



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DE ESTABILIDAD DEL CAMPO SEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
HERON GACHUZ MURO

ASESOR: DR. DANIEL GARCIA GAVITO.



MEXICO, D. F.

MAYO, 1997.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVANZANDO
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-022

SR. HERON GACHUZ MURO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANALISIS DE ESTABILIDAD DEL CAMPO SEN

- I INTRODUCCION
 - II ANALISIS DE ESTABILIDAD
 - III METODOS PARA LA DETERMINACION DE LOS
ESFUERZOS IN-SITU
 - IV CRITERIOS DE FALLA
 - V ESTABILIDAD DEL CAMPO SEN
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 20 de marzo de 1997
EL DIRECTOR


IING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*glg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

" Análisis de Estabilidad del Campo Sen "

Tesis presentada por :

Heron Gachuz Muro

Dirigida por :

Dr. DANIEL GARCÍA GAVITO

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE : ING. EDUARDO CERVERA DEL CASTILLO

VOCAL : Dr. DANIEL GARCÍA GAVITO

SECRETARIO : ING. J. ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

1ER. SUPLENTE : ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

2DO. SUPLENTE : ING. JORGE MANCILLA CASTILLO

Mexico, D.F. Mayo de 1997.

IN MEMORIAM

La grandeza de un hombre solo es recordada por su sencillez, su alegría, su humildad. Así eras tu, me hiciste conocer el valor del trabajo, el amor por el semejante, el perdonar cuando era necesario, el brindar la mano a mi enemigo, el vivir la vida sin envidias ni rencores.

Aún recuerdo tu andar lento, aquella sonrisa de los dientes amarillos, tus manos grotescas por el arduo trabajo en el campo, recuerdos que no quiero olvidar y que quiero seguir viviendo, pero ya no es posible.

Solo ahora es cuando verdaderamente quisiera que estuvieras aquí conmigo para compartir este triunfo que he alcanzado, estuviste tan cerca, tan cerca. Ya no es posible llorar porque se que mis lágrimas no detuvieron tu partida. No recuerdo tristeza en ti, pero si contar tu vida pasada, tu andanzas por el campo, aquellos días lluviosos, las fiestas campiranas, el amor a Dios, todo ello que me hacia navegar por la historia, tu historia.

Aún vive en mí aquella noche oscura, que no me permitiste dormir solo porque tenía miedo, tu a mi lado cuidando mi sueño, así eras, no usabas ropa para que no se acabara, no usaste mi bota de vino para que no se ensuciara, no te enfadabas conmigo, no lo entiendo, no lo entiendo.

Hoy, solo hoy, cuando no te tengo, quiero decirte gracias abuelito, gracias por darme tus enseñanzas, tu vida, tu origen, tu gente, yo soy parte de ti.....

A tu recuerdo.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Heron Gachuz y Ma. Del Rosario Muro, quien gracias a su apoyo, cariño, comprensión y energía han hecho de mí un hombre de provecho (esto es suyo)...

A mis hermanos David y Xochitl quienes han estado conmigo tanto en las experiencias buenas como en las malas...

A la Universidad por haberme dado el conocimiento...

Al Dr. Daniel García Gavito, quien me dio su apoyo y creyó en mí...

A la familia Hernandez Gachuz por su apoyo moral...

Al Mayor Adrián Ruiz Saldaña quien me abrió las puertas cuando más lo necesitaba...

A mi chavo (Lalo), a pesar de que los demás lo critican por ser medio sangrón, para mí siempre tuvo respeto y cariño (nuestra amistad es otra cosa)...

A los Gúmaros (Edgar, Alfonso, Rafael, Stdi. Gúmaro, Henry), por haberme hecho parte de tan prodigiosa élite de petroleros...

A los Drs. Alfredo Arriola Torres, Enrique Bazua Rueda y a los Ings. Fernando Rosique Naranjo, José A. Gómez Cabrera, Alfredo Rangel Islas, Jorge Pérez Pinto, por su apoyo en la realización de mis prácticas en Venezuela...

Al Instituto Mexicano del Petróleo, en donde encontré la sapiencia...

A Intevp, por permitirme conocer la Industria Petrolera Venezolana...

A Halliburton y Dowell de Venezuela por las facilidades en mi estancia en Venezuela...

A la Línea de Mto. a Pozos por su amistad y ayuda durante todo éste tiempo...

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Joaquín Mendiola Sánchez por su amistad y orientación en la realización de este trabajo...

A mis amigos Panque, Balú (Twins), Monkiki, Ninja, Geras, Roger, La Princesa, Zaldivar, Claudio, Sergio, Rahid Ismail, David, Claudio, Rafa Nares, Lalo (Cebos), Miguel, Angel, a todos ellos les recuerdo que próximamente daré clases...

A Juan Carlos, Majandra, John, Mike, Irene, Regina, Flor, Gilberto, Edilema, Alex, Nicolás, quienes me trataron como si fuera un Venezolano...

Al Ingeniero Salvador Macías Herrera por haber dudado de mi capacidad, ya que con ello, sembró en mí el deseo de demostrar lo que puedo lograr...

A todos los que se me olvidaron...

Gracias.

**He llegado hasta donde estoy,
porque me he apoyado en los hombros de los gigantes.**

Isaac Newton

Índice

	Pag.
CAPÍTULO I Introducción	1
CAPÍTULO II Análisis de estabilidad	3
II.1 Objetivos de un análisis de estabilidad	3
II.2 Definición de la ventana operacional	5
II.3 Aplicación al diseño de la trayectoria de pozos	8
II.4 Estabilidad del agujero	11
II.5 Análisis de pozos inclinados	13
II.6 Efectos y parámetros que afectan la estabilidad	17
II.6.1 Litología de la formación	18
II.6.2 Propiedades del lodo	19
II.6.3 Efectos dependientes del tiempo	20
II.6.4 Efectos de temperatura	21
II.6.5 Aspectos operacionales	22
II.6.5.1 Sondeo y pistoneo	22
II.6.5.2 Limpieza del agujero	31
CAPÍTULO III Métodos para la determinación de los esfuerzos in-situ	24
III.1 Determinación del esfuerzo vertical	26
III.1.1 Interpretación del registro de densidad	28
III.2 Estimación de la densidad	29
III.2.1 Métodos a partir de núcleos	29
III.2.2 Métodos a partir de recortes de perforación	30
III.2.3 Métodos a partir de perfiles	31
III.3 Determinación de los esfuerzos horizontales	34
III.3.1 Principios básicos	34
III.3.2 Determinación del esfuerzo máximo horizontal	35
III.4 Influencia de la variación de la temperatura en los esfuerzos de la pared del agujero	36
III.4.1 Definiciones básicas para el efecto por temperatura	37
III.5 Ecuaciones para determinar el efecto por temperatura	13
CAPÍTULO IV Criterios de falla	16
IV.1 Tipos de criterios	16
IV.2 Estimación de P_c para la prevención de colapso	50
IV.3 Criterio de fractura hidráulica o por tensión	51
IV.4 Ecuaciones para el cálculo de esfuerzos en la formación	56

	Pag.
CAPITULO V Estabilidad del campo Sen	61
V.1 Antecedentes exploratorios del campo Sen	61
V.2 Características geológicas y petrofísicas del campo Sen	62
V.3 Comportamiento del contacto agua-acetle	66
V.4 Ejemplo de aplicación	68
CAPITULO VI Conclusiones y Recomendaciones	83
Nomenclatura	86
Bibliografía	90
Apéndice A	95
Apéndice B	108

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Al perforar un pozo, se altera el equilibrio de los esfuerzos a los que está sometida naturalmente la formación. Si el estado de esfuerzos es tal que sobrepasa la resistencia a la compresión y/o tensión de la formación, pueden ocurrir diferentes condiciones de inestabilidad del pozo. Lo anterior puede ocasionar algunos de los siguientes problemas: Atrapamiento de tuberías, Ensanchamiento del agujero, Pegadura de tubería por presión diferencial, Pérdida total del pozo, Cementaciones primarias defectuosas, etc.

Por lo anterior, es necesario entender el comportamiento de las relaciones constitutivas de la formación (principalmente en rocas arcillosas y débiles como las lutitas) y de los esfuerzos a los que está sometida durante la perforación del pozo, a fin de desarrollar un modelo de mecánica de rocas que permita predecir la estabilidad del pozo.

De la experiencia y la información de campo, se sabe que la inestabilidad de los pozos es un problema grave durante la perforación, afectando directamente el costo global del pozo.

Algunos autores han estudiado diversos parámetros que afectan la inestabilidad^{(12,17,21)*}, pero los han tratado por separado. En este trabajo, se desarrolla una metodología sencilla que permite el cálculo de un estudio integral de inestabilidad dentro de un pozo. Éste estudio permitirá realizar una evaluación de algunos parámetros que influyen directamente en la estabilidad de las paredes del pozo, llevando consigo una mejor planeación dentro de un programa de perforación.

El modelo considerado es el lineal-elástico, el cual toma en cuenta los esfuerzos generados por el intercambio de fluidos entre el lodo de perforación y los fluidos contenidos en la formación, así como la variación de los mismos debido al efecto por temperatura. Lo cual, ayudará a obtener los rangos de densidades y salinidades del fluido de perforación que permitan operar en una forma segura para evitar colapso y fractura dentro del pozo.

*ver bibliografía.

CAPITULO II

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

II.1 Objetivos de un Análisis de Estabilidad⁽¹⁰⁾

En su carácter preventivo, el análisis de estabilidad de pozos tiene como fines básicos :

- a) Durante la fase de perforación, el establecimiento de:
 - la ventana operacional para el peso óptimo de lodo (presión de colapso y presión de fractura) para perforar las diversas formaciones de un pozo
 - la definición de la trayectoria óptima para la perforación de pozos horizontales y verticales profundos
 - la selección de los fluidos de perforación más adecuados para la perforación de formaciones problemáticas, por ejemplo lutitas reactivas
- b) y durante la producción
 - establecer el diferencial de presión máxima (drawdown) para la prevención de problemas de arenamiento

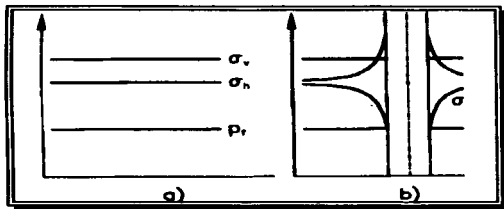


FIG. 2.1 VARIACIÓN DE LOS ESFUERZOS SOBRE LAS PAREDES DE UN POZO ANTES Y DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO⁽¹⁹⁾

La determinación de estos parámetros persigue la minimización de los eventos que generalmente conducen al incremento en el tiempo de perforación de un pozo como pegaduras de tuberías, pérdida de sartas de perforación y aparejos de fondos. Igualmente, los problemas de estabilidad pueden conducir al ensanchamiento de agujeros con las consecuentes fallas en la cementación de pozos y a la disminución en la calidad de registros y por lo tanto de la información disponible sobre el yacimientos. En las situaciones más extremas se puede llegar hasta la desviación o pérdida del pozo. Todos los eventos anteriores tienen como consecuencia directa un aumento en los costos de perforación, e indirectamente pérdidas generadas por la producción de petróleo no realizada. Se estima que las pérdidas originadas por los problemas de inestabilidad se encuentran en el orden de los US \$ 100 millones anuales.

En general, la necesidad de establecer los parámetros de peso de lodo y trayectoria son consecuencia directa de reconocer las limitaciones de resistencia mecánica de las rocas que constituyen una formación y los efectos que tanto los esfuerzos locales a los cuales se encuentra sometida la roca, como los esfuerzos inducidos a los que esta se somete durante la fases de perforación y producción.

La presencia de estas limitaciones exige efectuar análisis que permitan optimar el diseño de pozos y así reducir los problemas asociados a la inestabilidad durante su perforación. Con el fin de ilustrar las consecuencias de la utilización de estos conceptos, a continuación se muestran una serie de ejemplos de como la mecánica pueden ser efectivamente aplicada a las operaciones de perforación.

II.2 Definición de la Ventana Operacional⁽¹⁹⁾

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 (estado de esfuerzos). 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. 2.1 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 mínimo () 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.

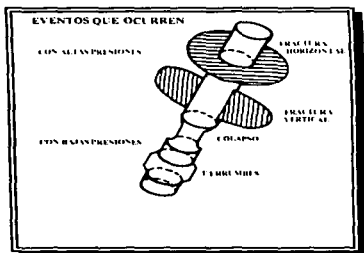


FIG. 2.2 PROBLEMAS TÍPICOS EN EL POZO

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 (fig. 2.2). 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 p_{min} como el peso máximo que no ocasione la fractura o el colapso superior de la

formación ρ_{min}^* , definen la ventana operacional la cual equivale al peso de lodo óptimo para la prevención de los problemas de estabilidad.

Ambos parámetros son críticos y un alto porcentaje de los problemas de estabilidad su origen fundamental es el no tomar en cuenta en la fases de diseño del pozo (su trayectoria, profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, entre otros factores), 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, de forma tal de poder facilitar la terminación exitosa de la operación de perforación.

II.3 Aplicación al Diseño de la Trayectoria de Pozos⁽¹⁰⁾

Como es posible prever, un número de factores pueden influenciar el análisis de estabilidad. En la fig. 2.3 se muestra el efecto de la inclinación de un pozo sobre la diferencia entre el peso de lodo mínimo y el peso de lodo máximo para la perforación de un pozo horizontal. En la generación de esta figura se ha empleado un modelo en el cual el ordenamiento relativo de los parámetros que describen el estado de esfuerzos, es decir la magnitud del esfuerzo vertical o de sobrecarga (σ_v) y la magnitud de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, σ_H y σ_L .

respectivamente, es $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_x$. Estos tres parámetros junto con la dirección del esfuerzo horizontal mínimo con respecto al norte geográfico o azimuth, definen el campo de esfuerzos a la cual se encuentra sometida el yacimiento.

Como se observa en la fig. 2.3, a medida que se desvía el pozo (aumenta el ángulo con la vertical) la ventana operacional experimenta una reducción significativa en la diferencia existente entre el peso de lodo mínimo y el peso de lodo máximo con el cual se puede perforar una determinada formación. Al tomar en cuenta estos factores un diseño de pozo, establece la inconveniencia de desviar el pozo más allá de los 60 ° grados de desviación, pues de lo contrario se arriesga generar una fractura inducida, con el consecuente riesgo de una pérdida de circulación. Por el contrario, una reducción del peso de lodo produciría un colapso de las paredes debilitándolas con el riesgo del derrumbe de las paredes del pozo, entre otras posibilidades.

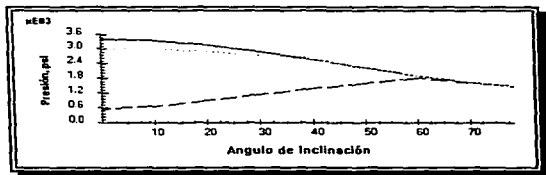


FIG. 2.3 VARIACION DE LA VENTANA OPERACIONAL EN FUNCION DE LA DESVIACION DE UN POZO⁽¹⁹⁾

Además, del efecto de la magnitud del campo de esfuerzos, una consecuencia similar se puede observar al tomar en cuenta la dirección (azimuth) del esfuerzo mínimo horizontal.

En general, el campo de esfuerzos puede experimentar 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 efectos de ilustración en la fig. 2.4 se muestra las consecuencias prácticas de estas variaciones en el campo de esfuerzo sobre la trayectoria de un pozo horizontal. Típicamente, en la sección superficial el ordenamiento relativo de los esfuerzos correspondía a $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, señala que la condición óptima corresponde a la perforación de una sección vertical. Este efecto también puede deducirse de la fig. 2.3, pues corresponde al caso en el cual la ventana operacional es máxima.

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. Un cálculo similar al empleado para generar los datos de la fig. 2.3, muestra que la situación en la cual la ventana operacional es máxima, corresponde a la desviación del pozo en la dirección mostrada bajo este 'estado de esfuerzos.' Posteriormente, y a la profundidad de yacimiento se observa de nuevo un cambio en el ordenamiento de los esfuerzos ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$) y en la dirección de σ_h y una vez más por diseño conviene un nuevo cambio en la dirección del agujero como indica la fig. 2.4.

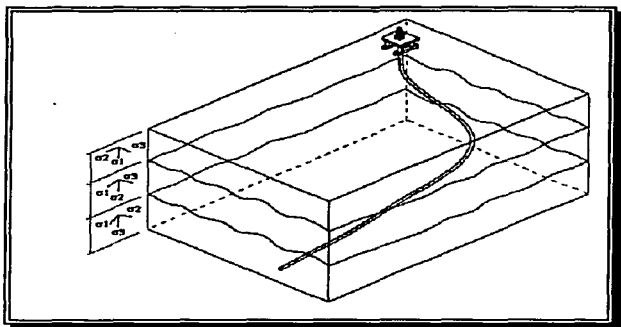


FIG. 2.4 EJEMPLO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO DISEÑADA EN FUNCIÓN DE LAS VARIACIONES DEL ESTADO DE ESFUERZO⁽¹⁰⁾

II.4 Estabilidad del Agujero⁽¹¹⁾

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 provee el soporte suficiente para evitar el colapso de las paredes del agujero. Este peso de lodo es 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 óptima en la cual orientar un pozo para llegar al yacimiento.

Con el fin de ilustrar el uso de la información necesaria para un análisis de estabilidad de agujeros, se tomará como ejemplo 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:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w - P_p$$

$$\sigma_z = \sigma_v - P_p$$

$$\sigma_r = P_w - P_p$$

donde por conveniencia se ha adoptado un sistema de coordenadas cilíndricas (ver fig. 2.5) y los términos no definidos con anterioridad representan:

σ_θ , el esfuerzo tangencial sobre la pared del agujero.

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

σ_r , el esfuerzo en la dirección radial, y

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

Como se verá mas adelante, la combinación de estas ecuaciones con algún criterio de falla es la operación que permite obtener estimados del peso de lodo para soportar las paredes de un agujero.

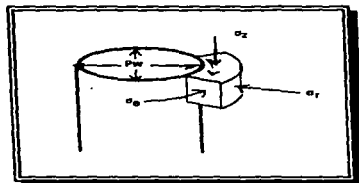
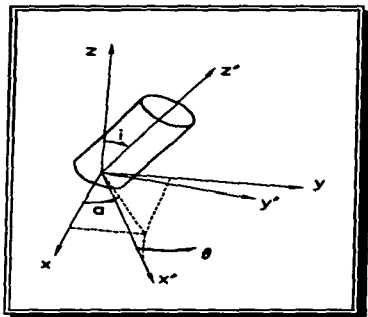


FIG. 2.5 DIAGRAMA DE DISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS EN UN CILINDRO⁽¹⁰⁾

II.5 Análisis de Pozos Inclinados⁽¹⁰⁾

Las ecuaciones anteriores corresponden al caso de un pozo paralelo a alguno de los esfuerzos principales. La aplicación a pozos de orientación e inclinación arbitraria se efectúa mediante la determinación de los esfuerzos efectivos en la 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 (fig. 2.6).

FIG. 2.6 ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN POZO DESVIADO⁽¹⁹⁾

$$I_{xx} = \cos \alpha \cos i$$

$$I_{yy} = \sin \alpha \cos i$$

$$I_{zz} = -\sin i$$

$$I_{xx'} = -\sin \alpha$$

$$I_{yy'} = \cos \alpha$$

$$I_{zz'} = 0$$

$$I_{xx''} = \cos \alpha \sin i$$

$$I_{yy''} = \sin \alpha \sin i$$

$$I_{zz''} = \cos i$$

siendo l_{xx} , l_{yy} , l_{zz} , l_{xy} , l_{yz} , l_{zx} , l_{yx} , l_{zy} , l_{xz} los cosenos de los ángulos entre el eje x' , y' , z' y los ejes x , y , z , respectivamente.

Expresado en el sistema coordenado (x', y', z') , los esfuerzos σ_{11} , σ_{22} y σ_{33} :

$$\sigma_1' = l_{2x}^2 \sigma_H + l_{2y}^2 \sigma_A + l_{2z}^2 \sigma_V$$

$$\sigma_2' = l_{1x}^2 \sigma_H + l_{1y}^2 \sigma_A + l_{1z}^2 \sigma_V$$

$$\sigma_3' = l_{3x}^2 \sigma_H + l_{3y}^2 \sigma_A + l_{3z}^2 \sigma_V$$

$$\tau_{12}' = l_{1x} l_{2x} \sigma_H + l_{1y} l_{2y} \sigma_A + l_{1z} l_{2z} \sigma_V$$

$$\tau_{13}' = l_{1x} l_{3x} \sigma_H + l_{1y} l_{3y} \sigma_A + l_{1z} l_{3z} \sigma_V$$

$$\tau_{23}' = l_{2x} l_{3x} \sigma_H + l_{2y} l_{3y} \sigma_A + l_{2z} l_{3z} \sigma_V$$

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

Esfuerzos en la pared del agujero.

$$\sigma_r = p_a$$

$$\sigma_\theta = \sigma_1^o + \sigma_2^o - 2(\sigma_1^o - \sigma_2^o) \cos 2\theta - 4\tau_{12}^o \sin 2\theta - p_a$$

$$\sigma_z = \sigma_3^o - 2\tau_{13}^o \left[(\sigma_1^o - \sigma_2^o) \cos 2\theta + 2\tau_{12}^o \sin 2\theta \right]$$

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

$$\tau_{rz} = 2(-\tau_{13}^o \sin \theta + \tau_{12}^o \cos \theta)$$

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

Aplicando el criterio de falla :

$$\sigma_1 - \alpha p_1 = C_1 + (\sigma_1 - \alpha p_1) \tan' \beta$$

De esta manera se muestran a continuación todas las posibilidades para encontrar los esfuerzos principales de falla por corte en un pozo desviado.

$$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_2$$

$$p_1 \geq \frac{(\sigma_1' + \sigma_3' - 2(\sigma_2' - \sigma_2') \cos 2\theta - 4\tau_2' \sin 2\theta) \tan' \beta + \alpha p_1 (1 - \tan' \beta) + c_1}{1 + \tan' \beta}$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$$

$$p_1 \geq c_1 + \sigma_2' - 2\nu [(\sigma_2' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau_2' \sin 2\theta] \tan' \beta + \alpha p_1 (1 - \tan' \beta)$$

$$\sigma_2 \geq \sigma_3 \geq \sigma_1$$

$$p_1 \leq \frac{\sigma_2' + \sigma_3' - 2(\sigma_1' - \sigma_1') \cos 2\theta - 4\tau_1' \sin 2\theta - c_1 + \alpha p_1 (\tan' \beta - 1)}{1 + \tan' \beta}$$

$$\sigma_2 \geq \sigma_1 \geq \sigma_3$$

$$p_1 \leq \sigma_2' + \sigma_3' - 2(\sigma_1' - \sigma_1') \cos 2\theta - 4\tau_1' \sin 2\theta - c_1 + \alpha p_1 (\tan' \beta - 1) - (\sigma_1' - 2\nu [(\sigma_2' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau_2' \sin 2\theta] \tan' \beta)$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_2$$

$$p_1 \leq \frac{\sigma_1' - 2\nu[(\sigma_1' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau' \sin 2\theta] - c_1 - \alpha p_1}{\tan' \beta} + \alpha p_1$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_2$$

$$p_1 \geq \sigma_1' + \sigma_3' - 2(\sigma_1' - \sigma_3') \cos 2\theta - 4\tau' \sin 2\theta - \alpha p_1 + \frac{c_1 - \sigma_1' + 2\nu[(\sigma_1' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau' \sin 2\theta] + \alpha p_1}{\tan' \beta}$$

II.6 Efectos y Parámetros que Afectan la Estabilidad ^(1,2,10)

La estabilidad del agujero puede estar afectada por un gran número de efectos y parámetros tales como :

- Litología de la formación
- Presión de poro y esfuerzos in situ
- Propiedades de la roca
- Propiedades del lodo
- Efectos dependientes del tiempo
- Efectos de temperatura
- Aspectos operacionales (pistoneo/ sondeo, limpieza del agujero, etc)

Los diferentes efectos o parámetros no dependen totalmente uno de otro. Por ejemplo, un lodo que no sea compatible con la roca puede causar un debilitamiento severo de la roca. Las propiedades del fluido de perforación y los procedimientos operacionales son sólo parámetros los cuales el operador controla directamente.

Sin embargo las elecciones siempre tienen que estar relacionadas a los otros factores involucrados. Esto es más complicado por el hecho de que grandes secciones del agujero pueden estar abiertas simultáneamente, incluyendo secciones de diferente resistencia, esfuerzos, presión de poro, litología, etc.

11.6.1 Litología de la Formación

La experiencia muestra claramente que los problemas de perforación no están igualmente distribuidos en las diferentes litologías. Formaciones similares a las lutitas (arcillosas) son más problemáticas. Esto se debe a que la mayoría de la sobrecarga consiste de formaciones lutíticas y la mayor parte de las operaciones de perforación tienen lugar en este tipo de litología. Las secciones comúnmente llamadas de lutita pueden exhibir grandes variaciones en el comportamiento mecánico que van de una roca arcillosa suave y normalmente dúctil a una lutita dura y quebradiza. Los problemas serán diferentes por los dos casos, con formación de break-outs en una roca quebradiza y grandes deformaciones en una roca dúctil.

Muchos de los yacimientos de arenisca consiste de arena extremadamente débil la cual se espera origina problemas de estabilidad. Éste sin embargo no es el caso y aún pozos con ángulos de desviación grandes pueden perforarse sin problemas.

Otros candidatos para problemas de perforación son las secciones de sal. Estas son bien conocidas como zonas problemáticas potenciales debido a la naturaleza

viscoplástica de la roca la cual tiende a cerrar el agujero. Éste es un tipo de falla dúctil donde la roca no se desintegra sino que fluye continuamente.

II.6.2 Propiedades del Lodo

Cuando consideramos la estabilidad de la formación, el parámetro obvio de control es la densidad del lodo. Cuando se perfora un pozo, la roca es cortada por la barrena y eliminada por el fluido de perforación. También el soporte de las paredes lo proporciona el fluido. Sin embargo, hoy en día la gente de perforación acepta que puede ser necesario incrementar la densidad del lodo por encima de la presión de poro para mantener la estabilidad del agujero.

Los problemas de estabilidad y perforación en las secciones de lutita tradicionalmente se han atribuido a efectos químicos. Se ha pensado en dos mecanismos responsables del hinchamiento de la lutita: (1) el hinchamiento cristalino (hidratación superficial) y (2) el hinchamiento osmótico. El primero es una característica de todas las arcillas, el segundo solo ocurre en ciertas arcillas del grupo de la esmectita (notablemente montmorillonita de sodio). Esto origina un incremento en el volumen bruto pero con una retención pequeña de agua.

Adicionalmente a los efectos químicos y a la reología del lodo en relación a la limpieza del agujero, las propiedades de pérdida del fluido del lodo y la eficiencia del enjarre son importantes. Un agujero estable puede requerir de una presión de pozo más alta que una presión de poro. Sin embargo, si la calidad del enjarre es

pobre, se reducirá el sobrebalanceo a medida que la presión de poro se aproxime a la presión del pozo. Esto origina que la estabilidad se pierda y deba ademarse antes que el equilibrio de presión se alcance.

II.6.3 Efectos Dependientes del Tiempo

Durante la perforación de secciones de lutita, a menudo los problemas se presentan mucho después. También es muy típico que una vez presentado el problema no sea fácil de resolver. Aún incrementando la densidad del lodo, lo cual es muy tarde una vez que la inestabilidad se ha iniciado. Otro problema resultante del tiempo es la localización del problema actual. La zona donde ocurrió el atrapamiento no necesariamente es la misma donde se ubica la zona inestable.

Hay dos mecanismos intrínsecos que controlan el comportamiento esfuerzo-deformación-tiempo de una roca saturada. La primera es la consolidación la cual está descrita por la relación entre los cambios en los esfuerzos efectivos y las deformaciones resultantes. Éste proceso esta relacionado a la migración del fluido en los poros siendo la permeabilidad un parámetro esencial. También la rigidez de la matriz es importante.

El segundo mecanismo, desplazamiento, está caracterizado como una deformación a niveles de esfuerzos efectivos constantes. Éste efecto puede ser muy significativo en rocas suaves como la sal en algunas lutitas normalmente consolidadas. El resultado obvio será una reducción en el diámetro del agujero con

posibles consecuencias tales como pegaduras o ruptura de la formación si las deformaciones son muy grandes. En la mayoría de los casos será imposible separar el desplazamiento y la consolidación en rocas de baja permeabilidad como la lutita. La consolidación normalmente dominará en periodos cortos después de la carga, mientras el desplazamiento dominará posteriormente a la deformación.

11.6.4 Efectos de Temperatura

Los cambios en la temperatura de la pared del pozo llegarán cuando el lodo esté circulando (enfriamiento), debido a que el fluido tiene menor temperatura que la formación. Las fluctuaciones en la temperatura ocurrirán cuando la circulación se detenga y se reinicie. Después de detener la circulación, la formación cercana al pozo se calentará gradualmente. Sin embargo, a medida que la temperatura se incrementa, los esfuerzos verticales y tangenciales en el pozo se incrementarán en una cantidad igual.

Si el incremento en los esfuerzos es muy grande, eventualmente puede ocurrir una ruptura, esto probablemente más significativo en rocas rígidas. Un enfriamiento deliberado del lodo puede ser un enfoque práctico en los casos donde los esfuerzos inducidos térmicamente pueden originar fallas. Los cambios de temperatura no influenciarán la distribución de los esfuerzos. Las propiedades de la roca (rigidez, resistencia) pueden alterarse por cambios en la temperatura. Esto puede mejorar o reducir el riesgo de fallas inducidas térmicamente dependiendo de su efecto en las propiedades de las rocas.

II.6.5 Aspectos Operacionales

II.6.5.1 Sondeo y Pistoneo

Cuando la sarta viaja en el agujero se originan cargas cíclicas en la roca cercana al pozo. La sarta actúa mas o menos como un pistón en el agujero por que el lodo no puede fluir sin restricción cambiando la presión en el pozo. La magnitud de este efecto depende de la configuración de la sarta, la velocidad del viaje y de la viscosidad del lodo. Estas cargas pueden tener dos efectos : (1) el cíclico puede cambiar las características de la roca y (2) las fluctuaciones de presión pueden exceder los límites inferiores o superiores de estabilidad.

II.6.5.2 Limpieza del Agujero

En la mayoría de los casos, la limpieza del agujero y la estabilidad del agujero son dos aspectos difíciles de separar. El incremento de los problemas de estabilidad/ perforación con la inclinación del agujero se atribuye la mayoría de las veces a la insuficiente limpieza del agujero. Los problemas de limpieza se incrementarán si la formación no es estable y se observa un gran cantidad de derrumbe. Una solución obvia es incrementar la densidad lo suficiente para evitar derrumbes y mantener el agujero a calibre, pero en la practica esto puede resultar imposible.

La alta reología del lodo conjugada con altas velocidades anulares se ha aceptado de manera general como remedio filosófico para mejorar la limpieza en pozos casi verticales. Sin embargo, esta no se aplica tan fácilmente a pozos con alta inclinación. Es importante minimizar la producción de derrumbes debida a la inestabilidad del agujero. Si el problema puede vencerse, la limpieza del agujero se puede obtener usando los procedimientos operacionales adecuados.

CAPITULO III
METODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS
ESFUERZOS IN-SITU

El conocimiento del campo de esfuerzos es de gran importancia para el análisis de estabilidad de pozos para la Ingeniería, en general. Brevemente, el estado de esfuerzos está definido por cuatro parámetros básicos:

- σ_H la magnitud del esfuerzo horizontal máximo
- σ_h la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo
- σ_v la magnitud del esfuerzo de sobrecarga

y en vista de que se asume que este último esfuerzo actúa axialmente en el eje del pozo se requiere de un parámetro adicional correspondiente al azimut de unos los esfuerzos horizontales.

Junto con las características de resistencia mecánica de la formación, el conocimiento del campo de esfuerzos permite establecer el peso adecuado del fluido para la perforación de pozos, y en el caso de pozo horizontales la mejor trayectoria del pozo que desde el punto de vista de estabilidad puede corresponder a su alineación con el menor esfuerzo horizontal, aunque desde el punto de vista de

producción pueda correspondan a su orientación con la mayor permeabilidad direccional (paralela a σ_H).

Existen al menos 14 métodos que se complementan para la determinación del campo de esfuerzos. Estos son:

- **Métodos Geofísicos**
 1. Dipmeter
 2. Emisión Acústica
- **Métodos de perfil**
 3. Impression packer
 4. Registro de imágenes (borehole televewers, sónicos o resistividad)
 5. Cámaras de Televisión
 6. Breakouts o registros de ovalización
- **Métodos a partir de núcleos**
 7. Microfraturamientos
 8. Recuperación anelástica de la deformación (ASR)
 9. Prueba de carga puntual
 10. Análisis de la curva de recuperación (DSCA)
 11. Análisis de las velocidades de propagación de onda acústica (AAA)
- **Métodos que utilizan extensómetros**
 12. THE (Total-Halliburton Extensometer)
- **Métodos matemáticos combinados**
 13. Técnica de inversión a partir de microfrac en pozo inclinados

1.4. Técnicas de análisis de imágenes (utilizando simulación matemática para retroanálisis)

Cada uno de estos métodos ayuda a la determinación de esfuerzos con áreas de pruebas diferentes o con el parámetro específico de determinación (magnitud o dirección).

III.1 Determinación del Esfuerzo Vertical^(7,8,19)

Generalmente, las rocas subterráneas tienen que sostener el peso de las formaciones superiores. El esfuerzo vertical a una profundidad dada (z), causado por una columna homogénea de material está dado por la relación:

$$\sigma_v = \rho g z$$

donde:

σ_v . magnitud del esfuerzo litostático o de sobrecarga.

ρ . densidad del material.

g . constante de gravedad

dado en la mayoría de las formaciones la densidad no es una constante sino que varía con la profundidad. En esta circunstancia el esfuerzo vertical se calcula mediante la integración de un registro de densidad de acuerdo con la fórmula:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) g dz$$

Dado que las herramientas para determinación de la densidad no efectúa un muestreo continuo la ecuación anterior para efectos prácticos se reduce a una integración numérica, como lo ilustra la ecuación siguiente:

$$\sigma_v = g \left[\rho_w WD + \sum_{i=1}^{i=n} \rho_i (z_i - z_{i-1}) \right]$$

donde se ha tomado en cuenta la posibilidad de un caso de perforación en aguas profundas al considerar el espesor de la columna de agua (Water Depth) y la densidad del agua.

Es importante observar que para una estimación adecuada del registro de densidad se requiere contar con la información desde la cima de las formación. Naturalmente, esto implica la necesidad de contar con los datos en todo el intervalo del pozo, es decir no sólo la formación sino los datos correspondientes al intervalo del yacimiento, sino también los datos correspondientes a las etapas superficiales e intermedias típicamente de 17½" y 12¼", respectivamente.

Es importante señalar que, debido a que generalmente es difícil que se efectúe la toma de información (registros) en los pozos señalados es posible combinar la información de diversos pozos de una misma área, con el fin de efectuar correcciones por espesor de las litologías y así generar una curva estimada de densidad contra profundidad con el fin de obtener, por integración un estimado del esfuerzo de sobrecarga.

El registro de densidad utiliza rayos gamma activos los cuales emplean la dispersión de los rayos para la medición de la densidad de los electrones de la formación (fig. 3.1). Una vez efectuadas las correcciones por variaciones litológicas la densidad electrónica se convierte a la densidad de masa.

En el análisis de estabilidad, el registro de densidad es un registro muy importante. Como ya se indicó la integración del mismo permite estimar la magnitud del esfuerzo vertical, especialmente en áreas de baja actividad tectónica. Adicionalmente, el registro de densidad se requiere para la interpretación adecuada de los registros de velocidad acústica y así convertirlos a módulos elásticos. Una vez obtenido σ_v la reducción del campo de esfuerzos se reduce a determinar la magnitud y orientación de los esfuerzos horizontales.

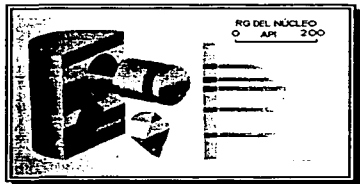


FIG. 3.1 REGISTRO

III.1.1 Interpretación del Registro de Densidad⁽⁴⁾

Entre los aspectos importantes al momento de efectuar la interpretación se encuentran:

- efectuar las correcciones por efecto de la columna de agua en caso de pozos submarinos
- efectuar las correcciones por altura de la mesa rotaría (TVD)

- en caso de pozos desviados efectuar las correcciones por la desviación del pozo

Una vez efectuada la integración es posible establecer correlaciones para la obtención de σ_c como función de la profundidad.

III.2 Estimación de la Densidad⁽⁴⁾

Si bien la obtención del registro de densidad es uno de los aspectos más importantes del análisis de estabilidad, en la práctica difícilmente se efectúa el perfilaje de densidad litostático de las secciones de pozos diferentes a los de las zonas productoras en los etapas superficiales (17¼) e intermedias (12¼). Debido a esta falta de información se debe recurrir a métodos de estimación basados en algunos de los métodos señalados a continuación.

III.2.1 Métodos a Partir de Núcleos⁽⁴⁾

Este método consiste en medir directamente la densidad en el laboratorio a núcleos o muestras de las rocas subyacentes. Se requiere un acondicionamiento adecuado de la muestra para que esta no pierda sus características fisicoquímicas una vez extraída.

La muestra se extrae durante la perforación de un pozo con la toma de un núcleo, la cual una vez llevada a superficie la muestra cilíndrica de diámetro y

longitud conocida se pesa en una balanza de precisión adecuada. Como se conoce el volumen de la muestra, la densidad se calcula dividiendo el peso obtenido por el volumen de la muestra.

Seguidamente, la muestra se coloca en una estufa para la determinación de humedad, a fin de determinar el volumen vacío y la porosidad de la muestra. Debido a la compactación de las formaciones este método está limitado a los 100 o 150 metros debajo de la superficie.

III.2.2 Métodos a Partir de Recortes de Perforación^(7.4)

Este método es particularmente adecuado para determinación de la densidad en aquellas secciones donde por razones operacionales el uso de una herramienta de registro no garantiza la calidad de la información.

Consiste en la medición de la densidad aparente obtenida de muestras de canal. La densidad se establece mediante el principio de Arquímedes, mediante la inmersión de la muestra en líquidos de densidad conocida con una variación de 0.05 g/cc. La densidad de la muestra se establece como aquella del líquido en la cual muestra flota. Alternativamente, se puede utilizar una columna de densidad la cual contiene una mezcla de líquidos de densidad conocida. A lo largo de la columna se establece un gradiente de densidad entre el valor máximo y mínimo. Al introducir la muestra esta descenderá hasta un altura equivalente al valor de su densidad.

Naturalmente, este método sufre de la desventaja de tener que emplear muestras que han sido sometida al proceso de corte por la barrena y el acarreo por parte del fluido de perforación. Entre las factores que afectan la determinación por este método cabe señalar:

- *Consolidación de la muestra*, la cual debe contar con la integridad suficiente como para permitir la determinación en las condiciones dinámicas de un pozo.
- *Composición de la muestra*, la cual esta influenciada por la presencia de minerales secundarios como (pirita) y los cambios en la composición de la muestra los cuales pueden afectar la medida de densidad.
- *Muestras no representativas de la profundidad*, especialmente en zonas de derrumbes provenientes de zonas por encima de la profundidad de la mecha.
- *Tipo de lodo o uso de lodos reactivos*, los cuales pueden disolver la muestra, especialmente en lutitas con altos contenidos de esmectita y de alta porosidad los cuales afectan la estimación de la densidad.

III.2.3 Métodos a Partir de Perfiles^(7,10)

Estos métodos son los más utilizados en la industria, particularmente cuando no se pueden efectuar correlaciones pozo a pozo para efectuar las correcciones por espesores de las formaciones. Consiste en utilizar correlaciones entre perfiles a fin de estimar la densidad.

Entre los métodos más conocidos se encuentra el desarrollado por la AGIP (Cesaroni, 1981.), el cual utiliza una correlación entre la densidad y el tiempo de transito longitudinal obtenidos de los registros sísmicos (fig. 3.2).

Este método utiliza dos correlaciones empíricas para la conversión de los tiempos de transito a densidad. La primera corresponde a las formaciones no consolidadas (tiempos de tránsito mayores a los 100 msec/ft.) y la segunda a las formaciones consolidadas con tiempos de tránsito menores o iguales a los 100 msec/ft.

La densidad puede ser estimada mediante el uso de ecuaciones dadas por:

Formaciones consolidadas

$$\rho = 3.28 - \frac{\tau_p}{89}; \tau_p \leq 100$$

Formaciones no consolidadas

$$\rho = 2.75 - 2.1 \left[\frac{\tau_p - \tau_{ms}}{\tau_p + \tau_j} \right] \frac{\tau_p}{89}; \tau_p > 100$$

donde:

τ_p . es el tiempo de tránsito.

τ_{ms} . corresponde al tiempo de tránsito de la matriz.

τ_f . representa el tiempo de tránsito del fluido de poro.

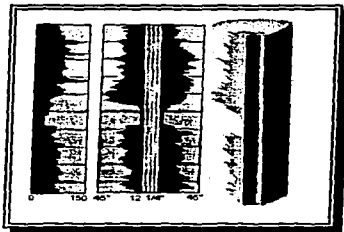


FIG. 3.2 REGISTRO SÓNICO

De acuerdo con Mouchet (1989), el tiempo de tránsito de la matriz se puede estimar como 50 msec/pie para las lutitas, y 47 msec/pie para las arenas. El tiempo de tránsito del fluido se fija como 200 msec/pie. El uso de estas correlaciones en cuencas o yacimientos distintos para los cuales fueron desarrolladas debe efectuarse con precaución, pues puede conducir a estimaciones incorrectas para el cálculo del gradiente de densidad de sobrecarga en un área de estudio. Por lo tanto, se requiere ajustar y desarrollar las correlaciones para cada situación particular, con su correspondiente análisis de validación estadística.

III.3 Determinación de los Esfuerzos Horizontales^(3.10)

III.3.1 Principios Básicos

El método más importante para medición de los esfuerzos *in situ* es mediante los ensayos leak-off o micro-fracturas. Estos ensayos se efectúan en una sección o intervalo aislado de la formación en el cual se incrementa la presión del fluido en la columna del pozo hasta lograr su fracturamiento. Inicialmente, se obtiene un incremento lineal de presión hasta un punto determinado en el cual posteriormente se observa una desviación y un máximo pico el cual corresponde a la presión necesaria para superar el esfuerzo tangencial y la resistencia a la tracción de la roca.

Una vez obtenido este pico se observa un decaimiento de la presión, la cual se atribuye a energía necesaria para propagar la fractura la cual requiere menos fuerza que la necesaria para la creación de una fractura. En su etapa final cesa el bombeo y se cierra el pozo, observándose una caída de la presión debido a las pérdidas por fricción. El valor al cual cae la presión inmediatamente después de cesar el bombeo, denominada la presión instantánea de cierre ó P_{sh} , la cual se interpreta como una estimación del esfuerzo mínimo horizontal.

En términos generales, si una vez iniciada la fractura se detiene el bombeo de fluido se está efectuando un *ensayo leak-off*. Si el bombeo se mantiene por cierto

período de forma tal de permitir la propagación de la misma se esta efectuado un ensayo *leak-off extendido*, e inclusive si se efectúan varios ciclos de bombeo de fluidos, se estarán realizando ensayos de microfractura. Durante esta prueba se debe efectuar un registro continuó de factores como presión de fondo, presión de superficie, volumen de fluido y tiempo de bombeo.

III.3.2 Determinación del Esfuerzo Máximo Horizontal (σ_H)^(3,10)

Quizás uno de los parámetros del campo de esfuerzos más difíciles de estimar es el valor correspondiente a σ_H . En general, el problema surge de la necesidad de emplear métodos indirectos para la determinación de este parámetro pues no responde a ningún tipo de método de determinación. No obstante esta dificultad hay que señalar que este es uno de los parámetros más críticos en las zonas donde se puede sospechar la presencia de tectonismos, como en zonas cercanas a una falla activa o una montaña.

Los ensayos *leak-off* o *micro-frac* permiten determinar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, y la resistencia a la tracción de la roca. Los ensayos *leak-off* constituyen una fuente invaluable dado que cada zapata de un revestidor se convierte en una fuente de datos para la estimación de σ_H . En el caso de los pozos horizontales, si además se cuenta con la información correspondiente a dirección y desviación del lodo se puede interpretar para la estimación del esfuerzo horizontal máximo como se describió en la sección correspondientes.

III.4 Influencia en la Variación de la Temperatura en los Esfuerzos de la Pared del Agujero⁽²¹⁾

A continuación se describirá el efecto de algunos parámetros que tienen influencia en el estado de esfuerzos como la variación de la temperatura sobre la presión de poro de la formación y a su vez sobre los esfuerzos en la pared del agujero. Aunque al aumentar la temperatura se incrementa el intercambio de agua entre el todo 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.

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 que se describió en el capítulo anterior y, como se verá, es significativo en condiciones de muy bajo drenaje 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.

III.4.1 Definiciones Básicas para el Efecto por Temperatura⁽²⁾

COEFICIENTE ISOBÁRICO DE EXPANSIÓN VOLUMÉTRICA (α).- Se define como la velocidad de cambio de volumen por grado de temperatura dividido entre el volumen a 0 °C, manteniendo la presión constante, en términos matemáticos esto es,

$$\alpha = \frac{1}{V} \lim_{\Delta T} \frac{V(p, t + \Delta T) - V(p, t)}{\Delta T} = \frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta T} \right)$$

El subíndice en la derivada parcial indica que la presión se mantiene constante.

COEFICIENTE DE PRESIÓN ISOMÉTRICO (ψ).- Es definido como la velocidad de cambio de presión por grado de temperatura dividida entre la presión a 0 °C, manteniendo el volumen constante, es decir,

$$\psi = \frac{1}{P} \lim_{\Delta T} \frac{P(V, t + \Delta T) - P(V, t)}{\Delta T} = \frac{1}{P} \left(\frac{\delta P}{\delta T} \right)$$

COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA (κ).- Está definido como la velocidad de cambio en volumen por unidad de presión aplicada dividida entre el volumen existente, manteniéndose la temperatura constante:

$$\kappa = -\frac{1}{V} \lim_{\Delta p} \frac{V(t, p + \Delta p) - V(t, p)}{\Delta p} = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta p} \right)_t$$

Debido a que, el volumen disminuye conforme se incrementa la presión se inserta el signo negativo para hacer que κ sea positivo. El recíproco de κ se conoce como *elasticidad volumétrica isotérmica* E_t .

Cabe señalar que el coeficiente isobárico de expansión volumétrica (α) está referido al volumen a 0 °C, mientras que κ está referido al volumen existente. La ventaja de esta convención se hace aparente en el caso de los gases. Sin embargo, para líquidos y sólidos es irrelevante si el cambio es referido al volumen a 0 °C al volumen a la temperatura existente.

Para la determinación del efecto del cambio de temperatura en los esfuerzos de la pared del agujero en este trabajo se harán primero las siguientes consideraciones:

1.- Debido a que la gran parte de problemas de estabilidad del agujero se presentan en luttas se considerarán este tipo de formaciones en la pared del pozo.

2.- Se supone que las lutitas son formaciones Impermeables.

3.- Considerando que la expansión volumétrica del grano de la formación es menor que la del agua congénita de la formación, la primera se considerará despreciable, por lo que, sólo se tomará en cuenta la expansión volumétrica del agua.

4.- La formación es homogénea e isotrópica y que sigue el modelo poro elástico.

5.- El plano de esfuerzos es ortogonal al eje del pozo.

6.- Para esfuerzos de compresión se considera signo positivo.

7.- Debido a que se trata del agua de formación, es decir, un líquido, en el coeficiente isobárico de expansión volumétrica se hará referencia al volumen a la temperatura existente.

8.- No se toman en cuenta alteraciones químicas en los fluidos ni en la matriz de roca debidas a los cambios de temperatura.

Tomando en cuenta las anteriores consideraciones se puede ver que la variación de la presión con respecto a la temperatura a volumen constante de un cuerpo está dada por la expansión siguiente :

$$\left(\frac{\delta p}{\delta T}\right)_v = \gamma p,$$

o bien,

$$dp = \gamma p dt \quad \text{a volumen constante}$$

Por otro lado, la existencia de una ecuación de estado significa que los tres coeficientes definidos en la sección anterior no son independientes. Entonces, si tomamos la ecuación de estado resuelta para la presión, p ,

$$p = p(V, T)$$

diferenciando,

$$dp = \left(\frac{\delta p}{\delta V}\right)_T dV + \left(\frac{\delta p}{\delta T}\right)_V dT$$

si se considera la presión constante en la expresión anterior y se divide entre dt , se tiene,

$$0 = \left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p + \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_V$$

Sustituyendo los coeficientes definidos con anterioridad, queda,

$$0 = \left(-\frac{1}{\kappa V}\right)(mV) + \psi p,$$

de donde se puede ver que,

$$\psi = \frac{mV}{\kappa p V}$$

Pero como ya se mencionó, el fluido de formación es un líquido, agua congénita, por lo que en el coeficiente de expansión volumétrica se hará referencia al volumen a la temperatura existente, lo cual no implica que se cometa mayor error, quedando la ecuación anterior como,

$$\psi = \frac{m}{\kappa p}$$

Sustituyendo la ecuación anterior, se obtiene la expresión para la variación de la presión con respecto a la temperatura en términos de los coeficientes de expansión isobárica y de compresibilidad isotérmica,

$$dp = \left(\frac{w}{k_p} \right) p_r dt = \frac{w}{k} dt$$

o bien,

$$\Delta p = \frac{w}{k} \Delta t$$

Esta expresión representa la diferencial de presión de poro de la formación por efecto del cambio de la temperatura, lo cual a su vez, influye en la variación del estado de esfuerzos de la pared del agujero. Por lo anterior, esta variación de la presión de poro se debe integrar en el análisis de esfuerzos de la pared del agujero.

Tomando en cuenta la expresión anterior, las consideraciones que se mencionan al inicio de esta sección y las ecuaciones del estado de esfuerzos en la pared del agujero, se incluye el efecto de la temperatura en la presión de poro de forma directa en la ecuación de la siguiente manera:

$$\sigma_m = \sigma_m = \frac{\nu}{1-\nu} [\sigma_{mm} - (P_r + \Delta P_{osm} + \Delta P_{temp})] + (P_r + \Delta P_{osm} + \Delta P_{temp})$$

donde,

ΔP_{osm} . es la diferencial de presión por el efecto osmótico.

ΔP_{temp} . es la diferencial de presión por el efecto de la variación de temperatura.

Continuando con el estudio del efecto de los parámetros que se planea sean integrados al simulador analítico de estabilidad mecánica, se mencionan los conceptos teóricos de éstos.

III.5 Ecuaciones para Determinar el Efecto por Temperatura⁽²¹⁾

- $$TD = \frac{0.01601845(h)}{\left(\frac{\rho_s}{\rho_a}\right) \left(\frac{c_s}{24}\right)} \cdot t$$

- SI $T_D \leq 1.5$

$$T_a = 1.1281\sqrt{TD}(1 - 0.3\sqrt{TD})$$

- SI $T_D > 1.5$

$$T_a = \left(0.4063 + 0.5 \ln(TD)\right) \left(1 + \frac{0.6}{TD}\right)$$

- $$T_a = \frac{TA + \frac{h(T_{ps})}{T_D \left(\frac{d_a}{24}\right) \kappa_s}}{1 + h \frac{d_a}{24} \kappa_s}$$

donde:

$$T_{FOR} = T_s + g_s(D)$$

$$TA = \left(1 + E1 \left(\frac{B}{32B}\right)\right) (\lambda) e^{E1D} + \left(1 + E2 \left(\frac{B}{32B}\right)\right) (\Delta) e^{E2D} + g_s D + T_s$$

$$B = \frac{500.7646898(Q \times D \times C_f)}{2\pi \left(\frac{d}{24}\right) \times C_{rr/24}}$$

$$\lambda = - \frac{\left(T_s + \frac{B(g_s)}{32B} - T_s\right) (E2) e^{E2D} + g_s}{E1 e^{E1D} - E2 e^{E2D}}$$

$$\Delta = \frac{\left(T_s + \frac{B(g_s)}{32B} - T_s\right) (E1) e^{E1D} + g_s}{E1 e^{E1D} - E2 e^{E2D}}$$

$$E1 = 32B \left(\frac{1}{2A} + \frac{5}{2A}\right)$$

$$E2 = 32B \left(\frac{1}{2A} - \frac{5}{2A}\right)$$

$$A = \frac{500.7646898 Q r C_f (h + (d_w c_s T_D))}{2\pi c_s h d_w / 24}$$

$$\xi = \sqrt{1 + \frac{4 \left(\frac{d_w c_s T_D}{24} + h\right) \left(\frac{d_w}{24}\right) \times C_{rr/24}}{\frac{d_w}{24} c_s h}}$$

que se utilizan en las siguientes ecuaciones:

- para el cálculo de ΔP por salinidad

$$AWF = 1 - 0.00451(SAL) - 0.000199(SAL)^2$$

$$T = T_{wp} + 273$$

$$PMNACL = \left(1 - \frac{SAL}{100}\right)(18) + \left(\frac{SAL}{100}\right)\left(\frac{58.4427}{216}\right)$$

$$\Delta P = \frac{84.76798(T) \ln(AWF / AWS)}{PMNACL}$$

- para el cálculo de esfuerzos en el agujero:

$$\Delta P_{emp} = \frac{\eta (T_{in} - T_{ros})}{r_w}$$

CAPITULO IV

CRITERIOS DE FALLA

IV.1 Tipos de Criterios^(10,19)

En la evaluación de la estabilidad geomecánica de pozo es necesario contar con un criterio el cual especifique la dependencia de la resistencia a la compresión de la roca con el estado de esfuerzos de confinamiento al que están sujetas.

Los criterios de falla que se han encontrado razonablemente validados con datos experimentales se pueden clasificar en:

- Clase A: Criterio lineal que considera el efecto del esfuerzo principal intermedio
- Clase B: Criterio lineal que no considera el esfuerzo principal intermedio
- Clase C: Criterio no lineal que considera el esfuerzo principal intermedio
- Clase D: Criterio no lineal que no considera el esfuerzo principal intermedio

Los criterios que consideran el efecto del esfuerzo principal intermedio son menos conservadores debido a que sobrestiman la resistencia de la roca.

Se considera que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

CRITERIO CLASE A

Criterio de Drucker&Prager

$$\tau_{m1} = \tau_u + \kappa_m (\sigma_{m1} - p_p)$$

donde:

$$\sigma_{m1} = \frac{1}{3} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

Círculo Interno:

$$\kappa_m = \frac{2\sqrt{3} \cdot \sin \phi}{3 - \sin \phi}$$

$$\tau_u = \frac{2\sqrt{3} \cdot c \cdot \cos \phi}{3 - \sin \phi}$$

Círculo Intermedio:

$$\kappa_m = \frac{2\sqrt{3} \cdot \sin \phi}{3 + \sin \phi}$$

$$\tau_u = \frac{2\sqrt{3} \cdot c \cdot \cos \phi}{3 + \sin \phi}$$

Círculo Externo:

$$\kappa_w = \frac{\sqrt{2} \cdot \sin \phi}{\sqrt{3 + \sin^2 \phi}}$$

$$\tau_w = \frac{\sqrt{2} \cdot c \cdot \cos \phi}{\sqrt{3 + \sin^2 \phi}}$$

CRITERIO CLASE B

Criterio de Mohr-Coulomb

$$\sigma_1 - p_p = \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \cdot (\sigma_3 - p_p) + \frac{(2 \cdot c \cdot \cos \phi)}{(1 - \sin \phi)}$$

donde

$$\sigma_i' = \kappa_p \cdot \sigma_i' + C_w$$

$$\kappa_p = \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)}$$

$$C_w = \frac{(2 \cdot c \cdot \cos \phi)}{(1 - \sin \phi)}$$

donde C_w es la cohesión y ϕ el ángulo de fricción interna de la roca.

$$\tau = \sigma \cdot \tan \phi + c$$

CRITERIO CLASE C

Criterio de Wu-Hudson

$$q' = A + B \cdot p' + c \cdot p'^2$$

donde

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

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

donde C, A y B son parámetros del material.

CRITERIOS CLASE D

Criterio de Griffith

$$(\sigma_1 - \sigma_3)^2 = 8T_0(\sigma_1 + \sigma_3) \quad \text{si } \sigma_1 + 3\sigma_3 > 0$$

$$\sigma_3 = -T_0 \quad \text{si } \sigma_1 + \sigma_3 < 0$$

donde T_0 es la resistencia a la tensión del material.

Criterio de Hoek & Brown

$$(\sigma_1 - \sigma_3) = \frac{-n \cdot \sigma_c}{6} + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{9} \cdot n^2 \cdot \sigma_c^2 \cdot (\sigma_1 + 2\sigma_3 - 3p_r) + 4\sigma_c^2}$$

donde n y σ_c son parámetros del material.

Criterio de García Gavito

$$(\sigma_1 + \sigma_3)' = MC\sigma(\sigma_1 - \sigma_3) + BC\sigma'$$

siendo M y B parámetros en función del tipo de roca.

De los Modelos presentados, sin lugar a dudas, el criterio comúnmente empleado es el criterio de Mohr-Coulomb, por ser el más simple de emplear, lineal y conservador. Por otro lado, se ha utilizado el modelo de Drucker&Prager el cual presenta resultados satisfactorios, pero se ha reportado que este modelo sobrestima la resistencia mecánica de la formación, lo que conduce a una subestimación de la presión de poro e induce al empleo de menores densidades en el fluido de perforación.

IV.2 Estimación de la P_w para la Prevención del Colapso⁽¹⁰⁾

Como criterio de falla se adoptará el criterio de Mohr-Coulomb. 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 Drucker-Prager, 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.

El criterio de Mohr-Coulomb constituye el más simple de los criterios que separa las regiones de falla (Inestabilidad) y de estabilidad de un material sometido a esfuerzos de corte. En términos de ecuaciones este se expresa mediante la siguiente relación:

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2 \beta$$

donde:

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

C_0 es la resistencia a la compresión uniaxial y β corresponde al ángulo de falla de la roca.

Como se discute posteriormente, la determinación confiable de estos dos parámetros 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 pero 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 β .

Dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos σ_0 , σ_1 , y σ_2 , 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 $\sigma_0 \geq \sigma_1 \geq \sigma_2$, sobre la pared del agujero. En este caso el criterio de Mohr-Coulomb aplica con la siguiente identificación de los esfuerzos:

$$\sigma_1 = \sigma_0$$

$$\sigma_3 = \sigma_2$$

La sustitución de la ecuación y el resultado 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 condición (caso a) que:

$$p_w \leq \frac{[3\sigma_2 - \sigma_0 + p_p (\tan \beta - 1) - C_0]}{[\tan \beta - 1]}$$

Por otro lado, si la magnitud relativa de los esfuerzos es tal que $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$, 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, se obtiene que el peso equivalente de lodo está dado por:

$$P_e^* \leq \frac{[\sigma_1 + P_r(\tan' \beta - 1) - C_r]}{\tan' \beta}$$

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 (P_e^*) se cubre hasta un 6% adicional de las situaciones que se presentan normalmente en la perforación de pozos. En la Tabla 4.1 se muestra el juego completo para todas las posibilidades de magnitud relativa de los esfuerzos principales de encontrar falla por corte en un agujero perforado en sobrealance. La Tabla original ha sido extendida en esta tesis para incluir el efecto de anisotropía en el estado de esfuerzos.

Tabla 4.1 Resumen de los criterios para la prevención falla por corte en pozos perforados sobrebalance

Caso	$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$	Condición para falla
a	$\sigma_0 \geq \sigma_1 \geq \sigma_3$	$p_c^{(a)} \leq \frac{3\sigma_1 - \sigma_3 + p_r(\tan' \beta - 1) - C_s}{[\tan' \beta + 1]}$
b	$\sigma_1 \geq \sigma_0 \geq \sigma_3$	$p_c^{(b)} \leq \frac{\sigma_1 + p_r(\tan' \beta - 1) - C_s}{\tan' \beta}$
c	$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_0$	$p_c^{(c)} \leq 3\sigma_1 - \sigma_3 - \frac{[\sigma_1 - p_r - C_s]}{\tan' \beta} - p_r$
d	$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_0$	$p_c^{(d)} \leq \frac{[(3\sigma_1 - \sigma_3)\tan' \beta - p_r(\tan' \beta - 1) + C_s]}{[\tan' \beta + 1]}$
e	$\sigma_1 \geq \sigma_0 \geq \sigma_3$	$p_c^{(e)} \geq \sigma_1 \tan' \beta - p_r(\tan' \beta - 1) + C_s$
f	$\sigma_0 \geq \sigma_1 \geq \sigma_3$	$p_c^{(f)} \leq (3\sigma_1 - \sigma_3) - \sigma_1 \tan' \beta + p_r(\tan' \beta - 1) - C_s$

IV.3 Criterio de Fractura Hidráulica o por Tensión⁽¹⁰⁾

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 (Fig. 4.1). Si consideramos el

caso donde el esfuerzo mínimo corresponde al esfuerzo tangencial σ_{θ} , este varía según la relación:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_h + \sigma_H - p_w$$

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

$$\sigma_{\theta} = p_c - T_c$$

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

$$p_w^* = 3\sigma_h - \sigma_H - p_c + T_c$$

Con la ecuación anterior y el juego de ecuaciones indicado en la Tabla 4.1, es posible determinar la ventana operacional (MW) para estimar el peso de lodo necesario para la perforación de pozos verticales para prevenir tanto el colapso como la falla por tensión (fracturamiento hidráulico), donde MW se puede definir ahora como la diferencia entre la presión de fractura y la presión de colapso (Tabla 4.1), es decir:

$$MW = p_w^* - p_w^{*c}$$

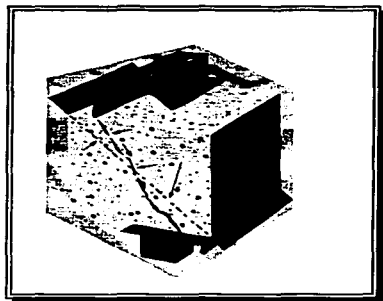


FIG. 4.1 REPRESENTACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA POR CEDENCIA DE LA ROCA

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.

IV.4 Ecuaciones para el Cálculo de Esfuerzos en la Formación^(12,17)

A continuación se presentan las ecuaciones más comunes tanto para la determinación de propiedades mecánicas de las formaciones a partir de datos de

registros geofísicos, las cuales son empleadas en la determinación del estado de esfuerzos, como las ecuaciones empleadas hasta el momento para la determinación del estado de esfuerzos.

Posteriormente se realiza un ejemplo de aplicación de estas ecuaciones.

Constantes elásticas (propiedades mecánicas de la formación).

Relación de Poisson

$$\nu = \frac{0.5(d\delta_y/dt\epsilon)^2 - 1}{(d\delta_y/dt\epsilon)^2 - 1}$$

Módulo de Young (kg/cm²)

$$E = 2 \frac{\rho_s}{dt\delta^2} (1 + \nu)m$$

Módulo de rigidez o de corte (kg/cm²)

$$G = \frac{\rho_s}{dt\delta^2} m$$

Módulo de volumen (kg/cm²)

$$K_s = \rho_s \left(\frac{1}{d_1 c^2} - \frac{4}{3 d_2 s^2} \right) m$$

Módulo de compresibilidad (kg/cm²)

$$C_s = \frac{1}{K_s}$$

Resistencia a la compresión (kg/cm²)

$$C_c = \frac{0.026 a E m}{C_c \cdot 10^6} (0.0081 V_c + 0.0045(1 - V_c))$$

$$a = \frac{2 \cos \phi}{1 - \sin \phi}$$

$$V_c = \frac{GR - GR}{GR - GR}$$

Resistencia a la tensión (kg/cm²)

$$T = \frac{C_c}{12}$$

Cálculo de esfuerzos en la formación (kg/cm²)

$$\sigma_{H1} = \sigma_{H2} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_{vm} - (P_r - \Delta p)) + (P_r - \Delta p)$$

$$\sigma_{vm} = \text{gradiente} \cdot \text{sobrecarga} \cdot \text{profundidad}$$

Esfuerzos al rotar los ejes (kg/cm²)

$$\sigma_x = (\sigma_{H1} \cos^2 \beta + \sigma_{H2} \sin^2 \beta) \cos^2 \gamma + \sigma_{vm} \cdot \sin^2 \gamma$$

$$\sigma_y = (\sigma_{H1} \sin^2 \beta + \sigma_{H2} \cos^2 \beta)$$

$$\sigma_z = (\sigma_{H1} \cos^2 \beta + \sigma_{H2} \sin^2 \beta) \sin^2 \gamma + \sigma_{vm} \cdot \cos^2 \gamma$$

$$r_{xz} = 0.5(\sigma_{H1} - \sigma_{H2}) \sin 2\beta \sin \gamma \quad \text{o bien}$$

$$r_{xz} = \sin \beta \cos \beta \sin \gamma (\sigma_{H1} - \sigma_{H2})$$

$$r_{xy} = 0.5(\sigma_{H1} \cos^2 \beta + \sigma_{H2} \sin^2 \beta - \sigma_{vm}) \sin 2\gamma$$

$$r_{xy} = \sin \gamma \cos \gamma (\sigma_{H1} \cos^2 \beta + \sigma_{H2} \sin^2 \beta - \sigma_{vm})$$

$$r_{yz} = 0.5(\sigma_{H2} - \sigma_{H1}) \sin 2\beta \cos \gamma$$

$$r_{yz} = \sin \beta \cos \beta \cos \gamma (\sigma_{H2} - \sigma_{H1})$$

Esfuerzos en la pared del pozo (kg/cm^2)

$$\sigma_x = Pw$$

$$\sigma_n = (\sigma_x + \sigma_y - Pw) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta$$

$$\sigma_{\mu} = \sigma_x - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \sin 2\theta$$

$$\tau_{\mu} = \tau_{xy} = 0$$

$$\tau_n = 2(\tau_{xy} \cos \theta - \tau_{\mu} \sin \theta)$$

Criterio de falla de Mohr-Coulomb

$$\sigma' = 0.5(\sigma_x + \sigma_y) - 0.5(\sigma_x - \sigma_y) \sin \phi - P_c$$

$$\tau_{\mu} = C_c \pm \sigma' \tan \phi$$

$$\tau_{\mu} = 0.5(\sigma_x - \sigma_y) \cos \phi$$

$$C_c = 2.5 \frac{\cos \phi}{1 - \sin \phi}$$

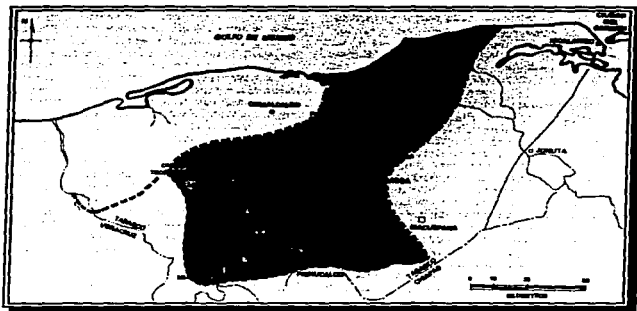
CAPITULO V

ESTABILIDAD DEL CAMPO SEN

V.1 Antecedentes Exploratorios en el Área Chiapas-Tabasco⁽²⁰⁾

Esta área cubre aproximadamente 9,000 km² y está localizada entre las cuencas de Macuspana y Salina del Istmo. Al sur se encuentra limitada por la Sierra de Chiapas y al norte por la costa del Golfo de México (fig. 5.1).

La producción de aceite y gas obtenida en el año 1960, en rocas carbonatadas del Cretácico Temprano en la estructura del Cerro Nanchital localizada a 120 km al suroeste de Villahermosa, Tab., marca el punto de partida en la exploración de esta provincia. La información geológica y geofísica obtenida en la Planicie Costera del Golfo y los datos del pozo Jalupa-3, perforado en 1969 a unos 10 km al norte de Villahermosa, Tab., hicieron considerar de gran interés a los sedimentos calcáreos correspondientes al Mesozoico para toda el área.

FIG. 5.1 ÁREA MESOZOICA CHIAPAS-TABASCO⁽²⁰⁾

V.2 Características Geológicas y Petrofísicas Del Campo Sen⁽¹⁵⁾

El campo Sen esta formado por dos bloques principales originados por fallas Inversas consideradas como barreras al paso de fluidos y tres fallas normales posiblemente permeables. El Bloque I se encuentra al NE de la estructura y el bloque II al SO (fig. 5.2).

Bloque I. Es un anticlinal con un alto estructural prominente de relieve pronunciado hacia los flancos NO y SE. Presenta acumulación de hidrocarburos en las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiense (JSK), Cretácico Inferior (KI), Cretácico Medio (KM), y del Cretácico Superior (KS).

El yacimiento JSK produce en el pozo Sen-13, tiene como límite superior las rocas calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior Titoniano (JST), su límite inferior está definido por el contacto agua-aceite (C/A.A.) a una profundidad de 5572 m.b.n.m. (pozo Sen-25, marzo de 1993), los límites laterales son rocas de facies calcáreo-arcillosa impermeables, los planos de fallas inversas y la intersección de la cima de la formación con el C/A.A. La litología presente es de dolomía con intercalaciones de dolomía calcárea y caliza arcillosa. Se tiene una porosidad mayor del 4%, con regular o probabilidad de fracturamiento y regular índice de permeabilidad.

El yacimiento KI produce en el pozo Sen-25, presenta como límite superior e inferior formaciones impermeables y como límites laterales rocas de facies calcáreo-arcillosa impermeables, los planos de fallas inversas y la intersección de la cima con el C/A.A. La litología es variable, en el área del pozo Sen-13 es una caliza dolomitizada con intercalaciones de dolomía calcárea y caliza, mientras que en el área de los pozos Sen-14 y Sen-32 es una caliza, algunas veces arcillosa con intercalaciones de capas delgadas de caliza arcillosa. La porosidad es menor de 2% con baja probabilidad de fracturamiento.

El yacimiento KM produce en el pozo Sen-3 y tiene como límites en la parte inferior las rocas de baja porosidad y baja probabilidad de fracturamiento correspondientes al KI, como límite superior las formaciones calcáreo-arcillosas del

KS y lateralmente por las rocas de facie calcáreo-arcillosa Impermeables, por los planos de fallas y la intersección de la cima con el C/A .A. Este yacimiento presenta una litología compleja ya que en el área del pozo Sen-3 se tiene caliza arcillosa con intercalaciones de caliza y en el área del pozo Sen-13 existe una caliza con intercalaciones de caliza dolomitizada y caliza arcillosa ; presentando una porosidad mayor del 4%, regular probabilidad de fracturamiento y con una permeabilidad en un rango de 100 a 150 mD, y una saturación de agua $S_w = 30\%$.

Según el análisis de la prueba de presión en el pozo Sen-3, el yacimiento del KM se presenta como naturalmente fracturado con buena capacidad de flujo.

BLOQUE II. También es un anticlinal con orientación NO-SE y corresponde a un bajo estructural de relieve suave, separado del bloque I por una falla inversa. Presenta acumulación de hidrocarburos en rocas del KM y KS.

El yacimiento KM está limitado en la parte superior e inferior por rocas denso-arcillosas impermeables de la formación Agua Nueva del KS y KI respectivamente, lateralmente los límites son rocas de facies calcáreo-arcillosas impermeables, los planos de fallas inversas y la intersección de la cima con el C/A.A. La litología es caliza con intercalaciones de caliza arcillosa, con una porosidad del 2-3%, con regular probabilidad de fracturamiento y regular índice de permeabilidad. El pozo Sen-3 es productor en esta formación.

El yacimiento KS produce en sus tres formaciones : Méndez (pozo Sen-1 y Sen-23A), San Felipe (pozo Sen-21) y Agua Nueva (pozos Sen-14 y Sen-41). Está llimitado en

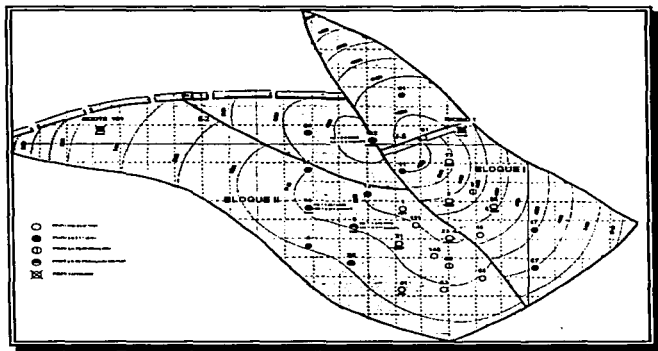


FIG. 5.2 CAMPO SEN

la parte superior por una formación arcillosa del Paleoceno y en la parte inferior por rocas de baja porosidad y baja probabilidad de fracturamiento, lateralmente está llimitado por rocas de facies calcáreo-arcillosas y los planos de las fallas inversas. La litología presente es principalmente caliza y dolomía calcárea, con una porosidad mayor del 4%, con regular probabilidad de fracturamiento y regular índice de permeabilidad.

V.3 Comportamiento del Contacto Agua-Acete⁽¹⁵⁾

El CZA.A. actual del campo Sen, es estimado por Petróleos Mexicanos a 5572 m.b.n.m. Este dato es confirmado en esta tesis a través del análisis que se realizó a la historia de producción y a los reportes de control de calidad de hidrocarburos del pozo Sen, que aportó agua con una salinidad de 125 000 y 144 000 ppm en el intervalo 5856-5858 m.b.n.m., con una salinidad de 199 000 y 220 000 ppm Tabla I.

La situación de los bloques con respecto al nivel de agua es la siguiente :

BLOQUE I. De los pozos que lo constituyen, el Sen-3 y Sen-25 aportan 0.19% y 6% de agua con salinidad de 102 000 y 13 000 ppm respectivamente y el Sen-13 que no aporta. El bajo porcentaje de agua que manifiestan no se atribuye al acuífero ; por lo cual, se considera un yacimiento sin problemas de invasión debido sobre todo a que los intervalos productores se encuentran alejados del CZA.A.

BLOQUE II. La mayoría de los pozos producen agua en un porcentaje menor a 1.19% con salinidad baja, excepto el Sen-23A que no aporta y el Sen-2 con 120 000 ppm. Los pozos Sen-2, S-14 y Sen-41 se consideran relativamente cercanos al CZA.A.

En el apéndice B se muestran algunas gráficas de la información analizada del Campo Sen .

TABLA 5.1.- SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO SEN

POZO	INTERVALLO PRODUCTOR m. b. n. m.	FORM.	ϕ (%)	ESTRANG. (pg)	Q _o (m ³ /d)	P _{ir} (kg/cm ₂)	OBSERVACIONES
SEN-1	4966-5040	KS _v	>1	3/B	460	410	Qw= 9%, 10 000 ppm
SEN-2	5496-5525	KM		1/4	156	385	Qw= .1%, 125 000 ppm
	5690-5696	KI					Aislado, desalojo de agua salada
	5856-5858	KI					144 000 ppm
SEN-3	4754-4801	KM		5/B	804	265	Qw= 0.1%, 102 000 ppm
SEN-13	4962-5060	JS	>4 R*	1/2	873	400	Qw= 0%
SEN-14	5400-5460	KS _v	3-4 BF	1/4	177	345	Qw= 0.5%, 18 000 ppm
	5547-5568	KM	>4 RF				Sin manifestar
	5735-5765	KI	<2 BF				Recuperó agua salada turbia
	5893-5915	KI	<2 BF				Aislado sin manifestar
	6277-6258	JS _v	>4 RF				Dasaloló agua carbonatada
	6348-6355	JS _v	>4 BF				
SEN-21	5257-5285	KS _v		1/2	518	260	Qw= 0.6%, 21 000 ppm
	5298-5302	KS _v					Prod. Agujero descubierta
SEN-23A	4096-5023	KS _v	>4 RF	1/2	751	380	Qw= 0%
SEN-25	5108-5128	KI		3/B	453	415	Prod.
	5585-5595						199 000 y 220 000 ppm
SEN-32	5504-5523	KI					Taponado
	5292-5311	KM					Pez, sin manifestar
	5180-5207	KS _v					
	4445-4460	TER.					Sin manifestar
SEN-41	5419-5456	KS _v		3/B	460	353	Qw=0.3%

V.4 Ejemplo de Aplicación

A continuación se presenta un ejemplo, en el cual se hará un análisis de estabilidad debido a que el pozo Sen 121 presentó diversos problemas durante su perforación. Se encontrarán las condiciones óptimas a las cuales se debió perforar a esa profundidad.

DATOS	
ESTADO MECÁNICO DEL POZO :	
PROF. VERTICAL DEL PUNTO A ANALIZAR (m)	1735
DIAM. EXT. T.R. (pulg)	17.5
DIAM. T.P. (pulg)	5
INCLINACIÓN (°)	0
RUMBO (°)	0
DATOS DEL LODO :	
GASTO (gpm)	714
DENSIDAD (gr/cc)	1.35
VISCOSIDAD (lbm/ hr)	371
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA (BTU/lb °F hr)	1
CALOR ESPECÍFICO (BTU/lb °F)	0.4
TEMPERATURA DE ENTRADA (°C)	55
DATOS DE LA FORMACIÓN :	
GRADIENTE DE SOBRECARGA (Kg/cm ² /m)	0.21
DENSIDAD DE LA FORMACIÓN (gr/cc)	2.12
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LA FORM. (BTU/lb °F hr)	1.3
CALOR ESPECÍFICO (BTU/lb °F)	0.2
PRESIÓN DE LA FORMACIÓN (Kg/cm ²)	211
LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA SUCIA (°API)	88
- " - " - " ZONA LIMPIA (°API)	23
- " - " - " EL PUNTO A ANALIZAR (°API)	44
LECTURA SÓNICA COMPRESIONAL (mmseg/pie)	107
LECTURA SÓNICA DE CORTE (mmseg/pie)	235
ACTIVIDAD IÓNICA DEL AGUA DE FORMACIÓN (ADIM)	0.889
ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA (GRADOS)	15
DATOS GENERALES :	
TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LA TIERRA (°C)	28
GRADIENTE GEOTÉRMICO ESTÁTICO (°C/m)	0.022
COEF. DE TRANSFERENCIA CALORÍFICO AGUJERO/FORAL (BTU/m ² °F hr)	1
COEF. DE TRANSFERENCIA CALORÍFICO TP/EA (BTU/m ² °F hr)	25

Solo se hará el cálculo para la salinidad de 1 obteniéndose al final del cálculo los valores de los esfuerzos, sin embargo en la tabla 5.II se mostrarán los resultados de un programa de cómputo realizado hasta una salinidad de 50.

Constantes elásticas (propiedades mecánicas de la formación).

•Relación de Poisson

$$\nu = \frac{0.5(d_{ts}/d_{tc})^2 - 1}{(d_{ts}/d_{tc})^2 - 1} = \frac{0.5(\%m)^2 - 1}{(\%m)^2 - 1} = 3.69$$

•Módulo de Young (kg/cm²)

$$E = 2 \frac{\rho_s}{d_{ts}} (1 + \nu) m = 2 \frac{2.12}{235^2} (1 + 3.69) 7.1 \times 10^8 = 745500$$

•Módulo de rigidez o de corte (kg/cm²)

$$G = \frac{\rho_s}{d_{ts}} m = \frac{2.12}{235^2} 7.1 \times 10^8 = 273350$$

•Módulo de volumen (kg/cm²)

$$K_s = \rho_s \left(\frac{1}{d_{tc}} - \frac{4}{3d_{ts}} \right) m = 2.12 \left(\frac{1}{107^2} - \frac{4}{3(235)^2} \right) 7.1 \times 10^8 = 944300$$

•Módulo de compresibilidad (kg/cm²)

$$C_s = \frac{1}{K_s} = \frac{1}{944300} = 1.05 \times 10^{-6}$$

•Resistencia a la compresión (kg/cm²)

$$\alpha = \frac{2 \cos \varphi}{1 - \sin \varphi} = 2.6061$$

$$I'_{\infty} = \frac{GR - GR_c}{GR_c - GR_c} = \frac{44 - 23}{88 - 23} = 3230$$

$$C_c = \frac{0.026 \cdot 2.6061 \cdot 745500}{1.05 \times 10^{-6} \cdot 10^6 \cdot 14.22} (0.008(3230) + 0.0045(1 - (3230))) = 1893$$

•Determinación del efecto por temperatura

$$TD = \frac{\frac{0.01601845(13)}{(2.12)2} \cdot t}{\left(\frac{17.5}{24}\right)^4} = \frac{(4.911 \cdot 10^{-2}) \cdot 4.98}{7.29^4} = .46$$

Como $TD \leq 1.5$ entonces

$$T_u = 1.1281 \sqrt{TD} (1 - 0.3 \sqrt{TD}) = 1.1281 \sqrt{.46} (1 - 0.3 \sqrt{.46}) = .609$$

$$T_{\infty} = \frac{56.63 + \frac{1.3(66.17)}{.609(.729)(1)}}{1 + 1.3} = 63.74$$

$$T_{VMK} = 2B + (.022)1735 = 66.17$$

$$T_A = \left(1 + 2.10 \cdot 10^{-4} \left(\frac{5899.93}{3.28}\right)\right) (-32.49) e^{-2.10 \cdot 10^{-4} (1735)} + \left(1 + (-1.52 \cdot 10^{-4}) \left(\frac{5899.93}{3.28}\right)\right) (99.06) e^{-1.52 \cdot 10^{-4} (1735)} + .022(1735) + 28 = 56.63$$

$$B = \frac{500.7646898(714)1.35(.4)}{2\pi(.2083)25} = 5899.93$$

$$\lambda = - \frac{\left(\frac{55 + \frac{5899.93(.022)}{3.28}}{2.10 \cdot 10^{-4}} - 28\right) (-1.52 \cdot 10^{-4}) e^{-1.52 \cdot 10^{-4} (1735)} + .022}{2.10 \cdot 10^{-4} e^{-2.10 \cdot 10^{-4} (1735)} - (-1.52 \cdot 10^{-4}) e^{-1.52 \cdot 10^{-4} (1735)}} = -32.49$$

$$\Delta = \frac{\left(\frac{55 + \frac{5899.93(.022)}{3.28}}{2.10 \cdot 10^{-4}} - 28\right) (2.10 \cdot 10^{-4}) e^{-2.10 \cdot 10^{-4} (1735)} + .022}{2.10 \cdot 10^{-4} e^{-2.10 \cdot 10^{-4} (1735)} - (-1.52 \cdot 10^{-4}) e^{-1.52 \cdot 10^{-4} (1735)}} = 99.06$$

$$A = \frac{.4 = 500.7646898 \cdot 714 \cdot 1.35 \cdot (1.3 + (.729 \cdot 1^2 \cdot .609))}{2\pi \cdot (.729 \cdot 1 \cdot 1.3)} = 56548.18$$

$$E1 = 3.28 \left(\frac{1}{2(56548.18)} + \frac{6.272}{2(56548.18)} \right) = 2.10 \cdot 10^{-4}$$

$$E2 = 3.28 \left(\frac{1}{2(56548.18)} - \frac{6.272}{2(56548.18)} \right) = -1.52 \cdot 10^{-4}$$

$$\xi = \sqrt{1 + \frac{4[(.729 \cdot 1^* .609) + 1.3] \left(\frac{5}{24}\right)^{2.5}}{.729 \cdot 1^* \cdot 1.3}} = 6.272$$

•Cálculo de DP por salinidad (sal=1)

$$AWF = 1 - 0.00451(1) - 0.000199(1)^2 = 0.9952$$

$$T = 63.74 + 273 = 336.74 \text{ "K}$$

$$P.M.N.A.C.L. = \left(1 - \frac{1}{100}\right)(118) + \left(\frac{1}{100}\right)\left(\frac{58.4427}{2.16}\right) = 18.09$$

$$\Delta P = \frac{84.76798(336.74) \ln(.9952/.889)}{18.09} = 178.2 \text{ (kg / cm}^2\text{)}$$

$$CORREC = \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} = \frac{1 - 2(.369)}{1 - .369} = 0.4146$$

$$\Delta P' C = \Delta P \cdot CORREC = 178.2(.4146) = 73.88 \text{ (kg / cm}^2\text{)}$$

•Cálculo de esfuerzos en el agujero:

$$\Delta P_{\text{m}} = \frac{.000207(63.74 - 66.17)}{4.398 \cdot 10^{-3}} = -11.43 \text{ (kg / cm}^2\text{)}$$

•Cálculo de esfuerzos en la formación (kg/cm²)

$$\sigma_{H1} = \sigma_{H2} = \frac{-369}{1-369}(364.35 - (211 + 73.88 - 11.43)) + (211 + 73.88 - 11.43) = 326.61$$

$$\sigma_{vm} = \text{gradiente} \cdot \text{sobrecarga} \cdot \text{profundidad} = 21(1735) = 364.35$$

•Esfuerzos al rotar los ejes (kg/cm²)

$$\sigma_x = (326.61 \cos^2 0 + 326.61 \sin^2 0) \cos^2 0 + 326.61 \sin^2 0 = 326.66$$

$$\sigma_y = (326.61 \sin^2 0 + 326.61 \cos^2 0) = 326.666$$

$$\sigma_z = (326.61 \cos^2 0 + 326.61 \sin^2 0) \sin^2 0 + 364.35 \cos^2 0 = 364.35$$

$$r_{xx} = 0.5(326.61 \cos^2 0 + 326.61 \sin^2 0 - 364.35) \sin 2(0) = 0$$

$$r_{yy} = 0$$

$$r_{zz} = 0$$

•Esfuerzos en la pared del pozo (kg/cm²)

$$\sigma_r = 135(1735) / 10 = 234.22$$

$$\sigma_\theta = (326.66 + 326.66 - 234.22) - 2(326.66 - 326.66) \cos 2(0) - 4(0) \sin 2(0) = 419.09$$

$$\sigma_{zz} = 364.35 - 2(369)(326.66 - 326.66) \cos 2(0) - 4(369 \cdot 0) \sin 2(0) = 364.35$$

$$r_{rr} = r_{\theta\theta} = 0$$

$$r_{zz} = 2[(0) \cos(0) - (0) \sin(0)] = 0$$

$$\sigma_v = \sigma_1 \cdot \sin$$

$$\sigma = \sigma_1 \cdot \sin$$

•Criterio de falla de Mohr-Coulomb

$$\sigma' = 0.5(419.09 + 234.22) - 0.5(419.09 - 234.22)\text{sen}(15) - 211 - 7388 - 11.43 = 29.28 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

$$\tau_{\text{lim}} = 18.93 + 29.28 \tan(15) = 26.78 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

$$\tau_{\text{lim}} = 0.5(419.09 - 234.22)\cos(15) = 89.28 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

Para cada valor de esfuerzo normal, tenemos dos valores de esfuerzos límites, estos son graficados como se muestra en la fig. 5.3a. Haciendo los cálculos para las demás concentraciones y graficando el esfuerzo normal con los esfuerzos límites, resulta :

De la figura 5.3a se obtienen los siguientes resultados :

Salinidad mínima : 2.4%

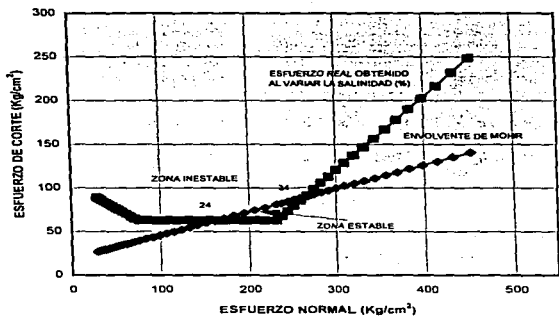
Salinidad máxima : 3.4%

Presentándose en la tabla 5.11 los valores calculados para cada porcentaje de salinidad. En las figs. 5.3b y 5.3c se realiza una comparación con una densidad diferente a la utilizada durante la perforación en esa misma profundidad.

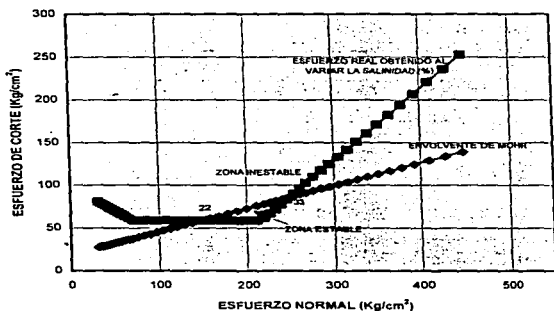
TABLA 5.11

SALINIDAD (%)	ESF. NORMAL (Kg/cm ²)	ESF. LÍMITE (Kg/cm ²)	ESF. REAL (Kg/cm ²)
1	29.2844	26.7861	89.2863
2	31.8591	27.4760	87.7977
3	34.6015	28.2108	86.2120
4	37.5123	28.9907	84.5290
5	40.5925	29.8161	82.7481
6	43.8434	30.6871	80.8685
7	47.2664	31.6043	78.8894
8	50.8634	32.5682	76.8096
9	54.6367	33.5792	74.6279
10	58.5888	34.6382	72.3428
11	62.7225	35.7458	69.9528
12	67.0411	36.9029	67.4538
13	71.5482	38.1106	64.8498
14	76.2453	39.3706	62.1455
15	81.0649	41.4109	62.1455
16	86.2265	43.3834	62.1455
17	91.6881	45.4363	62.1455
18	98.3584	47.5729	62.1455
19	115.1473	49.7930	62.1455
20	123.7654	52.1022	62.1455
21	132.7245	54.5028	62.1455
22	142.0374	56.9981	62.1455
23	151.7182	59.5921	62.1455
24	161.7825	62.2888	62.1455
25	172.2474	65.0929	62.1455
26	183.1317	68.0093	62.1455
27	194.4558	71.0436	62.1455
28	206.2428	74.2019	62.1455
29	218.5177	77.4910	62.1455
30	231.3084	80.9182	62.1455
31	238.0064	82.7138	67.9377
32	244.6631	84.4966	73.5120
33	251.6129	86.3588	79.3343
34	258.8791	88.3058	85.4218
35	266.4847	90.3437	91.7936
36	274.4536	92.4795	98.4715
37	282.8210	94.7210	105.4798
38	291.6140	97.0771	112.8464
39	300.8727	99.5579	120.6030
40	310.6382	102.1751	128.7860
41	320.9689	104.9422	137.4375
42	331.9111	107.8746	146.6063
43	343.5410	110.9909	156.3496
44	355.9372	114.3124	166.7348
45	369.1958	117.8650	177.8425
46	383.4322	121.6797	189.7695
47	398.7873	125.7941	202.6336
48	415.4351	130.2548	216.5807
49	433.5935	135.1204	231.7935
50	453.5412	140.4653	248.5052

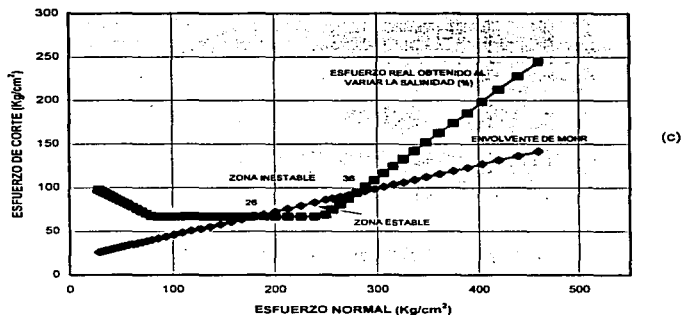
FIGS. 5.3 REPRESENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS AL VARIAR LA SALINIDAD



(a)



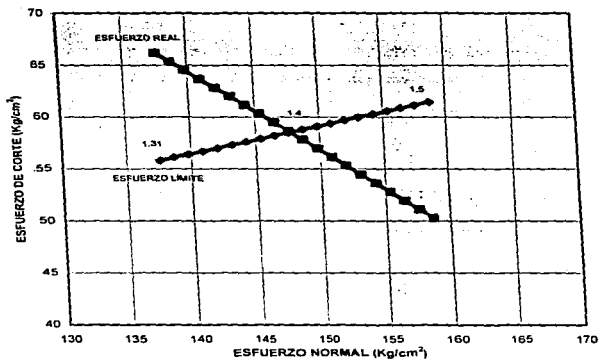
(b)



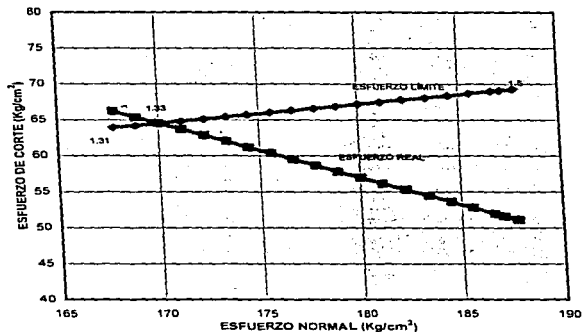
FIGS. 5.3 REPRESENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS AL VARIAR LA SALINIDAD

De los resultados obtenidos, observamos que la salinidad varía de 22 al 36%. Ahora consideramos variar la densidad dejando fija la salinidad, observando las figs. 5.4a, 5.4b y 5.4c podemos ver que los resultados van de 1.33, 1.37 y 1.4 gr/cm^3 , tomando en cuenta que se consideró salinidades de 25, 23.5 y 22 % respectivamente. Debido a que la densidad utilizada fue de 1.35 gr/cm^3 y que entre mayor sea la densidad resulta más caro el lodo, utilizamos la densidad de 1.37 gr/cm^3 para encontrar la temperatura de entrada del lodo.

FIGS. 5.4 REPRESENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS AL VARIAR LA DENSIDAD



(a)



(b)

La fig. 5.5 muestra que la temperatura óptima de entrada del lodo es de 55 °C.

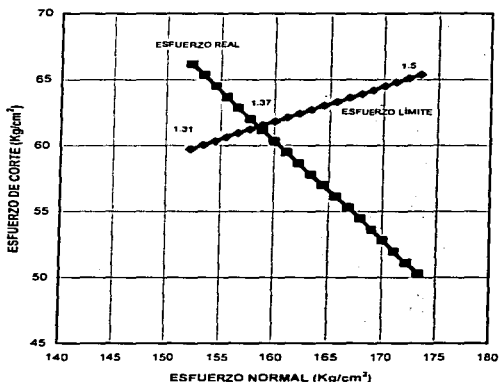
En efecto, el análisis indica que el pozo Sen 121 a la profundidad presentada en este estudio, pudo haber reducido sus problemas usando los siguientes parámetros del lodo :

Densidad : 1.37 gr/cm³

Salinidad : 23.500 ppm

Temperatura de entrada del lodo : 55 °C

FIGS. 5.4 REPRESENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS AL VARIAR LA DENSIDAD



(c)

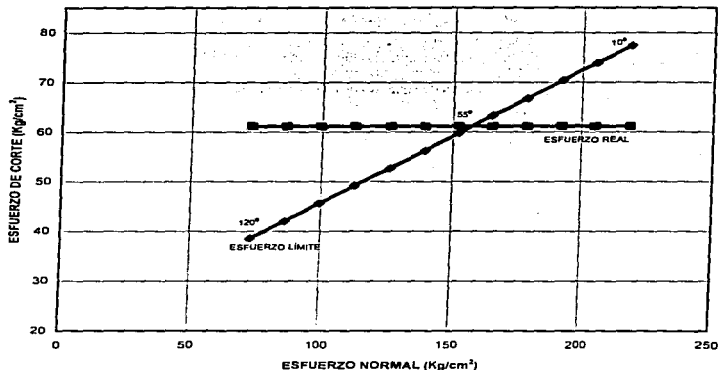


FIG. 5.5 REPRESENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS AL VARIAR LA TEMPERATURA

Ahora podemos notar en la fig. 5.6 la densidad mínima y máxima proporcionada a partir de registros geofísicos. Estos valores fueron obtenidos no considerando el efecto osmótico, ni salinidad alguna en el lodo, por lo que tanto, las densidades mínimas y máximas obtenidas por un programa de cómputo muestran el comportamiento bajo esas mismas condiciones. Podemos ver que la densidad de trabajo en ese intervalo analizado no cumple con la densidad mínima necesaria para tener una estabilidad aceptada en la formación. Por ello, es de esperar que el intervalo presente problemas de derrubes. La Tabla 5.III da la información necesaria para la realización de los cálculos.

En el apéndice B se muestran algunas gráficas de los diferentes problemas que se presentaron en el campo Sen, así como los lodos empleados, además del programa de cómputo que se utilizó tanto para el cálculo de los esfuerzos como para la obtención de la ventana de densidades.

TABLA 5.III

DATOS					
PROFUNDIDAD (m)	1610	1688	1745	1780	1800
GRADIENTE DE SOBRECARGA (kg/cm ² /m)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
DENSIDAD DEL LODO (gr/cm ³)	1.34	1.34	1.35	1.35	1.35
PRESIÓN DE LA FORMACIÓN (kg/cm ²)	172	180	211	197	200
COMPRESIBILIDAD (kg/cm ²)	0.23	20.00	10.93	15.40	22.00
LECTURA SÓNICA COMPRESIONAL (mmsec/gpc)	115	105	107	102	105
LECTURA SÓNICA DE CORTTE (mmsec/gpc)	351	257	235	274	257
ACTIVIDAD IÓNICA DEL AGUA DE FORMACIÓN (admm)	0	0	0	0	0
ÁNGULO DE FRICIÓN INTERNA (°)	15	15	15	15	15
POSICIÓN ANGULAR (°)	90	90	90	90	90
AZIMUT (°)	0	0	0	0	0
PLANO DE FALLA (°)	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
TENSIÓN (°)	0	0	0	0	0
SALEADAD (ps)	0	0	0	0	0
CONSTANTE UNIVERSAL DE LOS GASES (kg cm ² /gr mol ² /k)	04 767				

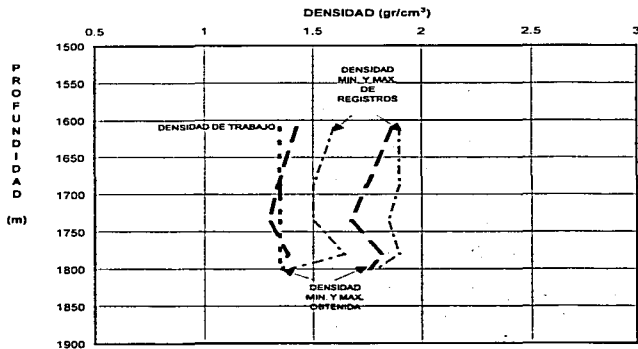


FIG. 5.6 LÍMITES DE ESTABILIDAD MECÁNICA

Ahora bien, si tomamos en cuenta la sensibilidad a la salinidad, la fig. 5.7 muestra la variación de la ventana de densidades bajo esas mismas condiciones, pero ahora considerando una salinidad de 23, 500 ppm. Observemos que la ventana se reduce por el aumento de salinidad y que la densidad de trabajo entra en la ventana, pero con la restricción de que ahora es recomendable utilizar la salinidad propuesta.

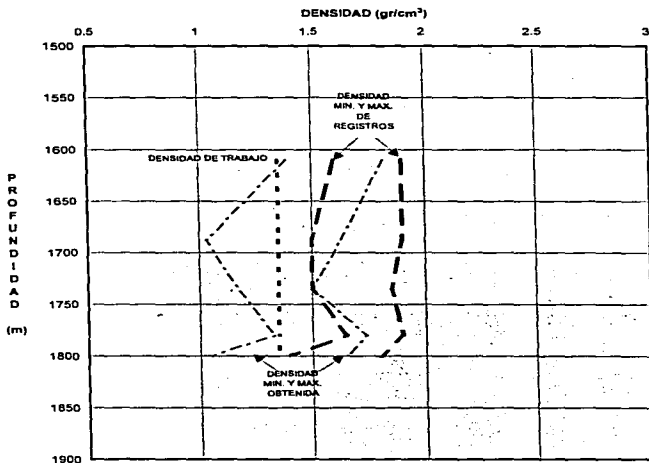


FIG. 5.7 LÍMITES DE ESTABILIDAD MECÁNICA CONSIDERANDO SALINIDAD

Dentro de la ventana operacional de densidades la obtención del colapso mínimo y máximo es de suma importancia. La figura 5.8 muestra la variación de la densidad con respecto a los esfuerzos σ_0 , σ_r y σ_z . Observamos que si $\sigma_0 > \sigma_r > \sigma_z$ obtendremos el colapso mínimo. Cuando $\sigma_r = \sigma_0$ se presentará un punto de referencia simétrico a los valores obtenidos para el colapso mínimo, obteniéndose así el colapso máximo ($\sigma_r > \sigma_0$).

Si $\sigma_0 = 0$ se generará el fracturamiento de la formación, ya que en este caso no habrá resistencia alguna al esfuerzo ejercido por el fluido.

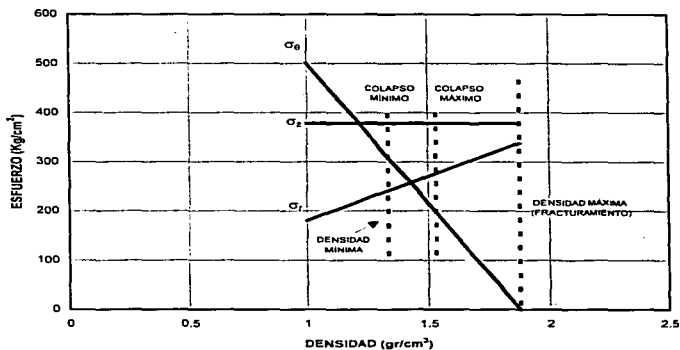


FIG. 5.8 DETERMINACIÓN DEL COLAPSO MÍNIMO Y MÁXIMO

CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

Fue posible utilizar el modelo bajo condiciones reales de trabajo, originando buenos resultados comparados con datos obtenidos de registros.

La metodología empleada es de las más sencillas, llevando con ello a una fácil y práctica aplicación. Esto da la posibilidad de su utilización tanto a pozos verticales como horizontales.

La densidad, temperatura y salinidad del lodo repercuten en gran medida en la estabilidad de las paredes del agujero, mostrando así que dichas variables son de gran interés y las cuales deben de tomarse en cuenta.

RECOMENDACIONES

El uso del programa de cómputo presentado en éste trabajo es recomendable como una herramienta adicional para la planeación de un programa de perforación.

El modelo aplicado está aún dentro de un rango conservador, por lo que se recomienda el uso de otros criterios.

Este trabajo se realizó en formaciones linealmente elásticas, con esfuerzos horizontales isotrópicos, por lo que será necesario estudiar el comportamiento en formaciones con esfuerzos horizontales anisotrópicos y donde se presenten formaciones poroelásticas.

Los estudios encaminados en el análisis del Campo Sen han sido realizados en todos base aceite, considero de suma importancia la evaluación de los diferentes tipos de lodo.

Se debe aunar un estudio sobre la determinación del colapso mínimo y máximo para conocer con mas precisión su efecto en la formación.

Nomenclatura

- a. Distancia radial en un círculo dentro de una placa, relación entre resistencia uniaxial compresiva y la resistencia al corte inherente.
- AWS. Actividad iónica del agua de formación.
- C_v. Módulo de compresibilidad (kg/cm²).
- C_o. Cohesión, resistencia a la compresión (kg/cm²).
- c_a. Coeficiente de transferencia calorífica del agujero (BTU/plc² °F hr).
- c_e. Calor específico de la formación (BTU/lb °F).
- c_f. Calor específico del lodo (BTU/lb °F).
- C_{TP/EA}. Coeficiente de transferencia calorífica TP/EA (BTU/plc² °F hr).
- D. Profundidad vertical del punto a analizar (m).
- dtc. Tiempo de tránsito de la onda compresional (microseg/plc).
- dtc. Tiempo de tránsito de la onda de corte (microseg/plc).
- d_o. Diámetro exterior de la T.P. (pg).
- d_o. Diámetro del agujero o de la barrena (pg).
- E. Módulo de Young (kg/cm²).
- G. Módulo de rigidez (kg/cm²).
- g. constante de gravedad.
- GR. Lectura de rayos gamma del reg. en el intervalo de interés (°API).

- GR₁ . Lectura en zonas de lutita limpia (°API).
- GR₂ . Lectura en zonas opuestas a lutitas (°API).
- g. Gradiente geotérmico estático (°C/m).
- h. Conductividad térmica (BTU/ple °F hr).
- l. Inclinación del pozo (*).
- K_v. Módulo de volumen (kg/cm²).
- K_p. Parámetro del criterio de Mohr-Coulomb.
- m. Cte. de conversión= 7.1 E 9 si ρ_b en (gr/cm³) y dtc en (microseg/ple) .
- P_p. Presión de poro (kg/cm²).
- P_v. Profundidad vertical total (m).
- P_w. Presión sobre la formación ejercida por los fluidos en el agujero (kg/cm²).
- Q . Gasto (gpm).
- SAL . Salinidad del lodo (%).
- s_w . Compresibilidad del agua de formación (1/kg/cm²).
- TD. Tiempo adimensional.
- T_D. Temperatura adimensional.
- T_e . Temperatura de entrada (°C).
- T_{FOR}. Temperatura de la formación (°C).
- To. Resistencia a la tensión del material (kg/cm²).
- T_s. Temperatura superficial de la Tierra (°C).
- T_{wb}. Temperatura del agujero (°C).
- t . Tiempo de circulación (hr).
- α . Constante de Blot.

- β . Ángulo de falla.
- ϕ . Ángulo de fricción interna de la roca ($^{\circ}$).
- γ . Desviación del pozo de la vertical ($^{\circ}$).
- η . Coeficiente de expansión volumétrica del agua de formación ($1/^{\circ}\text{C}$).
- κ . Compresibilidad isotérmica.
- ν . Relación de Poisson.
- θ . Posición angular alrededor del pozo ($^{\circ}$).
- ρ . Densidad del todo, densidad del material (gr/cm^3).
- ρ_b . Densidad del volumen de roca (gr/cm^3).
- ρ_e . Densidad de la formación (gr/cm^3).
- σ_{H2}, σ_{H1} . Esfuerzos horizontales In-situ (kg/cm^2).
- σ_{oct} . Esfuerzo normal y de corte octahedral (kg/cm^2).
- σ_{vert} . Esfuerzo de sobrecarga (kg/cm^2).
- $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$. Esfuerzos normales en coordenadas cartesianas (kg/cm^2).
- $\sigma_x^*, \sigma_y^*, \sigma_z^*$. Esfuerzos originales de la formación (kg/cm^2).
- σ_r . Esfuerzo normal radial en coordenadas cilíndricas (kg/cm^2).
- σ_{zz} . Esfuerzo normal axial en coordenadas cilíndricas (kg/cm^2).
- σ' . Esfuerzo normal efectivo (kg/cm^2).
- σ_{θ} . Esfuerzo normal tangencial en coordenadas cilíndricas (kg/cm^2).
- $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$. Esfuerzos principales máximo, intermedio y mínimo (kg/cm^2).
- τ_p . Tiempo de tránsito del fluido del poro (microseg/pie).

- $\tau_{11m1} , \tau_{11m2}$. Esfuerzos límites del círculo de Mohr (kg/cm^2).
- τ_{ms} . Tiempo de tránsito de la matriz (microseg/pie).
- τ_o, k_m . Parámetros de Drucker-Prager.
- τ_{oct} . Esfuerzo principal (kg/cm^2).
- τ_p . Tiempo de tránsito (microseg/pie).
- $\tau_{\theta\theta} , \tau_{\theta z} , \tau_{\theta x}$. Esfuerzos de corte en la pared del pozo en coordenadas cilíndricas (kg/cm^2).
- $\tau_{yz} , \tau_{xz} , \tau_{xy}$. Esfuerzos de corte en coordenadas rectangulares (kg/cm^2).
- ω . Coeficiente isobárico de expansión volumétrica.
- ψ . Coeficiente de expansión isométrico.
- ΔP . Incremento de presión (kg/cm^2).
- ΔP_{osm} . Diferencial de presión por el efecto osmótico (kg/cm^2).
- ΔP_{tem} . Diferencial de presión por el efecto de la variación de temperatura (kg/cm^2).
- ΔP_{temp} . Incremento de presión debido al efecto de temperatura (kg/cm^2).

Bibliografía

1.- Aadnoy B. S.

" Modelling of Stability of Highly Inclined Boreholes In Anisotropic Rock Formation ".

S.P.E., Sep. 1988.

2.- Aadnoy B. S., Chenevert M. E.

" Stability Highly Inclined Boreholes ".

SPE, Dec. 1987.

3.- Bell, J. S.

" Investigating Stress Regimes In Sedimentary Basins Using Information from Oil Industry Wireline Logs and Drilling Records ".

Geological Society Special Publication No. 48, pg. 305-325.

4.- Bruce S.

" Mechanical Stability Log ".

IADC/SPE 19942 Feb. - March 1990.

5.- Gheatman Jr. J. B.

" Wellbore Stability "

J.P.T., June 1984, pg. 888-896.

6.- Coates D. F.

" Fundamentos de Mecánica de Rocas "

Ministerio de Energía, Minas y Recurso Naturales (Canada).

Monografía 874 de la Dirección de Minas, Abril 1973.

7.- Daneshy A. A., Slusher G. L., Chisholm P. T., Magee D. A.

" In-situ Stress Measurements During Drilling "

J.P.T., August 1986.

8.- Deiry F. H., Owens T. C.

" Stress Around a Wellbore "

S.P.E. 2557 1969.

9.- Economides M. J., Nolte K. G.

" Reservoir Stimulation "

Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

10.- Ecopetrol, IMP, Intevep.

" Metodología Integrada para Análisis de Estabilidad de Hoyos ".

Codiced. Rio de Janeiro. 1996.

11.- García Gavito Daniel

" A New Rock Strength Model and Its Practical Applications ".

SPE 35322. International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico in Villahermosa, Tabasco, Mexico, March 5-7, 1996.

12.- García Valenzuela Carlos.

" Estabilidad de Pozos ".

Tests, DEPFI, UNAM, 1992.

13.- Halliburton Horizontal Completions Seminar.

" Halliburton Oil Field Service Group ".

Mexico City, Jul. 1990.

14.- Hernández Tapia Ramón.

" Terminación de Pozos Horizontales ".

Tests, DEPFI, UNAM, 1991.

15.- Instituto Mexicano del Petróleo.

" Análisis de Factibilidad para Incrementar la Producción de Hidrocarburos en la Región Sur ".

Proyecto CBD-2103, Villahermosa, Tabasco, Junio 3 de 1993.

16.- Mc Lean M. R., Addis M. A.

" Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Theory Field Application ".

IADC/SPE 19941 Conference Held in Houston, Texas, Feb. 27, March 2, 1990.

17.- Pavón Preve José Manuel.

" Estabilidad Mecánica de Pozos en Lutitas ".

Tesis. DEPEFI. UNAM, 1992.

18.- Sollman M. Y., Hunt J. L., El Rabaa W.

" On Fracturing Horizontal Wells ".

S.P.E. 18542, Nov. 1988.

19.- Raaen A. M., Holt R. M., Fjaer E., Risnes R.

" Petroleum Related Rock Mechanics ".

Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, The Netherlands, 1992.

20.- Schumberger.

" Evaluación de Formaciones en México ".

México, Septiembre, 1984.

A P É N D I C E " A "

Estado de Esfuerzos en las Paredes del pozo.

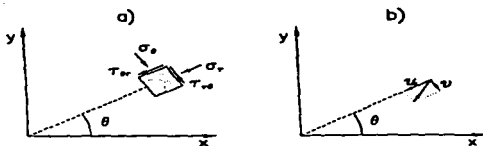
ESFUERZOS EN COORDENADAS CILÍNDRICAS

En el orden para examinar los esfuerzos en las rocas cercanas al pozo, es conveniente expresar los esfuerzos en coordenadas cilíndricas. Los esfuerzos en un punto P identificado por las coordenadas cilíndricas r, θ, z (fig. 1a) son entonces denotados como $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}$ y $\tau_{\theta z}$. σ_r es llamado el esfuerzo radial, σ_θ el esfuerzo tangencial y σ_z el esfuerzo axial. Estos esfuerzos son relacionados a las coordenadas cartesianas :

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= \sigma \cos^2 \theta + \sigma' \sin^2 \theta + 2r_z \sin \theta \cos \theta \\
 \sigma_\theta &= \sigma \sin^2 \theta + \sigma' \cos^2 \theta - 2r_z \sin \theta \cos \theta \\
 \sigma_z &= \sigma_z \\
 r_z &= (\sigma_r - \sigma_\theta) \sin \theta \cos \theta + r_z (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \\
 r_\theta &= r_z \cos \theta + r_\theta \sin \theta \\
 r_z &= r_\theta \cos \theta - r_z \sin \theta
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Los esfuerzos en coordenadas cilíndricas son denotados como $\epsilon_\theta, \epsilon_z, \epsilon_r, \Gamma_{r\theta}, \Gamma_{rz}, \Gamma_{\theta z}$. Si el desplazamiento en la dirección r es llamado u , en la dirección θ v y en la dirección z w (fig. 1b), los esfuerzos serán :

Fig. 1



$$\epsilon_r = \frac{du}{dr}$$

$$\epsilon_\theta = \frac{1}{r} \left(u + r \frac{dv}{d\theta} \right)$$

$$\epsilon_z = \frac{dw}{dz}$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{du}{d\theta} - v \right) + \frac{dv}{dr}$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{dw}{dr} + \frac{du}{dz} \right)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{dw}{d\theta} + \frac{dv}{dz} \right)$$

(2)

Estos esfuerzos relacionados a esfuerzos en coordenadas cartesianas :

$$\epsilon_x = \epsilon_x \cos^2 \theta + \epsilon_y \sin^2 \theta + 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta$$

$$\epsilon_y = \epsilon_x \sin^2 \theta + \epsilon_y \cos^2 \theta - 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta$$

$$\epsilon_z = \epsilon_z$$

(3)

$$\Gamma_{xz} = (\epsilon_x - \epsilon_y) \sin \theta \cos \theta + \Gamma_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta)$$

$$\Gamma_{yz} = \Gamma_{xy} \cos 2\theta + \Gamma_{yz} \sin 2\theta$$

$$\Gamma_{zx} = \Gamma_{xy} \cos 2\theta - \Gamma_{yz} \sin 2\theta$$

Para un material isotrópico, las relaciones de esfuerzos son fácilmente transferidos a coordenadas cilíndricas :

$$\sigma_r = (\lambda + 2G)\epsilon_r - \lambda\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z$$

$$\sigma_\theta = \lambda\epsilon_r + (\lambda + 2G)\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z$$

$$\sigma_z = \lambda\epsilon_r + \lambda\epsilon_\theta + (\lambda + 2G)\epsilon_z$$

(4)

$$\tau_{rz} = 2G\Gamma_{rz}$$

$$\tau_{\theta z} = 2G\Gamma_{\theta z}$$

$$\tau_{zr} = 2G\Gamma_{zr}$$

Las ecuaciones de equilibrio

$$\begin{aligned} \frac{d\sigma_x}{dx} + \frac{d\tau_{xy}}{dy} + \frac{d\tau_{xz}}{dz} + \rho X &= 0 \\ \frac{d\sigma_y}{dy} + \frac{d\tau_{xy}}{dx} + \frac{d\tau_{yz}}{dz} + \rho Y &= 0 \\ \frac{d\sigma_z}{dz} + \frac{d\tau_{xz}}{dx} + \frac{d\tau_{yz}}{dy} + \rho Z &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

pueden también ser expresadas en coordenadas cilíndricas :

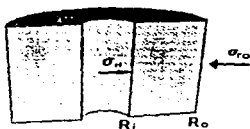
$$\begin{aligned} \frac{d\sigma_r}{dr} - \frac{1}{r} \frac{d\tau_{r\theta}}{d\theta} + \frac{d\tau_{rz}}{dz} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho R &= 0 \\ \frac{1}{r} \frac{d\sigma_\theta}{d\theta} - \frac{d\tau_{r\theta}}{dr} + \frac{d\tau_{\theta z}}{dz} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho \theta &= 0 \\ \frac{d\sigma_z}{dz} + \frac{d\tau_{rz}}{dr} + \frac{1}{r} \frac{d\tau_{\theta z}}{d\theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho Z &= 0 \end{aligned} \quad (6)$$

ESFUERZOS EN UN CILINDRO

Considerando un cilindro con radio interior R_i y radio exterior R_o , la presión en la cara interior es σ_i y en la cara exterior es σ_o . No habiendo esfuerzos de corte actuando en las caras (Fig. 2). Despreciando los esfuerzos de la formación y asumiendo que todos los valores son independientes de θ y z , obtenemos de (6) que :

$$\frac{d\sigma_r}{dr} - \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (7)$$

Fig. 2



Las 2 ecuaciones siguientes están satisfechas por $\tau_{r\theta} = \tau_{\theta r} = 0$, lo cual es también válido para los límites $r = R_i$ y $r = R_o$. De las ecuaciones (2) y (4) obtenemos :

$$\sigma_r = (\lambda + 2G) \frac{du}{dr} - \lambda \frac{u}{r} \quad (8)$$

$$\sigma_r = \lambda \frac{du}{dr} + (\lambda + 2G) \frac{u}{r}$$

Introduciendo los esfuerzos de la ecuación (8) en la ecuación (7) dará la ecuación para el desplazamiento radial u :

$$\frac{d^2 u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} = \frac{d}{dr} \left[\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (r u) \right] = 0 \quad (9)$$

La solución general de la ecuación (9) es

$$u = Ar + \frac{B}{r} \quad (10)$$

Introduciendo el desplazamiento (10) en (2) y el resultado en (4) obtenemos los esfuerzos radial y tangencial

$$\begin{aligned} \sigma_r &= (\lambda + 2G) \left(.1 - \frac{B}{r^2} \right) + \lambda \left(.1 + \frac{B}{r^2} \right) \\ \sigma_t &= \lambda \left(.1 - \frac{B}{r^2} \right) + (\lambda + 2G) \left(.1 + \frac{B}{r^2} \right) \end{aligned} \quad (11)$$

Las condiciones de frontera para los esfuerzos radiales son :

$$\begin{aligned} \sigma_r &= 0 & \text{para} & & r &= R_1 \\ \sigma_r &= 0 & & & r &= R_2 \end{aligned} \quad (12)$$

Aplicando (12) en (11), los coeficientes pueden ser determinados. Ahora introduciendo los resultados en (11) da

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \frac{\sigma_r R_1 - \sigma_r R_2}{R_1 - R_2} - (\sigma_r - \sigma_t) \frac{R_1}{r} \frac{R_1}{R_1 - R_2} \\ \sigma_t &= \frac{\sigma_r R_1 - \sigma_r R_2}{R_1 - R_2} + (\sigma_r - \sigma_t) \frac{R_1}{r} \frac{R_1}{R_1 - R_2} \end{aligned} \quad (13)$$

La situación en un agujero abierto, la solución de los esfuerzos radial y tangencial es :

$$\sigma_r = \sigma_c - (\sigma_c - p_c) \frac{R'}{r} \quad (14)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_c + (\sigma_c - p_c) \frac{R'}{r}$$

El desplazamiento radial u es establecido de (10) introduciendo las expresiones para A y B obtenidas de las condiciones de frontera :

$$u = \frac{\sigma}{2(\lambda + \mu)} r + \frac{\sigma - p_c}{2\mu} \frac{R}{r} \quad (15)$$

SOLUCIÓN GENERAL DEL MODELO ELÁSTICO

Asumimos que los esfuerzos originales principales de la formación son : σ_v , el esfuerzo vertical, σ_H el esfuerzo máximo horizontal y σ_h el esfuerzo mínimo horizontal. Los esfuerzos en la veclidad del pozo son más convenientemente descritos en un sistema coordenado (x' , y' , z'), donde el eje z es paralelo al pozo. Una transformación de (x' , y' , z') a (x , y , z) puede ser obtenido en 2 operaciones (fig. 1) : 1) una rotación α alrededor del eje x' , y 2) una rotación β alrededor del eje y' . El ángulo β representa la desviación (Inclinación), y el ángulo α representa el azimut.

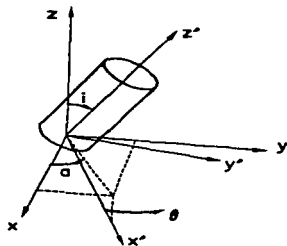


fig 3

La transformación puede ser descrita matemáticamente por los cosenos directores :

l_{xx} , l_{xy} , l_{xz} , l_{yx} , l_{yy} , l_{yz} , l_{zx} , l_{zy} , l_{zz} los cosenos de los ángulos entre el eje x' , y' , z' y los ejes x , y , z , respectivamente.

La relación de los cosenos directores con los ángulos α e i es :

$$\begin{array}{lll}
 l_{xx} = \cos\alpha \cos i & l_{xy} = -\sin\alpha & l_{xz} = \cos\alpha \sin i \\
 l_{yx} = \sin\alpha \cos i & l_{yy} = \cos\alpha & l_{yz} = \sin\alpha \sin i \\
 l_{zx} = -\sin i & l_{zy} = 0 & l_{zz} = \cos i
 \end{array} \quad (16)$$

Expresado en el sistema coordenado (x', y', z') , los esfuerzos σ_{11} , σ_{22} y σ_{33} :

$$\begin{aligned}
 \sigma_x &= l_1 \sigma_1 + l_2 \sigma_2 + l_3 \sigma_3 \\
 \sigma_y &= l_1 \sigma_1 + l_2 \sigma_2 + l_3 \sigma_3 \\
 \sigma_z &= l_1 \sigma_1 + l_2 \sigma_2 + l_3 \sigma_3 \\
 \tau_{xy} &= l_1 l_2 \sigma_1 + l_1 l_2 \sigma_2 + l_1 l_2 \sigma_3 \\
 \tau_{yz} &= l_1 l_2 \sigma_1 + l_1 l_2 \sigma_2 + l_1 l_2 \sigma_3 \\
 \tau_{zx} &= l_1 l_2 \sigma_1 + l_1 l_2 \sigma_2 + l_1 l_2 \sigma_3
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

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

CRITERIO DE FALLA EN UN POZO

Para un material linealmente elástico, los diferentes grandes esfuerzos ocurren en las paredes del agujero. Para un pozo vertical en una formación con esfuerzo horizontal isotrópico, el esfuerzo principal en la pared del pozo es acordado como :

$$\begin{aligned}
 \sigma_1 &= p \\
 \sigma_2 &= 2\sigma - p \\
 \sigma_3 &= \sigma
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

Hay algunas condiciones para las que el pozo puede fallar. Considerando $\sigma_z > \sigma_r$ en la pared del agujero y recordando el criterio de Mohr-Coulomb, la falla ocurrirá donde

$$\sigma_z = C\sigma + \sigma_r \tan^2 \beta \quad (19)$$

Introduciendo la expresión (18) en la expresión (19) el criterio de falla para el pozo es

$$p_r = \frac{2\sigma_z - C\sigma}{\tan^2 \beta + 1} \quad (20)$$

POZOS DESVIADOS CON ESFUERZO HORIZONTAL ANISOTRÓPICO

Los esfuerzos alrededor de un pozo desviado, en una formación linealmente elástica donde el esfuerzo horizontal es anisotrópico. Entonces las ecuaciones quedan

$$\sigma_z = p_r$$

$$\sigma_r = \sigma_z + \sigma_\theta - 2(\sigma_z - \sigma_\theta) \cos 2\theta - 4\tau_{z\theta} \sin 2\theta - p_r$$

$$\sigma_\theta = \sigma_z - 2\nu[(\sigma_z - \sigma_r) \cos 2\theta + 2\tau_{z\theta} \sin 2\theta] \quad (21)$$

$$\tau_{zr} = 0$$

$$\tau_{z\theta} = 2(-\tau_{zr} \sin \theta + \tau_{r\theta} \cos \theta)$$

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

Teniendo la ecuación del criterio de Mohr-Coulomb

$$\sigma_1 - \alpha p_1 = C_1 + (\sigma_1 - \alpha p_1) \tan' \beta \quad (22)$$

Sustituyendo los esfuerzos de la ecuación (21) en (22) y sabiendo que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, obtendremos seis diferentes casos, dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos los cuales son

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$$

$$p_1 \geq \frac{(\sigma_1 + \sigma_2 - 2(\sigma_1' - \sigma_2')) \cos 2\theta - 4\tau_1' \sin 2\theta \tan' \beta + \alpha p_1 (1 - \tan' \beta) + c}{1 + \tan' \beta}$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq \sigma_2$$

$$p_1 \geq c + \sigma_1' - 2v[(\sigma_1' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau_1' \sin 2\theta] \tan' \beta + \alpha p_1 (1 - \tan' \beta)$$

$$\sigma_2 \geq \sigma_3 \geq \sigma_1$$

$$p_1 \leq \frac{\sigma_2 + \sigma_3 - 2(\sigma_2' - \sigma_3') \cos 2\theta - 4\tau_2' \sin 2\theta - c + \alpha p_1 (\tan' \beta - 1)}{1 + \tan' \beta}$$

$$\sigma_2 \geq \sigma_1 \geq \sigma_3$$

$$p_1 \leq \sigma_2 + \sigma_3' - 2(\sigma_2' - \sigma_3') \cos 2\theta - 4\tau_2' \sin 2\theta - c + \alpha p_1 (\tan' \beta - 1) - (\sigma_2' - 2v[(\sigma_2' - \sigma_3') \cos 2\theta + 2\tau_2' \sin 2\theta] \tan' \beta)$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$$

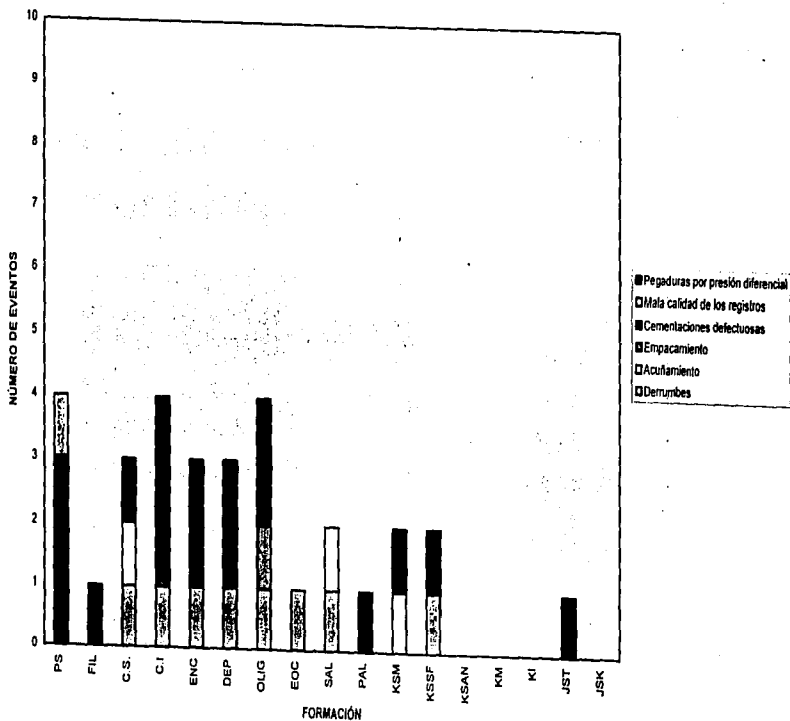
$$p_1 \leq \frac{\sigma_1' - 2\nu[(\sigma_1' - \sigma_2')\cos 2\theta + 2\tau' \sin 2\theta] - c - \alpha p}{\tan' \beta} + \alpha p_1$$

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$$

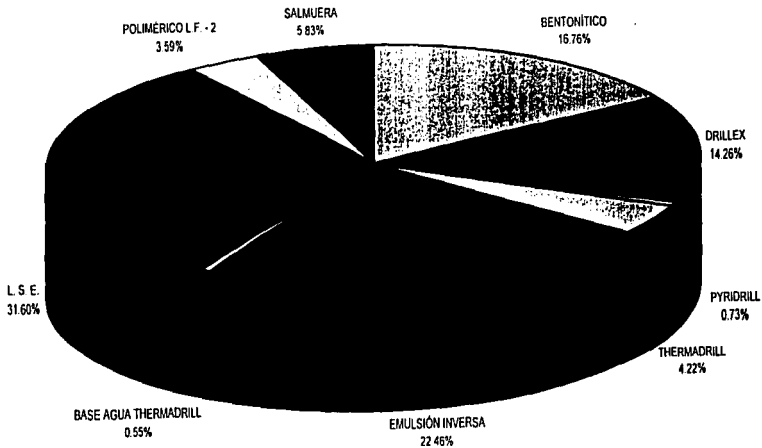
$$p_1 \geq \sigma_1' + \sigma_2' - 2(\sigma_1' - \sigma_2')\cos 2\theta - 4\tau' \sin 2\theta - \alpha p_1 + \frac{c_1 - \sigma_1' + 2\nu[(\sigma_1' - \sigma_2')\cos 2\theta + 2\tau' \sin 2\theta] - \alpha p_1}{\tan' \beta}$$

A P É N D I C E " B "

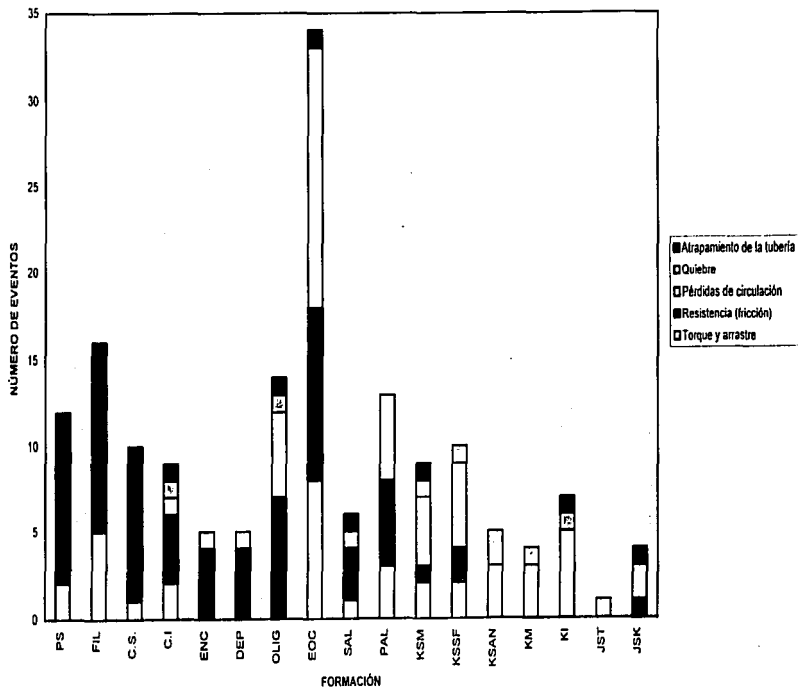
FRECUENCIA DE PROBLEMAS ENCONTRADOS POR FORMACIÓN EN EL CAMPO SEN



RESUMEN DE LODOS EMPLEADOS EN EL CAMPO SEN



FRECUENCIA DE PROBLEMAS ENCONTRADOS POR FORMACIÓN EN EL CAMPO SEN



Programa de cómputo

```

DECLARE SUB DENMINMAX ()
DECLARE SUB DENSI ()
DECLARE SUB SALINI ()
DECLARE SUB TEMP ()
DECLARE SUB PANTALLA ()

CALL PANTALLA

10 : CLS : COLOR 15, 1: PRINT STRINGS(2000, 32)
PLAY "MBT16601LBCDCEDL4EGC"
LOCATE 3, 7: PRINT "BIENVENIDO AL PROGRAMA"
LOCATE 4, 7: PRINT "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD"

LOCATE 10, 10: PRINT "PARA CALCULAR LOS ESFUERZOS EN BASE A"
LOCATE 12, 12: PRINT "VARIACION DE SALINIDAD [1]"
LOCATE 13, 12: PRINT "VARIACION DE DENSIDAD [2]"
LOCATE 14, 12: PRINT "VARIACION DE TEMPERATURA [3]"
LOCATE 18, 10: PRINT "CALCULO DE LA DENSIDAD MINIMA Y MAXIMA [5]"
LOCATE 15, 12: PRINT "SALIR DEL PROGRAMA [4]"
LOCATE 21, 10: INPUT "TECLEA EL NUMERO"; AAA
IF AAA = 1 THEN CALL SALINI
IF AAA = 2 THEN CALL DENSI
IF AAA = 3 THEN CALL TEMP
IF AAA = 5 THEN CALL DENMINMAX
IF AAA = 4 THEN END
END

SUB DENMINMAX
CLS
LOCATE 1, 5: PRINT "PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA"
LOCATE 2, 5: PRINT "CALCULO DE LA DENSIDAD MINIMA Y MAXIMA EN UN POZO CON INCLINACION"
"*****DATOS DE ENTRADA*****"

LOCATE 4, 5: INPUT "GRADIENTE DE SOBRECARGA [Ka/cm2/m]"; G
LOCATE 5, 5: INPUT "PROFUNDIDAD [mts]"; H
LOCATE 6, 5: INPUT "K [kg-cm/gr-mol.k]"; K
LOCATE 7, 5: INPUT "dsc [mms/pt]"; dsc
LOCATE 8, 5: INPUT "dta [mms/pt]"; dta
LOCATE 9, 5: INPUT "DENSIDAD [gr/cc]"; D
LOCATE 10, 5: INPUT "PRESION DE PORO [kg/cm2]"; Pp
LOCATE 11, 5: INPUT "Ass [radim]"; Ass
LOCATE 12, 5: INPUT "ANGULO DE FRICCIÓN INTERNA [grados]"; afr
LOCATE 13, 5: INPUT "COMPRESIBILIDAD [kg/cm2]"; Co
LOCATE 14, 5: INPUT "POSICION ANGULAR [grados]"; TETA1
LOCATE 15, 5: INPUT "CONCENTRACION NaCl estable [0-30]"; II
LOCATE 16, 5: INPUT "DAME EL VALOR DEL AZIMUTH ALFA [grados]"; ALFA1
LOCATE 17, 5: INPUT "DAME EL ANGULO DE PLANO DE FALLA [grados]"; BETA1
LOCATE 18, 5: INPUT "DAME EL VALOR DE LA INCLINACION [grados]"; II
"*****"

SIGMAV = G * H
V = (.5 * (dta / dsc) ^ 2 - 1) / ((dta / dsc) ^ 2 - 1)
BIOT = (1 - (2 * V)) / (1 - V)
T = 2R * (II / 30) - 273

IF Ass = 0 THEN GOTO 1000
IF Ass > 0 THEN GOTO 1500

```

***** CALCULO PARA CONCENTRACION DE NACI *****

1500
 V1a = ((1 - I1) * 1R)
 V1s = (I1) * (-SR-13) / 2.16
 V1 = V1a + V1s
 AwT = 1 - (0.0015 * (I1 * 100)) - (0.000199 * (I1 * 100) ^ 2)
 DELTAP = BIOT * ((R * T) / V1) * (2.30264 * (LOG(AwT / Aws) / LOG(10)))
 COTO 2000
 1000
 DELTAP = 0

2000

PW1 = (D * H / 10)

SIGMH1 = ((V / (1 - V)) * (SIGMV - (Pp + DELTAP))) + (Pp + DELTAP)
 SIGMH2 = SIGMH1

***** CALCULO DE DENSIDAD MINIMA *****

ALFA = (ALFA1 * 3.1416) / 180

I = ((1 * 3.1416) / 180)

TETA = (TETA1 * 3.1416) / 180

BETA = (BETA1 * 3.1416) / 180

***** INCLINACION *****

LXX = COS(ALFA) * COS(I)

LNY = SIN(ALFA) * COS(I)

LXZ = -SIN(I)

LNX = -SIN(ALFA)

LNY = COS(ALFA)

LNYZ = 0

LZX = COS(ALFA) * SIN(I)

LZY = SIN(ALFA) * SIN(I)

LZZ = COS(I)

SIGMAOX = (LXX ^ 2 * SIGMH1) + (LNY ^ 2 * SIGMH1) + (LXZ ^ 2 * SIGMV)

SIGMAOY = (LNX ^ 2 * SIGMH1) + (LNY ^ 2 * SIGMH1) + (LYZ ^ 2 * SIGMV)

SIGMAOZ = (LZX ^ 2 * SIGMH1) + (LZY ^ 2 * SIGMH1) + (LZZ ^ 2 * SIGMV)

TAUOXY = (LXX * LNY * SIGMH1) + (LNX * LNY * SIGMH1) + (LXZ * LNY * SIGMV)

TAUOYZ = (LNX * LZY * SIGMH1) + (LNY * LZY * SIGMH1) + (LNY * LZZ * SIGMV)

TAUOXZ = (LZX * LNX * SIGMH1) + (LZY * LNX * SIGMH1) + (LZZ * LNX * SIGMV)

***** CALCULO DE SIGMETETA SIGMZ SIGMR *****

SIGMR = PW1

SIGMETETA = SIGMAOX - SIGMAOY - (2 * (SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) - (4 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)) - PW1

SIGMZZ = SIGMAOZ - (2 * V * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) + (2 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)))

***** OBTENCION DE PW MINIMA *****

IF SIGMETETA = SIGMZZ THEN

IF SIGMZZ >= SIGMR THEN

A = SIGMAOX + SIGMAOY - (2 * (SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) - (4 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)) - Co

B = (BIOT * Pp) * (TAN(BETA)) ^ 2 - 1

Pw = (A + B) / (1 + (TAN(BETA)) ^ 2)

END IF

END IF

IF SIGMETETA >= SIGMR THEN

IF SIGMR >= SIGMZZ THEN

A = SIGMAOX + SIGMAOY - (2 * (SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) - (4 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)) - Co

B = BIOT * Pp * (TAN(BETA)) ^ 2 - 1

C = (SIGMAOX - (2 * V * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) + (2 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)))) * (TAN(BETA)) ^ 2

Pw = A + B - C

END IF

END IF

IF SIGMZZ >= SIGMETETA THEN

IF SIGMETETA >= SIGMR THEN

A = SIGMAOX - (2 * V * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) + (2 * TAUOXY * SIN(2 * TETA))) - Co - (BIOT * Pp)

```

      B = A / (TAN(BETA)) ^ 2
      Pw = B + (BIOT * Pp)
    END IF
  END IF
  IF SIGMZZ >= SIGMR THEN
    IF SIGMR >= SIGMTETA THEN
      A = SIGMAOX + SIGMAOY - (2 * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) - (4 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)) - (BIOT * Pp))
      B = Co - SIGMAOX + (2 * V * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) + (2 * TAUOXY * SIN(2 * TETA))) - (BIOT * Pp)
      C = B / (TAN(BETA)) ^ 2
      Pw = C + A
    END IF
  END IF
  IF SIGMR >= SIGMZZ THEN
    IF SIGMZZ >= SIGMTETA THEN
      A = (SIGMAOX + SIGMAOY - (2 * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) - (4 * TAUOXY * SIN(2 * TETA))) * (TAN(BETA)) ^ 2)
      B = ((BIOT * Pp) * (1 - (TAN(BETA)) ^ 2)) + Co
      Pw = (A + B) / (1 + (TAN(BETA)) ^ 2)
    END IF
  END IF
  IF SIGMR >= SIGMTETA THEN
    IF SIGMTETA >= SIGMZZ THEN
      A = Co + (SIGMAOX - (2 * V * ((SIGMAOX - SIGMAOY) * COS(2 * TETA)) + (2 * TAUOXY * SIN(2 * TETA)))) * (TAN(BETA)) ^ 2)
      B = (BIOT * Pp) * (1 - (TAN(BETA)) ^ 2)
      Pw = A + B
    END IF
  END IF
  Pwms = (Pw * 10) / H
  ***** CALCULO DE PW MAXIMA *****
  PWMAXI = (SIGMH - 10) / H
  CLS
  PRINT "DENSIDAD MAXIMA (gr/cm3)": PWMAXI
  PRINT "DENSIDAD MINIMA (gr/cm3)": Pwms
  END
END SUB
SUB DENSI
CLS
OPEN "A ESTEMP.DAT" FOR OUTPUT AS #1
LOCATE 1, 5: PRINT "PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA"
LOCATE 2, 5: PRINT "OBTENIENDO ESFUERZOS A PARTIR DE LA VARIACION DE LA DENSIDAD"
REM ***** DATOS *****
PRINT "PROPORCIONE LOS SIGUIENTES DATOS:"
PRINT
PRINT
PRINT "ESTADO MECANICO DEL POZO:"
PRINT
PRINT "PROFUNDIDAD VERTICAL DEL PUNTO A ANALIZAR (M)": INPUT Prof: PRINT Prof
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. O DE LA BARRERA (PG)": INPUT DPO: PRINT DPO
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. (PG)": INPUT OD: PRINT OD
PRINT "INCLINACION (a)": INPUT GAMAIPO: PRINT GAMAIPO
PRINT "RUMBO (a)": INPUT BETAPO: PRINT BETAPO
PRINT
PRINT

```

CLS

PRINT "DATOS DEL LODO:"

PRINT "GASTO [GPM]:"; INPUT O; PRINT O

PRINT "VISCOSIDAD [LB/PIE HRI]:"; INPUT VISCO; PRINT VISCO
 PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE #F HRI]:"; INPUT KM; PRINT KM
 PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB #F]:"; INPUT CM; PRINT CM
 PRINT "TEMPERATURA DE ENTRADA [#C]:"; INPUT TEL; PRINT TEL
 PRINT "SALINIDAD DEL LODO [#]:"; INPUT SAL; PRINT SAL

PRINT

PRINT

CLS

PRINT "DATOS DE LA FORMACION:"

PRINT "GRADIENTE DE SOBRECARGA [KG/CM2/M]:"; INPUT GRASO; PRINT GRASO
 PRINT "DENSIDAD DE LA FORMACION [GR/CC]:"; INPUT DENFO; PRINT DENFO
 PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE #F HRI]:"; INPUT KF; PRINT KF
 PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB #F]:"; INPUT CF; PRINT CF
 PRINT "PRESION DE FORMACION [KG/CM2]:"; INPUT Pp; PRINT Pp
 PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA SUCIA [#API]:"; INPUT RGMAX; PRINT RGMAX
 PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA LIMPIA [API]:"; INPUT RGMIN; PRINT RGMIN
 PRINT "LECTURA RAYOS GAMMA EN EL PUNTO A ANALIZAR [API]:"; INPUT RG; PRINT RG
 PRINT "LECTURA SONICA COMPRESIONAL [MMSEG/PIE]:"; INPUT dtc; PRINT dtc
 PRINT "LECTURA SONICA DE CORTE [MMSEG/PIE]:"; INPUT dts; PRINT dts
 PRINT "ACTIVIDAD IONICA DEL AGUA DE FORMACION:"; INPUT Awi; PRINT Awi
 PRINT "ANGULO DE FRICCION INTERNA [°]:"; INPUT FHI; PRINT FHI
 PRINT
 PRINT
 CLS

PRINT "DATOS GENERALES:"

PRINT

PRINT "TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LA TIERRA [°C]:"; INPUT TEL; PRINT TEL
 PRINT "GRADIENTE GEOTERMICO ESTATICO [°C/M]:"; INPUT GF; PRINT GF
 PRINT "COEF. DE TRANSF. CALORIFICA A GROUND/FORM. [BTU/PIE2 #F HRI]:"; INPUT UA; PRINT UA
 PRINT "COEF. DE TRANSF. CALORIFICA T.P./E.A. [BTU/PIE2 #F HRI]:"; INPUT UT; PRINT UT

CLS

REM ***** CALCULOS *****

REM CONVERSION DE ANGULOS (GRADOS A RADIANES)

GAMAPO = GAMAPO * 3.141592 / 180
 HETAPO = HETAPO * 3.141592 / 180
 FHI = FHI * 3.141592 / 180
 TETA = 90; TETA = TETA * 3.141592 / 180

FOR DENLO = 1.31 TO 1.5 STEP .01
 POIS = 1.5 * (dts / dtc) * 2 - 1 / ((dts / dtc) * 2 - 1)
 MKR = DENFO / dts * 2
 MYOU = 2 * MKR * (1 + POIS)
 MKB = DENFO * (1 / dtc * 2 - 1 / (3 * dts * 2))
 MCB = 1 / MKB
 VARC = (RG - RGMIN) / (RGMAX - RGMIN)
 AM = 2 * COS(FHI) / (1 - SIN(FHI))
 Co = 0.2585 * AM * MYOU * ((7.1E-09) * 2) * (.008 * VARC + .0045 * (1 - VARC)) / (MCB * 1000000 - 11.223)

PRINT "PROP. ESF.NORM. ESF.LIM. ESF.REAL. PI. TWB. TA"
 WRITE #1, "PROP.", "ESF.NORM.", "ESF.LIM.", "ESF.REAL.", "PI.", "TWB.", "TA"
 WRITE #1, "IMJ", " [KG/CM2]", " [KG/CM2]", " [KG/CM2]", " [M]", " [°C]", " [°C]"
 T = 0

T = T + 1.0H

REM ***** CALCULO DE LA TEMPERATURA *****

GOSUB TEMPE1

REM *****CALCULO DE DP POR SALINIDAD*****

$Awf = 1 - 00131 * SAL - 000199 * SAL * SAL$
 $TAGk = TWB + 273$
 $PMNACL = (1 - SAL / 100) * 18 + (SAL / 100) * 58.4427 / 2.16$
 $DP = 84.76798 * TAGk * LOG(Awf / Awg) / PMNACL$
 $CORR = (1 - 2 * POIS) / (1 - POIS)$
 $DPC = DP * CORR$

REM *****ESTADO DE ESFUERZOS EN EL AGUJERO*****

$SIGMAV = GRASO * Prof$
 $ALFATEM = .000207$
 $BETATEM = 4.358006E-05$
 $DPTEMP = ALFATEM * (TWB - TFOR) / BETATEM$
 $SIGMAH1 = POIS * (SIGMAV - (Pp + DPC + DPTEMP)) / (1 - POIS) + (Pp + DPC + DPTEMP)$

SIGMAH2 = SIGMAH1

$SIGMAH = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (COS(GAMAPO) ^ 2) + SIGMAV * (SIN(GAMAPO) ^ 2)$
 $SIGMAV = SIGMAH2 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH1 * (SIN(BETAPO)) ^ 2$
 $SIGMAZ = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (SIN(GAMAPO)) ^ 2 + SIGMAV * (COS(GAMAPO)) ^ 2$

$TXZ = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2 - SIGMAV) * SIN(2 * GAMAPO) / 2$

$SIGMAR = DENLO * Prof / 10$
 $SIGMAT = SIGMAX + SIGMAY - SIGMAR - 2 * (SIGMAX - SIGMAY) * COS(2 * TETA) - 4 * TXZ * SIN(2 * TETA)$
 $SIGMAZZ = SIGMAZ - 2 * POIS * (SIGMAX - SIGMAY) * COS(2 * TETA) - 4 * POIS * TXZ * SIN(2 * TETA)$
 $TOZ = 2 * (-TXZ * SIN(TETA) + TZ * COS(TETA))$

$SIGMA1 = SIGMAR$
 $SIGMA2 = (SIGMAT - SIGMAZZ) / 2 + SQRT((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2$
 $SIGMA3 = (SIGMAT + SIGMAZZ) / 2 - SQRT((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2$

REM *****SELECCION ESFUERZOS PRINCIPALES*****

IF SIGMA1 > SIGMA2 THEN
 IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
 MAX = SIGMA1
 IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
 MIN = SIGMA3
 ELSE
 MIN = SIGMA2
 END IF
 ELSE
 MAX = SIGMA3
 MIN = SIGMA2
 END IF
ELSE
 IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
 MAX = SIGMA2
 IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
 MIN = SIGMA3
 ELSE
 MIN = SIGMA1
 END IF
 ELSE
 MAX = SIGMA3
 MIN = SIGMA1
 END IF
END IF

REM *****CRITERIO DE FALLA MOHR-COULOMB*****

$SIGMANOR = (MAX + MIN) / 2 - (MAX - MIN) * SIN(FHI) / 2 - Pp - DPC - DPTEMP$

```

TLIM = Co + SIGMANOR * TAN(FHI)
TREAL = (MAX - MIN) * COS(FHI) / 2

PRINT P, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
WRITE #1, P, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
NEXT DENLO

CLOSE #1
END

TEMPEI:

REM ***** SUBRUTINA DE TEMPERATURA

ALF = .01601845# * KF / (DENFO * CF)
RWB = DPO / 24
TD = ALF * T / RWB ^ 2
IF TD <= 1.5 THEN
  TEMD = 1.128# * SOR(TD) * (1 - .3 * SOR(TD))
ELSE
  TEMD = 1.4063 + .5 * 2.302585093# * LOG(TD) * (1 + 6 / TD)
END IF
W = 500.7646898# * Q * DENLO
KT = OD / 24
B = W * CM / (2 * 3.141592 * KT * LT)
PR1 = RWB * UA * TEMD
PR2 = RWB * UA * KF
A = CM * W * (KF + PR1) / (2 * 3.141592 * PR2)
PR3 = SOR(1 + A * (PR1 + KF) * KT * LT / PR2)
E1 = 3.28 * (1 / (2 * A) + PR3 / (2 * A))
E2 = 3.28 * (1 / (2 * A) - PR3 / (2 * A))
DEN = E1 * EXP(E1 * P) - E2 * EXP(E2 * P)
GAMA = -(TEI + B * GF / (3.28 - TEI)) * E2 * EXP(E2 * P) + GF / DEN
DELTA = (ITEL + B * GF / (3.28 - TEI)) * E1 * EXP(E1 * P) + GF / DEN
TA = (1 + E1 * B / (3.28)) * GAMA * EXP(E1 * Prof) + (1 + E2 * B / (3.28)) * DELTA * EXP(E2 * Prof) + GF * Prof + TEI
TFOR = TEI + GF * Prof
TWB = (TA + KF * TFOR / (TEMD * RWB * UA)) / (1 + KF / (TEMD * RWB * UA))
RETURN

END SUB

SUB PANTALLA

'Subrutina que despliega una cortina para presentaci3n de t3tulos

'Creaci3n de la cortina
CLS
VIEW PRINT
COLOR 3, 1
FOR AR = 8 TO 70
  FOR RA = 1 TO 21
    COLOR 7
    LOCATE RA + 1, AR + 1: PRINT ""
  COLOR 3
  LOCATE RA, AR: PRINT "C"
NEXT RA, AR

'Letreros
COLOR 0, 3
LOCATE 7, 22: PRINT "UNIVERSIDAD NACIONAL AUT3NOMA DE MEXICO"
LOCATE 9, 22: PRINT "FACULTAD DE INGENIERIA"
LOCATE 10, 20: PRINT " "
LOCATE 16, 12: PRINT "PROGRAMA PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD MECÁNICA DEL"
LOCATE 17, 12: PRINT "AGUJERO DEBIDO A LOS CAMBIOS DE TEMPERATURA"

COLOR 31, 0

```

```

LOCATE 24, 60: PRINT "ESPERE POR FAVOR ..."

'Pausa de 3 segundos
SLEEP 7

END SUB

SUB SALINI
CLS
OPEN "A. ESTTEMP.DAT" FOR OUTPUT AS #1

LOCATE 1, 5: PRINT "PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA"
LOCATE 2, 5: PRINT "OBTENIENDO ESFUERZOS A PARTIR DE LA VARIACION DE LA SALINIDAD"

REM ***** DATOS*****

PRINT "PROPORCIONE LOS SIGUIENTES DATOS:"
PRINT
PRINT
PRINT "ESTADO MECANICO DEL POZO:"
PRINT

PRINT "PROFUNDIDAD VERTICAL DEL PUNTO A ANALIZAR [M]:"; INPUT Prof: PRINT Prof
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. O DE LA BARRERA [CG]:"; INPUT DPO: PRINT DPO
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. [PG]:"; INPUT OD: PRINT OD
PRINT "INCLINACION [a]:"; INPUT GAMAPA: PRINT GAMAPA
PRINT "RUMBO [a]:"; INPUT BETAPO: PRINT BETAPO
PRINT
PRINT
CLS

PRINT "DATOS DEL LODO:"
PRINT
PRINT "GASTO [GPM]:"; INPUT Q: PRINT Q
PRINT "DENSIDAD [GR/CC]:"; INPUT DENLO: PRINT DENLO
PRINT "VISCOSIDAD [LV/PIE HRI]:"; INPUT VISGLO: PRINT VISGLO
PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE aF HRI]:"; INPUT KM: PRINT KM
PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB aF]:"; INPUT CM: PRINT CM
PRINT "TEMPERATURA DE ENTRADA [aC]:"; INPUT TEL: PRINT TEL

PRINT
PRINT
CLS

PRINT "DATOS DE LA FORMACION:"
PRINT
PRINT "GRADIENTE DE SOBRECARGA [KG/CM2/M]:"; INPUT GRASO: PRINT GRASO
PRINT "DENSIDAD DE LA FORMACION [GR/CC]:"; INPUT DENFO: PRINT DENFO
PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE aF HRI]:"; INPUT KF: PRINT KF
PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB aF]:"; INPUT GF: PRINT GF
PRINT "PRESION DE FORMACION [KG/CM2]:"; INPUT FP: PRINT FP
PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA SOLIDA [API]:"; INPUT RGMAX: PRINT RGMAX
PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA LIMPIA [API]:"; INPUT RGMIN: PRINT RGMIN
PRINT "LECTURA RAYOS GAMMA EN EL PUNTO A ANALIZAR [API]:"; INPUT RG: PRINT RG
PRINT "LECTURA SONICA COMPRESIONAL [MMSEG/PIE]:"; INPUT dis: PRINT dis
PRINT "LECTURA SONICA DE CORTE [MMSEG/PIE]:"; INPUT dis: PRINT dis
PRINT "ACTIVIDAD IONICA DEL AGLA DE FORMACION:"; INPUT Ams: PRINT Ams
PRINT "ANGULO DE FRICCION INTERNA [a]:"; INPUT FHI: PRINT FHI
PRINT
PRINT
CLS

PRINT "DATOS GENERALES:"
PRINT
PRINT "TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LA TIERRA [aC]:"; INPUT TEL: PRINT TEL
PRINT "GRADIENTE GEOTERMICO ESTADICO [aC/M]:"; INPUT GF: PRINT GF
PRINT "COEF. DE TRANSF. CALORIFICA AGUJEROFORM. [BTU/PIE2 aF HRI]:"; INPUT UA: PRINT UA

```


ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL CAMPO SEN

```

PRINT *COEF. DE TRANSF. CALORIFICA T.P./E.A. (BTU/PIEZ *F HR)?: INPUT UT; PRINT UT
CLS
REM *****CALCULOS*****
REM CONVERSION DE ANGULOS (GRADOS A RADIANES)
GAMAPO = GAMAPO * 3.141592 / 180
BETAPO = BETAPO * 3.141592 / 180
PHI = PHI * 3.141592 / 180
TETA = 90; TETA = TETA * 3.141592 / 180
POIS = (.5 * (dts / dte) ^ 2 - 1) / ((dts / dte) ^ 2 - 1)
MRIG = DENFO / dts ^ 2
MYOU = 2 * MRIG * (1 + POIS)
MCB = DENFO * (1 / dte) ^ 2 - 4 / (3 * dts ^ 2)
NGB = 1 / MCB
VARC = (RG - RGMIN) / (RGMAX - RGMIN)
AM = 2 * COS(PHI) / (1 - SIN(PHI))
Co = .02585 * AM * MYOU * ((7.1E+09) ^ 2) * (.008 * VARC + .0045 * (1 - VARC)) / (MCB * 1000000! * 14.223)
PRINT *PROF.   ESF.NORM.   ESF.LIM.   ESF.REAL   PL.   TWB   TA*
WRITE #1, "PROF.", "ESF.NORM.", "ESF.LIM.", "ESF.REAL", "PL", "TWB", "TA"
WRITE #1, "IM", "KG/CM2", "KG/CM2", "KG/CM2", "IM", "TC", "PC"
T = 0
T = T + 4.98
REM *****CALCULO DE LA TEMPERATURA*****
GOSUB TEMPE
REM *****CALCULO DE DP POR SALINIDAD*****
FOR SAL = 1 TO 50 STEP 1
  Awt = 1 - .00451 * SAL - .000199 * SAL * SAL
  TAGK = TWB + 273
  PMNACL = (1 - SAL / 100) * 18 + (SAL / 100) * 58.4427 / 2.10
  DP = 84.76798 * TAGK * LOG(Awt / Aws) / PMNACL
  CORR = (1 + 2 * POIS) / (1 - POIS)
  DPC = DP * CORR
REM ***** ESTADO DE ESFUERZOS EN EL AGUERO*****
SIGMAV = GRASO * Prof
ALFATEM = 000207
BETATEM = 4.39806E-05
DITEMP = ALFATEM * (TWB - TFOR) / BETATEM
SIGMAH1 = POIS * (SIGMAV - (Pp + DPC + DITEMP)) / (1 - POIS) + (Pp + DPC + DITEMP)
SIGMAH2 = SIGMAH1
SIGMAV = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (COS(GAMAPO) ^ 2) + SIGMAV * (SIN(GAMAPO) ^ 2)
SIGMAV = SIGMAV * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH1 * (SIN(BETAPO)) ^ 2
SIGMAZ = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (SIN(GAMAPO) ^ 2) + SIGMAV * (COS(GAMAPO) ^ 2)
TZV = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2 - SIGMAV) * SIN(2 * GAMAPO) / 2
SIGMAR = DENFO * Prof / 10
SIGMAT = SIGMAX - SIGMAV - SIGMAR - 2 * (SIGMAV - SIGMAZ) * COS(2 * TETA) - 4 * TVZ * SIN(2 * TETA)
SIGMAZZ = SIGMAZ - 2 * POIS * (SIGMAX - SIGMAT) * COS(2 * TETA) - 4 * POIS * TZV * SIN(2 * TETA)
TOZ = 2 * (-TZV * SIN(TETA) + TZZ * COS(TETA))
SIGMA1 = SIGMAR
SIGMA2 = (SIGMAT - SIGMAZZ) / 2 + SQRT((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2
SIGMA3 = (SIGMAT + SIGMAZZ) / 2 - SQRT((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2

```

REM -----SELECCION ESFUERZOS PRINCIPALES-----

```

IF SIGMA1 > SIGMA2 THEN
  IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
    MAX = SIGMA1
    IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
      MIN = SIGMA3
    ELSE
      MIN = SIGMA2
    END IF
  ELSE
    MAX = SIGMA3
    MIN = SIGMA2
  END IF
ELSE
  IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
    MAX = SIGMA2
    IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
      MIN = SIGMA3
    ELSE
      MIN = SIGMA1
    END IF
  ELSE
    MAX = SIGMA3
    MIN = SIGMA1
  END IF
END IF

```

REM -----CRITERIO DE FALLA MOHR-COULOMB-----

```

SIGMANOR = (MAX + MIN) / 2 - (MAX - MIN) * SIN(FHI) / 2 - Pp - DPC - DPTEMP
TLIM = Co + SIGMANOR * TAN(FHI)
TREAL = (MAX - MIN) * COS(FHI) / 2

```

```

PRINT PL, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
WRITE #1, PL, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
NEXT SAL

```

```

CLOSE #1
END

```

TEMPE:

REM ----- SUBROUTINA DE TEMPERATURA-----

```

ALF = .01601845# * KF / (DENFO * CF)
RWB = DPO / 24
TD = ALF * T / RWB ^ 2
IF TD <= 1.5 THEN
  TEMD = 1.1281 - SQRTD) * (1 - 3 * SQRTD))
ELSE
  TEMD = (.4063 - .5 * 2.302585093# * LOG(TD)) * 11 - 6 / TD)
END IF
W = 500.7646898# * O * DENLQ
KT = GD / 24
B = W * CM / (2 * 3.141592 * KT * UT)
PR1 = RWB * CA * TEMD
PR2 = RWB * UA * KF
A = CM * W * (KF * PR1) / (2 * 3.141592 * PR2)
PR3 = SQRT(1 + 4 * (PR1 - KF) * KT * UT / PR2)
E1 = 3.28 * (1 / (2 * A) - PR3) / (2 * A)
E2 = 3.28 * (1 / (2 * A) - PR3) / (2 * A)
DEN = E1 * EXP(E1 * U) - E2 * EXP(E2 * U)
GAMA = -(TEI - B * GF / 3.28 - TEI) * E2 * EXP(E2 * U) + GF / DEN
DELTA = (TEI - B * GF / 3.28 - TEI) * E1 * EXP(E1 * U) + GF / DEN
TA = (1 - E1 * B / 3.28) * GAMA * EXP(E1 * Prof) - (1 - E2 * B / 3.28) * DELTA * EXP(E2 * Prof) + GF * Prof - TEI
TFOR = TEI - GF * Prof

```

```

TWB = (TA + KF * TFUR / (TEMD * RWB * UA)) / (1 + KF / (TEMD * RWB * UA))
RETURN
END SUB
SUB TEMP
CLS
OPEN "A:ESTTEMP.DAT" FOR OUTPUT AS #1
LOCATE 1, 5: PRINT "PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA"
LOCATE 2, 5: PRINT "OBTENIENDO ESFUERZOS A PARTIR DE LA VARIACION DE LA TEMPERATURA"
REM -----DATOS-----
PRINT "PROPORCIONE LOS SIGUIENTES DATOS."
PRINT
PRINT
PRINT "ESTADO MECANICO DEL POZO:"
PRINT
PRINT "PROFUNDIDAD VERTICAL DEL PUNTO A ANALIZAR [M].": INPUT Prof: PRINT Prof
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R. O DE LA BARRENA [PG].": INPUT DPO: PRINT DPO
PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.F. [PG].": INPUT OD: PRINT OD
PRINT "INCLINACION [°].": INPUT GAMAPO: PRINT GAMAPO
PRINT "RUMBO [°].": INPUT BETAPO: PRINT BETAPO
PRINT
PRINT
CLS
PRINT "DATOS DEL LODO:"
PRINT
PRINT "GASTO [GPM].": INPUT Q: PRINT Q
PRINT "DENSIDAD [GR/CC].": INPUT DENLO: PRINT DENLO
PRINT "VISCOSIDAD [LB/PIE HRI].": INPUT VISGLD: PRINT VISGLD
PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE * HRI * IN].": INPUT KM: PRINT KM
PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB * FI].": INPUT CM: PRINT CM
PRINT
PRINT "SALINIDAD DEL LODO [‰].": INPUT SAL: PRINT SAL
PRINT
PRINT
CLS
PRINT "DATOS DE LA FORMACION:"
PRINT
PRINT "GRADIENTE DE SOBRECARGA [KG/CMZ/M].": INPUT GRASO: PRINT GRASO
PRINT "DENSIDAD DE LA FORMACION [GR/CC].": INPUT DENFO: PRINT DENFO
PRINT "CONDUCTIVIDAD TERMICA [BTU/PIE * HRI].": INPUT KF: PRINT KF
PRINT "CALOR ESPECIFICO [BTU/LB * FI].": INPUT CM: PRINT CM
PRINT "PRESION DE FORMACION [KG/CMZ].": INPUT Pp: PRINT Pp
PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA SI CIA [API].": INPUT RGMAX: PRINT RGMAX
PRINT "LECTURA DE RAYOS GAMMA EN LA ZONA LIMPLA [API].": INPUT RGMIN: PRINT RGMIN
PRINT "LECTURA RAYOS GAMMA EN EL PUNTO A ANALIZAR [API].": INPUT RG: PRINT RG
PRINT "LECTURA SONICA COMPRESIONAL [MMSEG/PIE].": INPUT dtc: PRINT dtc
PRINT "LECTURA SONICA DE CORTE [MMSEG/PIE].": INPUT dta: PRINT dta
PRINT "ACTIVIDAD IONICA DEL AGUA DE FORMACION": INPUT Aww: PRINT Aww
PRINT "ANGULO DE FRICION INTERNA [°].": INPUT FHL: PRINT FHL
PRINT
PRINT
CLS
PRINT "DATOS GENERALES:"
PRINT
PRINT "TEMPERATURA SUPERFICIAL DE LA TIERRA [°C].": INPUT TEL: PRINT TEL
PRINT "GRADIENTE GEOTERMICO ESTATICO [°C/M].": INPUT GF: PRINT GF
PRINT "COEF. DE TRANSF. CALORIFICA AGUEROFORM. [BTU/PIE2 * HRI].": INPUT LA: PRINT LA
PRINT "COEF. DE TRANSF. CALORIFICA T.P.E.A. [BTU/PIE2 * HRI].": INPUT LT: PRINT LT
    
```

CLS

REM *****CALCULOS*****

REM CONVERSION DE ANGULOS (GRADOS A RADIANES)

GAMAPO = GAMAPO * 3.141592 / 180
 BETAPO = BETAPO * 3.141592 / 180
 PHI = PHI * 3.141592 / 180
 TETA = 90. TETA * TETA * 3.141592 / 180
 POIS = 1.5 * (dtu / dte) ^ 2 - 1 / ((dtu / dte) ^ 2 - 1)
 MRIG = DENFO / dte ^ 2
 NYOU = 2 * MRIG * (1 + POIS)
 VKB = DENFO * (1 / dte ^ 2 - 4 / (3 * dte ^ 2))
 MCB = 1 / MKB
 VARC = (RC - RGMIN) / (RCMAX - RGMIN)
 AM = 2 * COS(PHI) / (1 - SIN(PHI))
 Co = .02585 * AM * NYOU * ((7.1E+09) * 2) * (.008 * VARC + .0045 * (1 - VARC)) / (MCB * 1000000! * 14.223)
 FOR TEL = 10 TO 120 STEP 10

PRINT * PROF. ESF.NORM. ESF.LIM. ESF.REAL PI. TWB TA
 WRITE #1, "PROF.", "ESF.NORM.", "ESF.LIM.", "ESF.REAL.", "PI.", "TWB.", "TA"
 WRITE #1, "[M]", "[KG/CM2]", "[KG/CM2]", "[KG/CM2]", "[M]", "[eC]", "[eC]"
 T = 0

T = T + 4.98

REM *****CALCULO DE LA TEMPERATURA*****

GOSUB TEMPEZ

REM *****CALCULO DE DP POR SALINIDAD*****

Asf = 1 - .00451 * SAL - .000199 * SAL * SAL
 TAGK = TWB + 273
 PMNACL = (1 - SAL / 100) * 19 + (SAL / 100) * 58.4427 / 2.16
 DP = 81.76798 * TAGK * LOG(Asf / Asw) / PMNACL
 CORR = (1 - 2 * POIS) / (1 - POIS)
 DPC = DP * CORR

REM *****ESTADO DE ESFUERZOS EN EL AGUJERO*****

SIGMAV = GRASO * Prof
 ALFATEM = .00207
 BETATEM = 4.39806E-05
 DITEMP = ALFATEM * (TWB - TFOR) / BETATEM

SIGMAH1 = POIS * (SIGMAV - (Pp + DPC + DITEMP)) / (1 - POIS) + (Pp + DPC + DITEMP)
 SIGMAH2 = SIGMAH1

SIGMAX = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (COS(GAMAPO) ^ 2) + SIGMAV * (SIN(GAMAPO) ^ 2)
 SIGMA1 = SIGMAH2 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH1 * (SIN(BETAPO)) ^ 2
 SIGMAZ = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2) * (SIN(GAMAPO) ^ 2) + SIGMAV * (COS(GAMAPO) ^ 2)

TZ = (SIGMAH1 * (COS(BETAPO)) ^ 2 + SIGMAH2 * (SIN(BETAPO)) ^ 2 - SIGMAV) * SIN(2 * GAMAPO) / 2
 SIGMAR = DENLO * Prof / 10
 SIGMAT = SIGMAX + SIGMAV - SIGMAR - 2 * (SIGMAX - SIGMAV) * COS(2 * TETA) - 1 * TZ * SIN(2 * TETA)
 SIGMAZZ = SIGMAZ - 2 * POIS * (SIGMAX - SIGMAV) * COS(2 * TETA) - 4 * POIS * TZ * SIN(2 * TETA)
 TOZ = 2 * (-TZ * SIN(TETA) + TZ * COS(TETA))

SIGMA1 = SIGMAT
 SIGMA2 = (SIGMAT - SIGMAZZ) / 2 + SOR((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2
 SIGMA3 = (SIGMAT + SIGMAZZ) / 2 - SOR((SIGMAT - SIGMAZZ) ^ 2 + 4 * TOZ * TOZ) / 2

REM *****SELECCION ESFUERZOS PRINCIPALES*****

IF SIGMA1 > SIGMA2 THEN
 IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
 MAX = SIGMA1

```

IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
  MIN = SIGMA3
ELSE
  MIN = SIGMA2
END IF
ELSE
  MAX = SIGMA3
  MIN = SIGMA2
END IF
ELSE
  IF SIGMA2 > SIGMA3 THEN
    MAX = SIGMA2
    IF SIGMA1 > SIGMA3 THEN
      MIN = SIGMA3
    ELSE
      MIN = SIGMA1
    END IF
  ELSE
    MAX = SIGMA3
    MIN = SIGMA1
  END IF
END IF

```

```
REM *****CRITERIO DE FALLA MOHR-COULOMB *****
```

```

SIGMANOR = (MAX - MIN) / 2 - (MAX - MIN) * SIN(FHI) / 2 - Pp - DPC - DTEMP
TLIM = Co - SIGMANOR * TAN(FHI)
TREAL = (MAX - MIN) * COS(FHI) / 2

```

```

PRINT P, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
WRITE #1, P, SIGMANOR, TLIM, TREAL, Prof, TWB, TA
NEXT TEL
CLOSE #1
END

```

```
TEMPEZ:
```

```
REM ***** SUBROUTINA DE TEMPERATURA *****
```

```

ALF = .01601845# * KF / (DEN*FO * CF)
RWB = DPO / 24
TD = ALF * T / RWB * 2
IF TD <= 1.5 THEN
  TEMD = 1.1281 * SQR(TD) * (1 - .3 * SQR(TD))
ELSE
  TEMD = (.4063 - .5 * 2.302585093# * LOG(TD)) * (1 - .5 / TD)
END IF
W = 500.7646898# * O * DEN*LO
RT = OD / 24
B = W * CM / (2 - 3.141592 * RT * LT)
PR1 = RWB * LA * TEMD
PR2 = RWB * LA * KF
A = CM * W * (KF - PR1) / (2 - 3.141592 * PR2)
PR3 = SQR(1 + 1 * (PR1 - KF) * RT * LT / PR2)
E1 = 3.28 * (1 / (2 * A) - PR3 / (2 * A))
E2 = 3.28 * (1 / (2 * A) - PR3 / (2 * A))
DEN = E1 * EXP(E1 * P) - E2 * EXP(E2 * P)
GAMA = ((TEL - B * GF / 3.28 - TEJ) * E2 * EXP(E2 * P) + GF) / DEN
DELTA = ((TEL - B * GF / 3.28 - TEJ) * E1 * EXP(E1 * P) + GF) / DEN
TA = (1 - E1 * B / 3.28) * GAMA * EXP(E1 * Prof) + (1 + E2 * B / 3.28) * DELTA * EXP(E2 * Prof) - GF * Prof + TEJ
TFOR = TEJ - GF * Prof
TWB = (TA - KF * TFOR / (TEMD * RWB * LA)) / (1 - KF / (TEMD * RWB * LA))
RETURN

```

```
END SUB
```

Esta historia continuará...