

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL
CÁLCULO DE LOS FACTORES CRÍTICOS QUE DEFINEN UNA VENTANA
SEGURA DE LODO.**

**DIEGO ARMANDO GÓMEZ MOSQUERA
MIGUEL ANGEL BERNAL CRISTANCHO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2012**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL
CÁLCULO DE LOS FACTORES CRÍTICOS QUE DEFINEN UNA
VENTANA SEGURA DE LODO.**

DIEGO ARMANDO GÓMEZ MOSQUERA

MIGUEL ANGEL BERNAL CRISTANCHO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

Dr. Zuly Calderón Carrillo

DIRECTOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

Antes que a nadie quiero darle gracias a Dios por darme la capacidad, el entendimiento y la salud necesaria para afrontar todas las adversidades.

Quiero dedicar este triunfo a mis padres, a mis 3 hermanos y amigos que han sido de gran apoyo en toda mi carrera, así como el amor de mi vida, Leidy Sanabria que fue mi aliento en aquellas veces que desee renunciar a todo.

Por ultimo y no menos importante, extender mis agradecimientos a ISMOCOL DE COLOMBIA SA. Empresa que me ayudo y me tendió las manos para a crecer como profesional y como persona.

MIGUEL

DEDICATORIA

Hoy culmino una de las etapas más importantes de mi vida y me preparo para afrontar mi futuro con la mayor satisfacción de este mundo, por lo cual doy gracias a Dios por permitirme realizarme integralmente.

Este logro tan importante quiero dedicarlo e manera especial a mis padres por su apoyo incondicional y por mostrarme con su ejemplo la importancia de trabajar por alcanzar los objetivos y metas propuestas, por sus sabios y oportunos consejos y palabras de ánimo cuando las he necesitado, haciendo que la distancia pareciera corta. A mis hermanos por ese cariño, amor y amistad lo cual me dio ánimos en todo momento, y que a pesar de la distancia llenaron cada instante de alegría, a mis abuelos y demás familiares por su apoyo incondicional.

Quiero dedicar también este logro a una persona que llegó a mi vida para dejar huella y grabarse en ella profundamente, Alied Yaritza quien me llenó de alegría y compañía durante estos largos años, y quien me mostró su apoyo incondicional durante los momentos de lucha y de dificultad, y quien hizo aún mas grandes mis momentos de triunfo y alegría, Te amo.

A mis grandes amigos, saltarin-a, libis, stefann-ia, miguel, carito, natha, chiwi, tame, motas, diego k, huggies, lucky Javier, laura, kevin, jhonatan, Kelly, carolina, samir, tomas, jose v, milena, melina a quienes siempre tendré presente y tendrán lugar en mi corazón.

DIEGO.

CONTENIDO

INTRODUCCION	18
1. GENERALIDADES DE GEOMECANICA Y ESTABILIDAD DE POZO.	19
1.1 Geomecánica.	19
1.2 Estabilidad de pozo.	20
1.3. Factores que afectan la estabilidad de pozo.	23
2. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.	25
2.1. Esfuerzo	25
2.1.1. Tensor de esfuerzos.....	26
2.2. Deformación	32
2.2.1. Deformación longitudinal:.....	32
2.2.3. Relación de Poisson (ν).	33
2.2.4. Deformación de corte.	33
2.2.5. Tensor de deformaciones.....	33
2.3. Elasticidad	35
2.3.1. Modulo de Young (E).	35
2.3.2. Tipos de elasticidad:.....	36
2.4. Poroelasticidad	37
2.4.1. Constante poroelástica de Biot:	39
2.5. Esfuerzo efectivo:	39
2.6. Esfuerzos totales in situ	40
2.6.1. Transformación de un sistema de coordenadas globales a un sistema de Coordenadas locales in situ para un pozo con una inclinación y un azimut.	41
2.6.2. Transformación coordenadas locales in situ a un sistema de coordenadas cilíndricas para un pozo con inclinación y azimut.	50
2.7. Criterios de falla	53
2.7.1. Circulo de Mohr.....	53
2.7.2. Criterio de falla Mohr Coloumb.....	57
3. FACTORES QUE DEFINEN UNA VENTANA SEGURA DE LODO	62
3.1. Presión de sobrecarga.	62
3.2. Presión de poro.	63

3.3.	Presión de colapso.	65
3.4.	Esfuerzo horizontal mínimo.	66
3.5.	Presión de fractura.	67
4.	CAUSAS DE SOBREPRESIÓN.	70
4.1.	Efectos deposicionales.	71
4.1.1.	Subcompactación de los shales	71
4.1.2.	Procesos diagenéticos.	73
4.1.3.	Efectos tectónicos.	74
4.2.	Causas estructurales.	76
4.2.1.	Estructura del yacimiento.	76
4.2.2.	Nivel piezométrico o freático de fluido.	76
4.2.	Efectos térmicos	78
4.2.1.	Transformación de la materia orgánica.	78
4.2.2.	Efectos acuatermales.	79
5.	Métodos de determinación de los factores críticos que definen una ventana segura de lodo.	80
5.1.	Esfuerzo vertical.	80
5.1.1.	Determinación del esfuerzo vertical por medio de la gráfica de Eaton.	80
5.1.2.	Determinación del esfuerzo vertical por medio del registro bult density.	81
5.2.	Presión de colapso.	81
5.2.1.	Falla por colapso en un pozo isotrópico y con pared de hueco permeable.	81
5.2.2.	Falla por colapso en un pozo, con anisotropía y con pared de hueco permeable.	82
5.2.3.	Falla por colapso en un pozo desviado, con anisotropía y con pared de hueco permeable.	83
5.3.	Presión de poro.	84
5.3.1.	Método de la Profundidad Equivalente.	84
5.3.2.	Método de Eaton	86
5.4.	Esfuerzo horizontal mínimo.	92
5.4.1.	Determinación del esfuerzo horizontal mínimo por medio de ELOT.	92

5.4.2.	Determinación del esfuerzo mínimo horizontal por medio de la correlación de Breckels y Van Eekelen.	94
5.4.3.	Determinación del esfuerzo mínimo horizontal por medio de la ecuación de Eaton.....	94
5.5.	Presión de fractura.	96
5.5.1	Presión de fractura para pozo vertical.....	96
5.5.2.	Presión de fractura para pozo desviado.....	97
5.5.3.	Resistencia Tensil (To).....	97
6.	DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CALCULO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE DEFINEN UNA VENTANA SEGURA DE LODO.	99
6.1.	Presión de Sobrecarga.....	104
6.2.	Presión de Poro.	107
6.3.	Esfuerzo Horizontal Mínimo.....	116
6.4.	Presión de Fractura.	122
6.5.	Presión de Colapso.	127
6.6.	Ventana de lodo.	129
7.	CASO APLICADO	130
7.1.	Inclinación y azimut del caso aplicado:.....	131
7.2.	Gradiente de sobrecarga:	131
7.3.	Gradiente de presión de poro:.....	132
7.4.	Gradiente de esfuerzo mínimo	134
7.5.	Gradiente de presión de fractura.....	135
7.6.	Presión de colapso.....	136
7.7.	Ventana de lodo caso aplicado.	136
7.8.	Estado mecánico pozo caso aplicado:	138
	CONCLUSIONES	139
	BIBLIOGRAFIA	140

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Brocas usadas en la perforación del pozo caso aplicado.	130
Tabla 2. BHA usado en la perforacion del caso aplicado.....	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modificación del campo de esfuerzos por efecto de la perforación.	21
Figura 2. Ventana Operacional de Lodo Básica. Modificado de: Manual de Well Control, Eni Formazione. Petrex Saipem Group.	23
Figura 3. Factores que afectan la estabilidad del pozo.	23
Figura 4. Esfuerzo normal y esfuerzo de corte. Fuente: Los autores.....	26
Figura 5. Fuerzas normales a los planos.	27
Figura 6. Tensor de esfuerzos.	27
Figura 7. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones. Fuente: los autores.	29
Figura 8. Equilibrio de fuerzas en un triángulo.....	30
Figura 9. Deformación longitudinal en tres dimensiones.	34
Figura 10. Deformación de corte en los tres planos principales.....	34
Figura 11. Deformación.	36
Figura 12. Tipos de elasticidad.	37
Figura 13. Deformación de fluido y roca.	38
Figura 14. Esfuerzo efectivo.	40
Figura 15. Esfuerzos principales.....	41
Figura 16. Rotación del sistema coordenado global.	42
Figura 17. Primera rotación.	42
Figura 18. Triángulo ABC primera rotación.....	43
Figura 19. Balance de fuerzas en triángulo ABC.	43
Figura 20. Triángulo AED primera rotación.....	45
Figura 21. Balance de fuerzas en triángulo AED..	45
Figura 22. Segunda rotación.....	46
Figura 23. Triángulo FGH segunda rotación.	47
Figura 24. Balance de fuerzas, triángulo FGH.....	47
Figura 25. Triángulo FIJ segunda rotación..	48
Figura 26. Balance de fuerzas, triángulo FIJ.	49
Figura 27. Análisis de Esfuerzos perpendiculares a Y antes de la segunda rotación.	50
Figura 28. Representación de fuerzas.	53
Figura 29. Descomposición de fuerzas en fuerzas normales y de cizalladura.	54
Figura 30. Circulo de Mohr.	56
Figura 31. Diferentes tipos de esfuerzos representados en el círculo de Mohr.	57
Figura 32. Relación σ_N vs t_s	58
Figura 33. Envolvente de falla de Mohr Coulomb lineal.....	58
Figura 34. . Intercepción línea envolvente de falla con círculo de Mohr.....	59
Figura 35. Deformación del pozo asumiendo $p_c > P_p$	62
Figura 36. Presión de Poro.	64
Figura 37. Falla por colapso.	66
Figura 38. Brekouts y fracturas en el pozo.	67

Figura 39. Ocurrencia de fractura en la formación por vencimiento de la presión de fractura.....	69
Figura 40. Secuencia normal de compactación de los shales.	71
Figura 41. Efectos diagenéticos de las arcillas..	74
Figura 42. Sobrepresión por plegamiento.....	75
Figura 43. Nivel freático.....	77
Figura 44. Craqueo del kerógeno a hidrocarburo.	78
Figura 45. Variación del esfuerzo vertical con la profundidad según Eaton..	81
Figura 46. Profundidad equivalente de deposición.	86
Figura 47. Efecto del WOB en la ROP.....	89
Figura 48. Relación entre la ROP y RPM como función de la dureza de la formación.....	90
Figura 49. Relación entre el desgaste de la broca y la ROP.	91
Figura 50. Prueba ELOT.....	93
Figura 51. Relación de Poisson, propuesta por Eaton.....	95
Figura 52. Panel Inicial de M&D Mud Weight Window.....	102
Figura 53. Ingreso de inclinaciones y azimut del pozo.....	103
Figura 54. Panel general Pozo Vertical.....	103
Figura 55. Pantalla Principal Presión de Sobrecarga.....	104
Figura 56. Importación de datos de Presión de Sobrecarga.....	105
Figura 57. Importación de datos de densidad.....	106
Figura 58. Cálculo de Gradiente de Sobrecarga a Partir de Datos de Densidad.....	106
Figura 59. Selección de datos de gradiente de Sobrecarga según Eaton. .	107
Figura 60. Pestaña Principal Presión de poro.....	107
Figura 61. Estimación con Ecuaciones de Eaton para cálculo de Presión de Poro.	108
Figura 62. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y de ECD.....	108
Figura 63. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y de APL.	109
Figura 64. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y densidad de lodo.....	110
Figura 65. Opciones para cálculo de Presión de Poro a partir de datos de exponente d.	110
Figura 66. Cálculo de Presión de Poro a partir de datos de exponente dc.	111
Figura 67. Importación de datos correcta para cálculo de Presión de Poro por método de Eaton.....	112
Figura 68. Selección de Inicio de Tendencia.	113
Figura 69. Selección de Punto de Inflexión y Cálculo de Presión de Poro.	114
Figura 70. Presión de Poro por Método de Eaton y Datos de Registro Resistivo.	115
Figura 71. Presión de Poro por Método de Eaton y Datos de Registro Sónico.	116
Figura 72. Pestaña Principal Esfuerzo Horizontal Mínimo.	116

Figura 73. Importación de Datos de Gradiente de Esfuerzo Mínimo.	117
Figura 74. Métodos para Cálculo de Gradiente de Esfuerzo Mínimo.....	118
Figura 75. Cálculo de Gradiente de Esfuerzo Mínimo por Datos de LOT. ...	119
Figura 76. Ingreso de Datos de Relación de Poisson.....	120
Figura 77. Estimación de Relación de Poisson para Profundidades de Referencia.....	121
Figura 78. Relación de Poisson a Partir de Registro Sónico Dipolar.	122
Figura 79. Relación de Poisson a Partir de Datos Sísmicos.....	122
Figura 80. Presión de Fractura, opción de importación.	123
Figura 81. Importación de datos de esfuerzo horizontal máximo.....	124
Figura 82. Importación del coeficiente de Biot.	125
Figura 83 Importación compresibilidades de la roca.....	125
Figura 84. Importación de datos de To.	126
Figura 85. Importación de UCS vs Profundidad.....	127
Figura 86. Presión de colapso, opción de importación.	127
Figura 87. Importación de valores de compresibilidad uniaxial.....	128
Figura 88. Ingreso de ángulo de fricción interna.	128
Figura 89. No es posible calcular presión de colapso.....	129
Figura 90. Ventana de lodo.....	129
Figura 91. Inclinación y azimut caso aplicado.....	131
Figura 92. Gradiente de sobrecarga (psi/ft) caso aplicado.	132
Figura 93. Ingreso parámetros de perforación para caso aplicado.	133
Figura 94. Exponente dc caso aplicado.	134
Figura 95. Esfuerzo horizontal mínimo, caso aplicado.....	134
Figura 96. Gradiente de presión de fractura.	136
Figura 97. Ventana de lodo caso aplicado.....	137
Figura 98. Estado mecánico pozo caso aplicado.....	138

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES CRÍTICOS QUE DEFINEN UNA VENTANA SEGURA DE LODO.*

AUTORES:

Diego Armando Gómez Mosquera
Miquel Ángel Bernal Cristancho.

PALABRAS CLAVES: Ventana de Lodo, herramienta software, presión de poro, presión de colapso, presión de fractura, esfuerzo horizontal mínimo.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la complejidad de la operación de perforación y la creciente necesidad del desarrollo de una caracterización completa que permita asegurar la integridad del pozo y por consiguiente una reducción de costos, diferentes autores e investigadores han enfocado sus esfuerzos en el desarrollo de métodos que permitan calcular aquellos parámetros críticos que definen una ventana segura de lodo como son la presión de colapso, la presión de poro, el esfuerzo horizontal mínimo y la presión de fractura, los cuales resultan de vital importancia a la hora de desarrollar una operación segura, garantizando de esta forma la estabilidad de un pozo en desarrollo. Al momento de realizar la planeación de un proyecto se hace necesario disponer de una buena fuente de datos que permitan el cálculo de una ventana de lodo segura y en el mismo sentido generar una medida de control para contrarrestar posibles presiones anormales en el pozo. Por lo cual es necesario realizar una buena formulación del fluido de perforación, el cual es sin duda el principal método de control durante el desarrollo de la perforación. Teniendo en cuenta lo anterior y en busca de optimizar los tiempos de cálculo de una ventana segura de lodo se ha optado por dirigir este proyecto hacia el desarrollo de una herramienta software que integre los métodos mas utilizados alrededor del mundo para dicho propósito, y que además brinde una gran versatilidad, facilidad e interactividad a la hora de su implementación.

* Trabajo de grado

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A SOFTWARE TOOL FOR THE CALCULATION OF THE CRITICAL FACTORS THAT DEFINE A SAFE MUD WINDOW.

AUTHORS:

Diego Armando Gomez Mosquera

Miguel Angel Bernal Cristancho.

KEYWORDS: Mud Window, software tool, pore pressure, collapse pressure, fracture pressure, minimum horizontal stress.

DESCRIPTION:

Due to the complexity of the drilling operation and the growing need to develop a complete characterization that would ensure the integrity of the well and therefore a reduction of costs, different authors and researchers have focused their efforts on the development of methods for calculating those critical parameters that define a safe mud window such as the collapse pressure, pore pressure, the minimum horizontal stress and fracture pressure, which are of vital importance in developing a safe operation, and in this way ensuring the stability of a developing well.

At the time of planning a new project it is necessary to have a good data source to calculate a safe mud window and in the same way to generate a way control to create an optimum balance for any possible abnormal pressures in the well. Therefore it is necessary to make a good formulation of the drilling fluid, which is undoubtedly the main control method for development drilling. Taking in consideration the above exposed and looking for the optimization of the calculation time of a safe mud window have opted for lead this project to develop a software tool that integrates the methods most used around the world for that purpose, and moreover to provide greater versatility, ease and a great grade of interactivity at the time of its implementation.

INTRODUCCION

Durante las distintas fases de la creación de un proyecto de explotación de un campo se realizan diversas actividades como lo son la planeación, realización y operación de un pozo, a medida que transcurre el desarrollo de las mismas las compañías buscan reducir al mínimo la incertidumbre de éxito del proyecto.

La estimación de una ventana operacional segura de lodo juega un papel importante en el desarrollo de las actividades antes mencionadas, ya que en fase de planeación da una idea de los parámetros que se deben seguir para la realización del pozo, como lo es el peso del lodo para contrarrestar los posibles problemas de sobre-presionamiento de las formaciones y el colapso del pozo, principal, cuidando también no sobrepasar la resistencia máxima de la formación evitando así la fractura de la misma a causa del peso de la columna hidrostática.

Durante la etapa de perforación el buen diseño del peso del lodo jugará un papel importante en la economía del proyecto ya que la presión hidrostática del lodo es el método de control primario del pozo, por tanto en la etapa de planeación es necesario implementar los métodos más confiables para estimar una ventana operacional segura de lodo.

De igual manera las empresas operadoras y las empresas prestadoras de servicio en las etapas posteriores a la perforación requieren una reducción de la incertidumbre sobre el valor de la presión de poro y de fractura para garantizar éxito de operaciones como completamiento, producción y trabajos de workover.

El objetivo de este trabajo de grado es desarrollar una herramienta software con la cual para el usuario pueda, siguiendo un procedimiento lógico definir una ventana segura de lodo, contando con la descripción y explicación de distintos métodos y diferentes técnicas disponibles, todo ello con la finalidad de reducir la incertidumbre a la hora de evaluar el éxito de las operaciones.

1. GENERALIDADES DE GEOMECANICA Y ESTABILIDAD DE POZO.

1.1 Geomecánica.

A medida que se ha avanzado tecnológicamente y la demanda de combustibles ha incrementado la industria de los hidrocarburos se ha visto en la necesidad de evolucionar y llegar a tener que buscar reservas a profundidades cada vez mayores, en lugares de acceso cada vez más difícil y a realizar configuraciones y trayectorias de perforaciones cada vez más exigentes. Dada la dificultad de las operaciones, los riesgos implicados en el proceso y la necesidad de aumentar el porcentaje de éxito la industria de hidrocarburos ha recurrido al apoyo de disciplinas de otras áreas como lo es el caso de la geomecánica cuya aplicación se presentó inicialmente en la industria civil como un apoyo invaluable a la hora del desarrollo de grandes estructuras.

La geomecánica estudia a grandes rasgos la respuesta del suelo ante una modificación del campo de esfuerzos, así mismo busca predecir el campo de esfuerzos al cual se encuentran sometidas las formaciones para tomar las contingencias pertinentes y reducir la incertidumbre de los procesos. A través de la geomecánica se estudian diferentes procesos como lo son la compactación y subsidencia del suelo, cambios en la permeabilidad, reactivación de fallas y entre otros.

Dentro de la ingeniería de petróleo la geomecánica se divide en varias ramas las cuales ayudan a profundizar en el estudio de problemas específicos con el fin de mejorar la eficiencia de las operaciones desde diferentes enfoques lo cual da un mayor sustento al porcentaje de éxito de las mismas, dentro de las distintas ramas de la geomecánica se encuentran las siguientes:

- ❖ Predicción y análisis de campo de esfuerzos.
- ❖ Predicción, manejo y/o remediación de la producción de arena.
- ❖ Predicción y control de presión de poro.
- ❖ Predicción y control de estabilidad de pozo.
- ❖ Identificación de zonas críticas y optimización de trayectorias de pozo.
- ❖ Mecánica de rocas.
- ❖ Fracturamiento hidráulico.

La buena caracterización del yacimiento representa un aporte de gran valor para predecir los posibles inconvenientes que se puedan presentar durante la perforación evitando de esta manera causar daños a la formación y evitar la desestabilización del pozo que puede resultar

afectando la etapa de producción; además de ese gran aporte la buena caracterización va a resultar en pieza clave para futuras intervenciones que se le puedan realizar al pozo, como es el caso de procesos de estimulación, fracturamientos o side-tracks entre otros.

1.2 Estabilidad de pozo.

Al momento de realizar la perforación de un pozo se pueden presentar problemas sustanciales, esto es debido a la inestabilidad de las formaciones que se atraviesan durante la perforación lo que puede ocurrir en todo tipo de pozos, desde verticales a horizontales en cualquier zona del mundo. Los problemas suscitados por efecto de la inestabilidad se encuentran altamente asociados a formaciones tipo shales perforadas durante la construcción de agujero y pueden llegar a generar pérdidas de tiempo, herramientas e incluso pérdida total de un proyecto. Cuando los esfuerzos de la formación exceden la resistencia mecánica de la roca en zonas cercanas a la cara del pozo puede haber ocurrencia de inestabilidad, es por ello que se hace necesario hacer un balance entre los esfuerzos y la resistencia de la roca, este balance debe ser compensado por el fluido de perforación y se debe mantener durante el proceso de construcción del pozo procurando siempre una adecuada formulación de fluidos de perforación, pesos del lodo, trayectorias del pozo, prácticas de perforación y viajes de tuberías.

El estudio de la estabilidad de pozo está enfocada a la prevención a la prevención de la ocurrencia de fallas o fracturas en el agujero perforado, así mismo como la deformación plástica de las rocas que se encuentran en exposición directa a la pared del hoyo de la perforación como resultado de la modificación del campo de esfuerzos de las distintas formaciones o como resultado de la alteración del balance químico.

Las rocas que conforman las distintas formaciones se encuentran sometidas a un campo de esfuerzos aportado por las formaciones suprayacentes y las rocas adyacentes pertenecientes a la misma formación, así mismo cada roca se encuentra bajo la acción de factores químicos presentes en el suelo, es decir, que una formación que no ha sido sometida a una modificación o que no ha sido intervenida por una perforación, se encuentra en un balance mecánico y un balance químico, lo cual le brinda cierta integridad manteniendo las rocas en un estado de estabilidad. A medida que se produce la perforación, por efecto de la misma las rocas que son atravesadas en el proceso experimentan un cambio en la magnitud del campo de esfuerzos, es decir, se presenta una variación en los esfuerzos de corte, compresión y tensión a la los que están sometidas, lo cual es debido a que las rocas en la pared del pozo siguen soportando los esfuerzos de las rocas adyacentes pero presentan

una disminución en el esfuerzo que soportaban desde el centro del pozo hacia la pared, el cual sería nulo si no se tuviera el fluido de control utilizado en la perforación, la roca ubicada alrededor del pozo debe soportar la carga que previamente era tomada por la roca removida, como resultado el pozo produce un incremento en el estado de esfuerzos alrededor del mismo, el cual se conoce como concentración de esfuerzos, sí la roca no es suficientemente fuerte el pozo fallará.

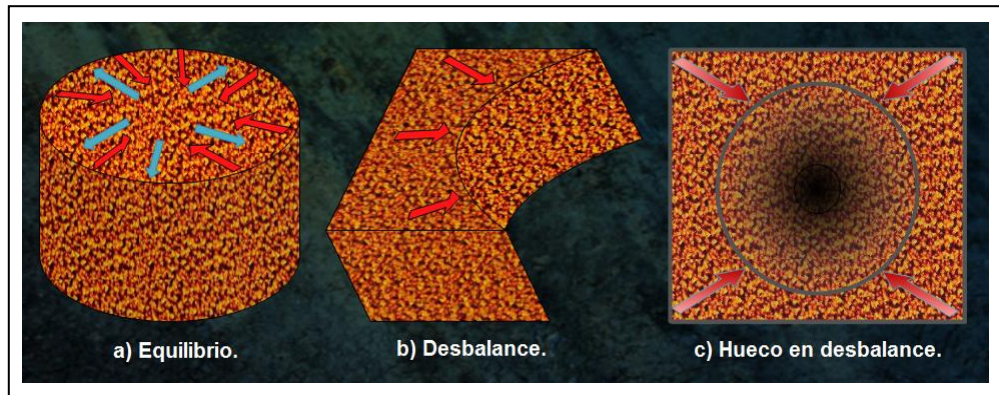


Figura 1. Modificación del campo de esfuerzos por efecto de la perforación. Fuente: Los Autores.

La figura 1, a) muestra el estado de equilibrio en que se encuentra una determinada formación antes de ser perforada, los esfuerzos hacia las rocas que serán atravesadas se contrarrestan con los que estas rocas aportan en contraposición, la parte b) muestra que una vez retiradas las rocas perforadas aún se tienen los esfuerzos aportados por la formación, en la parte c) se pueden apreciar los esfuerzos que provienen de las rocas adyacentes hacia la cara del pozo, es en este punto donde el diseño del lodo de perforación juega un papel importante a la hora de equiparar los esfuerzos y garantizar la estabilidad del pozo.

Además de lo anterior cuando se realiza la perforación el lodo implementado presenta ciertas características dadas por su preparación en superficie, éste dentro de su composición química puede tener compuestos que podrían reaccionar con aquellos presentes en la formación causando una desestabilización química de las rocas, así mismo teniendo en cuenta las propiedades del cemento que une los granos de las rocas es posible que por acción física se produzca una disolución del cemento en el fluido de perforación causando así que los granos queden sueltos y por efecto de los esfuerzos a los que se encuentran sometidas las rocas la pared del pozo experimente una deformación, un claro ejemplo de esto lo constituyen las formaciones que su cemento cuenta con gran contenido de sal, si el fluido de perforación

posee una alta diferencia de salinidad por debajo de la de la formación, se va a presentar una disolución de la sal causando pérdida de la estabilidad en la cara del pozo y ocasionando posibles problemas de circulación por falta de capacidad del lodo para retener y evacuar la cantidad de sólidos en suspensión.

La estabilidad de pozo constituye una de las ramas más importantes de la geomecánica dado que de la integridad del hueco perforado va a depender el futuro de cualquier prospecto. Uno de los parámetros más importantes a la hora de realizar la perforación es el lodo usado en la misma, este constituye además del método de control de presiones primario, un factor clave a la hora de garantizar la estabilidad del pozo.

Para optimizar el peso del lodo que debe ser utilizado según se avanza en la perforación del pozo es necesario realizar una buena predicción de la presión de poro, esta presión es aquella que aporta el fluido que se encuentra en los intersticios de la roca, este fluido se encuentra presionado por el aprisionamiento dentro de los espacios porales que soportan el peso de la formaciones supra-yacentes. A la hora de perforar se debe tener en cuenta que al modificar el campo de esfuerzos de la formación es posible que el peso del lodo no sea capaz de igualar la presión de poro o no sea lo suficientemente cercana a esta como para poder contrarrestarla, en este caso la formación empieza a aportar fluido al pozo lo que constituye un problema operacional dado conocido como patada (kick). Si el peso del lodo supera en un alto rango la presión de poro es posible que la formación empiece a “tomar” fluido de perforación y si el peso es lo suficientemente grande respecto de la presión de poro es posible que las formaciones sean fracturadas y el fluido se pierda hacia ellas. Cuando se produce la pérdida de fluido hacia la formación además de poder estar fracturada ésta, al haber pérdida de columna hidrostática es posible que la presión de poro de formaciones que se encuentran adyacentes superen el esfuerzo aportado por el lodo y empiecen a aportar fluido hacia el pozo el cual deberá ser evacuado luego.

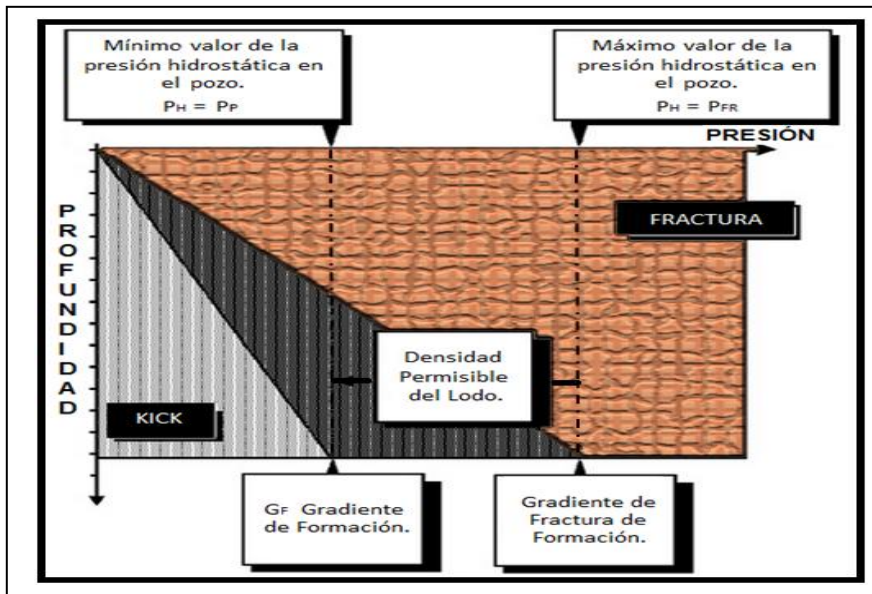


Figura 2. Ventana Operacional de Lodo Básica. Fuente: Modificado de Manual de Well Control, Eni Formazione. Petrex Saipem Group.

1.3. Factores que afectan la estabilidad de pozo.

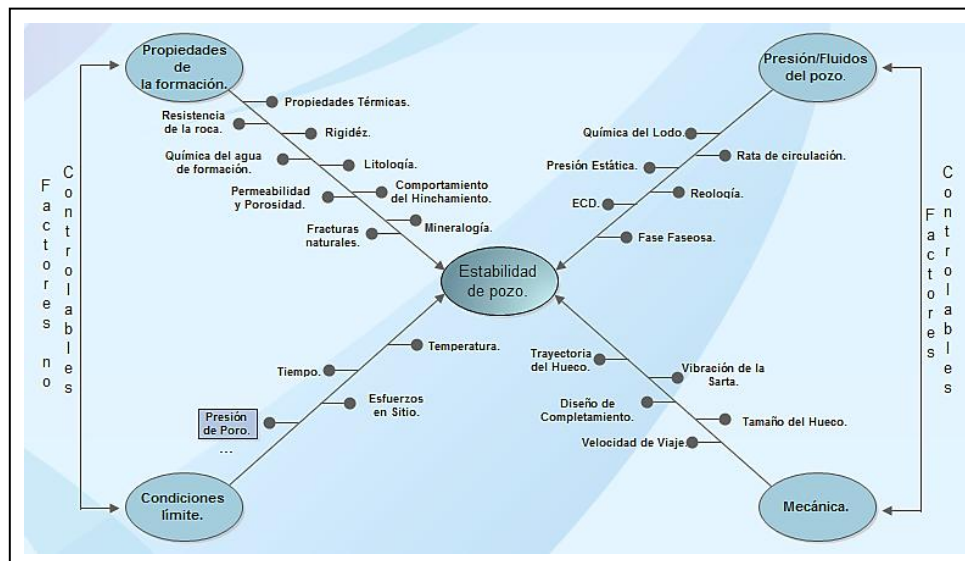


Figura 3. Factores que afectan la estabilidad del pozo. Fuente: Modificado de McLELLAN et al., (1999).

La inestabilidad de pozo se manifiesta en diferentes maneras como puede ser el empaquetamiento, escariación, overpull, aumento de torque y arrastre, lo cual algunas veces conduce a una pega de tubería que finalmente puede llegar a requerir un taponamiento y realización de side tracks. Esto requiere

tiempo adicional para la perforación del pozo, conduciendo a un aumento significativo en los costos del desarrollo del reservorio. (M.A. Mohiuddin 2007).

La perforación de un pozo calibrado es una interacción de dos tipos de factores: no controlables y controlables. Los factores no controlables incluyen los esfuerzos in situ, resistencia de las rocas, presión de poro y química de la roca y agua de formación, entre otros. Por su parte los factores controlables incluyen la trayectoria del pozo, el azimut e inclinación, y entre otros, el peso del lodo, resultando este último en el alma del proceso de construcción del agujero.

Los factores controlables son altamente dependientes del comportamiento mecánico de la roca. Por ejemplo, de acuerdo con la literatura de mecánica de rocas es bien conocido que el cambio en el peso del lodo con el ángulo de inclinación depende de los esfuerzos in situ, si la anisotropía de la roca es considerada despreciable. Si se cuenta con un régimen de esfuerzos normal, los pozos horizontales son más susceptibles a inestabilidades y por lo tanto la perforación se torna más difícil. El control en el peso del lodo juega un papel importante en el control de la inestabilidad con el ángulo de inclinación. (M.A. Mohiuddin 2007).

Por parte de los perforadores tradicionalmente el seguimiento empírico de “reglas de oro” constituye su metodología para la perforación en lugar de un seguimiento de principios mecánicos de mecánica de rocas, lo cual por desgracia resulta muchas veces en una falla del diseño del lodo y por consiguiente en problemas de estabilidad.

En general, La inestabilidad del pozo resulta ser una combinación de varios factores o presencia de más de un mecanismo de inestabilidad. Los pozos perforados en áreas geológicamente complejas pueden atravesar varias capas de rocas, las cuales presentan propiedades diferentes. Algunas capas pueden estar pobremente consolidadas, mientras otras pueden presentar rocas frágiles, fracturadas, o químicamente reactivas, constituyendo todo esto en un caso complejo a la hora de analizar la estabilidad del agujero a perforar. Una capa de rocas inestables con tendencia al colapso requiere de una densidad de lodo alta la cual constituya una compensación a la modificación del campo de esfuerzos, pero ese incremento en el peso del lodo puede significar un fracturamiento de formaciones adyacentes que presenten cierta fragilidad o una excitación en capas fracturadas por la invasión del fluido de perforación. Es importante señalar que no existe una sola solución a la hora de evaluar y remediar problemas de estabilidad, la decisión final varía para cada proyecto, donde incluso pueden existir diferentes planteamientos basados en una cuidadosa caracterización de las formaciones y optimización del peso del lodo.

2. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.

La importancia de la mecánica de rocas en la estabilidad de pozo, radica en que es importante conocer y predecir la respuesta de la roca a las diferentes cargas impuestas sobre ella, ya sea de tensión, compresión y cizalladura.

2.1. Esfuerzo.

El esfuerzo es definido como una fuerza ejercida sobre un área transversal, es muy comúnmente ver que en la mecánica de las rocas los esfuerzos compresivos son positivos, ya que la mayoría de esfuerzos existentes en la geología son compresivos.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (2.1)$$

Si se considera una fuerza, tal que esta fuerza no es perpendicular al plano al cual le ejerce fuerza, esta fuerza se podría descomponer en dos fuerzas, una fuerza normal al plano F_N y una fuerza paralela al plano F_s :

En la ecuaciones (3) y (4) se observa los esfuerzos propios de cada fuerza en donde σ_N es el esfuerzo normal y τ_s es el esfuerzo de corte. Por lo tanto en una superficie con inclinación θ existen dos tipos de esfuerzos, un esfuerzo normal que tiende a modificar el volumen, y un esfuerzo de corte que tiende a deformar el material.

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (2.2)$$

$$\tau_s = \frac{F_s}{A} \quad (2.3)$$

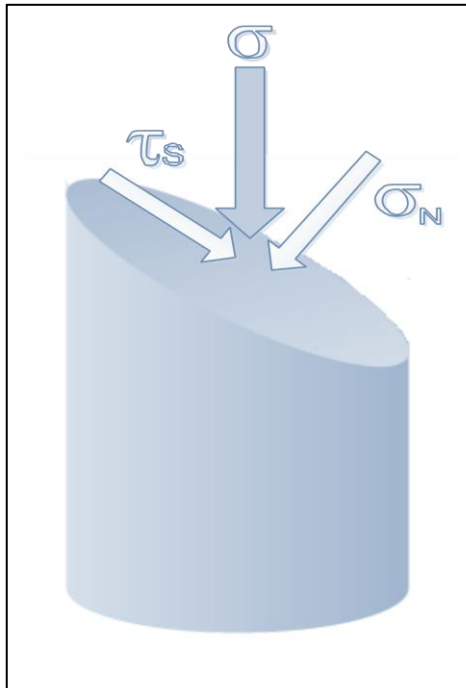


Figura 4. Esfuerzo normal y esfuerzo de corte. Fuente: Los autores.

2.1.1. Tensor de esfuerzos

Un tensor es definido por una magnitud, una dirección y un plano en el cual actúa, por tal razón un tensor de esfuerzos describe el estado de esfuerzos en un punto p .

Observando la Figura 5. Se pueden observar tres esfuerzos normales actuando sobre tres planos distintos; el σ_x actuando sobre el plano perpendicular al eje X , el σ_y actuando sobre el plano perpendicular al eje Y , y el σ_z actuando sobre el plano perpendicular al eje Z .

Para poder definir el tensor de esfuerzos, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en las tres direcciones ortogonales. Mirar Figura 6.

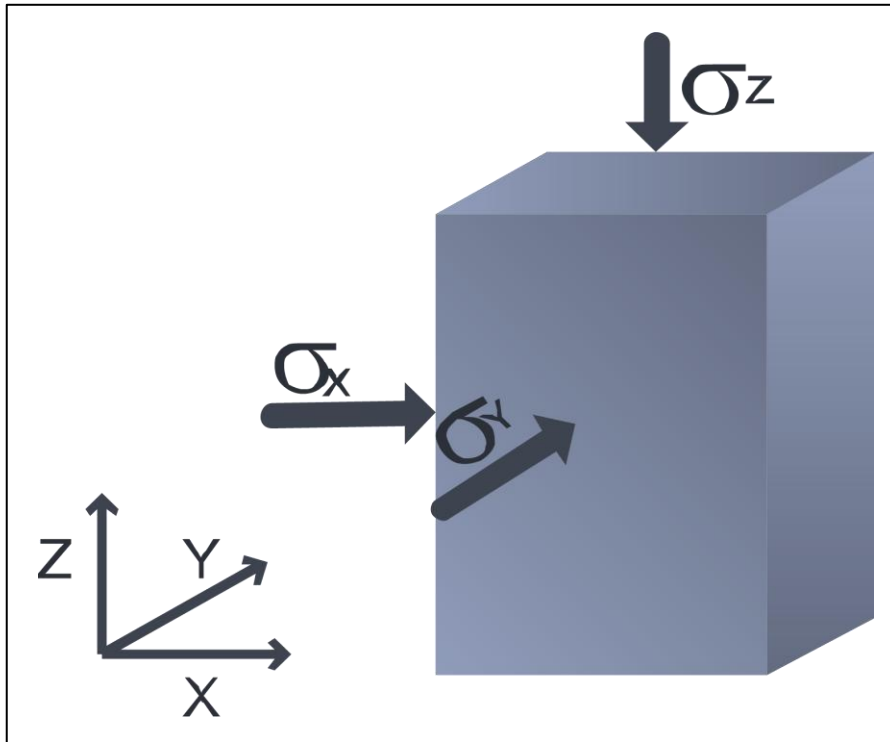


Figura 5. Fuerzas normales a los planos. Fuente: Los autores.

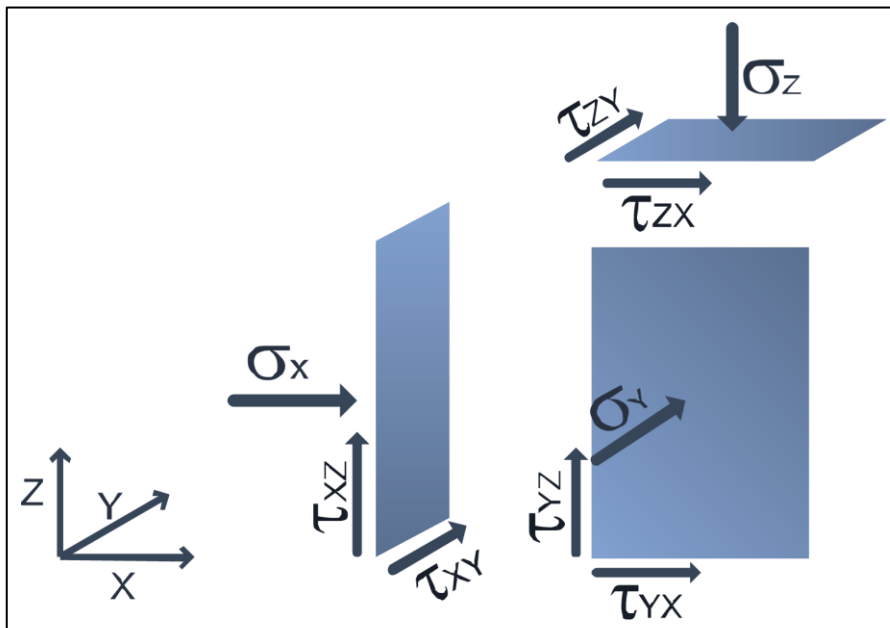


Figura 6. Tensor de esfuerzos. Fuente: Los autores.

Plano perpendicular al eje X:

Sobre este plano actúan tres esfuerzos; σ_x esfuerzo normal ejercido por una fuerza en dirección X, τ_{xz} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección Z, y τ_{xy} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección Y. En forma vectorial sería así:

$$(\sigma_x, \tau_{xy}, \tau_{xz})$$

Plano perpendicular al eje Y:

Sobre este plano actúan tres esfuerzos; τ_{yx} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección X, σ_y esfuerzo normal ejercido por una fuerza en dirección Y, τ_{yz} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección Z. En forma vectorial sería así:

$$(\tau_{yx}, \sigma_y, \tau_{yz})$$

Plano perpendicular al eje Z:

Sobre este actúan tres esfuerzos; τ_{zx} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección X, τ_{zy} esfuerzo de cizalla ejercido por una fuerza en dirección Y, y σ_z esfuerzo normal ejercido por una fuerza en dirección Z. En forma vectorial sería así:

$$(\tau_{zx}, \tau_{zy}, \sigma_z)$$

Agrupando los vectores, tenemos el tensor de esfuerzos:

$$\vec{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}$$

Tensor de esfuerzos en dos dimensiones:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} ; \tau_{xz} = \tau_{zx} ; \tau_{yz} = \tau_{zy}$$

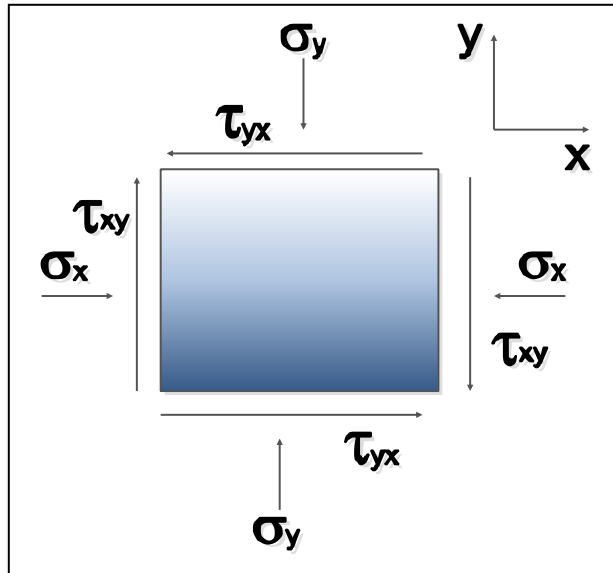


Figura 7. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones. Fuente: los autores.

El elemento en la Figura 8A muestra una roca a la cual se le está aplicando esfuerzos perpendiculares a sus caras y está en equilibrio, así que ninguna fuerza neta actúa sobre él. Por lo tanto en la dirección σ y τ existe equilibrio.

De la Figura 8B) se puede inferir que:

$$A_1 = A_3 \cos(\theta) \quad (2.4)$$

$$A_2 = A_3 \sin(\theta) \quad (2.5)$$

Analizando el equilibrio de fuerzas en el plano A3, (ver Figura 8C) en cuyo plano actúan dos vectores de fuerzas, en la dirección paralela y perpendicular al plano, dados por las direcciones σ , τ y están en equilibrio como se denotará en las siguientes ecuaciones:

$$\sigma A_3 = \tau_{XY} A_1 \sin(\theta) + \sigma_X A_1 \cos(\theta) + \sigma_Y A_2 \sin(\theta) + \tau_{YX} A_2 \cos(\theta) \quad (2.6)$$

$$\tau A_3 = \tau_{XY} A_1 \cos(\theta) - \sigma_X A_1 \sin(\theta) + \sigma_Y A_2 \cos(\theta) - \tau_{YX} A_2 \sin(\theta) \quad (2.7)$$

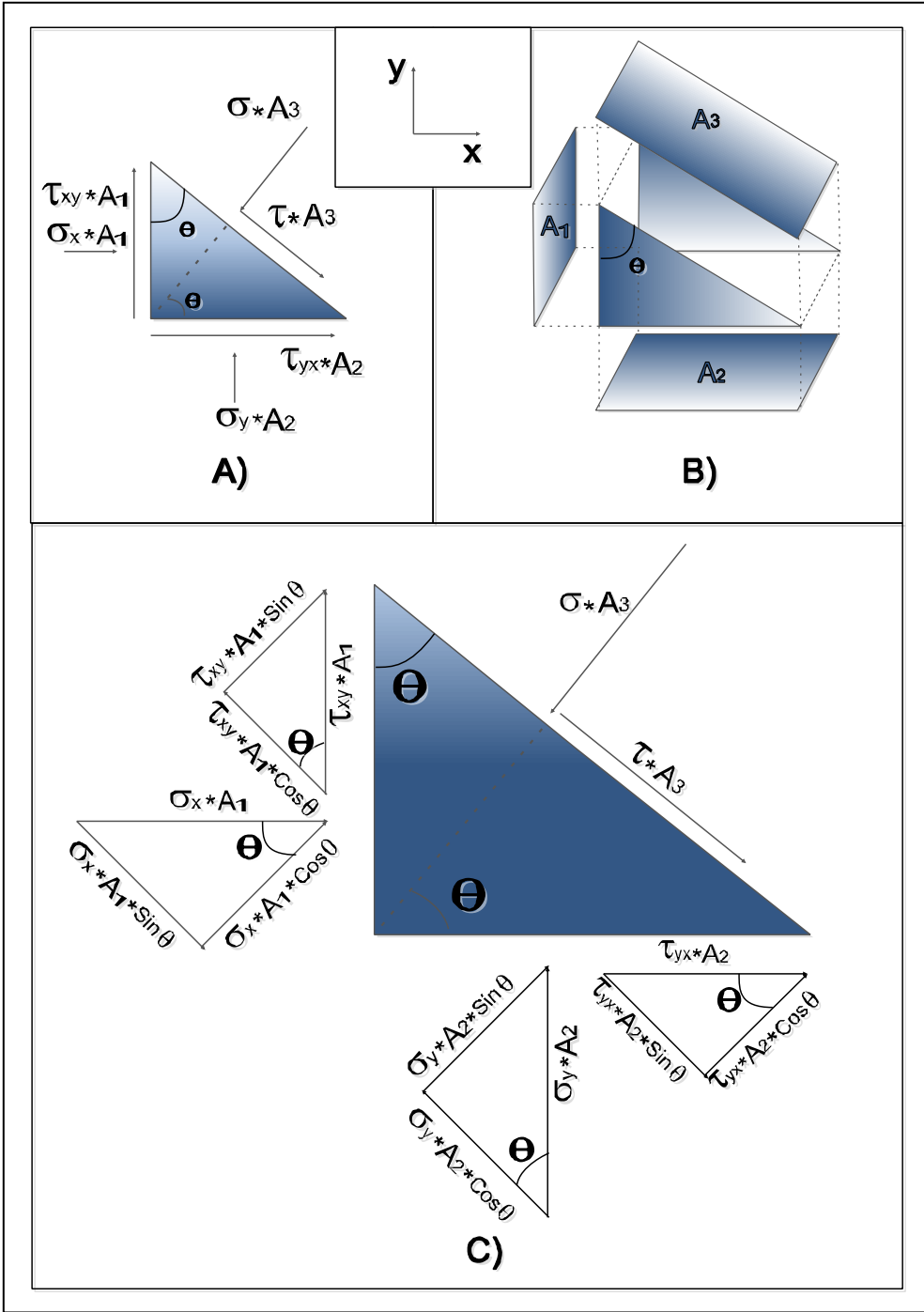


Figura 8. Equilibrio de fuerzas en un triángulo. Fuente: Modificado de Fjaer 2008.

Remplazando las ecuaciones (2.4) y (2.5) en las ecuaciones (2.6) y (2.7) respectivamente y sabiendo que $\tau_{XY} = \tau_{YX}$:

$$\sigma = \sigma_X \cos^2(\theta) + \sigma_Y \sin^2(\theta) + 2\tau_{XY} \sin(\theta) \cos(\theta) \quad (2.8)$$

$$\tau = \sigma_Y \sin(\theta) \cos(\theta) - \sigma_X \sin(\theta) \cos(\theta) + \tau_{XY} \cos^2(\theta) - \tau_{XY} \sin^2(\theta) \quad (2.9)$$

Aplicando identidades trigonométricas:

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_X + \sigma_Y) + \frac{1}{2}(\sigma_X - \sigma_Y) \cos(2\theta) + \tau_{XY} \sin(2\theta) \quad (2.10)$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_Y - \sigma_X) \sin(2\theta) + \tau_{XY} \cos(2\theta) \quad (2.11)$$

Mediante la elección adecuada de θ es posible lograr en la ecuación (2.11) que $\tau = 0$, Veamos que ocurre cuando esto sucede:

$$\tan(2\theta) = \frac{2\tau_{XY}}{\sigma_X - \sigma_Y} \quad (2.12)$$

Para la ecuación (2.12) existen dos soluciones, θ_1 y θ_2 . Las dos soluciones corresponden a dos direcciones para las cuales el esfuerzo de corte (τ_{XY}) desaparece, estas dos direcciones son llamados ejes principales de esfuerzo.

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_X + \sigma_Y) + \sqrt{\tau_{XY}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_X - \sigma_Y)^2} \quad (2.13)$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_X + \sigma_Y) - \sqrt{\tau_{XY}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_X - \sigma_Y)^2} \quad (2.14)$$

Las ecuaciones (2.13) y (2.14) resultan de reemplazar la ecuación (2.12) dentro de la ecuación (2.10), estas ecuaciones representan los esfuerzos normales σ_1 y σ_2 , los cuales son llamados los principales esfuerzos, donde $\sigma_1 \geq \sigma_2$ y σ_1 es ortogonal a σ_2 .

2.2. Deformación.

Es el cambio en el tamaño o forma de un cuerpo debido a esfuerzos internos producidos por una o más fuerzas aplicadas sobre el mismo. Como podemos ver en la Figura 11.

2.2.1. Deformación longitudinal:

Puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\varepsilon_X = \frac{(L_I - L_F)}{L_I} \quad (2.15)$$

Donde L_I es la longitud inicial, L_F es la longitud final y ε_X la deformación longitudinal.

2.2.2. Elongación lateral:

Al aplicar el esfuerzo σ en la Figura 7. Hay un incremento en el ancho D_F de la muestra;

$$\varepsilon_Y = \frac{(D_I - D_F)}{D_I} \quad (2.16)$$

Donde D_I es el diámetro inicial, D_F es el diámetro y ε_Y la elongación lateral.

Analizando la anterior ecuación se puede verificar que $D_F > D_I$ por lo tanto la elongación lateral lleva un signo negativo, y que así como el material sufre una elongación lateral paralela al eje Y, el material también sufrirá una elongación lateral paralela al eje Z (ε_Z).

ε_y : Elongación lateral paralela al eje Y.
 ε_z : Elongación lateral paralela al eje Z.

2.2.3. Relación de Poisson (ν).

Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos, esto quiere decir que un material que tenga $\nu=0$, es un material que no sufrirá elongación lateral.

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (2.17)$$

2.2.4. Deformación de corte.

La deformación de corte es generalmente expresada por el cambio en el ángulo (Ψ) entre dos direcciones generalmente ortogonales, el ángulo Ψ es positivo, cuando es el resultado de un fuerza compresiva y negativo cuando es resultado de un fuerza tensiva.

$$\Gamma = \frac{1}{2} \tan(\Psi) \quad (2.18)$$

2.2.5. Tensor de deformaciones.

Para entender el tensor de deformaciones debemos imaginarnos un cubo, el cual fue sometido a tres fuerzas normales F_{NX} , F_{NY} , F_{NZ}

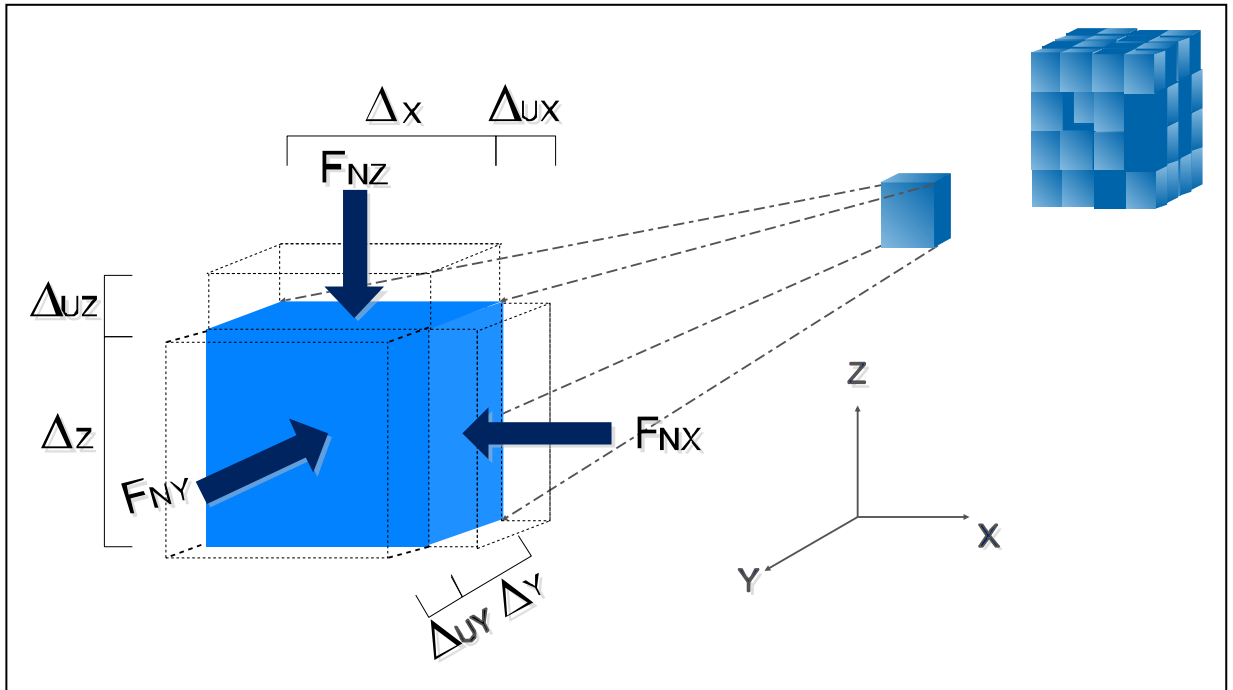


Figura 9. Deformación longitudinal en tres dimensiones. Fuente: Los autores.

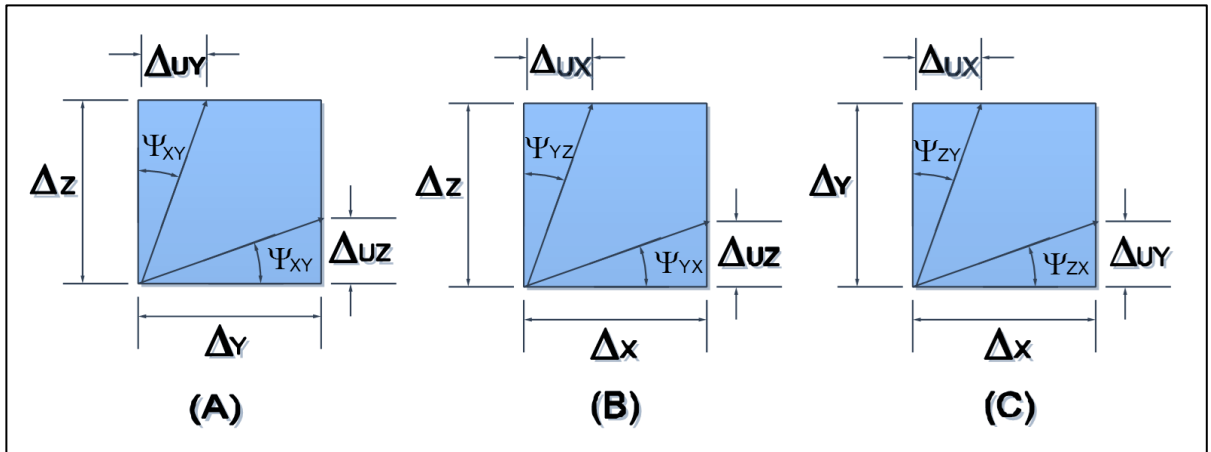


Figura 10. Deformación de corte en los tres planos principales. Fuente: Los autores.

- (A) Deformación de corte en el plano perpendicular a X.
- (B) Deformación de corte en el plano perpendicular a Y.
- (C) Deformación de corte en el plano perpendicular a Z.

Para poder definir el tensor de deformaciones, es necesario identificar las deformaciones relacionadas a las superficies orientadas en las tres direcciones ortogonales. (Ver Figura 7).

- ✓ Plano perpendicular al eje X:

La fuerza F_{NX} , genera una deformación longitudinal (ε_x), y dos deformaciones de corte; una en dirección de Y (Γ_{xy}), y otra en dirección de Z (Γ_{xz}).

$$(\varepsilon_x, \Gamma_{xy}, \Gamma_{xz})$$

- ✓ Plano perpendicular al eje Y:

La fuerza F_{NY} , genera una deformación longitudinal (ε_y), y dos deformaciones de corte; una en dirección de X (Γ_{yx}), y otra en dirección de Z (Γ_{yz}).

$$(\Gamma_{yx}, \varepsilon_y, \Gamma_{yz})$$

- ✓ Plano perpendicular al eje Z:

La fuerza F_{NZ} , genera una deformación longitudinal (ε_z), y dos deformaciones de corte; una en dirección de X (Γ_{zx}), y otra en dirección de Y (Γ_{zy}).

$$(\Gamma_{zx}, \Gamma_{zy}, \varepsilon_z)$$

Agrupando los vectores tenemos el tensor de deformación:

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_y & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix}$$

2.3. Elasticidad.

Es la habilidad de un material para resistir y recuperarse de una deformación producida por fuerzas externas, y es el principio inicial para el estudio de las propiedades mecánicas de las rocas. Muchas veces la teoría elástica de materiales sólidos no es suficientemente capaz de describir el comportamiento de las rocas, haciendo necesario incluir el concepto de poro-elasticidad. Las deformaciones elásticas de un material se presentan primero, posteriormente se presenta una deformación plástica y subsecuentemente la fractura del material.

2.3.1. Modulo de Young (E).

Es propio de cada material, y se define la capacidad de una roca a deformarse bajo un esfuerzo.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (2.19)$$

Donde:

σ : Esfuerzo aplicado.

E: Modulo de Young.

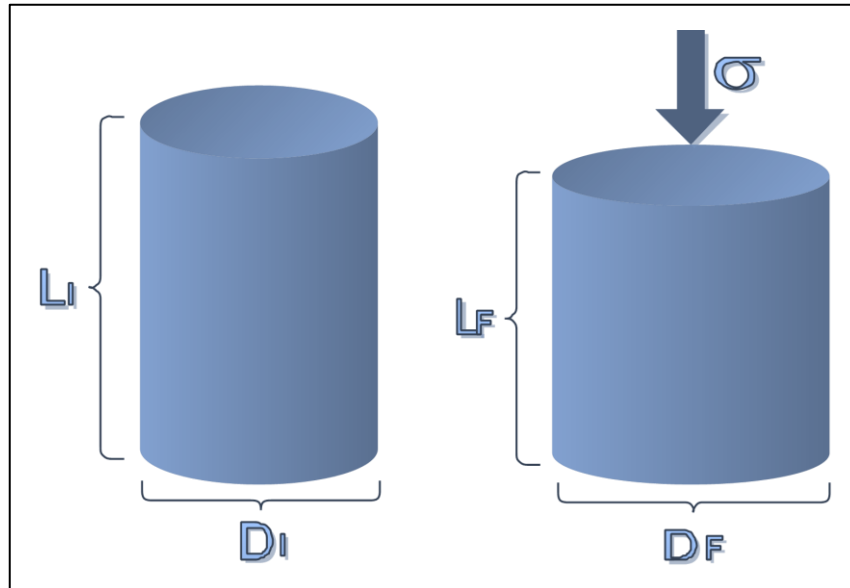


Figura 11. Deformación. Fuente: Los autores.

2.3.2. Tipos de elasticidad:

Una material al ser sometido a varios esfuerzos genera cambios en su estructura. Estos cambios han sido analizados con el fin de conocer cual es la respuesta de la muestra. Estas reacciones a los esfuerzos sometidos son conocidas como teoría de elasticidad lineal y no lineal.

✓ Teoría de elasticidad lineal

En esta teoría existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes, esta teoría fue introducida por Robert Hooke en 1676, quien estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación. Pero este comportamiento se da solo si los cambios en las fuerzas son pequeños.

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.20)$$

✓ Teoría de elasticidad no lineal

Si no existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes, el comportamiento obedecerá a una deformación descrita así:

$$\sigma = E_1\varepsilon + E_2\varepsilon^2 + E_3\varepsilon^3 + \dots$$

Recordando que σ y ε generalmente son tensores.

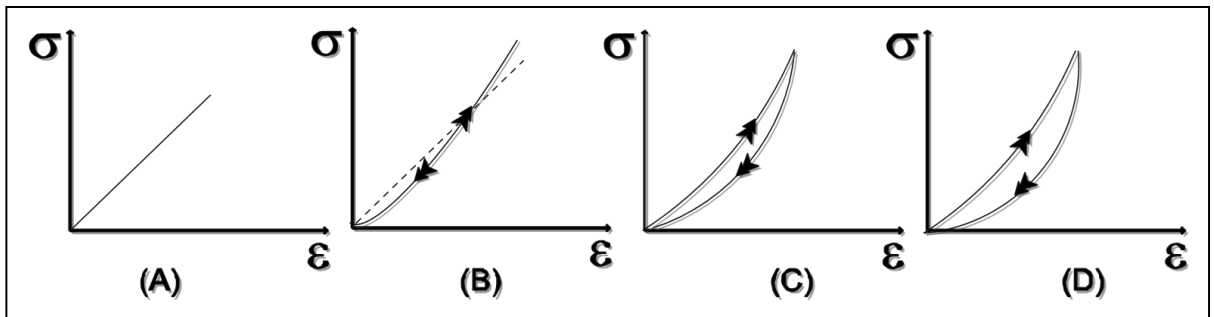


Figura 12. Tipos de elasticidad. Fuente: Reinel 2004.

- (A) Elasticidad lineal.
- (B) Elasticidad no lineal, material completamente elástico (carga igual a la descarga).
- (C) Elasticidad no lineal con un poco de histéresis, material con un proceso de carga diferente al de descarga (modulo de descarga diferente al de carga).
- (D) Elasticidad no lineal, material que ha sufrido una deformación irreversible.

2.4. Poroelasticidad.

En la teoría elástica de los materiales solidos, no es tenido en cuenta unas propiedades importantes para la ingeniería de yacimientos como lo es la porosidad y la permeabilidad, por tal razón un concepto adicional de poroelasticidad debe ser tenido en cuenta, tal comportamiento de un material rocoso, permeable y poroso es explicado por la teoría de Biot (1962).

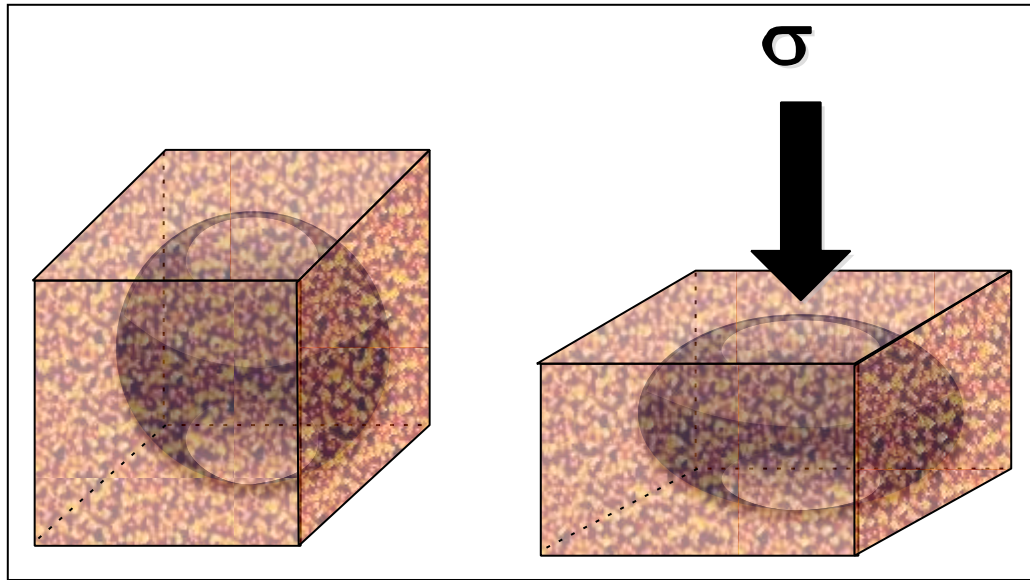


Figura 13. Deformación de fluido y roca. Fuente: Los autores

Observando la Figura 13. Se puede apreciar un medio poroso el cual ha sufrido una deformación debido a un esfuerzo normal (σ). En esta imagen, no solo el medio poroso se ha deformado, también el fluido que se encuentra en los intersticios de la roca sufre deformación.

$$\varepsilon_V = \frac{\sigma_p}{K_{eff}} \quad (2.21)$$

Donde K_{eff} es el coeficiente de elasticidad equivalente al fluido y el material poroso

$$\varepsilon_V = \frac{V_S \varepsilon_{V,S}}{V_{tot}} + \frac{V_f \varepsilon_{V,f}}{V_{tot}} \quad (2.22)$$

Sabiendo que:

$$\phi = \frac{V_f}{V_{tot}} \quad (2.23)$$

Se tiene que:

$$\varepsilon_V = (1 - \phi) \varepsilon_{V,S} + \phi \varepsilon_{V,f} \quad (2.24)$$

$$\varepsilon_V = (1 - \phi) \frac{\sigma_P}{K_s} + \phi \frac{\sigma_P}{K_f} \quad (2.25)$$

Donde el subíndice *s* significa sólido, y el subíndice *f* significa el fluido en los espacios porosos.

La anterior demostración, expresa la necesidad de tener en cuenta la deformación del fluido en el interior del medio poroso.

2.4.1. Constante poroelástica de Biot:

Esta constante esta dada en función de dos módulos elásticos que describen un medio de dos fases.

$$\alpha = \frac{C}{M} \quad (2.26)$$

Donde:

α : Constante poroelástica de Biot.

C : Modulo elástico que tiene en cuenta la deformación del sólido y el fluido.

M : Modulo elástico que caracteriza el fluido del poro.

También se puede determinar así:

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_{bc}} \quad (2.27)$$

Donde:

C_m : Compresibilidad de la matriz en la roca ó modulo total del esqueleto sólido.

C_{bc} : Compresibilidad total de la roca ó modulo total del sólido.

2.5. Esfuerzo efectivo:

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido por Terzaghi (1923). Para entender el concepto como tal de esfuerzo efectivo, es necesario imaginarse un medio poroso el cual esta siendo deformado por un esfuerzo normal (σ_p) y

en el cual el fluido dentro del espacio poroso se encuentra en una condición de no-desague, lo cual significa que no existe ningún flujo dentro o hacia afuera del espacio poroso, de tal manera que la compresión de la muestra (incluyendo el espacio poroso) debido al esfuerzo normal, causaran un incremento en la presión de poro.

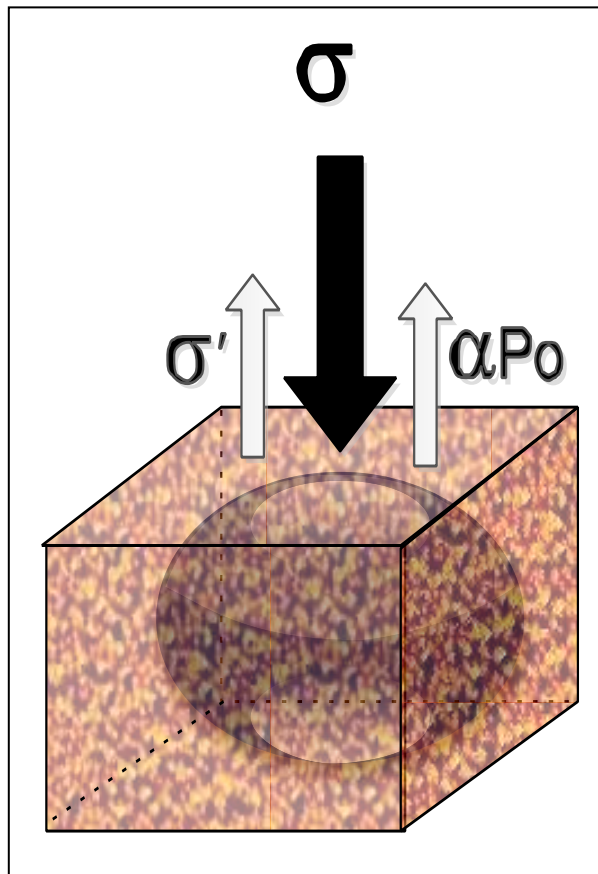


Figura 14. Esfuerzo efectivo. Fuente: Los autores.

Por lo tanto el esfuerzo efectivo de la matriz de la roca es igual a:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_o \quad (2.28)$$

2.6. Esfuerzos totales in situ.

Los esfuerzos que actúan dentro de la roca pueden ser definidos por tres componentes perpendiculares entre si, llamados esfuerzos principales.

Los esfuerzos principales pueden ser descritos usando tres esfuerzos totales en la roca y la presión de poro. Por lo general un eje de esfuerzo principal es vertical, de tal forma que se define el esfuerzo vertical σ_v , donde su magnitud es debida a la carga suprayacente de roca. Los otros dos esfuerzos principales, horizontal mínimo σ_h , y horizontal máximo σ_H , son perpendiculares a σ_v .

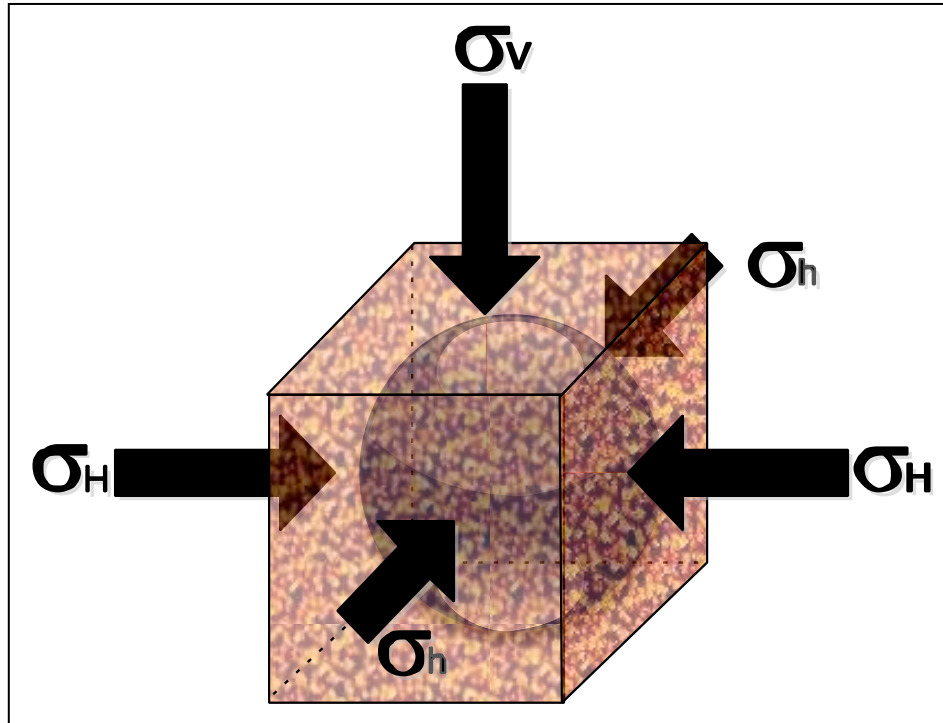


Figura 15. Esfuerzos principales. Fuente: Los autores.

2.6.1. Transformación de un sistema de coordenadas globales a un sistema de Coordenadas locales in situ para un pozo con una inclinación y un azimut.

Primero que todo se debe iniciar analizando un sistema de coordenadas globales (ver **Figura 16a.**), las cuales pueden ser consideradas en un pozo vertical. Pero analizando que en la actualidad se perforan pozos desviados, es importante tener en cuenta la inclinación y el azimut del pozo.

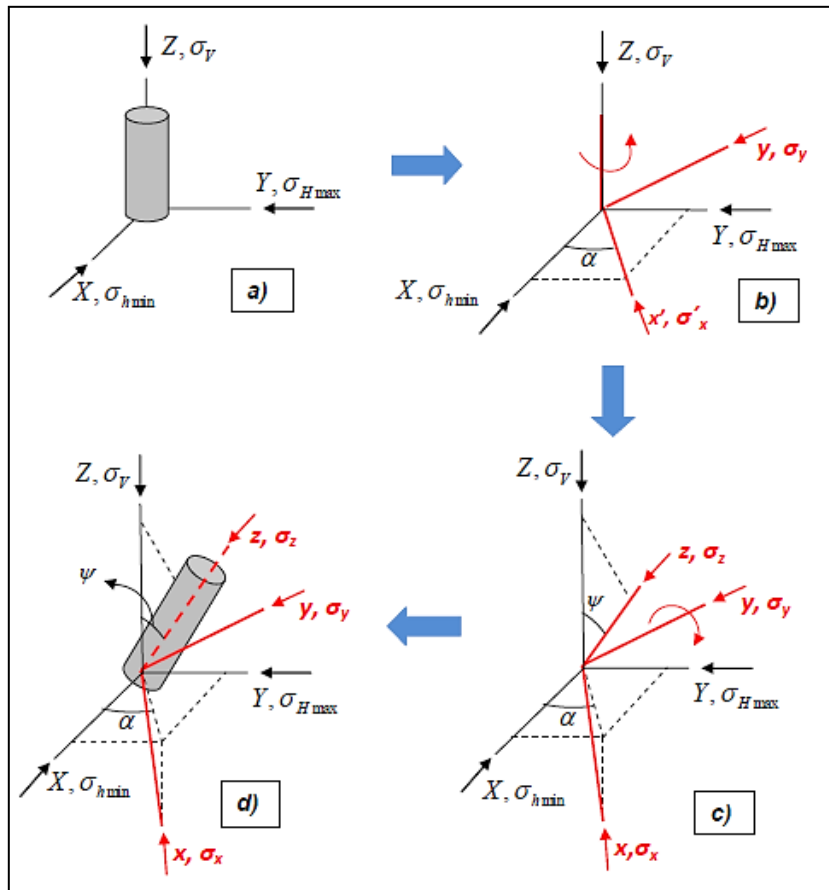


Figura 16. Rotación del sistema coordenado global. Fuente: Cáceres, 2010.

Primera rotación:

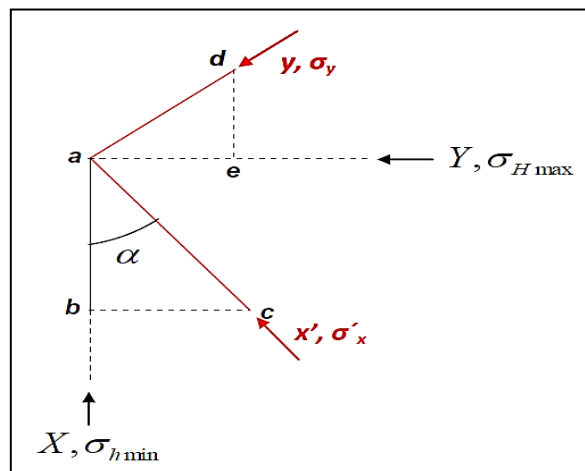


Figura 17. Primera rotación. Fuente: Los Autores.

Como podemos observar en la Figura 17. Al hacer la primera rotación se generan dos triángulos el triángulo ABC y el triángulo AED.

En el triángulo ABC:

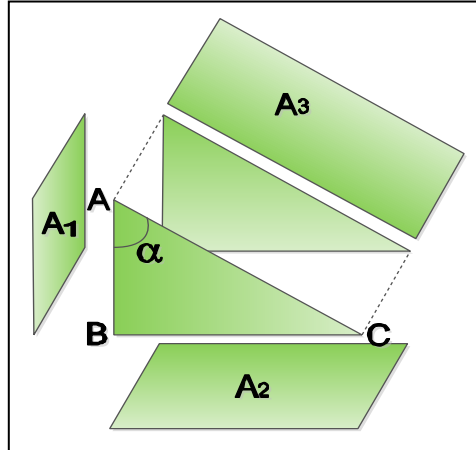


Figura 18. Triángulo ABC primera rotación. Fuente: Los Autores.

$$A_1 = A_3 \cos(\alpha) \quad (2.29)$$

$$A_2 = A_3 \sin(\alpha) \quad (2.30)$$

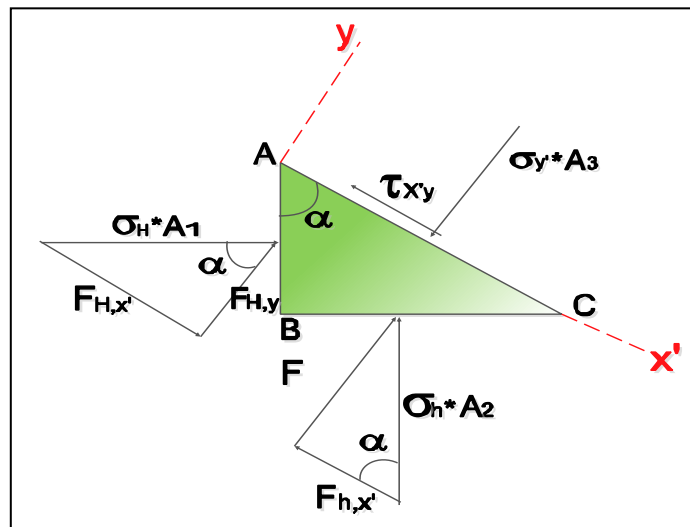


Figura 19. Balance de fuerzas en triángulo ABC. Fuente: Los Autores.

Balance de fuerzas en dirección y:

$$F_y = F_{H,y} + F_{h,y} \quad (2.31)$$

$$\sigma_y * A_3 = \sigma_H * A_1 \cos(\alpha) + \sigma_h * A_2 \sin(\alpha) \quad (2.32)$$

Remplazando las ecuaciones 2.29 y 2.30. En la anterior ecuación tenemos:

$$\sigma_y * A_3 = \sigma_H * A_3 \cos^2(\alpha) + \sigma_h * A_3 \sin^2(\alpha) \quad (2.33)$$

$$\sigma_y = \sigma_H * \cos^2(\alpha) + \sigma_h * \sin^2(\alpha) \quad (2.34)$$

Balance de fuerzas en dirección x':

$$F_{x'} = F_{H,x'} - F_{h,x'} \quad (2.35)$$

$$\tau_{yx'} * A_3 = \sigma_H * A_1 \sin(\alpha) - \sigma_h * A_2 \cos(\alpha) \quad (2.36)$$

Remplazando las ecuaciones 2.29 y 2.30 En la anterior ecuación tenemos:

$$\tau_{yx'} * A_3 = \sigma_H * A_3 \cos(\alpha) \sin(\alpha) - \sigma_h * A_3 \cos(\alpha) \sin(\alpha) \quad (2.37)$$

$$\tau_{yx'} = \sigma_H * \cos(\alpha) \sin(\alpha) - \sigma_h * \cos(\alpha) \sin(\alpha) \quad (2.38)$$

$$\tau_{yx'} = (\sigma_H - \sigma_h) * \cos(\alpha) \sin(\alpha) \quad (2.39)$$

Utilizando identidades trigonométricas tenemos:

$$\tau_{yx'} = \frac{(\sigma_H - \sigma_h) * \sin(2\alpha)}{2} \quad (2.40)$$

En el triángulo AED:

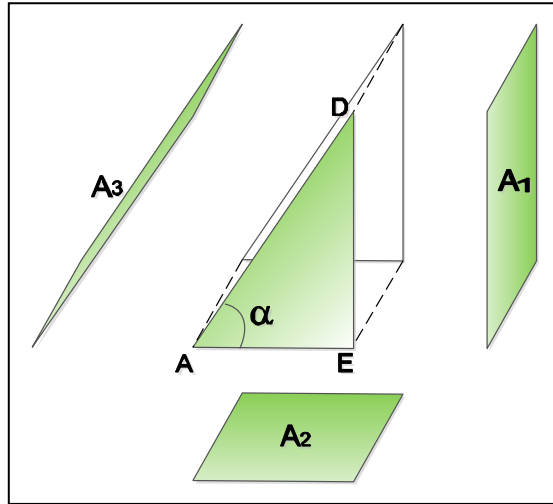


Figura 20. Triángulo AED primera rotación. Fuente: Los Autores.

$$A_2 = A_3 \cos(\alpha) \quad (2.41)$$

$$A_1 = A_3 \sin(\alpha) \quad (2.42)$$

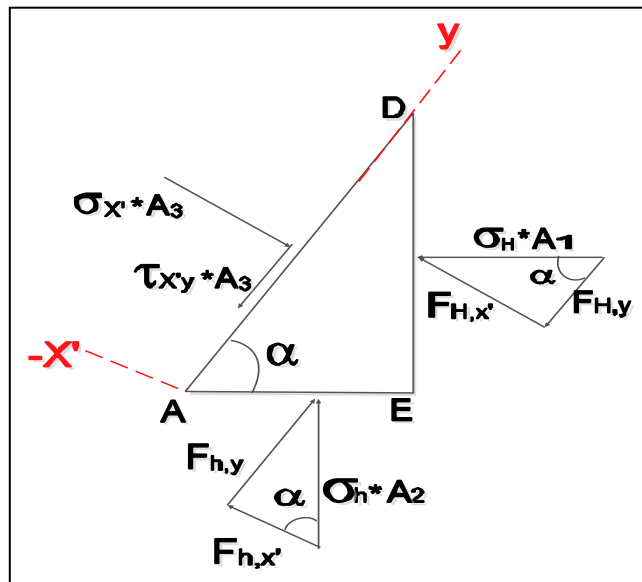


Figura 21. Balance de fuerzas en triángulo AED. Fuente: Los Autores.

Haciendo el mismo procedimiento que para el triangulo ABC, tenemos que:

$$\sigma_{x'} = \sigma_H * \sin^2(\alpha) + \sigma_h * \cos^2(\alpha) \quad (2.43)$$

$$\tau_{x'y} = \frac{(\sigma_h - \sigma_H) * \sin(2\alpha)}{2} \quad (2.44)$$

Segunda rotación

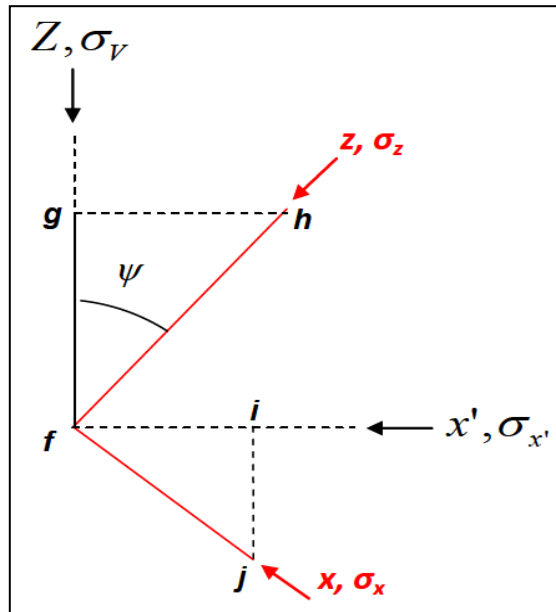


Figura 22. Segunda rotación. Fuente: Los Autores.

En el triangulo FGH:

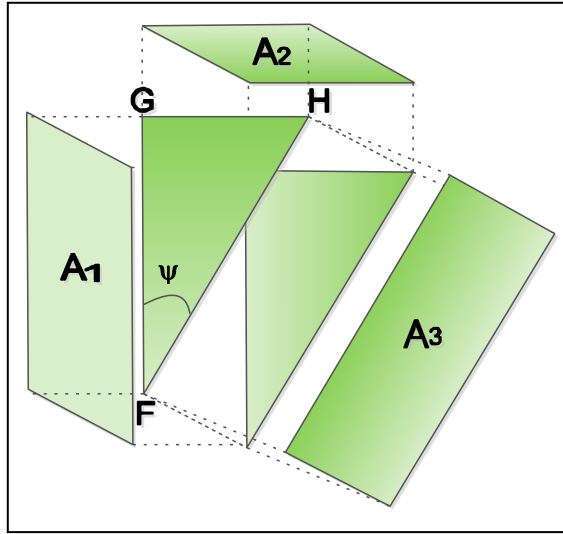


Figura 23. Triángulo FGH segunda rotación. Fuente: Los Autores.

$$A_1 = A_3 \cos(\Psi) \quad (2.45)$$

$$A_2 = A_3 \sin(\Psi) \quad (2.46)$$

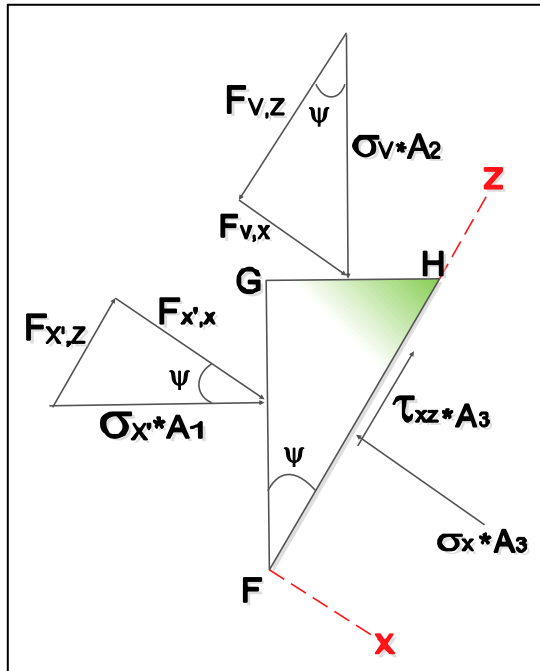


Figura 24. Balance de fuerzas, triángulo FGH. Fuente: Los Autores.

Donde:

$$\sigma_x = \sigma_v * \sin^2(\Psi) + \sigma'_{x'} * \cos^2(\Psi) \quad (2.47)$$

$$\tau_{xz} = \frac{(\sigma_v - \sigma_{x'}) * \sin(2\alpha)}{2} \quad (2.48)$$

Remplazando $\sigma_{x'}$ en las ecuaciones 2.47 y 2.48

$$\sigma_x = \sigma_v * \sin^2(\Psi) + (\sigma_H * \sin^2(\alpha) + \sigma_h * \cos^2(\alpha)) * \cos^2(\Psi) \quad (2.49)$$

$$\tau_{xz} = \frac{(\sigma_v - \sigma_H * \sin^2(\alpha) - \sigma_h * \cos^2(\alpha)) * \sin(2\Psi)}{2} \quad (2.50)$$

En el triángulo FIJ:

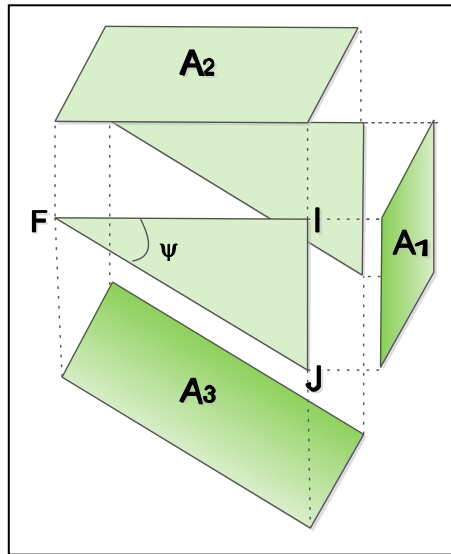


Figura 25. Triángulo FIJ segunda rotación. Fuente: Los Autores.

$$A_2 = A_3 \cos(\Psi) \quad (2.51)$$

$$A_1 = A_3 \sin(\Psi) \quad (2.52)$$

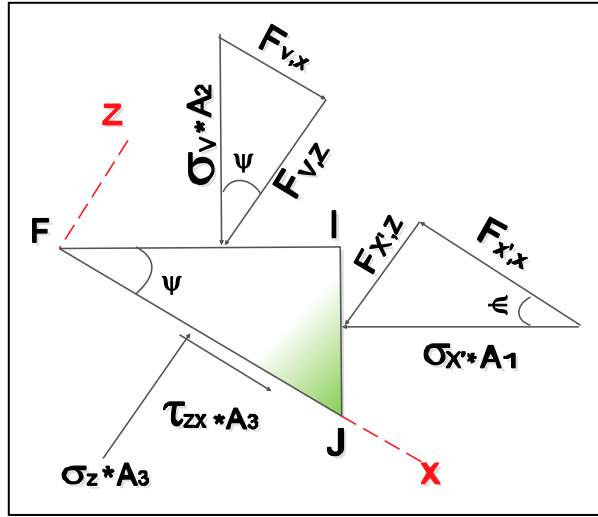


Figura 26. Balance de fuerzas, triángulo FIJ. Fuente: Los Autores.

Donde:

$$\sigma_z = \sigma_{x'} * \sin^2(\psi) + \sigma_v * \cos^2(\psi) \quad (2.53)$$

$$\tau_{zx} = \frac{(\sigma_{x'} - \sigma_v) * \sin(2\psi)}{2} \quad (2.54)$$

Remplazando $\sigma_{x'}$ en las ecuaciones 2.53 y 2.54.

$$\sigma_z = (\sigma_H * \sin^2(\alpha) + \sigma_h * \cos^2(\alpha)) * \sin^2(\psi) + \sigma_v * \cos^2(\psi) \quad (2.55)$$

$$\tau_{zx} = \frac{(\sigma_H * \sin^2(\alpha) + \sigma_h * \cos^2(\alpha) - \sigma_v) * \sin(2\psi)}{2} \quad (2.56)$$

Analizando el plano perpendicular al eje Y, se tiene lo siguiente, al realizar la segunda rotación:

Donde z' , x' son los generados luego de la primera rotación, sin ocurrir la segunda rotación.

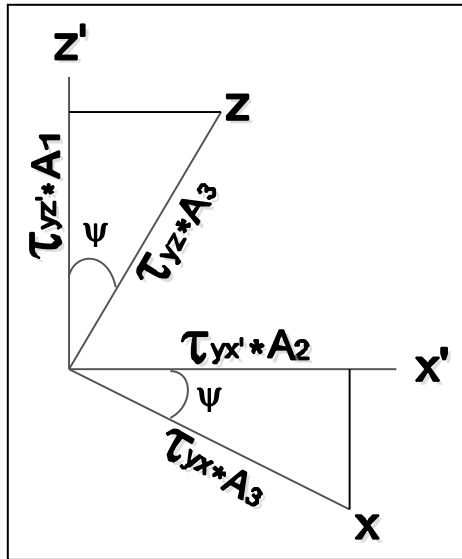


Figura 27. Análisis de Esfuerzos perpendiculares a Y antes de la segunda rotación. Fuente: Los Autores.

De los anteriores esfuerzos de corte, el único conocido es $\tau_{yx'}$, pero analizando el equilibrio y el tensor de esfuerzos $\tau_{yx'} = \tau_{yz}$.

$$\tau_{xy} = \tau_{yx'} \frac{A_1}{A_3} \quad (2.57)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{yz'} \frac{A_2}{A_3} \quad (2.58)$$

$$\tau_{xy} = 0,5(\sigma_H - \sigma_h) \sin(2\alpha) \cos(\psi) \quad (2.59)$$

$$\tau_{yz} = 0,5(\sigma_H - \sigma_h) * \sin(2\alpha) \cos(\psi) \quad (2.60)$$

2.6.2. Transformación coordenadas locales in situ a un sistema de coordenadas cilíndricas para un pozo con inclinación y azimut.

Las ecuaciones de Kirsch modificadas por Hiramatsu y Oka (1968), y corregidas posteriormente por Peska y Zoback (1995), describen la distribución de esfuerzos elásticos en coordenadas cilíndricas alrededor de un pozo perforado.

$$\begin{aligned}\sigma_r = & \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \cos(2\theta) \\ & + \tau_{xy} \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \sin(2\theta) + P_w \frac{R^2}{r^2}\end{aligned}\quad (2.61)$$

$$\begin{aligned}\sigma_\theta = & \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) \\ & - \tau_{xy} \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \sin(2\theta) - P_w \frac{R^2}{r^2}\end{aligned}\quad (2.62)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - \nu \left[2(\sigma_x + \sigma_y) \frac{R^2}{r^2} \cos(2\theta) + 4\tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \sin(2\theta) \right] \quad (2.63)$$

$$\begin{aligned}\tau_{r\theta} = & \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \sin(2\theta) \\ & + \tau_{xy} \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \cos(2\theta)\end{aligned}\quad (2.64)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz} \sin(\theta) + \tau_{yz} \cos(\theta)) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \quad (2.65)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xz} \sin(\theta) + \tau_{yz} \cos(\theta)) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \quad (2.66)$$

Para unas orientaciones especiales del ángulo θ en el sistema coordenado cilíndrico, el esfuerzo de corte τ_{xy} será igual a cero, estas orientaciones son muy importantes pues estos son los puntos críticos donde existe el mayor y menor esfuerzo tangencial y axial aplicado sobre la roca, y como se va a analizar son las direcciones por donde ocurre la falla tanto en tensión como compresión de la roca.

Como deseamos saber los esfuerzos en la cara del pozo asumimos que $R=r$ y debemos tener en cuenta el concepto de poroelasticidad, por lo tanto tenemos en cuenta los esfuerzos efectivos.

$$\sigma_r' = P_W - P_P \quad 2.67$$

$$\sigma_\theta' = \sigma_X + \sigma_Y - 2(\sigma_X - \sigma_Y)\cos(2\theta) - 4\tau_{XY}\sin(2\theta) - P_W - P_P \quad 2.68$$

$$\sigma_z' = \sigma_z - \nu[2(\sigma_x - \sigma_y)\cos(2\theta) + 4\tau_{xy}\sin(2\theta)] - P_P \quad 2.69$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\tau_{yz}\cos(\theta) - \tau_{xz}\sin(\theta)) \quad 2.70$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad 2.71$$

$$\tau_{rZ} = 0 \quad 2.72$$

Si derivamos la Ecuación 2.68 con respecto a θ , tenemos que:

$$\frac{\delta\sigma'_\theta}{\delta\theta} = 4(\sigma_Y - \sigma_X)\sin(2\theta) + 8\tau_{XY}\cos(2\theta) \quad 2.73$$

Analizando la ecuación 2.73, vemos el gran parecido con la ecuación 2.11, por lo tanto si asumimos que:

$$\frac{\delta\sigma'_\theta}{\delta\theta} = 0$$

Tenemos que:

$$\tan(2\theta) = \frac{2\tau_{XY}}{\sigma_X - \sigma_Y} \quad 2.74$$

La cual es igual a la ecuación 2.12.

Para la ecuación 2.74 existen dos soluciones, θ_1 y θ_2 . Estas orientaciones son muy importantes en el sistema coordenado cilíndrico, pues estos son los puntos críticos donde existe el mayor y menor esfuerzo tangencial y axial aplicado sobre la roca.

Los esfuerzos principales efectivos alrededor del pozo se dan por:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) + \sqrt{4\tau_{\theta z}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_z - \sigma_\theta)^2} \quad 2.75$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) - \sqrt{4\tau_{\theta z}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_z - \sigma_\theta)^2} \quad 2.76$$

$$\sigma_3 = \sigma_r \quad 2.77$$

2.7. Criterios de falla

2.7.1. Circulo de Mohr

Supóngase una fuerza vertical F_1 y una fuerza horizontal F_3 ambas actuando sobre el mismo punto P . El punto P está ubicado sobre el plano S . Dicho plano tiene una inclinación θ . A_1 y A_3 son las áreas perpendiculares a las fuerzas F_1 y F_3 .

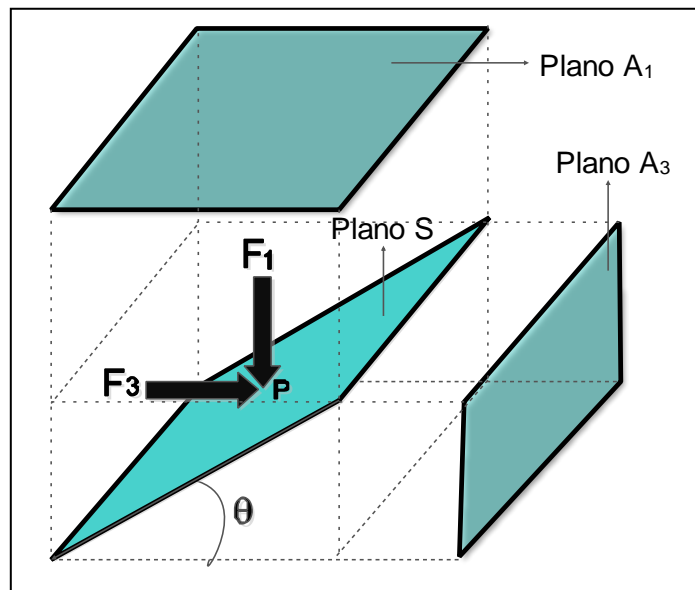


Figura 28. Representación de fuerzas. Fuente: Los Autores

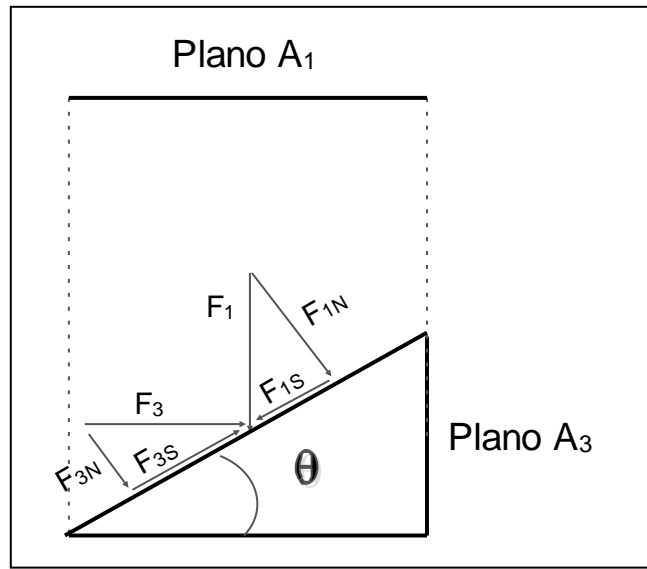


Figura 29. Descomposición de fuerzas en fuerzas normales y de cizalladura. Fuente: Los Autores.

Equilibrio de fuerzas

$$F_N = F_{1N} + F_{3N} \quad 2.78$$

$$F_N = F_1 \cos(\theta) + F_3 \sin(\theta) \quad 2.79$$

$$F_S = F_{1S} + F_{3S} \quad 2.80$$

$$F_S = F_1 \sin(\theta) - F_3 \cos(\theta) \quad 2.81$$

Dividimos las ecuaciones por el área S:

$$\frac{F_N}{S} = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \sin(\theta) \quad 2.82$$

$$\sigma_N = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \sin(\theta) \quad 2.83$$

$$\frac{F_s}{S} = \frac{F_1}{S} \sin(\theta) - \frac{F_3}{S} \cos(\theta) \quad 2.84$$

$$\tau_s = \frac{F_1}{S} \sin(\theta) - \frac{F_3}{S} \cos(\theta) \quad 2.85$$

Se escribe S en términos de los planos A_1 y A_3 :

$$S = \frac{A_1}{\cos(\theta)} \quad 2.86$$

$$S = \frac{A_3}{\sin(\theta)} \quad 2.87$$

Remplazando se tiene:

$$\sigma_N = \frac{F_1}{A_1} \cos^2(\theta) + \frac{F_3}{A_3} \sin^2(\theta) \quad 2.88$$

$$\sigma_N = \sigma_1 \cos^2(\theta) + \sigma_3 \sin^2(\theta) \quad 2.89$$

$$\tau_s = \left(\frac{F_1}{A_1} - \frac{F_3}{A_3} \right) \sin(\theta) \cos(\theta) \quad 2.90$$

$$\tau_s = (\sigma_1 - \sigma_3) \sin(\theta) \cos(\theta) \quad 2.91$$

Utilizando identidades trigonométricas:

$$\tau_s = \frac{2 * (\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sin(\theta) \cos(\theta) \quad 2.92$$

$$\tau_s = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \sin(2\theta) \quad 2.93$$

$$\sigma_N = \sigma_1 \cos^2(\theta) + \sigma_3 \sin^2(\theta) \quad 2.94$$

$$\sigma_N = \sigma_1 \left(\frac{1 + \cos(2\theta)}{2}\right) + \sigma_3 \left(\frac{1 - \cos(2\theta)}{2}\right) \quad 2.95$$

$$\sigma_N = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \cos(2\theta) \quad 2.96$$

Las ecuaciones (2.93 y (9.96) representan el círculo de mohr.

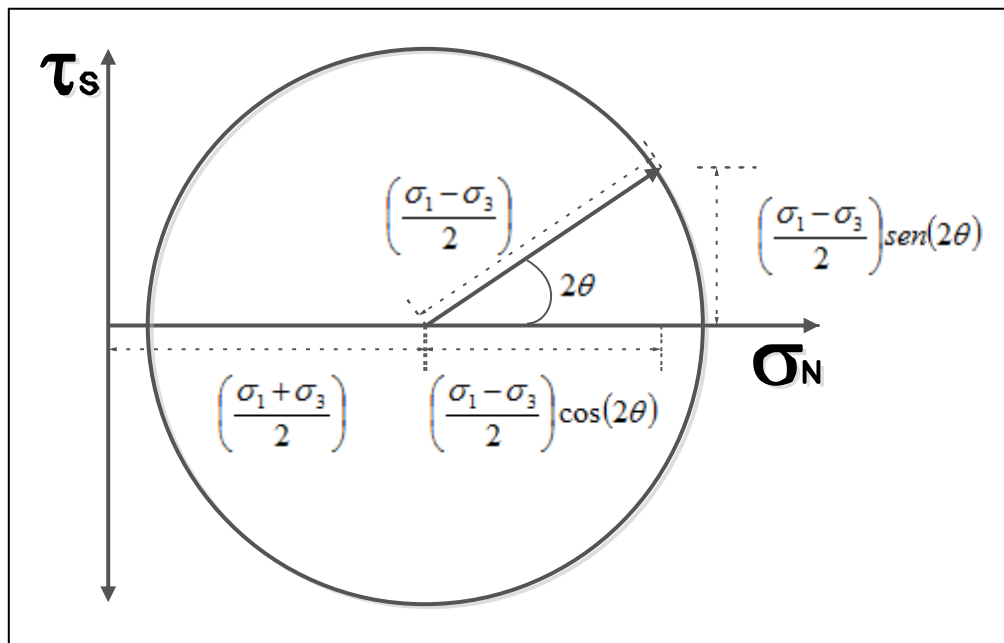


Figura 30. Círculo de Mohr. Fuente: Los Autores.

En el círculo de Mohr se pueden representar todos los esfuerzos en un punto determinado. Si imaginamos una muestra, la cual esta sometida a dos esfuerzos σ_1 en la dirección axial, y σ_3 en la dirección radial. Diferentes esfuerzos pueden representarse sobre la muestra. Ver **Figura 19**.

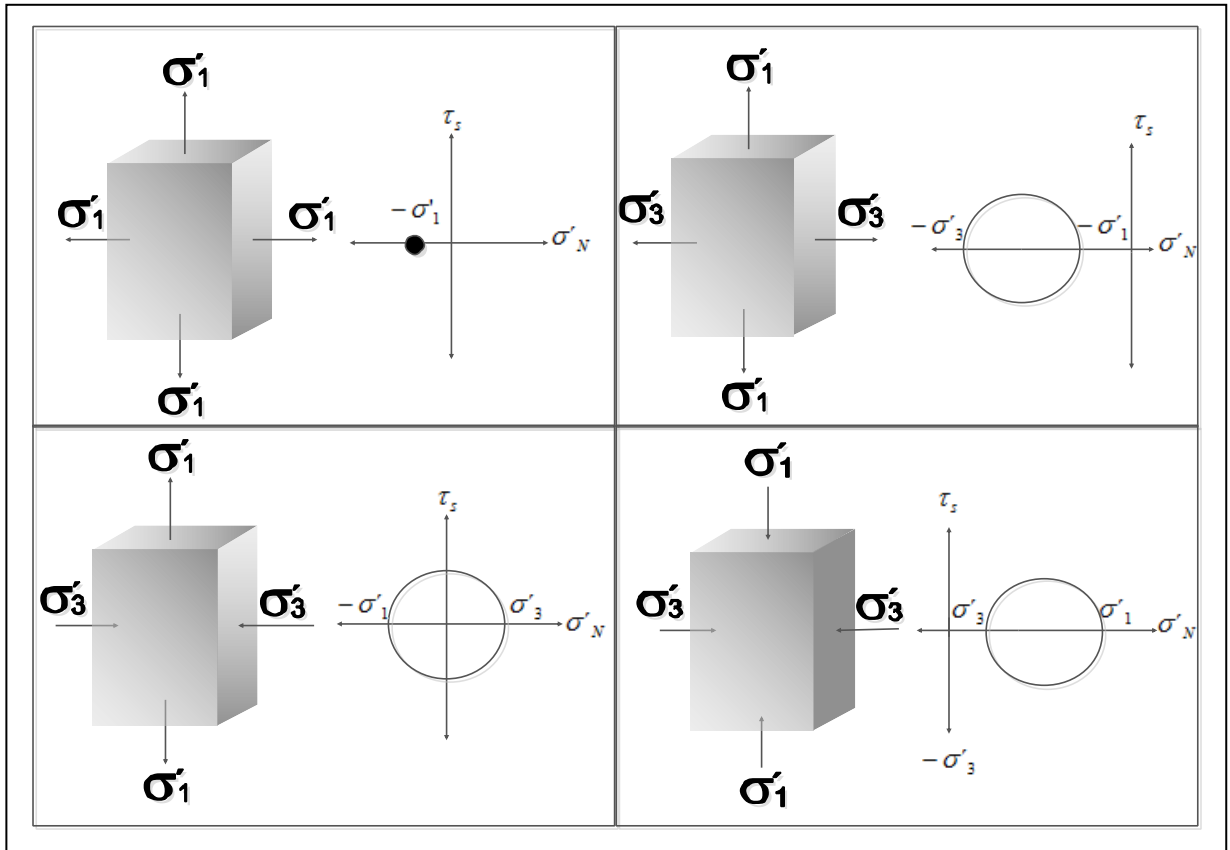


Figura 31. Diferentes tipos de esfuerzos representados en el círculo de Mohr. Fuente: Los autores.

2.7.2. Criterio de falla Mohr Coloumb.

Según la teoría de Coulomb las rocas que fallan por cizalladura se comportan de acuerdo a las teorías tradicionales de fricción y cohesión. Este es un modelo que solo usa el esfuerzo efectivo máximo y el esfuerzo efectivo mínimo (representados en el esfuerzo normal y de cizalladura con respecto al plano de falla) para predecir la falla. El modelo de Mohr-Coulomb muestra como la resistencia de la roca a la cizalladura se incrementa en la medida que el esfuerzo compresivo efectivo aumenta, como se observa en la Figura 22, la fuerza de cizalladura necesaria para desplazar la parte superior de la caja puede ser medida para varios valores de σ'_N .

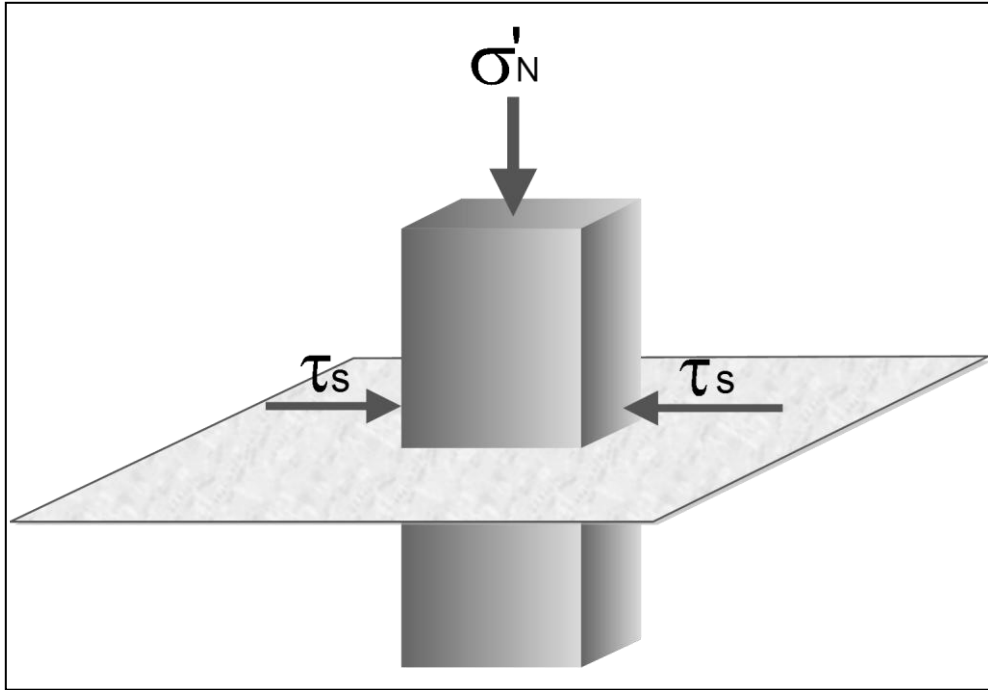


Figura 32. Relación σ_N vs τ_s . Fuente: Los autores.

Para cada valor de σ'_N existirá un valor τ_s para el cual ocurrirá la falla. Si se grafican estos dos valores, se obtendrá la siguiente tendencia lineal:

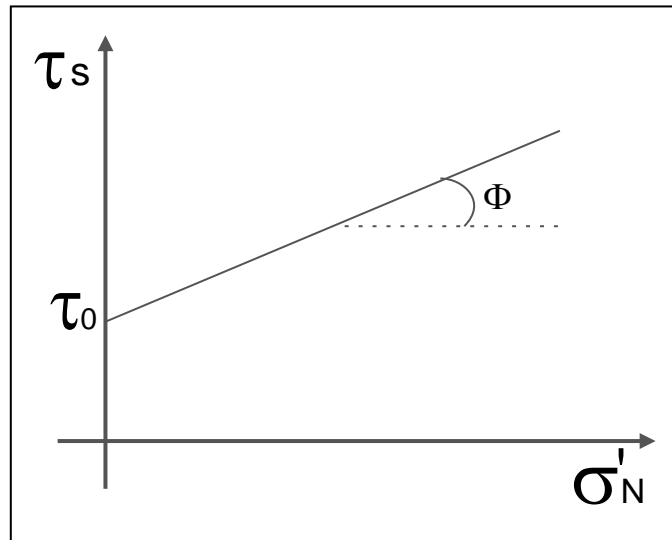


Figura 33. Envolvente de falla de Mohr Coulomb lineal. Fuente: Modificado de Cáceres 2010.

La ecuación que representa la Figura 23 es:

$$\tau_s = \tau_0 + \tan(\phi)\sigma'_N \quad 2.97$$

Donde $\tau_0 = S_0$ y es la fuerza de cizalladura cohesiva y $\tan(\phi) = \mu_r$ y es el coeficiente de fricción interna de los granos que conforman la roca. Para que ocurra ruptura por cizalladura se deben superar dos fuentes de resistencia: La resistencia a la fricción de la roca τ_0 y la cohesión de la roca debido a cementación grano a grano de la misma $\tan(\phi)$. El ángulo de fricción interna ϕ posee comúnmente valores entre 20° y 50° .

Si se superpone el círculo de Mohr en la envolvente de falla, entonces existirá un punto **P** en el cual el círculo de Mohr será interceptado por la línea envolvente. Para éste estado específico de esfuerzos, y en ese ángulo, ocurrirá la falla por cizalladura. De esta forma se puede concluir que existe una región estable por debajo de la línea de la envolvente, para el cual, en cualquier estado de esfuerzos sobre la roca, y en cualquier ángulo la roca nunca se fracturará por cizalladura. Del mismo modo existirá una región inestable por encima de la línea envolvente para la cual, en cualquier estado de esfuerzos sobre la roca, y en determinado ángulo, está fallará por cizalladura¹².

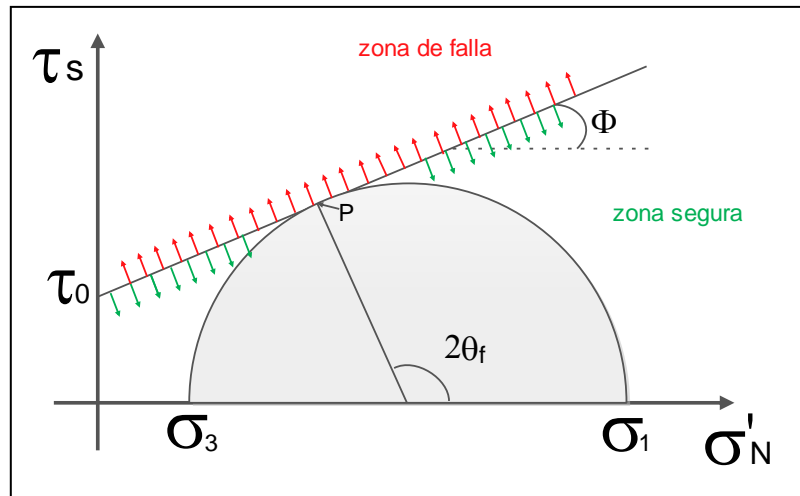


Figura 34. . Intersección línea envolvente de falla con círculo de Mohr. Fuente: Los Autores.

Analizamos la relación entre $2\theta_f$ y ϕ :

$$\theta_f = \beta \quad 2.98$$

$$\theta_f = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad 2.99$$

Analizando la Figura 24. Matemáticamente en el punto de intercepción se debe cumplir que:

$$(\tau)_{\text{Circula de Mhor}} = (\tau)_{\text{Criterio de falla Mhor Coulomb}}$$

Igualando las ecuaciones 2.93 y 2.97, y colocando le el subíndice θ_f para especificar que en ese ángulo la roca falla en el punto de intersección:

$$\left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \sin(2\theta_f) = \tau_o + \text{Tan}(\phi)\sigma_N \quad 2.100$$

Remplazando la ecuación 2.96 dentro la ecuación 2.100.

$$\begin{aligned} \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \sin(2\theta_f) \\ = \tau_o + \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right) + \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \cos(2\theta_f) \end{aligned} \quad 2.101$$

Remplazando la ecuación (1.5) dentro la ecuación (1.7):

$$\begin{aligned} \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \sin\left(\frac{\pi}{2} + \phi\right) \\ = \tau_o + \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right) + \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \cos\left(\frac{\pi}{2} + \phi\right) \end{aligned} \quad 2.102$$

$$\left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \text{Cos}(\phi) = \tau_o + \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right) - \text{Tan}(\phi)\left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right) \text{Sin}(\phi) \quad 2.103$$

Multiplicamos a lado y lado por $2\text{Cos}(\phi)$ y reorganizando:

$$\begin{aligned} (\sigma_1 - \sigma_3)\text{Cos}^2(\phi) &= 2\tau_o\text{Cos}(\phi) + \text{Sin}(\phi)(\sigma_1 + \sigma_3) - \text{Sin}^2(\phi)(\sigma_1 - \sigma_3) \\ (\sigma_1 - \sigma_3)(\text{Cos}^2(\phi) + \text{Sin}^2(\phi)) &= 2\tau_o\text{Cos}(\phi) + \text{Sin}(\phi)(\sigma_1 + \sigma_3) \\ \sigma_1 &= 2\tau_o\text{Cos}(\phi) + \text{Sin}(\phi)(\sigma_1 + \sigma_3) + \sigma_3 \\ \sigma_1 &= 2\tau_o\text{Cos}(\phi) + \sigma_1\text{Sin}(\phi) + \sigma_3\text{Sin}(\phi) + \sigma_3 \\ \sigma_1(1 - \text{Sin}(\phi)) &= 2\tau_o\text{Cos}(\phi) + \sigma_3(1 + \text{Sin}(\phi)) \end{aligned}$$

$$\sigma_1 = 2\tau_o \frac{\text{Cos}(\phi)}{1 - \text{Sin}(\phi)} + \sigma_3 \frac{1 + \text{Sin}(\phi)}{1 - \text{Sin}(\phi)} \quad 2.104$$

La anterior ecuación puede ser escrita en función de θ_f , aplicando identidades trigonométricas:

$$\sigma_1 = 2\tau_o \text{Tan}(\theta_f) + \sigma_3 \text{Tan}^2(\theta_f) \quad 2.105$$

3. FACTORES QUE DEFINEN UNA VENTANA SEGURA DE LODO

La construcción de una ventana segura de lodo requiere de la definición y comprensión de los factores críticos que definen a esta. A partir del entendimiento de los factores críticos y del entendimiento de las causas que pueden causar una variación de los mismos va a depender la correcta construcción de la ventana segura de lodo la cual constituirá al final la herramienta clave para evitar problemas operacionales que al final se traducen en costos adicionales en el desarrollo de un proyecto específico.

En la Figura 18. Se puede observar las causas de tener un peso de lodo muy bajo o un peso de lodo muy alto. Se puede apreciar también los puntos importantes de una ventana de lodo segura, como lo son; Presión de poro (P_p), presión de colapso (P_c), esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) y presión de fractura (P_w).

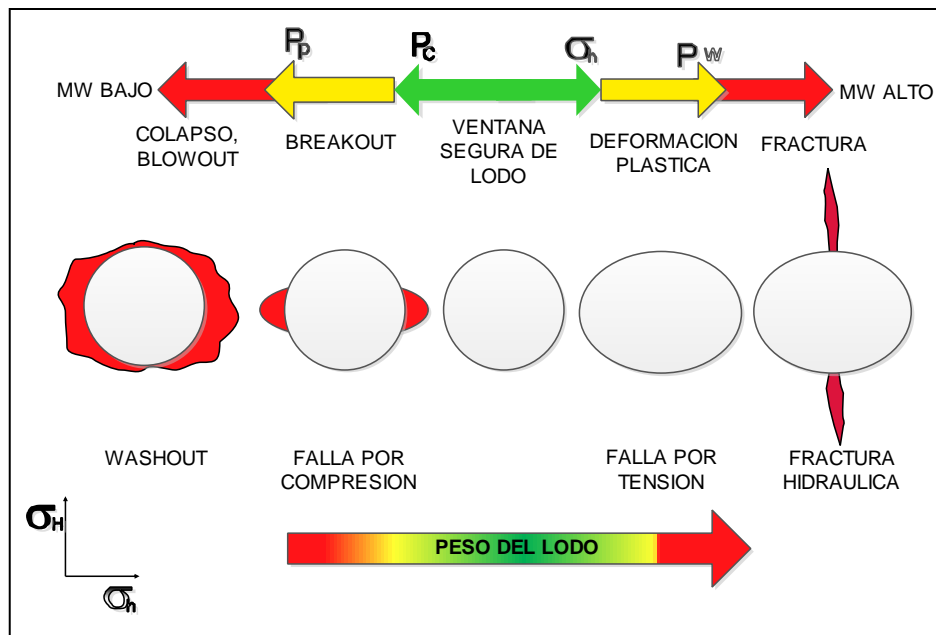


Figura 35. Deformación del pozo asumiendo $p_c > P_p$. Fuente: Modificado de *Pore-Pressure and Wellbore-Stability Prediction To Increase Drilling Efficiency* (2012).

3.1. Presión de sobrecarga.

La presión de sobrecarga es definida como la presión ejercida por el peso total de la roca que yace encima de la formación de interés. El peso total, es el peso combinado de los sólidos de formación (la matriz de la roca), y los fluidos de formación en el espacio del poroso. La densidad del peso

combinado es llamada "bulk density". El peso de las formaciones superiores es soportado por la formación que contiene el fluido, el cual al no encontrar ruta de salida queda atrapado y ayuda así a soportar el esfuerzo vertical que ejercen las formaciones supra yacentes, disminuyendo el esfuerzo efectivo sobre las rocas.

3.2. Presión de poro.

La presión de poro es aquella presión que es generada por los fluidos que han quedado confinados en los espacios porales de las rocas que conforman las distintas formaciones. Los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas han sido confinados en estos espacios luego de su generación y/o migración a partir de formaciones adyacentes, una vez que han llegado a los espacios que se encontraban "vacíos" dentro de las rocas han encontrado una barrera que ha detenido su migración hacia otras formaciones. Una vez depositados dentro de los espacios porales es posible que fluidos que se encuentran en formaciones subyacentes tiendan a migrar hacia los espacios porosos que ya se encuentran ocupados lo cual presiona los fluidos y determina el valor de la presión de los mismos, otro factor que es clave sobre el valor de la presión de poro es el enterramiento de las formaciones que contienen los fluidos, una vez que los fluidos se encuentran confinados en una determinada formación y a través del tiempo se van depositando sedimentos en estratos superiores las rocas que contienen los fluidos tienen que soportar un mayor peso, al presentarse este aumento en el esfuerzo que soportan las rocas están tienden a disminuir su volumen por efecto de la compactación lo que ocasiona que los poros tiendan a disminuir su tamaño pero al estar dichos espacios ocupados los fluidos van a generar una oposición a la presión externa lo cual determina el valor de la presión de poro, por tal se puede concluir que la presión de poro está directamente relacionada con la profundidad de los diferentes estratos, aunque hay diversos factores que pueden modificar la tendencia.

La presión de poro constituye uno de los factores importantes a la hora de la definición de la ventana segura de lodo, esta está directamente relacionada con el grado de estabilidad que pueda presentar una formación en específico, como se pudo observar en la

Figura 3, es un factor que es intrínseco a la formación, razón por la cual no es posible controlarlo o modificar su valor, es por este motivo que se deben dirigir esfuerzos enfocados a la contingencia de la misma, es decir, a la implementación de agentes o factores externos que puedan hacer frente a la magnitud de la misma, controlando su efecto sobre la perforación que se esté realizando.

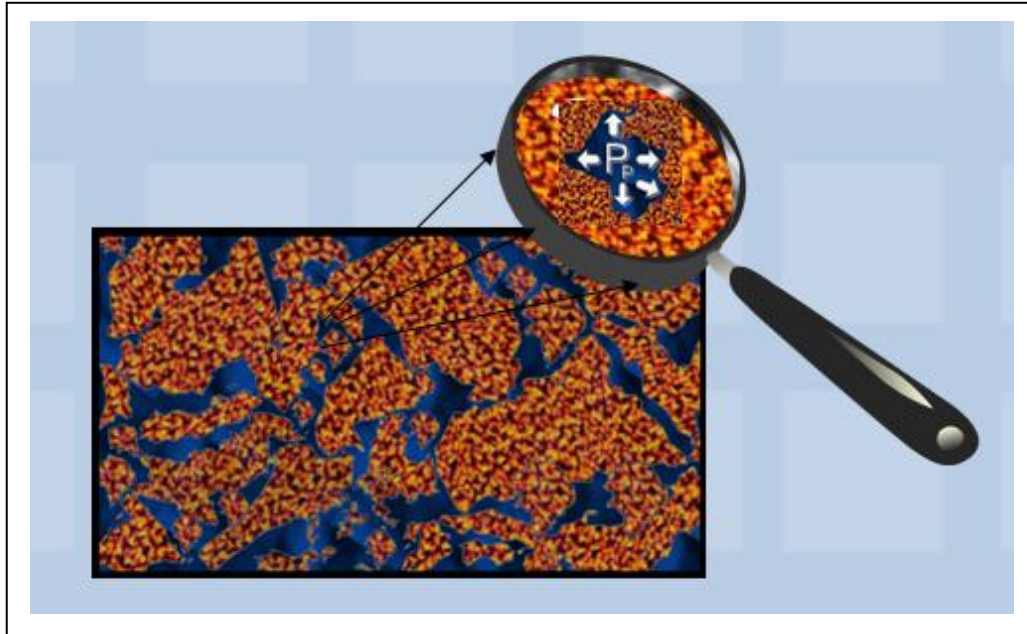


Figura 36. Presión de Poro. Fuente: Los autores.

El valor de la presión de poro se encuentra directamente relacionado con la profundidad de las formaciones, si los fluidos que se encuentran en los espacios porales no han sido afectados por factores externos la presión de los mismos puede ser estimada asumiendo la tendencia normal de presionamiento, es decir, a través de la columna litológica el fluido cuenta con un gradiente de presión establecido, el cual va a relacionar la variación de la presión con la profundidad, si tomamos en cuenta la densidad del agua salada presente en las formaciones esta presenta un gradiente de 0,465 psi/ft, el cual es considerado como el gradiente normal de formación, como lo muestra la siguiente expresión.

$$G_n = 0,465 \text{ psi/ft} \quad 3.1$$

Donde G_n es el gradiente normal de formación. Una vez multiplicado este gradiente por una profundidad específica se puede determinar la presión de poro normal que debería tener la formación a la profundidad dada. La presión de poro puede ser caracterizada con respecto al valor de este gradiente a una profundidad de observación tal como se explica a continuación:

Presión de poro normal: es la presión causada por la columna hidrostática de un fluido específico dentro de la formación, es dependiente de la densidad del fluido involucrado y de la profundidad. La siguiente ecuación describe este comportamiento es la siguiente:

$$P_{pN} = \rho * H$$

3.2

Donde P_{pN} es la presión de poro normal, ρ es la densidad del fluido, y H la profundidad de la formación.

Presión de poro anormal: Cuando el fluido que se encuentra en los poros se encuentra confinado y experimenta un efecto provocado por un factor externo es posible que se vea sometido a un aumento de presión y el valor de la presión de poro aumente por encima del de la tendencia normal de presionamiento, en este caso se dice que la presión de la formación es anormal, es decir que la formación se encuentra sobrepresionada.

Presión subnormal: al igual que en el caso de los sobrepresionamientos es posible que un factor externo haya provocado un cambio en el valor de la presión de poro haciendo que la misma caiga por debajo de la presión normal de poro, en este caso se habla de que la formación presenta un subpresionamiento y la presión del fluido es considerada como subnormal.

3.3. Presión de colapso.

El colapso de las paredes de un pozo, se presenta cuando los esfuerzos in situ alrededor del pozo, superan la resistencia de la roca, la cual está determinada por la cohesión y la fuerza de fricción de la misma, en pocas palabras, cuando los esfuerzos desestabilizadores actuando sobre la formación (tasas de flujo y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esta resistencia es excedida, ocurre desprendimiento de granos hacia el pozo.

El valor de la presión de colapso está directamente relacionado con el tipo de formación, en formaciones con alta anisotropía, o alto grado de laminación y alto buzamiento, la falla de la formación como producto del colapso está directamente relacionada a la geología de los estratos, y finalmente va a estar determinada por la dirección de los esfuerzos a los que se encuentra sometida y el grado de heterogeneidad.

Las inestabilidades debido a compresión son denominadas como colapso y son causadas por baja presión dentro del pozo, debido a baja densidad del fluido de perforación.

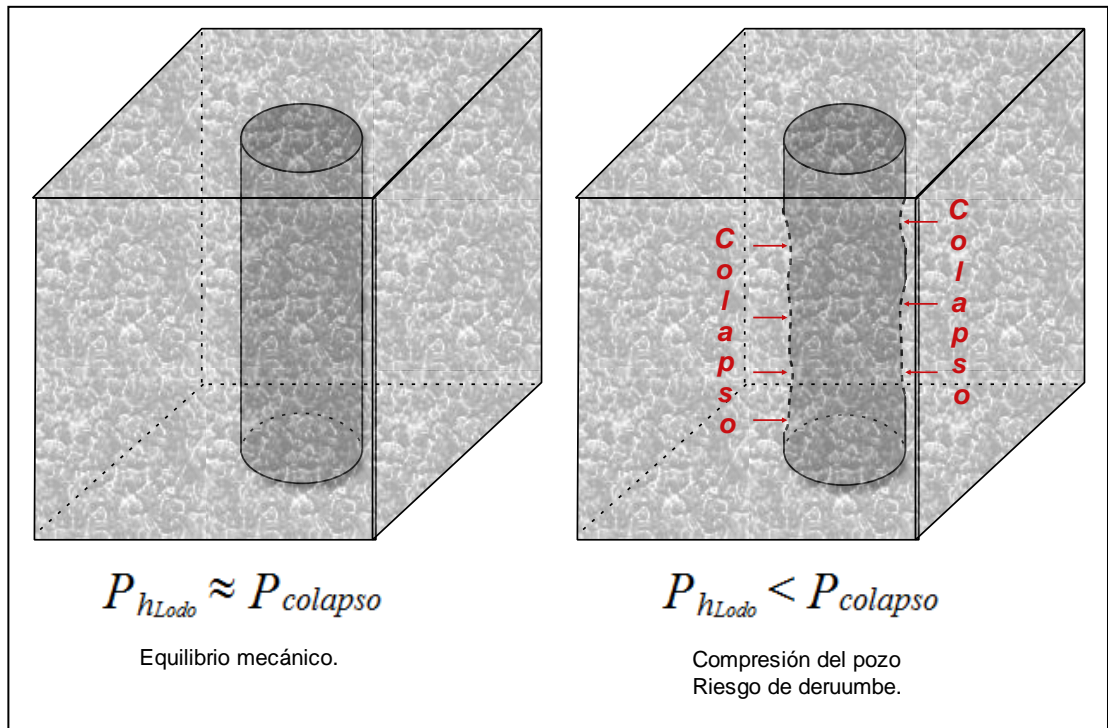


Figura 37. Falla por colapso. Fuente: Los autores.

En la Figura 27 se pueden apreciar dos condiciones que podrían presentarse durante la perforación de un pozo, en la parte izquierda se aprecia la condición de estabilidad, es decir, que la presión radial ejercida por el fluido de perforación a una profundidad dada es capaz de estabilizar y reducir el efecto de la presión de colapso. En la parte derecha de la misma figura se observa que hay ciertas zonas del pozo que presentan un adelgazamiento en el diámetro del pozo, es decir, que se ha presentado una compresión del diámetro debido a que el fluido de perforación no ejerce la suficiente fuerza o presión radial para equilibrar la presión de colapso.

3.4. Esfuerzo horizontal mínimo.

Las rocas de una determinada formación se encuentran sometidas un campo de esfuerzos aportado por las rocas adyacentes en todas las direcciones, para la discretización y entendimiento de los mismos se realiza una simplificación de los mismos en tres esfuerzos principales, el esfuerzo de sobrecarga que es el aportado por las rocas de formaciones supra yacentes, y dos esfuerzos horizontales principales, como se ilustra en la

Figura 38.

La fractura se propaga en dirección perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, pero antes de ocurrir la fractura se presenta una ovalación (breakouts) de la forma del pozo.

Los Breakouts llamados así por Babcock (1978), son ensanchamientos y elongaciones de un hueco en la dirección preferencial del esfuerzo mínimo horizontal (σ_h). La identificación y análisis de los breakouts en los pozos es una técnica útil para la estimación de la magnitud y la orientación de esfuerzos in-situ y para la identificación de la orientación de fracturas naturales e inducidas. El conocimiento de la orientación de los esfuerzos horizontales terrestres derivados a partir de breakouts es importante para la determinación de una ventana segura de lodo.

La importancia de conocer la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal radica en que operacionalmente tenemos que evitar el breakout en el pozo mientras se esta perforando, ya que después que se genera el breakout, se fracturara la formación.

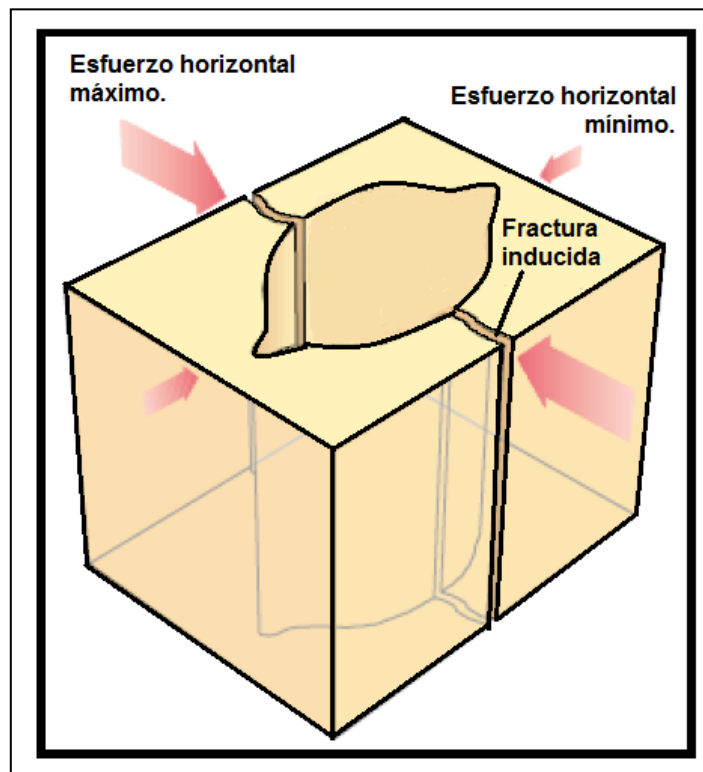


Figura 38. Brekouts y fracturas en el pozo. Fuente: Los autores.

3.5. Presión de fractura.

Se ha conocido que la presión de fractura, es aquella presión necesaria para vencer la presión de la formación y la resistencia matricial de la roca. Siendo esta última aquella resistencia que presenta la roca ante un esfuerzo externo que busca provocar una fractura, y depende del grado de cohesión que tenga y del campo de esfuerzos al que se encuentre sometida.

Las formaciones que se encuentran en los estratos superiores representan únicamente la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta el grado de enterramiento de las formaciones, se suman los esfuerzos compresivos debido a la sobrecarga ejercida por los estratos superiores. Razón por la cual es posible que a profundidades someras el mayor número de fracturas sean de tipo horizontal, y a grandes profundidades estas sean verticales en su mayoría, siempre y cuando no se presenten cambios en la tendencia normal de compactación.

Cuando el peso del lodo vence el esfuerzo horizontal mínimo se produce una deformación del pozo alargándose hacia la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, una vez que el peso del lodo ha llegado a superar dicho esfuerzo en un umbral determinado se alcanza un punto donde la presión es lo suficientemente alta como para generar una fractura en la formación, esta fractura se produce en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, es decir, en dirección perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo. Al valor de la presión alcanzado en el punto de fracturamiento se le conoce como presión de fractura.

Una de las principales preocupaciones de los ingenieros a la hora de planear la perforación de un nuevo pozo en zonas no desarrolladas es el cálculo de la presión de fractura de la formación, en zonas donde los fluidos de los poros se encuentran sobrepresionados la ventana de operación de lodo se ve reducida y el monitoreo de la operación requiere alta rigurosidad. En el afán de contrarrestar posibles patadas (kicks), posibles influjos, o reventones (blowouts) el peso del lodo en formaciones sobrepresionadas debe tener una alta densidad, razón por la cual es muy probable que se venza el efecto del esfuerzo horizontal mínimo y se produzca una deformación del perímetro del pozo, lo cual puede llegar a ser necesario para hacer frente a la alta presión, pero llega el punto en que maniobrar con el peso del fluido de perforación se transforma en una tarea difícil y no por falta de monitoreo, se vence la deformación plástica de la roca y se genera la fractura.

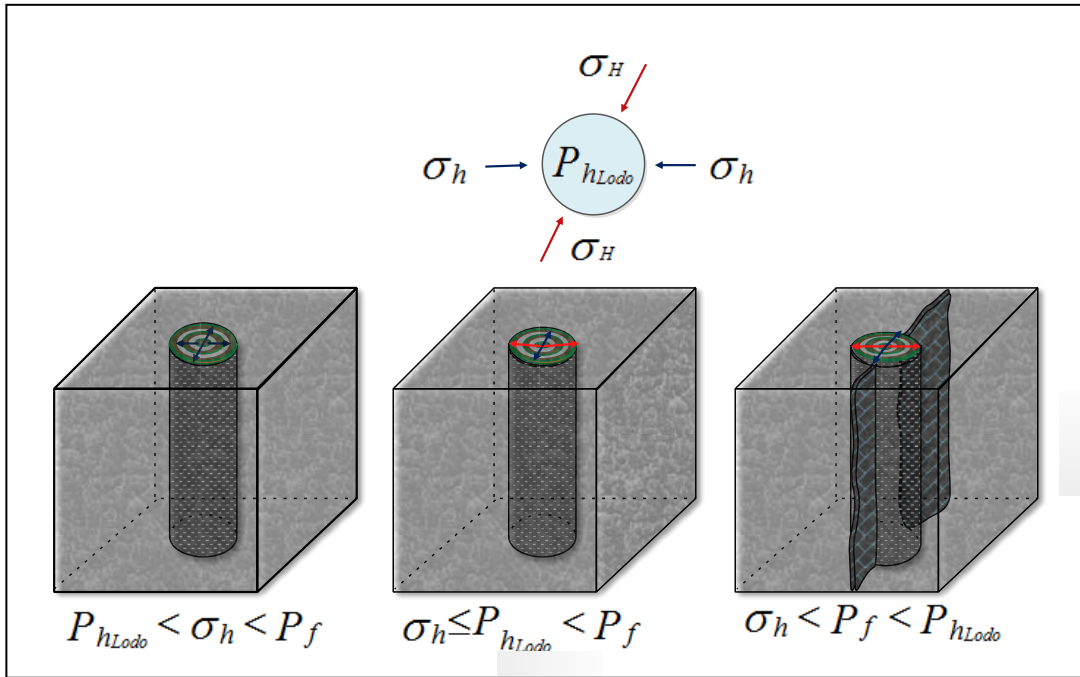


Figura 39. Ocurrencia de fractura en la formación por vencimiento de la presión de fractura.
 Fuente: Los autores.

4. CAUSAS DE SOBREPRESIÓN.

Una de las principales causas de problemas operacionales y retraso en el desarrollo de los proyectos es el manejo de sobrepresiones las cuales pueden acarrear desde influjos y patadas hasta incluso cierre definitivo del pozo, con las respectivas pérdidas económicas que ello implica. La presión de poro anormal es desarrollada como el resultado de una combinación de efectos geológicos, geoquímicos, geofísicos y procesos mecánicos (Rabia, Hussain. 2004).

El origen y la predicción de las sobrepresiones es un tema que ha generado cada vez más interés debido a que se pueden presentar a cualquier profundidad y en cualquier zona, a través de mucho años de estudio se ha podido relacionar la presencia de sobrepresiones a dos escenarios principales como los son: (a) áreas tectónicamente activas con pliegues compresionales, y (b) capas de sedimentos recientes que han experimentado un proceso de deposición rápido (POSTON et al 1997).

A medida que se produce el enterramiento de las formaciones el esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical al cual se encuentran expuestas las rocas va a experimentar un aumento en su valor lo cual hace que los sedimentos tiendan a compactarse y reducir su espacio poroso. Cuando se tienen formaciones constituidas por material granular poroso, como las areniscas, y sus espacios porales se encuentran ocupados por fluidos, a medida que se produce la compactación y reducción del espacio de los poros los fluidos tienden a ser expulsados de forma progresiva; pero cuando las formaciones que contienen fluidos se encuentran con una formación sello que la suprayace como formaciones tipo shale, los fluidos quedan atrapados cuando se produce el enterramiento, al no poder migrar los fluidos los espacios porosos y las rocas no van a experimentar compresión, de esta forma al no ser expulsados los fluidos experimentan un incremento en su presión.

Son muchas las causas geológicas que están presentes en las zonas geopresurizadas y su entendimiento se complica más cuando se presentan en zonas estructuralmente complejas. En este tipo de condiciones es de vital importancia el estilo estructural y la estratigrafía. Esta anomalía en las presiones poro se dan a través del tiempo geológico y este fenómeno es observado a partir del flujo de fluido cuando atraviesa las cavidades porales identificándose por la inhibición, restricción o retardo del fluido. (Payares. Y, et al, 2006).

Las sobrepresiones se encuentran relacionadas a ciertos mecanismos los cuales explican el origen o causas del incremento por encima de la presión

normal, algunos de esos mecanismos se explican más adelante en este capítulo.

4.1. Efectos deposicionales.

4.1.1. Subcompactación de los shales

La compactación normal de los shales puede ser explicada a través de la siguiente secuencia.

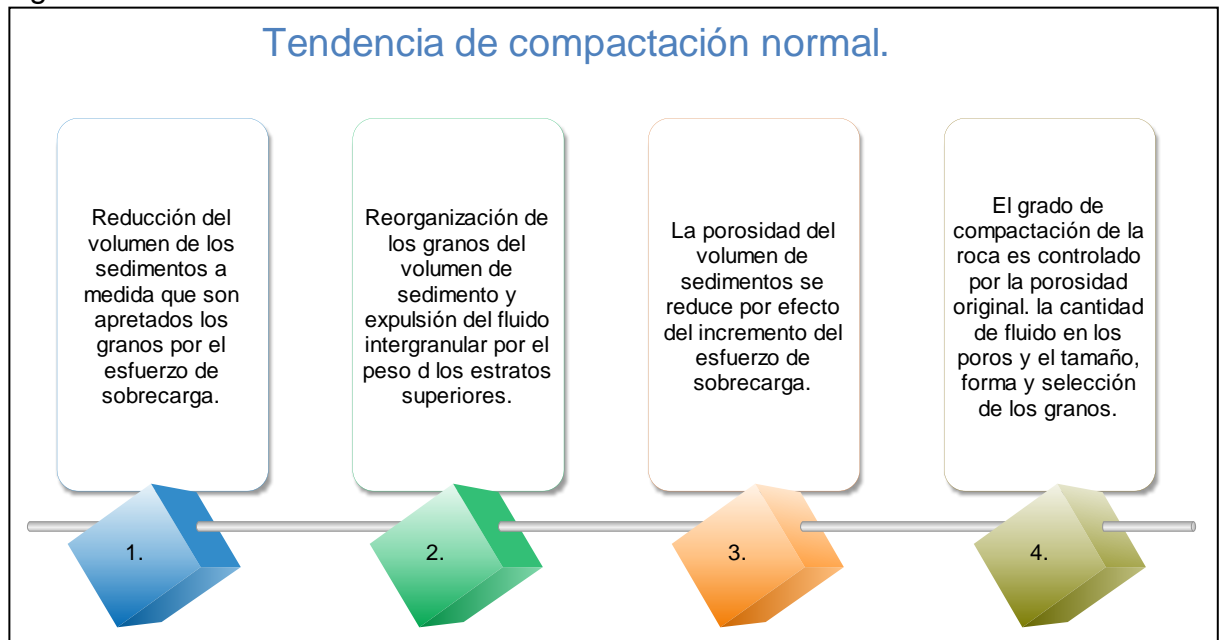


Figura 40. Secuencia normal de compactación de los shales. Fuente: Modificado de RABIA, HUSSAIN. Well Engineering and construction.

La subcompactación de los sedimento se produce cuando se produce una alteración en el equilibrio entre la velocidad de sedimentación de las arcillas y la tasa a la cual los fluidos son expulsados de los espacios porales a medida que los shales son compactados como producto del enterramiento, a través de este proceso se desarrollan presiones de poro anormales.

Los sedimento que son mojados por agua y tiende a retenerla en los poros son usualmente arrastrados por ríos y depositados en zonas como cuerpos lacustres u océanos, tal como se puede evidenciar en deltas de cuerpos de agua. En ciertos casos la mayoría de esos sedimentos están constituidos por arcillas que han adsorbido agua intercalada entre partículas sólidas.

Cuando una primera capa de sedimentos es sometida a compactación como resultado de una posterior sedimentación, parte del agua intersticial

que se encuentra en continuidad con el agua de cuerpos de agua superiores va a ser expelida hacia los mismos. A medida que el fluido intersticial o fluido poral se encuentra en contacto con cuerpos de agua superiores y es expulsado por la compactación la presión en los poros (o presión de poro) es normal. Si la sedimentación continúa, las arcillas seguirán compactándose; las capas sólidas son apretadas y el agua continuará siendo expelida. A medida que la tasa de sedimentación se mantenga baja, el fluido continuará escapando así como aumenta la compactación, razón por la cual la arcilla continúa presentando una presión de poro normal.

Si el equilibrio entre la compactación y expulsión del agua se interrumpe y el fluido poral no puede escapar, resultará una presión de poro anormal. Esta interrupción puede resultar de:

- Un incremento en la tasa de sedimentación.
- Reducción en la tasa de expulsión de fluido causada por (i) un decrecimiento en la permeabilidad debido a sólidos que bloquean los canales o (ii) la deposición de una barrera de permeabilidad tales como barreras de calizas o evaporitas.

Cuando ocurre una interrupción en el proceso de compactación normal, pueden ocurrir tres cosas:

1. Se mantiene el mismo volumen de poro en la roca.
2. La porosidad de la roca se mantiene a una nueva profundidad, los fluidos no pueden escapar y se la compactación de la roca es prevenida.
3. Los fluidos empiezan a soportar el peso incremental de sobrecarga y como consecuencia su presión aumenta y se inhibe una futura compactación.

La presión anormal resultante de estos procesos va a tener un gradiente no mayor que el de sobrecarga, a medida que las presiones están siendo producidas por exceso de sobrecarga, la carga adicional es soportada por el fluido poral atrapado.

Cada mecanismo de subcompactación de arcillas y el resultante desarrollo de presión de poro anormal son comunes alrededor del mundo, los casos del Golfo de México y Papua, Nueva Guinea son ampliamente atribuidos a esta causa. Las altas tasas de sedimentación son propuestas por varios autores como la causa dominante de sobrepresiones de las arcillas terciarias en el Mar del Norte².

² RABIA, HUSSAIN. Well Engineering and construction.

4.1.2. Procesos diagenéticos.

A medida que se produce un aumento de presión y temperatura, los sedimentos experimentan un proceso químico y cambios físicos simultáneos, conocidos como diagénesis. Este proceso consiste en una alteración de los sedimentos y los minerales constituyentes durante la compactación post deposicional. Los procesos diagenéticos incluyen la formación de nuevos minerales, recristalización y litificación.

La diagénesis puede resultar en cambios de volumen y generación de agua la cual si ocurre en un ambiente como un lecho acuoso puede producir presión de poro anormal o presión de poro sub-normal.

- Diagénesis de la arcilla (conversión de esmectita en illita).

Durante el periodo post-deposicional, cuando se inicia el enterramiento, las arcillas están compuestas principalmente por arcillas del tipo esmectita de las cuales es la montmorillonita por mucho las más común. La montmorillonita tiene una estructura hinchada y durante la deposición inicial contiene aproximadamente 70 – 85 % de agua. El agua es retenida como agua intercapas entre las placas de arcilla y por tanto como agua libre de poro. Este ambiente es usualmente de naturaleza alcalina y es rico en iones de calcio y magnesio pero pobre en iones de potasio.

Luego de un enterramiento posterior, la compactación expelle la mayoría del agua libre de poro y el contenido de agua se reduce así a aproximadamente un 30%. Además de ello se produce un aumento en el esfuerzo de sobrecarga y en la temperatura, ello hace que la última capa de agua estructural sea expulsada. Como efecto de lo anterior la estructura de la arcilla es inducida al colapso y en presencia de iones de potasio, la montmorillonita experimenta la diagénesis y se transforma en illita.³

³Exlog Applications Manual (various prints) "Theory and evaluation of formation Pressures" Exploration Logging Inc.

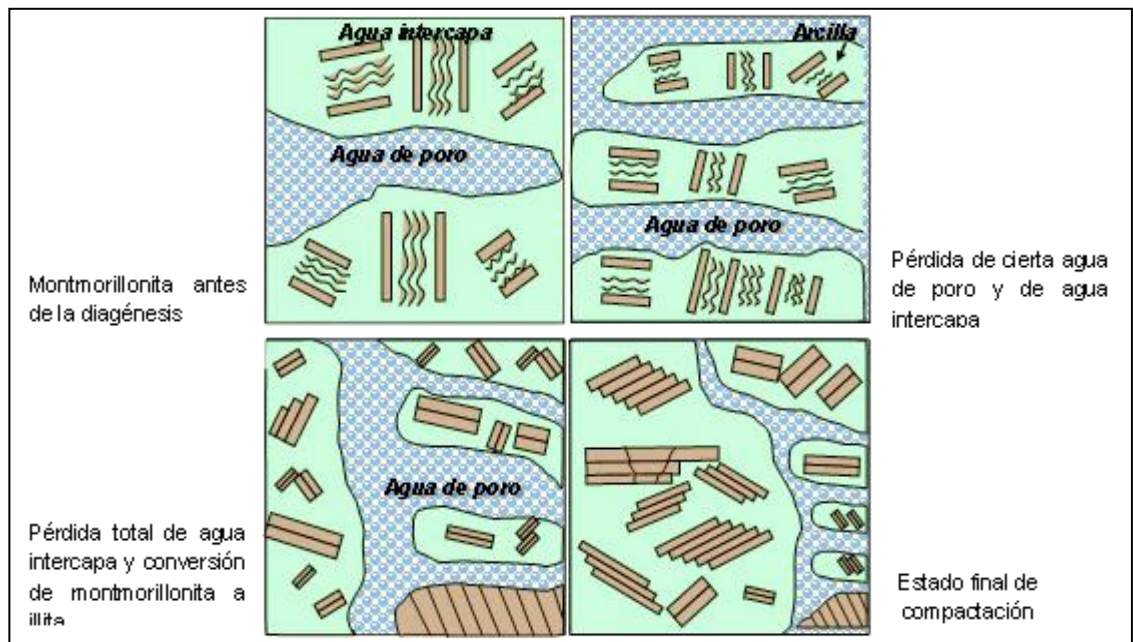


Figura 41. Efectos diagenéticos de las arcillas. Fuente: Modificado de BOURGOYNE et al., (1991).

Si el agua liberada en este proceso no puede escapar durante la compactación el fluido de poro soportará una porción adicional del incremento del esfuerzo de sobrecarga y por lo tanto se verá anormalmente presionado.

La transición de montmorillonita a illita depende de la profundidad, temperatura y actividad iónica. En áreas de alto gradiente geotermal, la alteración se produce en zonas de menor profundidad que en aquellas con bajo gradiente geotermal. (Rabia, Hussain 2004).

4.1.3. Efectos tectónicos.

La actividad tectónica puede resultar en el desarrollo de presiones de poro anormales como resultado de una variedad de mecanismos incluyendo: plegamiento, fallamiento, y levantamiento de capas o bloques.

- Plegamiento.

El plegamiento es producido por la compresión tectónica de una cuenca geológica. El esfuerzo tectónico horizontal adicional creado por el plegamiento compacta las arcillas lateralmente. Para que la formación mantenga un valor de presión de poro normal, el incremento en la compactación debe estar acompañado por una expulsión de agua. Si el agua de formación no puede escapar, resultará una presión anormal.

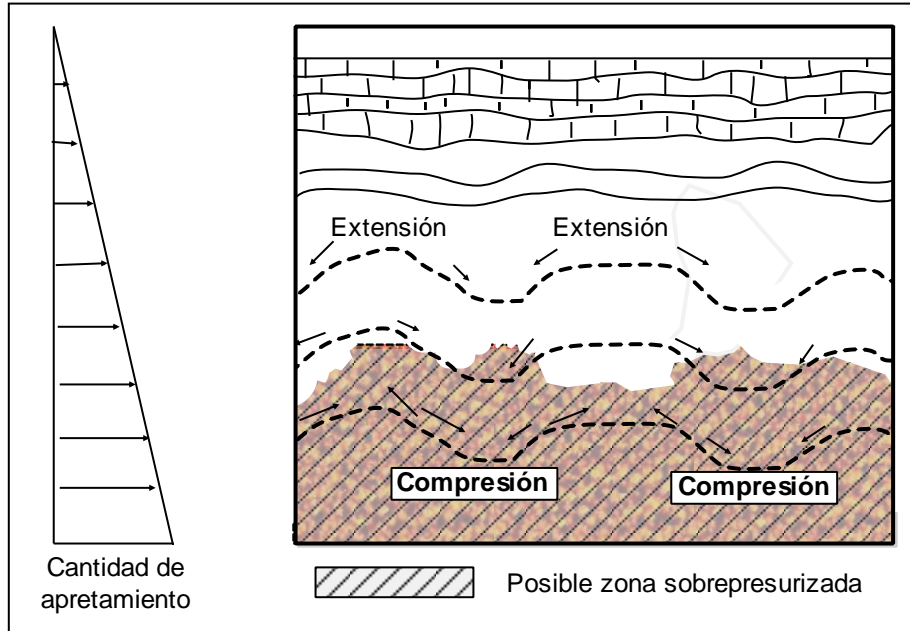


Figura 42. Sobrepresión por plegamiento. Fuente: Modificado de RABIA, HUSSAIN. Well Engineering and construction.

- Fallamiento.

El fallamiento en rocas sedimentarias es causado por la presencia de actividad tectónica. Las capas de sedimentos son quebradas, movidas hacia arriba y abajo o son sometidas a torsión. Hay varias razones por las cuales se generan presiones anormales como producto del fallamiento:

1. El plano de falla actúa como un sello contra una formación permeable de este modo previniendo una migración posterior del fluido de poro con la compactación. La zona permeable va a comenzar a sobrepresurizarse.
2. Si la falla no es sellante, esta puede permitir la transmisión de fluidos de formaciones permeables que se encuentran a mayor profundidad y a mayor presión hacia una zona más superficial, causando presiones anormales en la zona superficial.
3. Una zona se puede mover hacia abajo del plano de falla causando haciendo que el bloque se encuentre sujeta a una mayor presión de sobrecarga y una mayor temperatura geotermal. Si la zona es compactada posteriormente y los fluidos porales no escapan, resultará en una presión anormal.
4. La tasa de sedimentación usualmente incrementa en un bloque que se ha hundido y esta sedimentación rápida puede dar lugar a una subcompactación y desarrollo de sobrepresión.

- Levantamiento

Si una formación normalmente presurizada es levantada a una profundidad más superficial la formación aparentará tener una presión anormal debido a hecho que la presión de formación tiene mayor presión hidrostática que la correspondiente a una zona normalmente presurizada a la misma profundidad. En algunos casos, esta presión anormal incrementará si el levantamiento fue seguido por una erosión de la carga litológica que la suprayace. Sin embargo, a menos que la formación continúe totalmente sellada, el incremento en la presión debido al levantamiento pasa a ser un decrecimiento en la presión debido a los efectos de enfriamiento debido a los efectos causados por el movimiento de un profundidad mayor a una menos.

4.2. Causas estructurales.

4.2.1. Estructura del yacimiento.

La presión de poro anormal puede presentarse en varios escenarios, ya sea en yacimientos con estructura horizontal o estructura no horizontal, estas estructuras pueden contener fluidos de poro de diferentes densidades, como pueden ser agua, gas y crudo. Las estructuras en las que esto puede llegar a presentarse son por lo general yacimientos lenticulares, yacimientos con alto buzamiento y anticlinales.

En yacimientos con alto buzamiento, las presiones de formación que son normales en la zona de agua más profunda del reservorio serán transmitidas buzamiento arriba de la estructura.

En estructuras de gran tamaño o yacimientos de gas, el contraste de gradiente de sobrepresión puede llegar a ser bastante significativo. Por tal motivo se deben adoptar prácticas de perforación avanzada teniendo cuidado en minimizar el riesgo asociado con alto sobrebalance a medida que el yacimiento es perforado a través de la capa de agua.

4.2.2. Nivel piezométrico o freático de fluido.

Cuando el fluido en la formación presenta un valor de presión que difiere al de la presión normal calculado para una profundidad en específico pero se cuenta con un gradiente de presión de poro normal es posible descartar el efecto de factores externos que provocaran una modificación sobre dicho valor, en este caso es necesario tener en cuenta la profundidad (o altura) del nivel de los fluidos en las formaciones con respecto a la locación donde se está realizando la perforación.

A lo largo del programa de planeación de la perforación se estima una profundidad o nivel a la cual se va a encontrar la capa de agua, este nivel corresponde a una superficie imaginaria y es conocido como nivel piezométrico o freático de un fluido. Un ejemplo de ello puede ser una tabla de agua, cuya profundidad va a depender de la topografía del terreno y el grado de erosión al que se haya visto sometido.

Un sistema con acuífero puede mostrar presión de poro anormal dependiendo de la estructura del mismo y la elevación relativa de la locación donde se realiza la perforación con respecto a la tabla de elevación de agua. La presión de poro anormal va a ser experimentada si la tabla de agua la elevación del nivel de agua del acuífero es mayor que la elevación locación, o si hay presencia de cuerpos de agua cercanos a la locación con una altura mayor a la misma, como puede ser el caso de ríos o lagos que pasan a gran altura. En caso opuesto se tendrá presión subnormal.

El nivel freático de un fluido en la formación puede variar como se ilustra en la siguiente figura:

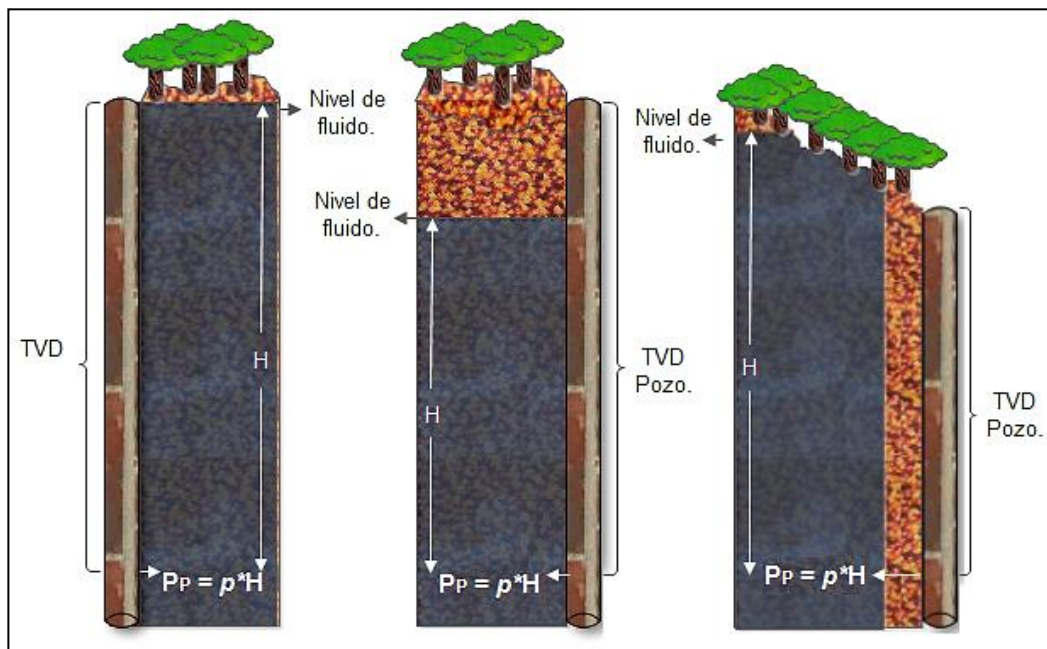


Figura 43. Nivel freático. Fuente: Los autores.

En la parte a) de la figura 8 se puede observar que el nivel de fluido en la formación se encuentra al mismo nivel en que se ha perforado el pozo, por tanto la presión de poro esperada para cada profundidad medida dentro del pozo va a ser correspondiente a la presión de poro normal, en la parte b) podemos ver que el nivel de fluido en la formación es menos al nivel desde donde se ha perforado razón por la cual dentro del pozo a una profundidad

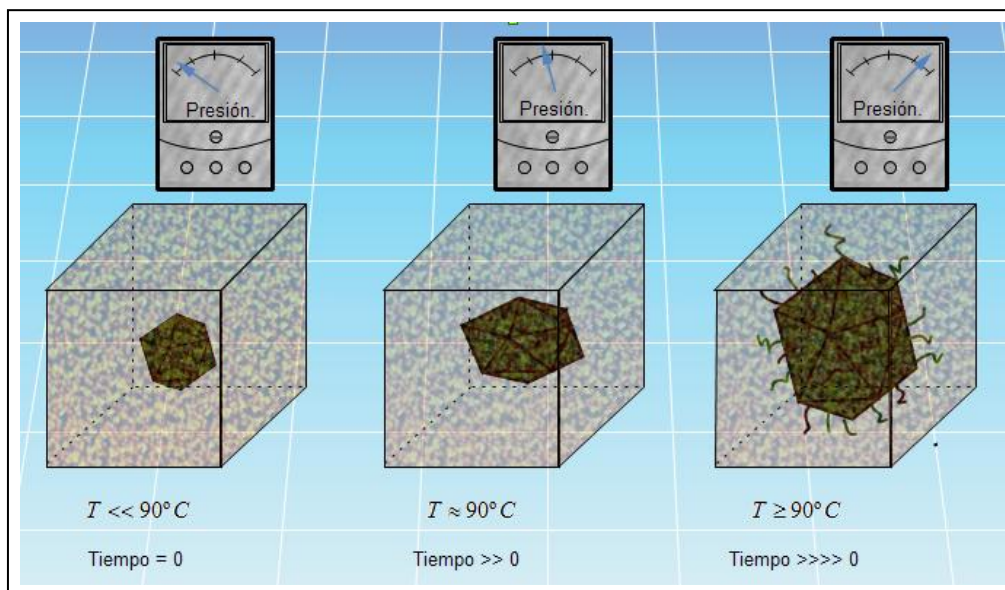
determinada la presión de poro va a ser menor a la normal, por último en la parte c) se observa que el nivel de fluido en la formación se encuentra por encima del nivel del pozo construido por lo cual para cada profundidad se tendrá mayor presión de poro que la esperada, teniendo en cuenta la profundidad de la perforación.

4.2. Efectos térmicos

La termodinámica dentro de la formación juega un papel importante a la hora de determinar las causas de sobrepresión en los diferentes estratos. El efecto de la temperatura debe ser considerado como un factor adicional a la mayoría de las causas de sobrepresión antes mencionadas.

4.2.1. Transformación de la materia orgánica.

A altas temperaturas y altas presiones asociadas con la profundidad de enterramiento, la moléculas de hidrocarburos complejos (kerógeno) se van transformar a componentes mas simples. A temperaturas de alrededor de 90 °C el kerógeno se altera a hidrocarburo. Este craqueo termal de los componentes puede resultar en un incremento de dos a tres veces en el volumen final del hidrocarburo, teniendo en cuenta ello el espacio libre que haya en los poros va a ser ocupado por el nuevo volumen y si no hay posibilidad de que el hidrocarburo migre a otras zonas la presión tenderá a aumentar. La presión puede incrementar de manera significativa si el sistema de craqueo del kerógeno empieza a generar gas. Lo cual ocurre cuando el aceite se craquea a gas.



Figura

44. Craqueo del kerógeno a hidrocarburo. Fuente: Los autores.

Esta causa ha sido relacionada como la generadora de altas (17 ppg) presiones de poro registradas en yacimientos de alta presión y alta temperatura (HP/HT por sus siglas en inglés) a la profundidad de areniscas y arcillolitas del jurásico en la zona central del Mar del Norte donde en algunas zonas la presión de poro del gas es casi igual a al gradiente de fractura, razón por la cual la perforación y control en esos pozos son extremadamente difíciles.

4.2.2. Efectos acuatermales.

Las formaciones que se encuentran sobrepresionadas por lo general presentan subcompactación, lo que se traduce en una mayor porosidad un mayor contenido de fluidos que las formaciones normalmente presionadas.

A medida que se produce el enterramiento de este tipo de formaciones la temperatura aumenta debido al efecto del gradiente geotermal que por lo general se describe como una función lineal de la temperatura con respecto a la profundidad, y teniendo en cuenta que las mismas formaciones cuentan una capa de arcillas que la suprayace en forma de sello se debe tener en considerar el efecto de la temperatura. Debido a la cantidad de arcilla en la capa sello, esta actúa como un aislante de la temperatura impidiendo que todo el calor escape hacia formaciones superiores causando que la formación que contiene los fluidos (o materia orgánica) experimente una expansión térmica de los fluidos de poro (o craqueo de la materia orgánica) resultando en un incremento de la presión.

Cualquier roca que experimente un aumento de profundidad, o un aumento en el gradiente de sobrecarga puede desarrollar presión anormal debido a la expansión de los fluidos. Sin embargo, el movimiento de la tierra requerido para que se dé un incremento significativo de la temperatura ocurre típicamente a una velocidad tan lenta que cualquier incremento en la presión debería ser compensado con una expulsión del fluido¹, a menos que la roca cuente con un sello que evite la migración.

5. Métodos de determinación de los factores críticos que definen una ventana segura de lodo.

5.1. Esfuerzo vertical.

A medida que se produce el enterramiento de las formaciones las formaciones suprayacentes ejercen un esfuerzo sobre aquellas que se encuentran a mayores profundidades, dicho esfuerzo va a depender del tipo de formaciones presentes en la columna, específicamente de la densidad de cada una de ellas, este esfuerzo que es en su mayor parte la carga litostática, constituye el esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical, σ_v .

5.1.1. Determinación del esfuerzo vertical por medio de la gráfica de Eaton.

Para la determinación del esfuerzo vertical Eaton a través de sus estudios y trabajos de campo logró definir una relación entre la profundidad y la variación del gradiente de sobrecarga a medida que aumentaba la profundidad. Eaton logró construir una gráfica de profundidad contra gradiente de sobrecarga para la zona del Golfo de México, dicha gráfica puede ser tomada como una referencia de cálculo cuando no hay disponibilidad de datos para su construcción en una zona determinada.

Eaton se basó en datos del Golfo de México para determinar el gradiente de esfuerzo vertical en función de la profundidad tal como se muestra a continuación.

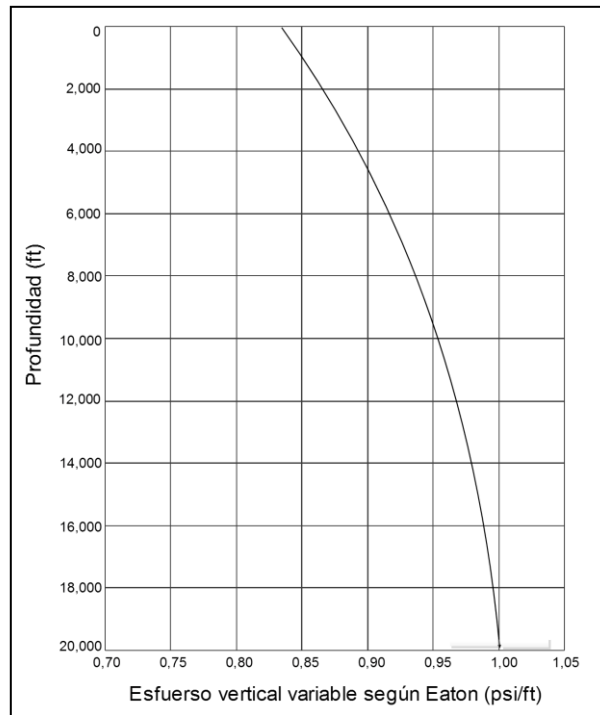


Figura 45. Variación del esfuerzo vertical con la profundidad según Eaton. Fuente: Modificado de ADAMS, NEAL J. Drilling Engineering, A Complete WellPlanning A---p-proach

5.1.2. Determinación del esfuerzo vertical por medio del registro bult density.

$$\sigma_v = \sum_i^n \rho * \Delta H * 0,433 \quad 5.1$$

Dónde:

- σ_v : Esfuerzo vertical u overburden (psi).
- ρ : Densidad volumétrica promedio (g/cm³).
- ΔH : Espesor del intervalo (pies).
- 0,433: Factor de conversión de unidades de g/cm³ a psi/pie.
- n : Número de intervalos.

5.2. Presión de colapso.

5.2.1. Falla por colapso en un pozo isotrópico y con pared de hueco permeable.

Si la pared del pozo es permeable, la presión de poro en la pared del hueco es igual a la presión del pozo. Además, se debe tomar en cuenta el cambio en los esfuerzos totales inducidos por la presión de poro variante. Los esfuerzos en la pared del pozo quedan expresados como se muestra a continuación:

$$\sigma_r = P_W \quad 5.2$$

$$\sigma_\theta = 2\sigma_h - P_W + 2\eta(P_W - P_P) \quad 5.3$$

$$\sigma_z = \sigma_V + 2\eta(P_W - P_P) \quad 5.4$$

Donde η corresponde al coeficiente de esfuerzo poroelástico de la roca el cual puede representado de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{1}{2} * \left(\alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) \quad 5.5$$

Insertando estas ecuaciones en el criterio de falla de Mohr – Coulomb, usando P_W cuando se computa el esfuerzo efectivo, se tiene que para cuando $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$

$$P_c = \frac{2\sigma_h - \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} P_P - C_O}{2 - \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu}} \quad 5.6$$

Y para la condición $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$

$$P_c = \frac{\sigma_V - \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} P_P - C_O}{1 - \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu}} \quad 5.7$$

5.2.2. Falla por colapso en un pozo, con anisotropía y con pared de hueco permeable.

Para un pozo con cierto grado de anisotropía los esfuerzos principales horizontales deben ser considerados diferentes y por tanto se requiere el cálculo del esfuerzo horizontal máximo. En tanto las ecuaciones quedan expresadas de la siguiente forma:

Para cuando $\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$

$$P_C = P_p + \frac{3\sigma_H - \sigma_h - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} P_p - C_o}{1 + \tan^2 \beta} \quad 5.8$$

β Puede ser calculado de la siguiente manera, según el criterio de Mohr – Coulomb.

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad 5.9$$

Y para la condición $\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$

$$P_C = P_p + \frac{\sigma_v + 2|\nu|(\sigma_H - \sigma_h) - P_p - C_o}{\tan^2 \beta} \quad 5.10$$

5.2.3. Falla por colapso en un pozo desviado, con anisotropía y con pared de hueco permeable.

El cálculo para la presión de colapso para un pozo desviado no estará contemplado en el desarrollo de este proyecto, por la complejidad de las ecuaciones. Para un pozo desviado se calcularán entonces los demás parámetros; presión de sobrecarga, presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo y presión de fractura.

Si es necesario calcular la presión de colapso para un pozo desviado se puede utilizar la ecuación 5.10 y 5.8 con la diferencia que para σ_h y σ_H utilizaremos la ecuación 2.75 y 2.76 donde $\sigma_1 = \sigma_H$ y $\sigma_2 = \sigma_h$.

5.3. Presión de poro.

La mayoría de los métodos utilizados para detectar y estimar la presión de formación, están basados en el principio de que las formaciones con presiones anormales tienden a ser menos compactadas y tienen una porosidad más alta que las formaciones similares con presión normal a la misma profundidad. Por tal motivo cualquier método que logre reflejar cambios en la porosidad de la formación puede ser utilizada para detectar presiones anormales. Generalmente este parámetro dependiente de la porosidad es graficado como función de la profundidad.

Si la presión existente en la formación es normal, los parámetros dependientes de la porosidad se acoplaran a una línea de tendencia.

En la perforación los métodos usados para estimar la presión de la formación se pueden separar en dos categorías: Métodos predictivos y métodos de detección. Los métodos predictivos se basan en las velocidades sísmicas y registros de pozos offset. Los métodos de detección de la presión de poro normalmente usan parámetros de perforación, exponente “d” e información de registros de pozo.

Los procesos de compactación ocurren cuando el agua es expelida del espacio poral y el esfuerzo de overburden es transferido desde el fluido de poro a la matriz de la roca. Las presiones anormales ocurren cuando no se le permite al fluido de poro escapar, éste fenómeno por lo tanto impide la compactación. La retención de agua previene la compactación, por tal motivo la porosidad no disminuye con la profundidad.

Las propiedades del shale medidas por varios registros de pozo están directamente relacionadas con la porosidad. Cuando estos valores se grafican como función de la profundidad, las secciones de presión normal siguen una tendencia a medida que la porosidad disminuye. Una desviación de los valores graficados de ésta tendencia normal puede indicar una presión anormal.

5.3.1. Método de la Profundidad Equivalente.

En un medio ambiente normalmente presurizado, donde el gradiente hidrostático es 0,465 psi/pie; El esfuerzo vertical efectivo en una sección normalmente presurizada se puede calcular entonces de la siguiente manera.

$$\sigma'_v = (G_v - 0,465) * TVD \quad 5.11$$

Cuando valores de registros de resistividad, conductividad y acústicos se grafican contra profundidad, se puede obtener una línea recta a través de los valores someros. Esta línea es llamada línea de tendencia normal.

Al ocurrir deposición rápida de sedimentos, la formación es sellada lo cual previene que el fluido contenido en los poros escape por tal razón el incremento de la presión de overburden debe ser soportado por el fluido de poro y no por la matriz de la roca. La porosidad de la formación por lo tanto no disminuye con la profundidad como se espera. Debido a este fenómeno las propiedades eléctricas, acústicas y la densidad sufren pequeños cambios.

La profundidad somera que pertenece a la línea de tendencia normal a la cual los sedimentos contienen las mismas propiedades de la roca que sedimentos a mayor profundidad en una sección de presión anormal se le llama “profundidad equivalente”. Una vez determinada la profundidad equivalente, entonces el esfuerzo de matriz a esa profundidad equivalente se calcula usando la ecuación 12.

El esfuerzo de matriz en una formación profunda y anormalmente presurizada, es el mismo que el esfuerzo de matriz a la “profundidad equivalente”, porque el incremento de la presión de overburden es soportado por el fluido de poro más no por la matriz de la roca. Por lo tanto, la presión de poro se determina calculando la diferencia entre la presión de overburden (a la profundidad de interés en la sección anormalmente presurizada del pozo) y el esfuerzo de matriz que existe a la “profundidad equivalente” de deposición (Solano et al) 2003.

$$p_p = \sigma_v - \sigma'_{V_{PE}} \quad 5.12$$

Donde:

$\sigma'_{V_{PE}}$: Esfuerzo de matriz (esfuerzo efectivo), a la profundidad equivalente de deposición.

Los valores individuales de resistividad o acústicos del shale se leen directamente del registro y se grafican contra la profundidad en papel semilogarimico. Una vez realizado esto se observa una línea de tendencia normal a través de la sección normalmente presurizada del pozo. El punto donde las propiedades del registro se alejan de la línea normal es el punto donde la presión anormal comienza. La “profundidad equivalente” de deposición se puede determinar proyectando una línea vertical partiendo del valor leído del registro en la sección de presión anormal, hasta tocar la línea normal como se muestra en la Figura 46.

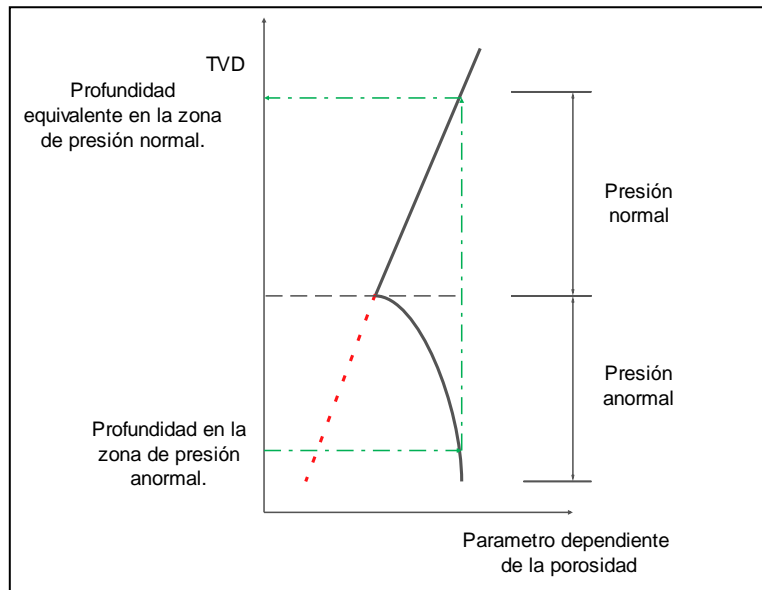


Figura 46. Profundidad equivalente de deposición. Fuente: Los autores.

5.3.2. Método de Eaton

Es una mejora del método original de Hottman & Johnson se basa en la misma premisa de que cuando valores eléctricos o acústicos de shales limpios se grafican como función de la profundidad en papel semilog, se podrá observar una tendencia normal y una zona de sobrepresión.

Eaton usa una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

Otra cualidad del Método de Eaton es que tiene en cuenta el efecto del esfuerzo de sobrecarga, y adicionalmente que las velocidades sísmicas se pueden convertir en tiempos de transito los cuales pueden ser usados como valores del registro sísmico.

La ecuación de Eaton:

$$\frac{p_p}{TVD} = \frac{\sigma_v}{TVD} - \left[\frac{\sigma_v}{TVD} - \frac{p_N}{TVD} \right] * f^\alpha \quad 5.13$$

Donde:

- $\frac{p_p}{TVD}$: Gradiente de presión de poro (psi/ft).
- $\frac{\sigma_v}{TVD}$: Gradiente de presión de sobrecarga (psi/ft).
- $\frac{p_n}{TVD}$: Gradiente de presión normal de poro (psi/pie).
- f^α Parámetro de ajuste.

Este parámetro de ajuste depende de la fuente de datos que se tenga. Eaton, calibró una serie de exponentes utilizando los registros eléctricos, y para exponente dc así: el

Registros resistivos:

$$\frac{p_p}{TVD} = \frac{\sigma_v}{TVD} - \left[\frac{\sigma_v}{TVD} - \frac{p_n}{TVD} \right] * \left[\frac{R_o}{R_n} \right]^{1,2} \quad 5.14$$

Registros de conductividad:

$$\frac{p_p}{TVD} = \frac{\sigma_v}{TVD} - \left[\frac{\sigma_v}{TVD} - \frac{p_n}{TVD} \right] * \left[\frac{C_n}{C_o} \right]^{1,2} \quad 5.15$$

Registros sísmicos o sónicos:

$$\frac{p_p}{TVD} = \frac{\sigma_v}{TVD} - \left[\frac{\sigma_v}{TVD} - \frac{p_n}{TVD} \right] * \left[\frac{T_n}{T_o} \right]^{3,0} \quad 5.16$$

Exponente dc:

$$\frac{p_p}{TVD} = \frac{\sigma_v}{TVD} - \left[\frac{\sigma_v}{TVD} - \frac{p_n}{TVD} \right] * \left[\frac{dc_o}{dc_n} \right]^{1,2} \quad 5.17$$

5.3.2.1. Exponente D.

Es una normalización de la rata de penetración desarrollada por Bingham (1965), Jordan y Shirley (1967).

$$d = \frac{\log \frac{(ROP)}{(60 \times RPM)}}{\log \left(\frac{12 \times WOB}{10^6 \times B} \right)} \quad 5.18$$

Donde:

ROP: Rata de penetración (ft/hr).

RPM: Velocidad de rotación (rpm).

WOB: Weight on bit (lb)

B: Diámetro de la broca (in).

Como podemos observar en esta ecuación intervienen los parámetros de perforación del pozo tales como:

5.3.2.1.1. Rata de penetración (ROP).

Es la velocidad de perforación y está dada en ft/hr, la cual es un indicativo de zonas de sobrepresión, ya que cuando se perfora una zona de sobrepresión la rata de penetración aumenta debido a la disminución de la densidad y al aumento de la porosidad, lo cual hace la formación más perforable, debido a la disminución de matriz de roca para remover, también debido a la disminución de overbalance lo cual hace más fácil que los recortes de la roca suban del fondo del pozo.

5.3.2.1.2. Weight on bit (WOB).

Representa la fuerza axial aplicada en el fondo del pozo para lograr fracturar la roca a través de la broca. Los cambios de WOB tienen efecto en la ROP.

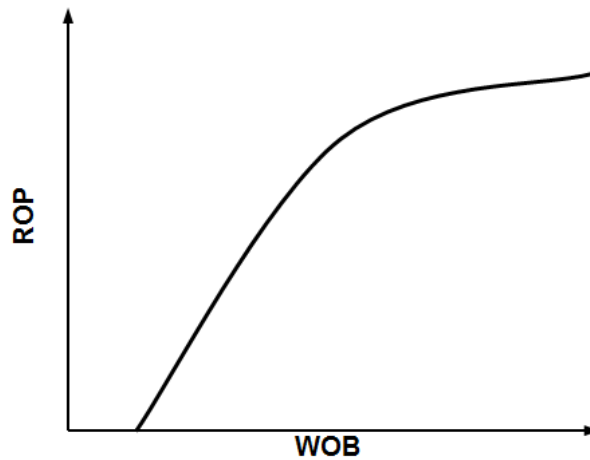


Figura 47. Efecto del WOB en la ROP. Fuente: SOLANO YULLY, URIBE RODOLFO. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo, Bucaramanga, 2008.

Como se puede observar en la Figura 47. Inicialmente la ROP incrementa rápidamente con el incremento del WOB. Finalmente, cuando hay altos valores de WOB, la ROP ya no incrementa, la respuesta a este fenómeno se debe a la mínima eficiencia de limpieza del hueco.

El WOB está limitado por el peso del BHA (drill collars y heavy weight), ya que el drill pipe está diseñado para trabajar en tensión.

5.3.2.1.3. Revoluciones por minuto (RPM)

Es la velocidad de rotación y es un parámetro importante en la ROP, pero no existe una relación lineal entre las RPM y la ROP, VIDRINE & BENIT (1968) y PRENTICE (1980) consideraron esta relación como exponencial (Figura 28), donde la inclinación depende de la dureza de la roca.

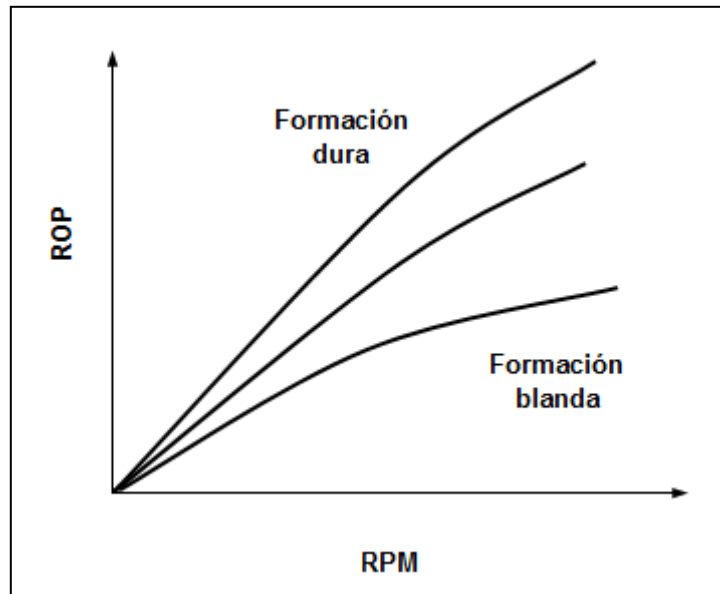


Figura 48. Relación entre la ROP y RPM como función de la dureza de la formación. Fuente: Modificado de ZOELLER, (1978).

La ROP usualmente incrementa linealmente con valores bajos de RPM, cuando las demás variables son tomadas como constantes. Pero al incrementar las RPM existe una respuesta negativa de la ROP, atribuida a una baja limpieza en el fondo del hueco.

Además de la anterior información, la elección de un apropiado WOB y RPM se ve altamente influenciado por los tipos de rocas. Por ejemplo, usualmente se perforan rocas blandas (shales) con bajo WOB y alto RPM, mientras que en rocas duras es mejor perforar con altos WOB y baja RPM. También, bajas RPM incrementan la posibilidad de pegas, por lo tanto es preferible perforar con una moderada RPM.

Como es sabido en pozos direccionales es necesario tener un motor en la punta de la sarta de perforación, y este motor funciona con el galonaje de las bombas de lodo del equipo, por lo tanto cuando se perfora un pozo direccional generalmente se rota en superficie y el motor de fondo rotará con el galonaje. Por lo tanto para determinar las RPM con las que en realidad está rotando la broca es necesario tener en cuenta la siguiente ecuación.

$$RPM_{\text{totales}} = RPM_{\text{superficie}} + GPM * f_{\text{motor}} \quad 5.19$$

Donde: f_{motor} : Es el factor de conversión de GPM/RPM y es propio de cada motor, usualmente se usa 0,25 GPM/RPM.

5.3.2.1.4 Tipo y desgaste de broca

La selección de una adecuada broca depende de la adecuada información que se tenga de las formaciones que van a perforar. Un cambio en el tipo de broca distorsiona el valor de la ROP y altera el rendimiento de la perforación.

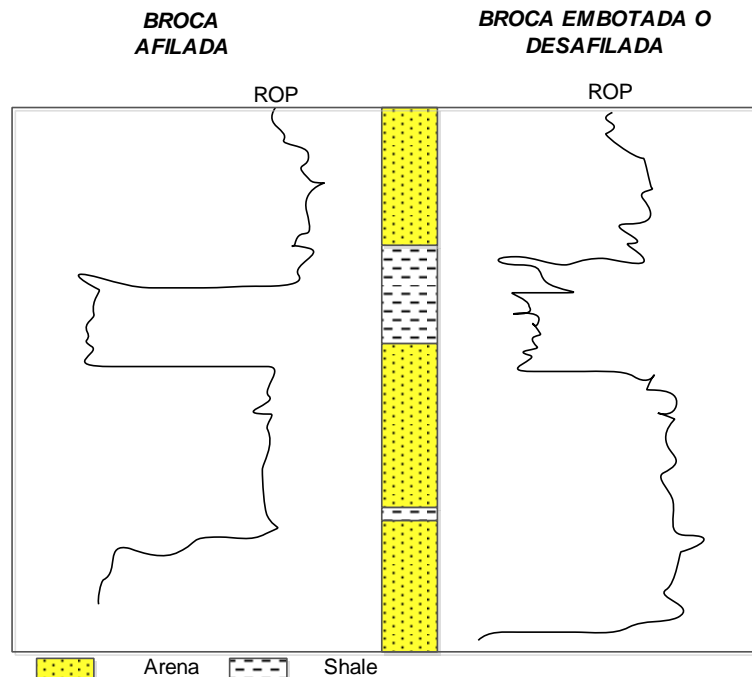


Figura 49. Relación entre el desgaste de la broca y la ROP. Fuente: Modificado de RABIA, HUSSAIN. Well Engineering and construction..

La selección del tipo de broca y el diseño de las características de la misma tienen una gran influencia sobre la ROP y la efectividad en una roca específica.

La condición de la broca, específicamente el estado de desgaste y embotamiento influye en la tendencia de la ROP.

5.3.2.2. Exponente DC

Es una modificación del exponente D propuesto por Rehm et al (1971), el cual tiene en cuenta la densidad equivalente de circulación.

$$d_c = d \left(\frac{GP_N}{ECD} \right) \quad 5.20$$

Donde:

d : Exponente d

GP_N : Gradiente de presión de poro normal (ppg).

ECD : Densidad equivalente de circulación (ppg).

$$ECD = \rho + \frac{\text{Anular pressure loss}}{TVD * 0,052} \quad 5.21$$

Donde:

ρ : Densidad de lodo (ppg).

TVD : True Vertical Depth (ft).

La ecuación 5.21 considera la presión hidrostática y las pérdidas de presión de un fluido en movimiento. Para determinar el ECD debemos conocer las pérdidas de presión que tenemos en el anular.

$$\text{Anular pressure loss} = \frac{Yp * L}{200 * (DH - DP)} \quad 5.22$$

Donde:

Yp : Yield point del lodo (lb/100 ft²).

L : Longitud de DC, HWDP o DP (ft).

DH : Diámetro del hueco (in).

DP : Diámetro DC, HWDP o DP (in).

5.4. Esfuerzo horizontal mínimo.

5.4.1. Determinación del esfuerzo horizontal mínimo por medio de ELOT.

Existen diversos métodos en la industria para determinar los esfuerzos in-situ, pero un método de campo para determinar los esfuerzos podría ser

mediante las pruebas *Leak Off Test (LOT)* y *Extended Leak Off Test (ELOT)* esta última es la prueba más confiable para determinar el esfuerzo horizontal mínimo.

La prueba ELOT ha sido un método para vencer muchas de las limitaciones de las pruebas LOT. La prueba ELOT se aproxima a una prueba de fracturamiento hidráulico, la cual es considerada como el método más apropiado para determinar los esfuerzos en una roca.

Esta prueba es realizada de una forma similar a la prueba LOT pero a un tiempo mas prolongado, y repitiendo los ciclos de presurización (Figura 49), lo cual resulta en un mejoramiento de la estimación de los esfuerzos.

La interrupción en la curva de declinación de presión indica el cierre del bombeo (Figura 49). Esto produce la primera estimación de la magnitud del σ_h . Un ciclo o más son realizados para vencer la resistencia a la tensión de la formación y la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el segundo ciclo, una cresta a presión constante es registrada: la presión de propagación de la fractura, y la segunda presión de cierre de fractura, la cual usualmente da las mejores estimaciones de la magnitud del esfuerzo mínimo.

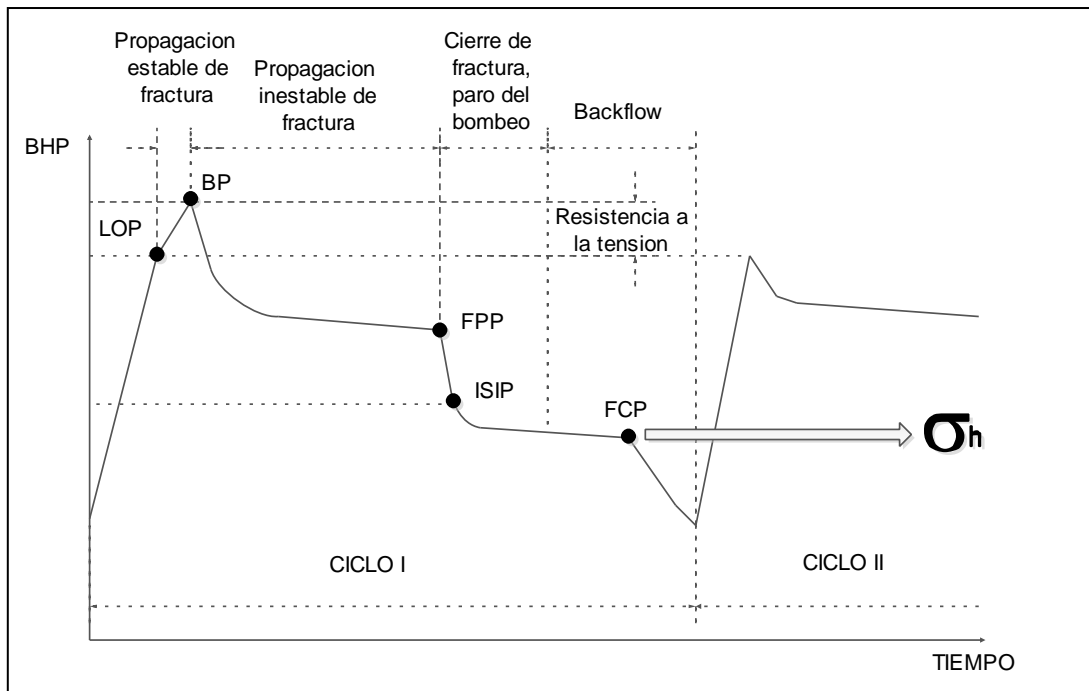


Figura 50. Prueba ELOT. Fuente: Modificado de Cabrera, 2003.

Como es sabido las pruebas LOT y ELOT, solo se hacen después de correr revestimiento y hacer el drill out del cemento, por lo tanto los datos de una prueba ELOT y LOT serán referenciados para formaciones teniendo así el gradiente de esfuerzo mínimo y el gradiente de fractura para esa formación.

Para lograr tener un perfil completo de la presión de fractura y el esfuerzo horizontal mínimo de un pozo es necesario tener pruebas LOT y ELOT para todas las formaciones presentes en el pozo.

5.4.2. Determinación del esfuerzo mínimo horizontal por medio de la correlación de Breckels y Van Eekelen.

$$\sigma_h = 0.053D^{1.145} + 0.46(P_p - P_{pn}) \text{ para } D \leq 3500[m] \quad 5.23$$

$$\sigma_h = 0.264D - 317 + 0.46(P_p - P_{pn}) \text{ para } D > 3500[m] \quad 5.24$$

Donde:

- D: Profundidad (m).
- P_{pn} : Presión normal de poro (MPa).
- P_p : Presión de poro (MPa).

5.4.3. Determinación del esfuerzo mínimo horizontal por medio de la ecuación de Eaton.

Ben A Eaton, el cual propuso la siguiente fórmula para su estimación:

$$\sigma_h = (\sigma_v - P_p) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) + P_p \quad 5.25$$

Para el desarrollo de esta ecuación Eaton asumió que tanto la relación de Poisson como el esfuerzo vertical variaban respecto a la profundidad.

5.4.3.1 Determinación de la relación de Poisson por medio de la curva de Eaton para el golfo de México.

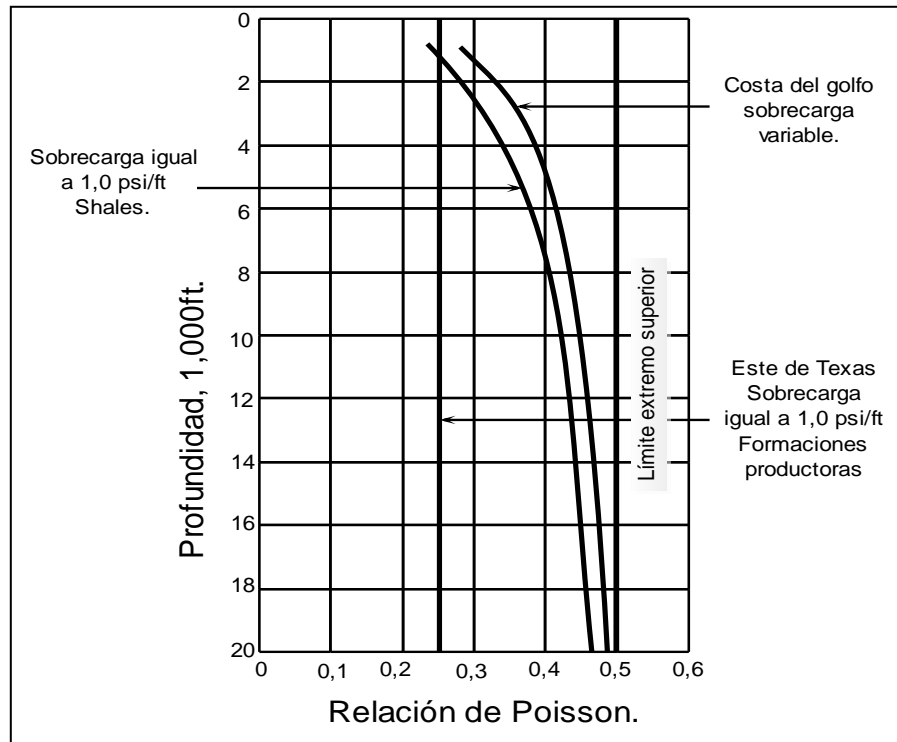


Figura 51. Relación de Poisson, propuesta por Eaton. Fuente: ADAMS, NEAL J. Drilling Engineering, A Complete WellPlanning Approach

5.4.3.2 Determinación de la relación de Poisson mediante la velocidad de las ondas sísmicas P y S.⁴

$$v = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \quad 5.26$$

Donde V_P es la velocidad de las ondas P, las cuales son ondas compresionales, que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio. Es la más veloz de todas las ondas sísmicas (más de 5 km/s en las rocas graníticas cercanas a la superficie, y alcanza más de 11 km/s en el interior de la Tierra) y, por lo tanto, es la primera en llegar a cualquier punto, en ser sentida y en ser registrada en los sismogramas, por lo que se llamó onda *Primera* o *Primaria* y de allí el nombre de P (en inglés se asocia también con *push* que significa empujar).

⁴ ZOBACK M. Reservoir Geomechanics. Department of Geophysics, Stanford University. Cambridge University Press. 2007.

Donde V_S es la velocidad de las ondas S, las cuales son ondas en las cuales las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo que están asociadas con deformaciones del terreno de tipo de cizalla. La onda S es más lenta que la onda P, en una amplia gama de rocas su velocidad, V_s , es aproximadamente igual a la velocidad de la onda P (V_p) dividida entre $\sqrt{3}$ (esto es conocido como *condición de Poisson*). Como la onda S es la segunda en llegar se le llamó *Secundaria*, y de allí su nombre (en inglés se asocia con *shake*, que significa sacudir).

Como los líquidos no pueden soportar esfuerzos cortantes, las ondas S no se propagan a través de ellos.

5.4.3.3. Determinación de la relación de Poisson mediante datos de registro sísmico dipolar.

$$v = \frac{0.5 \left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right]^2}{\left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right]^2 - 1} \quad 5.27$$

Donde t_s y t_c corresponden a los tiempos de tránsito de corte y compresional del registro sísmico, respectivamente.

Debido a que este método está fundamentado en la teoría de la existencia de sedimentos consolidados y bien compactados, y es producto del análisis de la mecánica del medio aplicada a la obtención del esfuerzo matricial mínimo que finalmente se acopla a la ecuación de Hubbert y Willis, proporciona resultados muy apegados a la realidad y no se encuentra condicionado a ninguna área geológica en particular, lo cual hace que cobre gran validez y se constituya en una gran herramienta a la hora de realizar las estimaciones.

5.5. Presión de fractura.

La planeación y desarrollo de un pozo requiere el conocimiento de las presiones requeridas dentro de una operación segura, y dentro de ello es necesario conocer aquella presión necesaria para la generación de una fractura en la formación. Los cálculos de presión de fractura son esenciales al momento de evitar o minimizar problemas de pérdidas de circulación y a la hora de seleccionar apropiadamente las profundidades de asentamiento del revestimiento.

5.5.1 Presión de fractura para pozo vertical.

- Condición de esfuerzos horizontales isotrópicos.

Es posible que la fractura se presente con una orientación vertical o con una orientación horizontal, esto va a depender del arreglo de los esfuerzos que actúan sobre las paredes del peso, por tal motivo se hace necesario evaluar ambas condiciones, para lo cual se tienen las siguientes ecuaciones:

Para fractura en dirección vertical:

$$P_{fr} = \frac{2\sigma_h - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) P_P + T_O}{2 - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)} \quad 5.28$$

Para fractura en dirección horizontal:

$$P_{fr} = \frac{\sigma_v - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) P_P + T_O}{1 - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)} \quad 5.29$$

- Condición de esfuerzos horizontales anisotrópicos.

$$P_{fr} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_P + T_O \quad 5.30$$

5.5.2. Presión de fractura para pozo desviado.

$$P_{fr} = \sigma_h(3 - \text{Cos}^2(\alpha)) - \sigma_v \text{Sin}^2(\alpha) + T_O - P_P \quad 5.31$$

5.5.3. Resistencia Tensil (To).

La resistencia a la tensión uniaxial es un parámetro muy usado en algunos campos de la mecánica de rocas. Dicho parámetro acompañado de la resistencia compresiva uniaxial constituyen el criterio de falla de una formación. Existen varias pruebas para la determinación de la resistencia tensil de una roca, ya sean directas o indirectas. Una de las técnicas de

tensión indirecta más usada, es conocida a nivel de laboratorio como una compresión diametral o Brazilian Test.

a) Determinar la resistencia Tensil por medio de la Brazilian Test.

Consiste en someter un disco circular a determinada carga dentro de dos platos o placas en una maquina de compresión.

En esta técnica, la carga desarrolla esfuerzos tensíles que están en dirección perpendicular al eje de carga. La falla de la muestra se da por una abertura o grieta presente a lo largo del eje de carga, y la carga tomada en el momento de falla es usada para determinar la resistencia tensíl de la muestra.

$$T_o = \frac{2P}{\pi D l} \quad 5.32$$

Donde:

T_o : Resistencia Tensil (MPa).
P: Carga Aplicada (N).
D: Diámetro del plot (mm).
l: Longitud del plot (mm).

b) Determinar la resistencia Tensil por medio de una ELOT.

Como se puede apreciar en la Figura 36, la resistencia tensil es la diferencia entre la Leak Of Pressure y la Breakdown Pressure, es decir la presión necesaria para que una vez marcado el inicio de la fisura se alcance a abrir la fractura.

c) Determinar la resistencia tensil por medio de UCS⁵.

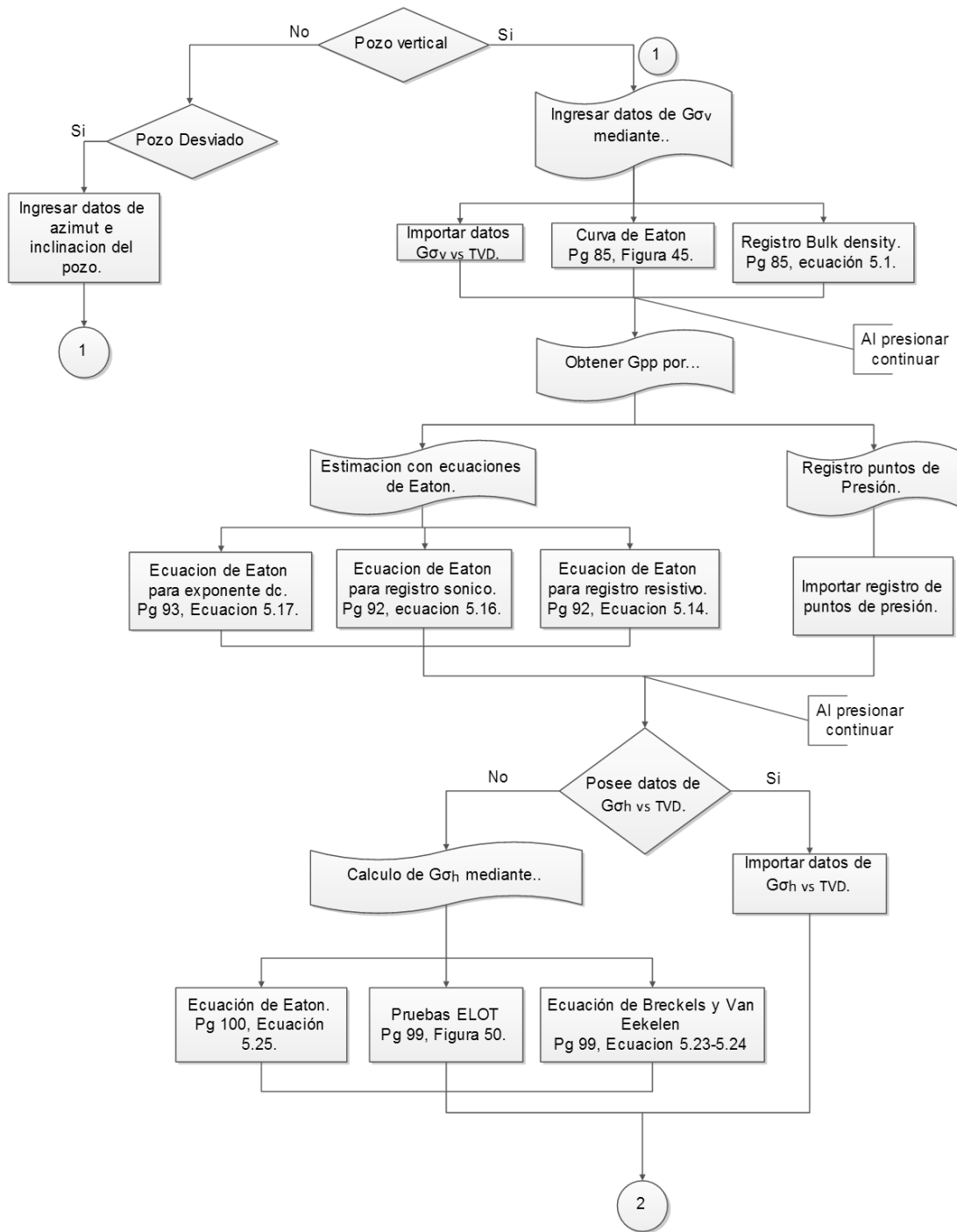
Conociendo el valor de UCS (resistencia compresiva uniaxial), podemos definir que T_o es igual a:

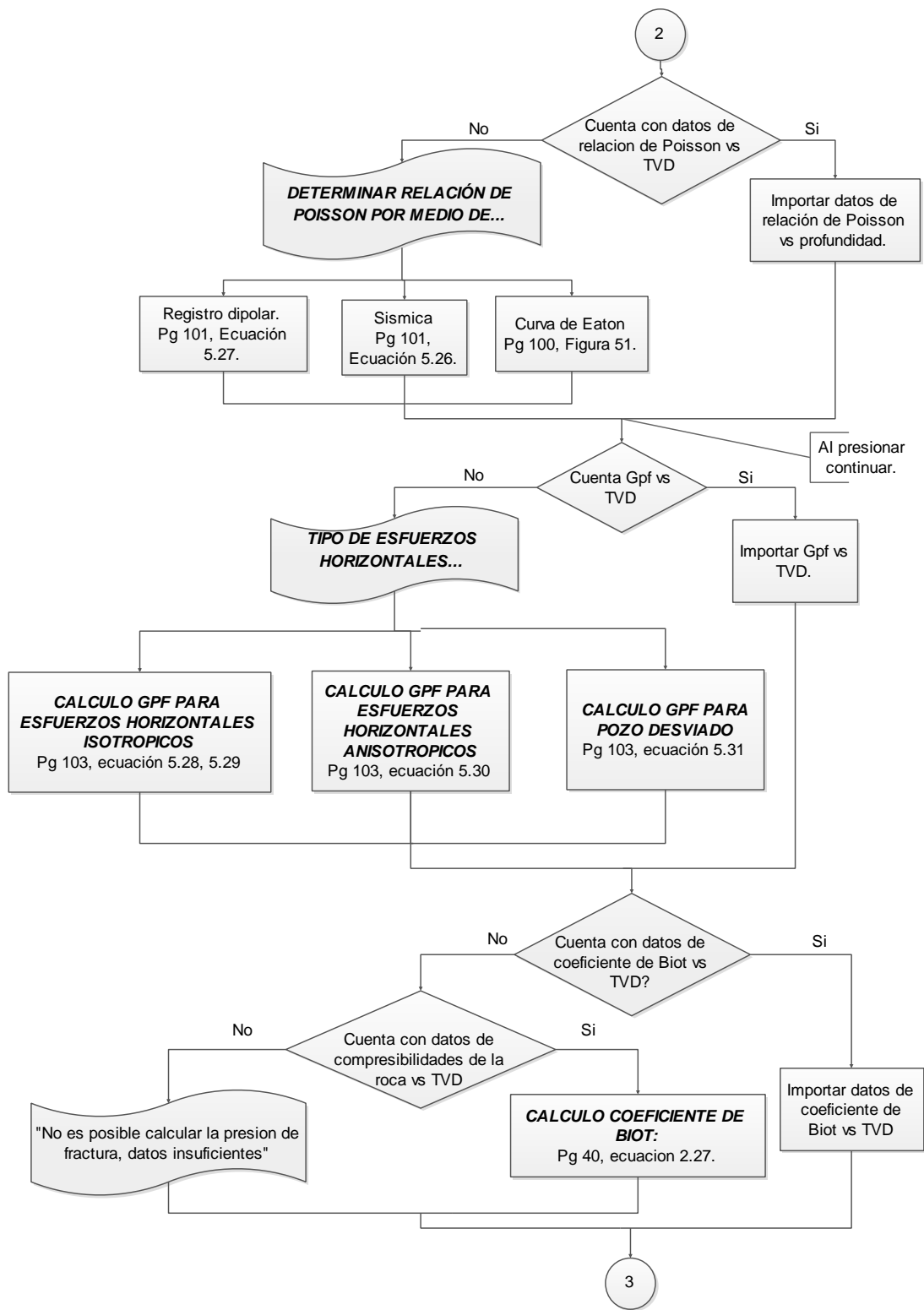
$$T_o = 0,1 * UCS \quad 5.33$$

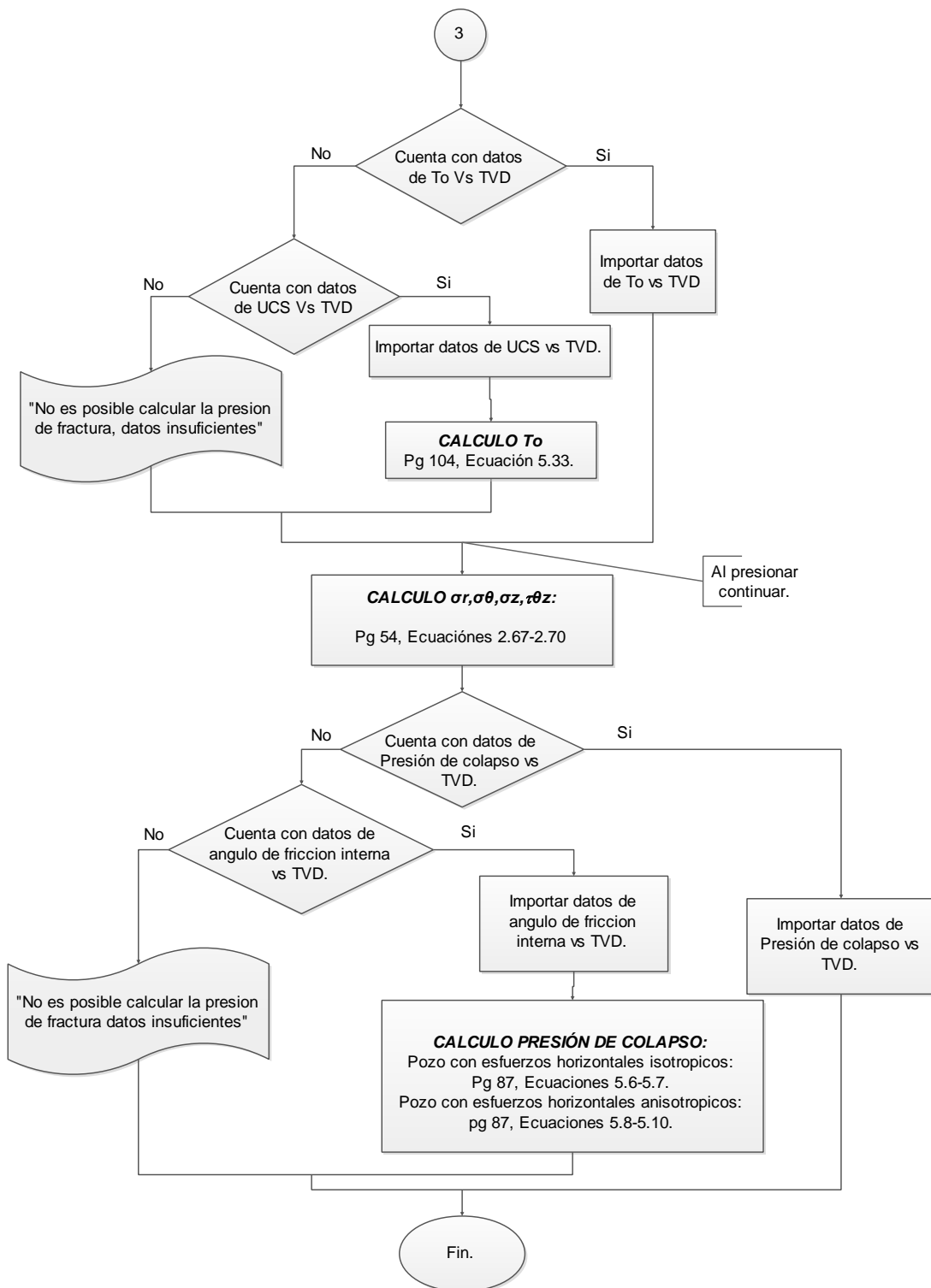
⁵ ZOBACK M. Reservoir Geomechanics. Department of Geophysics, Stanford University. Cambridge University Press. 2007.

6. DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CALCULO DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS QUE DEFINEN UNA VENTANA SEGURA DE LODO.

- Diagrama de flujo herramienta software.







Cómo objetivo principal de este proyecto se ha desarrollado una herramienta software (M&D Mud Weight Window), que nos va a permitir realizar a través de una serie de pasos como lo ilustra el anterior diagrama de flujo y siguiendo un código lógico de programación, calcular una ventana

operacional segura de lodo para un pozo según los datos suministrados por un usuario.

A continuación se va a realizar una descripción paso a paso con imágenes de la herramienta, siguiendo el proceso del anterior diagrama de flujo mencionado.

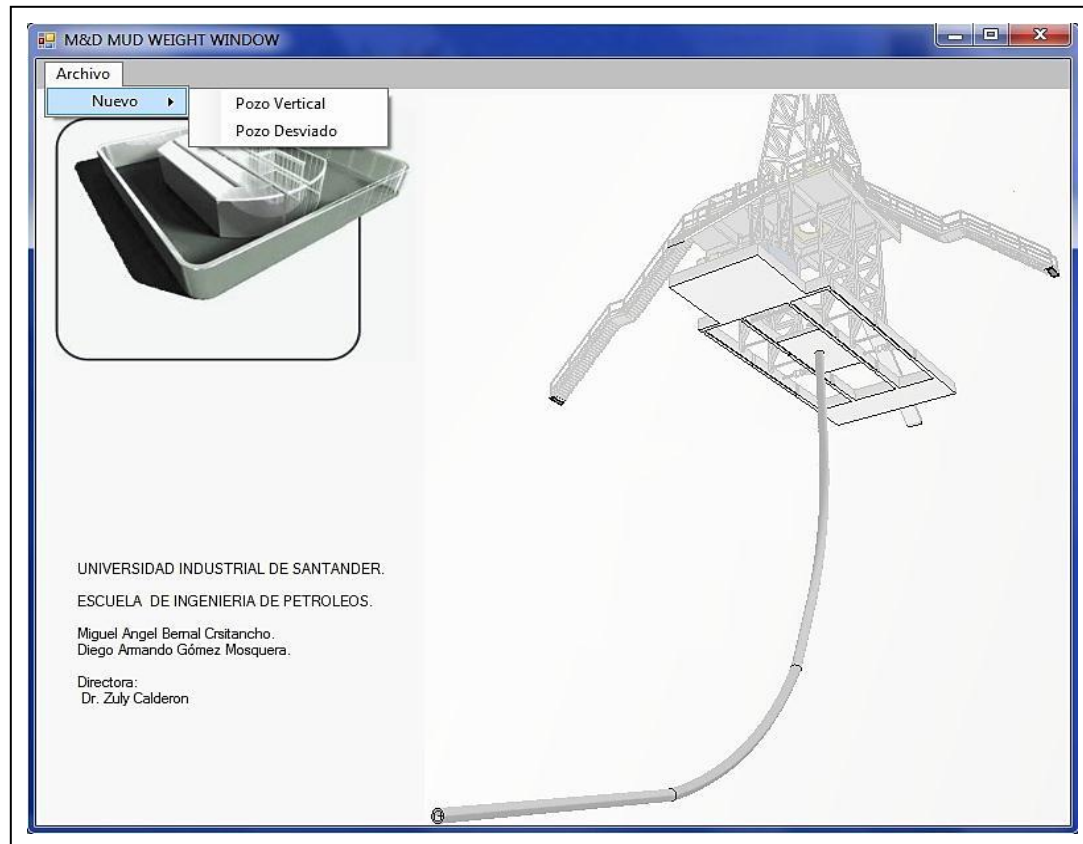


Figura 52. Panel Inicial de M&D Mud Weight Window. Fuente: Los autores.

Tal como se puede apreciar en la Figura 52 la herramienta consta de un panel principal donde se muestra la pestaña “Archivo” que consta de la opción “Nuevo” que permitirá trabajar en un nuevo proyecto, eligiendo dos escenarios, “Pozo vertical” y “Pozo desviado”.

Si es el caso de un pozo desviado al pulsar la opción pozo desviado se mostrara la siguiente pestaña.

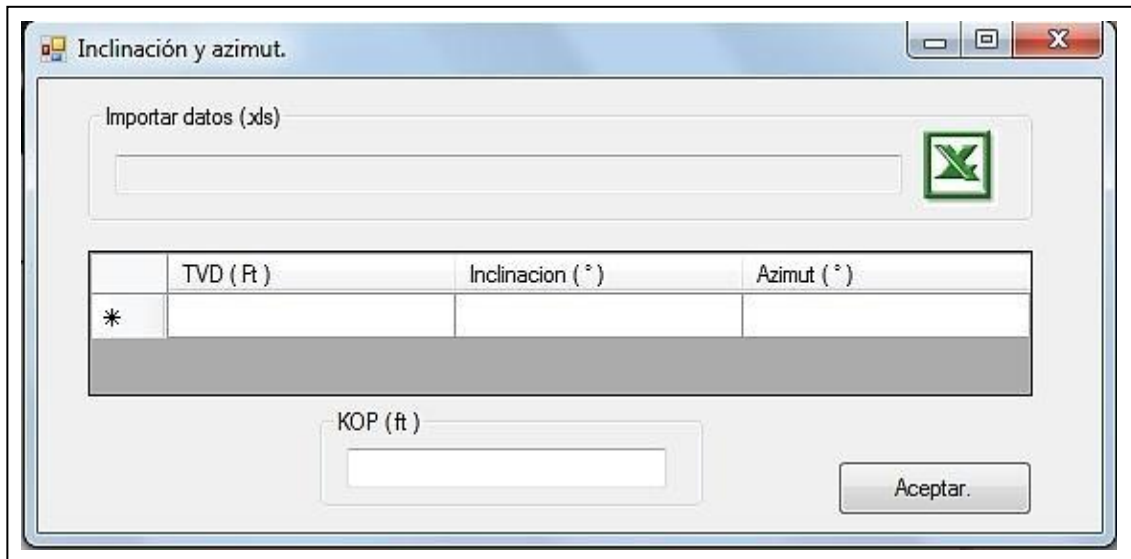


Figura 53. Ingreso de inclinaciones y azimut del pozo. Fuente: Los autores.

Al seleccionar luego de seleccionar una de las opciones se abre un panel con una serie de pestañas, las cuales deben ser diligenciadas en orden para efecto del correcto funcionamiento de la herramienta, inicialmente solo se muestra la pestaña de presión de sobrecarga y una vez diligenciada se abrirá la siguiente pestaña, correspondiente a presión de poro, y en ese orden para el resto. A continuación se muestra el panel dispuesto para esta opción.

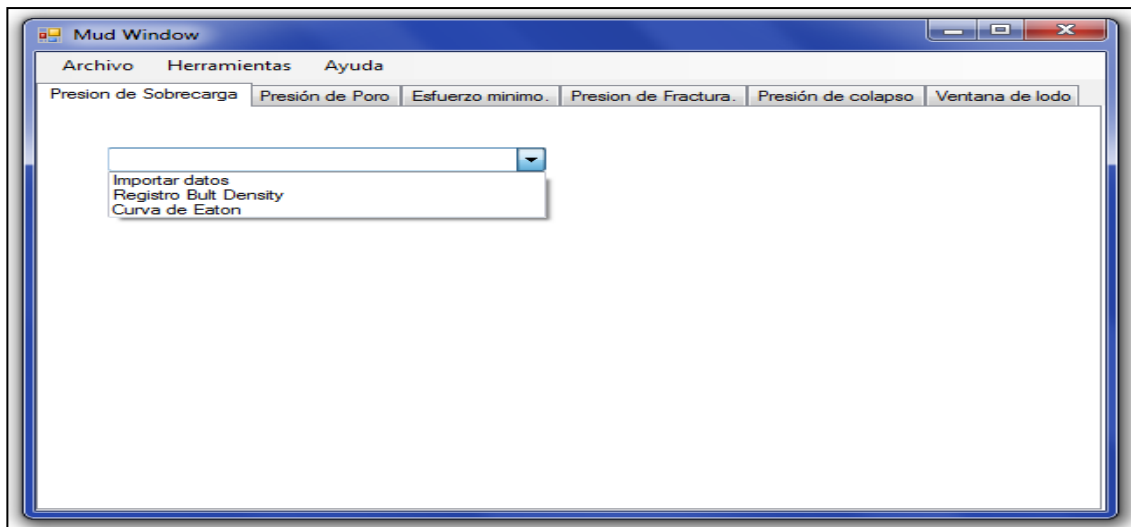


Figura 54. Panel general Pozo Vertical. Fuente: Los autores.

En la Figura 54 se muestran seis pestañas con sus respectivos nombres, éstas serán explicadas más adelante.

6.1. Presión de Sobrecarga.

Esta pestaña muestra una lista de selección la cuál nos permitirá elegir una opción para obtener la presión de sobrecarga, en la

Figura 55 se puede apreciar un indicador (barra de color rojo) y un botón (inhabilitado); el indicador se encargará de dar aviso al usuario de que hay un error en la pestaña o que se requiere realizar alguna operación en la pestaña en que se encuentre, así mismo, éste, a través de un cambio de color (verde) indicará al usuario que los requerimientos necesarios para el funcionamiento de la herramienta están cumplidos, por lo cual se habilitará el botón continuar y será posible continuar a la siguiente pestaña.

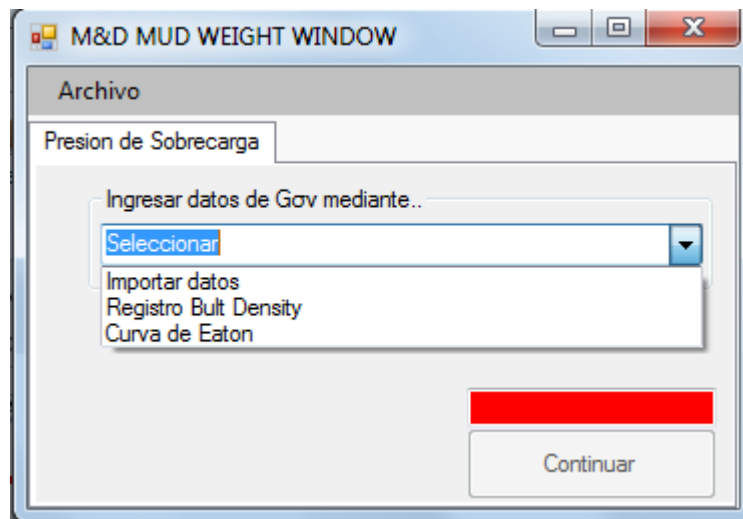


Figura 55. Pantalla Principal Presión de Sobrecarga. Fuente: Los autores.

A continuación se detallan las opciones disponibles para realizar el cálculo del gradiente de sobrecarga que servirá como base para la realización de los cálculos desarrollados por la herramienta, y será incluido en la ventana de peso de lodo.

- Importar datos: esta opción nos permite importar datos de TVD vs Presión de Sobrecarga con los que el usuario dispone previamente.

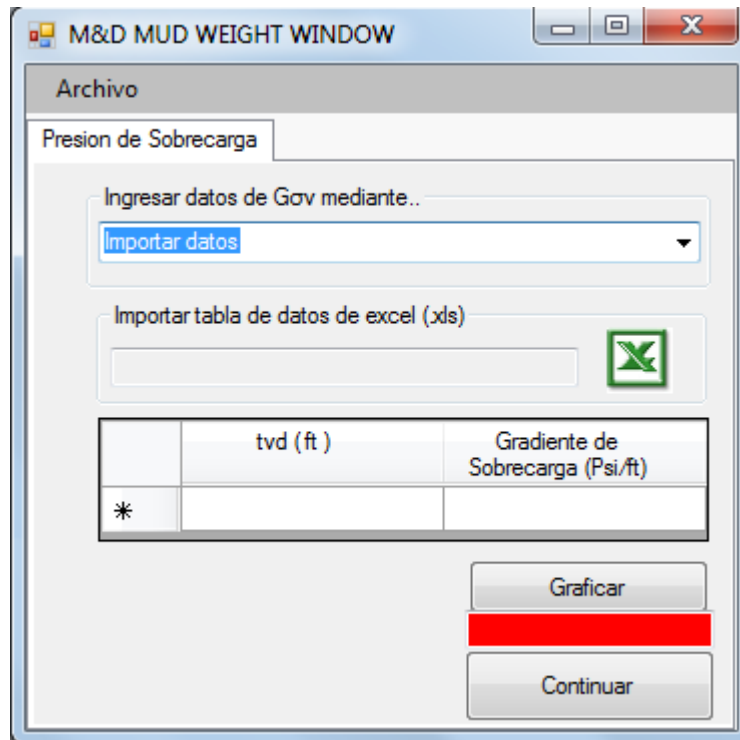


Figura 56. Importación de datos de Presión de Sobrecarga. Fuente: Los autores.

Tal como lo muestra la

Figura 56, esta opción cuenta con un botón representado por un ícono el cual nos permitirá cargar un documento con la extensión .xls, dicho documento deberá contar con una hoja denominada “Hoja1” y que debe contener en las columnas A y B los datos antes mencionados, estos datos deben tener en cabeza de la columna (es decir en la fila uno (1)) un rótulo correspondiente, ejemplo: TVD, Sobrecarga. Estos rótulos son importantes para el correcto funcionamiento y utilización de la herramienta. El botón Examinar en todas las partes donde aparece en la herramienta cumple la misma función y las columnas del documento a importar deben ser diligenciadas como se señale en la herramienta. En la parte inferior de la ventana de la herramienta siempre se podrá apreciar el señalador (barra de color Rojo/Verde), éste por default se encontrará de color rojo, el cual va a ser un indicativo de que aún hay operaciones por realizar en la pestaña actual y no me es posible realizar un desplazamiento a una pestaña posterior, una vez realizados los pasos u operaciones concernientes el indicador va a cambiar de color y va a permitir al usuario proseguir a realizar otras estimaciones. En este caso una vez importados los datos el indicador cambiará a verde.

- Registro Bulk Density: Esta opción permite ingresar datos de registro de densidad vs TVD para calcular el gradiente de sobrecarga.

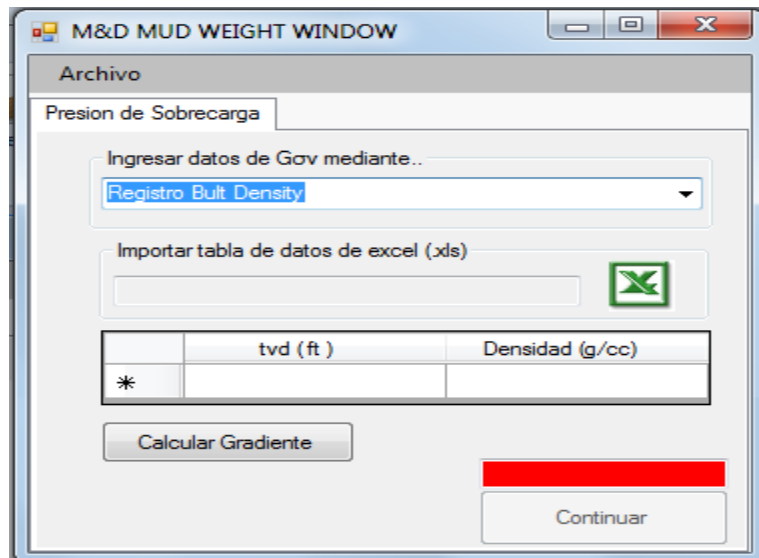


Figura 57. Importación de datos de densidad. Fuente: Los autores.

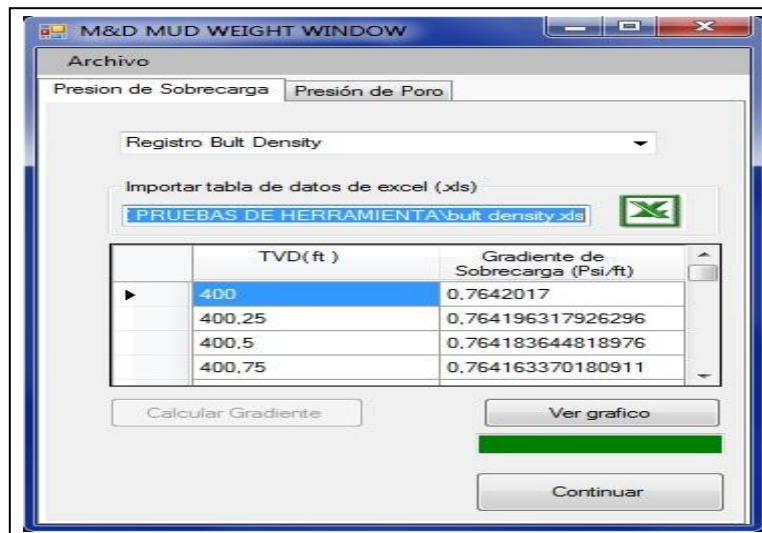


Figura 58. Cálculo de Gradiente de Sobrecarga a Partir de Datos de Densidad. Fuente: Los autores.

Una vez realizada la importación de los datos es necesario dar click en el botón “Calcular Gradiente”, de esta forma se realizará la operación correspondiente y el señalador mostrará que se puede continuar a la siguiente pestaña.

- Curva de Eaton: Esta opción permite tomar como valores de referencia para el cálculo los valores de la curva de Eaton para el Golfo de México, el indicador muestra que se puede continuar a la siguiente pestaña.

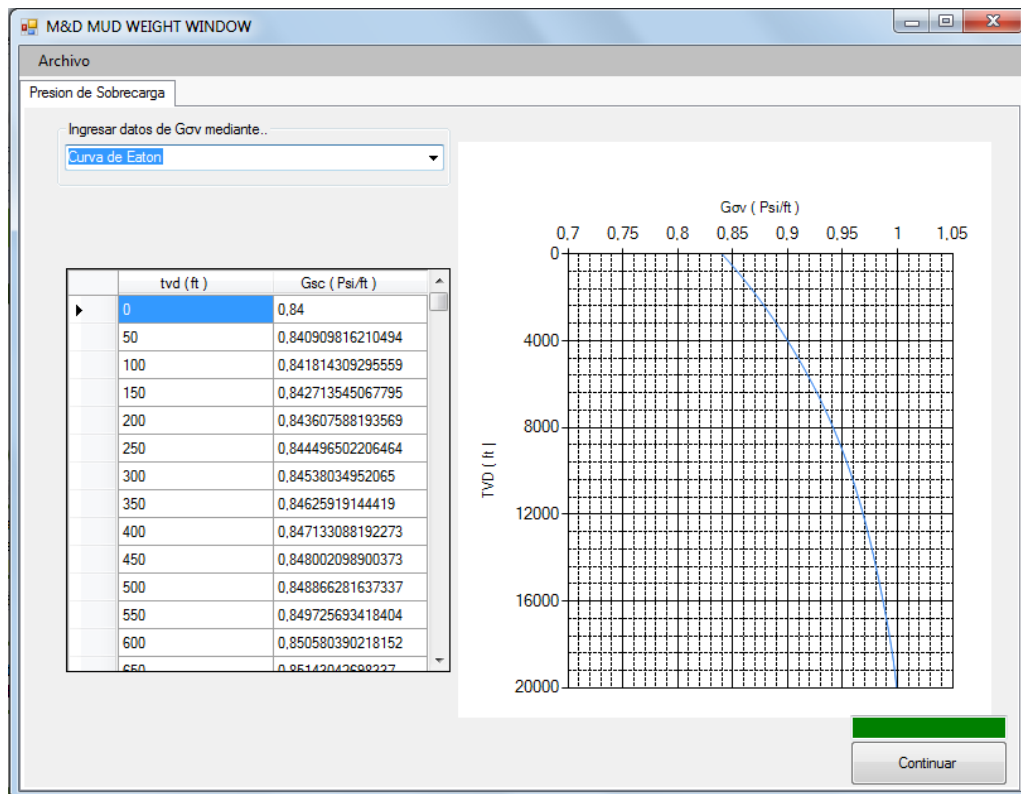


Figura 59. Selección de datos de gradiente de Sobrecarga según Eaton.

6.2. Presión de Poro.

En esta pestaña se pueden seleccionar tres opciones diferentes para el cálculo de presión de poro según disponibilidad de datos.

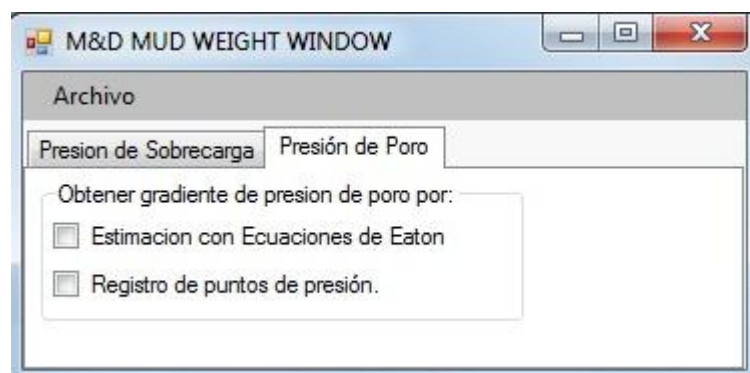


Figura 60. Pestaña Principal Presión de poro. Fuente: Los autores.

- Estimación con Ecuaciones de Eaton: Esta opción permite realizar estimaciones del gradiente de presión de poro a partir de correlaciones

desarrolladas por Eaton para efecto de la construcción de la ventana de peso de lodo. se cuenta con tres tipos de ecuaciones según Eaton para tal efecto, tal como se muestra a continuación.

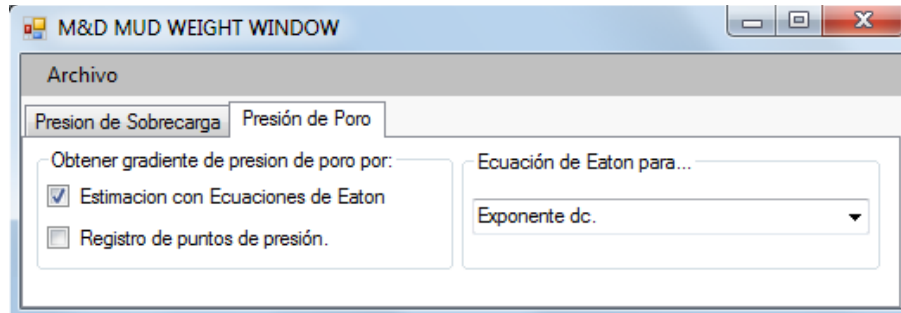


Figura 61. Estimación con Ecuaciones de Eaton para cálculo de Presión de Poro. Fuente: Los autores.

- Presión de poro a través de Ecuación de método de exponente dc.

Esta opción permite al usuario varias opciones para realizar las estimaciones, dentro de las cuales la herramienta le irá mostrando un requerimiento de datos para poder continuar, a continuación se muestran las opciones disponibles.

° Parámetros de perforación.

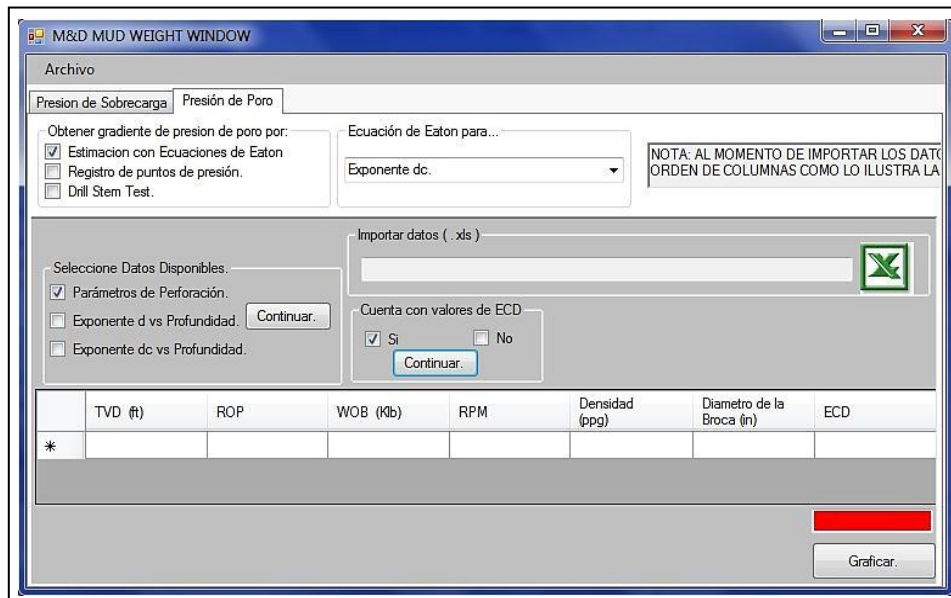


Figura 62. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y de ECD. Fuente: Los autores.

Esta opción permite al usuario ingresar o importar los datos en el orden mostrado en la

Figura 62 para realizar los cálculos, contando de antemano con los datos de densidad equivalente de circulación para cada profundidad.

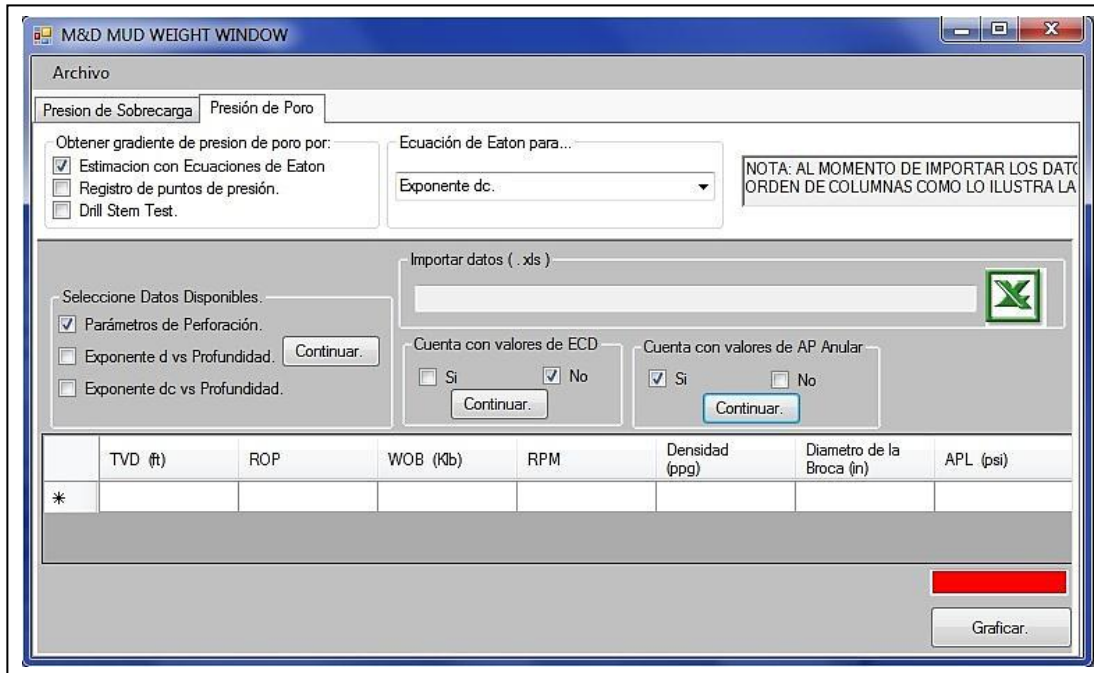


Figura 63. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y de APL. Fuente: Los autores.

Esta opción permite al usuario ingresar o importar los datos en el orden mostrado en la Figura 63 para realizar los cálculos, contando de antemano con los datos de pérdidas de presión anular para cada profundidad, con lo cual la herramienta realizará el cálculo de densidad equivalente de circulación.

Si no se cuentan con datos de pérdidas de presión anular o de densidad equivalente de circulación se puede recurrir a ingresar los datos o realizar la importación de la forma mostrada en la

Figura 64.

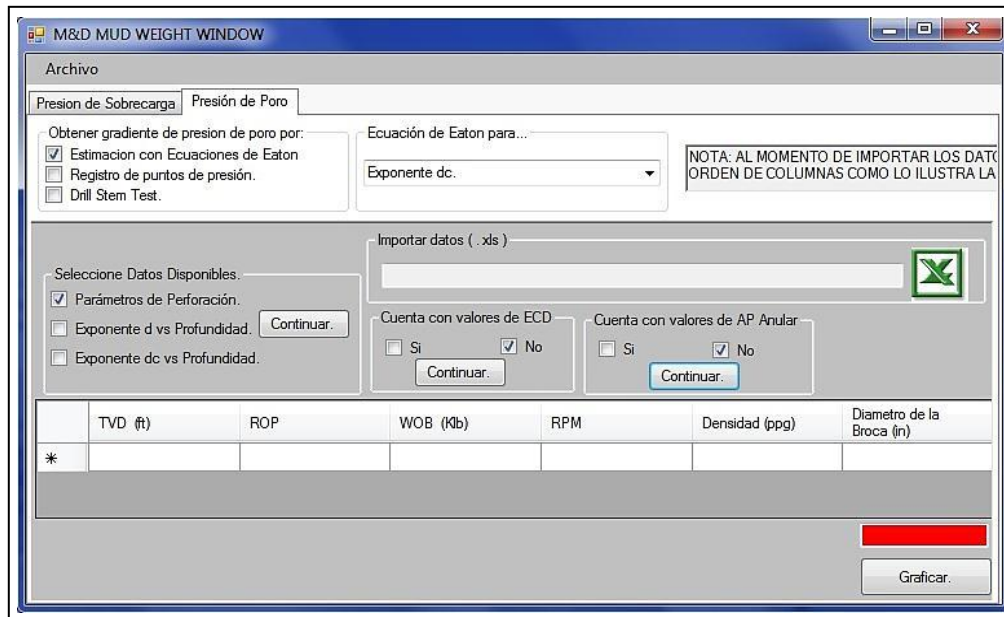


Figura 64. Calculo de Presión de Poro a partir de datos de parámetros de perforación y densidad de lodo. Fuente: Los autores.

° Exponente d.

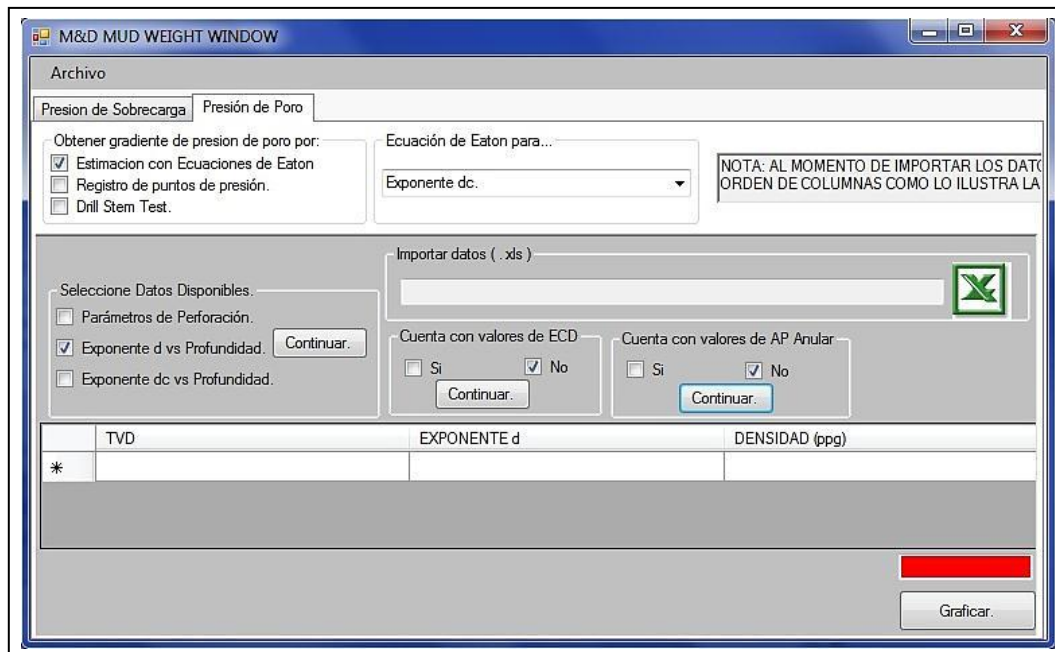


Figura 65. Opciones para cálculo de Presión de Poro a partir de datos de exponente d. Fuente: Los autores.

Para la cuando se selecciona la opción de exponente d se presentan opciones análogas a cuando se trabaja con la opción de parámetros de perforación, como se puede apreciar en la Figura 65.

° Exponente dc.

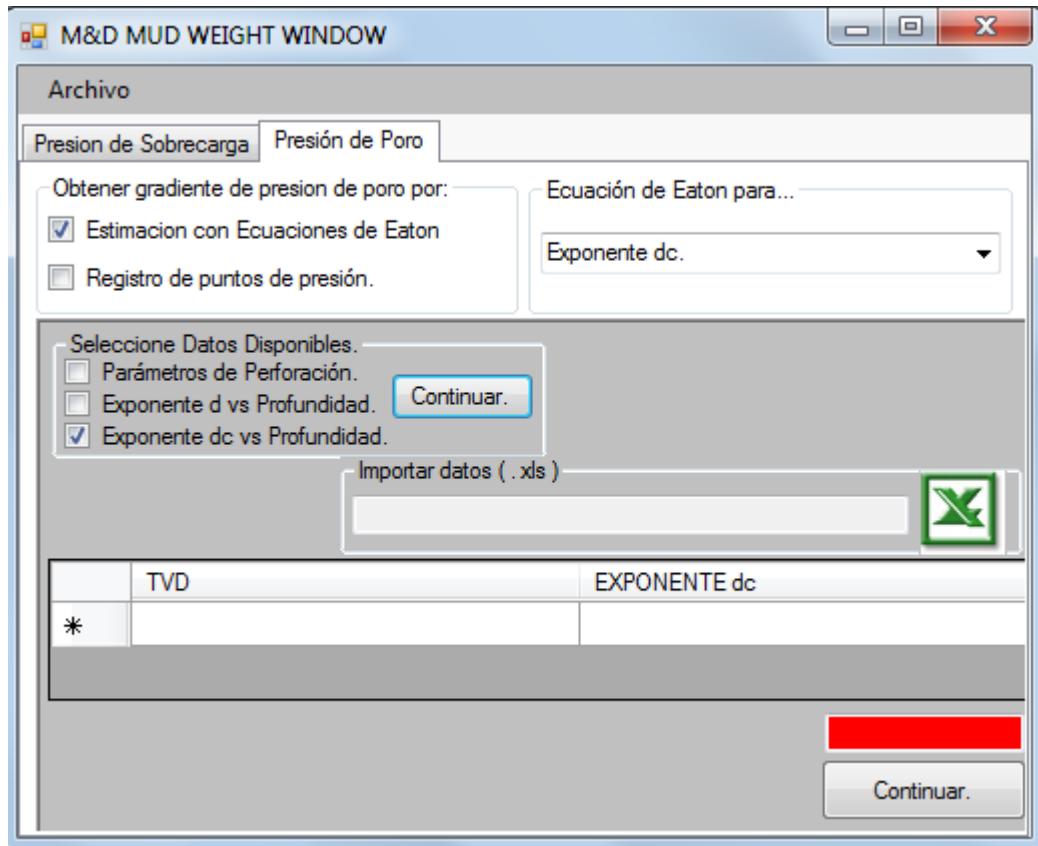


Figura 66. Cálculo de Presión de Poro a partir de datos de exponente dc. Fuente: Los autores.

Esta opción permite al usuario hacer uso de la herramienta para calcular el gradiente de presión de poro a partir de datos de exponente dc, los cuales pueden ser ingresados mediante edición o importación.

Una vez seleccionada la opción de cálculo y se ha realizado una correcta importación de los datos (no hay celdas vacías), el indicador cambiará a color verde y se podrá hacer “click” en el botón Continuar que se encuentra en la parte inferior derecha de la pantalla para seguir con el procedimiento de estimación del gradiente de presión de poro a través del método de Eaton y la variación del mismo seleccionada. Lo anterior se puede apreciar en la Figura 67.

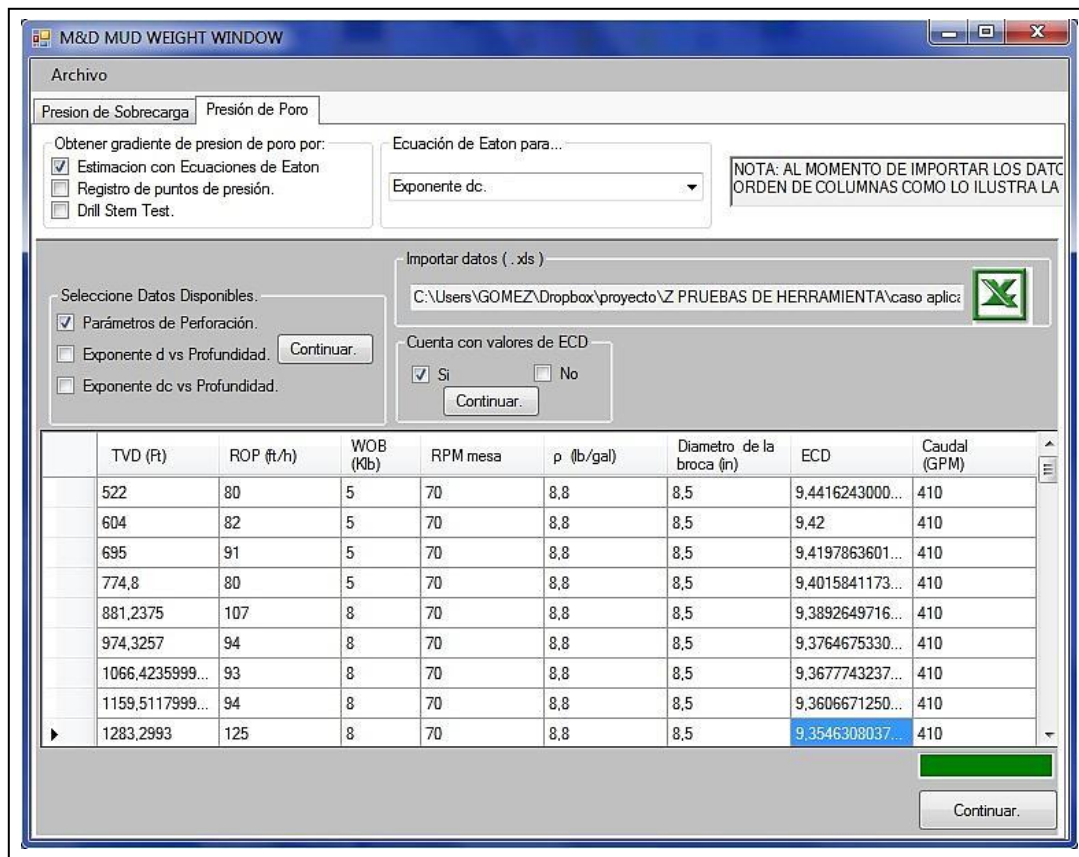


Figura 67. Importación de datos correcta para cálculo de Presión de Poro por método de Eaton. Fuente: Los autores.

Una vez realizada la correcta importación o edición de los datos y se ha hecho “click” sobre el botón Continuar se va a desplegar una ventana en la que se va a poder apreciar en la parte izquierda una tabla de datos relacionando la profundidad con su respectivo valor de exponente dc calculado. A la derecha se puede apreciar la gráfica de los datos de la tabla, en este punto es necesaria la intervención del usuario para realizar la sensibilización de la tendencia normal de los datos, que según lo planteado por Eaton en su método, corresponden a la tendencia de compactación normal de la formación. El usuario puede seleccionar el inicio de la tendencia de normal de la gráfica haciendo “click” en la fila correspondiente al valor deseado en la tabla de datos, con la ayuda visual de la gráfica. La opción de seleccionar el inicio de la tendencia normal y no tomar los datos desde el inicio surge por la posibilidad de que se haya producido un error en el ingreso de los datos, en la toma de los mismos, o en cálculos realizados antes de la importación y que se encuentren al inicio de la tabla. Una vez realizada la selección del inicio de tendencia los valores seleccionados se mostrarán en

la parte inferior de la tabla en el recuadro “Inicio de tendencia”, donde el usuario acepta los datos seleccionados.

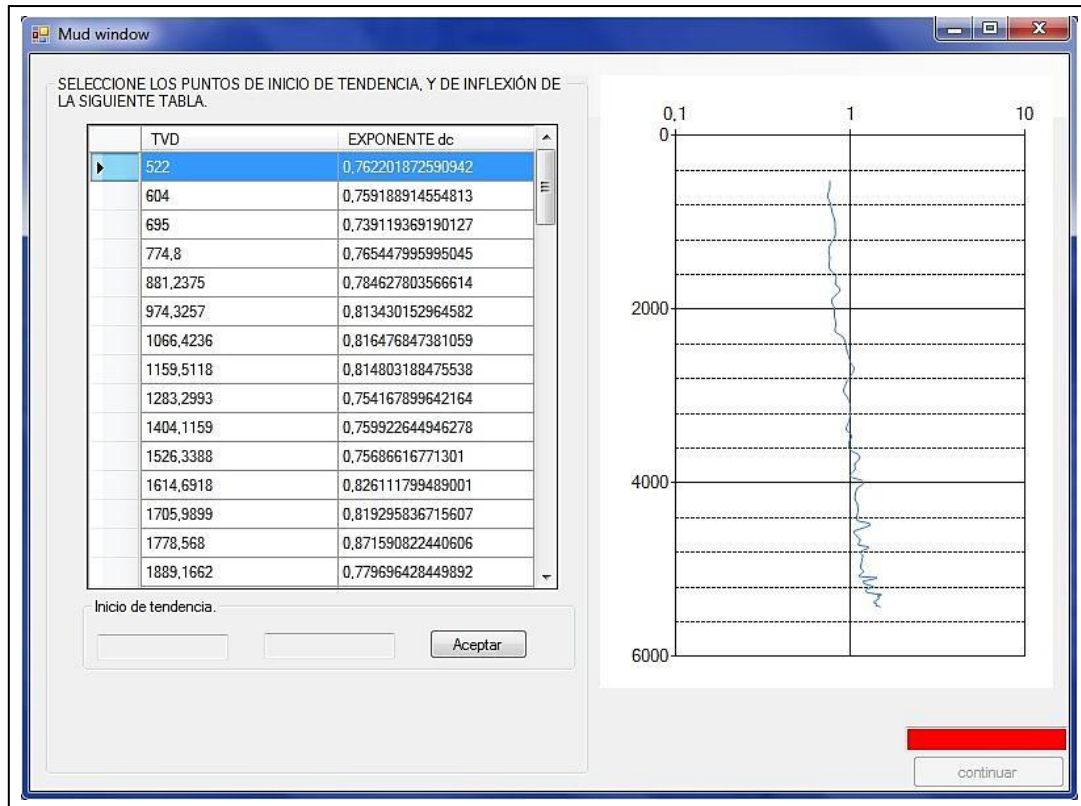


Figura 68. Selección de Inicio de Tendencia. Fuente: Los autores.

Luego de realizar la selección del inicio de tendencia el usuario deberá seleccionar el final de la tendencia normal o punto de inflexión, ayudado con la gráfica, va a ser el punto donde se presente un cambio en la tendencia que muestran los datos, de forma análoga a como se seleccionó el inicio de la tendencia, luego aceptar los datos el indicador cambiará a verde, se mostrará la tendencia seleccionada en la gráfica con su respectiva ecuación y factor de ajuste en la parte inferior de la misma, y se habilitará el botón continuar (Figura 69), el cual al ser pulsado permitirá realizar el cálculo del gradiente de presión de poro para cada profundidad.

Si se desea cambiar un punto, ya sea de inicio o de final de tendencia luego de ver la tendencia graficada se debe seleccionar una fila de la tabla y aceptar el dato, ya sea el final o inicial.

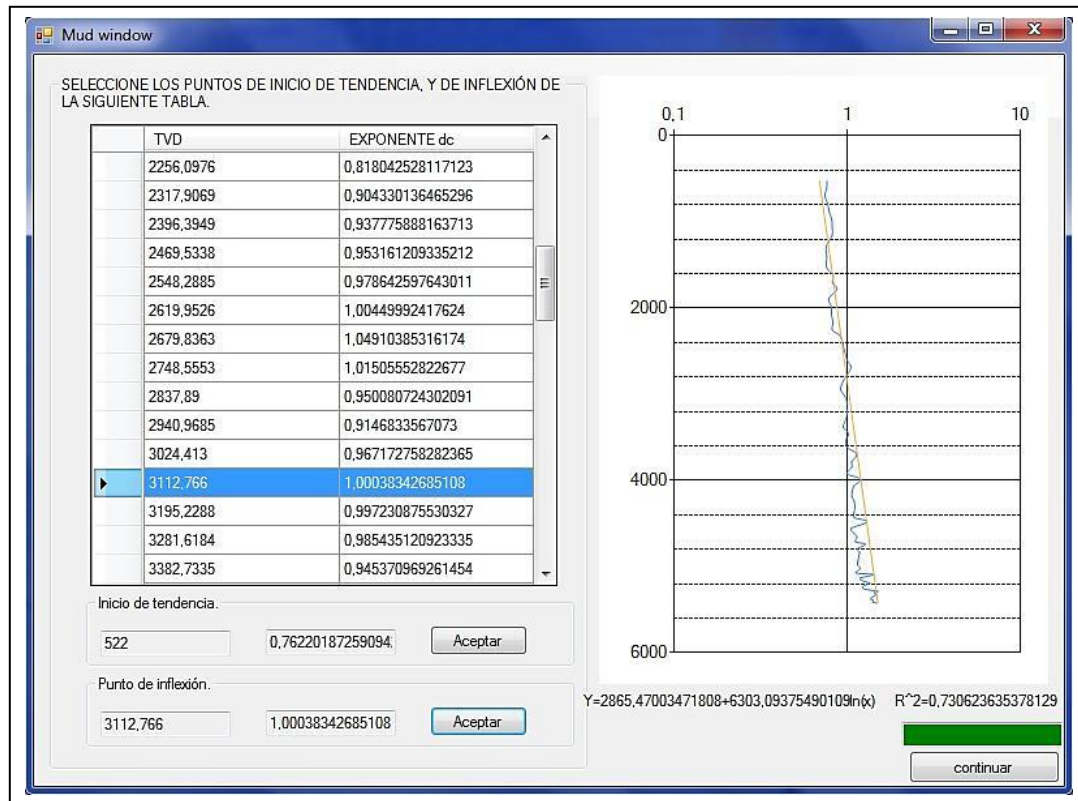


Figura 69. Selección de Punto de Inflexión y Cálculo de Presión de Poro. Fuente: Los autores.

- Presión de Poro a través de datos de Registro Resistivo.

Al seleccionar esta opción se va poder contar con la opción de editar datos de profundidad contra resistividad dentro de la tabla dispuesta para tal fin, de igual forma es posible realizar la importación de datos desde un archivo .xls como lo muestra la Figura 70. Luego de lo cual si se ha diligenciado de forma correcta la tabla el indicador cambiará a verde y se podrá hacer “click” en el botón continuar, lo cual llevará al usuario a la ventana donde podrá elegir el inicio de tendencia normal y el punto de inflexión, este procedimiento se realiza de forma igual que para la opción de cálculo de presión de poro a partir del método del exponente dc, teniendo en cuenta que la forma de la tendencia varía de método del exponente dc, a datos de registro resistivo y de forma igual para datos de registro sísmico.

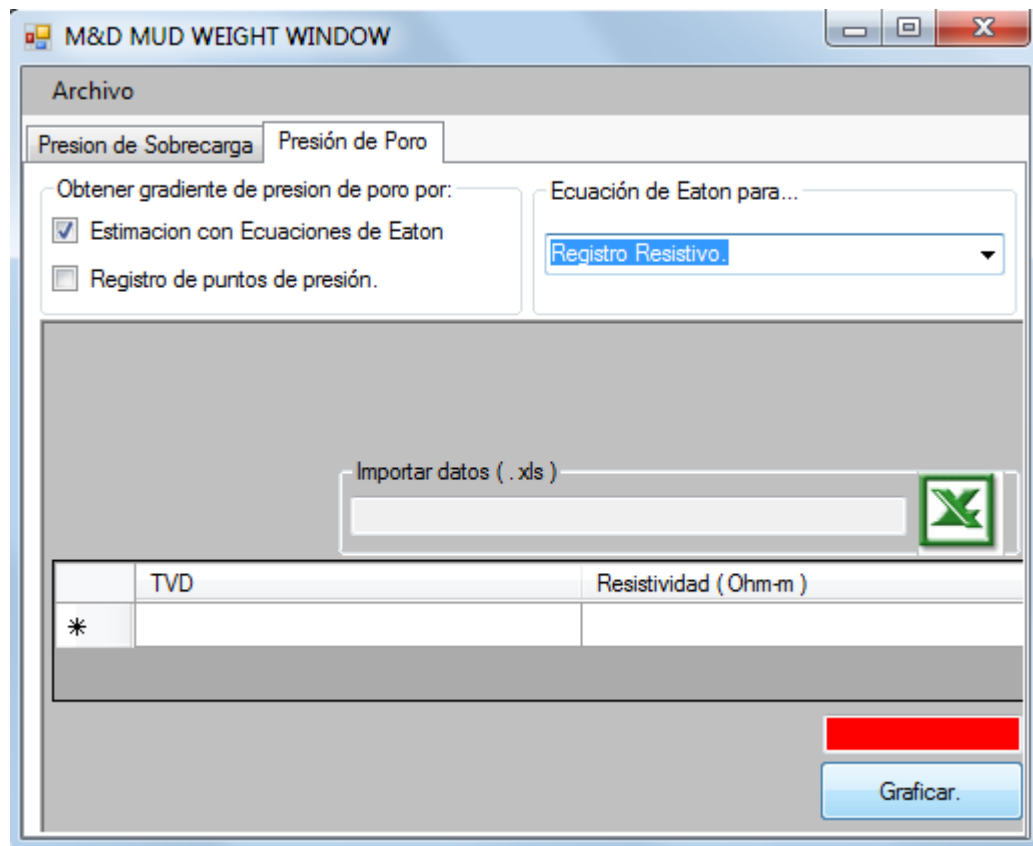


Figura 70. Presión de Poro por Método de Eaton y Datos de Registro Resistivo. Fuente: Los autores.

- Presión de Poro a través de datos de Registro Sónico.

Realizando la selección de esta opción el usuario cuenta con la opción de editar datos de profundidad contra tiempo de tránsito dentro de la tabla dispuesta para tal fin de forma análoga a como se puede hacer para el cálculo de presión de poro a través del método de Eaton con datos de registro resistivo, de igual forma es posible realizar la importación de datos desde un archivo .xls como lo muestra la

Figura 71. Luego se debe seguir el procedimiento explicado en la sección anterior, teniendo en cuenta que la forma de la tendencia varia según la naturaleza de los datos.

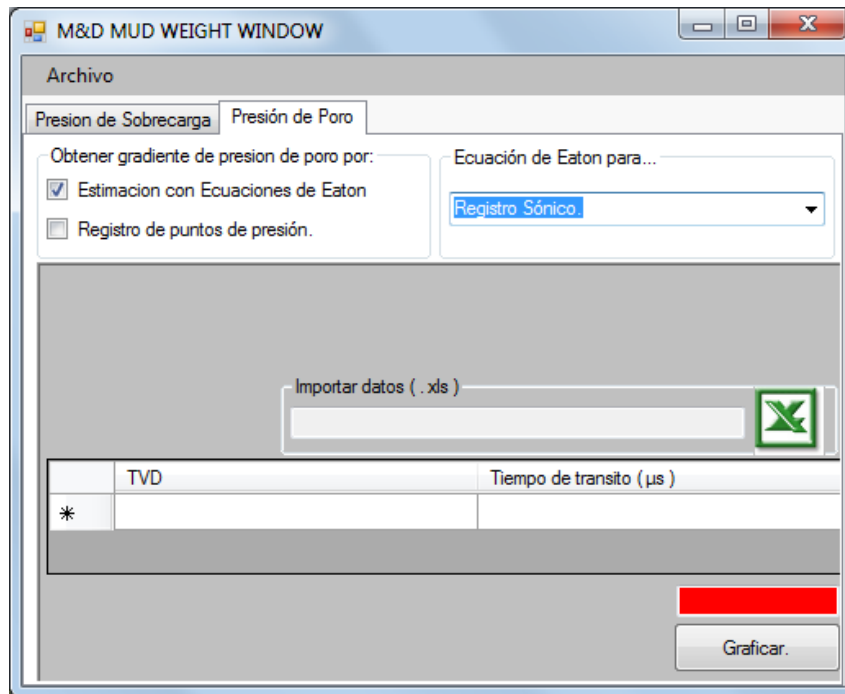


Figura 71. Presión de Poro por Método de Eaton y Datos de Registro Sónico. Fuente: Los autores.

6.3. Esfuerzo Horizontal Mínimo.

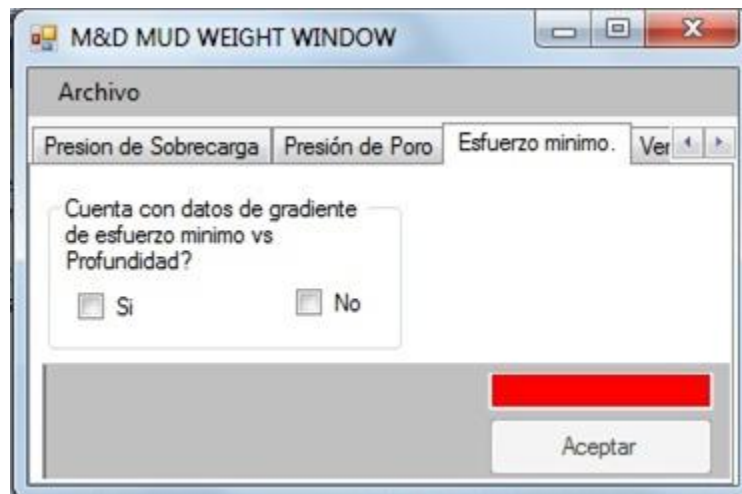


Figura 72. Pestaña Principal Esfuerzo Horizontal Mínimo. Fuente: Los autores.

En este punto el usuario es consultado acerca de si dispone de datos de gradiente de esfuerzo mínimo contra profundidad previamente calculados para ser incluidos en la determinación de la ventana segura de peso de lodo, por lo cual si se dispone de los mismos se mostrará en la pestaña una tabla

para la edición de los datos de profundidad y de esfuerzo mínimo, y un botón para realizar una importación si el usuario así lo prefiere.

a) Ingreso o importación de datos de gradiente de esfuerzo mínimo.

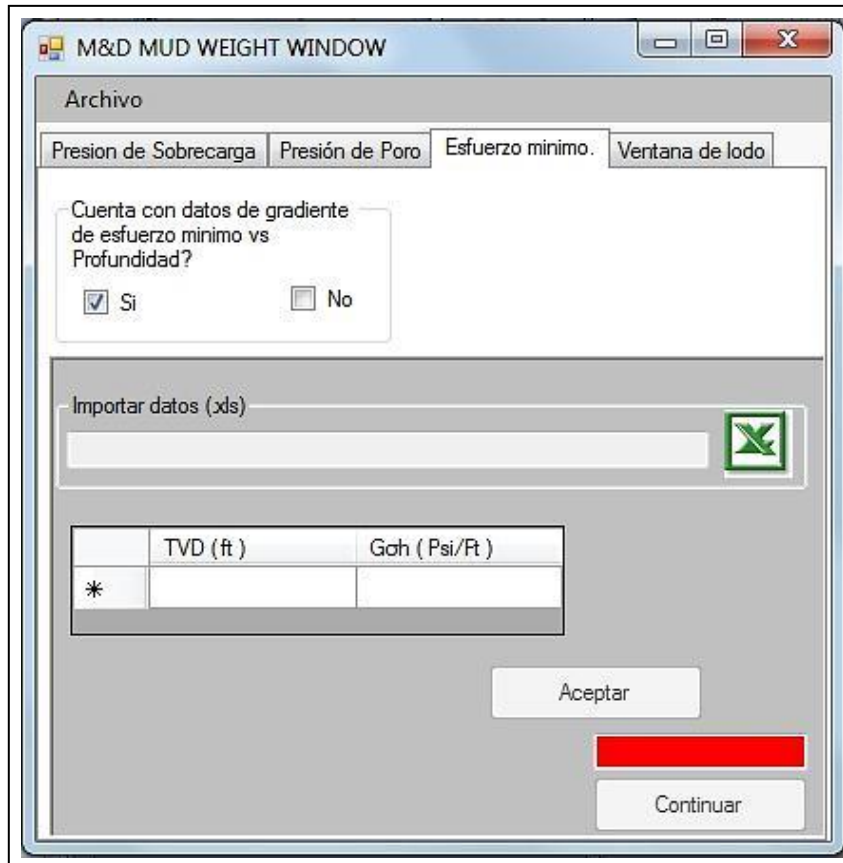


Figura 73. Importación de Datos de Gradiente de Esfuerzo Mínimo. Fuente: Los autores.

Una vez realizado ello de forma correcta se podrá hacer “click” en el botón “Aceptar” de la parte inferior para continuar diligenciando la pestaña, la gráfica de esfuerzo mínimo ya estará disponible en la pestaña Ventana y el usuario podrá continuar con el diligenciamiento de datos en la pestaña de esfuerzo mínimo que son necesarios para pasar a la siguiente pestaña (Presión de Fractura), donde se requerirán para la realización de los cálculos, (continuar en c)).

Es necesario recordar al usuario que los si los valores importados no corresponden a las profundidades tomadas como referencia para el cálculo de presión de poro la herramienta empleará cálculos para ajustar los datos y calcular el gradiente de esfuerzo mínimo para las profundidades de referencia empleadas en el cálculo de presión de poro, así se hará para cada cálculo desarrollado dentro de la herramienta.

b) Cálculo de Gradiente de Esfuerzo Mínimo por Método Seleccionado.

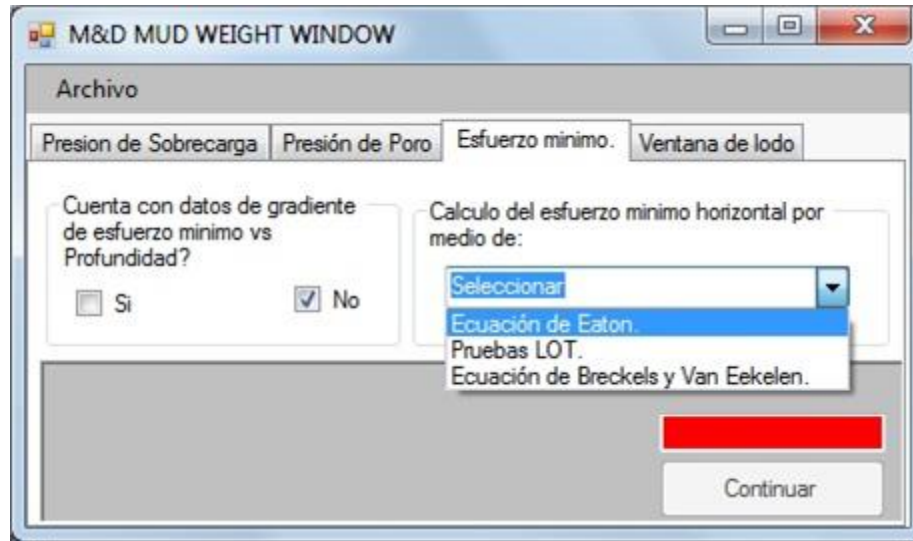


Figura 74. Métodos para Cálculo de Gradiente de Esfuerzo Mínimo. Fuente: Los autores.

En este punto el usuario puede elegir si desea realizar el cálculo del gradiente de esfuerzo mínimo a través de métodos estimativos, basados en modelos matemáticos, o si desea calcular el gradiente de esfuerzo mínimo a partir de datos de pruebas reales tomadas en campo (LOT, ELOT).

b - 1. Ecuación de Eaton.

El usuario a través de esta opción podrá hacer cálculo del gradiente de esfuerzo mínimo a través del método de Eaton para lo cual es necesario calcular el coeficiente de Poisson para las profundidades de referencia (Continuar en c)).

b – 2. Pruebas ELOT.

Cuando se selecciona esta opción el usuario cuenta con datos reales que brindarán una mayor exactitud al cálculo del gradiente de esfuerzo mínimo dentro de la herramienta, el ingreso de los datos se puede hacer por medio de edición o de importación a través de un documento .xls.

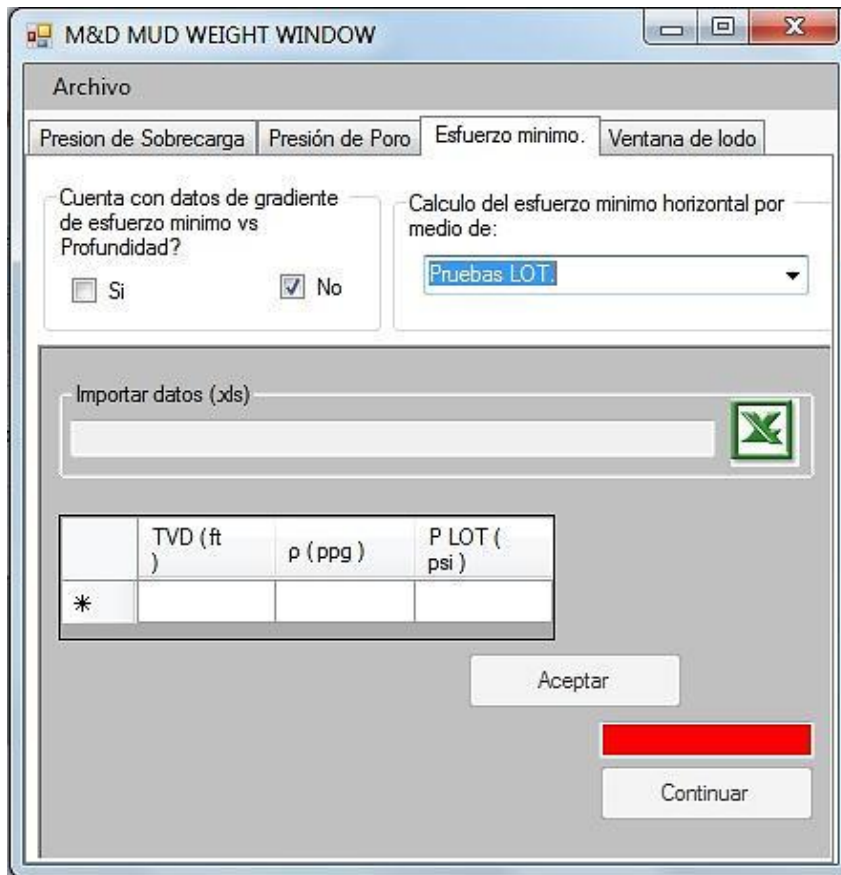


Figura 75. Cálculo de Gradiente de Esfuerzo Mínimo por Datos de LOT. Fuente: Los autores

Luego de ello de ello el usuario debe terminar el diligenciamiento de esta pestaña (continuar en c))

b – 3. Ecuación de Breckels y Van Eekelen.

Luego de emplear esta opción el usuario debe continuar con el diligenciamiento de la pestaña (continuar c)).

c) Cálculo de relación de Poisson para profundidades de referencia.

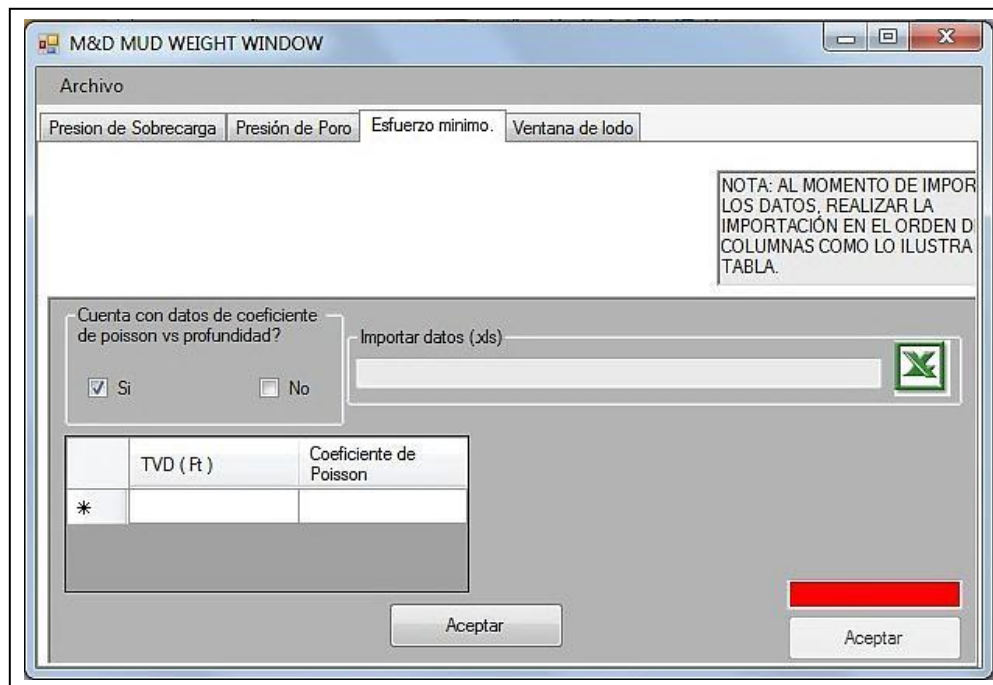


Figura 76. Ingreso de Datos de Relación de Poisson. Fuente: Los autores.

Antes de poder pasar a la siguiente pestaña, Presión de Fractura, el usuario debe terminar de diligenciar los datos de relación de Poisson en la pestaña actual debido a que estos serán necesarios para la realización de cálculos posteriores. Primeramente al usuario se le consulta si posee datos de relación de Poisson para varias profundidades con el fin de estimar los valores correspondientes para las profundidades de referencia (

Figura 76), de ser así una vez ingresados los datos o realizada la importación de los mismos el usuario puede hacer “click” en el botón aceptar que se encuentra en la parte inferior de la tabla de importación luego de lo cual aparecerá una tabla donde se relacionan las profundidades de referencia con lo valores de relación de Poisson estimados para las mismas (

Figura 77).

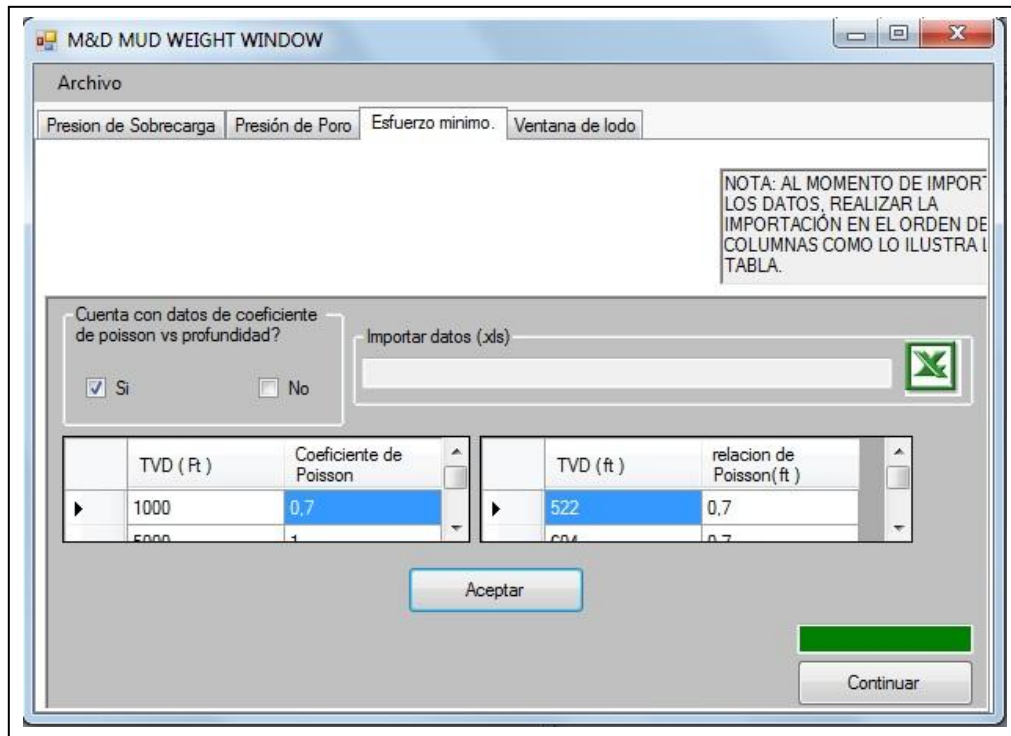


Figura 77. Estimación de Relación de Poisson para Profundidades de Referencia. Fuente: Los autores.

Si no se dispone de datos de relación de Poisson contra profundidad la herramienta brinda opciones para realizar una estimación de la misma para las profundidades de referencia o en el caso de que no se disponga de ningún dato el usuario puede continuar con la estimación de la presión de fractura asumiendo valores de referencia de relación de Poisson calculados por Eaton para el Golfo de México, teniendo en cuenta que se producirá un error significativo a la hora de realizar la estimación del gradiente de presión de fractura.

c – 1. Cálculo de Relación de Poisson a partir de datos de registro sísmico dipolar.

Esta opción permite al usuario ingresar mediante edición o importación los datos de profundidad contra tiempos de tránsito de ondas compresionales y de corte para realizar la estimación de los datos de relación de Poisson para las profundidades de referencia haciendo “click” en el botón aceptar de la parte inferior de la tabla de importación.

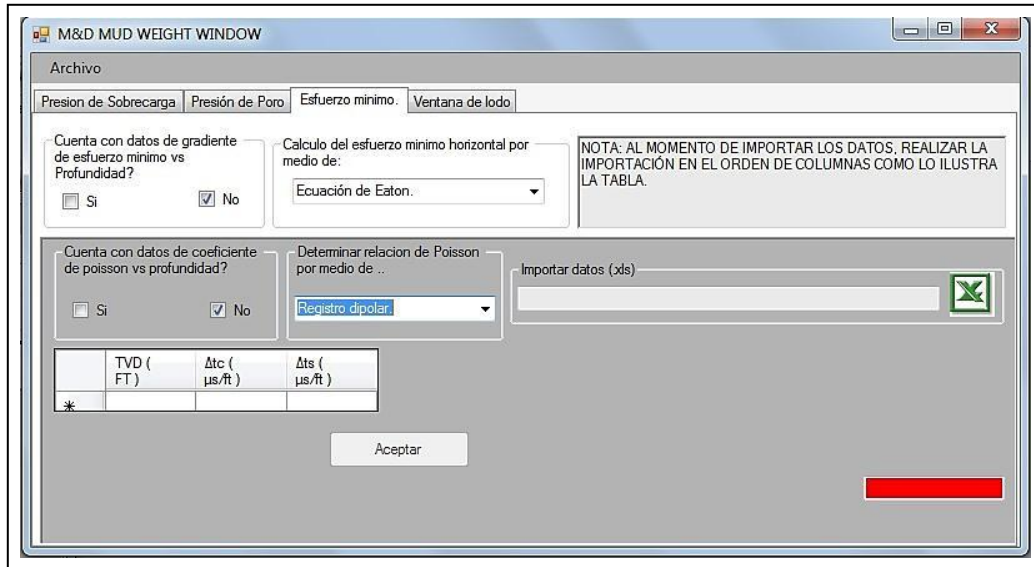


Figura 78. Relación de Poisson a Partir de Registro Sónico Dipolar. Fuente: Los autores.

c – 1. Cálculo de Relación de Poisson a partir de datos sísmicos.

Esta opción permite cargar o digitar datos de profundidad contra velocidades de ondas S y ondas P para estimar la relación de Poisson para las profundidades de referencia, luego de dar “click” en el botón Aceptar se habilitará el botón Continuar y se podrá continuar a la siguiente pestaña.

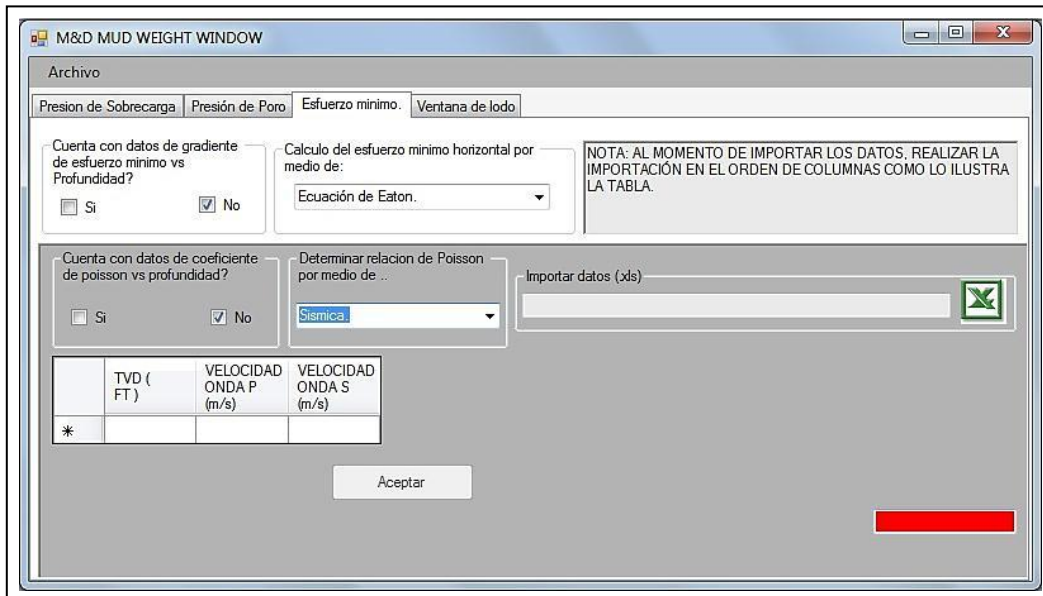


Figura 79. Relación de Poisson a Partir de Datos Sísmicos. Fuente: Los autores.

6.4. Presión de Fractura.

En esta pestaña se muestran las opciones para el cálculo de la presión de fractura, como primera opción se da la posibilidad de importar los datos previamente calculados y que van a ser requeridos para la determinación de la ventana de lodo. Ver Figura 80.

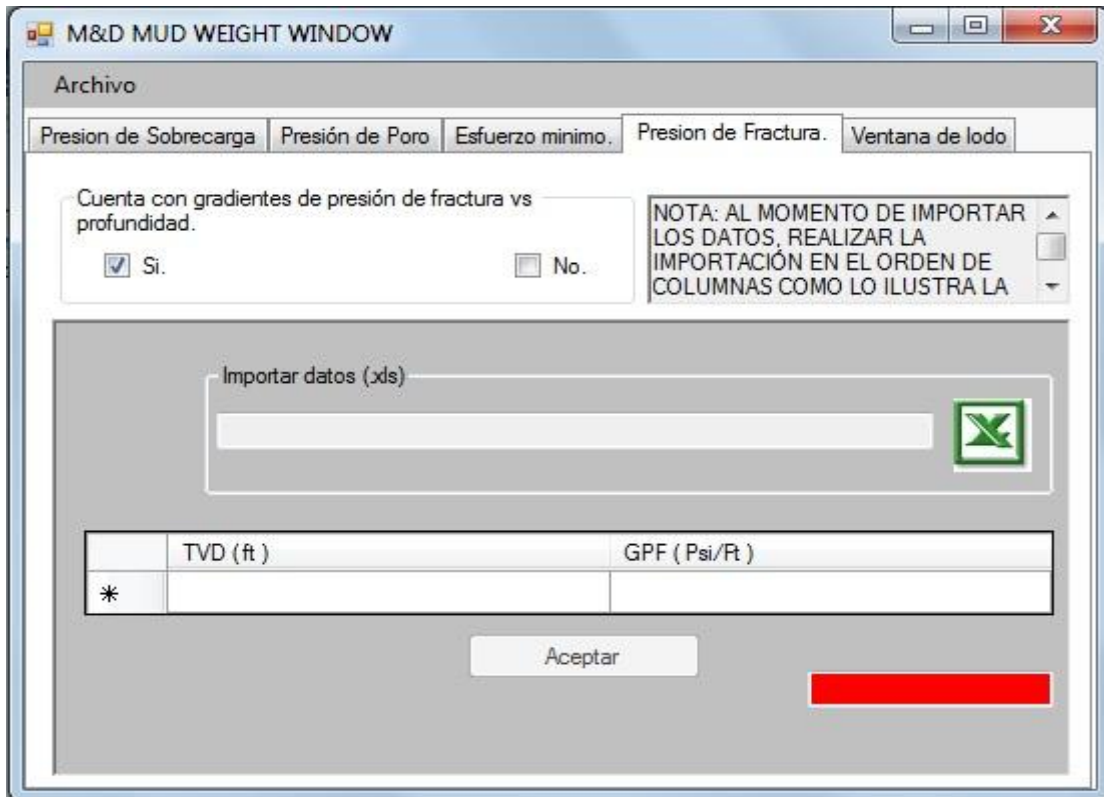


Figura 80. Presión de Fractura, opción de importación. Fuente: Los autores.

Al seleccionar la opción “NO” se despliega un cuadro de opciones que nos permitirá asumir que el pozo es considerado con esfuerzos horizontales isotrópicos o anisotrópico.

Si se elige la opción de isotrópico se puede proceder a calcular el coeficiente de Biot como se muestra en la Figura 82. Si se elige la opción anisotrópico es necesario ingresar los datos de esfuerzo horizontal máximo, como se muestra en la Figura 81.

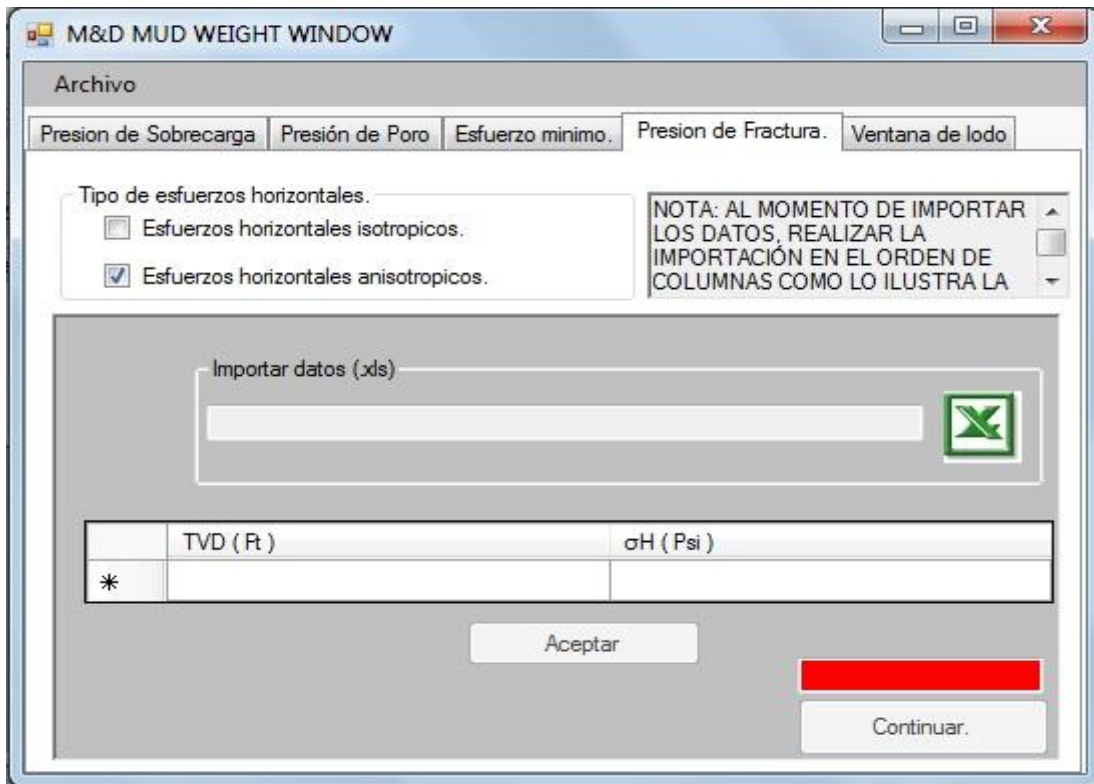


Figura 81. Importación de datos de esfuerzo horizontal máximo. Fuente: Los autores.

Posteriormente después de ingresar los valores del esfuerzo máximo horizontal (llegado el caso que sea un pozo de esfuerzos horizontales anisotrópicos), es necesario conocer los valores de coeficiente de biot, para lo cual el programa le preguntara al usuario “¿cuenta con valores de coeficiente de biot vs profundidad?”, si la respuesta a la pregunta es “si”, entonces se podrá apreciar lo que muestra la Figura 82.

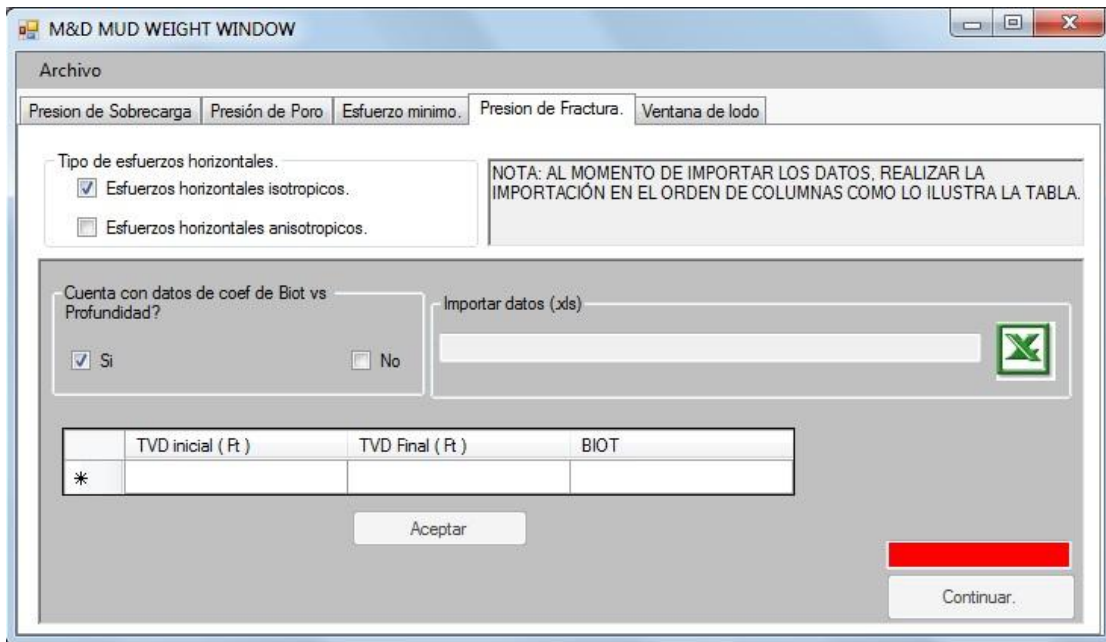


Figura 82. Importación del coeficiente de Biot. Fuente: Los autores.

Si la respuesta a la pregunta “¿cuenta con valores de coeficiente de biot vs profundidad?”, es “No”. Se mostrara un dialogo que le preguntara el usuario “¿Cuenta con valores de compresibilidades vs profundidad?”, donde el usuario al seleccionar la opción “si” podrá calcular el coeficiente de Biot conociendo datos de compresibilidad de la de la matriz y compresibilidad total de la roca utilizando la Ecuación (2.27). Ver Figura 83.

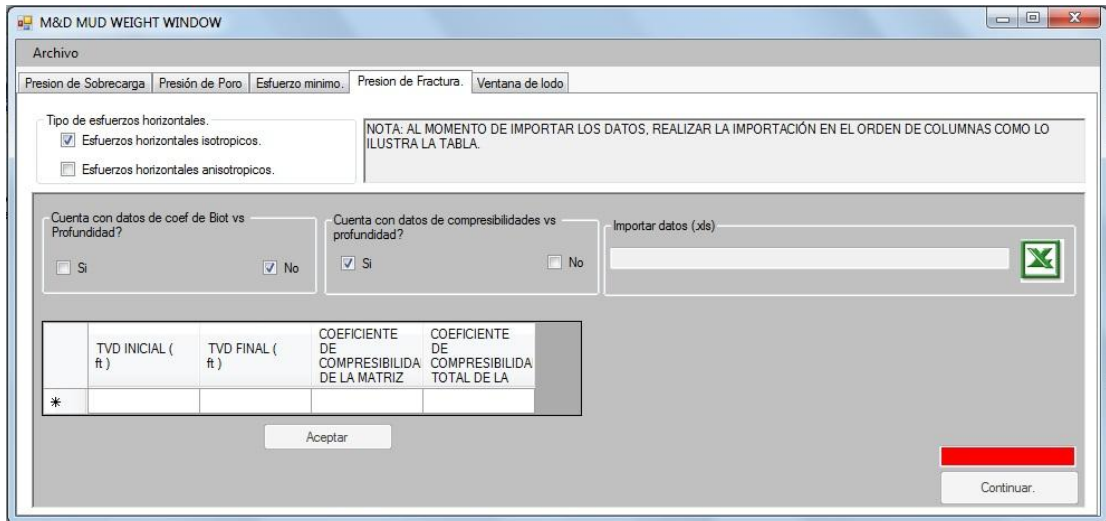


Figura 83 Importación compresibilidades de la roca. Fuente: Los autores.

Si el usuario a la pregunta “¿Cuenta con valores de compresibilidades vs profundidad?” selecciona “No”, no será posible calcular la presión de fractura.

Luego de calcular el coeficiente de Biot es necesario contar con los datos de la resistencia Tensil de la roca a varias profundidades, para lo cual el programa abrirá una tabla en la cual el usuario puede ingresar valores de resistencia tensil para intervalos dados por el usuario, ver Figura 84. Luego de que la usuario ingresa los valores el señalador se cambiara a color verde, y quedara el botón continuar disponible para calcular la curva de gradiente de presión de fractura en la correspondiente pestaña de ventana de lodo.

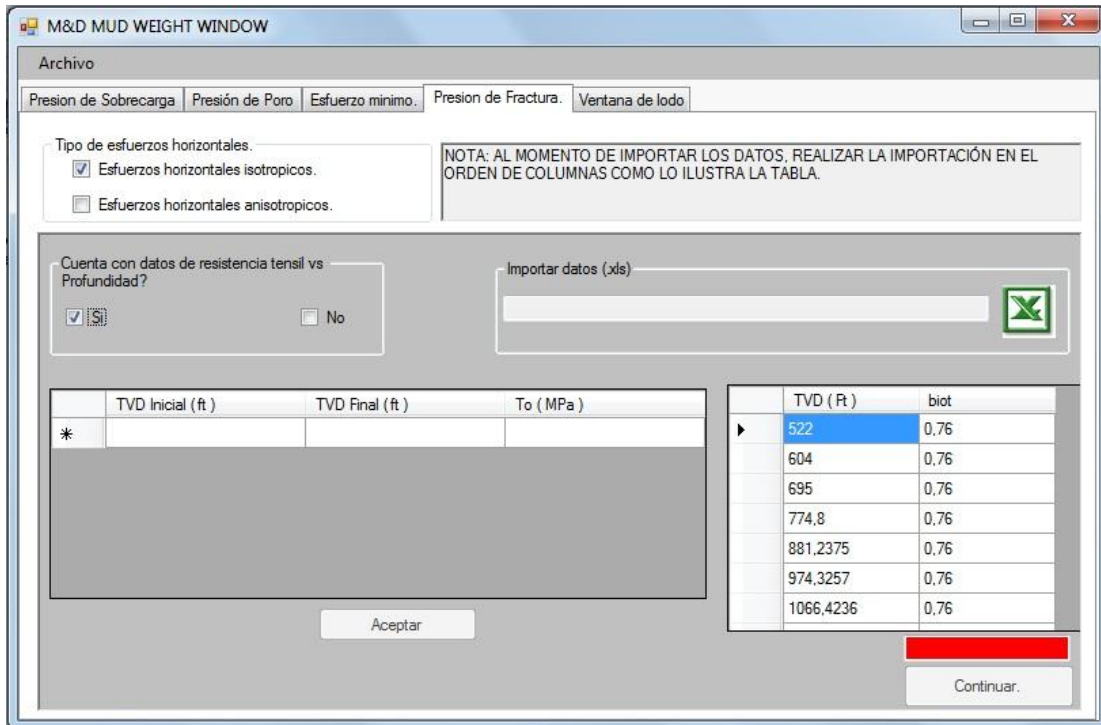


Figura 84. Importación de datos de To. Fuente: Los autores.

Si no se poseen datos de To se ofrece la posibilidad de ingresar valores de UCS vs profundidad, ver Figura 85, y por medio de datos de UCS calcular To con la ecuación (5.33). Luego de que el usuario ingresa los valores el señalador cambiara a color verde, y quedara el botón continuar disponible para calcular la curva de gradiente de presión de fractura en la correspondiente pestaña de ventana de lodo.

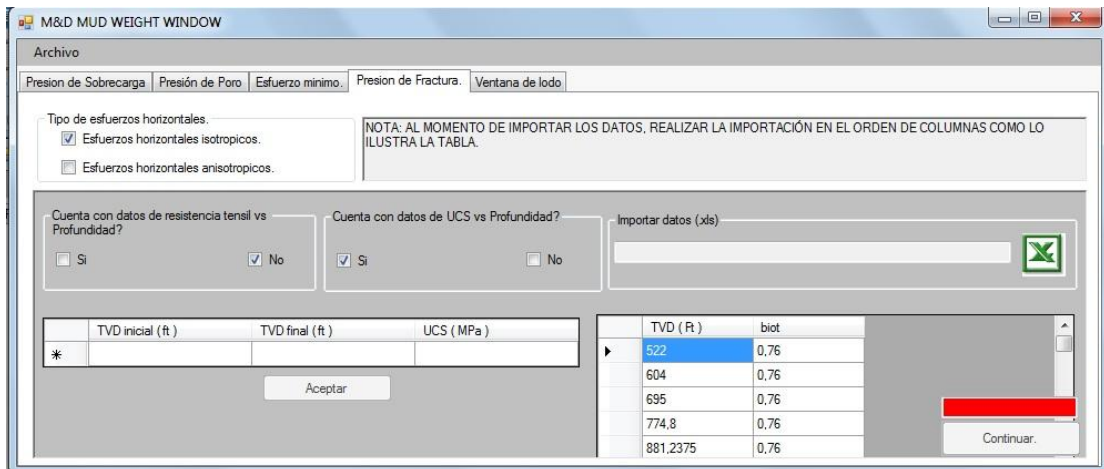


Figura 85. Importación de UCS vs Profundidad. Fuente: Los autores.

Si el usuario no dispone de valores de UCS vs profundidad, el programa por descarte asumirá que la resistencia tensil de la roca en todo el pozo será igual a cero, y el color del señalador cambiara a color verde, y quedara el botón continuar disponible para calcular la curva de gradiente de presión de fractura en la correspondiente pestaña de ventana de lodo.

6.5. Presión de Colapso.

En esta pestaña se muestran ya calculados los esfuerzos σ_r , σ_θ , σ_z vs profundidad y las opciones para el cálculo de la presión de colapso. Como primera opción el usuario dispone con la posibilidad de importar los datos previamente calculados. Ver Figura 86.

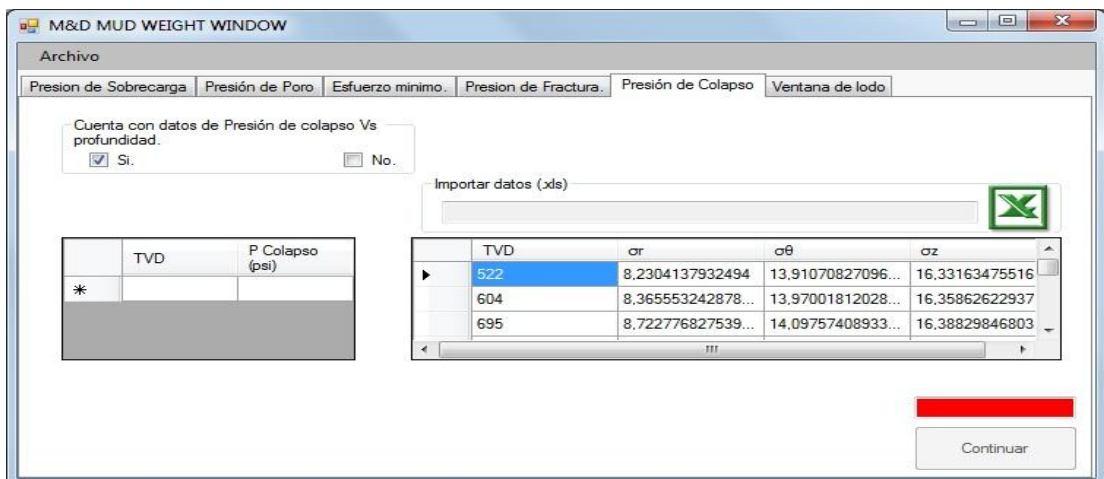


Figura 86. Presión de colapso, opción de importación. Fuente: Los autores.

Si el usuario no dispone de presión de colapso vs profundidad, pero el usuario dispone de valores de UCS (compresibilidad uniaxial) vs profundidad, y no fueron ingresados en la pestaña "presión de fractura" el

programa le preguntara al usuario si posee valores de UCS (Co) vs profundidad, donde el usuario al seleccionar “si” se visualizara una manera sencilla de ingresar los datos, ver Figura 87 .Llegado el caso que el usuario ingreso los valores de UCS (Co) en la pestaña “Presión de fractura”, esta paso se omitirá y se mostrara la Figura 88.

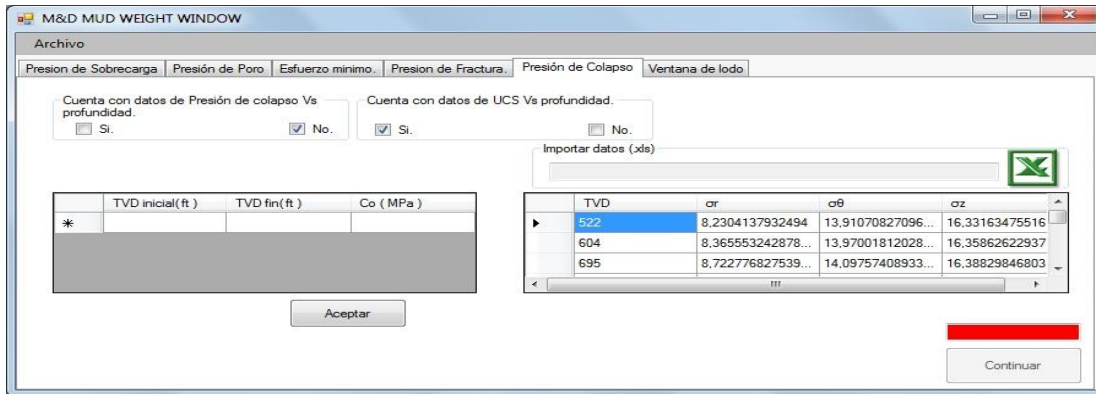


Figura 87. Importación de valores de compresibilidad uniaxial. Fuente: Los autores

Luego de pulsar el botón aceptar el programa le preguntara al usuario si dispone de datos de “ángulo de fricción interna vs profundidad” al cual si el usuario responde “Si” se visualizara una manera sencilla de ingresar los datos. Luego de pulsar aceptar el señalador cambiara a color verde, dejando que el usuario grafique su curva de presión de colapso. Ver Figura 88.

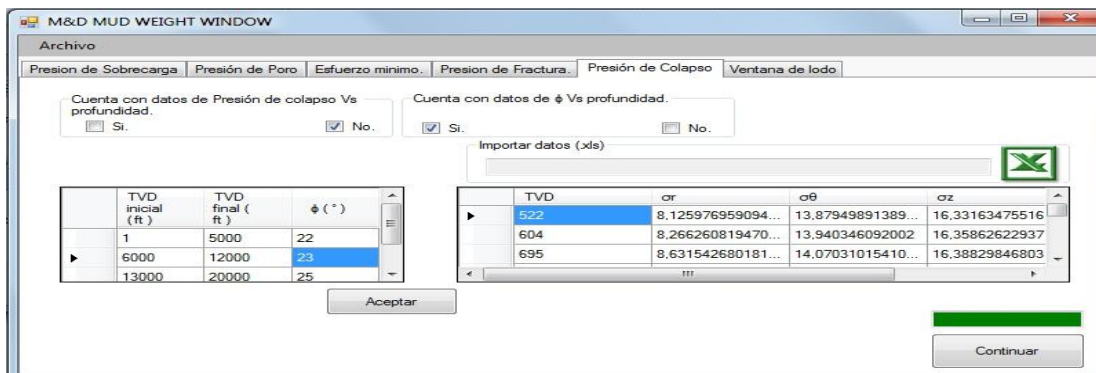


Figura 88. Ingreso de ángulo de fricción interna. Fuente: Los autores

Si el usuario selecciona que “No” posee valores de ángulo de fricción (ϕ) se visualizara un dialogo donde se le comunicara al usuario que no es posible calcular la presión de colapso sin valores de ϕ . Ver Figura 89

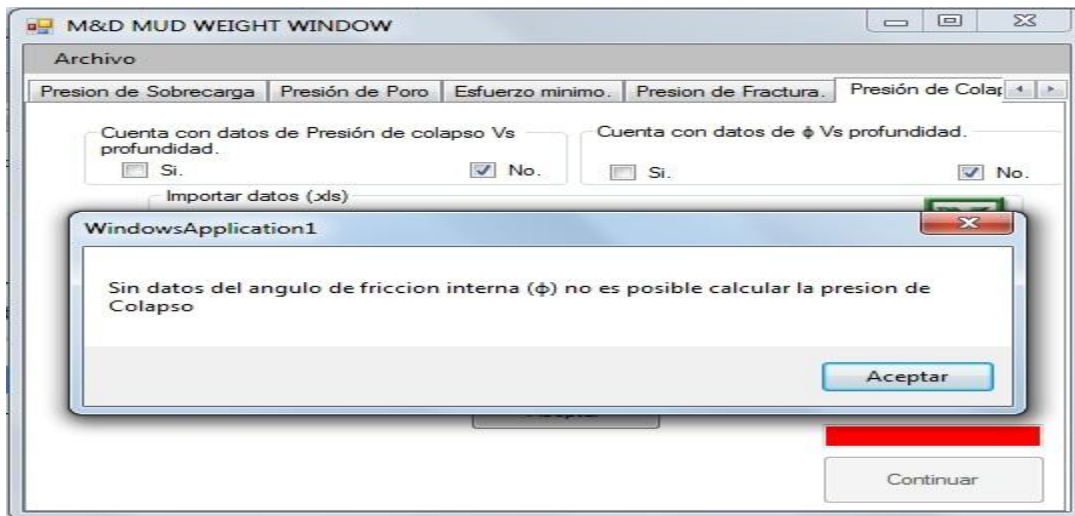


Figura 89. No es posible calcular presión de colapso. Fuente: Los autores.

6.6. Ventana de lodo.

Los resultados hechos en cada pestaña se pueden ir apreciando a medida que se cargan datos en con el botón continuar de cada pestaña, en la pestaña llamada “Ventana de lodo”. Donde se podrá apreciar una tabla con los valores y su respectiva grafica. Ver Figura 90.

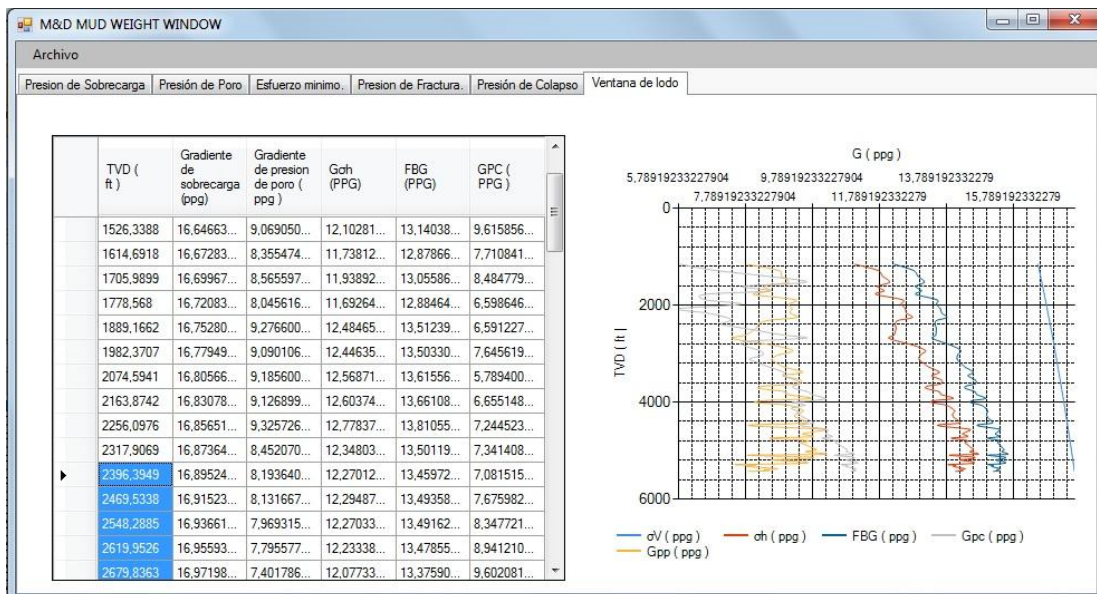


Figura 90. Ventana de lodo. Fuente: Los Autores.

6. CASO APLICADO

El caso aplicado está dirigido a un pozo ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, campo xxxxx ubicado en el departamento de xxxx, cercano al municipio de xxxx.

Las formaciones presentes en este campo son, formación Zorro diamante, formación tune, formación guaduas, las formaciones de interés son la formación guaduas y la formación tune.

La mayoría de sus pozos son pozos direccionales tipo J y tipo S, y oscilan entre profundidades 4400' a 5500' en MD.

Para aplicar la metodología ya explicada anteriormente, usaremos los parámetros de perforación llevados a cabo en el pozo xxxxx, registros resistivos y bulk density. Nos apoyaremos también en el master log, los informes diarios de lodo, y los surveys dados por la herramienta MWD.

Brocas usadas en la perforación del pozo:

Broca	Size	Marca		TFA	Jets	Profundidad inicial	Profundidad final
1 (Triconica)	12 1/4	HC	Dientes	0,589	3x16/32	0	442
2 (Triconica)	8 1/2	HC	Dientes	0,451	3x14/32	442	4236
3 (Triconica)	8 1/2	HC	Dientes	0,451	3x14/32	4236	5310
4 (Triconica)	8 1/2	Ulterra	insertos	0,451	3x15/32	5310	5568

Tabla 1. Brocas usadas en la perforación del pozo caso aplicado.

BHA usado en la perforación del pozo:

BHA			
	DP	FT	EA
Bit 8-1/2"	8 1/2"	0,92	1
Sperry Drill Lobe	6 1/4"	27,19	1
Float Sub	6 1/4"	2,97	1
Non Mag Drill Collar	6 1/4"	31,1	1
Non Mag Index Sub	6 1/4"	3,13	1
Non Mag Antena Sub	6 1/4"	3,32	1
Crossover	6 1/4"	1,96	1
Drill collars	6 1/4"	120,07	4
Heavy weight drill pipe	4 1/2"	246,82	8
crossover 4 1/2 XH a 4 1/2	6 1/4"	1,26	1

IF			
Drilling Jar	6 1/4"	32,63	1
crossover 4 1/2 IF a 4 1/2 XH	4 1/2"	0,95	1
Heavy weigth drill pipe	4 1/2"	276,28	9
Drill pipe	4 1/2"	4540,85	146
Kelly Down		21	
TOTAL		5310	

Tabla 2. BHA usado en la perforacion del caso aplicado.

6.1. *Inclinación y azimut del caso aplicado:*

Depth	Incl.	Azim.
512	0,24	213,83
542	0,46	73,728
604	1,82	63,66
696	3,68	63,67
790	4,85	61,76
884	5,98	62,14
978	7,09	59,65
1071	8,15	55,34
1107	8,397	57,114
1165	8,81	59,76
1257	8,68	59,95
1351	8,66	58,45
1442	9,26	59,34
1533	10,33	60,31
1625	9,59	55,36
1718	9,43	54
1811	9,22	53,95
1905	9,34	54,25
1999	10,97	55,45
2090	11,13	54,66
2185	11,58	54,74
2279	11,81	54
2373	11,97	57,64

KOP (ft)
512

Aceptar.

Figura 91. Inclinación y azimut caso aplicado. Fuente: Los autores.

6.2. *Gradiente de sobrecarga:*

Para determinar el gradiente de presión de sobrecarga nos apoyaremos en los registros Bult density (RHOB).

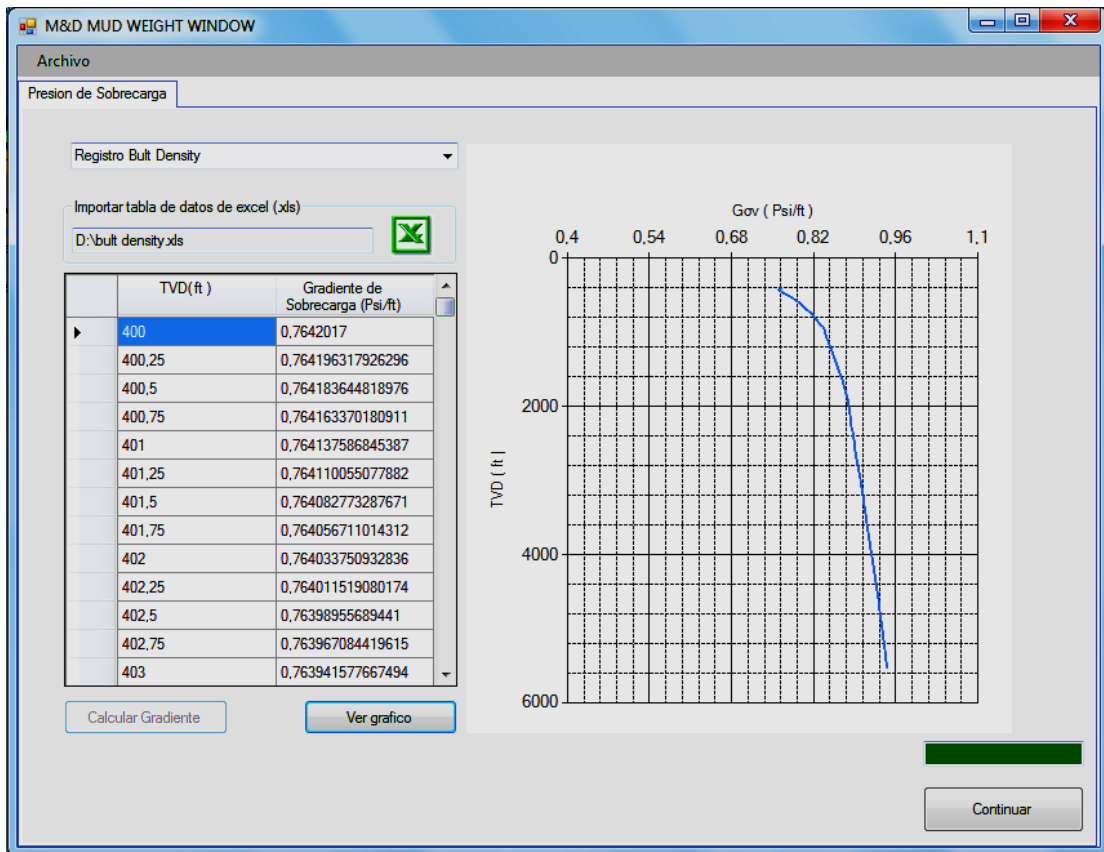


Figura 92. Gradiente de sobrecarga (psi/ft) caso aplicado. Fuente: Los Autores.

6.3. Gradiente de presión de poro:

Para determinar el gradiente de presión de poro nos apoyaremos en los parámetros de perforación hasta antes que la broca perforara basamento, y teniendo en cuenta que estos parámetros son para intervalos de shales.

7.3.1. Perdidas de presión en el anular:

Para calcular las perdidas de presión en el anular, por ejemplo a 522' tenemos que analizar el BHA que estaba dentro del pozo mientras se perforaba, revisando Tabla 2, el yield point del lodo a esa profundidad y aplicando la Ecuación (5.22).

$$AP@522' = \frac{20 * 224,55}{200 * (8,5 - 6,25)} + \frac{20 * 297,45}{200 * (8,5 - 4,5)} = 17,4 \text{ psi}$$

7.3.2. Densidad equivalente de circulación:

Aplicando la Ecuación (5.21) y los datos de perdidas de presión en el anular.

$$ECD@522' = 8,8 + \frac{17,4}{522 * 0,052} = 9,4 \text{ ppg}$$

	TVD (ft)	ROP (ft/h)	WOB (Klb)	RPM mesa	ρ (lb/gal)	Diametro de la broca (in)	ECD	Caudal (GPM)
▶	1159,51...	94	8	70	8,8	8,5	9,36066...	410
	1283,29...	125	8	70	8,8	8,5	9,35463...	410
	1404,11...	122	8	70	8,8	8,5	9,34796...	410
	1526,33...	124	8	70	8,8	8,5	9,34258...	410
	1614,69...	90	8	70	8,8	8,5	9,33819...	410
	1705,98...	93	8	70	8,8	8,5	9,33554...	410

Figura 93. Ingreso parámetros de perforación para caso aplicado. Fuente: Los autores

En la

Figura 94. Se puede apreciar la grafica de exp dc vs TVD para el caso aplicado, donde podemos apreciar que existe una tendencia normal de presión de poro de principio a fin.

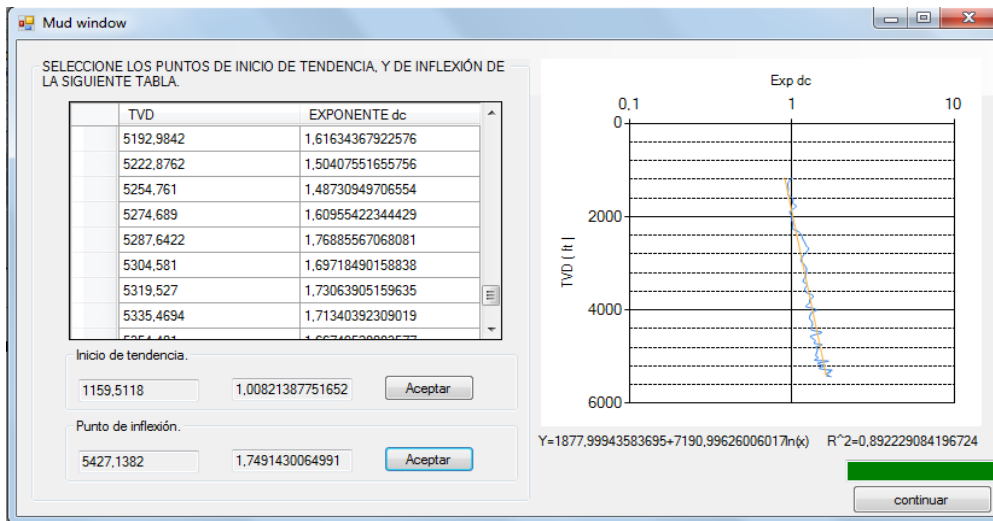


Figura 94. Exponente dc caso aplicado. Fuente: Los autores.

La curva de presión de poro se puede apreciar en l

6.4. Gradiente de esfuerzo mínimo.

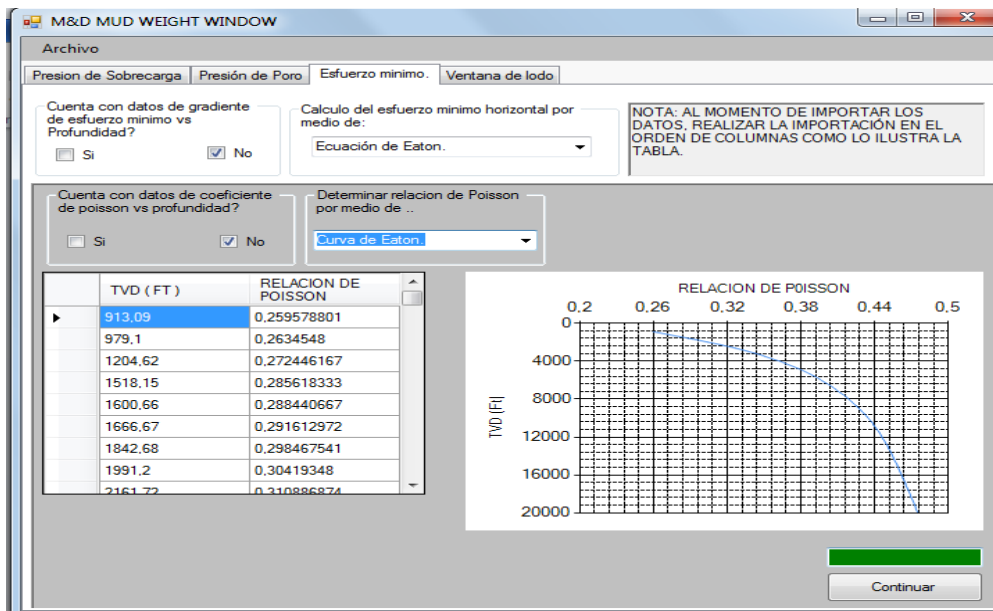


Figura 95. Esfuerzo horizontal mínimo, caso aplicado. Fuente: Los autores.

Para determinar el Gradiente de esfuerzo mínimo nos basamos en la curva desarrollada por Eaton para la relación de poisson, y por medio de la

Ecuación 5.25 calculamos el Gradiente de esfuerzo mínimo, ver

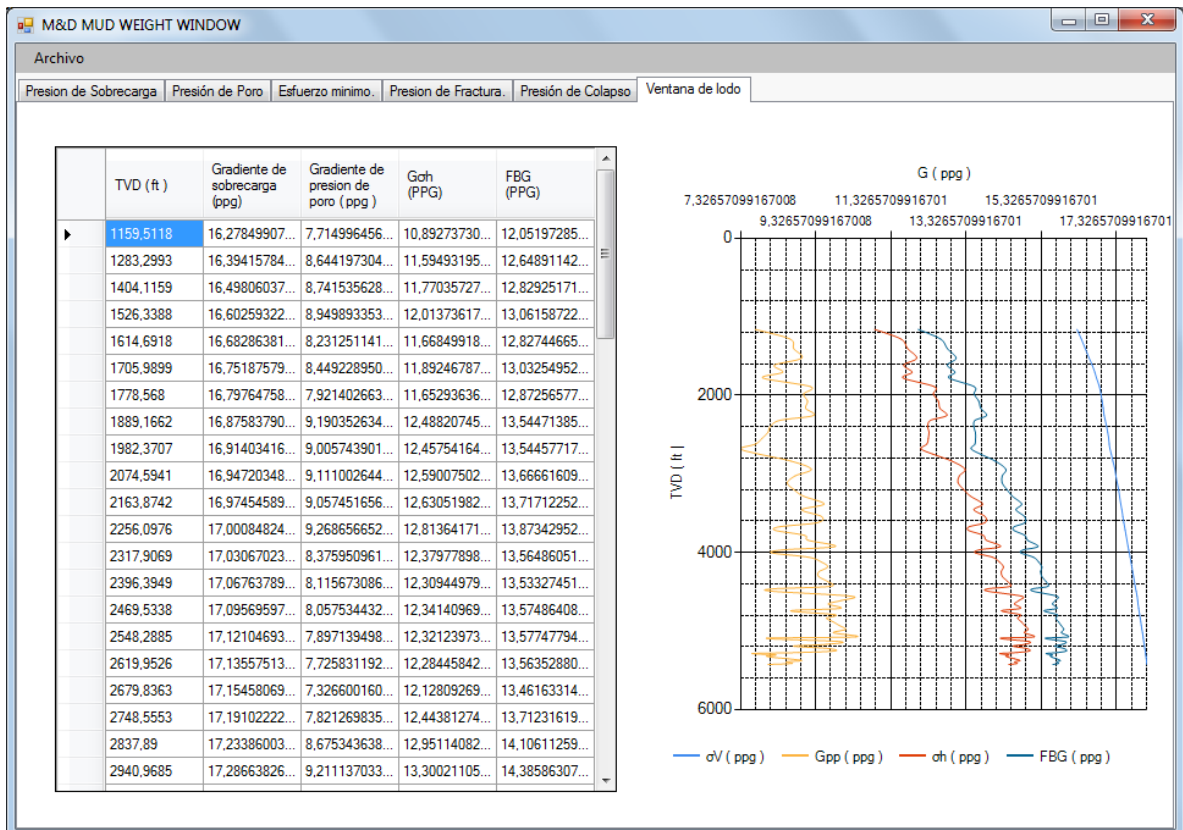


Figura 97. Ventana de lodo caso aplicado. Fuente: Los autores

6.5. Gradiente de presión de fractura.

Para determinar el gradiente de presión de fractura nos basaremos que los esfuerzos horizontales del pozo son isotrópicos y asumiremos que la resistencia tensil de la roca es igual a cero (asunción).

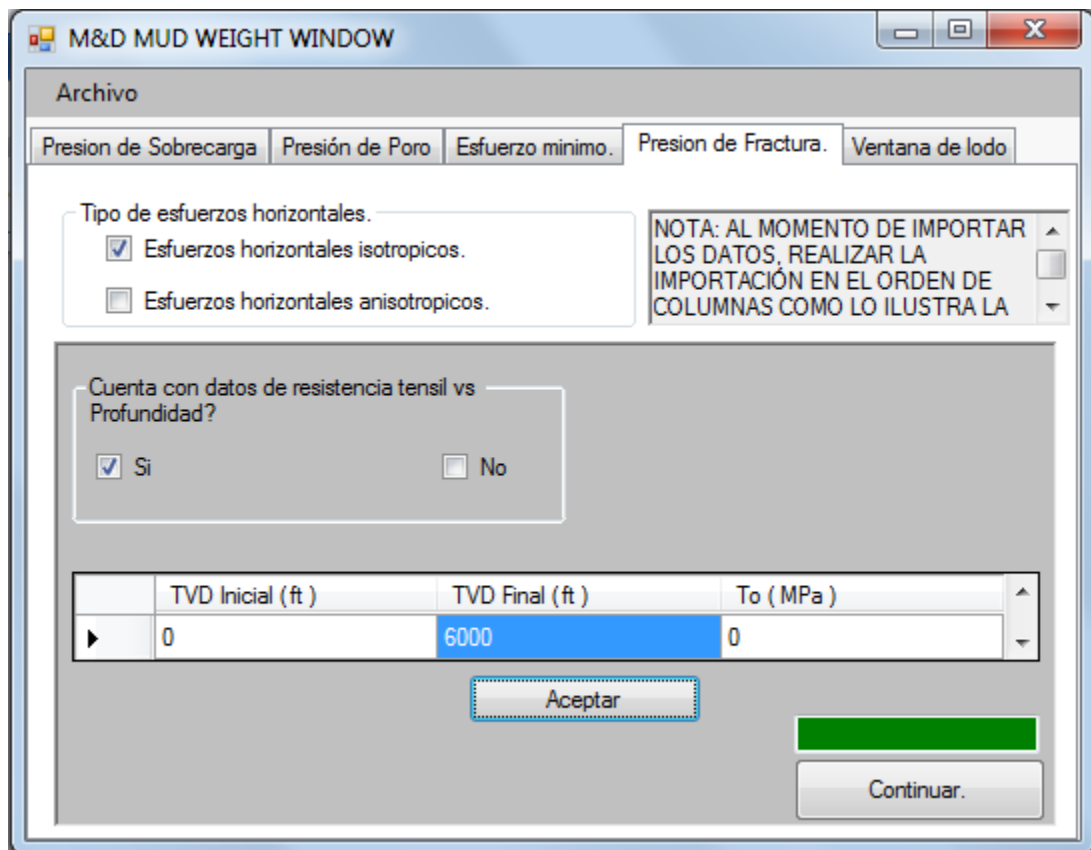


Figura 96. Gradiente de presión de fractura. Fuente: Los autores.

6.6. Presión de colapso.

Lastimosamente no es posible calcular la presión de colapso para este caso aplicado, ya que no se dispone de datos de resistencia tensil uniaxial (UCS), ni tampoco con datos de ángulo de fricción interna (ϕ).

6.7. Ventana de lodo caso aplicado.

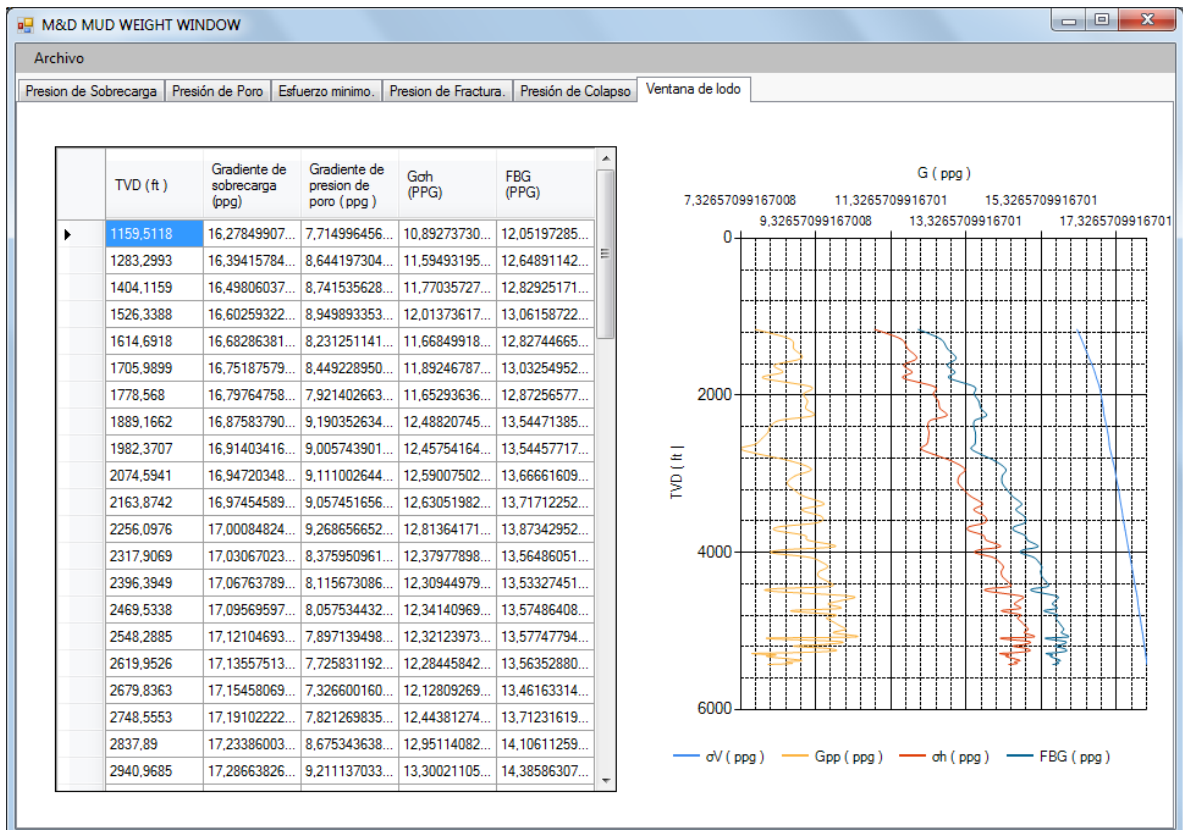


Figura 97. Ventana de lodo caso aplicado. Fuente: Los autores.

6.8. Estado mecánico pozo caso aplicado:

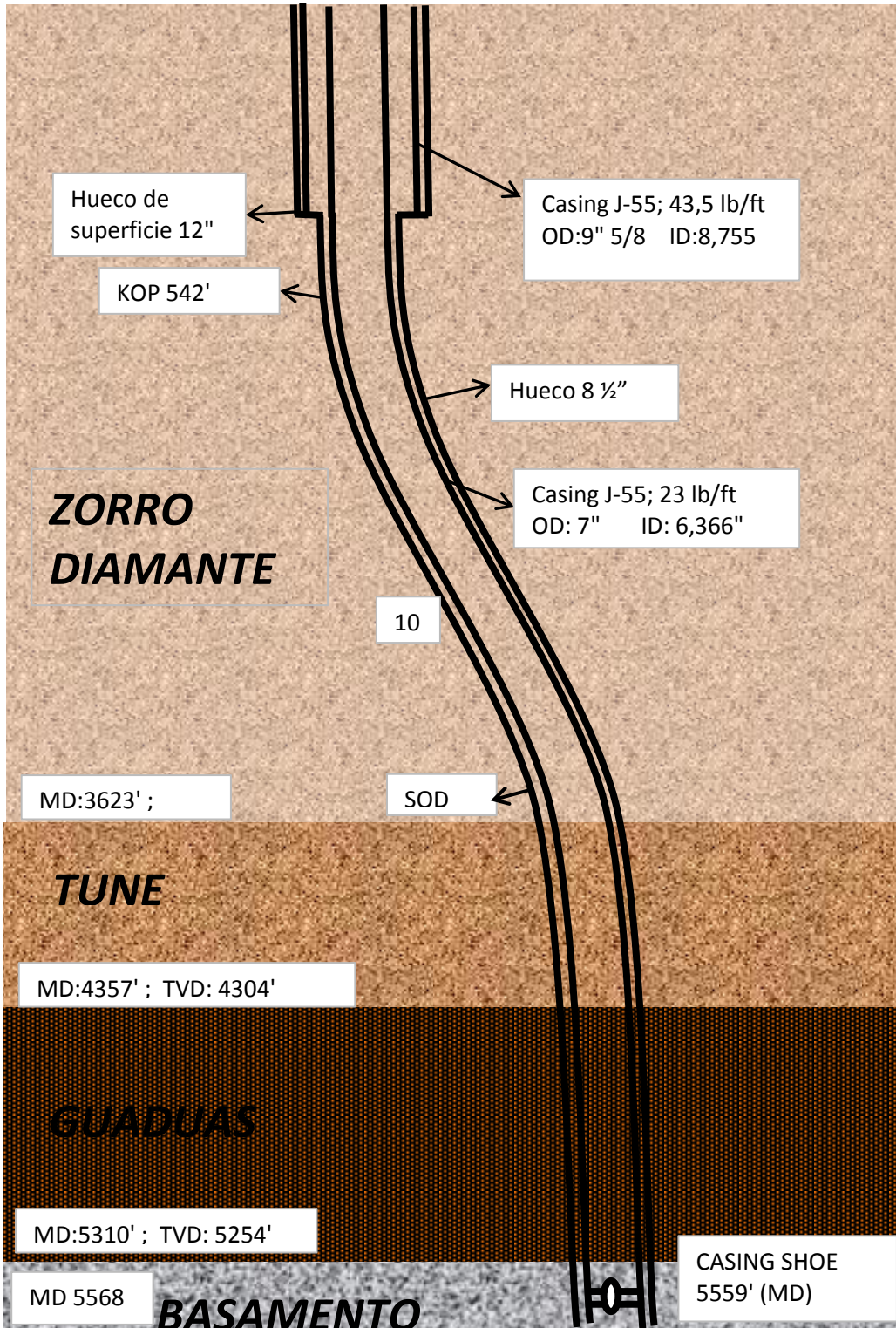


Figura 98. Estado mecánico pozo caso aplicado. Fuente: Los autores.

CONCLUSIONES

- ❖ Los cálculos de ventana de lodo ejecutados por la herramienta únicamente consideran la influencia de los factores mecánicos de la roca, es decir, sin considerar los efectos que puedan tener la interacción química del lodo con los fluidos presentes en las distintas formaciones, así mismo no se ha considerado el efecto de la temperatura sobre las propiedades del lodo. Lo anterior sugiere que los resultados necesitan ser acoplados a estudios de la influencia de los factores mencionados para una mejor caracterización de las propiedades del fluido de perforación.
- ❖ Debido a que la herramienta requiere de datos de propiedades mecánicas de la roca esto constituye en una dificultad para ser probada por usuarios no avanzados, dado que la información de los laboratorios es de carácter restringido.
- ❖ Para la implementación de la herramienta en cálculos de presión de fractura y presión de colapso es de vital importancia tener conocimientos avanzados de las propiedades mecánicas de la roca, en especial de la variación de parámetros como la resistencia tensil y compresibilidad uniaxial de la roca a medida que aumenta el esfuerzo de confinamiento.
- ❖ A la hora de realizar cálculos para un pozo desviado es necesario contar con los datos correctos de azimut e inclinación del pozo perforado debido a que estos datos pueden generar una alteración en el cálculo de la presión necesaria para asegurar la integridad del pozo, teniendo en cuenta que si existe alguna desviación antes de la profundidad ingresada como ubicación del KOP será obviada, por lo cual se hace necesario ingresar un valor de KOP igual a la profundidad a la cual se presenta la primera desviación.
- ❖ Cuando se realiza la consideración de esfuerzo anisotrópicos alrededor de la pared del pozo se hace necesario una buena estimación del esfuerzo máximo horizontal debido a que éste factor es de gran influencia en los cálculos de presión de fractura, y cobran gran importancia a la hora de calcular los esfuerzos a lo largo de la profundidad de un pozo desviado.
- ❖ La herramienta permite al usuario avanzar en el proceso de determinación de la ventana segura de lodo utilizando datos experimentales utilizados en el desarrollo de ecuaciones, como los aportados por Eaton para el desarrollo de los cálculos en el golfo de México, los cuales hacen perder exactitud a la hora de aplicarlos a otras áreas geológicas del mundo, por lo cual es de gran importancia la disponibilidad de registros de densidad en la zona geológica a estudiar, y de la misma forma datos de laboratorio.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADAMS, NEAL J. Drilling Engineering, A Complete WellPlanning Approach
2. RABIA, HUSSAIN. Well Engineering and construction.
3. FERTL W. H. "Abnormal formation pressure". Elsevier, Róterdam, 1976
4. ZOBACK M. Reservoir Geomechanics. Department of Geophysics, Stanford University. Cambridge University Press. 2007
5. SOLANO YULLY, URIBE RODOLFO. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo, Bucaramanga, 2008.
6. CÁCERES JORGE, VELILLA JUAN. Analisis de los efectos que producen la desviación de pozo y el buzamiento de las capas en la ventana de lodo, una aplicación en una campo colombiano, Bucaramanga, 2010.
7. FJAER E, HOLT R. M y HORSRUD P, Petroleum Related Rock Mechanisc, Segunda Edición, EISEvier, 2008.
8. BOWERS G. L. "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction". SPE Drilling and Completions. Dallas.1995.
9. EATON, BEN A. The equation for Geopressure prediction from well loggin, SPE, 1975.
10. JAEGER J.C., and COOK N. G. W. Fundamentals of Rock Mechanics, 1969.
11. GLENN L. BOWERS. Applied Mechanics Technologies, Houston, Texas, Determining an Appropriate Pore-Pressure Estimation Strategy. 2001.
12. M.E. TORRES, A.J. Gonzalez. "In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia)", SPE, 2003
13. JIAN ZHAO, Rock mechanics for civil engineers, Swiss Federal Institute of Technology Lausanne, Switzerl.
14. REINEL CORZO,CLAUDIO RINCON. Medicion y evaluacion de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Bucaramanga, 2004.