

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 1

Neiva, 05 de febrero de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Carlos Andrés Perdomo Lozada, con C.C. No. 1075286693,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado “METODOLOGIA PARA REALIZAR MODELOS GEOMECHANICOS 1D Y SU UTILIZACION PARA HACER PREDICCIONES DE ESTABILIDAD DE POZOS” presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

CARLOS PERDOMO

Carlos Andrés Perdomo Lozada
C.C. 1075286693

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA						
	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 5

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: METODOLOGIA PARA REALIZAR MODELOS GEOMECAÑICOS 1D Y SU UTILIZACION PARA HACER PREDICCIONES DE ESTABILIDAD DE POZOS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Perdomo Lozada	Carlos Andrés

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Muñoz Quijano	Ingrid Natalia

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 146

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___
 Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
 Tablas o Cuadros_X_

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 5

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): Laureada

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Ingles</u>	<u>Español</u>	<u>Ingles</u>
1. Geomecánica	Geomechanics	6. Fallas Tensionales	Tensile Failures
2. Estabilidad de Pozos	Wellbore Stability	7. Ecuación de Kirsch	Kirsch's Equation
3. Modelo Geomecánico	Geomechanics Model	8. Criterios de Falla	Failure Criteria
4. Ventana de Lodo	Mud Window	9. Mohr-Coulomb	Mohr-Coulomb
5. Fallas Compresionales	Shear Failures	10. Tiempo No Productivo	Non Productive Time

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Con el paso de los días la tendencia es que las operaciones de perforación se vayan haciendo más complejas, para lo cual se debe evitar las decisiones empíricas, y en vez de esto basarlas en aplicación de áreas del conocimiento como la geomecánica. Uno de los problemas que mejor se puede entender con el uso de la geomecánica es la estabilidad de pozos, del cual la literatura reporta que es uno de los mayores causantes de pérdidas de tiempo y dinero cuando se está perforando, en especial en zonas con alto tectonismo, como ocurre en varias cuencas de Colombia.

En este documento se propone una metodología para desarrollar el modelo geomecánico 1D y luego aplicarlo a la estabilidad de pozos. Para desarrollar el modelo se aborda cada uno de los parámetros que lo componen: estado de esfuerzos in-situ, presión de poro y propiedades mecánicas. Una vez que se tiene el modelo geomecánico, se abordan los modelos matemáticos que permiten describir el estado de esfuerzos de la pared del pozo teniendo en cuenta efectos mecánicos, químicos, térmicos e hidráulicos, para finalmente combinar con criterios de fallas que permiten desarrollar diagramas como el de ventana de lodo.

Al final del documento se desarrolla un breve ejemplo ilustrativo para mostrar de manera parcial cómo funcionaría la metodología y los correspondientes análisis en estabilidad de pozos, basado en la aplicación de un software que se programó en MATLAB® (y que fue



validado con algunos ejemplos de la literatura).

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

During the last years, the tendency is that drilling operations become more complex, for which empirical decisions should be avoided, and instead based on the application of more robust knowledge such as geomechanics. One of the problems that can best be understood with the use of geomechanics is the wellbore stability, the literature reports that it is one of the biggest causes of non-productive time and money losses when drilling, especially in areas with high tectonism, as in several basins of Colombia.

This document proposes a methodology to develop the 1D geomechanical model and then apply it to wellbore stability. To develop the model, each of the parameters that compose it is explained: in-situ stress tensor, pore pressure and mechanical properties; then the different sources of calculation are described, which can be well logs, drilling events or tests, correlations or mathematical models. Once the geomechanical model is available, the mathematical models that describe the state of wellbore stresses are considered, taking



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 5

into account mechanical, chemical, thermal and hydraulic, to finally combine with fault criteria that allow to develop diagrams such as mud window.

At the end of the document a brief illustrative example is developed to partially show how the methodology and corresponding wellbore stability analysis work, based on the application of software that was programmed in MATLAB© (and that was validated with some examples of the literature).

APROBACION DE LA TESIS

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	5 de 5
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Freddy Humberto Escobar Macualo

Jurado

Nombre Jurado: Paul Richard Ramírez Perdomo

Firma:

Paul Richard Ramírez Perdomo

Jurado



**METODOLOGIA PARA REALIZAR MODELOS
GEOMECANICOS 1D Y SU UTILIZACION PARA HACER
PREDICCIONES DE ESTABILIDAD DE POZOS**

Carlos Andrés Perdomo Lozada

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Neiva, Huila

2017

**METODOLOGIA PARA REALIZAR MODELOS
GEOMECANICOS 1D Y SU UTILIZACION PARA HACER
PREDICCIONES DE ESTABILIDAD DE POZOS**

Carlos Andrés Perdomo Lozada

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título
de: **Ingeniero de Petróleos**

Director(a):
Ph.D. Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Grupo de Investigación:
GIPE

Universidad Surcolombiana
Facultad de Ingeniería
Neiva, Huila
2017

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a:

Dios por sobre todo, quien es el que me ha dado la salud, sabiduría y me ha guiado por el camino correcto para poder llegar hasta esta importante etapa de mi vida.

Mi madre Flor Marina quien desde que me trajo al mundo siempre me ha brindado su incondicional amor y apoyo, sobre todo en los momentos mas difíciles, y que ha sido vital para todo lo que me propongo.

Mi padre Carlos Fernando (Q.E.P.D.) quien en vida siempre me brindo momentos de felicidad y me enseñó mediante su ejemplo a ser una persona respetuosa, responsable y disciplinada.

Mi novia Saray quien muchas veces me escuchaba y aconsejaba, y me ayudo a superar momentos muy difíciles.

Y a mi demás familia, que de una u otra forma me dieron apoyo.

Carlos Andrés

AGRADECIMIENTOS

Luego de finalizar esta importante etapa de mi vida con este proyecto, quiero expresar mis más sinceros agradecimientos:

A Dios y mi familia porque por ellos soy lo que soy.

A Los profesores del programa de Ingeniería de Petróleos quienes me han formado como profesional y han logrado que mi pasión por esta carrera haya aumentado en comparación a cuando inicié.

De manera muy especial a la Doctora Ingrid Natalia Muñoz Quijano quien como profesora me permitió extender mi conocimiento en el área de geología y como directora de este proyecto me ha brindado apoyo desde el primer momento y me ha dado valiosos consejos para la consolidación de un buen documento.

También al Doctor Paul Richard Ramírez Perdomo quien me dio importantes recomendaciones al documento y me aclaro muchas dudas en su curso de Geomecánica.

A todos ellos muchas gracias, por aportarme de una u otra manera y permitirme culminar esta importante etapa de mi vida.

Tabla de contenido

Resumen	XVIII
Abstract	XIX
1 Introducción	1
1.1 Objetivos	1
1.1.1 General	1
1.1.2 Específicos	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Método de trabajo	5
2 Fundamentos teóricos de la geomecánica	6
2.1 Generalidades de geomecánica	6
2.1.1 Modelo geomecánico (<i>MEM</i>)	6
2.1.1.1 Tipos de <i>MEM</i>	6
2.1.2 Aplicación de la geomecánica a la estabilidad de pozos	7
2.2 Propiedades mecánicas	8
2.2.1 Módulos de resistencia	8
2.2.1.1 Cohesión (<i>S</i>)	8
2.2.1.2 Angulo de Fricción Interna (<i>AIF</i>)	9
2.2.1.3 Resistencia a la compresión	9
2.2.1.4 Resistencia a la tensión (<i>T_o</i>)	10
2.2.2 Módulos de elasticidad	10
2.2.2.1 Módulo de Young (<i>E</i>)	10
2.2.2.2 Relación de Poisson (<i>ν</i>)	11
2.2.2.3 Módulo de compresibilidad (<i>K</i>)	11
2.2.2.4 Módulo de corte (<i>G</i>)	11
2.3 Esfuerzo	11
2.3.1 Tipos de esfuerzos	11
2.3.2 Tensor de esfuerzos	12
2.3.3 Esfuerzos principales	13
2.3.4 Esfuerzos principales in-situ	14
2.3.4.1 Condición de esfuerzo regional	15
2.3.4.2 Régimen de esfuerzo	15
2.3.4.3 Modelo de Deformación Uniaxial (<i>USM</i>)	16

2.3.4.4	Modelo de Equilibrio Friccional (<i>FEQM</i>)	16
2.3.4.5	Polígono de esfuerzos	17
2.3.5	Presión de poro (P_p)	17
2.4	Deformación y fallamiento	18
2.4.1	Leyes constitutivas	18
2.4.1.1	Elasticidad lineal	19
2.4.1.2	Poros-Elasticidad	19
2.4.2	Falla de una roca	19
2.4.2.1	Criterio de falla en tensión	20
2.4.2.2	Criterios de falla en compresión	20
3	Caracterización geomecánica de la estabilidad de pozos	25
3.1	Estado de esfuerzos alrededor del pozo	25
3.2	Modelo para describir el estado de esfuerzos alrededor del pozo	27
3.2.1	Consideraciones adicionales al modelo de Kirsch	28
3.2.1.1	Evaluación en la pared del pozo	28
3.2.1.2	Uso en pozos desviados	29
3.2.1.3	Efectos térmicos ($\sigma^{\Delta T}$)	30
3.2.1.4	Efectos químicos (σ^{π})	32
3.2.1.5	Efectos hidráulicos (σ^{hyd})	33
3.2.2	Modelo definitivo	34
3.3	Presiones críticas	34
3.3.1	Esfuerzos principales en la pared del pozo en cualquier dirección	34
3.3.2	Presión crítica de fractura (P_{wf})	36
3.3.2.1	Predicción de la presión de ruptura	36
3.3.2.2	Procedimiento para evaluar P_{wf}	37
3.3.3	Presión crítica de colapso (P_{wc})	38
3.3.3.1	Criterios de falla	39
3.3.3.2	Consideración de la tolerancia al breakout (W_{br})	40
3.3.3.3	Procedimiento para evaluar P_{wc}	41
4	Metodología para la construcción y aplicación del <i>MEM</i> 1D	44
4.1	Construcción del <i>MEM</i>	46
4.1.1	Propiedades mecánicas	46
4.1.1.1	Registros de pozo	47
4.1.1.2	Mediciones directas	50
4.1.1.3	Pruebas de integridad	51

4.1.2	Presión de poro	51
4.1.2.1	Registros de pozo	51
4.1.2.2	Mediciones directas	52
4.1.3	Esfuerzo de Sobrecarga	52
4.1.3.1	Registros de pozo	52
4.1.3.2	Mediciones directas	54
4.1.4	Esfuerzo horizontal menor	54
4.1.4.1	Registros de pozo	54
4.1.4.2	Mediciones directas	55
4.1.4.3	Modelo de deformación tectónica	55
4.1.5	Esfuerzo horizontal mayor	56
4.1.5.1	Registros de pozo	56
4.1.5.2	Modelo de Kirsch y criterios de falla	56
4.1.5.3	Modelo de Equilibrio Friccional	58
4.1.5.4	Método de inversión	59
4.1.5.5	Modelo de deformación tectónica	62
4.1.6	Dirección de esfuerzos horizontales	62
4.1.6.1	Registros de imagen	62
4.1.6.2	Registro calliper	64
4.1.6.3	Mapa Mundial de Esfuerzos (<i>WSM</i>)	65
4.2	Calibraciones del <i>MEM</i>	66
4.3	Uso del <i>MEM</i> para analizar la estabilidad del pozo	67
4.3.1	Diagramas extendidos (ventana operacional)	67
4.3.1.1	Uso para diseño de revestimientos	69
4.3.2	Diagramas puntuales	69
4.4	Análisis en tiempo real	71
4.4.1	<i>LWD</i>	71
4.4.2	Derrumbes	71
4.4.3	Pérdidas de circulación	72
4.4.4	Influjos	72
5	Programa desarrollado y validación de algoritmos propuestos	73
5.1	Programa desarrollado	73
5.1.1	Ventana inicial	73
5.1.2	Ventana para generar el <i>MEM</i>	73
5.1.3	Ventana de estabilidad de pozos puntual	76

5.1.4 Ventana de estabilidad de pozos extendida	77
5.2 Validaciones	79
5.2.1 Falla tensional	79
5.2.2 Falla compresional	81
5.2.2.1 Diagrama polar	81
5.2.2.2 Ventana puntual	82
5.2.3 Ventana operacional extendida	83
5.2.4 Ecuación de Kirsch	84
5.2.5 Método de inversión	86
5.2.6 Polígono de esfuerzos	87
6 Ejemplo ilustrativo de la metodología	89
6.1 Construcción del <i>MEM</i>	89
6.1.1 Datos de entrada	89
6.1.2 Propiedades mecánicas	89
6.1.3 Estado de esfuerzos y P_p	91
6.1.4 MEM	93
6.2 Análisis de estabilidad	95
6.2.1 Diagramas puntuales	95
6.2.1.1 Diagrama de pozo	95
6.2.1.2 Diagrama cartesiano de esfuerzos	97
6.2.1.3 Diagrama polar	100
6.2.1.4 Ventana puntual	103
6.2.2 Diagramas extendidos	103
7 Conclusiones	105
8 Recomendaciones	106
Referencias	107
Anexo A Cálculos petrofísicos adicionales	111
Anexo B Tablas de propiedades físicas y mecánicas para diferentes tipos de rocas	113
Anexo C Recopilación de algunos casos reales	114
C.1 Caso campo Loro	114
C.1.1 Problemas y características del campo	114

C.1.2 Metodología usada	114
C.1.3 Resultados obtenidos	116
C.1.4 Otras aplicaciones	117
C.2 Otros casos	117
Anexo D Mecanismo de falla para pozos verticales y régimen normal	119
D.1 Falla compresionales	120
D.2 Fallas tensionales	121

Lista de figuras

Figura 1	Esquema de Modelo Mecánico del Subsuelo - <i>MEM</i> (Tomado de Akbar, 2003)	6
Figura 2	Principales causas de <i>NPT</i> durante la perforación (Tomado de Anyanwu et al., 2013)	8
Figura 3	Ejemplo de la influencia del confinamiento en la resistencia a la compresión (Tomado de Zoback, 2007)	9
Figura 4	Deformación de un cuerpo (Modificado de Callister y Rethwisch, 2010)	10
Figura 5	Tensor de esfuerzos en dirección arbitraria y principal (Modificado de Mitchell, 2006)	12
Figura 6	Esfuerzos principales in-situ (Tomado de Cook et al., 2008)	14
Figura 7	Condición tectónica de Colombia (Tomado de Corredor, 2002)	15
Figura 8	Regímenes de esfuerzo según Anderson (Modificado de Fossen, 2010)	16
Figura 9	Polígono de esfuerzos (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)	17
Figura 10	Curva típica de esfuerzo vs deformación de una roca (Modificado de Callister y Rethwisch, 2010)	18
Figura 11	Concepto de esfuerzo efectivo (Modificado de Mitchell, 2006)	19
Figura 12	Falla tensil y compresional (Tomado de AMOCO, 1997)	20
Figura 13	Criterio de falla de Mohr-Coulomb (Modificado de Aadnoy y Looyeh, 2011)	21
Figura 14	Comparación esfuerzos antes y después de perforar (Tomado de AMOCO, 1997)	25
Figura 15	Estado de esfuerzos alrededor del pozo (Tomado de AMOCO, 1997)	26
Figura 16	Planteamiento gráfico de Kirsch - 3D y de planta (Modificado de Aadnoy et al., 2009)	27
Figura 17	Esfuerzos para un pozo desviado (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)	29
Figura 18	Algoritmo para incluir efectos químicos, térmicos e hidráulicos (Autor)	35
Figura 19	Algoritmo para evaluar la presión crítica de fractura (Autor)	37
Figura 20	Angulo de máxima abertura de breakout (Modificado de Mitchell, 2006)	40
Figura 21	Algoritmo para evaluar la presión crítica de colapso (Autor)	41

Figura 22	Algoritmo para calcular W_{br} cuando P_w es conocido (Autor)	42
Figura 23	Metodología general para construir y aplicar el MEM a	
	estabilidad de pozos (Autor)	44
Figura 24	Metodología para construir el MEM teórico - con registros (Autor)	45
Figura 25	Metodología para aplicar el MEM a estabilidad de pozos (Autor)	46
Figura 26	Ejemplo de XLOT de 4 ciclos (Tomado de White et al., 2002)	55
Figura 27	Algoritmo para calcular σ_H a partir de fallas tensionales en un	
	pozo desviado (Autor)	58
Figura 28	Algoritmo para calcular σ_H a partir de fallas compresionales en	
	un pozo desviado (Autor)	58
Figura 29	Ejemplo de σ_H y σ_h delimitado con FEQM (Tomado de Moos	
	et al., 2009)	59
Figura 30	Algoritmo para aplicar el método de inversión (Autor)	61
Figura 31	Breakout y fractura vista en un UBI (Tomado de Zoback et al.,	
	2003)	63
Figura 32	Algoritmo para obtener Az_H en pozos desviados (Autor)	64
Figura 33	Relación calliper y estado del pozo (Tomado de Abija et al., 2016)	64
Figura 34	Convenciones del WSM (Tomado de WSM, 2016)	65
Figura 35	WSM enfocado en Colombia (Tomado de WSM, 2016)	66
Figura 36	Esquema de ventana operacional extendida (Tomado de Wessling,	
	2012)	68
Figura 37	Algoritmo para generar el diagrama de ventana operacional	
	extendida (Autor)	68
Figura 38	Algoritmo para generar el diagrama polar (Autor)	69
Figura 39	Algoritmo para generar el diagrama de ventana operacional	
	puntual (Autor)	70
Figura 40	Algoritmo para generar el diagrama de pozo (Autor)	70
Figura 41	Algoritmo para generar el diagrama cartesiano de esfuerzos (Autor)	70
Figura 42	Morfología de cavings en falla compresional (Tomado de Mateus	
	et al., 2012)	71
Figura 43	Ventana inicial del programa desarrollado (Autor)	73
Figura 44	Ventana del programa para generar el MEM (Autor)	74
Figura 45	Orden de la hoja de Excel para importar registros (Autor)	75
Figura 46	Orden de la hoja de Excel para importar datos experimentales	
	(Autor)	75
Figura 47	Ventana del programa para generar el polígono de esfuerzos (Autor)	75

Figura 48	Orden de la hoja de Excel para importar fallas observadas (Autor)	76
Figura 49	Ventana del programa para aplicar el método de inversión (Autor)	76
Figura 50	Orden de la hoja de Excel para importar datos necesarios para el método de inversión (Autor)	76
Figura 51	Ventana del programa para generar gráficos de estabilidad puntuales (Autor)	77
Figura 52	Ventana del programa para generar gráficos de estabilidad extendidos (Autor)	78
Figura 53	Orden de la hoja de Excel para importar el <i>MEM</i> (Autor)	78
Figura 54	Diagramas polares tensionales del ejercicio (Tomado de Zoback, 2007)	79
Figura 55	Diagramas polares tensionales obtenidos en el programa desarrollado (Autor)	80
Figura 56	Diagramas polares compresionales del ejercicio (Tomado de Aadnoy et al., 2009)	81
Figura 57	Diagramas polares compresionales obtenidos en el programa desarrollado (Autor)	81
Figura 58	Diagrama de ventana puntual del ejercicio (Tomado de Khaksar et al., 2013)	82
Figura 59	Diagrama de ventana puntual obtenida en el programa desarrollado (Autor)	83
Figura 60	Diagramas cartesiano y de pozo del ejercicio (Tomado de Zoback, 2007)	84
Figura 61	Diagramas cartesiano y de pozo obtenidos en el programa desarrollado (Autor)	84
Figura 62	Influencia de la desviación en el diagrama de pozo (Tomado de Zoback, 2007)	85
Figura 63	Influencia de la desviación en el diagrama de pozo obtenido en el programa desarrollado (Autor)	85
Figura 64	Polígono de esfuerzos del ejercicio (Tomado de Zoback, 2007)	87
Figura 65	Polígono de esfuerzos obtenido en el programa desarrollado (Autor)	88
Figura 66	Medición sobre el <i>WSM</i> - Ejemplo ilustrativo (Autor)	93
Figura 67	Propiedades mecánicas del <i>MEM</i> - Ejemplo ilustrativo (Autor)	94
Figura 68	Estado de esfuerzos del <i>MEM</i> - Ejemplo ilustrativo (Autor)	94
Figura 69	Esfuerzos alrededor de un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo (Autor)	95
Figura 70	Influencia de Az_H - Ejemplo ilustrativo (Autor)	96

Figura 71	Efecto de la desviación del pozo en las fallas - Ejemplo ilustrativo	
(Autor)		97
Figura 72	Diagrama cartesiano para un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo	
(Autor)		98
Figura 73	Influencia de P_w en σ_θ para un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo	
(Autor)		98
Figura 74	Influencia de la dirección del pozo - Ejemplo ilustrativo (Autor)	100
Figura 75	Influencia del régimen de esfuerzos - Ejemplo ilustrativo (Autor)	100
Figura 76	Diagrama polar compresional y tensional - Ejemplo ilustrativo	
(Autor)		101
Figura 77	Comparación criterios de falla en diagrama polar - Ejemplo	
ilustrativo (Autor)		101
Figura 78	Influencia de la tolerancia al breakout - Ejemplo ilustrativo (Autor)	102
Figura 79	Ventana operacional puntual - Ejemplo ilustrativo, (Autor)	103
Figura 80	Ventana operacional extendida - Ejemplo ilustrativo (Autor)	104
Figura 81	Ventana de lodo del campo Loro (Tomado de Torres et al., 2003)	116
Figura 82	Comparación de tiempos de perforación en el campo Loro	
(Tomado de Torres et al., 2003)		116
Figura 83	Problemas causados según el peso del lodo (Tomado de Li et al.,	
2012)		119
Figura 84	Fallas compresionales alrededor del pozo (Tomado de Chen et al.,	
2002)		120
Figura 85	Fallas tensionales alrededor del pozo (Tomado de Pasic et al., 2007)	121
Figura 86	Esquema típico de un proceso de fracturamiento (Tomado de	
Mitchell, 2006)		122

Lista de tablas

Tabla 1	Correlaciones para calcular V_s (Tomado de [Tariq et al., 2016]) . . .	47
Tabla 2	Ecuaciones para calcular módulos de elasticidad dinámicos (Tomado de [Xi et al., 2015])	48
Tabla 3	Correlaciones para calcular módulos de elasticidad estáticos (Tomado de [Brotons et al., 2015])	48
Tabla 4	Correlaciones para calcular UCS (Tomado de [Chang et al., 2006])	49
Tabla 5	Correlaciones para calcular AIF (Tomado de [Zoback, 2007]) . . .	49
Tabla 6	Constante empíricas de la correlación de Gardner (Tomado de [Mitchell, 2006])	53
Tabla 7	ρ_{matriz} de algunas litologías (Tomado de [Camargo, 2005])	54
Tabla 8	Correlaciones para Calcular σ_h (Tomado de [Zoback, 2007])	55
Tabla 9	Calibración del MEM obtenido por registros (Autor)	67
Tabla 10	Comparación de resultados en el ejercicio de fallas tensionales (Autor)	80
Tabla 11	Comparación de resultados en el ejercicio de diagramas polares compresionales (Autor)	82
Tabla 12	Comparación de resultados en el ejercicio de ventanas puntuales compresionales (Autor)	83
Tabla 13	Datos del ejercicio (Tomado de [Aadnoy y Rogaland, 1988])	86
Tabla 14	Resultados aplicando el método de inversión (Tomado de [Aadnoy y Rogaland, 1988])	86
Tabla 15	Resultados y comparación aplicando el método de inversión obtenidos en el programa desarrollado (Autor)	87
Tabla 16	Correlaciones para calcular el volumen de lutita (Tomado de [Camargo, 2005])	111
Tabla 17	Densidad de matriz para las litologías más comunes (Tomado de [Camargo, 2005])	112
Tabla 18	Propiedades mecánicas y físicas de los tipos más comunes de rocas (Tomado de [Zhao, 2008])	113
Tabla 19	Casos de aplicación de MEM a estabilidad de pozos	118

Lista de ecuaciones

Ecuación 1	Definición del coeficiente de fricción interna (Tomado de [Zoback, 2007])	9
Ecuación 2	Definición del módulo de Young (Tomado de [Callister y Rethwisch, 2010])	10
Ecuación 3	Definición de relación de Poisson (Tomado de [Callister y Rethwisch, 2010])	11
Ecuación 4	Tensor de esfuerzos en direcciones arbitrarias (Tomado de [Aadnoy y Looyeh, 2011])	12
Ecuación 5	Tensor de esfuerzos en direcciones principales (Tomado de [Aadnoy y Looyeh, 2011])	13
Ecuación 6	Ecuación particular del tensor (Tomado de [Aadnoy y Looyeh, 2011])	13
Ecuación 7	Componentes invariantes del tensor de esfuerzos (Tomado de [Aadnoy y Looyeh, 2011])	13
Ecuación 8	Definición del modelo USM (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	16
Ecuación 9	Definición del modelo FEQM (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	17
Ecuación 10	Esfuerzo efectivo corregido (Tomado de [Zoback, 2007])	19
Ecuación 11	Criterio de falla tensional (Tomado de [Aadnoy y Looyeh, 2011])	20
Ecuación 12	Criterio de falla compresional de Mohr-Coulomb (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	21
Ecuación 13	Definición de β (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	22
Ecuación 14	Criterio de Mohr-Coulomb en términos de esfuerzos principales (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	22
Ecuación 15	Definición de la resistencia a la compresión no confinada (Tomado de [Zoback, 2007])	22
Ecuación 16	Definición del parámetro q (Tomado de [Zoback, 2007])	22
Ecuación 17	Criterio de Mohr-Coulomb en términos de esfuerzos principales (Tomado de [Aadnoy et al., 2009])	22
Ecuación 18	Criterio de falla compresional de Lade Modificado (Tomado de [Rahimi et al., 2014])	23
Ecuación 19	Componentes invariantes del criterio de Lade Modificado (Tomado de [Rahimi et al., 2014])	23
Ecuación 20	Constantes del criterio de Lade Modificado (Tomado de [Rahimi et al., 2014])	23

Ecuación 21	Criterio de falla compresional de Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014))	24
Ecuación 22	Esfuerzos octaedral y medio usados en Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014))	24
Ecuación 23	Constantes del criterio de Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014))	24
Ecuación 24	Tensor de esfuerzos alrededor del pozo (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	26
Ecuación 25	Modelo de Kirsch alrededor del pozo (Modificado de Mitchell y Miska, 2011))	28
Ecuación 26	Modelo de Kirsch en la pared del pozo (Modificado de Mitchell y Miska, 2011))	29
Ecuación 27	Tensor de esfuerzos para un pozo desviado (Tomado de Zoback, 2007))	30
Ecuación 28	Matrices para hacer la transformación de ejes (Modificado de Zoback, 2007))	30
Ecuación 29	Esfuerzo debido a efectos térmicos (Tomado de Chen et al., 2001))	30
Ecuación 30	Expresión para generar el perfil geotérmico (Tomado de Kutasov, 1999))	31
Ecuación 31	Modelo de Holmes y Swift para generar perfil de temperatura del lodo (Tomado de Holmes y Swift, 1970))	31
Ecuación 32	Constantes del modelo de Holmes y Swift (Tomado de Holmes y Swift, 1970))	32
Ecuación 33	Esfuerzo debido a efectos químicos (Tomado de Chen et al., 2001))	32
Ecuación 34	Definición la constante poroelastica k (Tomado de Chen et al., 2001))	33
Ecuación 35	Modelos para calcular la actividad del lodo (Tomado de Hale et al., 1993))	33
Ecuación 36	Modelos para calcular la actividad del agua de lutita (Tomado de Rojas et al., 2006))	33
Ecuación 37	Esfuerzo debido a efectos hidráulicos (Tomado de Chen et al., 2001))	34
Ecuación 38	Modelo de Kirsch con efectos químicos, térmicos e hidráulicos (Modificado de Chen et al., 2001))	34

Ecuación 39	Tensor de esfuerzos en la pared del pozo (Modificado de Aadnoy y Looyeh, 2011)	35
Ecuación 40	Esfuerzos principales en la pared del pozo (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)	36
Ecuación 41	Esfuerzos principales para fallas tensionales (Tomado de Mitchell y Miska, 2011)	36
Ecuación 42	Esfuerzo tangencial critico en fallas tensionales (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)	36
Ecuación 43	Presión critica de fractura (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)	37
Ecuación 44	Esfuerzos principales para fallas compresionales (Tomado de Mitchell y Miska, 2011)	38
Ecuación 45	Esfuerzos principales para fallas compresionales - Replantados (Autor)	38
Ecuación 46	Constantes de las expresiones de fallas compresionales (Autor)	38
Ecuación 47	Criterio de Mohr-Coulomb acoplado con los esfuerzos principales (Autor)	39
Ecuación 48	Presión crítica de colapso mediante el criterio de Mohr-Coulomb (Autor)	39
Ecuación 49	Presión crítica de colapso mediante el criterio de Lade Modificado (Autor)	39
Ecuación 50	Presión crítica de colapso mediante el criterio de Mogi-Coulomb (Autor)	40
Ecuación 51	Derivada del criterio de Mohr-Coulomb (Autor)	42
Ecuación 52	Derivada del criterio de Lade Modificado (Autor)	42
Ecuación 53	Derivada del criterio de Mogi-Coulomb (Autor)	43
Ecuación 54	Relación entre UCS y T_o sujeto a calibración (Tomado de Archer y Rasouli, 2012)	50
Ecuación 55	Resistencia a la tensión a partir de una prueba XLOT (Modificado de Fjaer, 2008)	51
Ecuación 56	Presión de poro mediante el método de relación (Modificado de Mitchell, 2006)	51
Ecuación 57	Presión de poro de una zona normalmente presionada (Modificado de Mitchell, 2006)	51
Ecuación 58	Línea de tendencia normal de un registro (Tomado de Zhang, 2011)	52

Ecuación 59	Presión de poro mediante el método de Eaton (Modificado de Mitchell, 2006))	52
Ecuación 60	Definición del esfuerzo de sobrecarga a partir de la densidad (Tomado de Zoback, 2007))	53
Ecuación 61	Correlación de Gardner para densidad (Tomado de Mitchell, 2006))	53
Ecuación 62	Relación de la densidad con la porosidad y el volumen de lutitas (Tomado de Camargo, 2005))	53
Ecuación 63	Modelo de deformación tectónica para calcular σ_h (Tomado de Rezaee, 2015))	56
Ecuación 64	Esfuerzo tangencial crítico para falla tensional (Tomado de Zoback et al., 2003))	57
Ecuación 65	Esfuerzo horizontal mayor a partir de fallas tensionales en un pozo vertical (Tomado de Zoback et al., 2003))	57
Ecuación 66	Equilibrio de falla compresional (Tomado de Zoback et al., 2003))	57
Ecuación 67	Esfuerzo horizontal mayor a partir de fallas compresionales en pozos verticales (Tomado de Zoback et al., 2003))	57
Ecuación 68	Sistema de ecuaciones del método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	60
Ecuación 69	Parámetros del método de inversión para $\sigma_x > \sigma_y$ (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	60
Ecuación 70	Parámetros del método de inversión para $\sigma_x < \sigma_y$ (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	60
Ecuación 71	Mínimos cuadrados para el método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	61
Ecuación 72	Mínimos cuadrados para el método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011))	61
Ecuación 73	Modelo de deformación tectónica para calcular σ_H (Tomado de Rezaee, 2015))	62
Ecuación 74	Definición del índice de rayos gamma (Tomado de Camargo, 2005))	111
Ecuación 75	Relación entre porosidad y tiempo de transito de las ondas sínicas (Tomado de Camargo, 2005))	111

Nomenclatura

Símbolos Griegos y Latinos

(se especifica la unidad mas común de cada parámetro)

α_{biot}	Coeficiente de Biot	<i>Fracc.</i>
α_T	Coeficiente lineal de expansión térmica	$^{\circ}C^{-1}$
β	Angulo del plano de falla	$^{\circ}$
$\Delta t_c, \Delta t_s$	Tiempo de transito de onda compresional y corte	$\mu sec/ft$
ε	Deformación unitaria	<i>Fracc.</i>
θ, θ_{br}	Angulo sobre la circunferencia del pozo (sentido horario)	$^{\circ}$
	br (entre σ_x y W_{br})	
μ	Coeficiente de fricción interna de formación	<i>Adim.</i>
ν	Relación de Poisson	<i>Adim.</i>
$\nabla P, \nabla T$	Gradiente de presión y temperatura	$^{\circ}F/ft$
Φ	Porosidad	<i>Fracc.</i>
ρ_{bulk}, ρ_{mud}	Densidad de la formación y del lodo	gr/cc
σ	Esfuerzo normal	<i>psi</i>
σ'	Esfuerzo normal efectivo	<i>psi</i>
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$	Esfuerzos medidos en direcciones arbitrarias	<i>psi</i>
	x (horizontal 1), y (horizontal 2), z (vertical), se asumirá $x > y$	
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Esfuerzo en direcciones principales	<i>psi</i>
	1 (mayor), 2 (intermedio), 3 (menor)	
$\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$	Esfuerzo principales In-Situ	<i>psi</i>
	v (vertical), h (horizontal menor), H (horizontal mayor)	
$\sigma_r, \sigma_{\theta}, \sigma_{zz}$	Esfuerzos evaluados alrededor del pozo	<i>psi</i>
	r (radial), θ (tangencial), zz (axial)	
$\sigma^{\Delta T}, \sigma^{\pi}, \sigma^{hyd}$	Esfuerzos adicionales	<i>psi</i>
	ΔT (térmico), π (químico), hyd (hidráulico)	
τ	Esfuerzo cortante	<i>psi</i>
τ_{xy}, τ_{xz}	Esfuerzos cortantes plano x	<i>psi</i>
τ_{yx}, τ_{yz}	Esfuerzos cortantes plano y	<i>psi</i>
τ_{zx}, τ_{zy}	Esfuerzos cortantes plano z	<i>psi</i>
$\sigma_{\beta}, \tau_{\beta}$	Esfuerzos sobre el plano β	<i>psi</i>
a, b	Constantes criterios de falla	—
	LM (Lade Modificado), MC (Mogi-Coulomb)	

c, d	Constantes de la correlación de Gardner	—
Az_{well}, Az_H	Azimut del pozo y σ_H	°
E, G, K	Módulos de elasticidad	$Mpsi$
	Young, de corte, de compresibilidad	
k	Constante Poro-elástica	$Adim.$
I, J	Invariante del tensor de esfuerzos y del tensor desviador	psi
Inc_{well}	Inclinación del pozo	°
P_{FIT}, P_{LOT}	Presión de integridad y de fuga	MPa
P_b, P_p	Presión de ruptura y de propagación	MPa
P_{SI}, P_c	Presión de cierre de bombas y de cierre de fractura	MPa
P_p, P_w	Presión de poro y del pozo	psi
P_{wc}, P_{wf}	Presión crítica de colapso y de fractura	psi
q	Constante del criterio de Mohr-Coulomb	$Adim.$
R	Radio donde se quiere evaluar la ecuación de Kirsch	ft
r_w	Radio del pozo	ft
S	Cohesión de la formación	psi
T_f, T_{mud}	Temperatura de la formación y del lodo	°F
T_o	Resistencia a la tensión	psi
V_c, V_s	Velocidad de onda compresional y corte	km/seg
W_{br}	Ancho del breakout	°
Z	Profundidad	ft

Subindices

dyn	Modulo de elasticidad dinámico
sta	Modulo de elasticidad estático
$bulk$	Medición promedio de todo los componentes sólidos
mud	Medición del lodo de perforación
$matriz$	Medición de la matriz de la roca

Superindices

$normal$	Dato de tendencia normal (Ejm: $\nabla P=0.433psi/ft$)
----------	---

Abreviaturas

<i>AIF</i>	Angle of Internal Friction	Angulo de Fricción Interna
<i>DST</i>	Drill Stem Test	-
<i>ECD</i>	Equivalent Circulating Density	Densidad Equivalente de Circulación
<i>ERD</i>	Extended Reach Drilling	Pozos de Alcance Extendido
<i>FEQM</i>	Frictional Equilibrium Model	Modelo de Equilibrio Friccional
<i>FIT</i>	Formation Integrity Test	Prueba de Integridad de Formación
<i>FMI</i>	Fullbore Formation MicroImager	-
<i>LOT</i>	Leak-Off Test	Prueba de Fuga
<i>LCM</i>	Lost Circulation Material	Material para Perdidas de Circulación
<i>LWD</i>	Logging While Drilling	Registro Durante la Perforación
<i>MEM</i>	Mechanical Earth Model	Modelo Mecánico de Subsuelo
<i>MWD</i>	Measure While Drilling	Mediciones Durante la Perforación
<i>NPT</i>	Non Productive Time	Tiempo no Productivo
<i>OBMI</i>	Oil Base MicroImager	-
<i>PWD</i>	Pressure While Drilling	Presiones Durante la Perforación
<i>ROP</i>	Rate Of Penetration	Tasa de Penetración
<i>RFT</i>	Repeat Formation Tester	Probador de Formación
<i>SRT</i>	Step Rate Test	-
<i>UBMI</i>	Ultrasonic Borehole MicroImager	-
<i>UCS</i>	Unconfined Compressive Strenght	Resistencia a la Compresión No Confinada
<i>USM</i>	Uniaxial Strain Model	Modelo de Deformación Uniaxial
<i>VTI</i>	Vertical Transverse Isotropy	Isotropía Transversal Vertical
<i>WSM</i>	World Stress Map	Mapa Mundial de Esfuerzos
<i>XLOT</i>	Extended Leak-Off Test	Prueba de Fuga Extendida

Resumen

Con el paso de los días la tendencia es que las operaciones de perforación se vayan haciendo más complejas, para lo cual se debe evitar las decisiones empíricas, y en vez de esto basarlas en aplicación de áreas del conocimiento como la geomecánica. Uno de los problemas que mejor se puede entender con el uso de la geomecánica es la estabilidad de pozos, del cual la literatura reporta que es uno de los mayores causantes de pérdidas de tiempo y dinero cuando se está perforando, en especial en zonas con alto tectonismo, como ocurre en varias cuencas de Colombia.

A pesar de que el enfoque de este documento se hará en perforación, en las generalidades se podrá ver que el potencial de un modelo geomecánico va mucho más allá y puede ser usado en producción, completamiento y procesos de recobro.

En este documento se propone una metodología para desarrollar el modelo geomecánico 1D y luego aplicarlo a la estabilidad de pozos. Para desarrollar el modelo se aborda cada uno de los parámetros que lo componen: estado de esfuerzos in-situ, presión de poro y propiedades mecánicas; luego se describe las diferentes fuentes de cálculo, que pueden ser registros de pozo, eventos o pruebas de perforación, correlaciones o modelos matemáticos. Una vez que se tiene el modelo geomecánico, se abordan los modelos matemáticos que permiten describir el estado de esfuerzos de la pared del pozo teniendo en cuenta efectos mecánicos, químicos, térmicos e hidráulicos, para finalmente combinar con criterios de fallas que permiten desarrollar diagramas como el de ventana de lodo o el polar, y lograr hacer predicciones de las mejores condiciones de dirección de perforación y peso de lodo en cuanto a estabilidad.

Al final del documento se desarrolla un breve ejemplo ilustrativo para mostrar de manera parcial cómo funcionaría la metodología y los correspondientes análisis en estabilidad de pozos, basado en la aplicación de un software que se programó en MATLAB[®] (y que fue validado con algunos ejemplos de la literatura).

Palabras Claves: *MEM, estabilidad de pozos, fallas tensionales, fallas compresionales, criterios de falla, ecuación de Kirsch, ventana de lodo.*

Abstract

During the last years, the tendency is that drilling operations become more complex, for which empirical decisions should be avoided, and instead based on the application of more robust knowledge such as geomechanics. One of the problems that can best be understood with the use of geomechanics is the wellbore stability, the literature reports that it is one of the biggest causes of non-productive time and money losses when drilling, especially in areas with high tectonism, as in several basins of Colombia.

Although the focus of this document will be on drilling, in general you will see that the potential of a geomechanical model goes much further and can be used in production, completion and recovery processes.

This document proposes a methodology to develop the 1D geomechanical model and then apply it to wellbore stability. To develop the model, each of the parameters that compose it is explained: in-situ stress tensor, pore pressure and mechanical properties; then the different sources of calculation are described, which can be well logs, drilling events or tests, correlations or mathematical models. Once the geomechanical model is available, the mathematical models that describe the state of wellbore stresses are considered, taking into account mechanical, chemical, thermal and hydraulic, to finally combine with fault criteria that allow to develop diagrams such as mud window or polar diagram, and to make predictions of the best conditions of direction of drilling and mud weight in terms of stability.

At the end of the document a brief illustrative example is developed to partially show how the methodology and corresponding wellbore stability analysis work, based on the application of software that was programmed in MATLAB[®] (and that was validated with some examples of the literature).

Keywords: *MEM, wellbore stability, tensile failures, shear failures, failure criteria, Kirsch's equation, mud window.*

1. Introducción

La explotación de yacimientos cada día va presentando más retos a los ingenieros, debido a que cada vez es mas común encontrar formaciones productoras en condiciones geológicas y tectónicas muy complejas, pero que deben ser afrontadas eficientemente de alguna manera, por la necesidad de incrementar las cifras de reservas y producción. Una de las disciplinas que ha permitido una mejor comprensión y planeación de operaciones en zonas geológicamente complejas es la geomecánica, que es una ciencia relativamente joven y más aún cuando se habla de su aplicación a la industria petrolera. Sin embargo se ha vuelto muy importante debido a su amplio rango de aplicación que va desde las fases exploratorias hasta las de abandono, pasando desde escalas tan pequeñas como el análisis de la eficiencia de los cortadores de las brocas hasta el modelado de cuencas. En los últimos años el rol de la geomecánica en perforación y completamiento, y en producción de pozos ha ido incrementando, y se espera siga con esa tendencia.

El primer paso para poder entender lo anterior es realizar el modelo geomecánico, el cual requiere la caracterización los 3 esfuerzos principales in-situ y sus direcciones, la presión de poro, módulos elásticos y propiedades de resistencia de la roca. La construcción de estos modelos puede ir desde usar solo registros eléctricos y acústicos hasta usar datos de pruebas de perforación y laboratorio para calibrarlo; de la cantidad y calidad de información que se le suministre al modelo dependerá su precisión. En este documento se pretende profundizar en cada componente del modelo geomecánico y las alternativas que presenta la literatura para calcularlo, y ademas como aplicarlo a estabilidad de pozos, lo cual es muy importante debido a que es catalogado como una de las situaciones más problemáticas durante la perforación, ya que produce pérdidas significativas de tiempo y dinero.

1.1. Objetivos

1.1.1. General

Desarrollar una metodología que permita realizar modelos geomecánicos 1D y hacer predicciones de estabilidad de pozos.

1.1.2. Específicos

- Detallar el procedimiento para elaborar y calibrar modelos geomecánicos 1D.

- Proponer algoritmos para generar diagramas relacionados a estabilidad de pozos.
- Desarrollar un programa computacional en el entorno MATLAB® que permita aplicar las metodologías.
- Desarrollar un ejercicio ilustrativo para mostrar la generación y uso del modelo geomecánico en estabilidad de pozos.
- Proponer ecuaciones analíticas basadas en los criterios de Mogi-Coulomb y Lade Modificado como alternativas al de Mohr-Coulomb para calcular la presión crítica de colapso.
- Proponer algoritmos para calcular σ_H basados en la observación fallas tensionales y compresionales.

1.2. Antecedentes

La mecánica de rocas, la rama de la geomecánica que más se aplica a la industria del petróleo, se empezó a desarrollar sobre los años 50 en diseño de presas, dos décadas después de la mecánica de suelos, a la cual se le considera su origen cuando el ingeniero checo (Karl Terzagui, 1925 en [Bueno y Cascon, 2001](#)) publicó *Erdbaumechanik*; el origen de la mecánica de rocas está muy relacionado con fallas de construcciones, debido a que se estaba evidenciando que las rocas al igual que el suelo también podían fallar de manera súbita si se excedían sus límites; dos de los colapsos más representativos fueron las presas de Malpasset, Francia (1959) y Vajont, Italia (1963), donde hubo cientos de muertes y generó muchas críticas debido a que la causa principal de la tragedia fueron malos diseños; ante esto la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas (*ISRM* en inglés), fundada en Salzburgo, Austria (1962) por el ingeniero austriaco Leopold Müller, en su primer congreso celebrado en Lisboa, Portugal (1966) consideró la necesidad de impulsar fuertemente la investigación en mecánica de rocas y consolidarla como la ciencia que permitía entender las causas de esas fallas y así usarla para obtener mejores diseños que evitaran tragedias similares.

A pesar de que los hechos mencionados marcaron el gran impulso de la mecánica de rocas, su origen generalmente se asocia a la publicación del libro *La Mécanique des Roches* del ingeniero francés (Joseph Talobre, 1957 en [Jaeger, 1979](#)), que fue la primera publicación que le dio esa denominación .

Por otro lado su aplicación a la industria del petróleo se inició en los años 80

con el objetivo de optimizar operaciones de perforación y estimulación, en especial de fracturamiento hidráulico (Soroush, 2013). En los años 90 fue que en Colombia se requirió su aplicación, cuando *BP* empezó a explorar en la compleja zona geológica de piedemonte llanero, en donde se presentaron pozos que requirieron tiempos y costos sin precedentes a causa de problemas de estabilidad.

Lo relacionado a modelos geomecánicos y su aplicación a estabilidad de pozos, que es lo que se profundizará en este documento, generalmente datan del año 2000 en adelante. A continuación se describe brevemente los aportes realizados por los autores que más se referencian en este documento y además se nombran algunas investigaciones nacionales y regionales relacionadas respecto al tema que se desarrolló. Luego se describen algunos de los aportes que se realizaron en esta tesis.

Pabon y Obeid (2004), en su Trabajo de Grado (*UIS*) analiza la inestabilidad de pozos en el piedemonte llanero a partir de casos homólogos en otras cuencas del mundo con régimen de esfuerzo rumbo-deslizante, y a partir de las experiencias de esos campos homólogos sugirió estrategias para evitar problemas de estabilidad en los campos de esa zona, entre ellos Cusiana y Cupiagua que históricamente han tenido problemas severos de estabilidad.

Escamilla (2007), en su Trabajo de Grado (*UIS*) describe la generación de registros sísmico y de densidad sintéticos para calcular las propiedades mecánicas.

Zoback (2007), en su libro recopila de manera amplia la fundamentación teórica de geomecánica y las consideraciones para realizar las caracterizaciones de propiedades mecánicas, esfuerzos in-situ y P_p de las formaciones. Fue uno de los libros base de este trabajo.

Mitchell y Miska (2011), en su libro desarrolla las expresiones para obtener las presiones críticas tanto para falla tensional y para el caso de falla compresional por el criterio de Mohr-Coulomb.

Aadnoy y Looyeh (2011), en su libro describe ampliamente la fundamentación para la caracterización geomecánica de los estados de esfuerzos en las paredes del pozo y como relacionarlo a la estabilidad de pozos. También muestra el método de inversión como alternativa para calcular los esfuerzos horizontales. Junto con (Zoback, 2007) fueron los libros base del trabajo.

Angel (2012), en su Tesis de posgrado (*UNAL*) describe mediante un caso aplicativo las consideraciones para identificar en tiempo real las amenazas relacionadas a inestabilidad de pozos, basados en los parámetros de perforación y características de los recortes.

Padilla y Badran (2012), en su Trabajo de Grado (*UIS*) describen una metodología para el cálculo de los esfuerzos in-situ para pozos verticales. Para el caso de esfuerzos horizontales se basaron principalmente en el método de Eaton y mediciones que tenían de pruebas FIT y LOT.

Rahimi et al. (2014), en su publicación muestra los diferentes criterios de falla compresional adicional al de Mohr-Coulomb, y su importancia respecto a diferentes litologías. Usando esta publicación y las ecuaciones planteadas por (Mitchell y Miska, 2011) para Mohr-Coulomb, se hicieron deducciones homologas para los demás criterios.

Trujillo y David (2016), en su Trabajo de Grado (*USCO*) describen mediante registros eléctricos los parámetros geomecánicos E , ν y fractabilidad de la formación Gacheta de la cuenca de los llanos, y con base en esto seleccionaron zonas potenciales a fracturamiento hidráulico.

Con base en lo anterior, lo relacionado a la generación del modelo geomecánico la literatura es amplia, para lo cual se desarrolló una metodología que integra las publicaciones de varios de los autores anteriores y otras publicaciones recientes. Por otro lado tampoco hay mucha profundización en hacer el cálculo de σ_H a partir de fallas tensionales y compresionales en pozos desviados, si se tiene en cuenta que es un esfuerzo muy difícil de caracterizar, es algo que puede ser muy importante.

En relación a la aplicación a estabilidad de pozos, la literatura es amplia en los modelos matemáticos sin embargo se centra en pozos verticales donde las ecuaciones son explícitas y es poco profunda sobre como evaluarlos para pozos desviados en los que se requieren procesos iterativos y aplicación de métodos numéricos. En este documento se detallan diagramas de flujo que lo facilitan. Además en los documentos revisados siempre trabajan para falla compresional con el criterio de Mohr-Coulomb, por lo que se realizaron deducciones para trabajar con otros criterios. Esto último puede ser importante para calibrar el modelo y para calcular σ_H con base en fallas compresionales.

De igual manera con este trabajo se pretende destacar la importancia de la línea

de investigación en geomecánica y empezar a desarrollarla en el grupo de investigación *GIPE*. Además como la facultad no cuenta con ningún programa computacional (ni comercial, ni propio) para hacer caracterizaciones geomecánicas y los correspondientes análisis de estabilidad, se consideró pertinente desarrollarlo.

1.3. Método de trabajo

Se hizo recopilación de información teórica, ejercicios ilustrativos y casos reales de una gran variedad de fuentes, para luego integrarla en el presente documento, donde se presenta la metodología de manera detallada y además como apoyo en MATLAB® se hizo un programa computacional que facilita la evaluación de las ecuaciones y algoritmos. De manera extendida, el orden de trabajo fue:

Fase 1: Revisión y Recopilación de Información

1. Se hizo una amplia revisión de los fundamentos teóricos de geomecánica y de la estabilidad de pozos.
2. Se recopilaron casos reales en los que se usaron modelos geomecánicos para optimizar la estabilidad de pozos.
3. Se buscaron datos de la bibliografía para realizar el ejemplo ilustrativo.

Fase 2: Procesamiento, Análisis e Integración de la Información

1. Se desarrolló la propuesta de la metodología.
2. Se programó en MATLAB® (version R2017A) el *GUI*.
3. Se hizo la validación de los algoritmos programados con ejercicios de la literatura.
4. Se planteó el ejercicio ilustrativo de la metodología.
5. Se elaboraron las conclusiones y recomendaciones de acuerdo los objetivos logrados.

Fase 3: Generación del Documento y Programa Final

1. Se elaboró el documento final para la posterior sustentación.
2. Se entregó junto con el documento un CD en donde se incluyeron los códigos de MATLAB®.

2. Fundamentos teóricos de la geomecánica

2.1. Generalidades de geomecánica

La geomecánica tiene dos grandes ramas: mecánica de rocas y mecánica de suelos, la diferencia principal entre una y otra es el grado de consolidación de los materiales de estudio, aunque convergen en que se encargan del estudio de las deformaciones (y que pueden llevar al fallamiento) debido a la acción de esfuerzos o presiones, por perturbaciones de origen natural o antrópico; la magnitud de la deformación dependerá de la intensidad de las cargas y de los módulos de resistencia y elasticidad del material (Cook, 2015).

2.1.1. Modelo geomecánico (MEM)

Los modelos geomecánicos son una compilación de información relacionado a los esfuerzos del subsuelo y las propiedades mecánicas de las rocas como función de la profundidad o el espacio, según el tipo de modelo (ver figura 1).

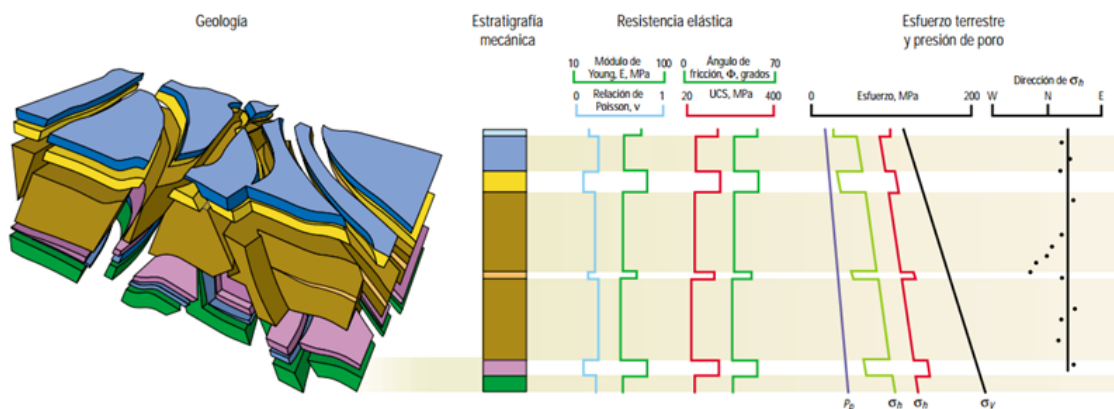


Figura 1: Esquema de Modelo Mecánico del Subsuelo - MEM (Tomado de Akbar, 2003)

2.1.1.1 Tipos de MEM

Según el número de dimensiones puede ser:

- **1D:** Es el más elemental y el que comúnmente se usa para perforación, pero aun así puede ser muy útil para otras operaciones. Relaciona la variación de las propiedades de la roca y de los esfuerzos respecto a la profundidad. Una de las ventajas es que estos modelos permiten calibraciones muy acertadas ya que a una determinada profundidad se pueden tomar mediciones directas.

- **3D:** Estos son los más completos y los que se desearían construir pero requieren gran cantidad de información (incluso sísmica 3D) para que sea representativo, y los costos muchas veces podrían no permitir construir un modelo tan robusto, además de que son modelos que requieren una calibración muy cuidadosa porque las mediciones directas se hacen sobre un determinado punto del espacio y por medio de geoestadística se debe extrapolar.

Según el tratamiento que se le da a la información y a la etapa de la perforación en la que se aplique pueden ser (Kumar et al., 2012):

- **Pre-Perforación:** Aquí se busca reunir toda la información necesaria para hacer las predicciones iniciales. Depende mucho del tipo de pozo, siendo los mas complejos los exploratorios.
- **Durante la Perforación:** En esta etapa lo que se hace es verificar y/o calibrar lo que se predijo en la etapa de Pre-perforación, para así buscar que el modelo se acerque lo más posible a la realidad.
- **Post-Perforación:** En esta etapa la caracterización de las zonas productoras es comúnmente usada para procesos de estimulación (en especial fracturamiento hidráulico), procesos de recobro o predicción del arenamiento. Por otro lado el modelo completo puede ser usado como fuente de información para la etapa de Pre-perforación de futuros pozos.

2.1.2. Aplicación de la geomecánica a la estabilidad de pozos

Se puede ver en la figura 2 que lo relacionado a inestabilidad de pozo es el mayor causante de tiempos no productivo (*NPT* en inglés) durante las operaciones de perforación, que son los tiempos usados para corregir problemas en vez de estar perforando o realizando procedimientos necesarios como pruebas de integridad, pues durante la perforación cualquier minuto de *NPT* puede generar grandes pérdidas económicas, ya que el alquiler de personal y equipos es muy costoso. Es por eso que este problema se debe caracterizar y entender lo más que se pueda para hacer un correcto diseño, y es justo lo que se busca con la geomecánica.

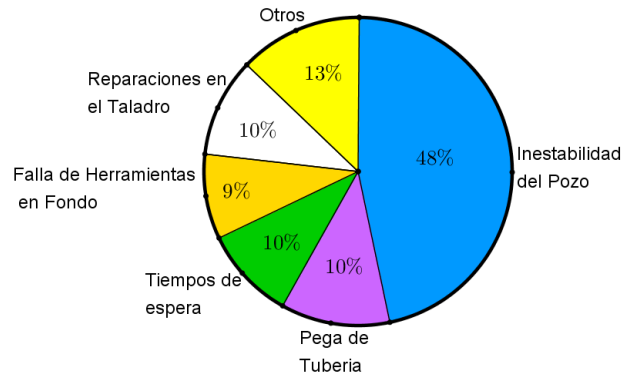


Figura 2: Principales causas de NPT durante la perforación (Tomado de Anyanwu et al., 2013)

Mediante la aplicación del modelo geomecánico, junto con modelos que describen los esfuerzos alrededor del pozo y las fallas de la roca, es posible predecir las condiciones de peso de lodo y de dirección más adecuado para mitigar o eliminar los problemas de estabilidad.

2.2. Propiedades mecánicas

Son todas aquellas mediciones que dan un indicativo de los grados de resistencia y elasticidad de la roca, para poder evaluar su deformación y eventual fallamiento. Estas propiedades están asociadas con la génesis mismas de las rocas por lo que dependerán de la mineralogía, estratificación y las irregularidades en los contactos de cada grano.

2.2.1. Módulos de resistencia

Es la habilidad de la roca para soportar los esfuerzos a los que se somete. A continuación se mencionan los módulos que generalmente se usan para medir este componente de la roca.

2.2.1.1 Cohesión (S)

Es la fuerza que une los granos de la roca y le da a la roca el grado de consolidación que la caracteriza; esta fuerza se desarrolla durante la diagénesis en los procesos de compactación y cementación; evidentemente cuanto mayor sea este valor más resistencia tendrá la roca.

2.2.1.2 Angulo de Fricción Interna (AIF)

Es la medida de la fricción intergranular de la roca; cuanto mayor la fricción la roca podrá absorber mejor los esfuerzos y será más resistente. Cuando más heterogéneo el tamaño grano el valor de AIF tiende a ser mayor.

Es muy común encontrar en la literatura encontrar esta resistencia expresada no como el AIF sino como el coeficiente de fricción interna (μ), que se expresa en la ecuación 1.

$$\mu = \tan AIF$$

Ecuación 1: Definición del coeficiente de fricción interna (Tomado de Zoback, 2007)

2.2.1.3 Resistencia a la compresión

La medida más común de este aspecto es la denominada resistencia a la compresión no confinada (UCS en inglés), que es el esfuerzo máximo que puede resistir una muestra cuando se le aplica compresión axial sin someter la roca a confinamiento; es la medida más común debido a que este ensayo es ampliamente utilizado, ya que constituye un método rápido y económico para determinar la resistencia de la roca.

Sin embargo, es importante saber que la resistencia a la compresión es muy dependiente del confinamiento, ya que éste ayuda a que los granos de la roca estén más compactos. En el ejemplo de la figura 3 se puede ver que una roca no sometida a confinamiento falla mucho antes que una roca que se somete a 5000psi.

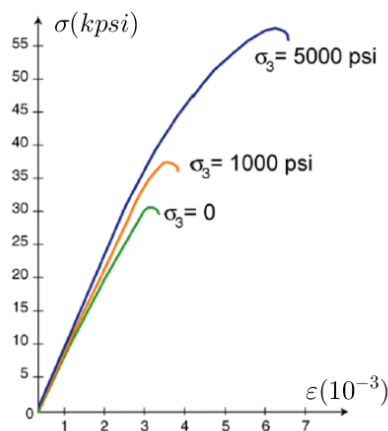


Figura 3: Ejemplo de la influencia del confinamiento en la resistencia a la compresión (Tomado de Zoback, 2007)

2.2.1.4 Resistencia a la tensión (T_o)

Es el valor máximo que soporta la roca en un ensayo de tensión indirecto uniaxial o en un ensayo brasilero. No es un valor que comúnmente se mida en rocas ya que en primer lugar este valor es muy pequeño en comparación con la resistencia a la compresión (generalmente el 10 % del valor de UCS), además muchas veces las fracturas lo que hacen es extenderse por discontinuidades pre-existentes (sobre todo en naturalmente fracturados) en donde la resistencia a la tensión no existe, es por esto que es muy común que este valor se asuma cero (Pasic et al., 2007).

2.2.2. Módulos de elasticidad

Estos módulos cuantifican desde varios puntos de vista (axial, transversal, volumétrico) la deformación sufrida por la roca a la acción de un esfuerzo.

2.2.2.1 Módulo de Young (E)

Es la relación entre el esfuerzo aplicado a un material y la magnitud de la deformación sufrida a lo largo del eje de acción del esfuerzo; se observa en la figura 4 que al aplicar una fuerza ya sea de tensión el material se alarga, la constante de proporcionalidad de esa deformación es el módulo de Young. Con base en la figura 4 este módulo se expresa según la ecuación 2

$$E = \frac{\sigma_y}{\varepsilon_y}$$

Ecuación 2: Definición del módulo de Young (Tomado de Callister y Rethwisch, 2010)

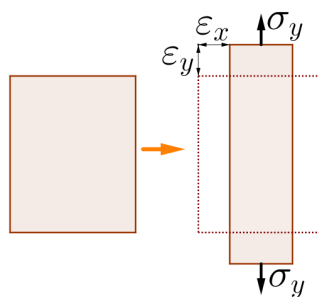


Figura 4: Deformación de un cuerpo (Modificado de Callister y Rethwisch, 2010)

2.2.2.2 Relación de Poisson (ν)

Siempre que un material se alarga o acorta en una dirección lo compensa con el efecto contrario en la dirección perpendicular, ν es esa relación entre la deformación lateral y la longitudinal sufrida por la roca, luego de aplicar un esfuerzo. Con base en la figura 4 se define como en la ecuación 3.

$$\nu = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y}$$

Ecuación 3: Definición de relación de Poisson (Tomado de Callister y Rethwisch, 2010)

2.2.2.3 Módulo de compresibilidad (K)

Relaciona el cambio de volumen sufrido por la roca luego de haber aplicado una carga compresional hidrostática, es decir, de igual magnitud en las 3 direcciones perpendiculares entre si.

2.2.2.4 Módulo de corte (G)

Es la relación entre el esfuerzo cortante y la respectiva deformación, es decir, mide la resistencia de un material a cambiar de forma al aplicar ese tipo de esfuerzos.

2.3. Esfuerzo

La definición más elemental de esfuerzo hace referencia a la magnitud de una fuerza aplicada sobre una unidad de área. Es similar a la definición de presión, solo que el esfuerzo generalmente se asocia a sólidos y las presiones a fluidos.

2.3.1. Tipos de esfuerzos

Según la dirección de las fuerzas que actúan se puede tener:

- **Compresivos (+):** Las fuerzas están sobre el mismo eje pero dirigidas una contra otra; la tendencia es a reducir el volumen del material. La convención asume estos como positivos, ya que los esfuerzos in-situ siempre son de carácter compresivo.
- **Tensionales (-):** En este tipo las fuerzas están sobre el mismo eje pero en dirección opuesta; tienden a alargar el material. Sin embargo es importante conocer que en la naturaleza este tipo de esfuerzos no existen (Fjaer, 2008), pero en un pozo se pueden inducir con el peso del lodo.

Según la relación entre la fuerza y el plano de acción, pueden ser:

- **Normales (σ):** Se aplican de manera perpendicular a la superficie.
- **De Corte/Cizalla (τ):** Ocurre cuando la fuerza actúa en planos paralelos a la superficie; tiende a rasgar o girar el material.

2.3.2. Tensor de esfuerzos

Con base en los principios del ingeniero civil francés (Augustin Cauchy, 1823 en Jaeger, 1979), físicamente el esfuerzo es definido como un tensor de segundo orden, por lo que además de magnitudes y vectores, debe definírsele cada uno de los planos en que actúa. El tensor o estado de esfuerzos es entonces una completa descripción de los esfuerzos que actúan en un punto dado del espacio.

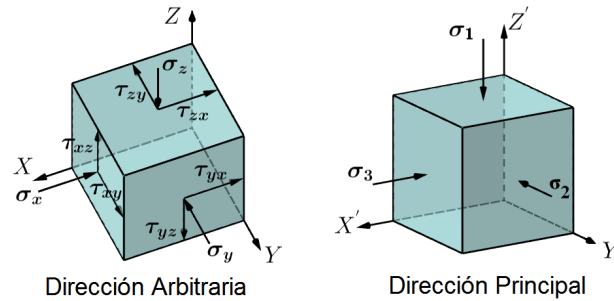


Figura 5: Tensor de esfuerzos en dirección arbitraria y principal (Modificado de Mitchell, 2006)

Para definir el tensor, se deben identificar los esfuerzos que actúan en tres planos ortogonales (X,Y,Z); en cada plano actuarán tres esfuerzos: uno normal o perpendicular y dos cortantes o paralelos, estos últimos provocados por la anisotropía con los demás esfuerzos; como son tres planos se tienen en total nueve esfuerzos (ver figura 5). Sin embargo según el principio de conservación del momento angular si el material está en reposo no habrá fuerzas rotacionales netas, lo que implica que $\tau_{xy} = \tau_{yx}$, $\tau_{xz} = \tau_{zx}$ y $\tau_{zy} = \tau_{yz}$, por lo que conociendo los tres esfuerzos normales y tres cortantes (no relacionados entre sí) se define el tensor, es decir, verdaderamente son seis las cantidades independientes. De forma matricial el tensor se define en la ecuación 4.

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

Ecuación 4: Tensor de esfuerzos en direcciones arbitrarias (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

2.3.3. Esfuerzos principales

Un principio fundamental del tensor de esfuerzos es que el estado de esfuerzos neto es el mismo en cualquier conjunto de planos ortogonales que se tome, sin embargo las magnitudes relativas de los esfuerzos normales y de corte si varían con la orientación de los planos elegidos de tal manera que se cumpla lo anterior; con base en esto se ha demostrado que en cualquier punto pueden definirse tres planos perpendiculares entre sí, denominados principales, tales que solo existen esfuerzos normales y los cortantes son nulos, y los esfuerzos normales asociados a estos tres planos se denominan esfuerzos principales; la matriz se expresa como en la ecuación 5.

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}$$

Ecuación 5: Tensor de esfuerzos en direcciones principales (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Igualando y resolviendo (con determinantes por ejemplo) las ecuaciones 4 y 5 se puede obtener la ecuación 6, con la cual se pueden obtener los esfuerzos principales.

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 - I_2\sigma - I_3 = 0$$

Ecuación 6: Ecuación particular del tensor (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

I_1 , I_2 e I_3 son conocidos como invariantes del tensor de esfuerzos, debido a que son independientes de la orientación de los ejes de referencias que se tomen; de la solución de la matriz planteada estos invariantes se definen en las ecuaciones 7.

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \quad (a)$$

$$I_2 = -(\sigma_x\sigma_y + \sigma_x\sigma_z + \sigma_y\sigma_z) + \tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2 + \tau_{yz}^2 \quad (b)$$

$$I_3 = \sigma_x\sigma_y\sigma_z + 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{zx} - \sigma_x\tau_{yz}^2 - \sigma_y\tau_{zx}^2 - \sigma_z\tau_{xy}^2 \quad (c)$$

Ecuación 7: Componentes invariantes del tensor de esfuerzos (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

2.3.4. Esfuerzos principales in-situ

Son los esfuerzos principales que hay en el subsuelo antes de hacer cualquier tipo de intervención y que permiten definir el tensor; se observan en la figura 6.

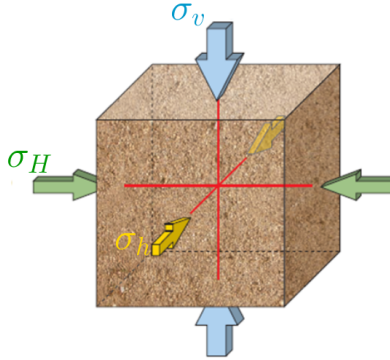


Figura 6: Esfuerzos principales in-situ (Tomado de Cook et al., 2008)

Para definir el tensor de esfuerzos principales in-situ, es necesario conocer las magnitudes y direcciones de los siguientes tres esfuerzos:

- **Esfuerzo de sobrecarga (σ_v):** Es el esfuerzo realizado por el peso de las capas suprayacentes debido a la depositación y posterior compactación que van sufriendo los sedimentos; depende principalmente de la densidad de la roca y de la profundidad a la que se evalué. Su dirección de acción es completamente vertical, debido a que lo ejerce la gravedad.
- **Esfuerzos horizontales (σ_h , σ_H):** Se generan cuando el sedimento trata de deformarse lateralmente, debido al efecto de σ_v , pero se ve impedido por el material que lo rodea, ya sean los límites de la cuenca, demás material sedimentario, cuerpo ígneo o sencillamente cualquier material rocoso que pueda resistir el empuje, este impedimento de movimiento se concentra en el macizo rocoso en forma de esfuerzos y que en algunos casos puede ser tan grande que supera σ_v .

Adicional al efecto de σ_v , otra fuente importante de concentración de esfuerzos es el tectonismo; por lo que zonas cerca a límite de placas ya sea transformante, divergente o convergente donde se forman cadenas montañosas, los esfuerzos horizontales pueden incrementarse notablemente por este factor.

2.3.4.1 Condición de esfuerzo regional

- **Normalmente estresado:** Son las zonas con unas condiciones casi que ideales, en las que el régimen generalmente es normal, es decir, el esfuerzo vertical es el máximo; además los dos esfuerzos horizontales tienen un valor muy similar.
- **Tectónicamente estresado:** Son regiones bastante complejas a la hora de explotar, pues se puede encontrar cualquier tipo de régimen y la anisotropía de los esfuerzos puede ser muy marcada. Entre estas zonas están generalmente las relativamente cercanas a límites de placas tectónicas, en las cuales se forman cadenas montañosas y tienen asociados muchos sistemas de fallas. La figura 7 muestra que desde el punto de vista tectónico Colombia tiene una condición muy activa debido a que esta siendo afectada por tres placas tectónicas.

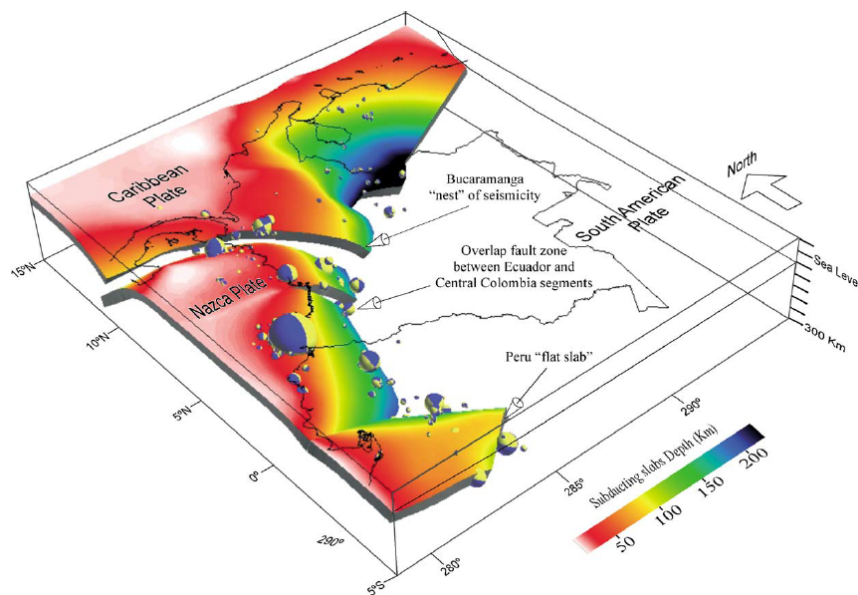


Figura 7: Condición tectónica de Colombia (Tomado de Corredor, 2002)

2.3.4.2 Régimen de esfuerzo

A pesar de que se dijo que σ_v es generalmente el más grande, esto no siempre se cumple, pues se pueden tener zonas tectónicamente estresadas donde los esfuerzos horizontales lo superen; es por esto que con base en la magnitud relativa del esfuerzo vertical respecto a los horizontales (Anderson, 1951 en Fossen, 2010) hizo la clasificación de la figura 8.

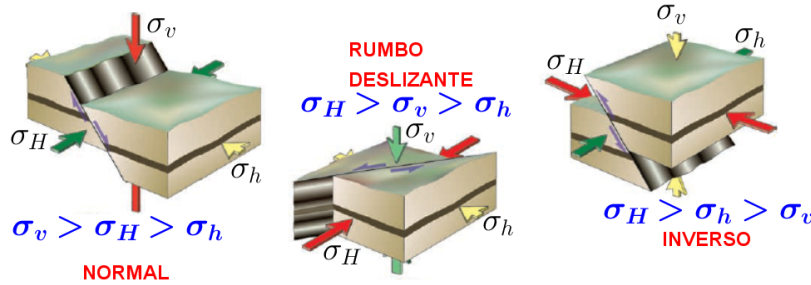


Figura 8: Regímenes de esfuerzo según Anderson (Modificado de [Fossen, 2010](#))

El régimen de esfuerzo da un primer indicio de lo que pueden ser las direcciones estables del pozo, como se verá cuando se evalúen las ecuaciones de Kirsch. En el caso de Colombia, se verá que en el *WSM* (ver figura [35](#)) predomina el régimen inverso y rumbo-deslizante, lo que es indicador del alto nivel de tectonismo en las cuencas.

2.3.4.3 Modelo de Deformación Uniaxial (*USM*)

Como se explicaba anteriormente, la concentración de esfuerzos horizontales depende de la magnitud del esfuerzo vertical y de las propiedades elásticas de la roca. El modelo de deformación uniaxial (*USM* en inglés), asume que no existe deformación lateral (solo hay concentración de esfuerzos), que el medio es isotrópico y elástico, esto genera que la magnitud de los esfuerzos horizontales sea provocada solamente por σ_v , despreciando efectos tectónicos, esto a su vez genera que los dos esfuerzos horizontales tengan la misma magnitud. Este modelo describe muy bien el caso de formaciones normalmente estresadas, y para las tectónicamente estresadas puede llegar a servir para tener un primer indicio. Con base en esto (Eaton, 1969 en [Aadnoy et al., 2009](#)) se desarrolló la ecuación [8](#).

$$\frac{\sigma'_{h,H}}{\sigma'_v} = \frac{\nu}{1 - \nu}$$

Ecuación 8: Definición del modelo *USM* (Tomado de [Aadnoy et al., 2009](#))

2.3.4.4 Modelo de Equilibrio Friccional (*FEQM*)

Es un concepto muy importante que comúnmente se usa para delimitar el rango en el que pueden estar los esfuerzos; Jeager y Cook establecieron que la relación de los esfuerzos efectivos mayor y menor está limitado por la resistencia a la fricción de las diferentes fallas y fracturas de la corteza, es decir, este hecho es el que produce la condición de equilibrio de la corteza, sin embargo, si la relación de esfuerzos supera

la resistencia se producirá la activación de las discontinuidades mencionadas; esto en ciertos casos puede ser usado deliberadamente para activar fracturas naturales y mejorar la permeabilidad del yacimiento; este concepto está basado en el criterio de Mohr-Coulomb. Matemáticamente el modelo se expresa según la ecuación 9.

$$\frac{\sigma_1'}{\sigma_3'} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu \right]^2 = f(\mu)$$

Ecuación 9: Definición del modelo FEQM (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

Donde σ_1 puede ser σ_v o σ_H y σ_3 puede asociarse a σ_v o σ_h , dependiendo del régimen de esfuerzos.

Según (Byerlee, 1978 en Aadnoy et al., 2009) μ varía entre 0.6 y 1 para casi todas las formaciones. Con base en esto se pueden obtener aproximaciones de σ_H , que es el esfuerzo más difícil de medir.

2.3.4.5 Polígono de esfuerzos

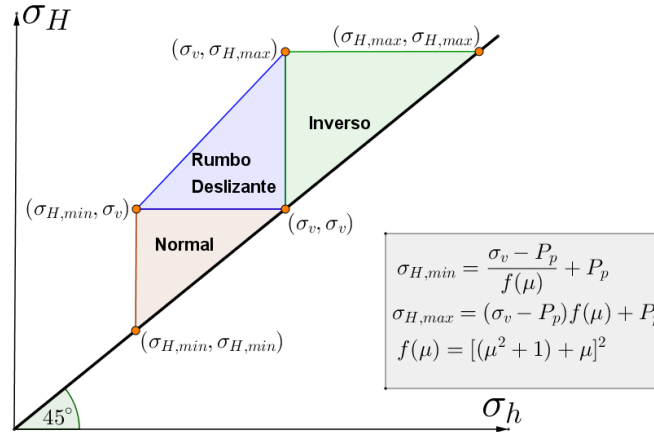


Figura 9: Polígono de esfuerzos (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

Al evaluar las ecuaciones del FEQM en todos sus posibles regímenes, en una gráfica de σ_H vs σ_h se genera un polígono, como el que se observa en la figura 9 que permite delimitar gráficamente los diferentes regímenes.

2.3.5. Presión de poro (P_p)

También conocida como presión de formación, es la realizada por los fluidos confinados en los espacios porosos y es ejercida de igual magnitud en todos los sentidos

sobre la matriz de la roca.

P_p puede clasificarse en:

- **Normal:** Se considera que hay presión normal de formación cuando el gradiente de la formación es equivalente al de una columna de agua, es decir, tiene valores entre a 0.43-0.46 psi/ft, dependiendo de la salinidad.
- **Anormal:** Es cuando el gradiente no está dentro del rango anterior, ya sea muy por encima (sobrepresionado) o muy por abajo (subpresionado), en estos casos se habla de presiones anormales, y ambos casos traen problemas en la estabilidad del pozo. Las causas son muy variadas pero la mas común es la de sobrepresión en formaciones de baja permeabilidad como las lutitas.

2.4. Deformación y fallamiento

La deformación se puede definir como la medida en cualquier cambio de posición, orientación, forma, longitud y/o volumen con base en una condición inicial, todo esto debido a la acción de algún esfuerzo.

2.4.1. Leyes constitutivas

Las leyes constitutivas son las que describen como se deforma el material luego de aplicarse un esfuerzo, es decir, describen el comportamiento elástico y plástico de la roca. Esto se puede identificar en un gráfico de esfuerzo vs deformación; la figura 10 muestra el comportamiento típico de una roca.

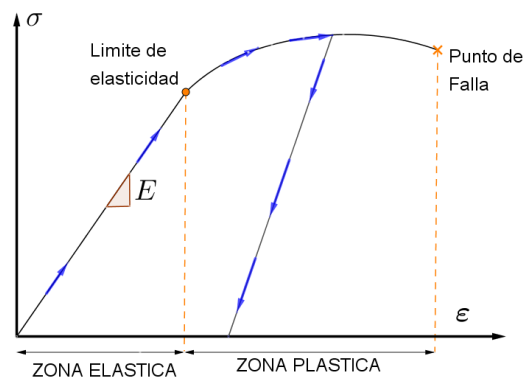


Figura 10: Curva típica de esfuerzo vs deformación de una roca (Modificado de Callister y Rethwisch, 2010)

2.4.1.1 Elasticidad lineal

Describe la primera parte de la figura 10, en la que hay una relación línea y directa entre esfuerzo y deformación, y si se retirara la carga antes del límite de elasticidad el material volvería a su forma inicial; la constante de igualdad se denomina módulo de Young y es característica de cada material.

2.4.1.2 Poro-Elasticidad

Estos conceptos son basados en las teorías de (Terzaghi y Biot, 1962 en Mitchell, 2006), y es una ley constitutiva adicional para los materiales porosos, como las rocas, en los que se tiene en cuenta el efecto de los fluidos que contienen; mencionan que P_p ayuda a contrarrestar los demás esfuerzos ya que el fluido recibe parte de esas cargas (ver figura 11), por eso se hace necesario hablar de esfuerzo efectivo (ver ecuación 10), que es el esfuerzo que verdaderamente actuará sobre la roca.

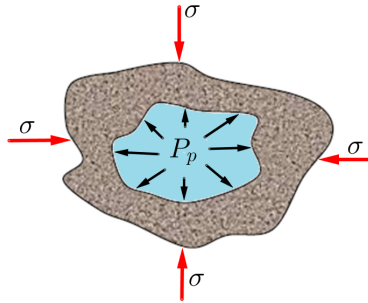


Figura 11: Concepto de esfuerzo efectivo (Modificado de Mitchell, 2006)

$$\sigma' = \sigma - \alpha_{biot} P_p$$

Ecuación 10: Esfuerzo efectivo corregido (Tomado de Zoback, 2007)

La constante de biot teóricamente varía entre 0 y 1, aunque para la mayoría de rocas esta entre 0.8 y 1; cuanto mayor sea indica que el fluido y la roca tienen alta eficiencia para contrarrestar los esfuerzos, y hace que la formación se vea menos afectada.

Debido a que los fluidos no transmiten esfuerzos cortantes, el esfuerzo efectivo es un concepto que solo aplica a los esfuerzos normales, los cortantes no se ven afectados.

2.4.2. Falla de una roca

Cuando la roca es sometida a esfuerzos se deformará según su elasticidad, pero una vez excedido sus límites de resistencia ocurrirá alguna de las fallas que muestra la figura

[12] la predicción de esa falla no es nada fácil, y en primera instancia dependerá si el esfuerzo es de tensión o compresión. Para cada uno existen criterios que relacionan esfuerzos y resistencias.

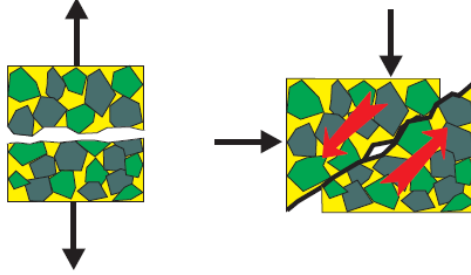


Figura 12: Falla tensil y compresional (Tomado de AMOCO, 1997)

Estos criterios son la base para el análisis de estabilidad del pozo, ya que luego de la caracterización geomecánica, por medio de estos es que finalmente se obtienen los rangos en que la roca va a fallar y así conocer la ventana operacional.

2.4.2.1 Criterio de falla en tensión

Para las fallas tensionales se maneja un único criterio que establece que la roca fallará por tensión cuando la presión del fluido que contiene es mayor al menor esfuerzo principal de la pared del pozo más la resistencia a la tensión de la roca. También se puede enunciar que hay falla por tensión cuando el mayor esfuerzo principal tensional (menor esfuerzo compresivo) logre vencer la resistencia a la tensión. La ecuación [11] muestra los 2 enunciados planteados.

$$P_p \geq \sigma_3 + T_o \quad \text{o} \quad \sigma_3' \leq -T_o$$

Ecuación 11: Criterio de falla tensional (Tomado de Aadnøy y Looyeh, 2011)

Con base en esto las fracturas se pueden dar de manera natural por incrementos de P_p o disminución σ_3 al haber cambios en los esfuerzos principales in-situ.

2.4.2.2 Criterios de falla en compresión

Para las fallas compresionales sí hay una gran variedad de modelos ya que los esfuerzos in-situ siempre son compresionales y además este tipo de falla es más complejo de describir que las tensionales.

A continuación se mencionan algunos de los criterios mas usados.

Mohr-Coulomb

Es el criterio más comúnmente utilizado; fue iniciado por el físico e ingeniero francés Charles Coulomb (1773) y luego completado y representado matemáticamente por el ingeniero alemán (Otto Mohr, 1900 en Fossen, 2010). A pesar de su antigüedad sigue siendo muy utilizado debido a que en muchos casos los márgenes de error son aceptables y además es bastante sencillo de aplicar, pues los parámetros de entrada generalmente se tienen. Sus principales características es que se basa en el círculo de Mohr, desprecia la influencia del esfuerzo intermedio y además toma la envolvente como una línea recta, como lo muestra la figura 13. Un aspecto adicional que hace que siga teniendo vigencia es que es un criterio conservativo, pues al no incluir el esfuerzo principal intermedio se subestima la resistencia de la roca.

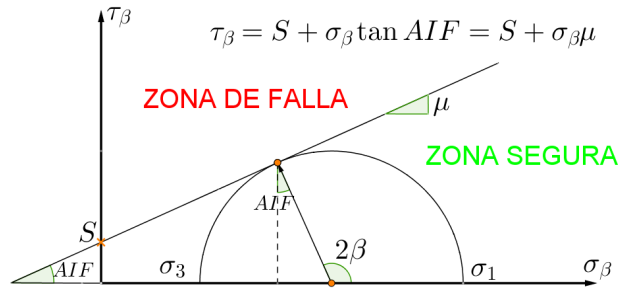


Figura 13: Criterio de falla de Mohr-Coulomb (Modificado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

El principio del criterio de Mohr-Coulomb establece que la falla de la roca puede ocurrir cuando el esfuerzo de corte excede la resistencia cohesiva y friccional del material, como se ve en la figura 13 cuando el esfuerzo de corte sea lo suficientemente grande, tal que supera la resistencia de la roca, esta se dividirá a través del plano de falla, lo dicho anteriormente lleva a que la línea de envolvente de falla se exprese matemáticamente como la ecuación 12.

$$\tau_{\beta} \geq S + \sigma_{\beta} \tan AIF = S + \sigma_{\beta} \mu$$

Ecuación 12: Criterio de falla compresional de Mohr-Coulomb (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

De la figura 13 también se puede establecer que la relación de β y AIF está dada por la ecuación 13.

$$\beta = \frac{AIF}{2} + \frac{\pi}{4}$$

Ecuación 13: Definición de β (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

A pesar de que la ecuación 12 es el planteamiento físico del criterio, es más común expresarlo en términos de los esfuerzos principales (como en la ecuación 14), es decir, del valor que van a tener dichos esfuerzos en el momento que falla la roca.

$$\sigma_1 = \frac{2S \cos AIF}{1 - \sin AIF} + \sigma_3 \left(\frac{1 + \sin AIF}{1 - \sin AIF} \right)$$

Ecuación 14: Criterio de Mohr-Coulomb en términos de esfuerzos principales (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

Luego si el esfuerzo de confinamiento se hace 0, el esfuerzo axial será equivalente a UCS, con base en esto la relación entre UCS y S, viene dada por la ecuación 15.

$$UCS = \frac{2S \cos AIF}{1 - \sin AIF}$$

Ecuación 15: Definición de la resistencia a la compresión no confinada (Tomado de Zoback, 2007)

Por otro lado el término que acompaña al esfuerzo principal menor, se suele simplificar en una sola variable llamada q (Zoback, 2007), que se relaciona con otras variables de resistencia según la ecuación 16.

$$q = \frac{1 + \sin AIF}{1 - \sin AIF} = \tan^2(\beta) = \tan^2\left(\frac{AIF}{2} + \frac{\pi}{4}\right) = \left[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu\right]^2$$

Ecuación 16: Definición del parámetro q (Tomado de Zoback, 2007)

Finalmente teniendo en cuenta todo esto, el criterio de Mohr-Coulomb en términos de los esfuerzos puede expresarse como la ecuación 17.

$$\sigma_1 - q\sigma_3 \geq UCS$$

Ecuación 17: Criterio de Mohr-Coulomb en términos de esfuerzos principales (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

Para el caso particular de $q = 1$, o lo que es lo mismo $AIF = 0$, se denomina criterio de Tresca.

Lade Modificado

También llamado criterio de Ewy, fue desarrollado por Lade (1977) originalmente para materiales con muy poca cohesión, como suelos. Luego (Ewy, 1999 en Rahimi et al., 2014) le hizo las modificaciones necesarias para materiales con mayor cohesión. La expresión obtenida en término de los invariantes es la ecuación 18.

$$\frac{(I_1')^3}{I_3'} = 27 + a_{LM}$$

Ecuación 18: Criterio de falla compresional de Lade Modificado (Tomado de Rahimi et al., 2014)

Los invariantes de Lade se expresan en las ecuaciones 19.

$$I_1' = (\sigma_1' + b_{LM}) + (\sigma_2' + b_{LM}) + (\sigma_3' + b_{LM}) \quad (a)$$

$$I_3' = (\sigma_1' + b_{LM})(\sigma_2' + b_{LM})(\sigma_3' + b_{LM}) \quad (b)$$

Ecuación 19: Componentes invariantes del criterio de Lade Modificado (Tomado de Rahimi et al., 2014)

Las constantes depende de parámetros de resistencia y se calculan con las ecuaciones 20.

$$a_{LM} = \frac{4 \tan^2 AIF (9 - 7 \sin AIF)}{1 - \sin AIF} \quad (a)$$

$$b_{LM} = \frac{UCS}{2\sqrt{q} \tan AIF} \quad (b)$$

Ecuación 20: Constantes del criterio de Lade Modificado (Tomado de Rahimi et al., 2014)

El criterio de Lade trabaja muy bien para rocas con fuerte dependencia del esfuerzo intermedio como las calizas y dolomitas (Zoback, 2007).

Mogi-Coulomb

Fue introducido por (Al-Ajmi y Zimmermann, 2006 en Rahimi et al., 2014), basados en las publicaciones hechas por Mogi (1971) de sus estudios en pruebas triaxiales y

poliaxiales, en donde demostraba que el efecto del esfuerzo principal intermedio debía ser considerado. La formulación matemática de la línea de falla es la ecuación 21

$$\tau_{oct} = a_{MC} + b_{MC}\sigma_{m,2}$$

Ecuación 21: Criterio de falla compresional de Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014)

Se puede ver que su forma general es la misma que la de Mohr-Coulomb, sin embargo esta en términos del esfuerzo octaedral y esfuerzo principal medio que se definen respectivamente en las ecuaciones 22

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2} \quad (a)$$

$$\sigma_{m,2} = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) \quad (b)$$

Ecuación 22: Esfuerzos octaedral y medio usados en Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014)

Por otro lado las constantes a_{MC} y b_{MC} se pueden hallar de la pendiente y el intercepto de una gráfica τ_{oct} vs σ_m , sin embargo se ha demostrado que dependen de las propiedades de resistencia de la roca. Se relacionan con parámetros generalmente conocidos de acuerdo a las ecuaciones 23

$$a_{MC} = \frac{2\sqrt{2} UCS}{3} \frac{1}{q+1} \quad (a)$$

$$b_{MC} = \frac{2\sqrt{2} q - 1}{3} \frac{1}{q+1} \quad (b)$$

Ecuación 23: Constantes del criterio de Mogi-Coulomb (Tomado de Rahimi et al., 2014)

Los criterios de Von Mises y Drucker-Prager también están basados en los componentes octaedrales, por lo que las expresiones son muy similares, cambian principalmente las constantes.

3. Caracterización geomecánica de la estabilidad de pozos

La inestabilidad del pozo es definida como cualquier fallo que ocurre en las paredes del pozo, que desde el punto de vista operacional (factores controlables) es causado por inadecuados peso y química del lodo y/o dirección de perforación, y desde el punto de vista geológico (factores no controlables) es causado por formaciones problemáticas (como las lutitas), zonas tectónicamente activas, formaciones reactivas, buzamiento de las capas, entre otros. Todo lo anterior genera dos tipos de fallos: derrumbes (falla compresional) o fracturas (falla tensional). Ambos problemas pueden generar pérdidas de tiempo y dinero considerables, dependiendo de la gravedad de los derrumbes o las fracturas.

3.1. Estado de esfuerzos alrededor del pozo

Como se observa en la figura 14 antes de perforar las rocas se encuentran en relativo equilibrio, donde se encuentran los esfuerzos in-situ y el macizo rocoso es el que resiste esos esfuerzos, pero una vez que se perfora hay una perturbación del equilibrio ya que se está cambiando un cilindro de roca por un cilindro de fluido (pozo con lodo) y los esfuerzos compresionales se tenderán a concentrar alrededor del hueco hecho y a derrumbarlo y en este caso el peso del lodo será el encargado de contrarrestar esos esfuerzos; como los líquidos son mucho menos eficientes que el macizo rocoso es esto lo que genera los constantes desequilibrios y problemas en la pared del pozo; la magnitud del problema va a depender de las propiedades mecánicas de la roca, de los estados de esfuerzos que hallan en la formación y las condiciones de el pozo (azimut e inclinación) y lodo (peso).

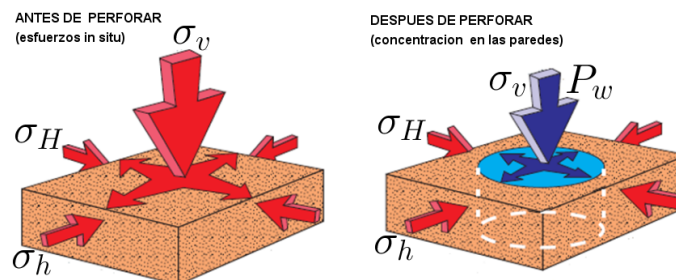


Figura 14: Comparación esfuerzos antes y después de perforar (Tomado de AMOCO, 1997)

La solución del problema se halla buscando un equilibrio entre los esfuerzos compresionales de la formación y la presión que ejerce el lodo, si el primero excede mucho habrá falla compresional, pero si el segundo excede habrá falla tensional.

Alrededor del pozo van a existir tres tipos de esfuerzos (ver figura 15):

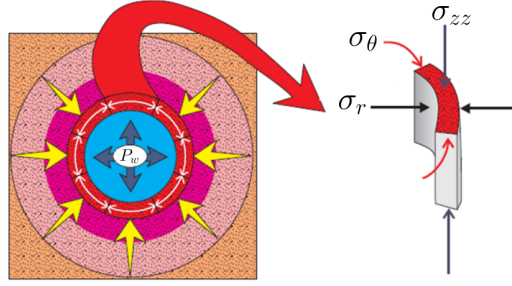


Figura 15: Estado de esfuerzos alrededor del pozo (Tomado de AMOCO, 1997)

- **Radial (σ_r):** Es ejercido únicamente por P_w , en la dirección del radio del pozo. Este esfuerzo es independiente de la inclinación del pozo y además es igual en toda la circunferencia del pozo.
- **Tangencial (σ_θ):** Se genera a alrededor de la circunferencia del pozo. Es causado por los esfuerzos in-situ pero contrarrestado por P_w , ya que tienen direcciones opuestas. Este esfuerzo es muy dependiente de la inclinación del pozo y del punto de la circunferencia del pozo donde se evalué.
- **Axial (σ_{zz}):** Es paralelo a la inclinación pozo. Es el único que no depende de P_w debido a su dirección de acción. También depende de la inclinación y del punto de la circunferencia del pozo donde se evalué, pero no tanto como σ_θ .

Si se llevan estos esfuerzos a la ecuación 4, se obtiene la ecuación 24.

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_r & \tau_{r\theta} & \tau_{rz} \\ \tau_{r\theta} & \sigma_\theta & \tau_{\theta z} \\ \tau_{rz} & \tau_{\theta z} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

Ecuación 24: Tensor de esfuerzos alrededor del pozo (Tomado de Aadnøy y Looyeh, 2011)

3.2. Modelo para describir el estado de esfuerzos alrededor del pozo

El modelo del ingeniero alemán (Ernst Kirsch, 1898 en Aadnoy et al., 2009) es el más usado para describir el tensor de esfuerzos alrededor de un pozo; concebido inicialmente para aplicaciones mineras y geotécnicas, pero recientemente usado de manera homologa a pozos de petróleo; el modelo de Kirsch puede describir estados de esfuerzos totalmente anisotrópicos. Este modelo asume medio isotrópico y con deformación elástica lineal.

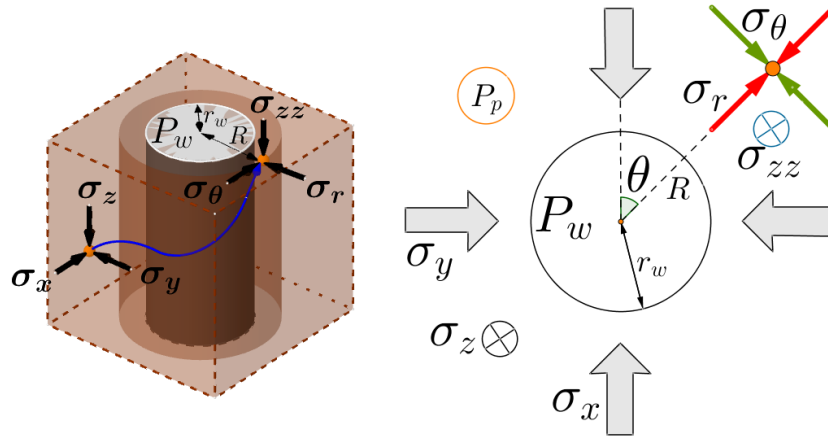


Figura 16: Planteamiento gráfico de Kirsch - 3D y de planta (Modificado de Aadnoy et al., 2009)

En la figura 16 se observa según los planteamientos de Kirsch, los tres esfuerzos perpendiculares entre si ubicados en el macizo rocoso de la formación (los esfuerzos principales in-situ) y luego se transforma esos esfuerzos a σ_r , σ_θ y σ_{zz} evaluados a un radio r de un cilindro hueco (el pozo). Las ecuaciones 25 muestran el modelo de Kirsch en coordenadas cilíndricas planteado por (Aadnoy y Chenvert, 1987 en Mitchell y Miska, 2011) en el que se incluyen los componentes cortantes, que son importantes en pozos desviados.

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

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

$$\sigma_{zz}' = \sigma_z' - 2\nu(\sigma_x' - \sigma_y') \frac{r_w^2}{R^2} \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \frac{r_w^2}{R^2} \sin 2\theta \quad (c)$$

$$\tau_{r\theta} = \left[\frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \right] \left(1 - \frac{3r_w^4}{R^4} + \frac{2r_w^2}{R^2} \right) \quad (d)$$

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

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

Ecuación 25: Modelo de Kirsch alrededor del pozo (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

En el caso de un pozo vertical, los esfuerzos principales arbitrarios se relacionan con los in-situ de la siguiente manera: $\sigma_z = \sigma_v$, $\sigma_x = \sigma_H$ y $\sigma_y = \sigma_h$ (además no habrían componentes cortantes), sin embargo es muy importante entender que lo anterior no se cumple para un pozo desviado, ya que los esfuerzos in-situ formarían ángulos oblicuos con el pozo, y hace falta aplicar unas transformaciones.

3.2.1. Consideraciones adicionales al modelo de Kirsch

Ya se vio cómo cuantificar el componente mecánico (lo relacionado a los esfuerzos in-situ), que es lo principal, sin embargo se mencionaba también que hay otros aspectos que generan esfuerzos adicionales y para una completa caracterización deben ser tenidos en cuenta.

3.2.1.1 Evaluación en la pared del pozo

$R = r_w$ es siempre el punto más crítico en cuanto a concentración de esfuerzos (se evidenciara en el ejercicio ilustrativo); si se evalúan las ecuaciones de Kirsch en este valor, las expresiones 25 se reducen a las ecuaciones 26.

$$\sigma_r' = P_w - P_p \quad (a)$$

$$\sigma_\theta' = \sigma_x' + \sigma_y' - 2(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - (P_w - P_p) \quad (b)$$

$$\sigma_{zz}' = \sigma_z' - 2\nu(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (c)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad (d)$$

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

Ecuación 26: Modelo de Kirsch en la pared del pozo (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

3.2.1.2 Uso en pozos desviados

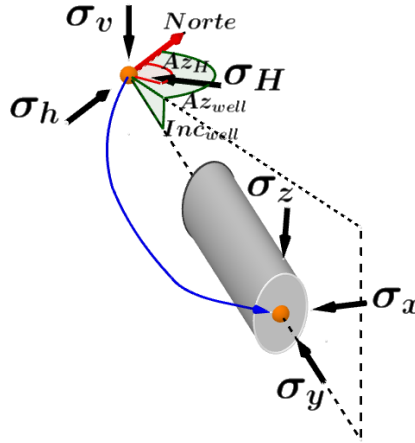


Figura 17: Esfuerzos para un pozo desviado (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

A pesar de la ecuación de Kirsch fue planteada para σ_v en el mismo eje del pozo y esfuerzos horizontales perpendiculares al mismo, es decir, un pozo vertical, por medio de transformaciones se puede llevar los tres esfuerzos principales a unos esfuerzos equivalentes que estarán ubicados como Kirsch los concibió, en este caso se habla de manera general que los esfuerzos respecto al eje del pozo serán: uno axial y dos perpendiculares, permitiendo esto trabajar todas las ecuaciones anteriormente planteadas para pozos desviados. (Peska y Zoback, 1995 en Zoback, 2007) plantearon esta transformación haciendo dos rotaciones: una del tensor de esfuerzos in-situ respecto al sistema de coordenadas geográficas y luego lo que se obtiene se lleva al sistema de coordenadas del pozo, como muestra la figura 17.

La transformación estará en función del azimuth e inclinación del pozo y de la

dirección del esfuerzo horizontal mayor, como lo muestra la ecuación 27, que está en términos de matrices y sus traspuestas.

$$\begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} = R_b R_s^T \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} R_s R_b^T$$

Ecuación 27: Tensor de esfuerzos para un pozo desviado (Tomado de Zoback, 2007)

La matriz R_b es la que realiza la primera transformación que se mencionaba; los autores lo plantean para esfuerzo totalmente corridos de las coordenadas geográficas, estos casos no son comunes, casi siempre lo que se tiene es esfuerzo vertical alineado con la vertical y esfuerzo horizontal no alineado con el norte geográfico. La matriz R_s representa la segunda transformación que se describió. Las ecuaciones 28 definen estas matrices.

$$R_b = \begin{bmatrix} \cos Az_H & \sin Az_H & 0 \\ -\sin Az_H & \cos Az_H & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (a)$$

$$R_s = \begin{bmatrix} -\cos Az_{well} \cos Inc_{well} & -\sin Az_{well} \cos Inc_{well} & \sin Inc_{well} \\ \sin Az_{well} & -\cos Az_{well} & 0 \\ \cos Az_{well} \sin Inc_{well} & \sin Az_{well} \sin Inc_{well} & \cos Inc_{well} \end{bmatrix} \quad (b)$$

Ecuación 28: Matrices para hacer la transformación de ejes (Modificado de Zoback, 2007)

Luego los esfuerzos obtenidos se pueden llevar a las ecuaciones de Kirsch.

3.2.1.3 Efectos térmicos ($\sigma^{\Delta T}$)

Como se mencionó, las diferencias de temperatura entre el fluido de perforación y la formación puede generar esfuerzos y que pueden ser considerables si las diferencias de temperaturas son grandes; estos esfuerzos adicionales pueden ser compresivos si la temperatura del fluido es mayor o de tensión en caso de que el fluido este mas frío. La expresión, en la cara del pozo, viene dada por la ecuación 29

$$\sigma^{\Delta T} = \frac{\alpha_t E (T_{mud} - T_f)}{3(1 - \nu)}$$

Ecuación 29: Esfuerzo debido a efectos térmicos (Tomado de Chen et al., 2001)

El parámetro adicional es el coeficiente lineal de expansión térmica (α_T), y es altamente dependiente del contenido de cuarzo de la roca, debido a que este mineral tiene un valor de dicho coeficiente más alto que los demás. La tabla de propiedades de los anexos muestra algunos rangos para los tipos de rocas mas comunes.

La temperatura de la formación puede ser calculada con la ecuación [30](#), que depende principalmente del gradiente geotérmico, que en las rocas sedimentarias es cercano a $1^\circ F/100ft$.

$$T_{f,@Z} = T_{sup} + Z\nabla T$$

Ecuación 30: Expresión para generar el perfil geotérmico (Tomado de [Kutasov, 1999](#))

Por otro lado la temperatura del fluido de perforación en el anular si es mucho más compleja de describir ya que incluye transferencia de calor con la tubería y la formación. Para esto se han desarrollado varios modelos; la ecuación [31](#) detalla el modelo de Holmes y Swift, que es uno de los más usados.

$$T_{mud,@Z} = K_1 C_3 e^{ZC_1} + K_2 C_4 e^{ZC_2} + Z\nabla T + T_{sup}$$

Ecuación 31: Modelo de Holmes y Swift para generar perfil de temperatura del lodo (Tomado de [Holmes y Swift, 1970](#))

Donde las constantes se definen en las ecuaciones [32](#).

$$K_1 = T_{in} - K_2 - T_{sup} + \nabla T A \quad (a)$$

$$K_2 = \frac{\nabla T A - (T_{in} - T_{sup} + \nabla T A) e^{C_1 Z} (1 - C_3)}{e^{C_2 Z} (1 - C_4) - e^{C_1 Z} (1 - C_3)} \quad (b)$$

$$A = \frac{m C_{mud}}{2\pi r_t h_t}, \quad B = \frac{r_w h_{mud}}{r_t h_t} \quad (c)$$

$$C_1 = \left(\frac{B}{2A}\right) \left[1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right], \quad C_2 = \left(\frac{B}{2A}\right) \left[1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right] \quad (d)$$

$$C_3 = 1 + \left(\frac{B}{2}\right) \left[1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right], \quad C_4 = 1 + \left(\frac{B}{2}\right) \left[1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right] \quad (e)$$

Ecuación 32: Constantes del modelo de Holmes y Swift (Tomado de [Holmes y Swift, 1970](#))

El modelo anterior requiere como parámetros adicionales coeficientes de transferencia de calor - h [BTU/(ft * F * hr)], capacidades caloríficas - C [BTU/(lbm * F)], flujos máscicos - m [lbm/hr], radios - r [ft]. Del pozo (w), tubería (t) y lodo (mud). Adicional están la temperatura de superficie - T_{sup} y de la línea de flujo de entrada - T_{in} .

3.2.1.4 Efectos químicos (σ^π)

Este efecto es generado por el intercambio iónico que muchas veces existe entre el fluido de perforación (cuando es base agua) y la formación, efecto que se controla si el fluido es base aceite. El intercambio es generado por las diferencias de salinidad, lo cual genera un proceso denominado ósmosis, que gracias a la presión osmótica genera el paso de los iones del lugar de mayor concentración al de menor.

El esfuerzo generado por estos efectos químicos, en la cara del pozo, se cuantifican con la ecuación [33](#).

$$\sigma^\pi = k \left[\frac{I_m RT}{V_w} \ln \left(\frac{A_{sh}}{A_{mud}} \right) \right]$$

Ecuación 33: Esfuerzo debido a efectos químicos (Tomado de [Chen et al., 2001](#))

El modelo planteado requiere como parámetros adicionales principalmente A_{sh} y A_{mud} que son la actividad del agua de la roca (generalmente en lutitas) y del lodo, respectivamente, y es una medida de la concentración efectiva de agua en la solución, es decir, para el agua dulce estos términos valen 1 pero a medida que aumenta la salinidad irán disminuyendo. Por ejemplo si se agregan sales al fluido de perforación $A_{mud} < A_{sh}$, se genera un potencial osmótico negativo haciendo que el agua de la lutita migre hacia el pozo, disminuyendo P_p en las vecindades del pozo, esto generalmente mejora la estabilidad del pozo. Por otro lado I_m se denomina eficiencia de membrana, que generalmente varía entre 0.05-0.3 para lutitas ([Fjaer, 2008](#))

R es la constante universal de los gases (8.31 J/mol K), V_w el volumen molar del

agua (0.018 lt/mol) y T la temperatura en unidades absolutas. Finalmente la constante k se define en la ecuación 34.

$$k = \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu}$$

Ecuación 34: Definición la constante poroelastica k (Tomado de Chen et al., 2001)

La actividad del agua del lodo de perforación es función principalmente del porcentaje en peso de las sales que contenga. Para NaCl, KCl y CaCl₂, se pueden calcular con las ecuaciones 35.

$$A_{mud} = 1 - 6.5 \times 10^{-4} w_{CaCl_2} - 4.38 \times 10^{-4} w_{CaCl_2}^2 + 2.81 \times 10^{-6} w_{CaCl_2}^3 - 2.65 \times 10^{-8} w_{CaCl_2}^4 \quad (a)$$

$$A_{mud} = 1 - 4.51 \times 10^{-3} w_{NaCl} - 1.99 \times 10^{-4} w_{NaCl}^2 \quad (b)$$

$$A_{mud} = 1 - 3.44 \times 10^{-3} w_{KCl} - 9.69 \times 10^{-5} w_{KCl}^2 \quad (c)$$

Ecuación 35: Modelos para calcular la actividad del lodo (Tomado de Hale et al., 1993)

La actividad del agua de las lutitas, se ha determinado que se puede relacionar con los esfuerzos que actúan sobre la formación; las ecuaciones 36 muestra dos modelos: método de esfuerzo efectivo de sobrecarga y método de esfuerzo medio efectivo.

$$A_{sh} = e^{\frac{V_w}{RT}(\sigma_v - P_p)} \quad (a)$$

$$A_{sh} = e^{\frac{V_w}{RT} \left(\frac{\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p}{3} \right)} \quad (b)$$

Ecuación 36: Modelos para calcular la actividad del agua de lutita (Tomado de Rojas et al., 2006)

3.2.1.5 Efectos hidráulicos (σ^{hyd})

También llamado flujo inducido, y se produce en formaciones permeables en la que el fluido de perforación puede invadir la formación (*overbalanced*) o los fluidos de formación migrar hacia el pozo (*underbalanced*), esto genera afectaciones en P_p de la zona más cercana al pozo. El esfuerzo que se genera por este efecto, en la cara del pozo,

se puede cuantificar con la ecuación 37 (la constante k es la misma que se definió para los efectos químicos).

$$\sigma^{hyd} = k(P_w - P_p)$$

Ecuación 37: Esfuerzo debido a efectos hidráulicos (Tomado de Chen et al., 2001)

3.2.2. Modelo definitivo

Modelo elástico lineal que tiene en cuenta efectos mecánicos, térmicos, hidráulicos y químicos, la caracterización del estado de esfuerzos en la pared de un pozo con cualquier inclinación y azimut. El modelo se define con las ecuaciones 38 y la figura 18 resume cómo incluir los efectos mencionados.

$$\sigma_r' = P_w - P_p \quad (a)$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta' = & \sigma_x' + \sigma_y' - 2(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - (P_w - P_p) \\ & + \sigma^{\Delta T} + \sigma^\pi + \sigma^{hyd} \end{aligned} \quad (b)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{zz}' = & \sigma_z' - 2\nu(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \sin 2\theta \\ & + \sigma^{\Delta T} + \sigma^\pi + \sigma^{hyd} \end{aligned} \quad (c)$$

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

Ecuación 38: Modelo de Kirsch con efectos químicos, térmicos e hidráulicos (Modificado de Chen et al., 2001)

3.3. Presiones críticas

Son las presiones que definen los límites de las fallas alrededor del pozo y es la gran aplicación que tienen todos los modelos anteriormente planteados; con base en ellas es que se construye la ventana operacional. Sin embargo antes de definir las presiones críticas es importante definir el tensor de esfuerzos principales de las paredes del pozo.

3.3.1. Esfuerzos principales en la pared del pozo en cualquier dirección

En un pozo orientado en la misma dirección de esfuerzos in-situ (pozo vertical o pozo horizontal en el mismo azimut de esfuerzos horizontales) los esfuerzos principales

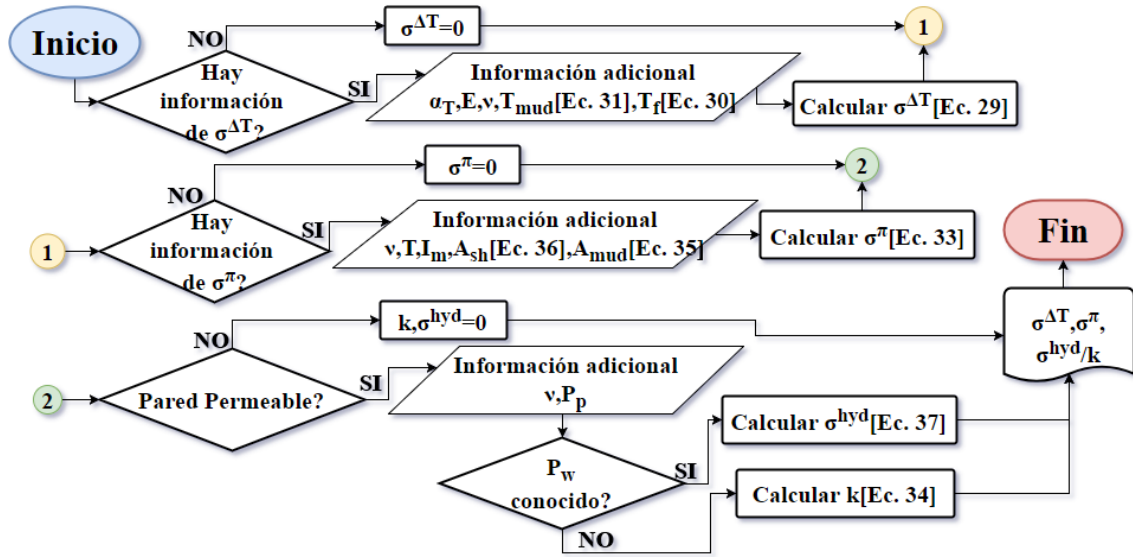


Figura 18: Algoritmo para incluir efectos químicos, térmicos e hidráulicos (Autor)

de la pared del pozo coinciden con σ_r , σ_{zz} y σ_θ . Pero en un pozo desviado esto no se cumple, y se debe tener en cuenta los esfuerzos cortantes. Por lo que es necesario generalizar el estado de esfuerzos principales de la pared del pozo.

Con la ecuación de Kirsch se observaba que en la pared del pozo 2 esfuerzos cortantes desaparecen, esto hace que el tensor de esfuerzos de la pared del pozo se reduzca a la ecuación 39.

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_r' & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_\theta' & \tau_{z\theta} \\ 0 & \tau_{z\theta} & \sigma_{zz}' \end{bmatrix}$$

Ecuación 39: Tensor de esfuerzos en la pared del pozo (Modificado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Luego para hallar los esfuerzos principales, se aplica la ecuación particular de cada tensor (ecuación 6), que está en términos de los invariantes. Con base en esto los 3 esfuerzos principales de la pared del pozo se expresan en la ecuación 40.

$$\sigma_{1,3}' = \sigma_r' \quad (a)$$

$$\sigma_{1,2,3}' = \frac{1}{2}(\sigma_{\theta}' + \sigma_{zz}') \pm \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_{\theta}' - \sigma_{zz}')^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (\text{b})$$

Ecuación 40: Esfuerzos principales en la pared del pozo (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

3.3.2. Presión crítica de fractura (P_{wf})

3.3.2.1 Predicción de la presión de ruptura

Mediante el modelo planteado junto con el criterio de falla, es la presión que se puede predecir, y para efectos de perforación es lo que interesa, por lo que cuando se hable de P_{wf} se está hablando al equivalente a P_b ; cabe recordar que en perforación las fracturas son indeseables, y lo que interesa es no formarlas; parámetros como geometría o tamaño de la fractura importan es durante las estimulaciones donde sí son deseables fracturas con buenas características.

Como las fracturas se asocian a σ_r alto, los esfuerzos principales en la pared del pozo estarán definidos por las ecuaciones 41.

$$\sigma_1' = \sigma_r' \quad (\text{a})$$

$$\sigma_3' = \frac{1}{2}(\sigma_{\theta}' + \sigma_{zz}') - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_{\theta}' - \sigma_{zz}')^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (\text{b})$$

Ecuación 41: Esfuerzos principales para fallas tensionales (Tomado de Mitchell y Miska, 2011)

Como la presión crítica es en la cual la pared falla, se debe combinar lo anterior con el criterio de falla tensional, que tiene en cuenta el esfuerzo principal menor. Si se combina la ecuación 11 con 26 se obtiene la ecuación 42.

$$\sigma_{\theta}' = \frac{\tau_{z\theta}^2}{\sigma_{zz}' + T_o} - T_o$$

Ecuación 42: Esfuerzo tangencial critico en fallas tensionales (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

Finalmente las ecuaciones que relaciona σ_{θ} con la presión del pozo son las de Kirsch. Si se combinan la ecuación anterior con la 26, se obtiene la ecuación 43 que es la presión crítica en la que inicia la fractura.

$$P_{wf} = \left(\frac{1}{1-k} \right) \left\{ \sigma_x' + \sigma_y' - 2(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - \frac{\tau_{\theta z}^2}{\sigma_{zz}' + T_o} + P_p(1-k) + T_o + \sigma^{\Delta T} + \sigma^\pi \right\}$$

Ecuación 43: Presión crítica de fractura (Modificado de Mitchell y Miska, 2011)

3.3.2.2 Procedimiento para evaluar P_{wf}

El procedimiento de cálculo depende del diagrama que se quiera generar y eso se detalla con algoritmos más adelante, pues en algunos la desviación del pozo se define y se hace un solo cálculo, pero en otros se pone a variar todas las posibles desviaciones y se calculan los correspondientes P_{wf} . Sin embargo el común en los cálculos es que una vez definido lo anterior, se empieza a calcular P_{wf} en cada punto del pozo, es decir, para cada θ , y en el caso de las fallas tensionales el punto más crítico es donde P_{wf} sea menor, pues por encima de este empiezan a formarse las fracturas.

Teniendo en cuenta la consideración de depletamiento el algoritmo propuesto para evaluar P_{wf} es el de la figura 19.

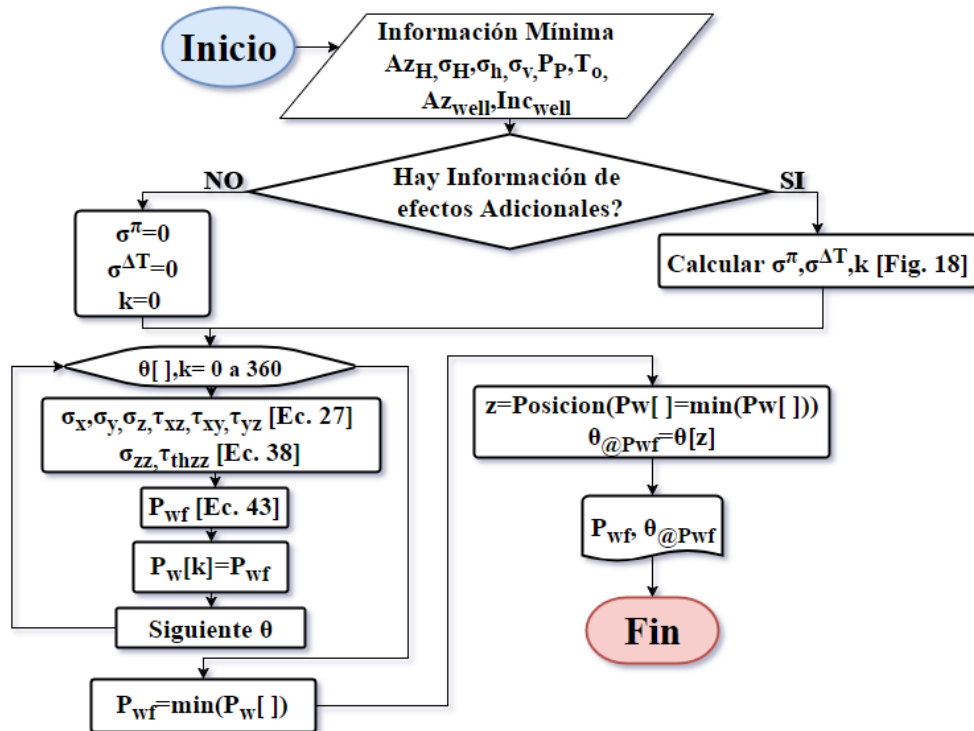


Figura 19: Algoritmo para evaluar la presión crítica de fractura (Autor)

3.3.3. Presión crítica de colapso (P_{wc})

Es la presión por debajo de la cual se empiezan a formar las fallas compresionales.

Como las fallas compresionales alrededor del pozo se asocian a valores bajos de σ_r , los esfuerzos principales en la pared del pozo se definen por las ecuaciones [44](#)

$$\sigma_{1,2}' = \frac{1}{2}(\sigma_{\theta}' + \sigma_{zz}') \pm \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_{\theta}' - \sigma_{zz}')^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (a)$$

$$\sigma_3' = \sigma_r' \quad (b)$$

Ecuación 44: Esfuerzos principales para fallas compresionales (Tomado de [Mitchell y Miska, 2011](#))

Lo que sigue es relacionar los esfuerzos principales con los criterios de falla. Para simplificar las ecuaciones anteriores y dejarlas solo en término de la presión crítica del pozo, se reemplaza los esfuerzos de la ecuación de Kirsch, para obtener las ecuaciones [45](#).

$$\sigma_1' = \frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] + \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} \quad (a)$$

$$\sigma_3' = P_{wc} - P_p \quad (b)$$

Ecuación 45: Esfuerzos principales para fallas compresionales - Replanteados (Autor)

Donde las constantes se definen por las ecuaciones [46](#).

$$A = \sigma_x' + \sigma_y' - 2(\sigma_x' - \sigma_y') \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_p(1 + k) + \sigma^{\Delta T} + \sigma^{\pi} + \sigma_{zz}' \quad (a)$$

$$B = A - 2\sigma_{zz}' \quad (b)$$

$$C = 4\tau_{z\theta}^2 \quad (c)$$

Ecuación 46: Constantes de las expresiones de fallas compresionales (Autor)

3.3.3.1 Criterios de falla

Mohr-Coulomb

Si se relacionan el estado de esfuerzo planteado para fallas compresionales con la ecuación que define el criterio de Mohr-Coulomb en termino de esfuerzos efectivos (ecuación 17), se obtiene la ecuación 47.

$$\frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] + \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} = UCS + q(P_{wc} - P_p)$$

Ecuación 47: Criterio de Mohr-Coulomb acoplado con los esfuerzos principales (Autor)

Se puede observar que la ecuación no puede ser resuelta de manera explícita como con fallas tensionales, por lo que una forma de resolverla seria igualando a cero (ver ecuación 48) y aplicar métodos numéricos.

$$\begin{aligned} f(P_{wc}) = & \frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] + \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} \\ & - UCS - q(P_{wc} - P_p) = 0 \end{aligned}$$

Ecuación 48: Presión crítica de colapso mediante el criterio de Mohr-Coulomb (Autor)

A continuación se aplica el mismo procedimiento para los criterios de Lade Modificado (ecuación 49) y Mogi-Coulomb (ecuación 50).

Lade Modificado

$$\begin{aligned} f(P_{wc}) = & -27 - a_{LM} + \left\{ \frac{(A - kP_{wc} - P_p + 3b_{LM})^3}{\left[\frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] + \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} + b_{LM} \right]} \right\} \\ & * \left\{ \frac{1}{\left[\frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] - \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} + b_{LM} \right]} \right\} \\ & * \left\{ \frac{1}{[P_{wc} - P_p + b_{LM}]} \right\} = 0 \end{aligned}$$

Ecuación 49: Presión crítica de colapso mediante el criterio de Lade Modificado (Autor)

Mogi-Coulomb

$$\begin{aligned}
 f(P_{wc}) = & \frac{1}{3} \left\{ \left[\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} \right]^2 \right. \\
 & + \left[\frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] - \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} - P_{wc} + P_p \right]^2 \\
 & + \left. \left[P_{wc} - P_p - \frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] - \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} \right]^2 \right\}^{1/2} \\
 & - a_{MC} - b_{MC} \left\{ \frac{1}{2} \left[\frac{1}{2}[A - P_{wc}(1 - k)] - \frac{1}{2}\sqrt{[B - P_{wc}(1 - k)]^2 + C} + P_{wc} - P_p \right] \right\} = 0
 \end{aligned}$$

Ecuación 50: Presión crítica de colapso mediante el criterio de Mogi-Coulomb (Autor)

3.3.3.2 Consideración de la tolerancia al breakout (W_{br})

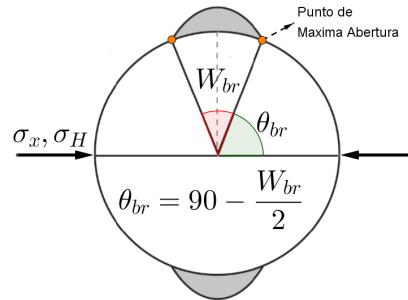


Figura 20: Ángulo de máxima abertura de breakout (Modificado de Mitchell, 2006)

Cuando se calcula P_{wc} y se elige en cada iteración el menor de los posibles valores, se está tomando aquella presión en la cual empieza a derrumbarse el pozo, sin embargo la practica ha mostrado que es posible ser permisivo en esos derrumbes hasta cierto punto sin generar mayores inconvenientes, esto dependerá de aspectos como capacidad de limpieza del lodo y la tasa con la que se estén generando recortes en fondo (ROP), de tal manera que el lodo pueda arrastrar el derrumbe generado sin ningún problema. Una razón importante para incluir tolerancia es que a partir del fallamiento controlado del pozo se puede obtener información valiosa como la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales.

Para entender esto inicialmente se debe definir el ancho del breakout (W_{br}), que se muestra en la figura 20 como el ángulo comprendido de la falla. Cuando se habla entonces de tolerancia al breakout es qué tan grande se puede permitir esa abertura.

Cuando se reporta el mínimo P_{wc} , se está asumiendo que $W_{br}=0$, es decir, la tolerancia es mínima, pero si empieza a aumentar esta tolerancia P_{wc} ira disminuyendo.

(Zoback, 2007) sugiere que para W_{br} por abajo de 60° generalmente se considera aun estable.

3.3.3.3 Procedimiento para evaluar P_{wc}

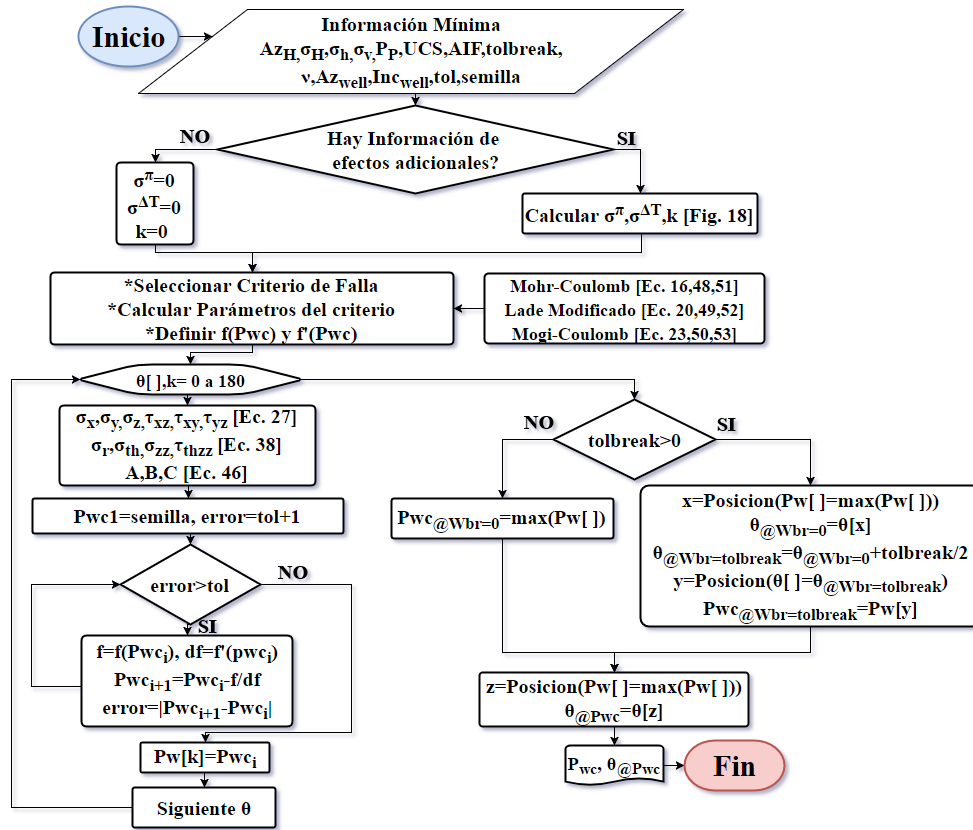


Figura 21: Algoritmo para evaluar la presión crítica de colapso (Autor)

El procedimiento para calcular P_{wc} respecto a P_{wf} se diferencia en 2 cosas: por un lado el punto más crítico ya no sería la menor presión si no la mayor, además de que ese valor es también dependiente del W_{br} que se tenga definido. La otra diferencia marcada es la necesidad de aplicar métodos numéricos; luego de hacer evaluaciones se concluyó que la iteración simple no funciona bien para todos, por lo que hubo que usar un método más elaborado, siendo Newton-Raphson el que mejor resultados y velocidad de convergencia ofrecía. Las figuras 21 y 22 muestra los algoritmos asociados a P_{wc} .

Al usar Newton-Raphson se presenta una consideración adicional, y es que se

debe hallar la derivada de cada una de las expresiones propuestas. Para el caso de Mohr-Coulomb no hay mayores inconvenientes para derivar, sin embargo para los demás criterios las ecuaciones son muy complejas de derivar. Para solucionar esto se usó la función $\text{diff}[f(x),x]$ del software MATLAB®. En las ecuaciones 51, 52 y 53 se muestran las derivadas obtenidas; debido a la gran longitud de algunas expresiones se consideró escribirlas forma plana.

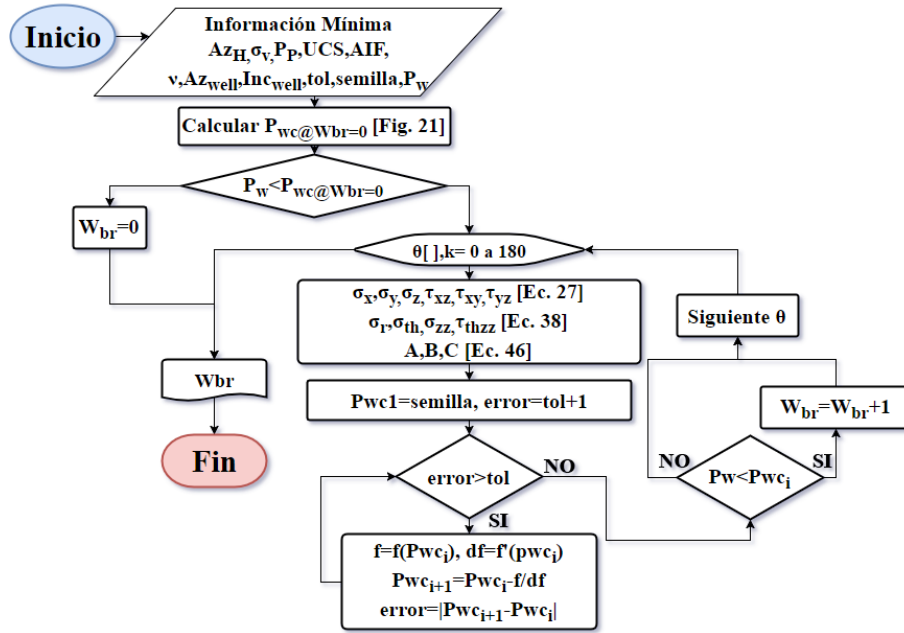


Figura 22: Algoritmo para calcular W_{br} cuando P_w es conocido (Autor)

$$1 \quad df = (-2 * q - (2 * B - 2 * Pwc) / (2 * (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)}) - 1);$$

Ecuación 51: Derivada del criterio de Mohr-Coulomb (Autor)

$$\begin{aligned} 1 \quad & df = ((2 * B - 2 * Pwc) / (4 * (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)}) + 1/2) * (A - Pp \dots \\ 2 \quad & + 3 * bLM)^3 / ((Pwc - Pp + bLM) * (A/2 - Pwc/2 + bLM - (C + (B - \dots \\ 3 \quad & Pwc)^2)^{(1/2)/2} * (A/2 - Pwc/2 + bLM + (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)/2})^2) \dots \\ 4 \quad & - ((2 * B - 2 * Pwc) / (4 * (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)}) - 1/2) * (A - Pp \dots \\ 5 \quad & + 3 * bLM)^3 / ((Pwc - Pp + bLM) * (A/2 - Pwc/2 + bLM - (C + (B \dots \\ 6 \quad & - Pwc)^2)^{(1/2)/2} * (A/2 - Pwc/2 + bLM + (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)/2})) \dots \\ 7 \quad & - (A - Pp + 3 * bLM)^3 / ((Pwc - Pp + bLM)^2 * (A/2 - Pwc/2 + bLM - (C + \dots \\ 8 \quad & (B - Pwc)^2)^{(1/2)/2} * (A/2 - Pwc/2 + bLM + (C + (B - Pwc)^2)^{(1/2)/2})); \end{aligned}$$

Ecuación 52: Derivada del criterio de Lade Modificado (Autor)

```

1 df=(bMC*((2*B - 2*Pwc)/(4*(C + (B - Pwc)^2)^(1/2)) - 1/2))/2 - ...
2 (2*B - 2*Pwc - 2*((2*B - 2*Pwc)/(4*(C + (B - Pwc)^2)^(1/2))...
3 - 3/2)*(A/2 + Pp - (3*Pwc)/2 - (C + (B - Pwc)^2)^(1/2)/2) ...
4 + 2*((2*B - 2*Pwc)/(4*(C + (B - Pwc)^2)^(1/2)) + 3/2)*(A/2 + Pp - ...
5 (3*Pwc)/2 + (C + (B - Pwc)^2)^(1/2)/2))/(6*(C + (A/2 + Pp - ...
6 (3*Pwc)/2 - (C + (B - Pwc)^2)^(1/2)/2)^2 + (A/2 + Pp - ...
7 (3*Pwc)/2 + (C + (B - Pwc)^2)^(1/2)/2)^2 + (B - Pwc)^2)^(1/2));

```

Ecuación 53: Derivada del criterio de Mogi-Coulomb (Autor)

4. Metodología para la construcción y aplicación del MEM 1D

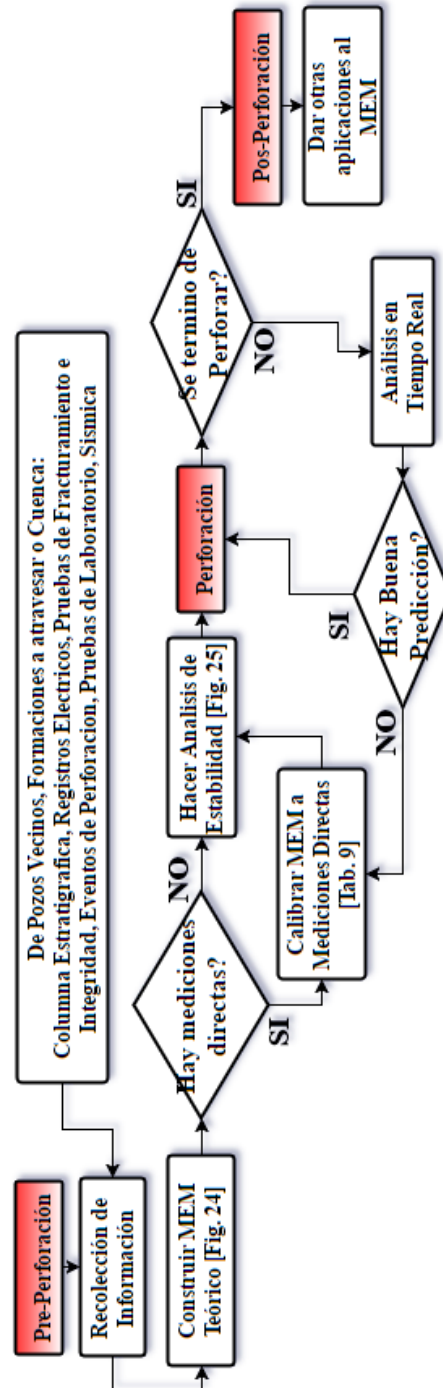


Figura 23: Metodología general para construir y aplicar el MEM a estabilidad de pozos (Autor)

De forma global la metodología es la descrita en la figura 23. Se observa que inicialmente se recolecta y audita la información, luego con ella se hace un primer modelo pre-perforación con las respectivas caracterizaciones geomecánicas de las formaciones para después hacer los análisis de falla con los que se obtienen los rangos operacionales. Luego durante la perforación por medio de las calibraciones el modelo se valida, retroalimenta y se va mejorando. Cuando se termina de perforar se le pueden dar las aplicaciones que se han mencionado. Las figuras 24 y 25 extienden lo que se plantea en la figura 23.

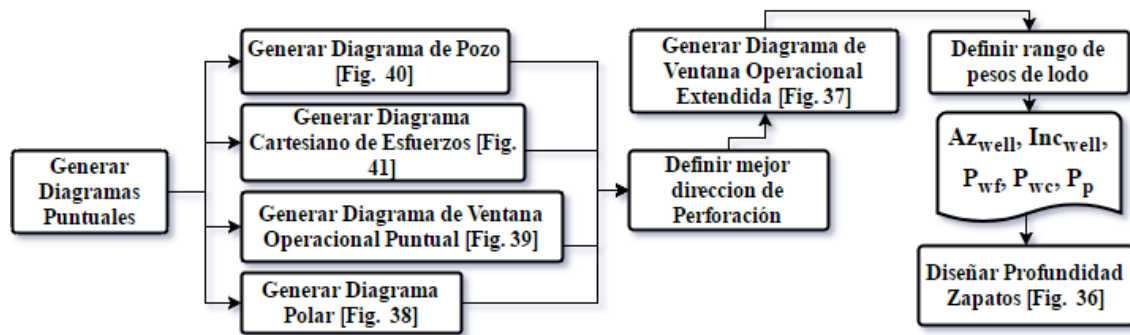


Figura 25: Metodología para aplicar el MEM a estabilidad de pozos (Autor)

A continuación se detalla cada uno de uno de los componentes de las metodologías ilustradas y los diferentes cálculos o interpretaciones necesarias.

4.1. Construcción del MEM

A continuación se describen todas las fuentes de cálculo de un MEM. En cada parámetro inicialmente se describe el cálculo a partir de registros, con lo que se construye la curva continua del MEM teórico, y luego las mediciones directas; estas últimas son mediciones discretas, sin embargo son muy importantes para hacer las calibraciones, que posteriormente se explicaran.

4.1.1. Propiedades mecánicas

Se pueden obtener por registros eléctricos o acústicos, o pruebas de laboratorio sobre núcleos, desde luego esta últimas son más precisas pero más costosas. Con los registros eléctricos y acústicos se debe tener mucho cuidado ya que los cálculos son con base en correlaciones empíricas y algunas tienen rangos de aplicación muy limitados.

4.1.1.1 Registros de pozo

Son tal vez la fuente de la que más se puede obtener información para el MEM, aunque no la más precisa debido a que depende mucho de las correlaciones que se use. Entre los registros que más se correlacionan con propiedades mecánicas son el acústico, porosidad neutrónica y rayos gamma.

Correlaciones para V_s

Los registros sínicos antiguos no son dipolares y solo miden la velocidad de las ondas compresionales V_c , por lo que calcular V_s a partir de V_c puede llegar a ser necesario en muchos casos. En la tabla 1 hay algunas correlaciones desarrolladas para tal fin, dependiendo del tipo de formación o rango de V_c :

$V_s[km/seg] =$	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $0.7858 - 1.2434V_c + 0.7949V_c^2 - 0.1238V_c^3 + 0.006V_c^4$	$1.5 < V_c < 8.5$ km/seg (Brocher, 2008)	V_s [km/seg]
(b) $-0.05509V_c^2 + 1.0168V_c - 1.0305$	Calizas (Castagna, 1993)	V_s [km/seg]
(c) $aV_c + b$	• Clásticas: $a=0.8375$, $b=-1.1052$ (Soltanzadeh, 2013); • Areniscas: $a=0.8042$, $b=-0.8559$ (Castagna, 1993); • Lutitas: $a=0.77$, $b=-0.8674$ (Castagna, 1993); • Dolomitas: $a=0.583$, $b=-0.0777$ (Castagna, 1993)	V_s [km/seg]

Tabla 1: Correlaciones para calcular V_s (Tomado de Tariq et al., 2016)

Ecuaciones de los módulos de elasticidad dinámicos

Combinando la relación Δt_c y Δt_s con los módulos de elasticidad y además incorporando el modelo de elasticidad lineal, es posible obtener las ecuaciones de la tabla 2, que tiene algunas constantes para obtener unidades comunes.

	Unidades
(a) $G_{dyn} = 1.34 \times 10^4 \frac{\rho_{bulk}}{\Delta t_s^2}$	ρ_{bulk} [gr/cc], Δt_s [μ seg/ft], G_{dyn} [MPsi]
(b) $K_{dyn} = 1.34 \times 10^4 \frac{\rho_{bulk}}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3} G_{dyn}$	ρ_{bulk} [gr/cc], Δt_s [μ seg/ft], G_{dyn} K_{dyn} [MPsi]
(c) $\nu_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$	Δt_s [] = Δt_c [], ν_{dyn} [-]

(d) $E_{dyn} = 2G_{dyn}(1 + \nu_{dyn})$	$E_{dyn}[\] = G_{dyn}[\], \nu [-]$
---	--------------------------------------

Tabla 2: Ecuaciones para calcular módulos de elasticidad dinámicos (Tomado de [Xi et al., 2015](#))

Correlaciones de los módulos de elasticidad estáticos

Una vez conocidos los módulos dinámicos, es necesario calcular los estáticos (que generalmente se correlacionan con los dinámicos) que son los que mejor describen el comportamiento real de la roca. La tabla [3](#) muestra principalmente las correlaciones para calcular E_{sta} , ya que para ν generalmente se asume que el modulo dinámico es igual al estático; conociendo estos dos módulos se pueden calcular los demás aplicando el modelo de elasticidad lineal.

	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $E_{sta} = aE_{dyn} + b$	• Cualquier Tipo de Roca con $5 < E_{dyn} < 130GPa$ ($R^2 = 0.7$): a=0.74, b=-0.82 (Eissa, 1988) • Cualquier Tipo de Roca con $25 < E_{dyn} < 110GPa$ ($R^2 = 0.99$): a=1.05, b=-3.16 (Christaras, 1994)	E_{sta}, E_{dyn} [GPa]
(b) $E_{sta} = aE_{dyn}^2 + bE_{dyn}$	Cualquier Roca Sedimentaria: a=0.018, b=0.422 (Lacy, 1997)	E_{sta}, E_{dyn} [GPa]
(c) $E_{sta} = aV_c^b$	• Lutitas: a=0.076, b=3.23 (Horsrud, 2001) • Calizas ($R^2 = 0.9$): a=0.169, b=3.32 (Najibi, 2015)	E_{sta}, E_{dyn} [GPa]
(d) $\log_{10} E_{sta} = a \log_{10} (\rho_{bulk} E_{dyn}) + b$	• Cualquier Tipo de Roca con $5 < E_{dyn} < 130GPa$ ($R^2 = 0.92$): a=0.77, b=0.02 (Eissa, 1988) • Calizas ($R^2 = 0.97$): a=1.28, b=-4.71 (Brotons, 2014)	E_{sta}, E_{dyn} [GPa]
(e) $\nu_{sta} \approx \nu_{dyn}$	Aproximación comúnmente usada	-
(f) $G_{sta} = \frac{E_{sta}}{2(1 + \nu_{sta})}$	Modelo Analítico	-
(g) $K_{sta} = \frac{E_{sta}}{3(1 - 2\nu_{sta})}$	Modelo Analítico	-

Tabla 3: Correlaciones para calcular módulos de elasticidad estáticos (Tomado de [Brotons et al., 2015](#))

Correlaciones para *UCS* y *AIF*

Para estos parámetros hay un gran número de correlaciones que los relaciona con propiedades petrofísicas como Φ o con otras propiedades mecánicas como E . Las tablas 4 y 5 muestra correlaciones para las litologías más comunes.

$UCS[MPa] =$	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $a(1 + b\Phi)^2$	- Areniscas limpias con $\Phi < 0.357$: $a=357$, $b=-2.8$ (Plumb, 1994) - Carbonatos: $a=276$, $b=-3$ (Rzhevsky, 1971)	Φ [Frac.]
(b) $ae^{b\Phi}$	- Areniscas con $2 < UCS < 360$MPa: $a=277$, $b=-10$ (Chang, 2006) - Carbonatos con $\Phi < 0.2$ y $30 < UCS < 150$MPa: $a=143.8$, $b=-6.95$ (Chang, 2006)	Φ [Frac.]
(c) $ax10^7 \Delta t_c^b$	Areniscas poco consolidadas: $a=1.413$, $b=-3$ (Chang, 2006)	Δt_c [μ seg/ft]
(c) $ae^{bx10^{-11}\rho V_c^2}$	Areniscas bien consolidadas: $a=42.1$, $b=1.9$ (Chang, 2006)	V_c [m/seg], ρ [kg/m ³]
(d) $a\Phi^b$	- Lutitas con $\Phi < 0.1$: $a=1$, $b=-1.14$ (Dusseault, 1993) - Lutitas con $\Phi > 0.27$: $a=0.286$, $b=-1.762$ (Chang, 2006)	Φ [Frac.]
(e) $a(304.8/\Delta t_c)^b$	Lutitas del Terciario: $a=1.35$, $b=2.6$ (Horsrud, 2001)	Δt_c [μ seg/ft]
(f) aE^b	- Calizas con $10 < UCS < 300$MPa: $a=0.4067$, $b=0.51$ (Chang, 2006) - Dolomitas con $60 < UCS < 100$MPa: $a=2.4$, $b=0.34$ (Chang, 2006) - Lutitas bien Compactados: $a=0.0528$, $b=0.712$ (Horsrud, 2001)	E [MPa]

Tabla 4: Correlaciones para calcular *UCS* (Tomado de Chang et al., 2006)

$AIF[^\circ] =$	Condiciones para Aplicar	Unidades
(a) $57.8 - 105\Phi$	Areniscas (Chang, 2006)	Φ [Frac.]
(b) $\sin^{-1}\left(\frac{V_c-1}{V_c+1}\right)$	Lutitas (Lal, 1999)	V_c [km/seg]
(c) $70 - 0.417GR$	Rocas Sedimentarias con $60 < GR < 120$	GR [API]
(d) $26.5 - 37.4(1 - \Phi - V_{shale}) + 62.1(1 - \Phi - V_{shale})^2$	Rocas Sedimentarias (Plumb, 1994)	Φ , V_{shale} [Frac.]

Tabla 5: Correlaciones para calcular *AIF* (Tomado de Zoback, 2007)

Correlaciones para T_o

Como se ha mencionado, T_o no es común que se mida, por lo que generalmente lo que se hace es relacionarlo con UCS (ver ecuación 54) con un factor que puede ser calibrado con test brasileiros.

$$T_o = \frac{UCS}{a}$$

Ecuación 54: Relación entre UCS y T_o sujeto a calibración (Tomado de Archer y Rasouli, 2012)

La constante a generalmente varía entre 8-12. Aunque como ya se mencionó, también es común que esta resistencia se desprece.

4.1.1.2 Mediciones directas

Se hacen con ensayos de laboratorio. Idealmente serian el primer paso para un análisis geomecánico, aunque muchas veces las cuestiones económicas los imposibilitan; a pesar de que varios parámetros pueden ser calculados en campo, la manera más exacta de calcular los módulos de resistencia y elasticidad de la roca es en ensayos sobre núcleos.

Ensayo de compresión uniaxial no confinado

Es un ensayo bastante elemental pero importante. Simplemente se somete la muestra a esfuerzos axiales sin ningún tipo de confinamiento, hasta que la roca falle. Permite conocer E , UCS y ν .

Ensayo de compresion triaxial

En este ensayo adicional al uniaxial, la roca si se somete a confinamiento, aunque el confinamiento se deja constante y se va aumentado el esfuerzo axial, hasta llegar a la resistencia máxima, luego se repite el ensayo con otros valores de confinamiento. Permite conocer S , AIF (o μ), UCS y T_o .

Ensayo brasileiro

Es un método indirecto para medir la resistencia la tensión, en la que se aplica una carga compresiva transversal al eje de la muestra, hasta que la roca falla de forma tensil. Es el ensayo más usado para medir T_o debido a su simplicidad.

4.1.1.3 Pruebas de integridad

Mas adelante se mostrara que en una prueba *XLOT* de varias etapas (ver figura 26), la diferencia entre una etapa y otra está marcada por la resistencia a la tensión de la roca, por lo que este parámetro se puede calcular con la ecuación 55.

$$T_o = P_b^{ciclo\ 1} - P_b^{ciclo\ final}$$

Ecuación 55: Resistencia a la tensión a partir de una prueba XLOT (Modificado de Fjaer, 2008)

4.1.2. Presión de poro

Junto con σ_H es uno de los componentes más difíciles de describir y de los que más necesita calibración. Lo ideal es predecirlas durante la exploración mediante métodos geofísicos ya que encontrar de manera imprevista zonas anormalmente presionadas mientras se está perforando puede generar muchos problemas. Sin embargo la manera más común de describirla es con registros eléctricos y acústicos.

4.1.2.1 Registros de pozo

Método de relación

Se expresa en la ecuación 56.

$$P_p = P_p^{normal} \left(\frac{X}{X^{normal}} \right)$$

Ecuación 56: Presión de poro mediante el método de relación (Modificado de Mitchell, 2006)

Donde X representa la medición de un registro o parámetro que refleje la tendencia de compactación, como puede ser el inverso de Δt_c (el que generalmente se usa), densidad o resistividad (o inverso de conductividad). P_p^{normal} es la medición de P_p en una formación normalmente compactada, y se calcula con la ecuación 57.

$$P_p^{normal} = \nabla P_{H_2O} Z$$

Ecuación 57: Presión de poro de una zona normalmente presionada (Modificado de Mitchell, 2006)

X^{normal} es la medición de tendencia normal del registro, que generalmente tienen un comportamiento exponencial según la ecuación [58](#).

$$X^{normal} = ae^{-bZ}$$

Ecuación 58: Línea de tendencia normal de un registro (Tomado de [Zhang, 2011](#))

Los parámetros a y b se pueden obtener haciendo una regresión exponencial. El parámetro a se puede relacionar con la medición del registro en $Z = 0$.

Método de Eaton

El método se expresa según la ecuación [59](#).

$$P_p = \sigma_v - (\sigma_v - P_p^{normal}) \left(\frac{X}{X^{normal}} \right)^{exp}$$

Ecuación 59: Presión de poro mediante el método de Eaton (Modificado de [Mitchell, 2006](#))

Los parámetros son iguales al método de relación, solo que este método tiene un exponente que está sujeto a calibración para ajustarlo con mediciones directas de P_p . El exponente generalmente varía entre 1-3.

4.1.2.2 Mediciones directas

Entre ellas están los influjos durante la perforación, pruebas *RFT* (Repeat Formation Test) y pruebas *DST* (Drill Stem Test).

4.1.3. Esfuerzo de Sobrecarga

Como se mencionaba anteriormente, es el esfuerzo más sencillo de calcular y se puede medir indirectamente pero de manera muy precisa con registros de densidad y sínicos; es por esto que se usa como base para calcular los demás esfuerzos en algunos modelos analíticos.

4.1.3.1 Registros de pozo

Registro de densidad

Este registro como su nombre lo indica, mide la densidad promedio del macizo rocoso de manera continua, lo cual es fundamental para poder calcular σ_v , que tal vez sea uno

de los componentes más importantes del MEM. Se puede calcular con la ecuación 60.

$$\sigma_v = \sum \rho_{bulk} g \Delta Z$$

Ecuación 60: Definición del esfuerzo de sobrecarga a partir de la densidad (Tomado de Zoback, 2007)

Registro sísmico

Usando la velocidad de onda compresional se puede calcular la densidad de la formación para luego llevarla a la ecuación 60 y también calcular σ_v usando este registro. La ecuación 61, desarrollada por (Gardner, 1974 en Mitchell, 2006), es la más usada.

$$\rho_{bulk} = cV_c^d$$

Ecuación 61: Correlación de Gardner para densidad (Tomado de Mitchell, 2006)

Con V_c en ft/seg y las constantes a y b se obtienen de la tabla 18, según el tipo de litología.

Litología	c	d	Condiciones (V_c)
Lutitas	1.75	0.265	1.5-5.0 km/seg
Areniscas	1.66	0.261	1.5-6.0 km/seg
Calizas	1.50	0.225	3.5-6.4 km/seg
Dolomitas	2.19	0.252	4.5-7.1 km/seg

Tabla 6: Constante empíricas de la correlación de Gardner (Tomado de Mitchell, 2006)

Registro de porosidad

Con este registro también es posible conocer la densidad de la formación, para posteriormente conocer σ_v . Teniendo en cuenta el volumen de arcilla, se usa la ecuación 62.

$$\rho_{bulk} = (1 - \Phi - V_{shale})\rho_{matriz} + V_{shale}\rho_{bulk,shale} + \Phi\rho_{mud}$$

Ecuación 62: Relación de la densidad con la porosidad y el volumen de lutitas (Tomado de Camargo, 2005)

Algunos valores sugeridos en (Camargo, 2005) para las densidades de las matrices son los mostrados en la tabla 7.

Litología	ρ_{matriz} [gr/cc]
Arenisca	2.65
Calizas	2.71
Dolomitas	2.87
Lutitas	2.2-2.65

Tabla 7: ρ_{matriz} de algunas litologías (Tomado de Camargo, 2005)

En los anexos se describe cómo calcular el volumen de lutitas.

4.1.3.2 Mediciones directas

Básicamente se hacen sobre los recortes de perforación. Su precisión depende de que tan bien se asocien los recortes con la profundidad de la que provienen, ya que estos se mezclan durante su recorrido a superficie.

4.1.4. Esfuerzo horizontal menor

No es tan fácil de calcular como σ_v , pero tiene la ventaja de que se puede medir directamente, por lo que se pueden obtener valores muy acertados. De igual manera hay modelos analíticos que ofrecen resultados aceptables.

4.1.4.1 Registros de pozo

Algunas correlaciones se han desarrollado para calcular este parámetro. La de Breckels y Van Eekelen simplemente depende Z , sin embargo tiene poca aplicación a cuencas con alta actividad tectónica. Y por otro lado están las correlaciones basadas en el modelo USM .

$\sigma_h =$	Comentarios	Autor
$0.197Z^{1.145} + 0.46(P_p - P_p^{normal})$	Para $Z < 11500\text{ft}$ Recomendado para zonas normalmente estresadas	Breckels y Van Eekelen (1982)
$1.167 - 4596 + 0.46(P_p - P_p^{normal})$	Para $Z > 11500\text{ft}$ Recomendada en zonas normalmente estresadas	Breckels y Van Eekelen (1982)
$0.3(\sigma_v - P_p) + P_p$	-	Hubbert y Williams (1957)

$k(\sigma_v - P_p) + P_p$	k debe ser calibrado	Mathews y Kelly (1967)
$\frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p) + P_p$	-	Eaton (1969)

Tabla 8: Correlaciones para Calcular σ_h (Tomado de [Zoback, 2007](#))

4.1.4.2 Mediciones directas

Se hacen con aquellas pruebas que fracturen la formación. Entre estas pruebas están las de integridad (*FIT*, *LOT* y *XLOT*), fracturamientos hidráulicos, MiniFrac y *SRT* (Step Rate Test). Además eventos durante la perforación como pérdidas de circulación o balonamiento, también pueden ser indicadores de que se ha fracturado la formación.

Las pruebas *XLOT* tienen la ventaja adicional que permiten medir T_o debido a que la diferencia entre una etapa de refracturamiento y otra es el vencimiento de dicha resistencia, como lo muestra la figura [26](#).

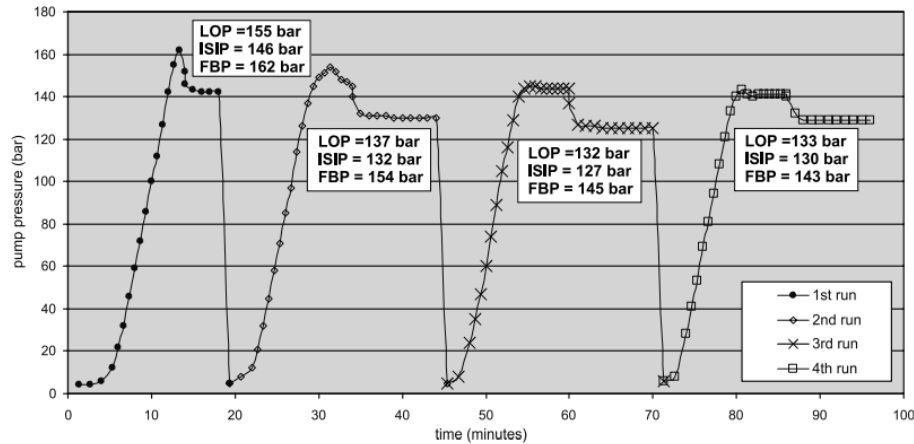


Figura 26: Ejemplo de *XLOT* de 4 ciclos (Tomado de [White et al., 2002](#))

4.1.4.3 Modelo de deformación tectónica

Como se mencionaba el modelo *USM* inicialmente presentado por Eaton es muy ideal, pues desprecia efectos tectónicos y considera los esfuerzos horizontales iguales, sin embargo definió unas bases muy importantes que después se fueron mejorando. (Higgins, 2008 en [Rezaee, 2015](#)), basado en lo que planteó Eaton, presento la ecuación [63](#) que tiene en cuenta el esfuerzo tectónico. Sin embargo en este modelo es indispensable,

alguna de las mediciones directas descritas, ya que mediante calibraciones es que se hallan los coeficientes ε_H y ε_h .

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - P_p) + \frac{E_{sta}}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E_{sta}\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_H + P_p$$

Ecuación 63: Modelo de deformación tectónica para calcular σ_h (Tomado de Rezaee, 2015)

4.1.5. Esfuerzo horizontal mayor

Es el esfuerzo más difícil de calcular, pues no se puede medir directamente; además de ser el único parámetro del MEM que no es posible calcularlo con solo registros eléctricos o acústicos (a menos de que sea igual a σ_h), porque los métodos requieren mediciones directas de σ_h ya sea de una prueba LOT o fallas tensionales durante la perforación para hacer calibraciones. También se puede medir con base en fallas compresionales.

4.1.5.1 Registros de pozo

Como se mencionaba, no se puede medir directamente con registros eléctricos o acústicos. Con base en registros solo se puede calcular σ_h y asumir que σ_H es igual, lo cual es una aproximación que solo aplica para cuencas normalmente estresadas.

La correlación de Mathews-Kelly puede ser usada, sin embargo el parámetro k debe ser calibrado con alguna de las mediciones que se describe más adelante, de tal manera que se involucre el efecto del tectonismo.

4.1.5.2 Modelo de Kirsch y criterios de falla

En este caso se aplican el caso inverso a lo planteado para calcular P_{wc} , pues cuando ocurre una falla durante la perforación se conoce a que P_w ocurrió, y si se conocen los demás parámetros y esfuerzos, es posible conocer σ_H .

Fallas tensionales

De los análisis de mecanismos de fallas tensionales (ver figura 85) se sabe que la fractura hidráulica se da cuando el esfuerzo tangencial es el menor y del criterio de falla se dice que una vez que el menor esfuerzo alcance la resistencia a la tensión es que se produce la falla. De igual manera se ha planteado que la fractura se propaga en la dirección del esfuerzo perpendicular mayor, es decir, en $\theta = 0$. Teniendo en cuenta todo

esto el esfuerzo tangencial menor en el momento de la falla se expresa como la ecuación 64 (combinando las ecuaciones 11 y 26)

$$\sigma_{\theta, \min} = T_o = 3\sigma_y - \sigma_x - P_w - P_p$$

Ecuación 64: Esfuerzo tangencial crítico para falla tensional (Tomado de Zoback et al., 2003)

Si se toma que la falla ocurre en una sección vertical del pozo, se puede calcular σ_H según la ecuación 65.

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_w - P_p - T_o$$

Ecuación 65: Esfuerzo horizontal mayor a partir de fallas tensionales en un pozo vertical (Tomado de Zoback et al., 2003)

En caso de ocurrir en una sección desviada, se debe hacer uso del modelo FEQM, que es el que define el rango de valores entre los que puede estar σ_H .

Fallas compresionales

(Barton y Zoback, 1988 en Zoback et al., 2003) establecieron que la apertura máxima del breakout está dada por un equilibrio entre la cohesión y el esfuerzo que causa la falla, es decir, el tangencial. En este caso el ángulo que se mide es respecto al punto máxima abertura, como se observaba en la figura 20. Si se aplica esto a la ecuación 26 se obtiene la ecuación 66.

$$UCS = \sigma_{\theta} = \sigma_x + \sigma_y - P_w - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta_b$$

Ecuación 66: Equilibrio de falla compresional (Tomado de Zoback et al., 2003)

Si se toma que la falla ocurre en una sección vertical del pozo, se puede calcular σ_H según la ecuación 67.

$$\sigma_H = \frac{UCS + P_w + P_p - \sigma_h(1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b}$$

Ecuación 67: Esfuerzo horizontal mayor a partir de fallas compresionales en pozos verticales (Tomado de Zoback et al., 2003)

La medición del ancho de breakout se puede hacer con un registro de imagen o calliper. Al igual que en fallas tensionales, si el fallo es en una sección desviada, es necesario incluir el modelo *FEQM*.

4.1.5.3 Modelo de Equilibrio Friccional

El *FEQM* puede servir para delimitar el rango en el que están los esfuerzos horizontales, en especial, σ_H . Debido a que los rangos que arroja el polígono de esfuerzos para cada régimen son muy amplios, la utilidad de este método radica en las delimitaciones que se le realicen con las observaciones de fallas en las paredes del pozo. Si las fallas ocurren en pozos verticales se pueden usar las ecuaciones 65 y 67, sin embargo con este modelo también es posible evaluar fallas en pozos desviados según los algoritmos descritos en las figuras 27 y 28.

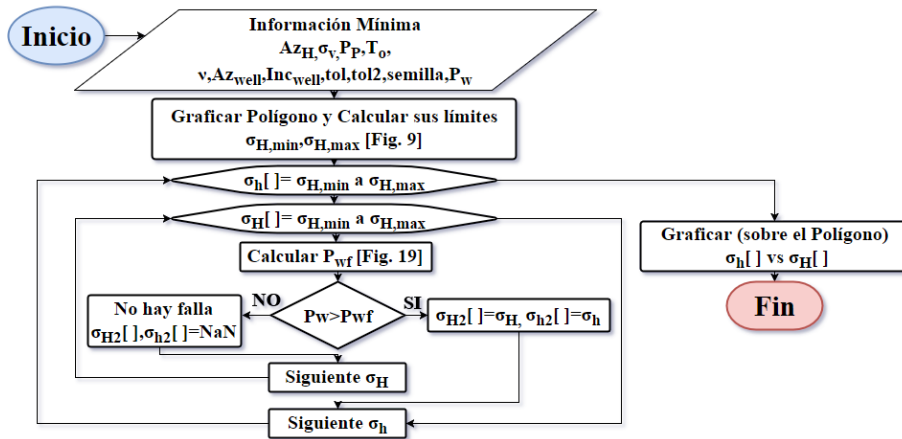


Figura 27: Algoritmo para calcular σ_H a partir de fallas tensionales en un pozo desviado (Autor)

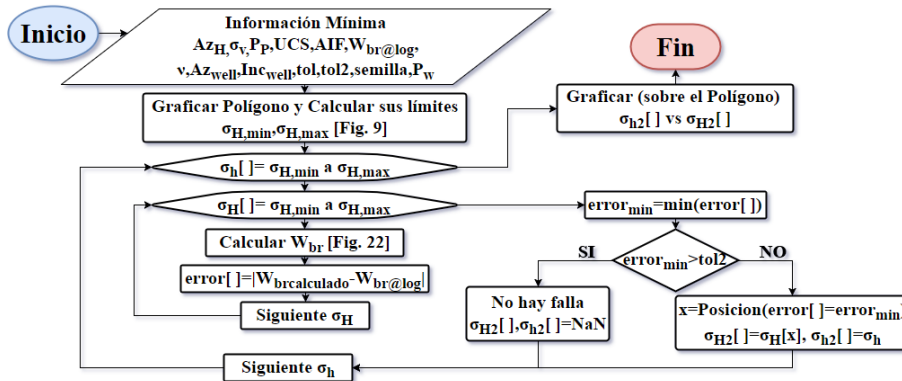


Figura 28: Algoritmo para calcular σ_H a partir de fallas compresionales en un pozo desviado (Autor)

La figura 29 muestra un ejemplo, en la que se definen las líneas de fallas tensionales y compresionales, posteriormente se define el intervalo en que se observaron las fallas en el pozo y así poder delimitar σ_H . En el ejemplo se observa también que una prueba LOT realizada está dentro del rango, por lo que en ese caso la delimitación fue muy acertada.

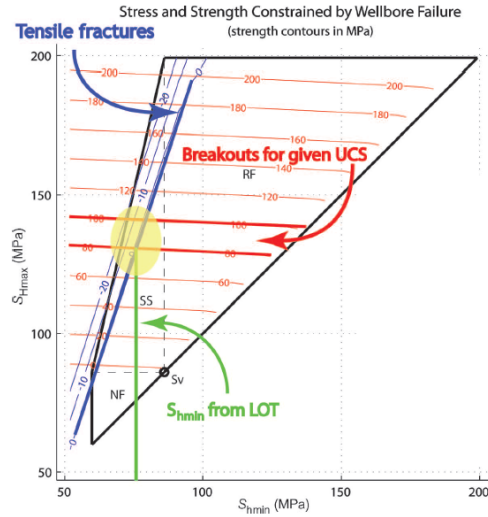


Figura 29: Ejemplo de σ_H y σ_h delimitado con FEQM (Tomado de Moos et al., 2009)

4.1.5.4 Método de inversión

También está basado en el modelo de Kirsch, fue desarrollado por Aadnoy (1988) y sirve para calcular los dos esfuerzos horizontales a partir de ecuaciones de fallas tensionales. A pesar de que sirve para calcular ambos esfuerzos horizontales, σ_H es el que más interesa conocer. Debido a que la demostración del método es un tanto extensa, a continuación se muestra la síntesis de lo planteado por el autor, sin embargo para más detalle se recomienda leer el artículo original.

El autor parte de la ecuación 64, que es la que describe las fallas tensionales. Luego combina esta ecuación con las transformaciones de ejes para pozos desviados y normaliza respecto a σ_v , ya que es un esfuerzo que comúnmente se conoce. Luego plantea el sistema de ecuaciones, mostrado en la ecuación 68, en la que se tienen dos incógnitas, σ_h y σ_H , por lo que con dos o más ecuaciones es posible resolverlo. Las ecuaciones pueden ser planteadas con datos de fallas tensionales.

$$[P'] = [A] [\sigma] \quad (a)$$

$$[\sigma], [A], [P'] = \begin{bmatrix} \sigma_H/\sigma_v \\ \sigma_h/\sigma_v \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \\ \dots & \dots \\ a_i & b_i \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_1' \\ P_2' \\ \dots \\ P_i' \end{bmatrix} \quad (b)$$

Ecuación 68: Sistema de ecuaciones del método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Según plantea el autor, los términos a_i, b_i y P_i dependerán si $\sigma_x > \sigma_y$ o viceversa. Las ecuaciones 69 definen los componentes de las matrices para $\sigma_x > \sigma_y$.

$$a_i = 3 \sin^2 (Az_{well,i} - \theta) - \cos^2 (Az_{well,i} - \theta) \cos^2 Inc_{well,i} \quad (a)$$

$$b_i = 3 \cos^2 (Az_{well,i} - \theta) - \sin^2 (Az_{well,i} - \theta) \cos^2 Inc_{well,i} \quad (b)$$

$$P_i' = \frac{P_{wfi} + P_{pi}}{\sigma_{vi}} + \sin^2 Inc_{well,i} \quad (c)$$

Ecuación 69: Parámetros del método de inversión para $\sigma_x > \sigma_y$ (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Para $\sigma_x < \sigma_y$ se usan las ecuaciones 70.

$$a_i = 3 \cos^2 (Az_{well,i} - \theta) \cos^2 Inc_{well,i} - \sin^2 (\alpha_{well,i} - \theta) \quad (a)$$

$$b_i = 3 \sin^2 (Az_{well,i} - \theta) \cos^2 Inc_{well,i} - \cos^2 (Az_{well,i} - \theta) \quad (b)$$

$$P_i' = \frac{P_{wfi} + P_{pi}}{\sigma_{vi}} - 3 \sin^2 Inc_{well,i} \quad (c)$$

Ecuación 70: Parámetros del método de inversión para $\sigma_x < \sigma_y$ (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Para resolver el sistema de ecuaciones el autor propone el método de mínimos cuadrados, que se plantea en la ecuación 71.

$$[e] = [A] [\sigma] - [P'] \quad (a)$$

$$e^2 = [e]^T [e] \quad (b)$$

Ecuación 71: Mínimos cuadrados para el método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

Finalmente, el autor plantea que el error se puede disminuir si la ecuación 71 se deriva respecto a $[\sigma]$ e igualado a cero. De esto se obtiene la ecuación 72, que es la ecuación que se debe resolver para obtener los esfuerzos horizontales.

$$[\sigma] = \{[A]^T [A]\}^{-1} [A]^T [P']$$

Ecuación 72: Mínimos cuadrados para el método de inversión (Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011)

El autor en su artículo describe brevemente el procedimiento, para lo cual se hizo el algoritmo de la figura 30 que muestra el procedimiento sugerido para aplicar este método.

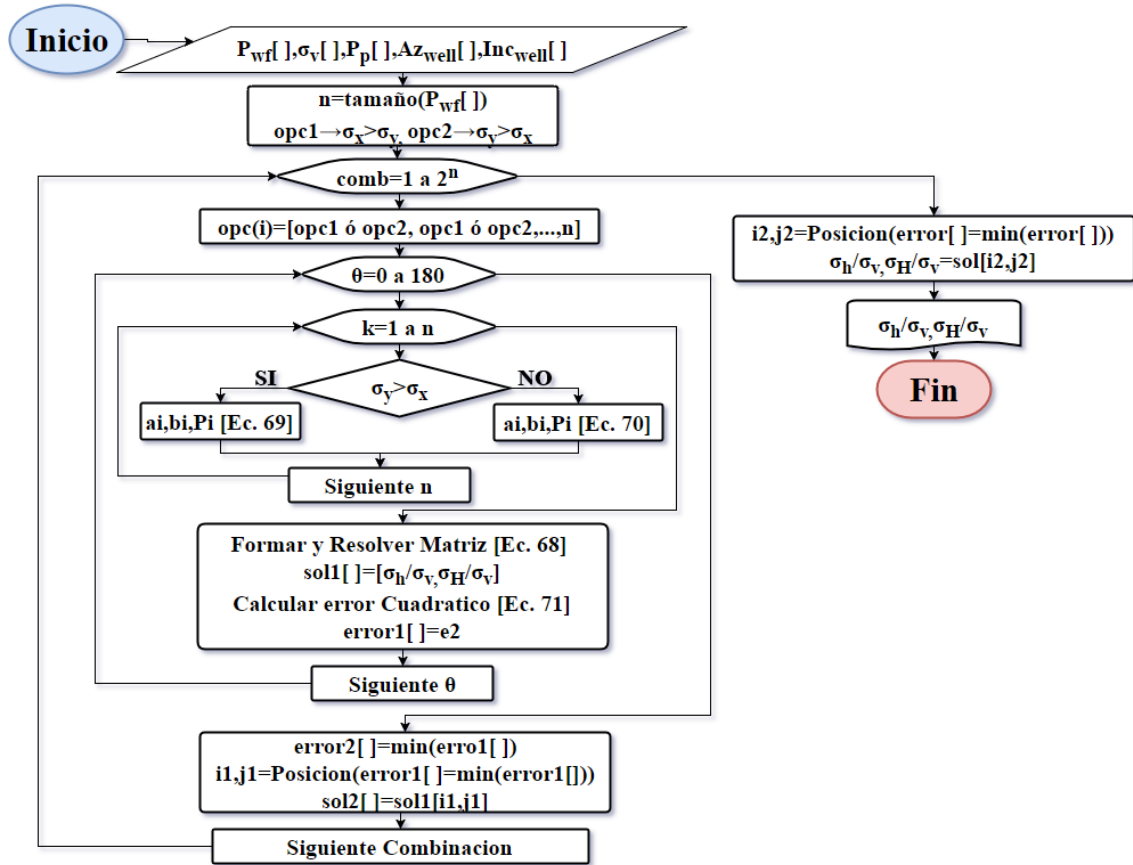


Figura 30: Algoritmo para aplicar el método de inversión (Autor)

4.1.5.5 Modelo de deformación tectónica

Según lo dicho para σ_h , (Higgins, 2008 en Rezaee, 2015) también desarrollo la ecuación 73 que sirve para calcular σ_H .

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - P_p) + \frac{E_{sta}}{1 - \nu^2} \varepsilon_H + \frac{E_{sta}\nu}{1 - \nu^2} \varepsilon_h + P_p$$

Ecuación 73: Modelo de deformación tectónica para calcular σ_H (Tomado de Rezaee, 2015)

Luego de calibrar los coeficientes de deformación tectónica de σ_h con las pruebas LOT, se usan los mismos en esta ecuación.

4.1.6. Dirección de esfuerzos horizontales

Tan importante como la magnitud de los esfuerzos horizontales, es la dirección, pues esta es la base para la correcta orientación de pozos direccionales y de operaciones de fracturamiento hidráulico. Este aspecto tiene la gran ventaja de que se puede medir de manera directa por medio de registros de imagen y calliper, permitiendo obtener valores muy precisos. De manera alterna se cuenta con el WSM, que no garantiza precisión pero si puede servir para tener un primer indicio.

4.1.6.1 Registros de imagen

Después del sónico, es tal vez el registro más importante para geomecánica ya que la observación directa de las paredes del pozo da muchos indicios de los problemas que hay, y en estos registros se puede ver con mucha facilidad inconvenientes como los breakouts o fracturas (inducidas o naturales). Y es que conocer la dirección de los esfuerzos es tan importante como conocer su magnitud, ya que marca la orientación de los problemas mencionados.

Algunos de los registros mas usados son: FMI (Fullbore Formation Microimager), OBMI (Oil-Base Microimager) y UBI (Ultrasonic Borehole Imager).

Interpretación

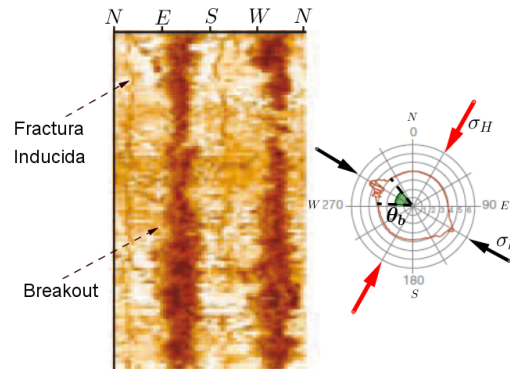


Figura 31: Breakout y fractura vista en un UBI (Tomado de [Zoback et al., 2003](#))

Lo primero que se debe tener en cuenta para interpretar un registro de imagen y asociarlo con un breakout o fractura, es que estos al estar asociados con los esfuerzos horizontales se verán separados diametralmente, es decir, las fallas se verán separadas entre sí 180° , esto es muy importante ya que estos dos problemas no son los únicos que se pueden observar. Ahora bien para diferenciar breakout de fracturas, la interpretación radica en el tamaño pues los breakout son mucho más anchos y se ven como una gran mancha oscura vertical por el contrario las fracturas se ven como una delgada línea vertical oscura, esto se aprecia mejor en la figura [31](#), en la que se puede ver claramente el breakout (y por consiguiente σ_h) y que está ubicado aproximadamente en un azimuth de 120° ; la fractura si no es tan clara pero alcanzan a apreciarse que se ubican aproximadamente a 30° , es decir, tiene 90° de diferencia con el breakout lo que tiene sentido pues los esfuerzos horizontales están ubicados de manera perpendicular.

Fallas en pozos desviados

Las fallas están alineados con los esfuerzos horizontales únicamente en los pozos verticales, por lo que hacer este tipo de mediciones en las secciones verticales es importante. Sin embargo dando información de la dirección del pozo y del lugar de la circunferencia del pozo donde ocurrió, es posible determinar la dirección de los esfuerzos horizontales, según el algoritmo de la figura [32](#). Para el caso de fallas compresionales no es necesario especificar W_{br} ya que este parámetro está definido es por σ_H , en este caso solo interesa la dirección.

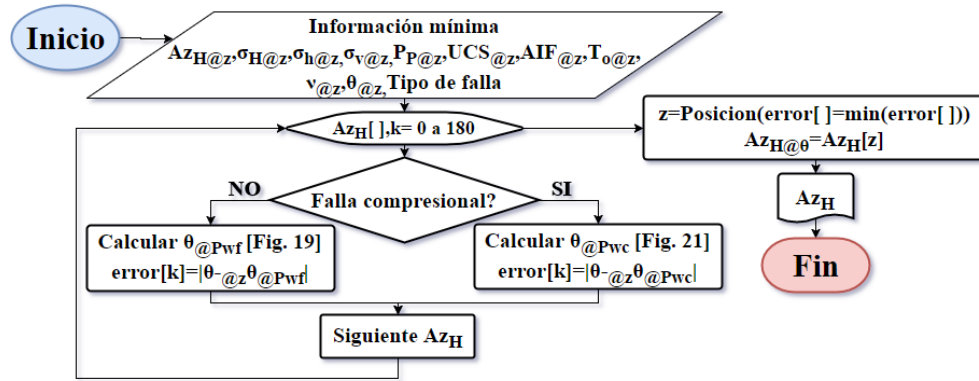


Figura 32: Algoritmo para obtener Az_H en pozos desviados (Autor)

4.1.6.2 Registro calliper

Puede ser usado para identificar breakout o como un registro complementario al de imagen. Mide el grado de calibración de las paredes del pozo, y con base en esto se puede identificar zonas donde las paredes están anchas o angostas, y combinado con el registro de imagen poder inferir problemas asociados a inestabilidad del pozo. Ya que las fracturas no afectan la forma de las paredes, no se pueden ver en este registro.

Interpretación

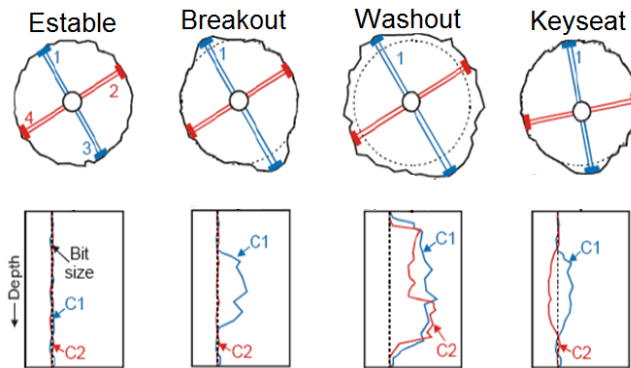


Figura 33: Relación calliper y estado del pozo (Tomado de [Abija et al., 2016](#))

En estas interpretaciones hay que tener cuidado de no confundir breakouts con otros problemas del hoyo como keyseat o washout que no están relacionados con los esfuerzos in-situ, y cualquier medición de dirección sobre ellos sería errónea. La figura 33 muestra cómo interpretar los diferentes estados y problemas del pozo con base en el calliper, donde se puede ver como el breakout se ubica 180° entre si, los washout se ubican

de manera irregular por todo el pozo y el keyset por su lado solo afecta una fracción específica.

4.1.6.3 Mapa Mundial de Esfuerzos (*WSM*)

El World Stress Map es un proyecto que fue iniciado por (Mary Zoback, 1986 en [WSM](#), 2016) que cuenta con el apoyo de varias compañías, universidades y organizaciones investigativas. Su principal objetivo es brindar información a los interesados para comprender mejor los esfuerzos de la corteza terrestre, todo esto basado en la compilación de información relacionada a esfuerzos regionales de varias partes del mundo. La mayoría de datos suministrados por el mapa proviene de análisis de sismos (mecanismos focales) y de operaciones de perforación y/o fracturamiento.

Interpretación

Para geomecánica su principal aplicación es para determinar las direcciones de los esfuerzos horizontales y además los regímenes de esfuerzos de una zona determinada. Sin embargo son aproximaciones (y muy seguramente requieran calibración) ya que estas medidas son regionales y es muy común encontrar que cambian con la profundidad por lo que siempre debe buscarse basar las medidas en los registros de imagen y calliper; sin embargo puede ser un muy buen estimativo para iniciar el modelo.

Para sus convenciones (ver figura 34) es importante conocer que la orientación de cada línea está relacionada con la dirección de σ_H , y los colores indican los regímenes, siendo rojo para normal, verde para rumbo deslizante, azul para inverso y negro para desconocido. Las líneas oscuras continuas indican los límites de las placas tectónicas. El símbolo en el intermedio de la línea indica la manera en que fue obtenida la información de ese punto, entre las que esta medidas de breakout en pozos y fracturas hidráulicas.

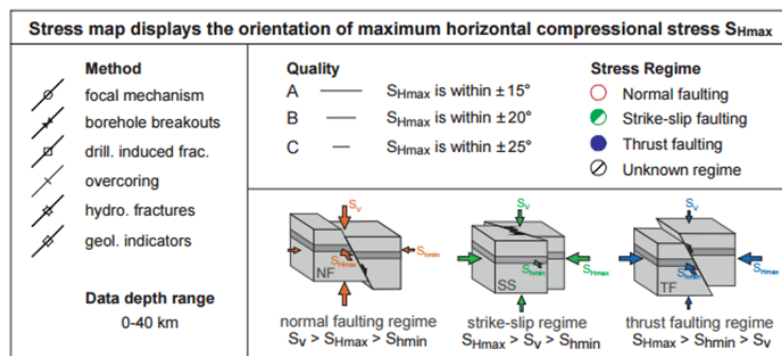


Figura 34: Convenciones del WSM (Tomado de [WSM](#), 2016)

La figura 35 muestra que la densidad de información en Colombia no es tan elevada pero si lo suficiente como para caracterizar aquellas cuencas o zonas productoras más complejas que son las que están cerca a las cordilleras.

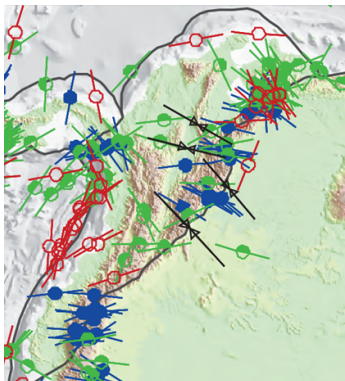


Figura 35: WSM enfocado en Colombia (Tomado de WSM, 2016)

4.2. Calibraciones del MEM

En este aspecto se busca que el modelo teórico describa las mediciones directas de los parámetros; esto se debe a que los modelos analíticos y correlaciones empíricas funcionan en condiciones muy específicas, y generalmente en la práctica hay muchos factores que alteran esas condiciones, por lo que se hace necesario hacer ajustes con mediciones directas de los parámetros para que el modelo describa lo mejor posible la realidad.

Debido a que varias de las ecuaciones usadas tienen coeficientes sujetos a calibración, justamente lo que se hace es modificar dichos coeficientes hasta que coincidan con la medición obtenida. La tabla 9 muestra las fuentes de medición directa y los parámetros de las correlaciones que están sujeta a calibración.

Parametro	Medición Directa	Modificaciones para Calibrar
Propiedades Mecánicas	Ensayos de Laboratorio (Uniaxial, Triaxial, Brasileiro)	Términos a y b de las correlaciones (ver tablas 1, 3, 4, 5 y ecuación 54)
P_p	Influjos, Pruebas RFT, Pruebas DST	Exponente de la ecuación de Eaton (ver ecuación 59)
σ_v	Densidad de los Recortes	Coefficiente y Exponente de la Ecuación de Gardner (ver ecuación 61)

σ_h	Pruebas de Integridad (<i>FIT</i> , <i>LOT</i> , <i>XLOT</i>), Pruebas de Fracturamiento (Fracturamiento Hidráulico, Minifrac, <i>SRT</i>), Eventos Durante la Perforación (Perdidas de Circulación, Balonamiento)	[1]Coeficiente k de la correlación de Mathews - Kelly (ver tabla 8), [2]Coeficientes ε_H y ε_h del Modelo Tectónico (ver ecuación 63)
σ_H	No se puede medir directamente. A partir de fallas tensionales y compresionales, se pueden obtener aproximaciones usando el modelo de Kirsch o el método de inversión. Con el modelo <i>FEQM</i> se puede delimitar, los rangos son pequeños si se complementa con lo anterior.	[1]Coeficiente k de la correlación de Mathews - Kelly (diferente al de σ_h , ver tabla 8), [2]Coeficientes ε_H y ε_h del Modelo Tectónico (igual al de σ_h , ver ecuación 73)
Az_H	Se mide directamente con registros eléctricos o acústicos. Aunque con el <i>WSM</i> se pueden tener indicios.	Ninguna

Tabla 9: Calibración del MEM obtenido por registros (Autor)

Aquellas ecuaciones que no tienen coeficientes sujetos a calibraciones (que no se mencionan en la tabla anterior) lo que se puede hacer es agregarles un factor de corrección.

4.3. Uso del MEM para analizar la estabilidad del pozo

Una vez que la caracterización geomecánica ha sido desarrollada, es decir, que se han cuantificado la magnitud y dirección de los esfuerzos principales, se ha descrito P_p y las propiedades de la roca, es posible predecir la estabilidad del pozo. Para esto se pueden generar varios diagramas, que ilustran de forma gráfica y cuantitativa la condición de estabilidad del pozo y las fallas que se pueden presentar. Hay 2 tipos de diagramas: extendidos y puntuales. Los primeros se hacen para el rango de profundidad de interés y es el que se usa durante la operación de perforación ya que da el rango superior e inferior de los pesos de lodo, sin embargo para generar este diagrama se debe definir como dato de entrada la dirección del pozo, y para eso es necesario hacer análisis a profundidades puntuales.

4.3.1. Diagramas extendidos (ventana operacional)

La ventana operacional se define como el rango de pesos de lodos en los cuales las paredes tienen un grado de estabilidad óptimo. Como muestra la figura 36 tiene 3

componentes principales: P_{wc} , P_p y P_{wf} , todos estos componentes se pueden describir con el modelo geomecánico. Los 2 primeros representan el límite inferior, y lo ideal es no estar por abajo de ninguno de los 2, ya que pueden haber zonas donde se diseñe con P_{wc} para evitar derrumbes y otras con P_p para evitar influjos como la figura lo muestra. El límite superior de la ventana viene dado por P_{wf} con el que se puede evitar los eventos de pérdida de circulación.

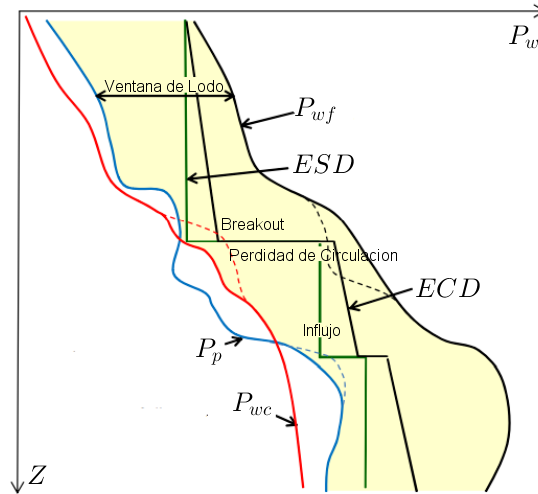


Figura 36: Esquema de ventana operacional extendida (Tomado de Wessling, 2012)

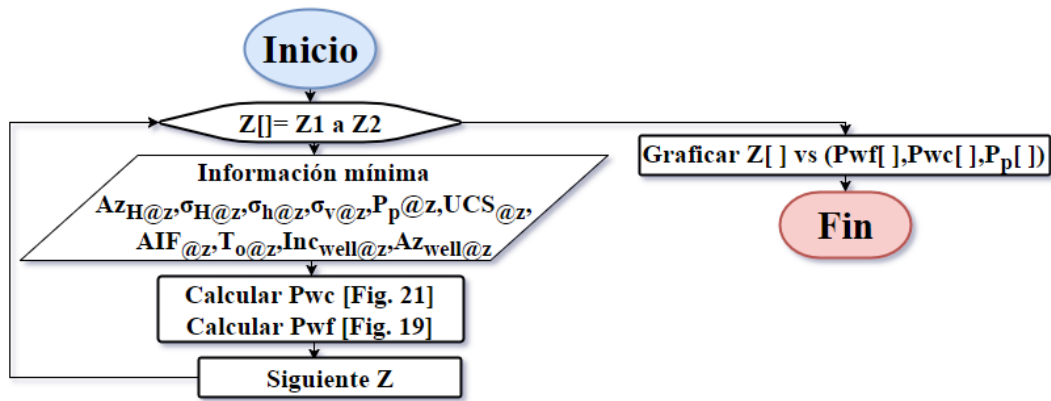


Figura 37: Algoritmo para generar el diagrama de ventana operacional extendida (Autor)

En la figura 36 se aprecia que en el rango de profundidad esquematizado siempre hay ventana de lodo, sin embargo en la realidad pueden darse situaciones en las que $P_{wf} < P_{wc}$, es decir, no importa que peso de lodo se tenga habrán fallas en la pared. Las predicciones sirven precisamente para alertar de que hay secciones en las

que inevitablemente se presentaran fallas y se debe estar preparados para controlar perdidas de circulación con LCM y/o mejorar la capacidad de arrastre del lodo con los derrumbes.

El algoritmo de la figura 37 muestra cómo generar la ventana operacional extendida a partir de los algoritmos sugeridos para P_{wc} y P_{wf} . P_p será un parámetro que se genera durante la construcción del MEM.

4.3.1.1 Uso para diseño de revestimientos

La figura 36 también muestra cómo puede usarse la ventana operacional para ubicar la profundidad de los zapatos. Pues a medida que se perfora se va a necesitar más pesos de lodo para que la pared no se derrumbe o no haya un influjo indeseado, sin embargo no se puede aumentar mucho ya que donde esta sentado el último zapato se asume que posee el menor gradiente de fractura, por eso se hace necesario sentar un revestimiento que permite ir aumentando gradualmente el peso del lodo sin tener los problemas mencionados.

Se debe tener en cuenta que cuanto menos profundo el margen es mayor y hay más seguridad, sin embargo sería necesario sentar muchos revestimiento y esto no es practico; por otro lado usar una sección demasiada larga haría un margen de peso de lodo para esa sección muy angosto y cualquier inconveniente que modifique nuestro peso de lodo provocaría fracturas o colapso del pozo. Lo ideal es buscar trabajar con el menor número de revestimientos posibles y con márgenes de peso aceptables.

4.3.2. Diagramas puntuales

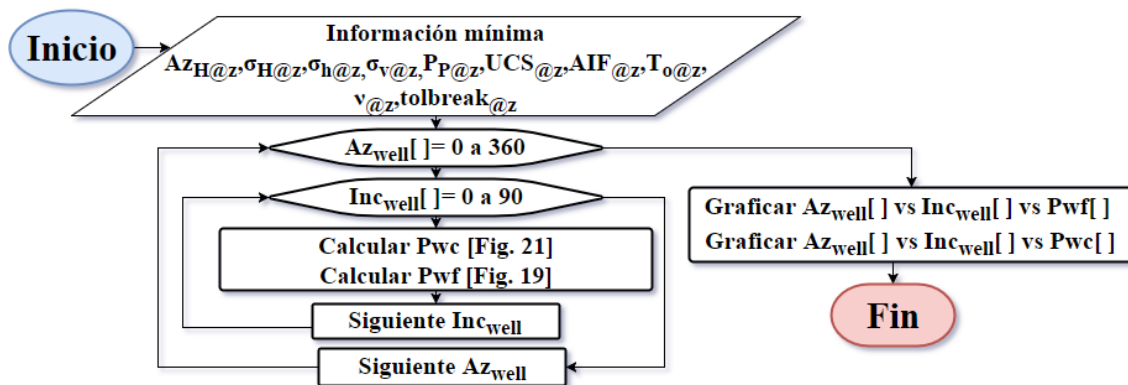


Figura 38: Algoritmo para generar el diagrama polar (Autor)

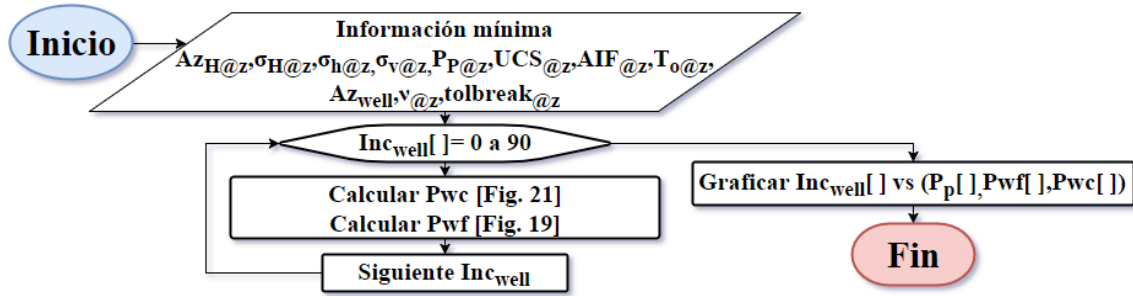


Figura 39: Algoritmo para generar el diagrama de ventana operacional puntual (Autor)

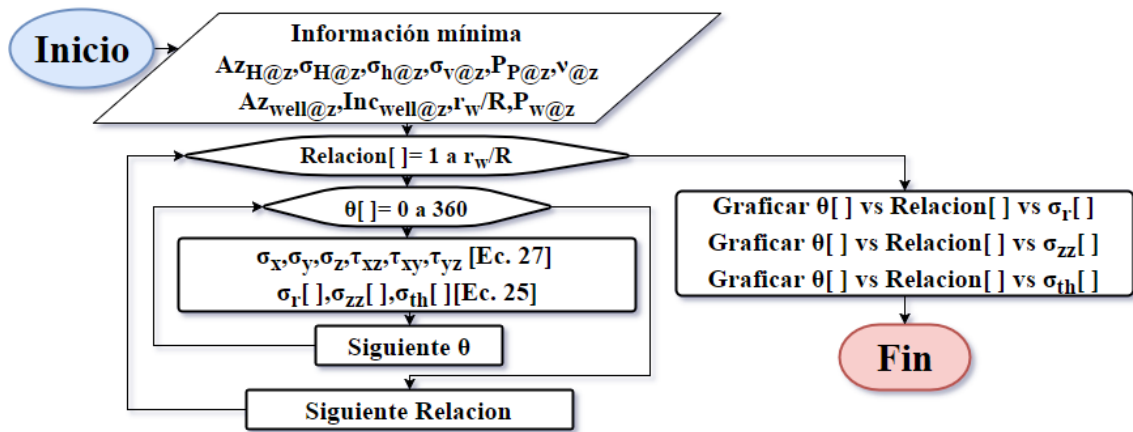


Figura 40: Algoritmo para generar el diagrama de pozo (Autor)

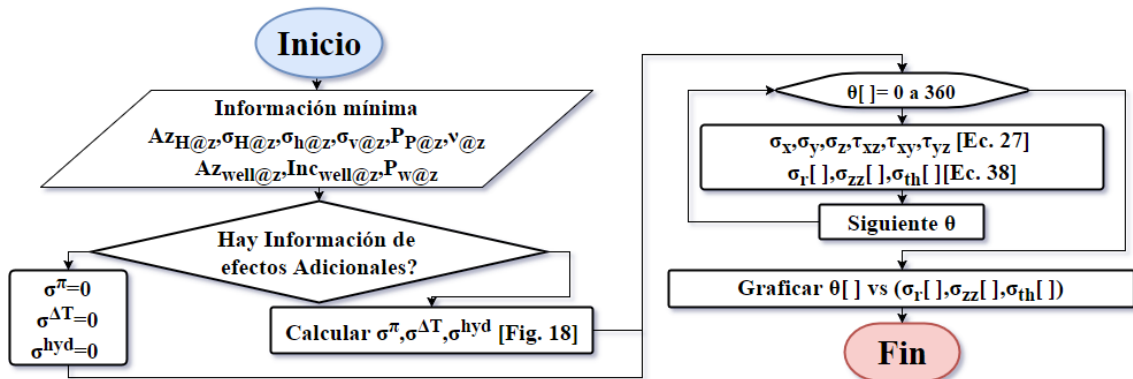


Figura 41: Algoritmo para generar el diagrama cartesiano de esfuerzos (Autor)

Las figuras 38, 39, 40 y 41 muestran los algoritmos que se deben programar para generar estos diagramas. Al desarrollarlos es posible ver la concentración de los esfuerzos en el pozo, establecer el tipo de falla que se formará, conocer el ancho de las fallas

compresionales y evaluar las presiones críticas en todas las posibles direcciones del pozo.

4.4. Análisis en tiempo real

El diseño del modelo para iniciar la perforación es solo el primer paso, pues también es muy importante durante la perforación estar monitoreando todos los indicios que muestren posibles problemas durante la perforación. Entre los más usados son el análisis de recortes y la información proveniente de los *LWD* y *MWD*. Es muy importante analizarlos ya que permiten tomar acciones inmediatas.

4.4.1. *LWD*

Permite ir observando en tiempo real la variación de las propiedades mecánicas de las formaciones que se van atravesando, ya que pueden tener registros sísmicos, de densidad, rayos gamma e incluso las herramientas mas avanzadas pueden generar imágenes microresistivas similares a las del *FMI* (como la *RAB* - Resistivity at Bit). Puede ser una buena fuente de calibración del modelo inicialmente realizado.

4.4.2. Derrumbes

Es el mejor indicador de las fallas compresionales. Entre los aspectos más importantes son el aumento del volumen de los recortes, la litología y sobre todo la morfología de estos, pues la forma de los recortes (ver figura 42) que se obtienen en las zarandas puede ser indicio en tiempo real del estado de las paredes del pozo. Con el análisis de estos se puede identificar las formaciones más problemáticas y los mecanismos de falla de las paredes (Bradford et al., 2000).

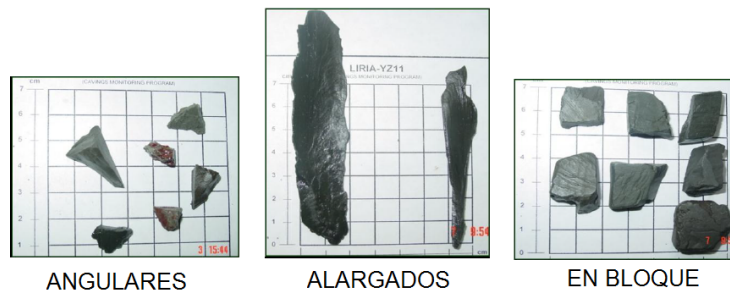


Figura 42: Morfología de cavings en falla compresional (Tomado de Mateus et al., 2012)

- **Angulares:** Son el principal indicio de breakout en la mayoría de formaciones. La recomendación es incrementar el peso del lodo.
- **En Bloque:** Son indicadores de planos de debilidad, aunque también se pueden presentar en zonas con fallas o formaciones naturalmente fracturadas. La principal acción a tomar es cambiar la dirección de perforación, tratando de buscar ángulos perpendiculares al plano débil.
- **Alargados:** Es el característico cuando se da breakout en formaciones laminadas, como lutitas. Como en los angulares se recomienda incrementar el peso de lodo.

El aumento de la tasa y la litología de recortes también deben ser tenidos en cuenta.

4.4.3. Pérdidas de circulación

Como ya se mencionaba, es el principal problema e indicador de las fallas tensionales. Su monitoreo es con base en los volúmenes de retornos que se obtiene en los tanques, que pueden bajar considerablemente según la gravedad de la fractura. Las recomendaciones son bajar el peso de lodo, bajar la tasa de bombeo (para bajar el ECD) y bombear un viscosificante (polímero) o un controlador de perdidas (cascarilla de nuez o arroz, aserrín, caliza triturada, entre otros) que sellen la zona afectada. En este aspecto deben descartarse otras causas como fracturas por surgencia durante los viajes de tubería o formaciones muy permeables (cavernosas, poco consolidadas o naturalmente fracturadas), para esto último la columna estratigráfica de las zonas a atravesar puede permitir tener indicios.

4.4.4. Influjos

Puede ser el indicador de pesos de lodo muy bajos o muy altos, y es tal vez la peor de las manifestaciones ya que si este tiene asociado gas puede generar explosiones y significar un potencial peligro por pérdidas materiales o humanas. Entre las razones de un influjo están las bajas presiones ejercidas por la columna de lodo, ya sea por baja densidad (que seguramente fue precedido de fallas compresionales) o por que la columna ha bajado debido una pérdida de circulación (generada por una falla tensional). También puede deberse a una zona sobrepresionada. Deben descartarse otras posibilidades como suabeo durante los viajes de tubería.

5. Programa desarrollado y validación de algoritmos propuestos

5.1. Programa desarrollado

Teniendo en cuenta que el modelo geomecánico puede tener muchos datos de entrada (una columna de registro puede tener miles de datos) y por otro lado para desarrollar los diagramas de ventana operacional son necesarios muchas iteraciones y métodos numéricos, para poder aplicar la metodología descrita, es indispensable contar con un software que facilite los cálculos. Se describe a continuación el programa desarrollado en el entorno MATLAB®.

El programa cuenta con 4 ventanas principales:

5.1.1. Ventana inicial

Es la que permite escoger entre lo que se quiere calcular, según muestra la figura 43. Lo normal sería inicialmente desarrollar o calibrar el modelo geomecánico, pero si ya se tiene, se puede acceder directamente a los módulos de estabilidad de pozos.

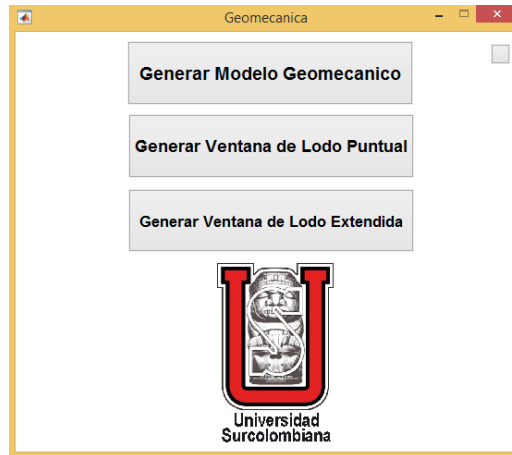


Figura 43: Ventana inicial del programa desarrollado (Autor)

5.1.2. Ventana para generar el MEM

En esta ventana (ver figura 44) es donde podemos realizar los cálculos del estado de esfuerzos y las propiedades mecánicas, y hacer las correspondientes calibraciones.

The screenshot shows the 'Generar Modelo Geomecanico' application window. It features a yellow title bar and a main interface with multiple data entry and calculation sections. The 'DATOS DE ENTRADA' section includes tables for 'Registros' (field and lab measurements) and 'Mediciones Directas (LOT, DST...) Para Calibrar'. The 'CALCULOS DEL MEM' section contains tables for 'Estado de Esfuerzos' and 'Propiedades Mecánicas'. The 'CONDICIONES Y METODOS DE CALCULOS' section has several 'Comparar' buttons and calibration input fields. The 'METODOS ALTERNATIVOS PARA Sh y SH' section includes 'Poligono' and 'Inversion' buttons. A 'Calcular' button is located in the center-right area.

Figura 44: Ventana del programa para generar el MEM (Autor)

Aquí se definen 3 divisiones importantes:

Datos de entrada

Como se describió en la metodología, el modelo geomecánico se construye con base en registros eléctricos y acústicos, y pruebas de campo y de laboratorio. En ese apartado podemos cargar los registros de densidad, sónico (compresional y de corte), resistividad, rayos gamma y porosidad neutrónica. Los registros mínimos de entrada son el de densidad y sónico compresional, con el primero es posible calcular la porosidad y con el otro el sónico de corte, y con estos datos es posible generar casi todo el modelo, sin embargo para mayor precisión es recomendable incluir los otros registros mencionados.

Únicamente con los registros se pueden generar curvas continuas muy acertadas de las propiedades mecánicas y del esfuerzo de sobrecarga, pero para el caso de esfuerzos horizontales y presión de poro, es importante contar con datos de pruebas de campo como LOT o DST para realizar las calibraciones.

El programa fue desarrollado para que los datos de entrada sean leídos de un archivo de excel guardado en la ruta 'C:\temp\Modelo Geomecanico.xlsx'.

Para el caso de los registros deben ser guardados en una hoja que llame 'Registros' y tener el orden de la figura [45](#).

	A	B	C	D	E	F	G
1	Z(ft)	RHOB (gr/cc)	Vc (us/ft)	Vs (us/ft)	Resist (ohm/m)	GR (API)	NPHI (%)
2	236.5	2.16	77		485.21	34.89	49.01

Figura 45: Orden de la hoja de Excel para importar registros (Autor)

Las pruebas de campo y laboratorio se deben guardar en la hoja 'Pruebas' y tener el orden que muestra la imagen 46.

	A	B	C	D	E
1	Z(ft)	Sh	SH	Pp	UCS
2	950	800	1413.72	493.14	0

Figura 46: Orden de la hoja de Excel para importar datos experimentales (Autor)

Condiciones de cálculos y ajustes

Acá se reportan los cálculos realizados según las condiciones que se especifiquen; las condiciones básicamente dependen del tipo de roca a evaluar y los registros que se hallan suministrado; además esta opción permite generar las gráficas, que son fundamentales para hacer los ajustes en función de los esfuerzos horizontales y presión de poro.

Metodos alternativos para σ_h y σ_H

The screenshot shows a software window titled 'poligono'. Inside, there is a section 'DATOS DE ENTRADA' with input fields for 'FEMQ' (1.1), σ_v (0.5), P_p (0.6), and μ . An 'Importar' button is next to these fields. Below, there are two tables: 'Fallas Tensiles' with columns P_w and T_o , and 'Fallas Compresionales' with columns P_w , UCS, and w_b . Both tables have 4 rows. At the bottom, there is a 'Generar Poligono' button.

Figura 47: Ventana del programa para generar el polígono de esfuerzos (Autor)

Abre la ventana para hacer cálculos con el modelo FEQM y la técnica de inversión que se describieron en la metodología.

Para el caso del modelo FEQM la ventana que se abre es la que muestra la figura 47.

En donde con sólo P_p , σ_v y μ es posible generar el polígono, sin embargo, es indispensable contar con datos para delimitarlo. La información a importar debe estar en la hoja 'Polígono' del mismo archivo de los anteriores. El orden de los datos es el de la figura 48.

	A	B	C	D	E
1	TENSIONAL		COMPRESIONAL		
2	Pw	To	Pw	UCS	wb
3	0.55	0	0.55	4	0

Figura 48: Orden de la hoja de Excel para importar fallas observadas (Autor)

La ventana de la técnica de inversión tiene la de la figura 49.

Figura 49: Ventana del programa para aplicar el método de inversión (Autor)

En este caso los datos de entrada se guardan en la hoja 'Inversión' y debe tener el orden de la figura 50.

	A	B	C	D	E	F
1	#	Pwf	Po	Sv	Inc	Az
2	1	1.86	1.03	1.89	2	116

Figura 50: Orden de la hoja de Excel para importar datos necesarios para el método de inversión (Autor)

5.1.3. Ventana de estabilidad de pozos puntual

Acá podemos hacer los cálculos para conocer los pesos de lodo y direcciones más adecuadas con base en la información calculada con el modelo geomecánico, para una profundidad dada. La ventana del programa es la mostrada en la figura 51.

Generar Ventana de Lodo Puntual

DATOS DE ENTRADA (del modelo geomecanico y pozo)

Estado de Esfuerzos	Propiedades Mecanicas	Condiciones del Pozo
σ_H [psi]	Poisson [-]	P_{mud} [psi]
σ_h [psi]	T_o [psi]	Inclination [°]
σ_v [psi]	A_{IF} [°]	Azimut [°]
P_p [psi]	UCS [psi]	10000 h [ft]
Azimut SH [°]		

CONDICIONES DE CALCULO

Tipo de Calculo o Grafico	Problema a Evaluar	Criterio Falla Compresional
Polar	Tensionales	Mohr-Coulomb

EFECTOS ADICIONALES

Termicos	Anisotropia	Quimicos	Hidraulico
☐ Incluir Efecto	☐ Incluir Efecto	☐ Incluir Efecto	Pared Permeable
T_{form}	A_{IFw} [°]	Ash [-]	
T_{mud} [°F]	$UCSw$ [psi]	A_{mud} [-]	
	w_{dip} [°]		
	w_{strike} [°]		

Perfil de T

Figura 51: Ventana del programa para generar gráficos de estabilidad puntuales (Autor)

Datos de entrada

En este caso los datos de entrada se pueden introducir de forma manual o también se pueden importar.

Condiciones de cálculos y efectos adicionales

En las condiciones de cálculo básicamente se puede elegir el tipo de diagrama que se quiere generar y algunos diagramas, es necesario especificar si se quiere evaluar tensión o compresión, y para el caso de compresión es necesario definir el criterio de falla.

5.1.4. Ventana de estabilidad de pozos extendida

Luego de hacer análisis en profundidades puntuales, se pueden definir las mejores direcciones. Definiendo esto, es posible generar la ventana para el rango de profundidades deseada. La ventana del programa es la mostrada en la figura 52.

Generar Ventana de Lodo Extendida

DATOS DE ENTRADA (del modelo geomecanico y pozo)

Modelo Geomecanico

	Z [ft]	Sv [psi]	Sh [psi]	SH [psi]	Pp [psi]	UCS [p...]	To [psi]	AIF [°]	Poisson [-]	Az. SH [°]	Tform [°F]	Tmud [°F]
1												
2												
3												
4												

Sentamiento de Zapatos (diseñar despues de conocer la ventana de lodo)

	Pw	Z1	Z2
1			
2			
3			
4			

EFECTOS ADICIONALES

Condiciones del Pozo: 0 Inclination Pozo, 0 Azimut Pozo

Criterio de Falla Compresional: Mohr-Coulomb

Termicos: ☐ Incluir Efecto

Anisotropia: ☐ Incluir Efecto

Quimicos: ☐ Incluir Efecto

Hidraulico: Pared Permeable

VENTANA DE LODO ☒ Graficar

	Z [ft]	Pp [psi]	Pwc [psi]	Pwf [psi]
1				
2				
3				
4				

Calcular

Figura 52: Ventana del programa para generar gráficos de estabilidad extendidos (Autor)

Datos de entrada

Los datos de entrada serán principalmente los del modelo geomecánico. Se pueden importar desde un archivo de excel guardado en 'C:\temp\Ventana de Lodo.xlsx'. En una hoja llamada 'Modelo Geomecanico' la información debe estar guardada según lo mostrado en la figura 53.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Z [ft]	Sv [psi]	Sh [psi]	SH [psi]	Pp [psi]	UCS [psi]	To [psi]	AIF [°]	Poisson	Az. SH [°]
2	3000	20.1334712	14.3815659	19.0461141	7.46413338	41.5580723	3.46317269	53.999	0.28523944	137

Figura 53: Orden de la hoja de Excel para importar el MEM (Autor)

Otro dato importante de entrada que se debe definir, es la dirección y azimut del pozo.

Condiciones y efectos adicionales

Acá se debe definir el criterio de falla compresional y es posible habilitar los efectos que ya se han mencionado, siempre y cuando se cuente con la información.

5.2. Validaciones

Para poder comprobar la aplicabilidad del modelo es necesario hacer validaciones, lo ideal sería llevarlo a un caso real y ver con que precisión describen las fallas de los pozos, desafortunadamente no se cuenta con esa información, por lo que se debió recurrir a ejercicios de la literatura.

De los componentes de la metodología lo que tiene mayor grado de incertidumbre son los algoritmos que requieren procesos iterativos y métodos numéricos, pues la parte de correlaciones o ecuaciones explícitas ya sea de propiedades mecánicas, esfuerzos o presión de poro son relativamente sencillos de evaluar.

En las comparaciones que se harán en ningún caso los autores especifican el método usado, generalmente aluden a que lo hicieron con algún programa propio, por lo que los pasos intermedios (como método numérico usado) no pueden ser comparados, por lo que solo es posible comparar respecto a los resultados finales.

5.2.1. Falla tensional

Ejercicio tomado de [Zoback, 2007](#) donde se evalúan la presión crítica de fractura para los tres posibles regímenes de esfuerzo. Los datos de entrada: $T_o = 0$ MPa, $\sigma_v = 70$ MPa, $P_p = 32$ MPa, $\alpha_H \cong 70^\circ$. Para el ejercicio 1, $\sigma_H = 55$ MPa y $\sigma_h = 45$ MPa, para el ejercicio 2, $\sigma_H = 105$ MPa y $\sigma_h = 55$ MPa y para el ejercicio 3 $\sigma_H = 145$ MPa y $\sigma_h = 125$ MPa. Las figuras [54](#) y [55](#) muestra los resultados obtenidos por Zoback y el programa desarrollado, respectivamente.

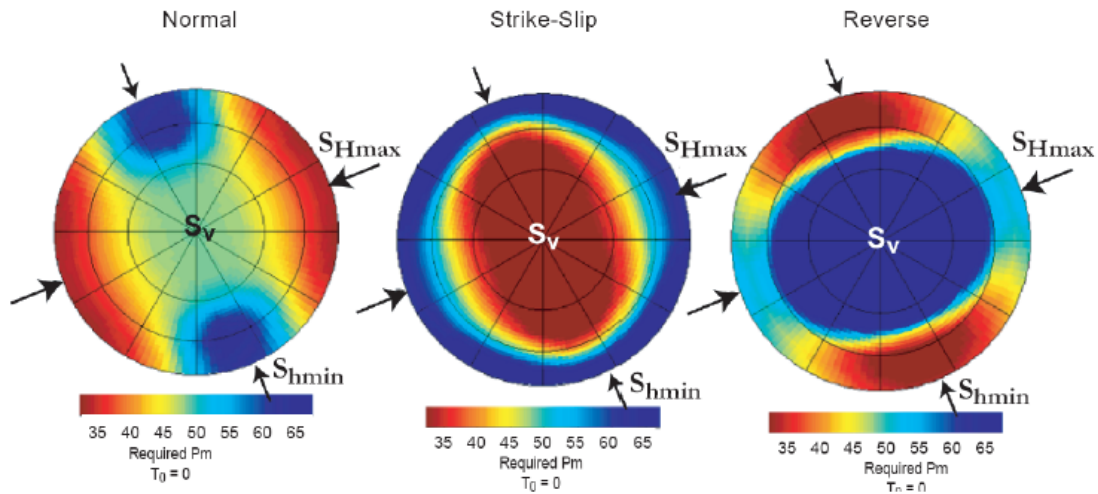


Figura 54: Diagramas polares tensionales del ejercicio (Tomado de [Zoback, 2007](#))

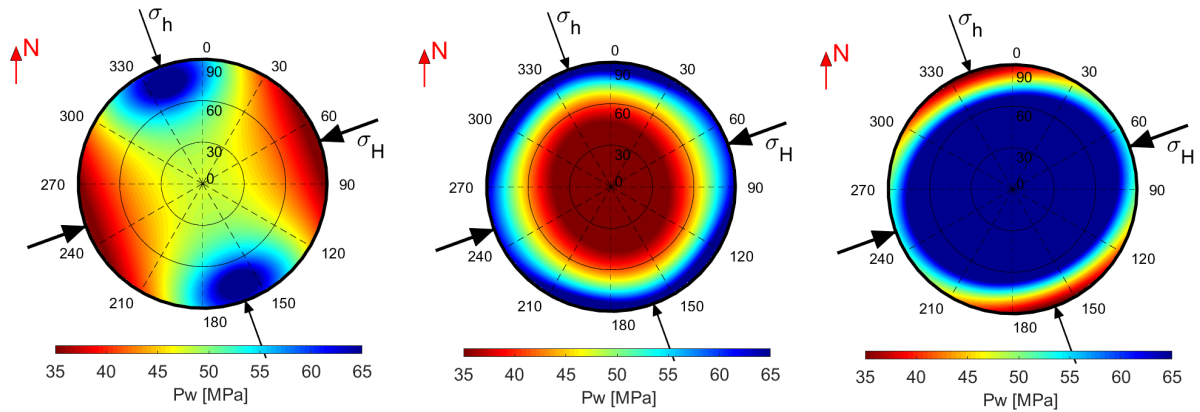


Figura 55: Diagramas polares tensionales obtenidos en el programa desarrollado (Autor)

Comparación

Para el caso de la ventana de pesos de lodos, no es posible hacer comparaciones ya que Zoback lo que hizo fue unificar los rangos, dejándolo 35-65 MPa en los 3 casos, es por esto que en el diagrama de régimen rumbo-deslizante e inverso existen grandes zonas de tonalidad azul oscuro, es decir, esos valores están muy por encima del rango fijado por Zoback, sin embargo es la mejor manera para comparar los regímenes.

En el programa desarrollado se hizo lo mismo por lo que las diferencias respecto al método propuesto radicarán en el tamaño de las regiones de las direcciones más óptimas. La tabla 10 muestra las comparaciones respecto a las regiones de direcciones más óptimas que es lo que finalmente interesa al momento de aplicarlo.

Caso	Mejor Azimut y Dirección [Zoback]	Mejor Azimut y Dirección (Autor)
Normal	Azimut de σ_h y desviaciones entre 45-90	Azimut de σ_h y desviaciones entre 60-90
Rumbo Deslizante	Cualquier azimut con inclinaciones entre 60-90	Cualquier azimut con inclinaciones entre 70-90
Inverso	Cualquier azimut con inclinaciones entre 0-60	Cualquier azimut con inclinaciones entre 0-70

Tabla 10: Comparación de resultados en el ejercicio de fallas tensionales (Autor)

La tabla anterior muestra que el algoritmo desarrollado puede generar buenas descripciones de fallas tensionales.

5.2.2. Falla compresional

5.2.2.1 Diagrama polar

Ejercicio tomado de Aadnoy et al., 2009. Los datos de entrada: $UCS = 10$ ppg, $AFI = 25^\circ$, $\nu = 0.25$, $\alpha_H = 45^\circ$, $\sigma_v = 18$ ppg, $\sigma_h = 14$ ppg, $P_p = 10$ ppg, criterio de Mohr-Coulomb. Para el ejercicio 1, $\sigma_H = 14.5$ ppg y para el ejercicio 2 $\sigma_H = 17$ ppg. Las figuras 56 y 57 muestra los resultados obtenidos por Aadnoy y el programa desarrollado, respectivamente.

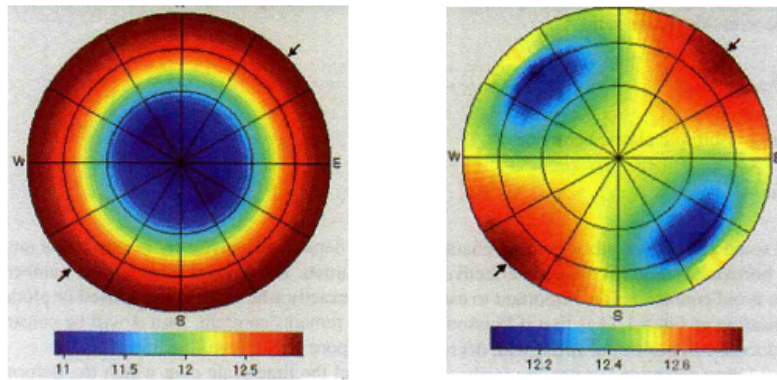


Figura 56: Diagramas polares compresionales del ejercicio (Tomado de Aadnoy et al., 2009)

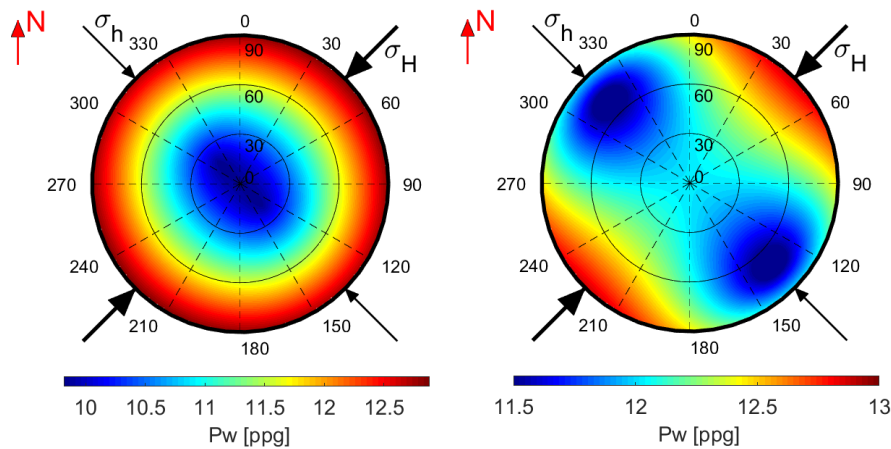


Figura 57: Diagramas polares compresionales obtenidos en el programa desarrollado (Autor)

Comparación

Se puede observar que las regiones de zonas seguras son muy similares en ambos casos. Por otro lado en este caso sí es posible comparar los rangos ya que el autor no los fijó a diferencia del ejercicio de falla tensional. La tabla 11 hace las comparaciones y calcula el error.

Caso	Limites [Aadnoy]	Limites (Autor)	Error
$\sigma_h \approx \sigma_H$	11-13ppg	9.9-13ppg	Inferior(11 %), Superior(0 %)
$\sigma_h > \sigma_H$	12-13ppg	11.5-13	Inferior(4.2 %), Superior(0 %)

Tabla 11: Comparación de resultados en el ejercicio de diagramas polares compresionales (Autor)

Con base en estas comparaciones se concluye que el algoritmo propuesto tiene una precisión aceptable.

5.2.2.2 Ventana puntual

Ejercicio tomado de [Khaksar et al., 2013]. Los datos de entrada: $UCS = 17.15$ MPa, $AFI = 40^\circ$, $\nu = 0.31$, $\alpha_H = 0^\circ$, $\sigma_v = 80$ MPa, $\sigma_H = 60$ MPa, $\sigma_h = 58$ MPa, $P_p = 34.5$ MPa. En este ejercicio el objetivo es comparar los criterios de falla. El criterio de Tresca no se tuvo en cuenta ya que es poco usado. Las figuras 58 y 59 muestra los resultados obtenidos por Khaksar y el programa desarrollado, respectivamente.

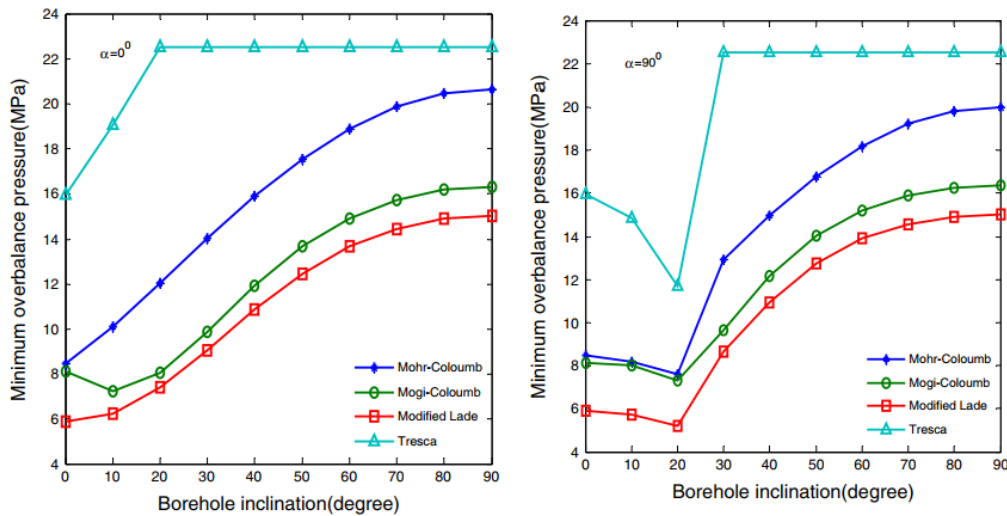


Figura 58: Diagrama de ventana puntual del ejercicio (Tomado de [Khaksar et al., 2013])

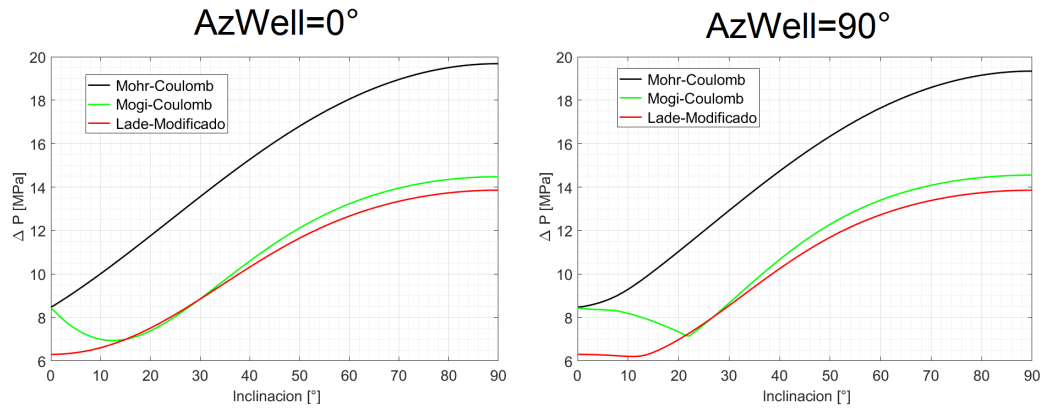


Figura 59: Diagrama de ventana puntual obtenida en el programa desarrollado (Autor)

Comparación

En la tabla [12](#) se reportan los rangos de la ventana, es decir, los valores para pozo vertical y horizontal y se hacen las comparaciones. Se harán sólo para $Az=0$ ya que, como la diferencia entre los esfuerzos horizontales es mínima, no hay mucha diferencia entre los valores de un azimut y otro.

Criterio	Limites [Khaksar]	Limites (Autor)	Error
Mohr-Coulomb	8-20.5	8.5-19.5	Inferior(6.25 %), Superior(4.87 %)
Mogi-Coulomb	8-16	8.5-14.5	Inferior(6.25 %), Superior(9.37 %)
Lade Modificado	6-15	6.2-14	Inferior(3.33 %), Superior(6.66 %)

Tabla 12: Comparación de resultados en el ejercicio de ventanas puntuales compresionales (Autor)

En el caso de las tendencias, en términos generales el algoritmo y ecuaciones propuestas hacen buenas descripciones.

5.2.3. Ventana operacional extendida

Teniendo en cuenta que el cálculo principal de esta ventana es la evaluación de los 2 algoritmos anteriores, si se define una buena descripción de ellos es de esperarse que la ventana extendida también presente buenos resultados. Por lo que al validar los algoritmos de las fallas tensionales y compresionales también se estaría validando este algoritmo.

5.2.4. Ecuación de Kirsch

Pozo vertical

Ejercicio tomado de [Zoback, 2007](#). Los datos de entrada: $\alpha_H = 90^\circ$, $\sigma_v = 88.2$ MPa, $\sigma_h = 51.5$ MPa, $P_p = 31.5$ MPa, $\nu = 0.25$. Las figuras [60](#) y [61](#) muestra los resultados obtenidos por Zoback y el programa desarrollado (se evaluó hasta $R/r_w = 1.8$), respectivamente.

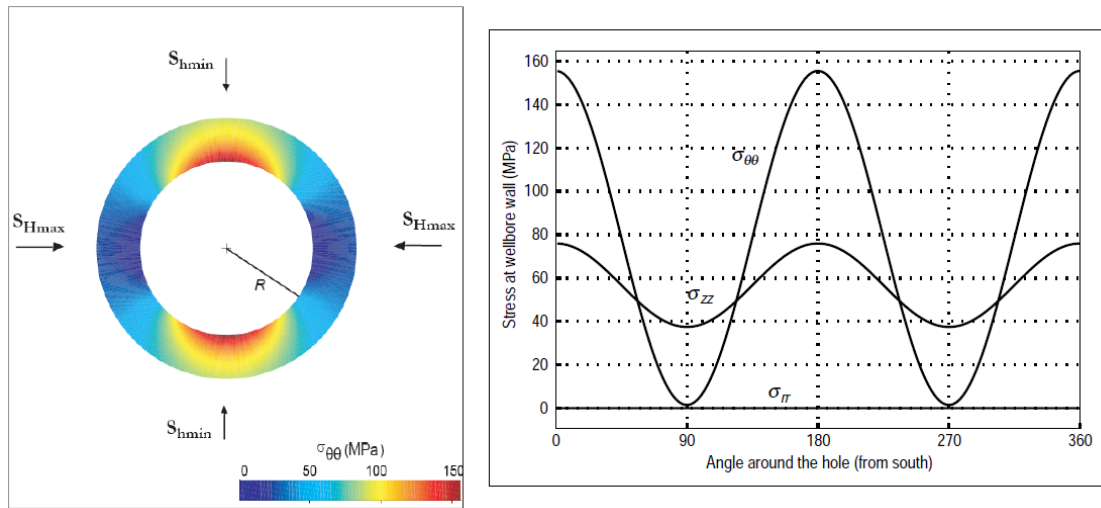


Figura 60: Diagramas cartesiano y de pozo del ejercicio (Tomado de [Zoback, 2007](#))

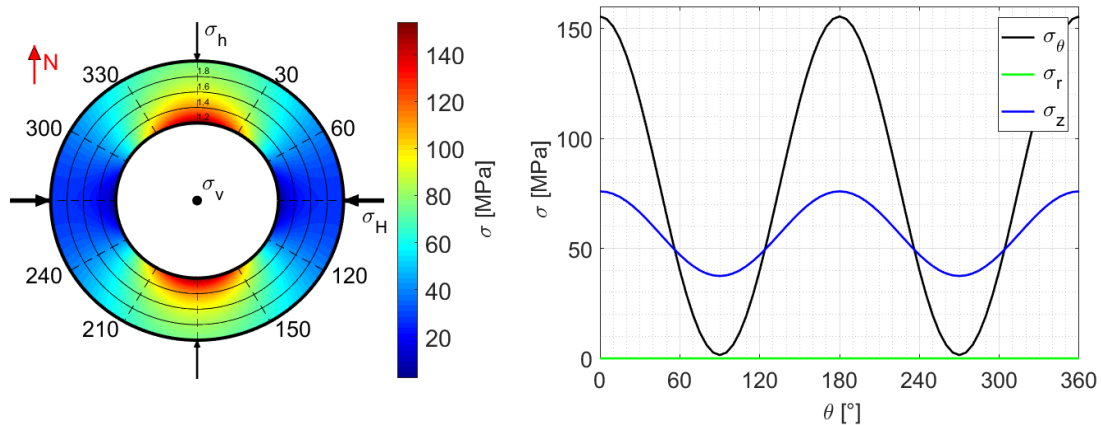


Figura 61: Diagramas cartesiano y de pozo obtenidos en el programa desarrollado (Autor)

Se puede observar que el software programado arroja los mismos resultados descritos por el ejercicio tanto en el diagrama de pozo como en el cartesiano.

Pozo desviado

El ejercicio anterior era para pozo vertical que no tiene mayor inconveniente, sin embargo, la ecuación de Kirsch puede servir para conocer el lugar donde ocurren las fallas para un pozo desviado, para lo cual es necesario aplicar las transformaciones de ejes.

De [Zoback, 2007](#) se tomó el ejercicio de la figura [62](#), en donde solo especificaba las direcciones del pozo y σ_H , que para efectos de evaluar dirección de fallas son los únicos datos necesarios.

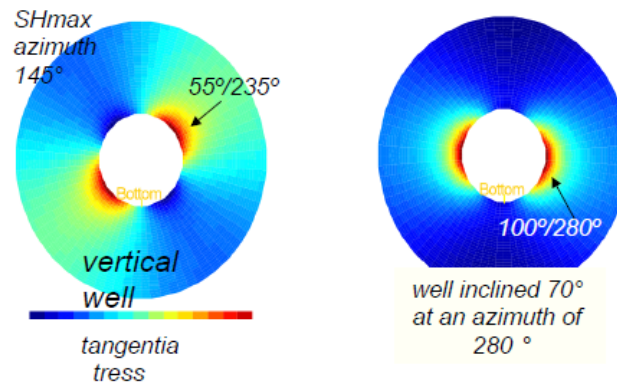


Figura 62: Influencia de la desviación en el diagrama de pozo (Tomado de [Zoback, 2007](#))

Como solo se especificaron las direcciones, se tomaron los mismos datos del primer ejercicio. La figura [63](#) muestra el resultado obtenido en el programa desarrollado.

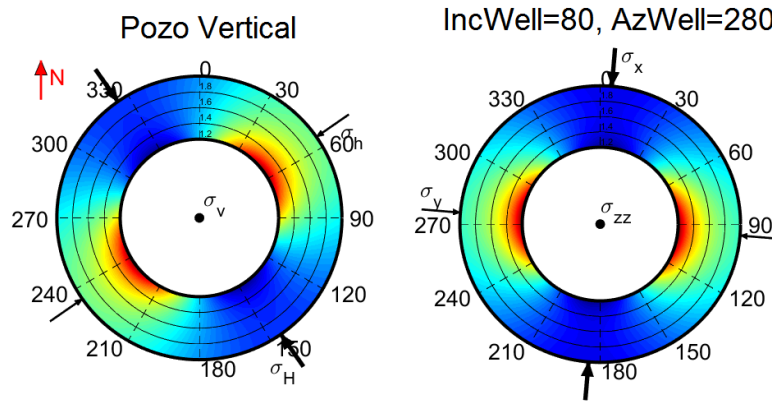


Figura 63: Influencia de la desviación en el diagrama de pozo obtenido en el programa desarrollado (Autor)

El lugar donde ocurre la falla es igual respecto al resultado mostrado por Zoback. Por otro lado se observa que la concentración de esfuerzos, y por consiguiente el lugar donde iniciaran las fallas, en el pozo desviado ocurren casi que en lados opuestos respecto a un pozo vertical.

5.2.5. Método de inversión

Ejercicio tomado de Aadnoy y Rogaland, 1988. Los datos de las pruebas, esfuerzos y profundidades se muestran en la tabla 13.

Data Set:	Well No:	D(m):	P_{wf}^* :	P_{fm}^* :	σ_o^* :	$\gamma(^{\circ})$:	$\varphi(^{\circ})^{**}$:
1	2	1022	1.86	1.03	1.89	2	116
2	5	1028	1.95	1.03	1.89	0	357
3	1	1947	1.97	1.70	1.99	22	245
4	1	2914	2.00	1.62	2.05	17	229
5	5	3032	1.80	1.61	2.06	33	191

Tabla 13: Datos del ejercicio (Tomado de Aadnoy y Rogaland, 1988)

Las tablas 14 y 15 muestra los resultados obtenidos por Aadnoy y el programa desarrollado, respectivamente.

Run:	Wells:	Data sets:	σ_{T1}/σ_o :	σ_{T2}/σ_o :	σ_{T1}/σ_{T2} :	$\beta(^{\circ})$:	e^2 :
1	1,2	1,3,4	1.05	0.85	1.24	106	.000001
2	1,5	3,4,5	1.02	0.86	1.19	112	.005893
3	1,5	2,3,4,5	0.88	0.85	1.04	106	.039464
4	1,2,5	1,2,3	1.07	0.86	1.24	105	.000003
5	1,2,5	1,2,3,4,5	1.01	0.84	1.20	112	.010668
6	2,5	1,2,5	0.91	0.77	1.18	144	.000017

Tabla 14: Resultados aplicando el método de inversión (Tomado de Aadnoy y Rogaland, 1988)

Z	Dataset	σ_H/σ_v	Error	σ_h/σ_v	Error
1000-3000	1,3,4	1.0524	0.22 %	0.8525	0.29 %
2000-3000	3,4,5	0.9604	5.88 %	0.8752	1.76 %
1000-3000	2,3,4,5	1.0480	20.10 %	0.8516	0.18 %
1000-2000	1,2,3	1.0661	0.36 %	0.8544	0.65 %
1000-3000	1,2,3,4,5	1.0483	3.79 %	0.8515	1.36 %
1000-3000	1,2,5	0.8399	7.71 %	0.7897	2.55 %

Tabla 15: Resultados y comparación aplicando el método de inversión obtenidos en el programa desarrollado (Autor)

En la mayoría de conjunto de datos los errores son aceptables.

5.2.6. Polígono de esfuerzos

Ejercicio tomado de [Zoback, 2007]. Los datos de entrada: $\alpha_H = 100^\circ$, $\sigma_v = 55.1$ MPa, $P_p = 42.9$ MPa, $\mu = 0.6$, $Az_{well} = 280^\circ$, $Inc_{well} = 36^\circ$, $\nu = 0.2$, $AIF = 45^\circ$, $\Delta T = -26^\circ C$, $E = 1.9e04$ MPa, $\alpha_T = 2.4e - 06^\circ C^{-1}$, Criterio de Mohr-Coulomb. Las figuras [64] y [65] muestra los resultados obtenidos por Zoback y el programa desarrollado, respectivamente.

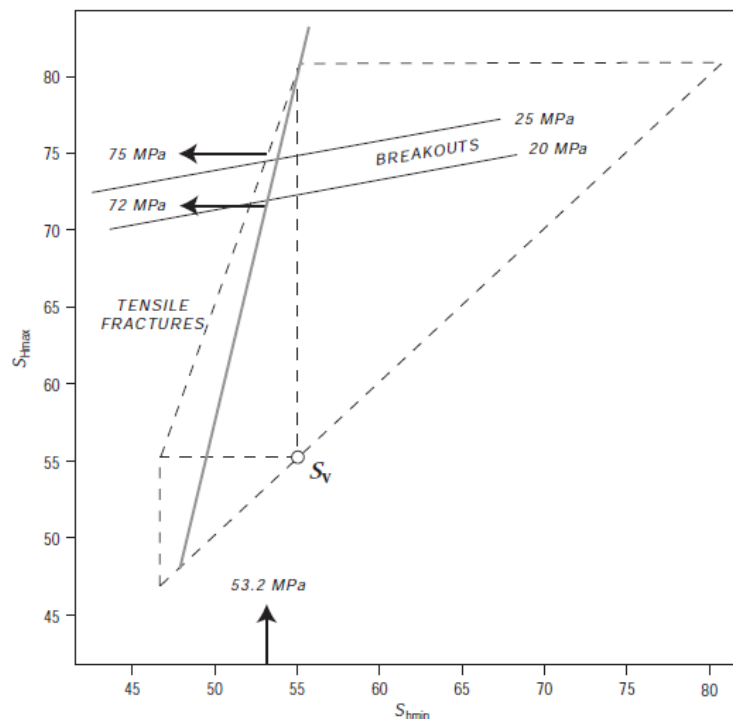


Figura 64: Polígono de esfuerzos del ejercicio (Tomado de [Zoback, 2007](#))

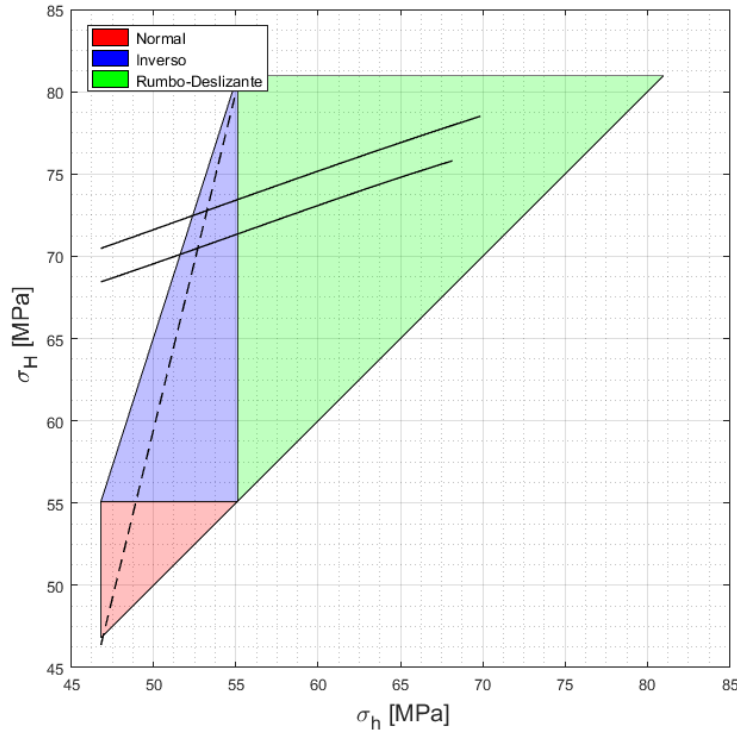


Figura 65: Polígono de esfuerzos obtenido en el programa desarrollado (Autor)

El rango de σ_H obtenido por Zoback es de 72-75 MPa contra el rango 70.5-72 MPa que se obtuvo en el programa, lo que implica un error de 2% y 4% en los respectivos límites, es decir, el algoritmo propuesto está dando buenas aproximaciones.

6. Ejemplo ilustrativo de la metodología

Luego de las anteriores validaciones, se buscó mostrar mediante un ejercicio ilustrativo como funciona parte de la metodología. Como se ha mencionado, con solo registros eléctricos y acústicos es posible generar la mayoría de componentes del *MEM* sin embargo en un caso real es indispensable buscar la mayor cantidad de información que se pueda de las mediciones directas que se han descrito, para realizar calibraciones. La información de los registros se tomó de la base de datos *Kansas Geological Survey - KGS* de *The University of Kansas*, la cual es abierta; otros datos se asumieron.

6.1. Construcción del *MEM*

6.1.1. Datos de entrada

De [KGS \(2016\)](#) se tomó los datos del pozo Hartter 1-34 que especifica los registros mínimos requeridos para el modelo geomecánico entre 236.5-3938 ft cada 0.5 ft, es decir, hay un total de 7405 datos. A modo ilustrativo se asumieron 2 *XLOT* a las profundidades de 1000 ft y 2900 ft, donde las presiones de fractura fueron 900 psi y 2800 psi respectivamente, esto para mostrar cómo sería el cálculo de σ_H .

Se detallará la muestra de cálculo para la profundidad 3938 ft, para la cual los registros tienen los siguientes valores:

$$\rho_{bulk@3938ft} = 2.7 \text{ gr/cc}, V_{c@3938ft} = 57.55 \text{ } \mu\text{seg/ft} \text{ y } \Phi_{@3938ft} = 31.38 \text{ } \%.$$

Como no se tenía Δt_s , se aplicó una correlación. Al hacer la conversión de V_c a km/seg se obtiene que $V_c = 5.29 \text{ km/seg}$; como esta en el rango de la correlación (a) de la tabla [1](#) (Brocher, 2008), se puede aplicar.

$$V_{s@3938ft} = 0.7858 - 1.2334(5.29) + 0.7949(5.29)^2 - 0.1238(5.29)^3 + 0.006(5.29)^4$$

$$V_{s@3938ft} = 2.87 \text{ km/seg} = 105.95 \text{ } \mu\text{seg/ft}$$

6.1.2. Propiedades mecánicas

Debido a que es necesario definir la litología, se asumirá que a esa profundidad se tienen areniscas. Esta información en un caso real es obtenida de la columna

estratigráfica.

Módulos elásticos

Los módulos de elasticidad dinámicos se pueden obtener a partir de Δt_c y Δt_s , según las ecuaciones de la tabla 2.

$$G_{dyn@3938ft} = \frac{(13474)(2.7)}{(105.95)^2} = 3.24 \text{ Mpsi}$$

$$K_{dyn@3938ft} = \frac{(13474)(2.7)}{(57.55)^2} - \frac{4}{3(3.24)} = 10.57 \text{ Mpsi}$$

$$\nu_{dyn@3938ft} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{105.95}{57.55} \right)^2 - 1}{\left(\frac{105.95}{57.55} \right)^2 - 1} = 0.29$$

$$E_{dyn@3938ft} = (2)(3.24)(1 + 0.29) = 8.35 \text{ Mpsi}$$

Luego para los módulos estáticos, se calcula E_{sta} y a partir de este se puede relacionar con los otros. Al convertir E_{dyn} a GPa se obtiene $E_{dyn} = 57.57 \text{ GPa}$. Como esta en el rango de la correlación (a) de la tabla 3 (Christaras, 1994), se puede aplicar.

$$E_{sta@3938ft} = (1.05)(57.57) - 3.16 = 57.28 GPa = 8.30 \text{ Mpsi}$$

Luego para E_{sta} se ha hablado que se puede asumir igual al dinámico.

$$\nu_{sta@3938ft} = \nu_{dyn@3938ft} = 0.29$$

Los términos K_{sta} y G_{sta} no se calcularan debido a que en estabilidad de pozos no son necesarios.

Módulos de resistencia

Luego para las propiedades de resistencia se escogen las correspondientes correlaciones que apliquen para areniscas.

Para UCS y AIF es posible aplicar la correlación (b) de la tabla 4 (Chang, 2006) y (a) de la tabla 5 (Chang, 2006), respectivamente.

$$UCS_{@3938ft} = 277e^{-10(0.3138)} = 12.01 \text{ MPa} = 1.74 \text{ kpsi}$$

Luego AIF puede ser calculado con (Chang, 2006)

$$AIF_{@3938ft} = 57.8 - (105)(0.3138) = 24.85^\circ$$

En el caso de T_o se despreciará, debido a que no hay medidas directas con los cuales se pueda calibrar la constante de la ecuación 54.

$$T_{o,@3938ft} = 0 \quad kpsi$$

6.1.3. Estado de esfuerzos y P_p

Esfuerzo de sobrecarga

Para este parámetro sí es necesario una hoja de cálculo o un programa que automatice ya que se necesita la suma de todos los intervalos anteriores. El programa arroja que $S_{v(i-1)} = 4209.92 \text{ psi}$; luego se puede aplicar la ecuación 60, en donde $\Delta Z = 0.5 \text{ ft}$.

$$S_{v@3938ft} = 4209.92 + (0.052)(8.33)(2.7)(0.5) = 4210.5 \text{ psi}$$

Presión de poro

En este caso se usó el método de relación con el registro sínico, aunque con el método de Eaton se obtiene un resultado similar. Sin embargo en la práctica la elección correcta del método se hace con base en el que mejor resultados arroje con las calibraciones con datos de pruebas DST o de influjos reportados.

Para el método de relación como se necesita el valor de tendencia normal, es necesario hacer una regresión a los valores de registro sínico compresional. Al hacer una regresión exponencial con la función $fit(x, y, 'exp1')$ de MATLAB[®] se obtuvo que los coeficientes eran $a = 120.34$ y $b = -0.000176$.

$$V_{cn@3938ft} = ae^{bZ} = (120.34)e^{(-0.000176)(3938)} = 60.17 \text{ } \mu\text{seg/ft}$$

Conociendo la profundidad es posible calcular P_p si estuviera normalmente presionado.

$$P_{pn@3938ft} = (0.465)(3938) = 1831.17 \text{ psi}$$

Y finalmente se puede calcular P_p con el método mencionado.

$$P_{p@3938ft} = (1831.17) \left(\frac{57.55}{60.17} \right) = 1751.4 \text{ psi}$$

Esfuerzos horizontales

Como se mencionaba en el documento, son los más complejos de describir. Para una correcta descripción de estos esfuerzos es fundamental calibrarlos con algún dato experimental, ya sea una prueba *LOT* o reportes de pérdidas de circulación. Por lo que primero se calibran y luego se hacen los cálculos a las profundidades que se requieran. Para ilustrar se mencionaron 2 pruebas *XLOT*, la de 1000 ft (900 psi) y 2900 ft (2800 psi) que describen el valor del esfuerzo horizontal menor.

Luego de aplicar ensayo y error en las ecuaciones [63](#) y [73](#), los mejores valores de deformación tectónica que permiten ajuste con los datos de *XLOT* son $\varepsilon_h = 1E - 5$ y $\varepsilon_H = 1.3E - 4$; para la muestra de cálculo S_v , E y ν obtenidos con el programa a esas profundidades son: 959.01 psi, 6.27 Mpsi y 0.27 para 1000 ft, y 3023.5 psi, 9.42 Mpsi y 0.33 para 2900 ft. Con esto se puede calcular estos esfuerzos a las profundidades de las pruebas para verificar que se este obteniendo un buen ajuste.

$$\begin{aligned} \sigma_{h@1000ft} &= \frac{0.27}{1 - 0.27}(959.01 - 493.14) + \frac{6.27 \times 10^6}{1 - (0.27)^2}(1 \times 10^{-5}) \\ &+ \frac{(6.27 \times 10^6)(0.27)}{1 - (0.27)^2}(1.3 \times 10^{-4}) + 493.14 = 970.46 \text{ psi} \\ \sigma_{h@2900ft} &= \frac{0.33}{1 - 0.33}(3023.5 - 1415.53) + \frac{9.42 \times 10^6}{1 - (0.33)^2}(1 \times 10^{-5}) \\ &+ \frac{(9.42 \times 10^6)(0.33)}{1 - (0.33)^2}(1.3 \times 10^{-4}) + 1415 = 2766.2 \text{ psi} \end{aligned}$$

Ya conocido el valor de las constantes de deformación tectónica, se pueden calcular los esfuerzos a otras profundidades.

$$\begin{aligned} \sigma_{h@3938ft} &= \frac{0.29}{1 - 0.29}(4210.5 - 1751.4) + \frac{8.30 \times 10^6}{1 - (0.29)^2}(1 \times 10^{-5}) \\ &+ \frac{(8.30 \times 10^6)(0.29)}{1 - (0.29)^2}(1.3 \times 10^{-4}) + 1751.4 = 3190.65 \text{ psi} \\ \sigma_{H@2938ft} &= \frac{0.29}{1 - 0.29}(4210.5 - 1751.4) + \frac{8.30 \times 10^6}{1 - (0.29)^2}(1.3 \times 10^{-4}) \\ &+ \frac{(8.30 \times 10^6)(0.29)}{1 - (0.29)^2}(1 \times 10^{-5}) + 1751.4 = 3967.39 \text{ psi} \end{aligned}$$

Dirección esfuerzos horizontales

Debido a que el paquete de registros tomado no tiene registros de imagen ni calliper, se debió asumir del *WSM*. Al enfocarlo en Colombia (figura 35) se leyó de datos obtenidos de breakout (líneas negras según la nomenclatura de la figura 34); a modo ilustrativo se tomó en la zona cerca al piedemonte llanero, donde $Az_H = 137^\circ$. La medición se hizo con el software Geogebra (de libre distribución), como muestra la figura 66.

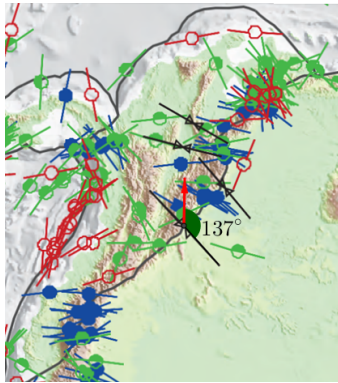


Figura 66: Medición sobre el WSM - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Cabe recordar que esta medición se obtiene de manera más acertada con registros de imagen y calliper, como fue mencionado antes.

6.1.4. MEM

Al hacer los cálculos anteriores para todas las profundidades, se obtiene lo que muestran las figuras 67 y 68.

Este ejemplo evidentemente es simplemente ilustrativo, ya que para que los resultados sean válidos es necesario hacer calibraciones con datos reales de pruebas *LOT*, ensayos de laboratorio, entre otros. Lo que se mostró es el primer paso, generar curvas continuas a partir de registros eléctricos y acústicos. El paso a seguir es las calibraciones de los parámetros de las correlaciones elegidas, de tal manera que se puede obtener una concordancia con las medidas directas que se tengan. Para esto último es que se consideró pertinente el desarrollo del software que se describe en los anexos.

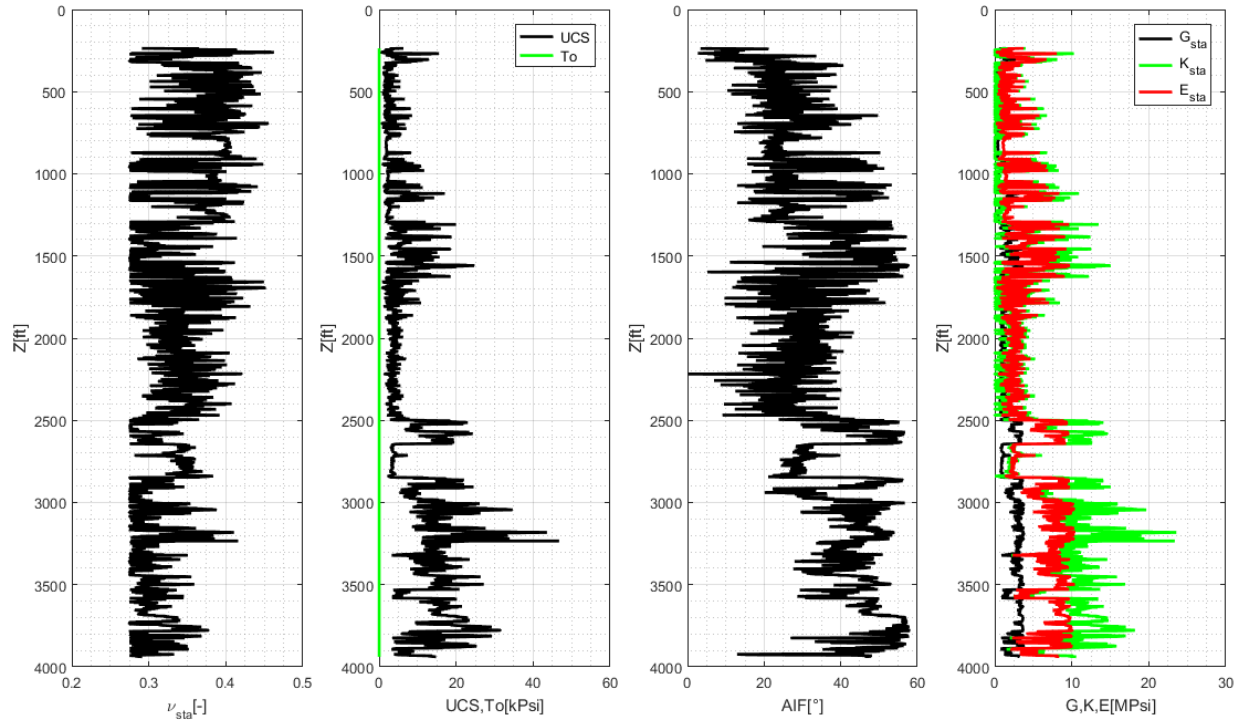


Figura 67: Propiedades mecánicas del MEM - Ejemplo ilustrativo (Autor)

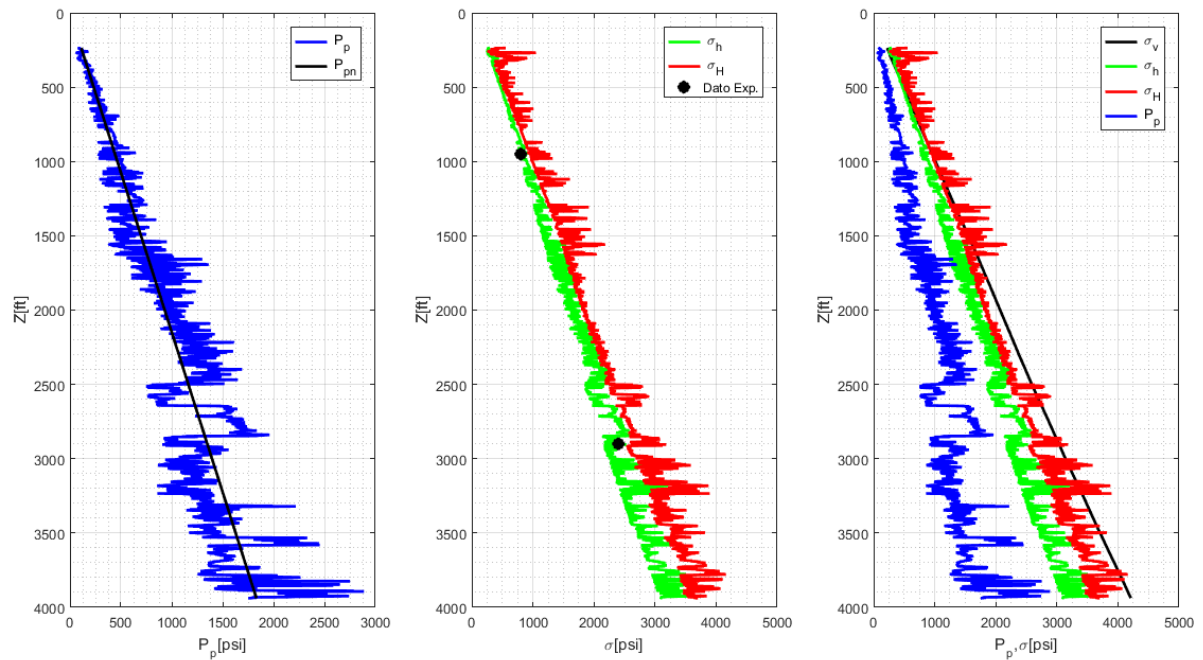


Figura 68: Estado de esfuerzos del MEM - Ejemplo ilustrativo (Autor)

6.2. Análisis de estabilidad

Inicialmente se convirtieron los valores del modelo geomecánico a ppg para más adelante obtener pesos de lodo en esas unidades. Aplicando la conversión se obtiene que a 3938 ft $S_v = 20.56$ ppg, $S_H = 19.41$ ppg, $S_h = 15.62$ ppg, $P_p = 8.55$ ppg, $UCS = 8.53$ ppg y $T_o = 0$ ppg. Los otros datos de entrada son $Az_H = 137^\circ$, $AIF = 24.85^\circ$ y $\nu = 0.29$. Si se asume una formación consolidada y no fracturada, se puede usar el criterio de falla de Mohr-Coulomb. Por otro lado es necesario especificar P_w inicial, se asumirá 1 ppg por encima de P_p , es decir, $P_w = 9.55$ ppg; desde luego este peso debe ser corregido luego de hacer análisis de fallas.

6.2.1. Diagramas puntuales

6.2.1.1 Diagrama de pozo

Este diagrama se genera al evaluar las ecuaciones de Kirsch hasta un determinado R/r_w y permite ver de manera muy clara la concentración de los 3 esfuerzos alrededor del pozo y la dirección en la que ocurrirían las fallas alrededor del pozo. La figura 69 muestra la concentración para un pozo vertical.

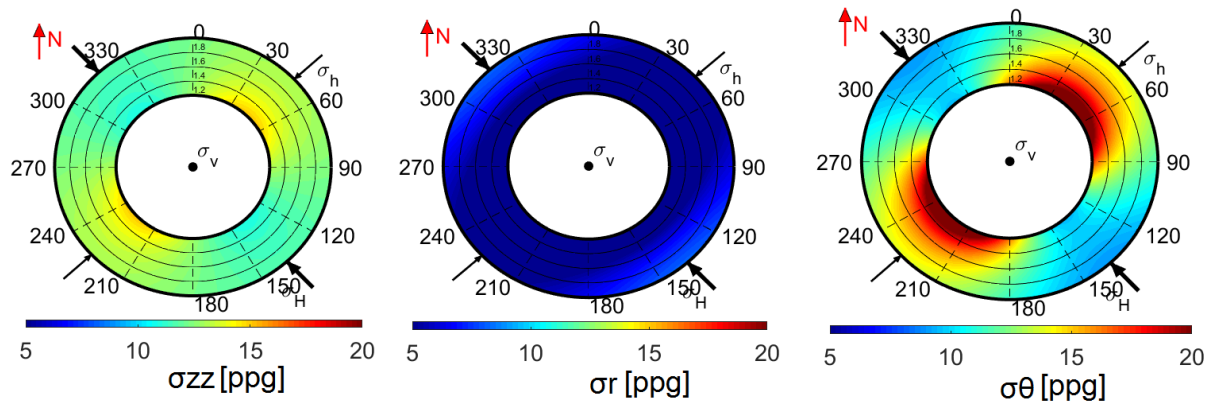


Figura 69: Esfuerzos alrededor de un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Se comprueba una de las premisas a partir de las cuales se desarrolló el modelo, y es que los valores más críticos, tanto valores compresivos altos como los bajos (y que pueden convertirse en tensiles), se dan en la cara del pozo, es por esto que el acoplamiento del modelo de Kirsch con los criterios de falla se hizo para $R = r_w$.

También se observa que σ_θ es el que tiene los valores compresivos más grandes y σ_r los menores, esto es algo que se da en la mayoría de condiciones, es por eso que los breakout son las fallas compresionales más comunes. La variación de σ_{zz} es menor que

los otros, generalmente este esfuerzo es el intermedio, por lo que las fallas asociadas a bajos y altos valores de este esfuerzo son poco comunes. σ_r al ser un esfuerzo ejercido por un fluido es igual en todas las direcciones justo en $R = r_w$, por eso no se observan los contrastes que se da en los otros esfuerzos.

Influencia de Az_H en un pozo vertical

A modo de ejemplo se tomaron 3 valores de Az_H para ver su influencia en la concentración de esfuerzos, como se observa en la figura 70. Se graficó para σ_θ pero el comportamiento es igual para los otros.

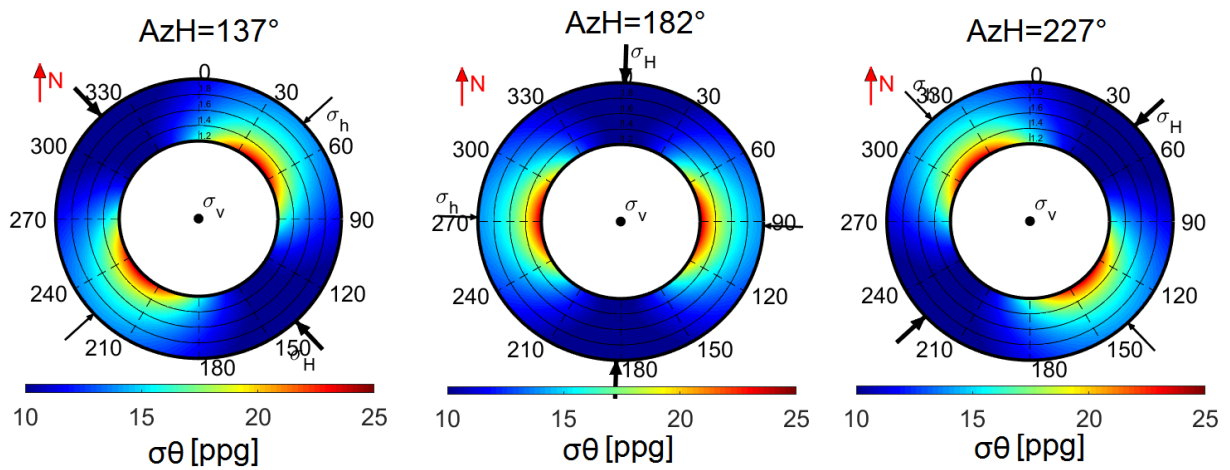


Figura 70: Influencia de Az_H - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Cuando se cambia Az_H la magnitud de las compresiones no cambia, cambia es el punto donde se ejerce y por consiguiente donde se formaran las fallas, por eso la importancia de medir este parámetro. Se aprecia que los puntos críticos están asociados con los lugares donde se ejerce los mayores esfuerzos compresivos, que en el caso de un pozo vertical son los esfuerzos horizontales. Es por esto que las fallas en este tipo de pozos están asociadas con la dirección de los esfuerzos horizontales. Para el caso de σ_θ , el máximo valor compresivo es perpendicular a σ_H debido a que este esfuerzo es el que más tiende a aplastar el pozo, el mínimo valor estará ubicado perpendicular a σ_h e incluso si P_w es lo suficientemente grande puede generar que sea un esfuerzo tensil, y cuando esto ocurre es que hay posibilidades de fracturar la formación.

En un pozo desviado un cambio en Az_H sí cambia la magnitud de las concentraciones, debido a que la magnitud de los componentes cortantes depende del ángulo que forman el pozo y Az_H .

Influencia de la dirección del pozo

Para ver el efecto de la dirección del pozo se tomaron 3 direcciones (paralelas a los esfuerzos) y su influencia sobre el lugar donde se concentran σ_θ (que es el esfuerzo que más cambia), como se observa en la figura 71.

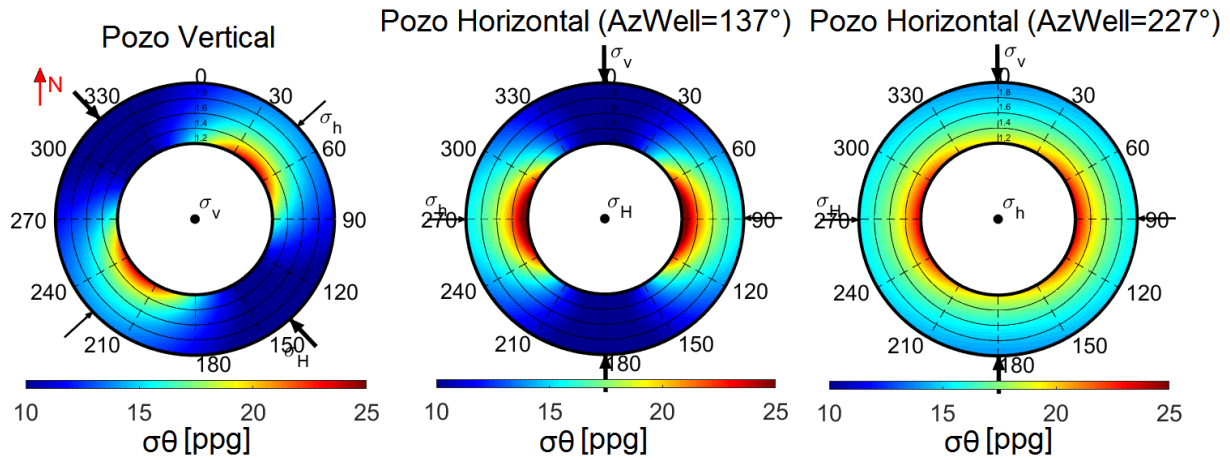


Figura 71: Efecto de la desviación del pozo en las fallas - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Se observa que únicamente en los pozos verticales es que ambas fallas están asociadas a los esfuerzos horizontales, en pozos horizontales una de las fallas está alineada con el esfuerzo vertical y la otra con el horizontal perpendicular al eje del pozo, que en el caso de $Az_{well} = 137^\circ$ es σ_h y para $Az_{well} = 227^\circ$ es σ_H . Lo que siempre se conserva es que las fallas compresionales se alinean con el mayor esfuerzo y las tensionales con el menor esfuerzo.

En los pozos con desviaciones intermedias las fallas no están alineadas con ninguno de los esfuerzos principales in-situ, sino que se alinean con los esfuerzos arbitrarios σ_x y σ_y , si se toma la convención de que $\sigma_x > \sigma_y$, las fallas compresionales se alinean con σ_x y las tensionales con σ_y .

6.2.1.2 Diagrama cartesiano de esfuerzos

Como se observaba en las anteriores figuras los puntos críticos de los esfuerzos están en las paredes del pozo, es por eso que generalmente interesa conocer los esfuerzos en ese punto. Para ellos se genera un diagrama cartesiano que evalúa los 3 esfuerzos en $R = r_w$, y permite ver claramente la variación de los esfuerzos alrededor del pozo y conociendo sus magnitudes relativas el tipo de falla que ocurriría. Para las condiciones dadas el diagrama generado es el de la figura 72.

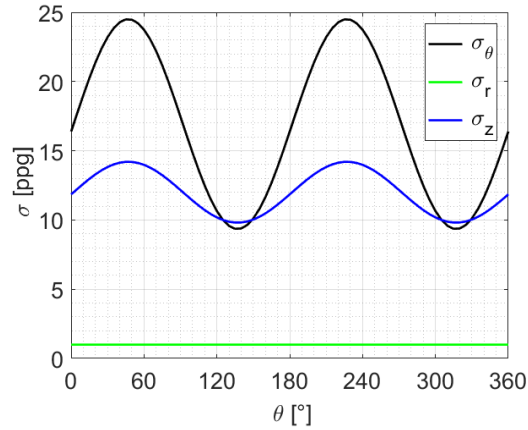


Figura 72: Diagrama cartesiano para un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Se puede apreciar que σ_θ presenta una variación mucho más marcada que σ_{zz} , y que σ_r es igual en cualquier dirección alrededor del pozo. Al variar condiciones se apreciara que en la mayoría σ_θ y σ_r tiene los mayores y menores valores, haciendo que los breakout y las fracturas sean los tipos de fallas más comunes.

Influencia de P_w

Al incrementar P_w ocurre lo que muestra la figura 73.

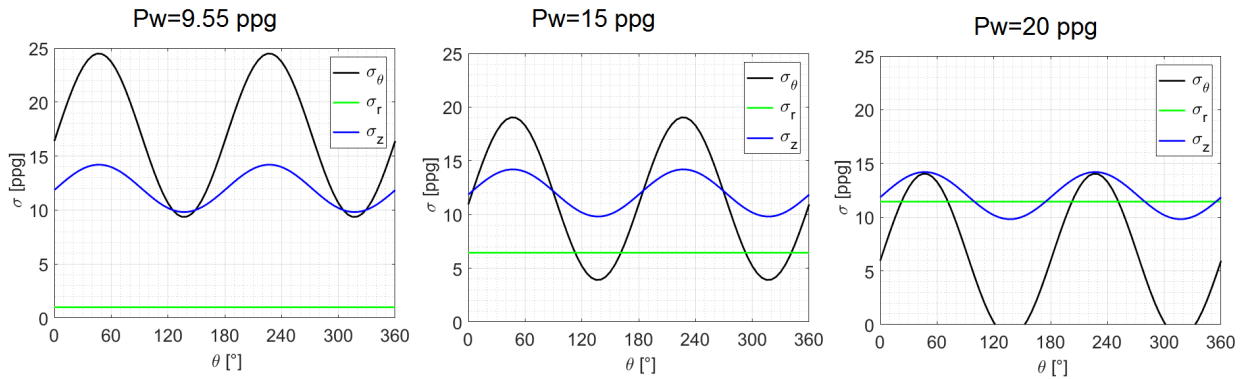


Figura 73: Influencia de P_w en σ_θ para un pozo vertical - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Se puede apreciar que σ_θ disminuye al aumentar P_w , incluso haciendo que para $P_w = 20$ ppg, hayan valores negativos, es decir, ya no es compresivo sino tensil, y teniendo en cuenta que $T_o = 0$, muy seguramente habrá fracturamiento al evaluar el criterio de falla. Desde luego que σ_r aumenta con P_w , ya que σ_r es ejercido justamente por la presión del lodo. Finalmente σ_{zz} como está en el eje del pozo, no siente los efectos al cambiar este parámetro.

Influencia de la dirección del pozo

La dirección del pozo influye en todos los aspectos que se puedan analizar. Uno de los más importantes es la concentración de los esfuerzos. La correcta desviación de un pozo depende básicamente del régimen de esfuerzo y de las diferencias en las magnitudes de los esfuerzos.

Para las 3 direcciones paralelas a los 3 esfuerzos las concentraciones de esfuerzos son las que muestra la figura 74.

Desde el punto de vista de fallas compresionales la diferencia no es mucha entre una y otra, pues el punto máximo en las 3 direcciones es muy parecido, esto más adelante se apreciara cuando se calcule el diagrama polar en el que los rangos de P_w son de unos pocos ppg; sin embargo para fallas tensionales las diferencias sí son considerables, en algunas condiciones σ_θ está muy lejos de convertirse en esfuerzo tensional y en otros está muy cerca, en este último caso con unos pocos incrementos de P_w se podría generar una fractura, en el diagrama polar esto se verá como un intervalo de P_w mucho mayor al de fallas tensionales. Para este régimen la mejor dirección es la paralela a σ_h , pues haría falta un gran incremento de P_w para que σ_θ sea negativo, esto hace que sea más seguro.

Como σ_v y σ_H tienen valores similares, en este caso perforar un pozo horizontal paralelo a σ_H o un pozo vertical, da casi lo mismo desde el punto de vista de estabilidad, pues la concentración de los esfuerzos es muy similar.

En este caso σ_{zz} sí varia ya que este depende de la magnitud del esfuerzo axial, por lo que su máximo valor será en un pozo vertical por ser un régimen normal. En el caso de que dicho esfuerzo axial fuera mucho mayor a los demás, es cuando se pueden presentar fallas asociadas a altos valores de σ_{zz} .

Influencia del régimen de esfuerzos

El ejemplo que se está evaluando es un régimen normal, sin embargo si fuera otro régimen los análisis de direcciones adecuadas serian diferentes.

A modo de ejemplo se generaran los diagramas para el régimen inverso con los mismos datos pero reasignando las magnitudes de los esfuerzos. Los datos de cálculo serán $\sigma_v = 15.62$ ppg, $\sigma_H = 20.56$ ppg y $\sigma_h = 19.41$ ppg. Al hacer las mismas gráficas

de las direcciones del régimen normal se obtiene lo que muestra la figura [75](#)

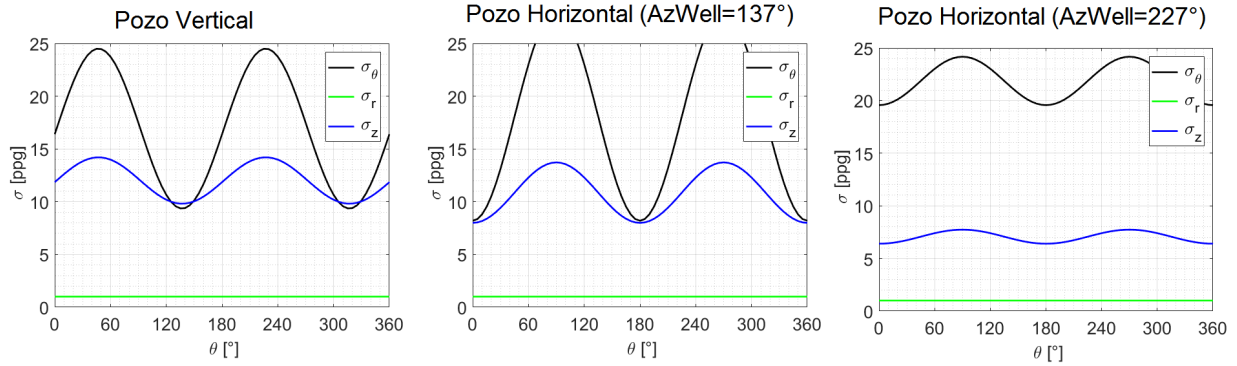


Figura 74: Influencia de la dirección del pozo - Ejemplo ilustrativo (Autor)

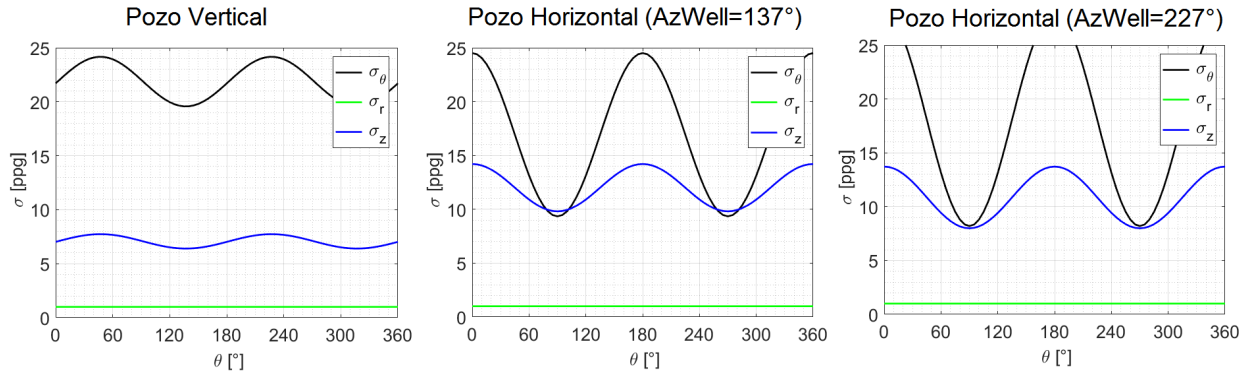


Figura 75: Influencia del régimen de esfuerzos - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Se puede ver que respecto al régimen normal el comportamiento es totalmente diferente, pues en este caso como la menor diferencia está entre σ_h y σ_H los pozos verticales son los más favorables, y los horizontales ambos tienen un comportamiento similar en el que hay gran contraste de esfuerzos y por consiguiente más propensos a fallar. Esto muestra la importancia de conocer el régimen de esfuerzos, ya sea cuantificando los esfuerzos in-situ (construyendo el *MEM*) o teniendo indicios con herramientas como el *WSM*.

6.2.1.3 Diagrama polar

En este diagrama lo que se hace es evaluar todas las posibles direcciones. A partir de este se pueden ver las zonas más favorables y los correspondientes P_w , y es lo que finalmente se busca, sin embargo la razón de que hay unas zonas más favorables que otras se entiende a partir de los análisis anteriores de concentración de esfuerzos. La

figura 76 muestra los diagramas para falla compresional (a) y tensional (b) que se obtuvieron con el programa al evaluar los algoritmos, donde los círculos concéntricos son las inclinaciones y las líneas que salen del centro muestran los azimut.

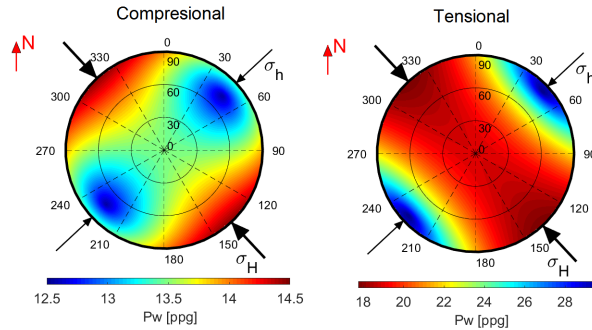


Figura 76: Diagrama polar compresional y tensional - Ejemplo ilustrativo (Autor)

La razón de porque las mejores direcciones están asociadas a σ_h , se deben a las concentraciones de los esfuerzos que se explicaban a partir de los diagramas cartesianos.

Comparación criterios de falla compresionales

La figura 77 muestra el diagrama por tres de los criterios más usados: Mohr-Coulomb, Mogi-Coulomb y Lade Modificado.

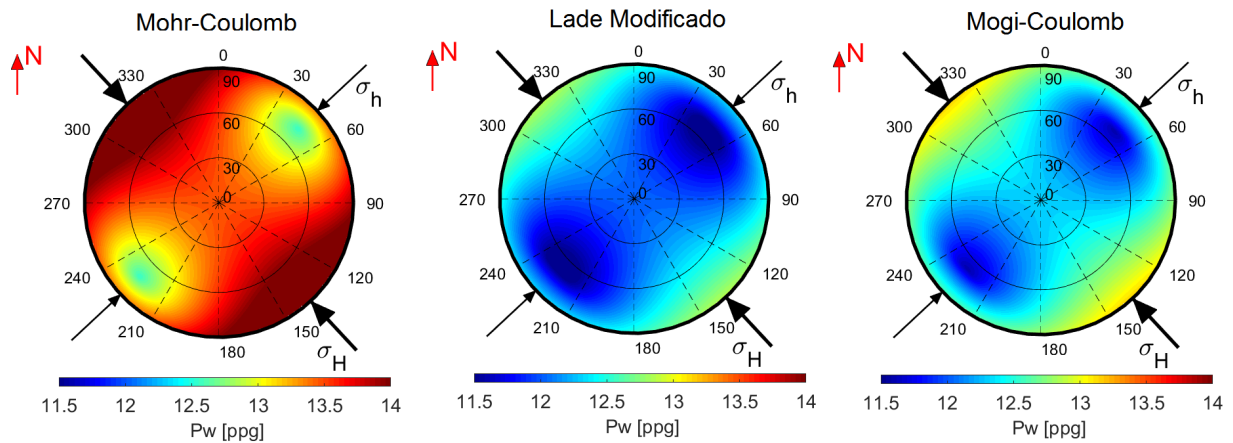


Figura 77: Comparación criterios de falla en diagrama polar - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Lo primero que se aprecia es que los tres criterios describen zonas similares, lo que más cambia entre uno y otro son los rangos de P_w . Se puede comprobar la diferencia entre los criterios que subestiman el esfuerzo intermedio y los que no, los primeros dan valores de P_{wc} más altos, es decir, aparentemente la roca resiste menos según el criterio

de Mohr-Coulomb. Esto se debe a que asumen que el confinamiento de la roca solo está dado por σ_3 , es decir, el menor esfuerzo principal de la pared, haciendo que la roca esté sujeta a menos confinamiento, y según la figura 3, a menor confinamiento menor resistencia; lo contrario ocurre con los criterios que si incluyen tanto la influencia de σ_3 como de σ_2 , en estos últimos la diferencia radica es en el modo en que describen la falla y el modelamiento matemático que plantearon sus autores, y es algo que no es fácil de diferenciar.

El procedimiento en un caso real seria modelar las fallas con un criterio que sea más realista (como Mogi-Coulomb o Lade Modificado) y si las descripciones no son las mejores, pasar a un criterio que subestime la resistencia de la roca (como el Mohr-Coulomb) para manejar márgenes de seguridad adicionales. Sin embargo en la práctica siempre se busca trabajar con los menores P_w , ya que densificar grandes columnas de lodo es costoso.

Otro aspecto que no puede pasar desapercibido son los tiempos de cálculo, si se revisan las ecuaciones planteadas de los criterios, el de Mohr-Coulomb es mucho más sencillo de evaluar que los demás, y esto se ve reflejado en los tiempos que tarda el computador en generar los gráficos. Para este ejemplo los tiempos consumidos para los 3 criterios (en el mismo orden de la figura) son: 11.48 seg, 45.62 seg y 24.00 seg. A la hora de hacer muchas veces estos análisis en un caso real, estos tiempos cobrarán importancia. Si se considera tiempo y predicciones realistas, el de Mogi-Coulomb sería una buena alternativa.

Influencia de la tolerancia al breakout

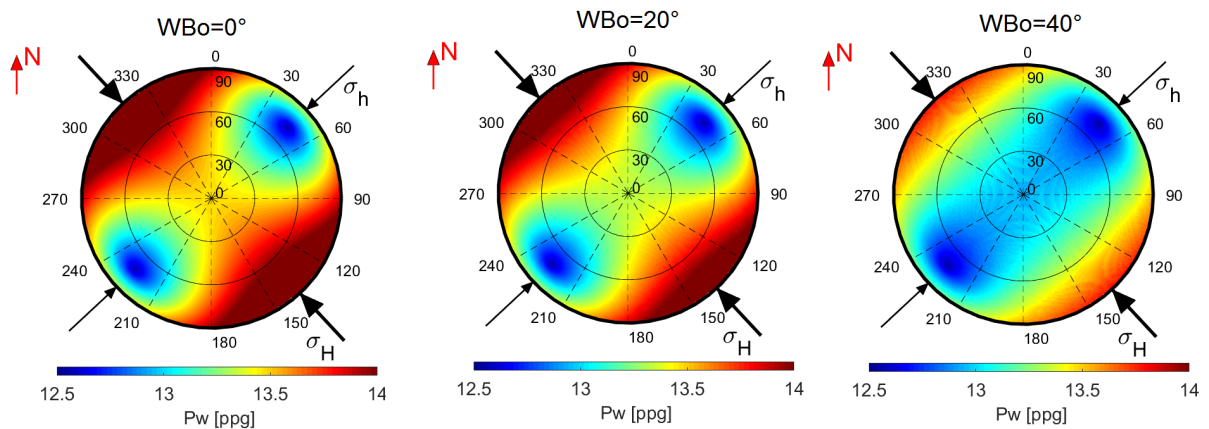


Figura 78: Influencia de la tolerancia al breakout - Ejemplo ilustrativo (Autor)

Como se mencionaba, siempre se debe buscar trabajar con los menores P_w posibles, y como se mencionaba en la teoría, se pueden manejar incluso hasta 60° de tolerancia al breakout. La figura 78 muestra 3 posibles valores de dicha tolerancia.

Se aprecia que las zonas favorables se hacen mayores, o visto de otra manera para una misma condición se requiere menos peso de lodo. Como ya se explicaba, menos densidad de lodo se traduce en menos gastos.

6.2.1.4 Ventana puntual

Este gráfico es un complemento del anterior, para conocer con exactitud el rango de pesos para una dirección dada. En este caso se genera un gráfico de P_w como función de la inclinación para un azimut dado. La figura 79 muestra la ventana operacional para un azimut de 137° (a) y 227° (b), que son las direcciones paralelas a los esfuerzos horizontales.

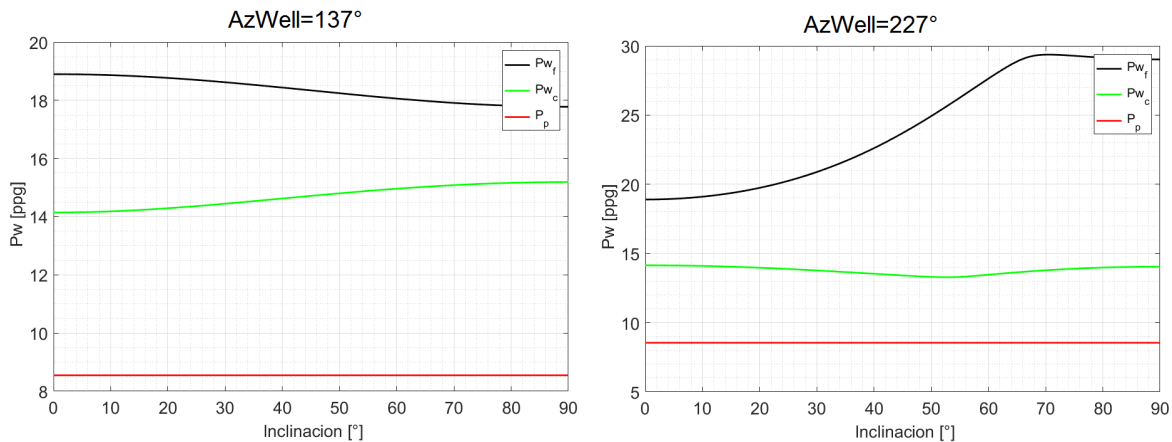


Figura 79: Ventana operacional puntual - Ejemplo ilustrativo, (Autor)

Se observa que la mejor dirección de perforación para este régimen de esfuerzos, es pozo horizontal con un azimut de 227° . Se tiene entonces que para las secciones verticales del pozo la ventana se encuentra entre 14-19 ppg, y en caso de direccionarlo la recomendación es hacerlo en el azimut anteriormente mencionado (ya que es incluso más estable que el pozo vertical), en el cual se tiene una ventana de 14-29 ppg.

6.2.2. Diagramas extendidos

Hechos los análisis anteriores, se realiza la ventana operacional extendida, que es la ventana de lodo propiamente dicha. A modo de ejemplo, la ventana operacional para

un pozo vertical (a) y otro horizontal orientado en la dirección de σ_h (b) sería los que muestra la figura 80.

En el caso del pozo horizontal la ventana es más amplia, ya que como se veía en los diagramas anteriores, en esas direcciones es que se dan las menores concentraciones de los esfuerzos y por ende el pozo tiende a ser más estable.

Teniendo en cuenta que lo común es inicialmente perforar un pozo vertical y luego direccionarlo, la ventana calculada indica que para un pozo vertical los pesos de lodo adecuado están aproximadamente entre 15-17ppg, luego la recomendación de direccionamiento es en el azimuth 227° , en el que la condición de la ventana es más favorable tanto para las fallas compresionales como para las fallas tensionales.

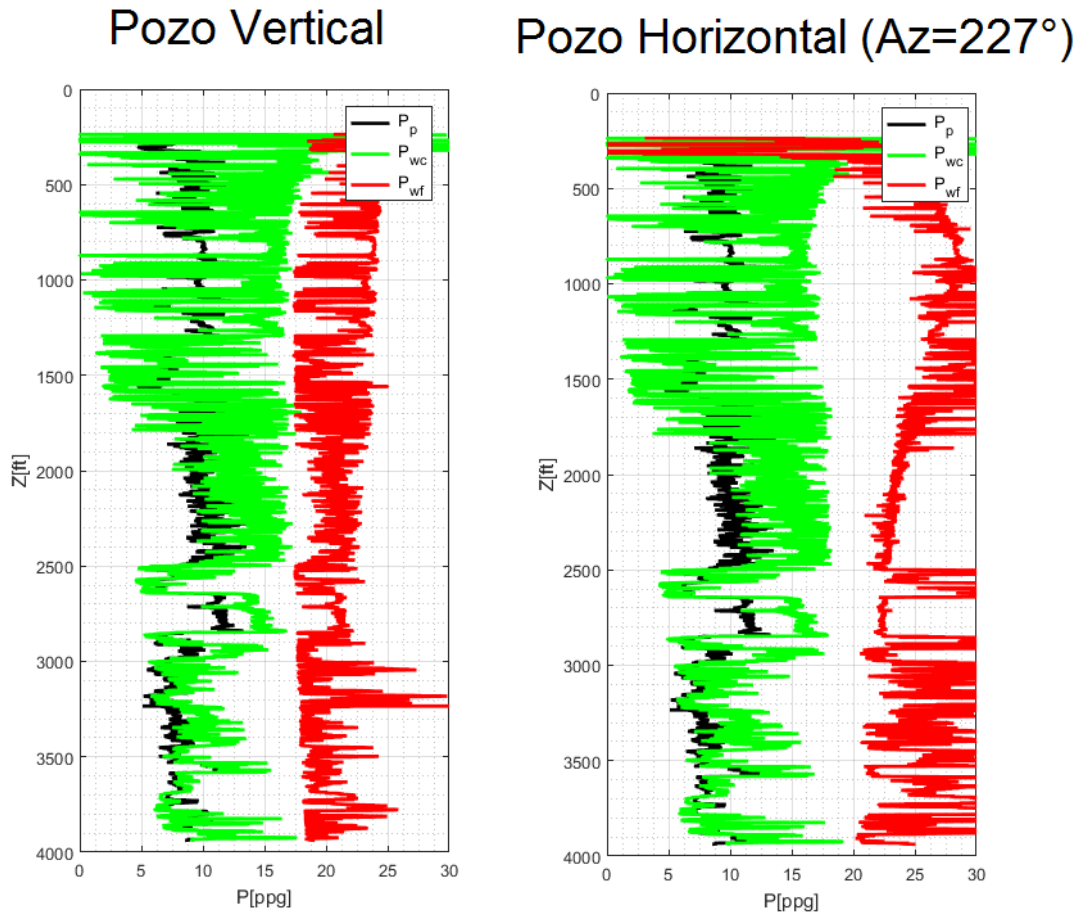


Figura 80: Ventana operacional extendida - Ejemplo ilustrativo (Autor)

7. Conclusiones

- Se describe la metodología para poder realizar el modelo geomecánico 1D, el cual se basa principalmente en registros acústicos y eléctricos. Aunque se resalta la importancia de las calibraciones y los análisis en tiempo real, que permiten generar modelos más confiables.
- Se proponen y validan los algoritmos que generan los diagramas de estabilidad, basados principalmente en la ecuación de Kirsch y los criterios de falla. Además en el modelo se incluyen algunos términos para cuantificar efectos adicionales a los mecánicos.
- Se desarrolla en el entorno MATLAB[®] el programa computacional que permite generar modelos geomecánicos 1D y además hacer predicciones de estabilidad de pozo.
- Se muestra en un ejercicio ilustrativo cómo generar el modelo geomecánico 1D y también algunos análisis de las gráficas relacionadas a estabilidad de pozos.
- Se proponen y validan las ecuaciones para calcular la presión crítica de colapso con los criterios de Mogi-Coulomb y Lade Modificado.
- Se proponen y validan algoritmos basados en los métodos de polígono de esfuerzos y de inversión para calcular σ_H .

8. Recomendaciones

- Aplicar el software y la metodología en algún caso real, preferiblemente en uno que se tenga información suficiente para las calibraciones y además que los problemas de estabilidad sean considerables, para poder evidenciar mejor los efectos del uso del modelo geomecánico.
- Tomar el modelo geomecánico y profundizar otras aplicaciones como los diseños de fracturamientos hidráulicos y predicción de la producción de arena, en las que el estado de esfuerzos y las propiedades mecánicas son de las principales variables de diseño.
- Incluir mas efectos al modelo de descripción del estado de esfuerzos alrededor del pozo. Algunos de ellos pueden ser: influencia de planos débiles (anisotropía), efecto del depletamiento para el cálculo de P_{wf} , desviación de la esfericidad del pozo, efecto en pozos multilaterales o dependencia del tiempo en los efectos adicionales (térmicos, químicos e hidráulicos).
- Seguir mejorando la metodología y el software. Una opción interesante puede ser la de integrar el análisis de incertidumbre y sensibilidad en especial al momento de hacer calibraciones, usando métodos como el de Montecarlo; además seguir mejorando su interfaz usuario-programa para facilitar su uso.
- Plantear soluciones numéricas, por ejemplo con *ABAQUS* que se basa en diferencias finitas o elementos finitos, y compararlos con las soluciones analíticas planteadas.
- Optimizar los algoritmos, en especial el de generación de diagramas polares y polígonos de esfuerzos, que son los que mas tiempo de procesamiento toman.

Referencias

- Aadnoy, B. et al. (2009). Advanced drilling and well technology. *Society of Petroleum Engineers*. 888 páginas.
- Aadnoy, B. y Looyeh, R. (2011). Petroleum rock mechanics drilling operations and well design. *GULF PROFESSIONAL PUBLISHING*. 376 páginas.
- Aadnoy, B. y Rogaland, U. (1988). Inversion technique to determine the in-situ stress field from fracturing data. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/18023-MS.
- Abija, A. et al. (2016). In situ stress magnitude and orientation in an onshore field, eastern niger delta: Implications for directional drilling. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/184234-MS.
- Akbar, H. (2003). Observacion del cambio de las rocas: Modelado mecanico del subsuelo. *Oilfield Review SLB*. 20 páginas.
- AMOCO (1997). Wellbore stability. *Manual*. AMOCO. 47 páginas.
- Angel, J. (2012). Metodologia para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecanica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforacion de pozos petroleros. *Tesis de Maestria*. Universidad Nacional de Colombia. 136 páginas.
- Anyanwu, C. et al. (2013). Analysis of wellbore stability in multilateral well design and construction. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/167546-MS.
- Archer, S. y Rasouli, V. (2012). A log based analysis to estimate mechanical properties and in-situ stresses in a shale gas well in north perth basin. *WIT Press*. 12 páginas.
- Bradford, I. et al. (2000). When rock mechanics met drilling: Effective implementation of real-time wellbore stability control. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/59121-MS.
- Brotons, V. et al. (2015). Improved correlation between the static and dynamic elastic modulus of different types of rocks. *Springer*. doi: 10.1617/s11527-015-0702-7.
- Bueno, F. y Cascon, J. (2001). Ingeniería de presas: Presas de fábrica. *Universidad de Cantabria*. 968 páginas.
- Callister, W. y Rethwisch, D. (2010). Materials science and engineering an introduction. *WILEY*. 992 páginas.

- Camargo, J. (2005). Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. *Universidad Surcolombiana*. 215 páginas.
- Chang, C. et al. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *ELSEVIER*. doi: 10.1016/j.petrol.2006.01.003.
- Chen, G. et al. (2001). Poroelastic chemical, and thermal effects on wellbore stability in shales. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/71366-MS.
- Chen, X. et al. (2002). A comprehensive, practical approach for wellbore instability management. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/80146-PA.
- Cook, J. (2015). La geomecánica. *Oilfield Review SLB*. 3 páginas.
- Cook, J. et al. (2008). Las rocas importan: Realidades de la geomecanica. *Oilfield Review SLB*. 22 páginas.
- Corredor, F. (2002). Seismic strain rates and distributed continental deformation in the northern andes and three-dimensional seismotectonics of northwestern south america. *ELSEVIER*. doi: 10.1016/S0040-1951(03)00276-2.
- Escamilla, R. (2007). Modelamiento de registros sísmico y densidad para la elaboración de modelos geomecanicos del area de piedemonte. *Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander*. 98 páginas.
- Fjaer, E. (2008). Petroleum related rock mechanics. *ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS*. 514 páginas.
- Fossen, H. (2010). Structural geology. *CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS*. doi: 10.1017/CBO9780511777806. 524 páginas.
- Hale, A. et al. (1993). The influence of chemical potential on wellbore stability. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/23885-PA.
- Holmes, C. y Swift, S. (1970). Calculation of circulating mud temperatures. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/2318-PA.
- Jaeger, C. (1979). Rock mechanics and engineering. *CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS*. doi: 10.1017/CBO9780511735349. 472 páginas.
- KGS (2016). Kansas geological survey. *The University of Kansas (www.kgs.ku.edu)*.

- Khaksar, A. et al. (2013). Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Springer*. 10.1007/s13202-014-0100-7.
- Kumar, D. et al. (2012). Real time drilling geomechanics: Successful application in an inclined well in ultra-deepwater off east coast of india. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/154810-MS.
- Kutasov, I. (1999). Applied geothermics for petroleum engineers. *ELSEVIER*. 346 páginas.
- Li, S. et al. (2012). Pore-pressure and wellbore-stability prediction to increase drilling efficiency. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/144717-JPT.
- Mateus, M. et al. (2012). The challenge of drilling the Ecopetrol's first well, in the cupiagua field. a geomechanics point of view. *ARMA-2012-453*.
- Mitchell, R. (2006). Petroleum engineering handbook vol ii: Drilling engineering. *Society of Petroleum Engineers*. 763 páginas.
- Mitchell, R. y Miska, S. (2011). Fundamentals of drilling engineering. *Society of Petroleum Engineers*. 696 páginas.
- Moos, D. et al. (2009). Geomechanical wellbore imaging: Implications for reservoir fracture permeability. *AAPG Bulletin*. doi: 10.1306/06180909030.
- Pabon, E. y Obeid, Y. (2004). Análisis de la geomecanica aplicada a la estabilidad de pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a esfuerzos. *Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander*. 159 páginas.
- Padilla, J. y Badran, N. (2012). Desarrollo de una metodologia general para el cálculo de esfuerzos in-situ en formaciones productoras de hidrocarburos. *Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander*.
- Pasic, B. et al. (2007). Wellbore instability: Causes and consequences. *University of Zagreb*. 12 páginas.
- Rahimi, R. et al. (2014). What difference does selection of failure criteria make in wellbore stability analysis? *ARMA-2014-7146*.
- Rezaee, R. (2015). Fundamentals of gas shale reservoirs. *WILEY*. doi: 10.1002/9781119039228. 420 páginas.

- Rojas, J. et al. (2006). The influence of chemical potential on wellbore stability. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/23885-PA.
- Soroush, H. (2013). Discover a career in geomechanics. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/0313-015-TWA.
- Tariq, Z. et al. (2016). A new artificial intelligence based empirical correlation to predict sonic travel time. *International Petroleum Technology Conference*. doi:10.2523/IPTC-19005-MS.
- Torres, M. et al. (2003). Empleo del modelo geomecánico MEM (Mechanical Earth Model) para reducir los costos y riesgos de perforación en formaciones sobrepresurizadas, un caso histórico cuenca de putumayo/colombia. *AACPG*.
- Trujillo, D. y David, M. (2016). Caracterización geomecánica de los shales de la formación Gacheta en el sur del Casanare, cuenca de los llanos orientales mediante el uso de registros eléctricos convencionales. *Trabajo de Grado. Universidad Surcolombiana*. 97 páginas.
- Wessling, S. (2012). Automation in wellbore stability workflows. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/149766-MS.
- White, A. et al. (2002). The use of leak-off tests as means of predicting minimum in-situ stress. *Petroleum Geoscience Vol 8*. doi: 10.1144/petgeo.8.2.189.
- WSM (2016). World stress map project. (<http://www.world-stress-map.org/>).
- Xi, G. et al. (2015). Mud weight optimization to reduce non-productive-time while drilling through shale/carbonate sequence of UAE: A case study. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/177851-MS.
- Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches. *ELSEVIER*. doi: 10.1016/j.earscirev.2011.06.001.
- Zhao, J. (2008). Rock mechanics for civil engineers, chapter 4 properties of rock materials. (<https://www.academia.edu/>). 49 páginas.
- Zoback, M. (2007). Reservoir geomechanics. *CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS*. doi: 10.1017/CBO9780511586477. 443 páginas.
- Zoback, M. et al. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *ELSEVIER*. doi: 10.1016/j.ijrmms.2003.07.001.

Anexo A Cálculos petrofísicos adicionales

Volumen de lutita

Es un parámetro que se encuentra en varias correlaciones. Para calcularlo inicialmente se debe conocer el índice de rayos gamma, que se calcula con la ecuación [74](#).

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Ecuación 74: Definición del índice de rayos gamma (Tomado de [Camargo, 2005](#))

Donde GR_{min} es la lectura frente a una arenisca limpia de buen espesor y GR_{max} es la lectura frente a una lutita de buen espesor.

Conociendo IGR, se puede correlacionar con V_{shale} . La tabla [16](#) muestra algunas de las correlaciones más usadas.

$V_{shale} =$	Comentarios	Autor
IGR	Relación Lineal	-
$0.083 (2^{3.7IGR} - 1)$	Rocas poco consolidadas (terciario)	Dresser Atlas (1979)
$0.33 (2^{2IGR} - 1)$	Rocas bien consolidadas (pre-terciario)	Dresser Atlas (1979)

Tabla 16: Correlaciones para calcular el volumen de lutita (Tomado de [Camargo, 2005](#))

Porosidad a partir del registro sísmico

Como varias correlaciones requieren la porosidad, en caso de no contar con el registro de porosidad, en su reemplazo puede usarse el sísmico. Incluyendo efecto de volumen de lutita la relación es la que muestra la ecuación [75](#).

$$\Phi = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{mud} - \Delta t_{matriz}} - V_{shale} \left(\frac{\Delta t_{shale} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{mud} - \Delta t_{matriz}} \right)$$

Ecuación 75: Relación entre porosidad y tiempo de transito de las ondas sísmicas (Tomado de [Camargo, 2005](#))

Donde Δt_{mud} según Camargo (2005) puede tomarse como $189\mu seg/ft$ para lodos dulces y $185\mu seg/ft$ para lodos salados.

Para Δt_{matriz} , en la tabla 17 se muestran algunos valores.

Litología	$\Delta t_{matriz} [\mu \text{ seg/ft}]$
Arenisca	55.5-51.0
Calizas	47.6-43.5
Dolomitas	43.5-38.5
Lutitas	167.0-62.5

Tabla 17: Densidad de matriz para las litologías más comunes (Tomado de Camargo, 2005)

Anexo B Tablas de propiedades físicas y mecánicas para diferentes tipos de rocas

A continuación se detallan los rangos más comunes de propiedades mecánicas de varios tipos de rocas.

Litología	ρ_{bulk} [gr/cc]	ν [-]	E [MPa] $\times 10^3$	UCS [MPa]	T_o [MPa]	α_T [$^{\circ}C^{-1}$] $\times 10^{-6}$
IGNEAS						
Basalto	2.8-3.0	0.1-0.2	20-80	70-300	10-30	5.4
Granito	2.6-2.7	0.17	30-70	100-300	7-25	8.0
Gabro	2.7-3.3	0.2-0.3	40-100	150-250	7-30	5.4
Andesita	2.5-2.8	0.2	10-70	100-250	5-15	7.0-9.0
SEDIMENTARIAS						
Areniscas	2.2-2.8	0.15	15-50	20-170	4-25	10.0-12.0
Conglomerados	2.4-2.8	0.1-0.15	10-90	20-230	3-10	-
Lutitas	2.4-2.8	0.1-0.4	5-30	5-100	2-10	11.0-12.5
Calizas	2.3-2.7	0.3	20-70	30-250	6-25	8.0-12.0
Dolomitas	2.4-3.2	0.15	20-70	20-120	6-15	7.0-10.0
METAMORFICAS						
Marmol	2.4-2.7	0.15-0.3	30-70	50-200	7-20	7.0-9.0
Cuarcita	2.6-2.8	0.17	50-90	150-300	5-20	11.0-12.5
Gneis	2.6-2.9	0.24	30-80	100-250	7-20	6.5-8.5
Esquisto	2.5-2.9	0.24	5-60	70-150	4-10	-

Tabla 18: Propiedades mecánicas y físicas de los tipos más comunes de rocas (Tomado de Zhao, 2008)

1MPa=145.03psi

Podemos ver que las rocas ígneas y metamórficas tienen resistencias mayores respecto a las rocas sedimentarias; desde el punto de vista de la porosidad cuanto mayor sea menor área de contacto y menor cohesión entre los granos de la roca, menos resistente la roca. Con base en esto los problemas de estabilidad son mucho más frecuentes en las rocas sedimentarias.

Otra conclusión de la tabla anterior es que las rocas laminadas como las lutitas y el esquisto son menos resistentes que las otras, esto se debe precisamente a su estructura laminada que tiende a formar planos débiles. Como se veía en los casos recopilados, en una buena mayoría los problemas estaban asociados a lutitas inestables.

Anexo C Recopilación de algunos casos reales

En la revisión de literatura se encontraron varios casos en los que la aplicación de la geomecánica ha mejorado considerablemente los días y costos de perforación, sin embargo en la mayoría las metodologías no eran muy detalladas. A continuación se mencionara la metodología de 1 caso de Colombia, y los resultados que se obtuvieron en otros casos de varias partes del mundo.

C.1 Caso campo Loro

Tomado de [Torres et al., 2003](#)

C.1.1 Problemas y características del campo

Ubicado al sur de la cuenca Caguan-Putumayo. La perforación de esa área se ha caracterizado por varios problemas de estabilidad del pozo causados por zonas de sobrepresión, que constantemente generan pérdidas de circulación y pegas de tubería (por la alta producción de derrumbes). Esto ha generado que los sidetracks se realicen constantemente e incluso se hallan perdidos pozos.

C.1.2 Metodología usada

Se buscó planear mejor las trayectorias de los pozos con base en el estado de esfuerzos, resistencia de la roca y estructuras geológicas, es decir, con el modelo geomecánico. De igual manera se usó el modelo para diseñar los puntos de sentamiento de los revestimientos.

La información de entrada del modelo se obtuvo de 4 pozos perforados anteriormente en el campo Loro, y de pruebas de integridad y fracturamiento realizadas en el campo Orito, Acae y San Miguel, que están en la misma cuenca. Se buscaba describir toda la secuencia a perforar a pesar de que la caracterización estaba principalmente en las formaciones productoras.

El primer paso fue generar la columna estratigráfica de las secciones a atravesar con base en la información geológica de la cuenca; usando esto se generaron 6 divisiones: Orito Belen, Ortegua, Pepino, Rumiaco, Villeta y Caballos. Cada una con características litológicas diferentes, lo que es importante a la hora de escoger las correlaciones de las propiedades mecánicas.

Propiedades mecánicas

Para esto usaron correlaciones empíricas basadas principalmente en el registro sísmico y porosidad neutrónica, que era con lo que se contaba; con esto se calculó E , ν , AIF , T_o y UCS .

Para el caso del campo Loro se contaba solo con la velocidad de onda compresional, por lo que fue necesario usar correlaciones para calcular la velocidad de onda de corte.

El documento no mencionaba ningún tipo de calibración con ensayos de laboratorio.

Presión de poro

Utilizaron el método de Eaton y luego se calibraron con medidas de pruebas DST en el yacimiento y además con numerosos influjos que se habían presentado en la perforación de los pozos vecinos.

Esfuerzo de sobrecarga

Usaron principalmente el registro sísmico pues las secciones con registro de densidad eran muy pocas. Hubo zonas en las que no se tenía ningún tipo de información, por lo que fue necesario hacer extrapolaciones.

Esfuerzos horizontales

Para los esfuerzos horizontales usaron el modelo de deformación tectónica que se calibró con pruebas FIT , Minifrac, SRT y LOT de pozos del mismo campo y de campos vecinos. De igual manera se reportaban algunas pérdidas de circulación en los pozos vecinos del mismo campo. La formación que mejor estaba caracterizada era Caballos (allí era donde se habían hecho fracturamientos), por lo que fue la que se tuvo como base para las calibraciones de los coeficientes de deformación tectónica.

Dirección de los esfuerzos horizontales

No se contaba con registros de imagen, pero sí habían algunas medidas con registros calliper de 4 y 6 brazos, que fueron corridos en pozos del campo Loro y Acae, en donde su trataron de identificar breakout. Luego de hacer análisis de frecuencias (ya que no todos los breakout dan exactamente en la misma dirección), se concluyó que la dirección del σ_H era de $N60^\circ W \pm 10^\circ$ y la del menor $N30^\circ E \pm 10^\circ$.

Ventana de lodo

Se desarrolló el diagrama polar de cada una de las formaciones con base en un modelo elástico lineal, es decir, con la ecuación de Kirsch. La ventana que obtuvieron se muestra en la figura 81.

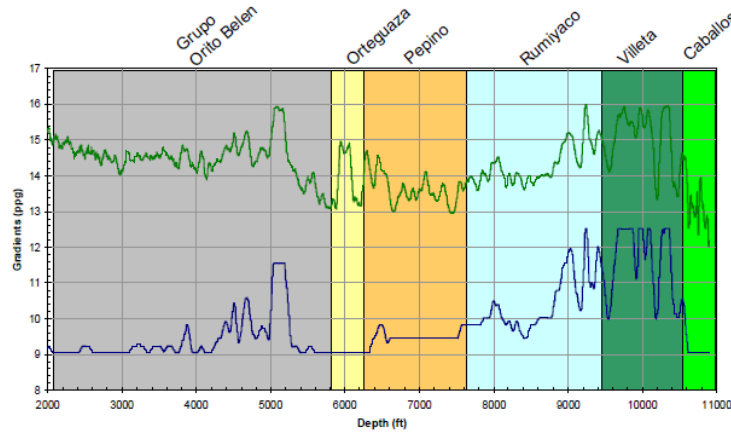


Figura 81: Ventana de lodo del campo Loro (Tomado de [Torres et al., 2003](#))

Se ve que la formación villeta es la que tiene la menor ventana, esto es debido a que presenta secciones de lutitas laminadas y también secciones con fuerte diaclasamiento y fracturas naturales, esto hace que los planos de debilidad influyan mucho.

C.1.3 Resultados obtenidos

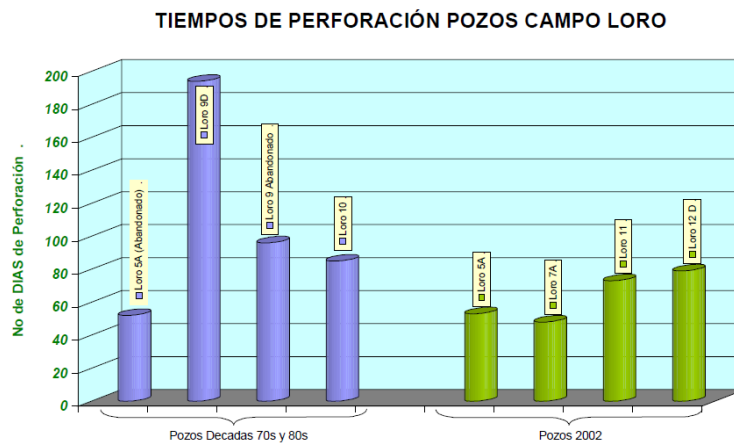


Figura 82: Comparación de tiempos de perforación en el campo Loro (Tomado de [Torres et al., 2003](#))

El pozo que fue planeado con la anterior metodología fue perforado en un tiempo record para ese entonces en el campo, pues el promedio estaba en 120 días y con esto se logró reducir a 50 días (58 % menos tiempo). La figura 82 muestra la comparación de tiempos de 2 campañas de perforación, desde luego que la diferencias de tecnologías por las épocas también influyo, pero los autores también atribuyen en buena medida la optimizan a la aplicación de geomecánica.

C.1.4 Otras aplicaciones

El *UCS* se usó para optimizar el diseño de las brocas, permitiendo perforar secciones más largas con una sola broca, ya que para hacer cambios es necesario sacar toda la sarta, lo cual consume mucho tiempo.

C.2 Otros casos

Campo o Formación	Condiciones y Problemas	Beneficios del <i>MEM</i>
Cusiana - Cupiagua (Colombia) [ARMA 12-453, SPE 30464, SPE 173129]	Zona de piedemonte tectónicamente muy activa, naturalmente fracturado, con lutitas sobrepresionadas y planos débiles. Respecto al tiempo total los <i>NPT</i> eran de 30 % en promedio y 50 % en los casos más severos; los pozos en sus inicios costaban hasta USD65 millones.	Reducción de los <i>NPT</i> y costos hasta en un 50 %. Se redujeron hasta en 65 días los tiempos de perforación.
Kruzensh ternskoe (Rusia) [SPE 182032]	Offshore. Pozos con inclinaciones mayores a 70° eran muy problemáticos.	Reducción de los <i>NPT</i> en un 40 %, el pozo se perforó en 20 días menos respecto al promedio.
Safaniya (Arabia Saudita) [SPE 183762]	Offshore. Lutitas muy inestables que ha generado múltiples pegas y <i>sidetracks</i> .	Reducción de los <i>NPT</i> y costos hasta en un 50 %. Permitiendo además perforar pozos altamente desviados en formaciones muy inestables.
Cerro Norte (Argentina) [SPE 107474]	Naturalmente fracturado. <i>NPT</i> de hasta 75 % respecto al tiempo total, con muchos problemas de breakout e interacción entre lodo-formación.	Reducción de los días de perforación hasta en un 44 %.

Nahr Umr (Emiratos Arabes) [SPE 183344]	Offshore. Lutitas muy inestables y con fuerte interacción con los fluidos, que dificultan perforar pozos <i>ERD</i> .	Se llegaron a perforar pozos sin ningún tipo de problema de inestabilidad considerable.
Bhuban (India) [IPTC 18908]	Zona tectónicamente muy activa y muy plegada cerca a los límites de las placas de la India y Birmania y con muchas zonas sobrepresionadas. Problemas severos de inestabilidad y continuos influjos indeseados y pérdidas de circulación.	Se disminuyeron los días de perforación hasta en un 40 %.
Terra Nova (Canada) [SPE 110742]	Offshore. Formaciones laminadas con planos débiles muy inestables.	Permitió perforar pozos <i>ERD</i> con problemas mínimos de inestabilidad.

Tabla 19: Casos de aplicación de MEM a estabilidad de pozos

Anexo D Mecanismo de falla para pozos verticales y régimen normal

Dependiendo de las magnitudes relativas σ_r , σ_{zz} y σ_θ en la pared del pozo, se pueden tener varios tipos de fallas. Donde la forma de la falla viene dada por el plano que forma el mayor y el menor esfuerzo de esos 3 esfuerzos, ya que se abre en la dirección del menor esfuerzo y se propaga en la dirección del mayor esfuerzo. En la ecuación 38 la cual con respecto a P_w : σ_r tiene relación directa, σ_θ relación inversa y σ_{zz} no depende de P_w ; esto es importante entenderlo ya una de las principales variables que se maneja durante la perforación es justamente P_w y según si este es alto o bajo es que se explican las fallas.

Para que haya estabilidad se debe buscar que todos estos esfuerzos estén en equilibrio y sean lo más parecido posible; este equilibrio lo puedo lograr con la inclinación apropiada del pozo o variando el peso del lodo; con base a este último se pueden tener los problemas que muestra la figura 83.

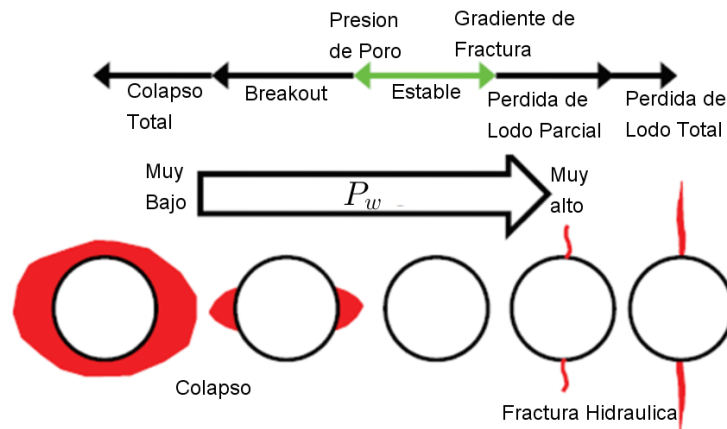


Figura 83: Problemas causados según el peso del lodo (Tomado de Li et al., 2012)

Las figuras 84 y 85 muestran los diferentes mecanismos de falla y su relación con los esfuerzos, se puede apreciar que se deja en términos de esfuerzos de dirección arbitraria y los in-situ, esto es debido a que las fallas están alineadas con los esfuerzos in-situ solo en pozos verticales u horizontales, en los desviados hay que tener en cuenta otras consideraciones. El régimen de esfuerzo también influye en esto, todo esto se explicara más adelante.

A continuación se explican los mecanismos respecto a pozos verticales y régimen normal.

D.1 Falla compresionales

En la figura 84 se observa la vista de planta o frontal de varios tipos de fallas con base en las magnitudes relativas de los 3 esfuerzos de la pared del pozo, a pesar de que teóricamente pueden darse 4 tipos de fallas, las condiciones de un breakout son las que comúnmente se tienen.

- **Breakout:** Es el tipo de falla compresional más común, pues en la mayoría de casos σ_θ es el mayor y σ_r el menor, es decir, a bajos P_w ; esta falla tiene la característica que se alinea con σ_h . Como el esfuerzo mayor es σ_θ y el menor σ_r , el daño se da en el plano que forman esas 2 direcciones y su forma es una amplia abertura horizontal sobre las paredes del pozo (ver figura 84).
- **Tórica:** Se da en la misma dirección que un breakout, pero como en este caso el esfuerzo mayor es σ_{zz} , la forma es similar al anterior pero ya no se da sobre el plano horizontal sino sobre el vertical como se observa en 84, es decir, forma algo similar a un breakout vertical.
- **Helicoidal:** Se da en el plano axial y tangencial, es decir, forma un breakout inclinado. Como en este caso σ_r no es el menor, ya no se alinea con σ_h sino con σ_H como se observa en 84.
- **Por Elongación:** Se da en la misma dirección que la falla helicoidal; es una condición en la que σ_r supera a todos los esfuerzos, es decir, con pesos de lodo excesivamente altos; se da sobre el plano horizontal, igual que un breakout.

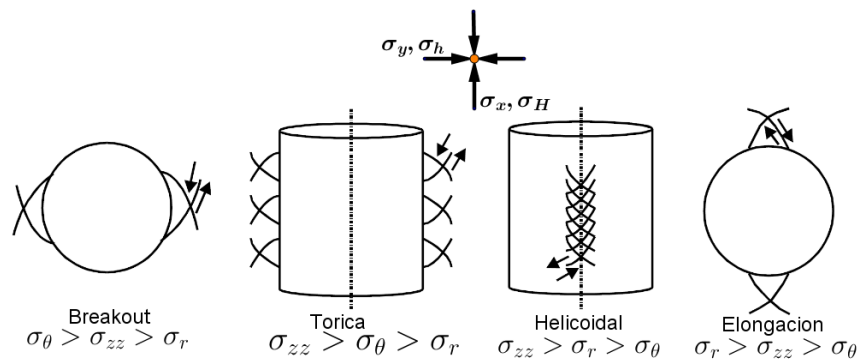


Figura 84: Fallas compresionales alrededor del pozo (Tomado de Chen et al., 2002)

D.2 Fallas tensionales

Generalmente asociadas a altos pesos de lodo. Para que la falla ocurra se debe cumplir el criterio mencionado en la ecuación [11](#). En este caso la falla se dará en la dirección del menor esfuerzo.

- **Fractura vertical:** Se da cuando σ_r vence a σ_θ , haciendo que se genere una abertura alargada que se abre tangencialmente pero se extiende en la dirección radial (por ser mayor), como se observa en [85](#).
- **Fractura horizontal:** Cuando σ_{zz} es pequeño, y σ_r alto, el pozo se separa en la dirección axial y la fractura se extiende radialmente.
- **Exfoliación:** En la figura [85](#) se ve que este tipo de falla no afecta la forma del pozo sino las vecindades del mismo, en este caso σ_θ vence a σ_r haciendo que la falla se produzca de manera radial pero se extiende en la dirección tangencial, lo que genera una especie de exfoliación de las paredes.

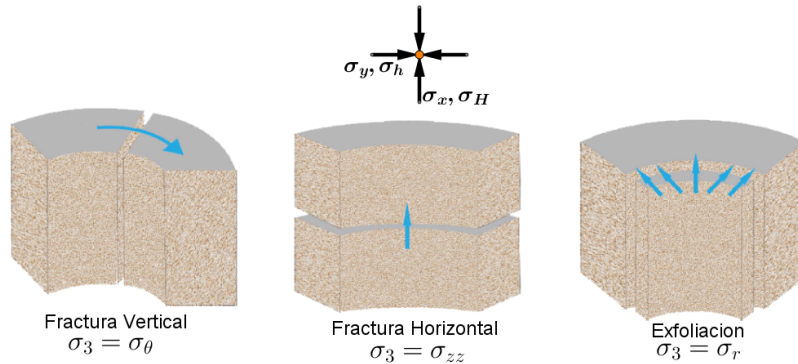


Figura 85: Fallas tensionales alrededor del pozo (Tomado de [Pasic et al., 2007](#))

Proceso de fracturamiento

La figura [86](#) muestra un proceso de fracturamiento típico, en el que se bombea fluido a caudal constante hasta generar las fracturas.

Las presiones que se registran son:

- P_{FIT} (Presión de Integridad): Es una presión que algunas veces se registra en unas pruebas que tienen el mismo nombre, y en la que simplemente se busca que la formación resista dicha presión. Generalmente cuando se llega a P_{FIT} aun no se ha afectado la formación.

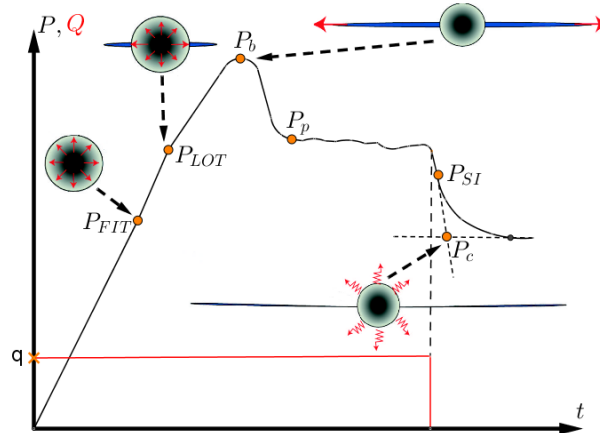


Figura 86: Esquema típico de un proceso de fracturamiento (Tomado de [Mitchell, 2006](#))

- P_{LOT} (Presión de Fuga): Es donde ocurre el cambio de pendiente. Acá empieza a formarse la fractura, sin generar pérdidas considerables de fluido. Esta presión también se registra en una prueba que llama igual.
- P_b (Presión de Ruptura): En este punto la fractura se forma completamente. Se empiezan a generar grandes pérdidas de fluido, y por eso se registra una considerable caída de presión luego de ese evento. Esta es la presión que interesa predecir durante la perforación.
- P_p (Presión de Propagación): Es la presión donde se estabiliza luego de haber generado la ruptura, como su nombre lo indica, ocurre una propagación de la fractura hasta que se deje de bombear.
- P_{SI} (Presión de Apagado de Bombas): Es la presión registrada justo después de apagar las bombas, donde hay una caída de presión característica.
- P_c (Presión de Cierre de la Fractura): Es la presión en la que se presume ocurrió el cierre de la fractura, es muy importante porque es la que se asocia con σ_h . No es tan fácil de leer y generalmente se toma como el intercepto de las tangentes de la curva registrada durante ese periodo.

P_b a diferencia de las presiones que le siguen depende de la concentración de esfuerzos alrededor del pozo, es decir, es muy dependiente de la dirección del pozo. Una vez que se llega a P_b las demás presiones dependen de las condiciones in-situ de la formación, por lo que son independientes de la dirección. Generalmente es mayor a todas las presiones,

sin embargo pueden haber condiciones donde sea menor y haría falta incrementar la presión para generar la propagación de la fractura.

Influencia de la desviación del pozo y el régimen de esfuerzos

Las fallas descritas anteriormente también se dan en pozos desviados y regímenes diferentes al normal, sin embargo es importante saber que el lugar donde ocurren las fallas no es algo que se pueda generalizar, pues es muy dependiente de los aspectos mencionados, haciendo incluso que se formen en lados opuestos a las descritas para pozos verticales y régimen normal. En el ejemplo ilustrativo se hicieron algunos análisis al respecto.