor dado de salinidad.

Es posible manejar un tipo de criterio de falla no lineal como lo es el de Drucker-Prager que tiene la característica de tres opciones (círculos) para su ejecución y que en el caso del "círculo" intermedio se ajusta o asemeja al criterio de Mohr-Coulomb. El efecto al variar la densidad se ilustra en la serie de gráficas 3a y b (densidades 1.35 y 1.55 gr/cm³ respectivamente) donde un incremento en la densidad del lodo de perforación produciría una reducción en la salinidad de lodo requerida. Cabe señalar que en el caso en particular el criterio que mejor se ajusta al comportamiento de la roca en estudio corresponde al de Mohr-Coulomb y el criterio de Drucker-Prager se emplearía en el caso de que se tuviera una roca con un comportamiento diferente.

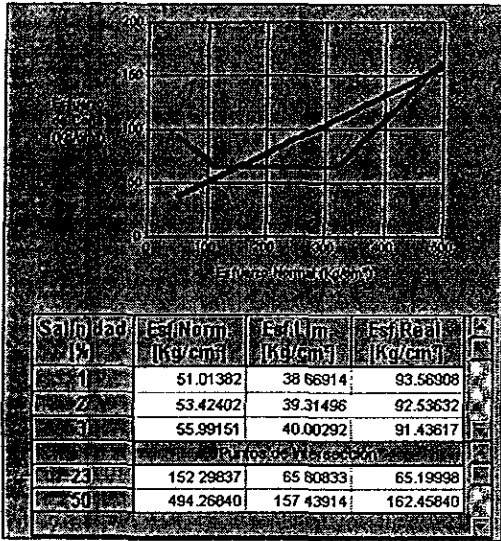


Graf. 3a Ventana de estabilidad con el criterio de Drucker & Prager al variar la salinidad ($\rho = 1.35 \text{ g/cm}^3$)

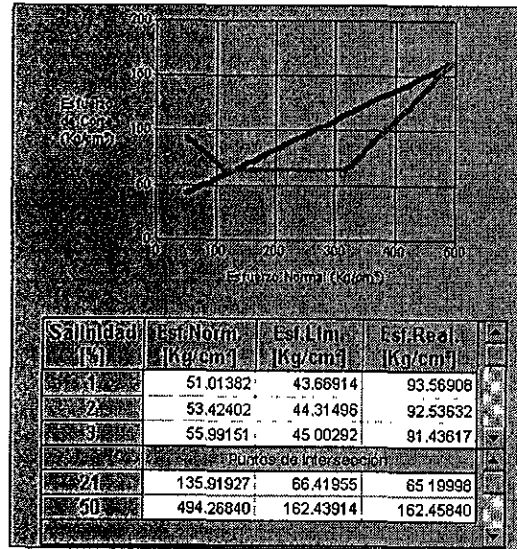


Graf. 3b Ventana de estabilidad con el criterio de Drucker & Prager al variar la salinidad ($\rho = 1.55 \text{ g/cm}^3$)

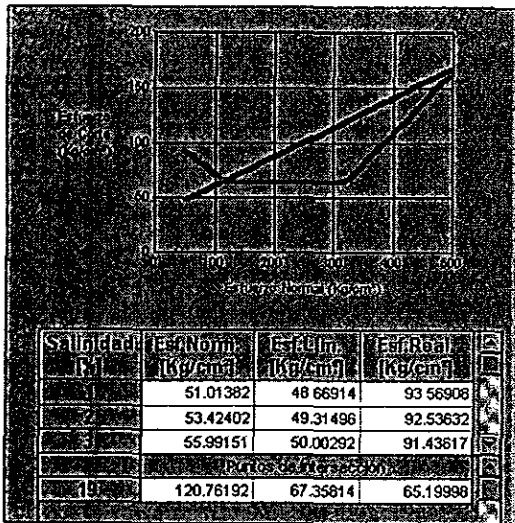
Otro grupo de variables que aunque su control no esta sujeto a variar a voluntad, pero es importante conocer su efecto es la cohesión de la roca y como se ilustra en la serie de gráficas 4 (a=25, b=30, c=35 Kg/cm²) donde se puede ver que al incrementarse la cohesión de la roca, es decir su resistencia obviamente se incrementa la región de estabilidad.



Gráf. 4a Ventana de estabilidad al variar salinidad para So = 25 kg/cm².

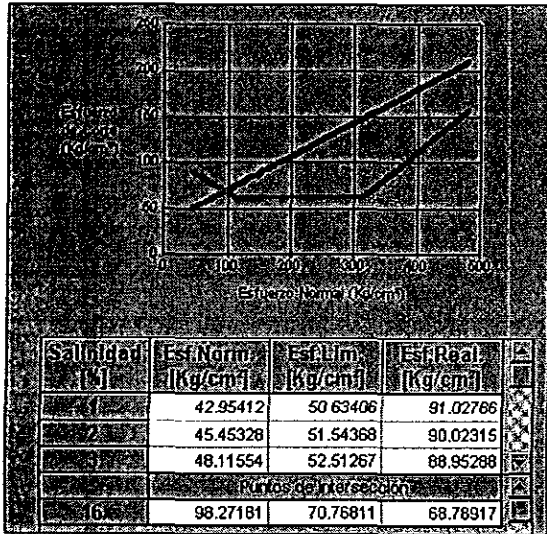


Gráf. 4b Ventana de estabilidad al variar salinidad para So = 30 kg/cm².

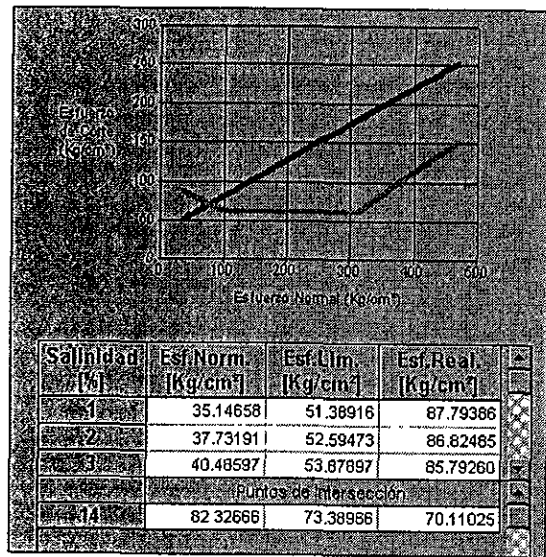


Gráf. 4c Ventana de estabilidad al variar salinidad para So = 35 kg/cm².

La variación de la región de estabilidad con relación al ángulo de fricción interna se muestra en las gráficas 5 donde un incremento en el ángulo de fricción interna incrementa la región de estabilidad y un decremento produce el mismo efecto en la región de estabilidad.

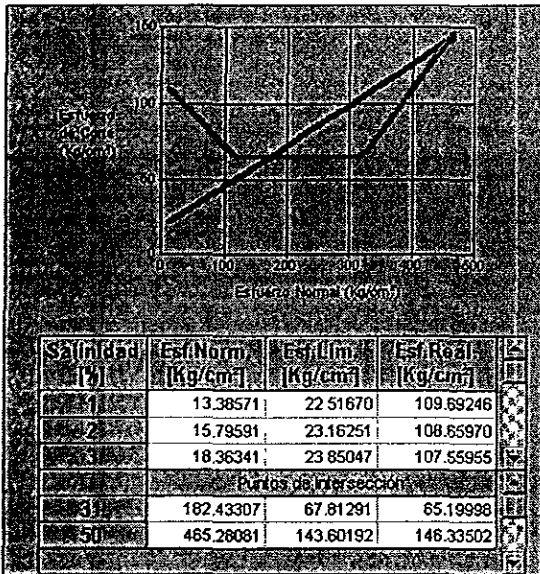


Gráfica 5a Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $\phi = 20^\circ$

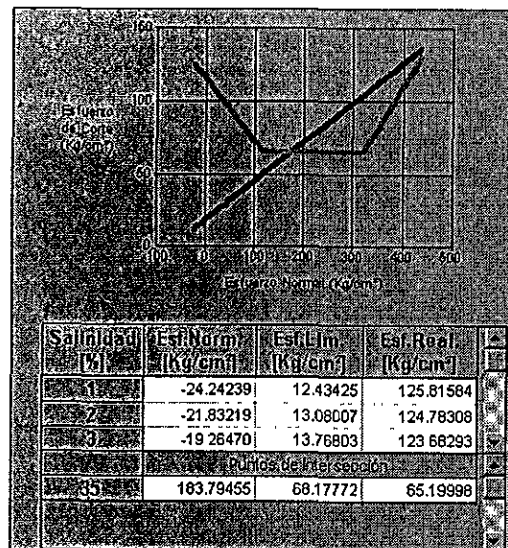


Gráfica 5b Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $\phi = 25^\circ$

La presión de poro es otro parámetro de gran influencia en el fenómeno de estabilidad de agujero, es posible observar como un incremento en la presión de poro reduce de manera significativa la región de estabilidad. Gráficas 6 (a=250 y b=300 psi extremo inf.)

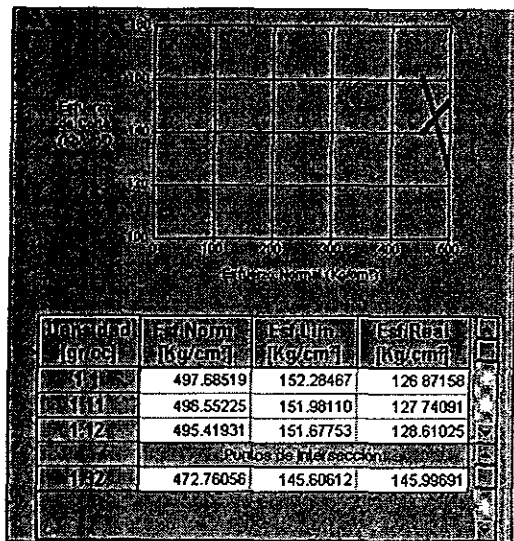


Gráf. 6a Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $P_p=250$ psi.

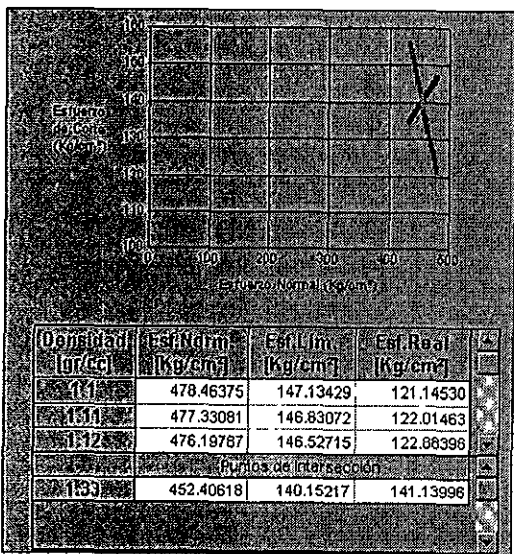


Gráf. 6b Ventana de estabilidad al variar la salinidad para $P_p=300$ psi.

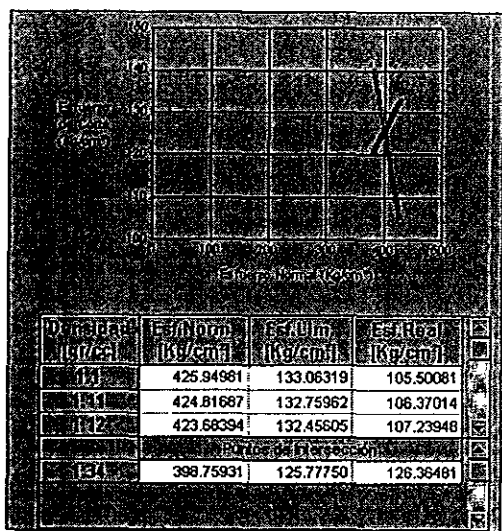
La influencia de la inclinación del pozo se muestra en las Gráfs. 7a,b,c (0,15,30° resp.) un incremento en ésta requiere de una mayor densidad de lodo de perforación, es decir la ventana de densidades se estrecha conforme se incrementa la inclinación del pozo.



Gráf. 7a Determinación de la densidad para inclinación de 0°



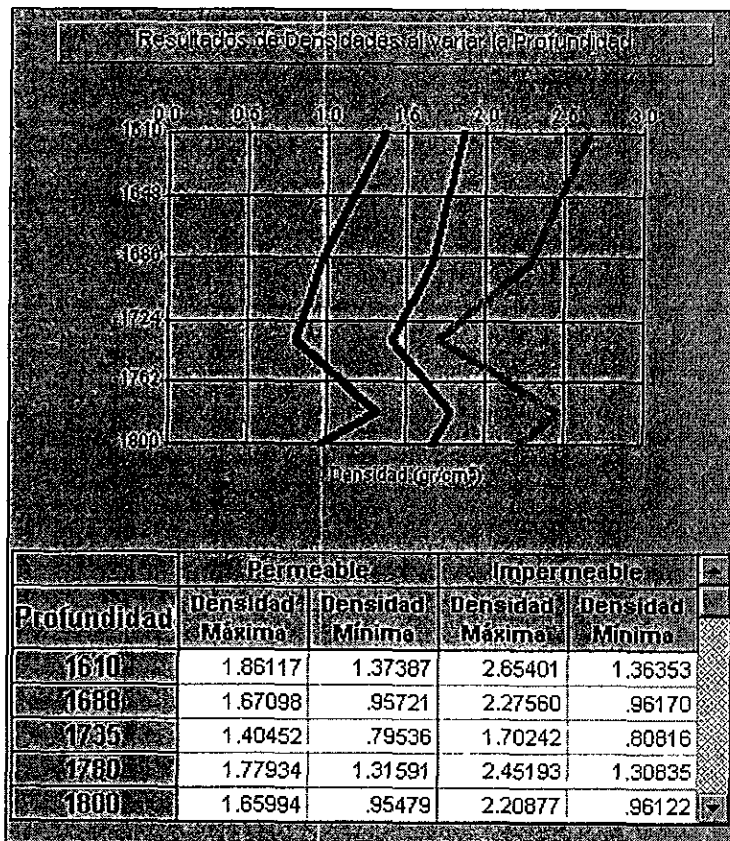
Gráf. 7b Determinación de la densidad para inclinación de 15°



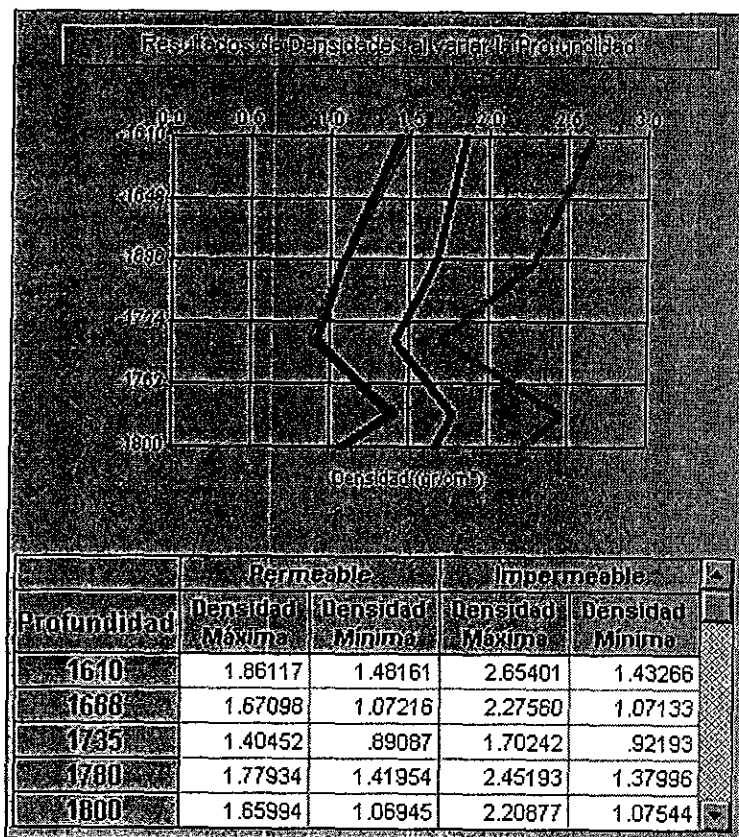
Gráf. 7c Determinación de la densidad para inclinación de 30°

De la misma manera es factible establecer el efecto relativo de cada una de las variables involucradas aunque su efecto es menor como es el caso de los tiempos de tránsito, el gradiente de sobrecarga, actividad iónica, etc.

Una aplicación más completa del simulador lo ilustra las cinco profundidades en las cuales se hace el análisis y se compara el resultado con resultados de un servicio disponible en el mercado como lo es el procesado de los registros de tiempo de tránsito y de contenido de arcilla que es el IMPACT de la compañía Schlumberger. Aquí es factible observar como los rangos de la ventana de operación, es decir densidad mínima y máxima permisibles para mantener condiciones de estabilidad. Es importante señalar la importancia del valor de la constante de Biot al tender a cero, ambos casos permeable e impermeable tienden al mismo valor mientras que al tender al valor máximo de 1, los límites inferiores de densidad empiezan a ser diferentes. Gráf. 8 a y b ($\alpha=.1$ y $.35$)



Gráf. 8a Ventana operacional para los datos de la Tabla 1, caso real para $\alpha=0.1$



Gráf. 8b
Ventana
operacional
para los datos
de la Tabla 1,
caso real para
 $\alpha \approx 0.35$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ El paquete de cómputo el cual integra las ecuaciones bajo las teorías de elasticidad y poroelasticidad con los efectos que se describieron fue desarrollado bajo ambiente Windows lo que lo hace “amigable” y versátil en su empleo y facilita el análisis de estabilidad en la etapa de planeación y operación durante la perforación de pozos. Del empleo de este paquete para un caso real se pueden señalar los siguientes efectos importantes:
- ◆ Las variables que más efecto tienen en el control de la estabilidad del pozo son la densidad y la salinidad del lodo de perforación, este efecto combinado puede ser estimado mediante el empleo de este programa; una situación de inestabilidad en primer lugar puede ser solucionada con la densidad apropiada complementada con un valor de salinidad adecuado y en dado caso se puede controlar al variar la salinidad únicamente, lo cual es fácil visualizar en la pantalla.
- ◆ Se puede determinar el valor de densidad únicamente y mantener las otras variables constantes, asemejando una situación real en campo, donde por alguna circunstancia se tuvieran limitaciones de materiales, por ejemplo.
- ◆ Un incremento en la presión de poro, como es el caso de atravesar una región de presión anormalmente alta reduce la región de estabilidad.
- ◆ La inclinación se confirma como una limitante en la ventana de densidades, pues al incrementarse la inclinación del pozo, la ventana operacional se estrecha.
- ◆ La integración de los efectos de temperatura y osmótico permite reproducir un comportamiento más real de las formaciones siempre y cuando se cuente con la información requerida de laboratorio.

- ◆ El simulador permite representar el comportamiento de una formación como las que normalmente se atraviesan al perforar, una lutita impermeable o una caliza o arenisca permeable. El modo permeable resulta ser más susceptible a condiciones de inestabilidad pues proporciona una ventana de operación más estrecha.

RECOMENDACIONES

- ◆ Se debe ajustar y validar el simulador con datos de campo en forma exhaustiva debido a que solo fue posible su comprobación de resultados de manera congruente en forma puntual.
- ◆ El programa presentado es susceptible de ser mejorado y complementado, pues como puede intuirse debido a la naturaleza de los procesos involucrados en la perforación, el tiempo adquiere importancia y podría afectar la respuesta mecánica de las formaciones.

NOMENCLATURA

A_{ws}	Actividad iónica del agua de formación	[adim]
A_{wf}	Actividad iónica del agua del fluido de perforación	[adim]
C_o	Resistencia a la compresión uniaxial	[F/L ²]
D	Profundidad	[L]
E	Módulo de Young	[F/L ²]
EDIN, EEST	Modulo de Young dinámico, estático	[F/L ²]
T_o	Resistencia a la tensión del material	[F/L ²]
TRUP	Tensión de ruptura	[F/L ²]
G	Módulo de corte	[F/L ²]
G_{fr}	Módulo de corte del armazón	[F/L ²]
GDIN, GEST	Módulo de corte dinámico, estático	[F/L ²]
g_t	Gradiente geotérmico estático	[T/L]
H, C, M	Módulo elástico en la teoría de Biot	[F/L ²]
$h,$	Conductividad térmica	[MLt ⁻³ T ⁻¹]
K	Módulo de volumen	[F/L ²]
K_{eff}	Módulo de volumen de la mezcla (armazón y fluido)	[F/L ²]
K_f	Módulo de volumen del fluido	[F/L ²]
K_{fr}	Módulo de volumen del armazón	[F/L ²]
K_p	Módulo de volumen de los poros	[F/L ²]
K_s	Módulo de volumen del sólido	[F/L ²]
KDIN, KEST	Módulo de volumen dinámico, estático	[F/L ²]
P_v	Profundidad vertical total	[L]
p_f	Presión de poro	[F/L ²]
p_o	Presión de formación	[F/L ²]
p_{fo}	Presión de formación original	[F/L ²]
p_w	Presión hidrostática	[F/L ²]
P_{wmin}	Peso o densidad del lodo mínimo	[M/L ³]

$P_{wm\acute{a}x}$	Peso o densidad del lodo máximo	$[M/L^3]$
PCONF	Presión de confinamiento	$[F/L^2]$
Q	Gasto	$[L^3/T]$
T_{wb}	Temperatura en la pared del agujero	$[T]$
V_f	Volumen de fluido	$[L^3]$
V_s	Volumen de la fase sólida	$[L^3]$
V_p	Volumen de poros interconectado	$[L^3]$
V_{tot}	Volumen total	$[L^3]$
V	Volumen molar parcial de agua	[moles]
T	Temperatura absoluta	$[^\circ R]$
T_{for}	Temperatura de la formación	$[T]$
α	Constante de Biot	[adim]
B	Coficiente de Skempton	[adim]
β	ángulo de falla	$[^\circ]$
η	Coficiente de expansión volumétrica del agua de formación	[adim]
ρ	Densidad del lodo, densidad del material	$[M/L^3]$
ρ_e	Densidad de la formación	$[M/L^3]$
$\Gamma_{xy}, \Gamma_{xz}, \Gamma_{yx}$	Componentes del esfuerzo de deformación	$[F/L^2]$
Π	Carga o presión ejercida	$[F/L^2]$
ϵ_v	Deformación volumétrica	$[L^3/L^3]$
$\epsilon_{v,f}$	Deformación volumétrica del fluido	$[L^3/L^3]$
$\epsilon_{v,s}$	Deformación volumétrica del sólido	$[L^3/L^3]$
$\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z$	Componentes de la elongación	$[L/L]$
$\epsilon_r, \epsilon_z, \epsilon_\theta$	Deformaciones radial, axial y tangencial	$[L/L]$
ϵ_{ij}	Deformación del elemento ij	$[L/L]$
ζ	Parámetro de Biot	$[\Delta L^3/L^3]$
λ	Parámetro de Lamé	$[F/L^2]$
k	Coficiente de movilidad	[adim]
v	Relación de Poisson	$[L/L]$

PDIN, PEST	Relación de Poisson dinámica, estática	[L/L]
σ	Esfuerzo normal	[F/L ²]
σ_h	Esfuerzo horizontal	[F/L ²]
σ_p	Esfuerzo normal hidrostático	[F/L ²]
σ_r	Esfuerzo radial	[F/L ²]
σ_θ	Esfuerzo tangencial	[F/L ²]
σ_z	Esfuerzo axial	[F/L ²]
σ_p'	Esfuerzo efectivo	[F/L ²]
σ_v	Esfuerzo vertical	[F/L ²]
σ_{ij}	Esfuerzo total	[F/L ²]
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$	Esfuerzos normales	[F/L ²]
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Esfuerzos principales	[F/L ²]
$\sigma_H, \sigma_h, \sigma_v$	Esfuerzos horizontal máximo y mínimo, vertical	[F/L ²]
$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$	Esfuerzos radial, tangencial y en la dirección del eje del pozo	[F/L ²]
$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$	Esfuerzos cortantes	[F/L ²]
τ_{lim}, τ_{real}	Esfuerzos de corte límite y real	[F/L ²]
σ_{oct}	Esfuerzo normal octaedral	[F/L ²]
τ_{oct}	Esfuerzo de corte octaedral	[F/L ²]
r	Distancia del centro del agujero a cualquier punto	[L]
R _i	Radio del pozo	[L]
R _o	Radio en la frontera	[L]
φ	Ángulo de fricción interna	[°]
μ	Coefficiente de fricción interna	[adim]
S _o	Cohesión del material	[F/L ²]
ϕ	Porosidad	[adim]
ΔP	Incremento de presión	[$\Delta F/L^2$]
ΔP_{temp}	Incremento de presión debido al efecto de temperatura	[$\Delta F/L^2 T$]
R	Constante universal de los gases	[ML ² /K ² T mol]

l_{xx}, l_{xy}, l_{xz}	Cosenos de los ángulos entre el eje x' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.	[adim]
l_{yx}, l_{yy}, l_{yz}	Cosenos de los ángulos entre el eje y' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.	[adim]
l_{zx}, l_{zy}, l_{zz}	Cosenos de los ángulos entre el eje z' y los ejes x -, y -, z -, respectivamente.	[adim]
i	Inclinación del pozo	[°]
a	Azimut del pozo	[°]
θ	Posición angular	[°]
W	Trabajo volumétrico	[FL/L ³]

REFERENCIAS.

- 1.- Cenpes, ICP, IMP, Intevp.
"Metodología integrada para análisis de estabilidad de hoyos".
Codicid, Rio de Janeiro, 1996.
- 2.- Cheatman Jr., J.B.
"Wellbore Stability".
Journal of Petroleum Technology June 1984; pags. 888-896.
- 3.- Daneshy, A.A., Slusher, G.L., Chisholm, P.T., and Magee D.A.
"In-situ Stress Measurements During Drilling".
Journal of Petroleum Technology, August 1986.
- 4.- Santarelli, E.J., Agip and San Donato.
"Rock mechanics characterization of deep formations: a technical-economical overview".
Eurorock 1994, pags. 3 – 11.
- 5.- Jaer, F.J.
"Petroleum related rock mechanics".
Ed. Elsevier Science 1992.
- 6.- Mc Lean, M.R. and Addis, M.A.
"Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Theory Field Application".
IADC/SPE 19941 Conference Houston, Texas, Feb. 27, March 2, 1990; pags. 261 – 274.
- 7.- Fleming, N.H., Ronaldi, R., Bruce, S. and Haryanto, J.
"The Application of Mechanical Borehole Stability Theory to Development Well Planning".
IADC/SPE 19943 Drilling Conf. Held in Houston, Texas Feb. 27, March 2, 1990; pags. 283 – 289.
- 8.- Deirly, F.H. and Owens, T.C.
"Stress around a Wellbore".
SPE 2557 1969, pags. 126 -138.

9.- Schlumberger.

"50 Aniversario de Schlumberger en México".
Octubre 1993.

10.- Maurer Engineering Inc.

"Borehole stability analysis, research report TD93-18, DEA 44 Phase II".
1993.

11.- Aadnoy, B.S. and Chenevert, M.E.

"Stability highly Inclined Boreholes".
Drilling Engineering, December 1987; pags. 367 – 373.

12.- Aadnoy, B.S.

"Modeling of Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic Rock Formation".
Spe Drilling engineering, september, 1988; pags. 259 – 268.

13.- Mody F.K. and Hale A.H.

"A borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling fluid shale interaction".
SPE/IADC 25728 Drilling Conference, Amsterdam 23-25 February 1993.

14.- MTS-University of Oklahoma.

"Rock mechanics applied to petroleum reservoirs".
Seminario, Sept. 1997.

15.- Hasan, A.R., U. Of North Dakota and C.S. Kabir, Research Co.

"Heat transfer during two-phase flow in wellbores: Part I-II, formation temperature".

Oil Field Research Co. Part. I SPE. 22866, Conference Held in Dallas Texas, Oct 6 – Oct 9, 1991, pag. 469 – 478.

Part. II SPE 22948, Conference Held in Dallas Texas, Oct 6 – 9, 1991; pags. 695 – 705.

16.- Cenpes, IMP, ICP, Intevp.

Reporte final "Desarrollo de una correlación perfil –roca para parámetros de resistencia".

Codicid, Río de Janeiro, 1998.

17.- Instituto de Investigaciones Eléctricas

"Reporte: estudio de caracterización del comportamiento mecánico de un núcleo del pozo Sen 143".

Mayo 1997.

-
- 18.- Abouleisman Younane
"Poroelasticity": RMRC/RMC Fall Meeting, The University of Oklahoma
November 8-10, 1995.
- 19.- Biot, M.A. and Willis, D.G.
"The elastic coefficients of the theory of consolidation, Theory of consolidation", 1957; pags. 594-601.
- 20.- Biot, M.A.
"Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid".
Journal of applied physics Vol. 26, No.2, February, 1955; pags. 182 – 185.
- 21.- Biot, M.A.
"General solutions of the equations of elasticity and consolidation for a porous material".
Journal of applied physics, March, 1956; pags. 91 – 96.
- 22.- Biot, M.A.
"Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media":
Journal of applied physics Vol. 33, No.4, April, 1962; pags. 1482 – 1498.
- 23.-Detournay, E. and Cheng.
"Poroelastic response of a borehole in a non-hydrostatic stress field".
Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abstr. 1988.
- 24.- Cui, L., Ekbote, S., Abousleiman, Y., Zaman, M. and Roegiers, J.C.
"Borehole stability analyses in fluid saturated formations with non-penetrating walls".
Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 35 No. 4/5, paper No. 061 (1998).
- 25.- López Solares Martín
"Efecto de la temperatura en la estabilidad de pozos".
Tesis DEPI UNAM (en proceso) Dir. Daniel García G.
- 26.- García Valenzuela Carlos.
"Estabilidad de Pozos".
Tesis DEPI UNAM 1992. Dir. Daniel García G.
- 27.-Pavón Preve José Manuel.
"Estabilidad mecánica de pozos en lutitas".
Tesis DEPI UNAM 1992. Dir. Dr. Vicente Casariego.
- 28.- García Gavito D., Mendiola Sánchez J., Gachuz Muro H., Ayala Vivanco E.
"Informe Final del Proyecto CDC-0401: Estabilidad Mecánica de Pozos".
IMP México, Enero 1998.
-