

METODOLOGÍA PARA DISEÑAR EL MODELO GEOMECÁNICO 1D DE ESTABILIDAD DE POZOS



**OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO
VANESSA MANRIQUE GUIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

**METODOLOGÍA PARA DISEÑAR EL MODELO GEOMECÁNICO 1D DE
ESTABILIDAD DE POZOS**

**OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO
VANESSA MANRIQUE GUIO**

Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos

Director

Zuly H. Calderón Carillo, Ph.D

Co-director

Diego A. Vargas Silva, Ing.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y guiar siempre mis pasos, a la Morenita Santa y Bendita, porque para ella no hay imposibles y me lo ha demostrado siempre.

A mi hermosa madre Olga y mi ejemplar padre Rumaldo, porque por ellos y para ellos son todos mis esfuerzos. Su sacrificio, sus palabras de aliento y sobretodo su confianza en mí fueron mi fuente de motivación constante. A ellos les debo todo.

A mis adorados hermanos Pedro y Marcela, les dedico con mi corazón este trabajo para recordarles que nunca deben renunciar a sus sueños.

A mi amado Carlos, por ser quien incansablemente me recuerda lo bella que es la vida, ser como mi motor en estos maravillosos años y nunca permitir que me rindiera en esta travesía.

A toda mi familia, porque de una u otra manera cada uno de ellos hizo parte de este logro, especialmente a mis nonos, Abigail y Heli y a quienes fueron y serán como mi segunda familia, Don Apóstol y Doña Yami.

A quien más que mi compañera de lucha, de estudio y de tesis, fue una amiga incondicional. Vane, fueron tantas las experiencias vividas que nos quedarán fantásticos recuerdos para toda la vida.

A esas amigas con quienes pasaría horas riendo de tantas tonterías y gratos recuerdos de nuestro paso por la universidad, Mony, Vane, Astrid, Any y Cami, que esta amistad perdure por siempre.

Con mucho cariño... Rossio.

DEDICATORIA

*A Dios y a la Virgen de Guadalupe por ser mi compañía en este camino y
hacer de mis sueños metas cumplidas.*

*A lo más hermoso que tengo en mi vida Reinaldo y Marisol, mis padres,
quienes pusieron toda su confianza en mí, por su gran amor, apoyo
incondicional, sacrificios por cumplir todos mis caprichos y entrega hacia su
hija.*

*A mi hermano Carlos Andrés, mi otra mitad, de quien me siento
inmensamente orgullosa, quien ha sido no solo mi hermano sino mi amigo, mi
cómplice, mi protector, mi confidente.*

*A mi familia y de manera muy especial a mi Tía Doly, mi segunda madre,
quien siempre ha estado para mí incondicionalmente, por ser mi consejera y
por ser la alcahueta de todas mis locuras.*

*Y como no dedicarle este trabajo a ella, Mi mora Rosshy, esa persona que se
convirtió en más que mi amiga, en una hermanita durante estos 5 años, por
su comprensión, consejos, alegrías y por su apoyo en los momentos en que
sentía que ya no podía más.*

*A las causantes de todos mis dolores de cabeza y las protagonistas de los
mejores recuerdos de mi vida universitaria, Astrid, Any, Mony, Cami y de
nuevo Rosshy, quienes siempre estuvieron ahí para darme fuerzas,
acompañarme y sacar una sonrisa en los momentos que más lo necesitaba.*

*Y finalmente a mis amigos, Sebas, Dani, Nata, Aleja Y Vivis quienes siempre
estuvieron ahí y desde la distancia me enviaban una palabra de aliento para
seguir adelante.*

Vanessa Manrique

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

Dios por darnos la sabiduría necesaria para avanzar en nuestra carrera y permitirnos culminar este proyecto.

La Universidad Industrial de Santander por habernos dado el privilegio de ser parte de sus aulas y formarnos profesionalmente como Ingenieras de petróleos.

La UIS Sede Málaga, quienes nos abrieron sus puertas y brindaron las bases fundamentales para llegar hasta este momento.

La Escuela de Ingeniería de Petróleos y cada uno de sus docentes, quienes compartieron sus conocimientos y experiencias aportando a nuestra formación como ingenieras.

La Doctora Zuly, por confiar en nosotras, brindarnos sus conocimientos y acompañarnos durante el desarrollo de este proyecto.

El ingeniero Diego por su infinita paciencia, colaboración y apoyo. Sus conocimientos y consejos fueron fundamentales durante el desarrollo de este trabajo.

La Junta Directiva de ACEIP por dos años llenos de triunfos, alegrías, momentos compartidos y un exitoso proyecto que recordaremos toda la vida. Mil gracias porque nos enseñaron lo que es el trabajo en equipo. Katty, Carlitos, Majo, Dieguito, Cami, Jean, David y Pipe, los llevaremos siempre en nuestros corazones ♥

Nuestras familias y amigos, de quienes siempre recibimos el apoyo necesario para seguir adelante, luchar en los fracasos y celebrar junto a nosotras cada triunfo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. CONCEPTOS GENERALES.....	21
1.1. GEOMECAÁNICA	21
1.2. MODELO GEOMECAÁNICO (MEM)	21
1.2.1. Presión de poro	22
1.2.2. Esfuerzos	23
1.2.3. Propiedades mecánicas de la roca	26
1.2.4. Presión de colapso	30
1.2.5. Presión de fractura	30
1.3. ESTABILIDAD DE POZO	31
2. ANTECEDENTES DE MODELOS GEOMECAÁNICOS 1D	36
2.1. IMPORTANCIA DEL MODELO GEOMECAÁNICO 1D PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO 3D	40
2.2. CASO DE ESTUDIO EN COLOMBIA	41
3. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE LAS VARIABLES GEOMECAÁNICAS	46
3.1. ESTIMACIÓN DEL ESTADO DE ESFUERZOS	46
3.1.1. Esfuerzo vertical	46
3.1.2. Magnitud de los esfuerzos horizontales	50
3.1.3. Orientación de los esfuerzos horizontales	65
3.2. ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO	70
3.2.1. Hottman y Johnson – 1965.....	71
3.2.2. Método del exponente “d” – 1966.....	74
3.2.3. Método de la profundidad equivalente – 1966.....	79
3.2.4. Método de Eaton – 1975	81
3.2.5. Método de Bowers – 1995.....	83

3.2.6. Método sónico de Miller.....	83
3.2.7. Modelo “Tau”	84
3.2.8. Predicción de la presión de poro a partir de la porosidad	85
3.2.9. Mecanismos de predicción de la presión de poro durante la exploración	87
3.2.10. Mecanismos de monitoreo de la presión de poro durante la perforación.....	87
3.2.11. Mecanismos de verificación de la presión de poro después de la perforación	90
3.3. ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	92
3.3.1. Pruebas de laboratorio	92
3.3.2. Ecuaciones empíricas para el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada	101
3.3.3. Ecuaciones empíricas para el cálculo del ángulo de fricción interna.....	103
3.3.4. Criterios de falla para estimar la resistencia a la tensión	103
3.3.5. Relaciones entre constantes elásticas estáticas para materiales isotrópicos..	105
3.3.6. Determinación de las constantes elásticas dinámicas	107
4. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO	
GEOMECÁNICO 1D DE ESTABILIDAD DE POZOS	109
4.1. AUDITORÍA DE DATOS	109
4.2. SÍSMICA Y ESTRATIGRAFÍA	112
4.3. OVERBURDEN	112
4.4. PRESIÓN DE PORO	113
4.5. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	115
4.6. ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES.....	116
4.7. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO	116
4.8. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO	117
4.9. ANÁLISIS DE FALLA Y ESTABILIDAD.....	117

5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	119
5.1. AUDITORÍA DE DATOS	119
5.1.1. Cálculo del esfuerzo vertical a partir de la correlación de Eaton y la relación lineal	123
5.1.2. Orientación de los esfuerzos a partir del Mapa Mundial de Esfuerzos	123
5.2. MODELO SÍSMICO Y ESTRATIGRÁFICO.....	124
5.2.1. Interpretación sísmica del Campo Colorado.....	124
5.2.2. Modelo estratigráfico del Campo Colorado	126
5.3. OVERBURDEN	128
5.4. PRESIÓN DE PORO	130
5.4.1. Estimación de la presión de poro a partir de parámetros de perforación	130
5.4.2. Estimación de la presión de poro a partir del método de Hottman y Johnson.	131
5.4.3. Estimación de la presión de poro a partir del método de Eaton	132
5.4.4. Estimación de la presión de poro a partir del método de la profundidad equivalente	132
5.4.5. Estimación de la presión de poro a partir del Modelo “Tau”	132
5.5. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	134
5.5.1. Cálculo de las propiedades elásticas de la roca.....	134
5.5.2. Cálculo de los parámetros de resistencia de la roca	134
5.6. ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES.....	135
5.7. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO	136
5.8. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO	136
5.9. ANÁLISIS DE FALLA Y ESTABILIDAD.....	138
5.10. CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS ALREDEDOR DE LAS PAREDES DEL POZO	140
6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	144

6.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE FRACTURA	144
6.2.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE COLAPSO	145
6.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO	146
6.4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE PORO	146
7.	CONCLUSIONES.....	148
8.	RECOMENDACIONES.....	150
	BIBLIOGRAFÍA	151

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Profundidad vs. Presión: Clasificación de la presión de poro.	23
Figura 2. Descomposición de la fuerza actuando sobre una superficie no perpendicular	24
Figura 3. Tensor de esfuerzos	25
Figura 4. Esfuerzos in situ.....	25
Figura 5. Fallas de acuerdo al régimen de esfuerzos de Anderson	26
Figura 6. Circulo de Mohr, representación gráfica del AFI y la cohesión.	28
Figura 7. Esfuerzos alrededor de las paredes del pozo	32
Figura 8. Problemas asociados a la inestabilidad de pozo.	33
Figura 9. Esquema de una ventana de lodo.	35
Figura 10. Diagrama de flujo de la metodología empleada en el Campo Vaca Muerta.....	38
Figura 11. Flujo de trabajo para modelo geomecánico 3D.....	44
Figura 12. Flujo de trabajo de un modelo geomecánico 3D	45
Figura 13. Gradiente del esfuerzo de overburden para formaciones normalmente compactadas en la Costa del Golfo.	50
Figura 14. Esquema de una prueba Leak Off.	53
Figura 15. Esquema de una prueba Leak Off extendida.....	55
Figura 16. Propagación de una fractura hidráulica.....	57
Figura 17. Identificación de fracturas inducidas en imágenes de las paredes del pozo.	60
Figura 18. Esquema del ángulo de breakout.	61
Figura 19. Polígono de esfuerzos.	64
Figura 20. Nomenclatura encontrada en un WSM.	66
Figura 21. Mapa de esfuerzos de Colombia	67
Figura 22. División de ondas de corte por medio de la herramienta DSI.	69
Figura 23. Relación entre el parámetro acústico del shale ($\Delta t_{(ob(sh))}-\Delta t_{n(sh)}$) y el gradiente de presión del fluido de yacimiento FPG.....	73

Figura 24. Relación entre el parámetro de resistividad del shale $R_{(n(sh))}$ / $R_{(ob(sh))}$ y el gradiente de presión del fluido de yacimiento FPG.	73
Figura 25. Exponente "d" y exponente "dc".....	76
Figura 26. Método de la profundidad equivalente.	81
Figura 27. Clasificación morfológica de cavings.	89
Figura 28. A. Prueba de compresión uniaxial. B. Gráfica representativa de una prueba uniaxial.....	93
Figura 29. A. Estado de esfuerzos de la roca en una prueba triaxial. B. Gráfica representativa de una prueba triaxial.....	95
Figura 30. Criterio de falla de Morh-Coulomb.	96
Figura 31. Prueba de compresión poliaxial.	98
Figura 32. Esquema de una prueba de carga puntual.	99
Figura 33. Esquema de una prueba de Brasil.	100
Figura 34. Diagrama de flujo general para el desarrollo de un modelo geomecánico 1D de estabilidad de pozos.....	109
Figura 35. Metodología para la Auditoría de datos	110
Figura 36. Metodología para el modelo sísmico y estratigráfico	112
Figura 37. Metodología para el cálculo de overburden	113
Figura 38. Metodología para el cálculo de la presión de poro.....	114
Figura 39. Metodología para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca	115
Figura 40. Metodología para la determinación de la orientación de los esfuerzos horizontales.....	116
Figura 41. Metodología para el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo	116
Figura 42. Metodología para el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo	117
Figura 43. Metodología para la ventana de lodo segura	118
Figura 44. Estado mecánico y registros del pozo Colorado-70.....	120
Figura 45. Tiempos no productivos del pozo Colorado – 70.	122

Figura 46. Mapa mundial de esfuerzos para la zona del Valle Medio del Magdalena.	124
Figura 47. Líneas sísmicas del Campo Colorado.....	125
Figura 48. Bloque estructural principal del Campo Colorado.	126
Figura 49. Columna estratigráfica de las formaciones atravesadas por el pozo Colorado-70 de la cuenca VMM.....	127
Figura 50. Sísmica y estratigrafía del caso de estudio.....	127
Figura 51. Esfuerzo vertical a partir de los métodos disponibles.	129
Figura 52. Método del exponente "d" y "dc".	131
Figura 53. Resultados del cálculo de la presión de poro para el pozo Colorado - 70	133
Figura 54. Propiedades mecánicas de la roca para el pozo Col-70.	137
Figura 55. Esfuerzo en el pozo Colorado - 70.....	138
Figura 56. Ventana de lodo obtenida para el pozo Colorado - 70.....	140
Figura 57. Distribución de los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo.	141
Figura 58. Esfuerzos alrededor de las paredes del pozo Colorado - 70 a partir de las ecuaciones de Kirsch.	142
Figura 59. Ancho del breakout en el pozo Colorado - 70 a una profundidad de 2956 ft.....	143
Figura 60. Análisis de sensibilidad de la presión de fractura.	145
Figura 61. Análisis de sensibilidad de la presión de colapso.	145
Figura 62. Análisis de sensibilidad del esfuerzo horizontal mínimo.	146
Figura 63. Análisis de sensibilidad de la presión de poro.	147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mecanismos de cálculo de la magnitud de los esfuerzos horizontales....	51
Tabla 2. Valores promedio de coeficientes de regresión de Bourgoyne y Youg, Modelo de perforación desarrollado para shales en la Costa del Golfo en Estados Unidos.....	79
Tabla 3. Parámetros para diferentes litologías.	97
Tabla 4. Ecuaciones empíricas para la resistencia a la compresión no confinada.	101
Tabla 5. Ecuaciones empíricas para AFI.....	103
Tabla 6. Correlaciones entre constantes elásticas estáticas para materiales isotrópicos.....	106
Tabla 7. Constantes elásticas dinámicas en función de las velocidades de onda.	108
Tabla 8. Datos necesarios para la construcción de un modelo geomecánico 1D.	111
Tabla 9. Auditoría de datos para el pozo Colorado-70.	120
Tabla 10. Eventos durante la perforación del pozo Colorado - 70.....	122
Tabla 11. Azimut del esfuerzo horizontal máximo en la zona del Valle Medio del Magdalena según los datos contenidos en el WSM.	123

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA DISEÑAR EL MODELO GEOMECÁNICO 1D DE ESTABILIDAD DE POZOS*

AUTORES: OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO
VANESSA MANRIQUE GUIO**

PALABRAS CLAVE: Modelo geomecánico, Metodología, Estabilidad de pozo, Estado de esfuerzos, Presión de poro, Propiedades mecánicas de la roca.

DESCRIPCIÓN:

Los problemas de inestabilidad de pozo conllevan a cerca de la mitad de los Tiempos No Productivos (NPT) de operaciones de perforación, lo que motivó a la industria a buscar soluciones que permitieran eliminar NPT causados por problemas geomecánicos mediante la creación de nuevos flujos de trabajo para la construcción de Modelos geomecánicos 1D que ayudaran a la mitigación de estos problemas.

En la literatura se encuentra gran cantidad de metodologías propuestas para el desarrollo de modelos geomecánicos enfocados a un caso específico mostrando solo el modelo usado para esa zona. En este caso, se planteó una metodología para la construcción de un modelo geomecánico 1D, partiendo de la recopilación y descripción de los diferentes métodos existentes, encontrados en la revisión bibliográfica, para la determinación de las variables que conforman dicho modelo. Éstos métodos fueron organizados en función de la información necesaria y condiciones de aplicación, logrando de esta manera que la metodología sea aplicable a diferentes casos.

La validación de dicha metodología se llevó a cabo aplicándola en el pozo Colorado – 70, implementando las correlaciones correspondientes de acuerdo a la auditoría de datos, definiéndose cuales métodos se ajustan al área de estudio y obteniendo una ventana de peso de lodo seguro correlacionada con los eventos de perforación. Además del modelo de estabilidad, se complementa el análisis con el cálculo de los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo y un análisis de sensibilidad de las variables influyentes en el modelo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Ph.D. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirector: Ing. Diego Armando Vargas Silva.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DESIGNING 1D GEOMECHANICAL MODEL OF WELLBORE STABILITY*

AUTHORS: OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO
VANESSA MANRIQUE GUIO**

KEYWORDS: Geomechanical Model, Methodology, Wellbore stability, State of stress, Pore Pressure, Rock mechanical properties.

DESCRIPTION:

Wellbore instability problems lead to nearly a half of non-productive times (NPT) in drilling operations, prompting the industry to seek solutions that would facilitate the elimination of NPT caused by geomechanical problems by creating new workflows for the construction of geomechanical 1D models that help mitigate these problems.

A large number of proposed methodologies for the development of geomechanical models focused on a specific case can be found in the literature, showing only the used model for that specific zone. In this case, a methodology for the construction of a 1D geomechanical model was raised, based on the collection and description of the different existing methods, found in the literature review, for determining the variables that compose this model. This methods were organized according to the necessary information and application conditions, thus, achieving that the methodology is applicable to different cases.

The validation of this methodology was carried out by applying it in well Colorado-70, implementing the relevant correlations according to the audit of data, defining which methods fit the studied area and obtaining a safe mud window correlated with the drilling events. Besides the model of stability, the analysis was supplemented with the calculation of near-wellbore stresses and a sensitivity analysis of the influential variables in the model.

* Degree project

** Physiochemical Engineerings Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Ph.D. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirector: Ing. Diego Armando Vargas Silva.

INTRODUCCIÓN

Ante la necesidad de minimizar los costos totales en las operaciones de perforación de un pozo, la industria petrolera ha estado obligada a desarrollar tecnologías que ayuden a la optimización de las operaciones. Un factor principal en el cual se ha concentrado el estudio en los últimos años son los Tiempos No Productivos (NPT), ya que representan alrededor del 20% del costo total de la perforación de un pozo a nivel mundial.

Los NPT se deben a múltiples causas, dentro de las cuales se encuentran los problemas asociados a la estabilidad del pozo, que constituyen cerca del 50% de los NPT totales, considerándose por esta razón un eje principal de estudio por medio del desarrollo de modelos geomecánicos que permiten predecir el comportamiento del pozo, logrando una mejor planificación de la perforación, ya sea evitando la aparición de eventos de inestabilidad o que existan acciones de contingencia ante dichos sucesos.

Un modelo geomecánico busca caracterizar la zona de estudio por medio del cálculo de la presión de poro, el estado de esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas de la roca. A través del tiempo, diferentes autores se han enfocado en el estudio de estos parámetros, desarrollando nuevos métodos o ajustando correlaciones existentes con el fin de realizar estimaciones más exactas, lo que se refleja en la generación de un modelo de estabilidad más confiable. Los modelos geomecánicos 1D calculan perfiles de dichas propiedades en función de la profundidad y son la base fundamental para el desarrollo de modelos más robustos y complejos, por esta razón el cálculo representativo de las propiedades geomecánicas es fundamental para futuras aplicaciones confiables del modelo.

Dada la importancia de la construcción de un MEM por su impacto positivo en el desarrollo de proyectos petroleros, en el presente trabajo se propone una

metodología para el desarrollo de un modelo geomecánico 1D de estabilidad de pozos que incluye las técnicas más usadas por la industria para la estimación de las variables geomecánicas contenidas en la literatura, diseñada para lograr una ventana de peso de lodo óptimo partiendo del tipo de información disponible, ya que recopila varios métodos para el cálculo de cada propiedad en función de diferentes variables, pues la disponibilidad de datos en calidad y cantidad es uno de los factores más críticos en el desarrollo de un MEM. Dicha metodología es aplicada en el pozo Colorado – 70 y validada por medio de la implementación de las ecuaciones de Kirsch. Se concluye con la ejecución de un análisis de sensibilidad de las propiedades que conforman el modelo de estabilidad obtenido para el pozo de estudio.

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. GEOMECAÁNICA

La geomecánica es una disciplina que se encarga de estudiar el comportamiento mecánico de la roca por medio del estudio de la presión de poro, los esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas de la roca. Su finalidad es entender el comportamiento de los materiales y sus propiedades al estar sometidos a esfuerzos, lo que permite su aplicación en diferentes ramas ingenieriles.

1.2. MODELO GEOMECAÁNICO (MEM)

Es una representación numérica de los estados de esfuerzos y las propiedades mecánicas de la roca para una sección estratigráfica específica, en un campo o cuenca¹ además de la presión de poro, que sirve para predecir problemas de inestabilidad de pozo, problemas de arenamiento, reactivación de fallas, compactación y subsidencia y diseño de fracturas hidráulicas.

La mayoría de los modelos geomecánicos son representados en una dimensión (MEM 1D), cuya finalidad es mostrar la variación vertical de las propiedades geomecánicas de la roca en función de la profundidad a partir de datos específicos de un pozo, reportes diarios de perforación, datos de laboratorio de pruebas realizadas a núcleos y registros de pozo, permitiendo diseñar una ventana de peso de lodo útil para dirigir el pozo en una trayectoria segura, previniendo así problemas de inestabilidad, eje principal del presente trabajo.

¹ PLUMB, R.; EDWARDS, S.; PIDCOCK, G.; LEE, D. and STACEY, B. The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects, paper IADC/SPE 59128, 2000.

1.2.1. Presión de poro La presión de poro se define como la presión que ejercen los fluidos sobre los poros de la roca y se clasifica de acuerdo a su valor en presión normal, anormalmente alta o anormalmente baja². Al conocer la presión de poro se puede realizar una planeación segura de un pozo, principalmente lograr el diseño de una ventana segura de lodo que evite influjo, amagos de reventón o fracturamiento de la formación durante la perforación y desarrollo del pozo.

- **Presión normal** Es igual a la presión hidrostática y es la fuerza por unidad de área ejercida por los fluidos. En un ambiente de presión de poro normal, los sedimentos se compactan a medida que los fluidos son drenados por efecto de la carga que ejercen los sedimentos suprayacentes³.
- **Presión anormal** Es cualquier presión que está por encima o por debajo de la presión de poro normal y de este modo se clasifica en sobrepresión y presión subnormal.
 - **Presión anormalmente alta o sobrepresión** Es cualquier presión que esté por encima de la presión hidrostática o presión normal, de acuerdo a este concepto, esta presión está compuesta por la presión hidrostática más una cantidad externa de presión.
 - **Presión anormalmente baja o presión subnormal** Se define como cualquier presión menor a la presión de poro normal o la hidrostática. Se

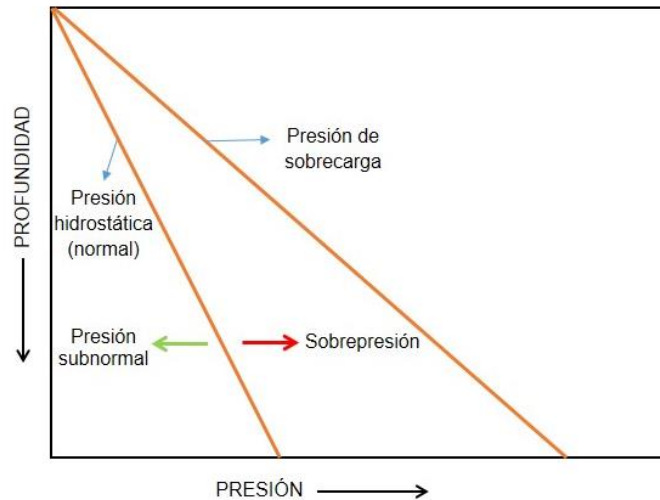
² CALDERÓN, Z. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander.

³ FERNÁNDEZ, A. & ALVARELLOS, J. Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil. Vol. 12 (1), 151-157 p. 2011.

da en las zonas en donde los fluidos han sido drenados, siendo un ejemplo de esto, un yacimiento depletado.

La figura 1 muestra la línea que representa la presión hidrostática, es decir el valor de presión de poro normal y como se definió anteriormente, por debajo y encima de ella hasta la presión de sobrecarga, la presión subnormal y sobrepresión respectivamente.

Figura 1. Profundidad vs. Presión: Clasificación de la presión de poro.



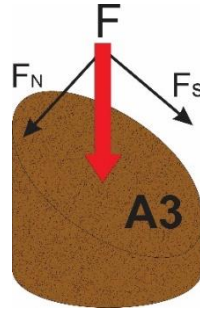
1.2.2. Esfuerzos

1.2.2.1. Definición de esfuerzo El esfuerzo se define como la fuerza aplicada sobre una superficie, dada en unidades de campo en psi (lb/in^2). Si la fuerza actúa perpendicular al área de estudio, puede expresarse de la siguiente manera:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

En los casos donde la fuerza no actúa perpendicularmente a la superficie, la fuerza debe descomponerse como se observa en la figura 2, en F_N y F_S que son perpendicular y paralela a la superficie respectivamente.

Figura 2. Descomposición de la fuerza actuando sobre una superficie no perpendicular



De acuerdo a lo anterior se pueden definir dos tipos de esfuerzos que actúan sobre una superficie que no es normal a la fuerza que actúa sobre esta. A continuación estos esfuerzos están definidos de manera general y su magnitud depende de la orientación de la superficie donde se aplica la fuerza.

- **Esfuerzo normal (σ)** Actúa perpendicular a la superficie y tiende a causar cambios en el volumen.

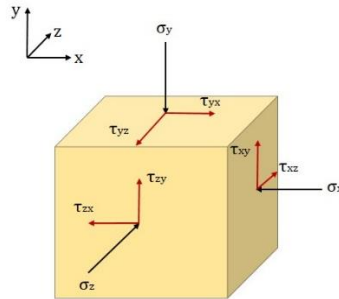
$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (2)$$

- **Esfuerzo de corte (τ)** También llamado de cizalla, es paralelo a la superficie y tienden a causar deformación en el cuerpo sin cambiar su volumen.

$$\tau_s = \frac{F_s}{A} \quad (3)$$

1.2.2.2. Tensor de esfuerzos El tensor de esfuerzos indica el estado de los mismos en un punto determinado con componentes referidos a un sistema de coordenadas. En el tensor de esfuerzos se usa un cubo infinitesimal donde los esfuerzos normales están alineados con los ejes mientras que los esfuerzos de corte resultantes en cada cara no siempre están alineados con los ejes.

Figura 3. Tensor de esfuerzos

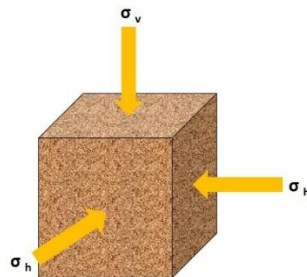


1.2.2.3. Esfuerzos principales Los esfuerzos principales se dan en la orientación donde los esfuerzos de corte son iguales a cero, para llegar a este estado gráficamente, el cubo que representa el tensor de esfuerzos en un punto determinado, se rota hasta encontrar este valor de esfuerzos de corte.

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (4)$$

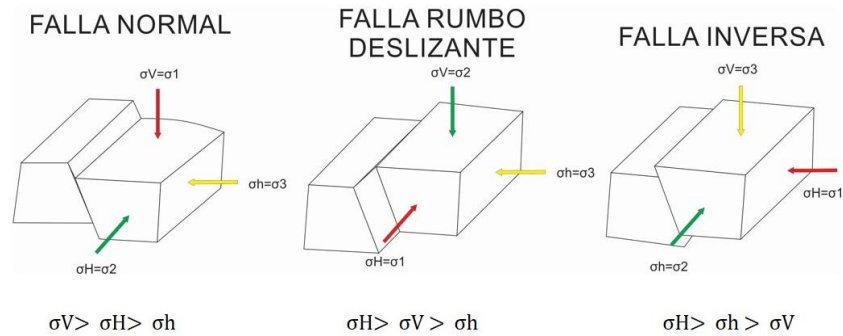
1.2.2.4. Esfuerzos in situ La roca en el subsuelo se encuentra sometida a esfuerzos compresivos y/o de tensión que se denominan esfuerzos in situ, estos son ortogonales, como lo muestra la figura 4 y se denominan, esfuerzo vertical o de overburden y esfuerzos horizontales que a su vez se dividen en esfuerzo horizontal máximo y mínimo.

Figura 4. Esfuerzos in situ



- **Régimen de esfuerzos** Se refiere a una teoría propuesta por Anderson (1951) que define tres tipos de fallas principales de acuerdo a la relación que existe entre los esfuerzos principales, suponiendo que no existe un esfuerzo de cizalla en la superficie de la tierra, por lo que el eje de un esfuerzo será perpendicular a ésta, es decir vertical y los otros dos serán horizontales. De acuerdo a las magnitudes relativas de estos esfuerzos se definen los tipos de falla mostrados en la siguiente figura.

Figura 5. Fallas de acuerdo al régimen de esfuerzos de Anderson



1.2.3. Propiedades mecánicas de la roca

Las propiedades de la roca son definidas por la composición mineralógica y la historia geológica, deformacional y ambiental. Estas propiedades se reflejan en el comportamiento mecánico de la roca ante los esfuerzos aplicados, dependiendo de la resistencia y el modelo de deformación.⁴ El comportamiento mecánico de la roca está controlado por el esfuerzo efectivo dado de la siguiente manera:

$$\sigma = \sigma' + \beta P_p \quad (5)$$

⁴ Gonzales de Vallejo, 2004 citado por RODRÍGUEZ, A. Estimación de parámetros geomecánicos a partir de sismica 3D en el campo Moporo ubicado al sureste del lago de Maracaibo, estado Zulia. Caracas 2013. Trabajo de grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Central de Venezuela.

Donde σ representa el esfuerzo total, σ' el esfuerzo efectivo y P_p la presión de poro. El término que multiplica la presión de poro representado por β , corresponde al Coeficiente de Biot, el cual representa la resistencia del material.

1.2.3.1. Parámetros de resistencia de la roca Pueden ser obtenidos con pruebas de laboratorio realizadas a núcleos, pero teniendo en cuenta la ausencia de estas muestras en la mayoría de proyectos petroleros, existen varias correlaciones empíricas para su determinación.

- **Resistencia compresiva no confinada (UCS)** También llamada Resistencia a la compresión simple, es uno de los parámetros más importantes de las propiedades mecánicas de la roca, ya que representa la fuerza máxima que pueden soportar las rocas antes de fallar.
- **Angulo de fricción interna (AFI)** Se determina gráficamente por medio del círculo de Mohr Coulomb señalado en la figura 6 como ϕ . Se usa para determinar el coeficiente de fricción interna (μ) por medio de la ecuación 6. Este coeficiente a su vez se define como la resistencia a la fricción por deslizamiento y rodamiento entre los planos de cizallamiento y los granos que se encuentran en esos planos.

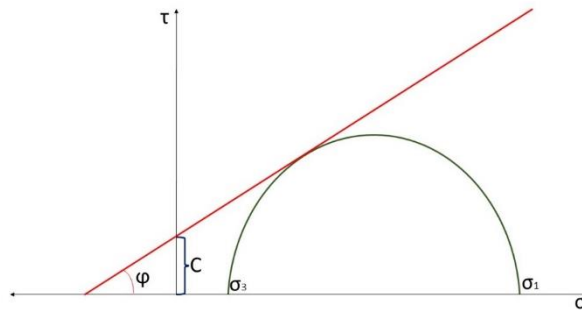
$$\tan\phi = \mu \quad (6)$$

- **Resistencia ténsil (T_o)** También llamada resistencia a la tensión, gobierna el comportamiento de las rocas cuando se encuentra bajo esfuerzos de flexión.

- **Cohesión de la roca (C)** Se puede definir como la fuerza inherente o la resistencia al corte sin esfuerzo normal⁵, puede obtenerse gráficamente como se muestra en la figura 6.

La figura 6 muestra el círculo de Mohr, representación gráfica desarrollada por Christian Otto Mohr con múltiples utilidades en estudios geomecánicos, construido a partir de los resultados de pruebas triaxiales, cada prueba es graficada como un círculo unidos tangentemente por una línea recta (línea roja) conocida como la envolvente de falla, sobre la cual se reconoce la región inestable. Una de las principales funciones es la determinación de los esfuerzos principal mínimo σ_3 y máximo σ_1 , ángulo de fricción interna y la cohesión de la roca.

Figura 6. Círculo de Mohr, representación gráfica del AFI y la cohesión.



1.2.3.2. Módulos elásticos Los módulos elásticos representan la relación entre los esfuerzos y las deformaciones. Éstos pueden ser estáticos o dinámicos y la diferencia entre los dos es básicamente la manera en la que se hace su medición. Los módulos elásticos estáticos son medidos a partir de pruebas de laboratorio, mientras que los dinámicos son medidos por medio de la propagación de ondas acústicas.

⁵ Calderón, Z, *op. cit.*, p.x.

- **Módulo de Young (E)** También llamado Modulo Elástico (Y), puede ser interpretado como la relación entre el esfuerzo axial aplicado y la deformación axial que se genera por la carga aplicada⁶.
- **Relación de Poisson (V)** Es un módulo elástico adimensional que relaciona la deformación lateral y la deformación en dirección longitudinal, la deformación longitudinal se da en la dirección del esfuerzo aplicado y la deformación lateral es perpendicular a éste.
- **Parámetros de Lamé** Los parámetros de Lamé son dos constantes que describen el comportamiento elástico de un sólido que se deforma y que ante una fuerza aplicada en cualquier punto reacciona igualmente en todas las direcciones:
 - **Constante de Lamé (λ)** Este es el primer parámetro de Lamé y como tal no tiene un significado físico ya que es una constante sustituida en otras ecuaciones que describen el comportamiento elástico con el fin de hacerlas más sencillas.
 - **Módulo de rigidez (G)** También conocido como módulo de corte o segundo parámetros de Lamé (μ), es una medida de la resistencia de la muestra contra la deformación de corte, se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte, involucrando un ángulo de desplazamiento.

⁶ GARCIA, M. Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano. Bucaramanga 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

- **Módulo Volumétrico o Bulk (K)** Se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático provocado por la presión hidrostática y la deformación volumétrica. El módulo volumétrico es inverso a la compresibilidad (c).

1.2.4. Presión de colapso La presión de colapso es la mínima presión que debe ejercer el lodo para evitar fallas de corte en el pozo, La cual puede calcularse de la siguiente manera según Aadnoy, B. & Looyeh, R., 2011.

$$P_c = \frac{1}{2}(3\sigma_x - \sigma_y)(1 - \sin \varphi) - c * \cos \varphi + P_p \sin \varphi \quad \text{si } \begin{cases} \sigma_x < \sigma_y \\ \theta = 90^\circ \end{cases} \quad (7)$$

$$P_c = \frac{1}{2}(3\sigma_y - \sigma_x)(1 - \sin \varphi) - c * \cos \varphi + P_p \sin \varphi \quad \text{si } \begin{cases} \sigma_y < \sigma_x \\ \theta = 0^\circ \end{cases} \quad (8)$$

Donde:

σ_x y σ_y : Esfuerzos en el plano X y Y respectivamente

φ : Ángulo de fricción interna

c: Cohesión = $1/2 (\sigma_1' - \sigma_3')$

θ : Angulo de rotación de acuerdo a la inclinación del pozo medido desde el eje X

1.2.5. Presión de fractura

La presión de fractura es la máxima presión que puede ejercer el lodo antes de fracturar la formación. La manera más común por la cual se determina la presión de fractura es por medio de pruebas LOT, XLOT y minifrac, aunque existen varias correlaciones que también pueden ser implementadas, como la desarrollada por Hubbert y Willis (1957) para estimar el gradiente de fractura como se muestra a continuación, donde g_{Pf} es el gradiente de la presión de fractura y g_v es el gradiente del esfuerzo vertical:

$$g_{Pf} = \frac{v}{1-v} (g_v - g_{Pp}) + g_{Pp} \quad (9)$$

Otro método para hallar la presión de fractura es por medio de las siguientes ecuaciones, la cual asume que el esfuerzo tangencial mínimo es igual a la resistencia ténsil y aparecerá una falla por tensión⁷:

$$P_f = 3\sigma_x - \sigma_y - P_p \quad \text{si} \begin{cases} \sigma_x < \sigma_y \\ \theta = 90^\circ \end{cases} \quad (10)$$

$$P_f = 3\sigma_y - \sigma_x - P_p \quad \text{si} \begin{cases} \sigma_y < \sigma_x \\ \theta = 0^\circ \end{cases} \quad (11)$$

Donde:

P_f : Presión de fractura

σ_x y σ_y : Esfuerzos en el plano X y Y respectivamente

θ : Ángulo de rotación de acuerdo a la inclinación del pozo medido desde el eje X

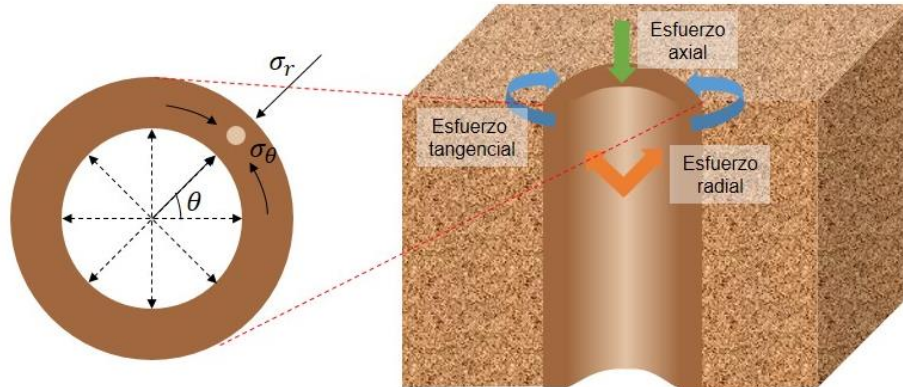
1.3. ESTABILIDAD DE POZO

Al hablar de inestabilidad de pozo se parte del hecho de que cuando se realiza la perforación, la roca extraída en la trayectoria del pozo es sustituida por una columna hidráulica, lo que provoca que los esfuerzos in situ sean redistribuidos ya que el esfuerzo que ejercía la roca es ahora remplazado por el fluido de perforación que ocupa su lugar. Los esfuerzos in situ que actúan originalmente en el pozo, como ya se mencionó, se denotan como esfuerzo vertical σ_v , horizontal máximo σ_H y horizontal mínimo σ_h , después del trabajo de perforación estos esfuerzos cambian y ahora son llamados Esfuerzos Alrededor del Pozo, denotados ahora en coordenadas cilíndricas como esfuerzo tangencial σ_θ , radial σ_r y axial σ_z como lo muestra la figura 7. A medida que se aleja de las paredes del pozo, el

⁷ AADNOY, B. & LOOYEH, R. Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design. First edition. Oxford: Elsevier, 2011.

comportamiento de los esfuerzos vuelve a ser el inicial ya que son zonas que no se ven alteradas debido a la perforación del pozo.

Figura 7. Esfuerzos alrededor de las paredes del pozo



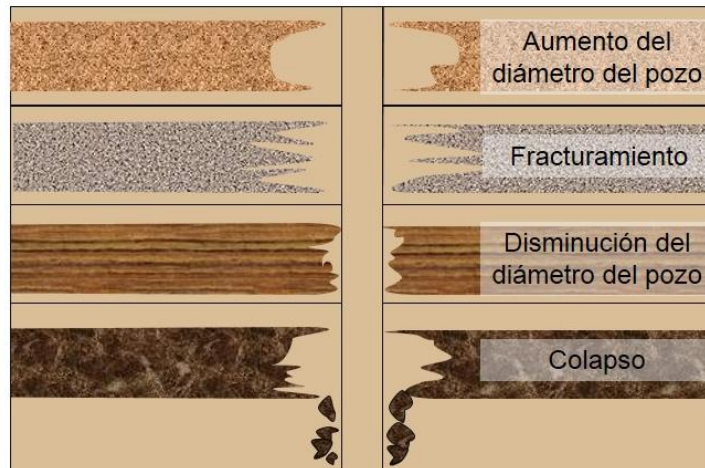
Modificado de CALDERÓN, Z. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander y GARCIA, M. Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano. Bucaramanga 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

Puede definirse la inestabilidad de pozo como una condición indeseable que afecta la integridad del pozo ya que no mantiene su forma y tamaño, según Azar y Robello (2007) citado por Calderón, Z. (2012). La mecánica de rocas busca prevenir la aparición de este tipo de problemas cuyas consecuencias técnicas pueden llegar hasta la pérdida del pozo y económicamente hablando también son complicaciones serias para las compañías.

1.3.1.1. Problemas asociados a la inestabilidad de pozo Durante la perforación de un pozo se altera el estado de equilibrio de la formación geológica, una perturbación que si no se equilibra con el peso del lodo puede causar problemas de inestabilidad que se resumen en cuatro tipos principales, como lo muestra la

figura 8, aumento del diámetro del pozo, fracturamiento, disminución del diámetro del pozo y colapso.

Figura 8. Problemas asociados a la inestabilidad de pozo.



Modificado de CALDERÓN, Z. *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander referenciado de Azar y Robello (2007)

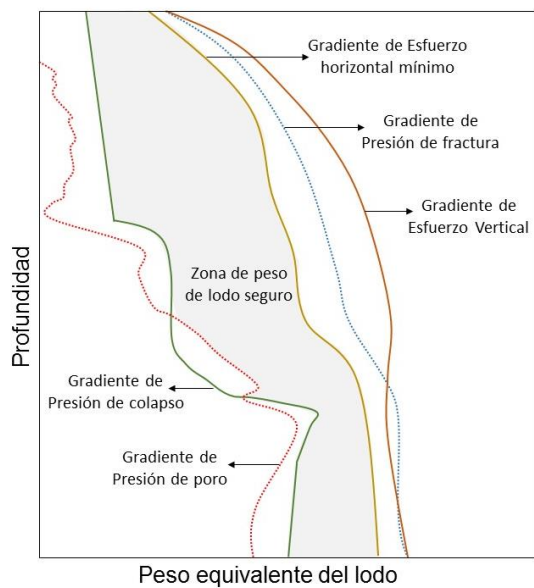
- **Aumento del diámetro del pozo** Es comúnmente conocido como Washout y se le llama así a la presencia de diámetros de pozo mayores a los planeados antes de la perforación, causados generalmente por erosión hidráulica y abrasión mecánica de la sarta de perforación. Conlleva a problemas como:
 - Aumento del potencial de desviación del pozo
 - Mayor dificultad en las operaciones de cementación
 - Aumento de los requerimientos de hidráulica para la limpieza del pozo
 - Mayor dificultad en operaciones de toma de registros
- **Fracturamiento** Las fracturas se dan cuando la presión ejercida por el fluido de perforación supera la presión de fractura de la formación. Los problemas que puede provocar son:
 - Perdidas de circulación
 - Posibilidad de patadas

- **Disminución del diámetro del pozo** Es un proceso que ocurre por la acción de la presión de sobrecarga, se da generalmente en secciones de lutita o sal. Algunos problemas asociados son los siguientes:
 - Incremento del torque y arrastre
 - Mayor posibilidad de pega
 - Mayor dificultad de asentamiento de casing
- **Colapso** Ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación no es suficiente para mantener la integridad del pozo. Los problemas comunes durante el colapso son:
 - Pega de tubería
 - Posible pérdida del pozo

1.3.1.2. Ventana segura de lodo La ventana de lodo (MWW Mud Weight Window) es el resultado más importante de un estudio geomecánico para estabilidad de pozo, es una representación gráfica de los pesos de lodo óptimos para evitar problemas de inestabilidad durante la perforación.

De acuerdo a lo anterior, la ventana de lodo puede esquematizarse como lo muestra la figura 9, donde la zona sombreada representa los pesos de lodo seguro, el cual se encuentra por medio de la gráfica de los gradientes del esfuerzo horizontal mínimo y el gradiente de presión de fractura, los cuales limitan el rango en el valor máximo de presión y el límite inferior es definido por el gradiente de presión de colapso y el gradiente de la presión de poro.

Figura 9. Esquema de una ventana de lodo.



Tomado de FJAER, E.; HOLT, R.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. and RISNES, R. *Petroleum related rock mechanics*. Second edition. 2008. The Netherlands: Elsevier.

2. ANTECEDENTES DE MODELOS GEOMECÁNICOS 1D

Ante los problemas técnicos presentados durante la perforación de un pozo, que afectaban directamente la economía de los proyectos, la industria del petróleo vio la necesidad de reconocer la fuente de los problemas en busca de una solución. Tuvieron que pasar años de investigación para concluir que los problemas eran de carácter geomecánico, fue ese el primer paso hacia la implementación de modelos geomecánicos para caracterizar la zona a perforar y reducir riesgos en el transcurso de la operación. Este trabajo no fue sencillo, la geomecánica a través del tiempo ha sido ampliamente aplicada en otras áreas de estudio, a partir de las cuales se tuvo que adaptar a las necesidades de los proyectos petroleros.

La geomecánica aplicada a la industria del petróleo se considera novedosa, varios autores afirman que su aplicación inicio hace solo algunas décadas, Bravo (2012), por ejemplo, afirma que su desarrollo se dio hacia los 50's y cuya aplicación a la industria del petróleo se desplegó alrededor del año 2000 por lo menos en Colombia, mientras que Cook (2016) considera que hace 30 años la geomecánica tomó un rol importante en la industria, especialmente en las operaciones de perforación, completamiento y producción de pozos.

En la industria del petróleo dos hechos importantes marcaron el inicio del estudio de la mecánica de rocas a nivel de yacimiento, el primero es la sismicidad inducida que se registró en el campo Rangely de Colorado, Estados Unidos en el año de 1970; el segundo es la compactación y subsidencia en el campo Ekofisk del Mar del Norte en Noruega en el año de 1980. Desde ese momento se hicieron comunes los estudios geomecánicos a través de modelos que permiten caracterizar el comportamiento de la roca y optimizar las operaciones propias del desarrollo de los proyectos, ya que son aplicados a múltiples estudios con el fin de mejorar la producción o evitar la presencia de problemas técnicos en el pozo.

En la literatura se encontraron algunas documentaciones de metodologías para el desarrollo de modelos geomecánicos implementados en diferentes partes del mundo, estos se resumen a continuación.

En el Golfo Pérsico se construyó un modelo geomecánico 1D para un campo offshore con litología variada entre carbonatos, shale, evaporitas y areniscas, en busca de dar solución a los principales problemas de perforación presentados en dicho campo con la construcción de una ventana de peso de lodo lodo seguro. Los datos usados para este fin fueron obtenidos a partir de informes de perforación, evaluación de la formación, pruebas de pozo, entre otras fuentes. La metodología que se utilizó para la construcción del modelo partió del cálculo de la presión de poro de la formación seguido por la determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos y por último establecer propiedades elásticas de la roca.⁸

El Campo Vaca Muerta, ubicado en la cuenca Neuquina de Argentina, con litología de shale, es reconocido como uno de los campos con mayor potencial de hidrocarburos en el mundo pero a su vez complejo por ser de carácter no convencional. En éste se realizó una optimización de la producción por medio de una estrategia de completamiento y diseño de fracturas hidráulicas para obtener la mejor productividad del pozo, a partir de propiedades geomecánicas por medio de un diagrama de flujo que se propuso para evaluar el impacto de los parámetros de completamiento en el rendimiento de la producción, identificando intervalos con diferentes comportamientos debido a la anisotropía presente en el campo, lo que conlleva a que las estrategias de completamiento tengan que ser diferentes. La

⁸ AFSARI, M.; AMANI, M.; RAZMGIR, S.; KARIMI, H. and YOUSEFI, S. Using drilling and logging data for developing 1D mechanical earth model for a mature oil field to predict and mitigate wellbore stability challenges, paper SPE 132187, 2010.

metodología usada para el desarrollo del modelo geomecánico se muestra en la figura 10.⁹

Figura 10. Diagrama de flujo de la metodología empleada en el Campo Vaca Muerta.



Modificado de EJOFODOMI, R.; VARELA, R.; CAVAZZOLI, G.; VELEZ, E. and PEANO, J. Development of an optimized completion strategy in the vaca muerta shale with an anisotropic geomechanical model, paper SPE 167806, 2014.

Una metodología similar a la mostrada en la figura 10 se empleó en Abu Dhabi, en un yacimiento de gas carbonatado donde se desarrolló un modelo geomecánico 1D para cuatro pozos verticales y se investigó la incertidumbre en la predicción de la contención de fracturas hidráulicas debido a la falta de calibración de los perfiles de esfuerzos en el modelo geomecánico 1D; partiendo del hecho de que el estudio geomecánico es esencial para el Plan de Desarrollo del Campo (FDP por sus siglas en inglés), en el estudio caracterizan las capas geomecánicamente para determinar las zonas con potencial de fracturamiento hidráulico, se evidenció que el régimen

⁹ EJOFODOMI, R.; VARELA, R.; CAVAZZOLI, G.; VELEZ, E. and PEANO, J. Development of an optimized completion strategy in the vaca muerta shale with an anisotropic geomechanical model, paper SPE 167806, 2014.

de esfuerzos del campo corresponde principalmente a uno normal, lo que permitió predecir la forma de las fracturas.¹⁰

Esta metodología es la más usada en la literatura consultada, tiene pequeñas variaciones pero basados en el mismo flujo de trabajo, además de los anteriores casos, Vallejo (2015) realizó un análisis de predicción de arenamiento en un pozo candidato de un campo ecuatoriano ubicado en la provincia de Orellana por medio de la construcción de un modelo geomecánico, mediante la interpretación de registros, la calibración de datos y la información del campo mediante modelos analíticos. Este modelo asume homogeneidad sin variaciones laterales en las facies y no incluye velocidades de flujo de fluido (Velocidades críticas), razón por la cual se considera una certeza del 70 al 75%.

Al sureste de Asia, en un campo de gas offshore con intercalaciones de arena y shale se determinó la viabilidad del desarrollo gradual de un campo, donde se produjeran primero las zonas menos profundas y con mayor capacidad de producción, posteriormente los yacimientos más profundos con alta presión y alta temperatura (HPHT); para esto se desarrolló un modelo geomecánico que logró predecir los problemas de inestabilidad como la compactación excesiva del yacimiento, la subsidencia en el fondo marino, la deformación del casing, colapso del pozo y pérdida de integridad de las fallas de deslizamiento y sello. La metodología empleada para el desarrollo del modelo inicia con la recolección de los datos necesarios para llevar a cabo la simulación geomecánica, continua con el cálculo de los esfuerzos in situ y por último la realización de pruebas mecánicas a muestras de roca con el fin de determinar las propiedades de ésta. Concluyeron que el desarrollo de un modelo geomecánico es indispensable para determinar la

¹⁰ SIRAT, M. and NOUFAL, A. Geomechanical Heterogeneity diagnosis of carbonate reservoirs in onshore Abu Dhabi, paper SPE-177569-MS, 2015.

viabilidad técnica y económica de un proyecto de perforación ayudando a predecir los puntos claves de los esfuerzos para una posterior perforación infill, identificando áreas con potencial de fallas y reactivación de estas y proporcionando límites en operaciones que eviten problemas relacionados con la geomecánica.¹¹

De acuerdo a los casos resumidos, son variadas las finalidades por las que se desarrolla un modelo geomecánico y su gran aporte al mejoramiento de diferentes operaciones en campo, ha popularizado su utilización en todo el mundo, adaptando metodologías a diferentes necesidades y escenarios variantes de tipo de formación.

2.1. IMPORTANCIA DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO 3D

Un buen modelo geomecánico 1D es fundamental para la construcción de un modelo 3D, ya que este se basa en modelos desarrollados en cada pozo a partir de registros y geología estructural, para generar un modelo tridimensional que puede ser utilizado para analizar la estabilidad de cualquier trayectoria futura de pozos dentro de un área. La ventaja del modelo tridimensional es que permite extrapolar la información de los pozos y superponerla sobre las propiedades que se calculen a partir de un modelo geomecánico 1D¹², así la exactitud de un modelo 3D depende principalmente de la calidad de los modelos 1D. Comúnmente, a un modelo 3D los conforman tres etapas fundamentales:

- / Recolección de información de los pozos en estudio, modelos geológicos estructurales, levantamientos geofísicos, modelos de velocidades, pruebas de campo y pruebas de laboratorio.

¹¹ RAI, U.; PRASETYO, H.; TANG, H.; CHUA, C.; FOKKER, P.; ALFARO, M.; KUMAR, R.; ADWANI, A. and HANSEN, K. On the use of a full-field geomechanical model to influence and optimize field development decisions: case study from an HPHT field in south China Sea, paper SPE-170614-MS, 2014.

¹² Fernández, A. y Alvarelos, J, *op. cit.*, p.x.

- // Generación de modelos geomecánicos 1D utilizando los datos recolectados. Construcción de correlaciones de registros de densidad y esfuerzos efectivos con velocidad.
- /// Construcción del modelo geomecánico 3D para el campo. Estudio de estabilidad para nuevos pozos; análisis de estabilidad y fallas y presión de fracturamiento en las formaciones que conforman el yacimiento.¹³

Un ejemplo de este acoplamiento se llevó a cabo en el campo Minagish al oeste de Kuwait donde se desarrolló un modelo geomecánico 3D partir de un modelo 1D con el fin de evaluar el impacto de los cambios de los esfuerzos al iniciar producción, estudiar la viabilidad de un proyecto de perforación infill, explicar el comportamiento anormal de aumento de presión y realizar un análisis de sensibilidad de los esfuerzos para definir algunas recomendaciones e identificar las zonas problemáticas en la estabilidad de pozo. La buena calibración del modelo geomecánico 1D ayudó al entendimiento de la inestabilidad natural del pozo durante la perforación, partiendo de éste se planteó el modelo tridimensional que calculó los cambios en las magnitudes del esfuerzo total debido a los cambios de presión del yacimiento y de la misma manera determinar los planos de falla, lo que ayudó a evaluar la estabilidad del pozo. La metodología planteada por los autores que correlaciona los dos modelos es mostrada en la figura 11.¹⁴

2.2. CASO DE ESTUDIO EN COLOMBIA

En Colombia existe un área con gran potencial de hidrocarburos denominada Cuenca de los Llanos Orientales, que según el Sistema de Información de Reservas (SIR) de la ANH, en el 2015 llegó a un valor de reservas probadas de 1,27 miles de

¹³ Fernández, A. y Alvarellós, J, *op. cit.*, p.x.

¹⁴ AL-SHAMALL, A.; AL-MAYYAS, E.; MURTHY, N.; VERMA, N.; A-SAMMAK, A.; ZHOU, C.; PERUMALLA, S. and SHINDE, A. Geomechanical characterization of a matured Deep jurassic carbonate reservoir: explaining stress effects on production induced fault slip and reservoir development, paper SPE-1775559-MS, 2015.

millones de barriles; Esta cuenca está ubicada al noreste de país e involucra los departamento de Arauca, Meta y Casanare. Es la cuenca que más aporta a la producción nacional de crudo que según datos de producción del mes de febrero del 2016 es aproximadamente el 75%.¹⁵ Estos datos prometedores se ven limitados debido a la complejidad geológica y alta actividad tectónica de la zona, pues presenta problemas de inestabilidad de pozo sin precedentes a nivel mundial.

El desarrollo de campos petroleros en esta zona del país obligó a que las compañías buscaran soluciones y así, alrededor del año 2000, inicia la aplicación de la geomecánica en Colombia. La investigación, desarrollo y posterior aplicación de la geomecánica inicia en el Campo Cusiana en el año 1995 cuando Last, N., et al. desarrollan un plan basado en el análisis de los problemas de inestabilidad y generan recomendaciones prácticas para reducir NPT y costos de perforación, esta investigación sirvió como base para demostrar que los problemas de inestabilidad de la zona son debidos a tres factores: altos esfuerzos horizontales derivados del tectonismo regional, altos pesos de lodo y la trayectoria de los pozos.¹⁶

En la literatura más reciente revisada para la presente investigación se encuentra el desarrollo de modelos geomecánicos aplicados a esta zona, más exactamente en los campo Apiay-Suria que han sido el foco principal de investigación y desarrollo de la búsqueda de soluciones a los problemas de estabilidad de pozo. Los autores Araujo et al, (2010) y Fernández et al, (2010) desarrollaron modelos geomecánicos 3D con el fin de definir y optimizar una perforación exitosa que conllevara a menores NPT y reducción de costos de perforación, a partir del modelamiento 1D, donde inician con el computo de datos para el cálculo del esfuerzo principal, determinan un rango de valores de presión de poro, hallan las propiedades mecánicas de la

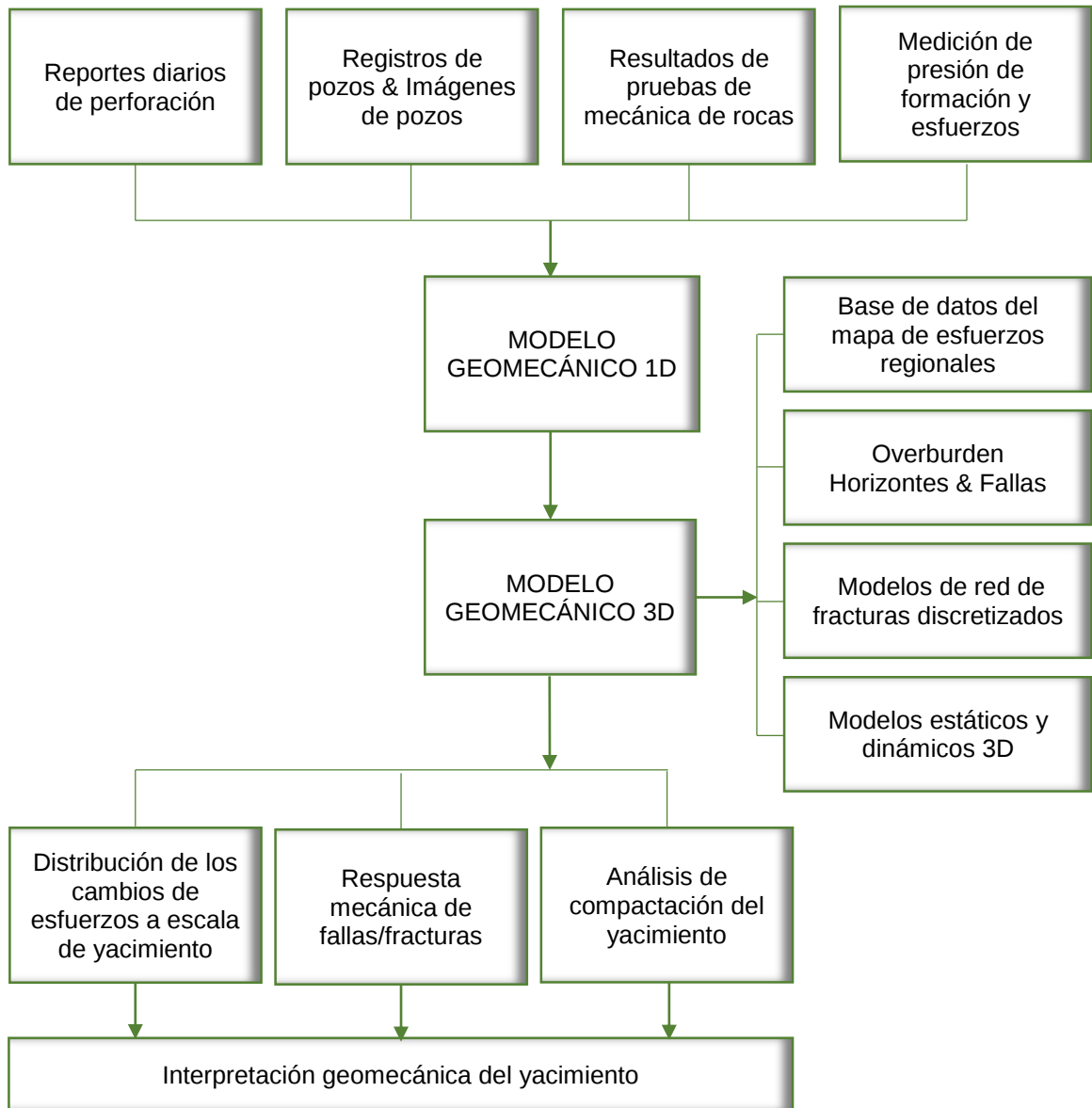
¹⁵ Tomado de “Producción mensual de petróleo” en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> a 7 de abril de 2016

¹⁶ Calderón, Z, *op. cit.*, p.x.

roca y concluyen con la estimación de los esfuerzo horizontales. El cálculo de las propiedades desde el modelo geomecánico 1D no fue sencillo, como se menciona anteriormente, debido a la complejidad de la zona, sin embargo se cumplió el objetivo principal, reducir los altos NPT comunes en esta región.

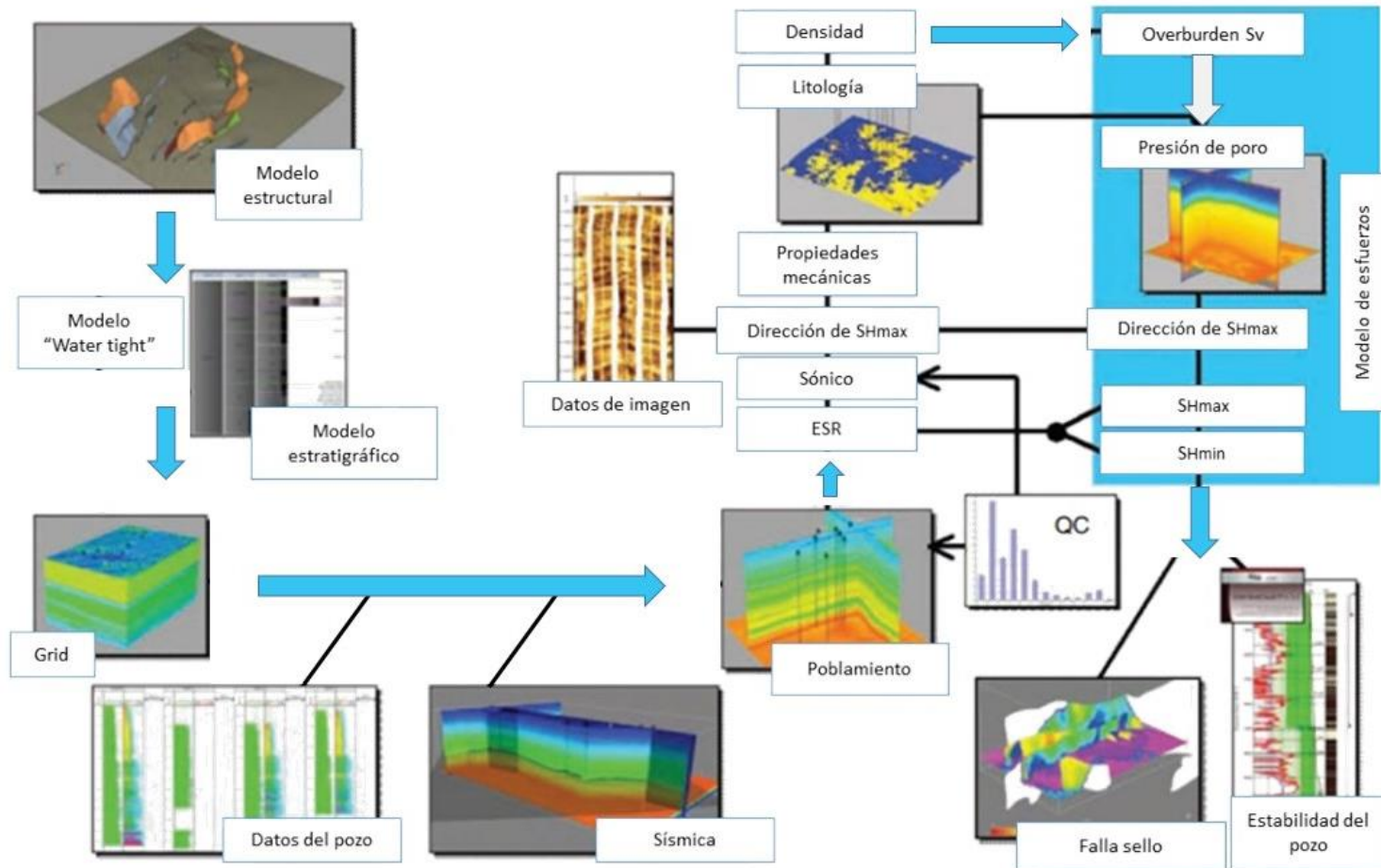
El modelamiento geomecánico 1D cada vez ha tomado más importancia para el desarrollo de campos petroleros con complicaciones severas al momento de la perforación y completamiento de los pozos, como se evidencia en los Llanos Orientales, esto debido en su gran mayoría a la no comprensión de los esfuerzos presentes en el subsuelo, análisis de las propiedades mecánicas de la roca y estimación de la presión de poro, estudio que se diseña a través de un modelo geomecánico en una dimensión conllevando al éxito en el desarrollo de estas actividades. Pero el estudio geomecánico no es suficiente solo con un modelo geomecánico básico 1D ya que se necesitan modelos más avanzados y sofisticados como los tridimensionales. En Colombia el desarrollo de estos modelos ha sido exitoso, reiterando como se menciona anteriormente que la base de estos modelos 3D es el modelamiento geomecánico 1D debido a que es la base del estudio geomecánico donde se calculan e interpretan las tres partes fundamentales que rigen el comportamiento de las rocas en el subsuelo, siendo estos los datos de entrada del modelo geomecánico 3D, como lo ilustra la figura 12 con el proceso necesario para el desarrollo de un modelo geomecánico de estabilidad de pozo.

Figura 11. Flujo de trabajo para modelo geomecánico 3D.



Modificado de AL-SHAMALL, A.; AL-MAYYAS, E.; MURTHY, N.; VERMA, N.; A-SAMMAK, A.; ZHOU, C.; PERUMALLA, S. and SHINDE, A. Geomechanical characterization of a matured Deep jurassic carbonate reservoir: explaining stress effects on production induced fault slip and reservoir development, paper SPE-1775559-MS, 2015.

Figura 12. Flujo de trabajo de un modelo geomecánico 3D



Modificado de ARAUJO, E.; ALCALDE, R.; MATEUS, D.; FERNANDEZ, F.; SHERIDAN, J.; WARD, C.; BRUDY, M.; ALVARELLOS, J.; ORDONEZ, L. and CARDONA, F. Drilling optimization using 3D geomechanical modeling in the Llanos Orientales, Colombia, paper SPE138752, 2010.

3. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE LAS VARIABLES GEOMECÁNICAS

En este capítulo se abordarán los diferentes métodos existentes en la literatura para el cálculo de las variables geomecánicas que conforman un modelo geomecánico 1D, estado de esfuerzos, presión de poro y las propiedades mecánicas de la roca.

3.1. ESTIMACIÓN DEL ESTADO DE ESFUERZOS

Existen diferentes técnicas por medio de las cuales se puede calcular la magnitud de los esfuerzos que están actuando en el área de interés y la orientación en el caso de los esfuerzos horizontales. A continuación se explican los métodos encontrados en la literatura para determinar el esfuerzo vertical y los esfuerzos horizontales.

3.1.1. Esfuerzo vertical

El esfuerzo vertical corresponde a la presión ejercida por los estratos suprayacentes, por lo cual la técnica más usada para su determinación es la integración del registro de densidad, aunque existen otras técnicas que son útiles cuando no se cuenta con los datos de densidad suficientes para hacer el cálculo.

3.1.1.1. Cálculo del esfuerzo vertical por medio de la integración de la densidad El esfuerzo vertical (overburden) en su expresión más sencilla supone que sobre cierto punto de profundidad Z , se ejerce una presión por parte de materiales homogéneos suprayacentes.

$$\sigma_v = \rho g z \quad (12)$$

Para el caso de los yacimientos petrolíferos es imposible asumir que los materiales son homogéneos, por lo que en este caso la densidad varía con respecto a la profundidad, estos valores variantes son obtenidos por medio del registro de densidad. La ecuación válida para este caso es la siguiente:

$$\sigma_v = 0,052 * \int_0^Z \rho z dz \quad (13)$$

En algunos casos, no se adquieren registros de formaciones someras, por lo que a veces se utiliza una extrapolación exponencial de esfuerzos verticales para modelar la región de la que no se adquieren registros.¹⁷ En la literatura se encuentran dos casos donde los autores hallan los datos faltantes de densidad con diferentes métodos.

El primero de estos estudios es el realizado por Afsari, et al (2010), quienes derivan correlaciones graficando la densidad (RHOB) contra el registro sónico de ondas compresionales (DTCO) a partir de las secciones donde los datos de densidad eran de buena calidad y el registro DTCO estaba disponible, además de manera separada para zonas con litología dominante de shale o carbonato.

Otros autores como Sirat, M y Noufal, A. et al., (2015) extrapolaron la densidad de cuatro pozos que tienen como estudio usando una ley de potencia, por medio de la siguiente correlación:

$$\rho_h = \rho_{sur} + A_0 * (TVD - WD - AG)^\alpha \quad (14)$$

Donde ρ_{sur} , A_0 y α son tres parámetros de ajuste, TVD es la profundidad vertical verdadera, WD es la profundidad correspondiente a la columna de agua, cero para el caso de los pozos onshore y AG el espacio de aire.

¹⁷ ANWAR, H.; BROWN, T.; DELGADO, R.; LEE, D.; PLUMB, D.; SMIRNOV, N., MARSDEN, R.; PRADO-VELARDE, E.; RAMSEY, L.; SPOONER, D.; STONE, T. & STOUFFER, T. Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo. En Oilfield Review, 22–41p, otoño 2003.

Cuando no se obtienen registros de densidad para realizar el cálculo del esfuerzo vertical, estos se pueden obtener sintéticamente a partir de correlaciones que han sido desarrolladas por medio de la integración de datos petrofísicos, geológicos y geofísicos mencionadas a continuación.

- **Registro de densidad a partir de las velocidades de ondas compresionales** Gardner, G. et al. realizan un estudio a partir de pruebas de laboratorio junto a consideraciones teóricas sobre muestras de arenas saturadas por agua, con el fin de establecer ciertas relaciones entre las propiedades físicas de la roca, su composición y las condiciones ambientales. La ecuación que relaciona la densidad junto con la velocidad de ondas compresionales está dada a continuación:

$$\rho = cv^n \quad (15)$$

Donde:

ρ : Densidad de formación, g/cm³

v: Velocidad de las ondas P, ft/s

c y n: Constantes empíricas dependientes de la litología, el valor más común de c es 0,25 y de n es 0,23, sin embargo pueden ser usados otros valores dependiendo del estudio específico.

- **Registro de densidad a partir de propiedades de la formación** Mediante la igualación de las correlaciones propuestas para el cálculo de porosidad por medio de registros como la de Wyllie, que se emplea para determinar la porosidad a partir del tiempo de tránsito Δt y la ecuación de cálculo de porosidad desde el registro de densidad, se obtuvo una ecuación que permite obtener una curva de densidad desde una curva Δt_c como lo muestra la ecuación 16.

$$Denf(\Delta t) = \rho_{ma} + \left(\frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) * (\rho_{ma} - \rho_{fld})}{\Delta t_{fld} - \Delta t_{ma}} \right) \quad (16)$$

Donde (Valor más común):

ρ_{ma} : Densidad de matriz, g/cm³ (2,65 g/ cm³)

ρ_{fld} : Densidad del fluido en el medio poroso, g/cm³ (1 g/ cm³)

Δt_{log} : Tiempo de tránsito de la onda P leída del registro, (μs/ft)

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito a través de la matriz, μs/ft (53 μs/ft)

Δt_{fld} : Tiempo de tránsito a través del fluido en el medio poroso, μs/ft (189 μs/ft)

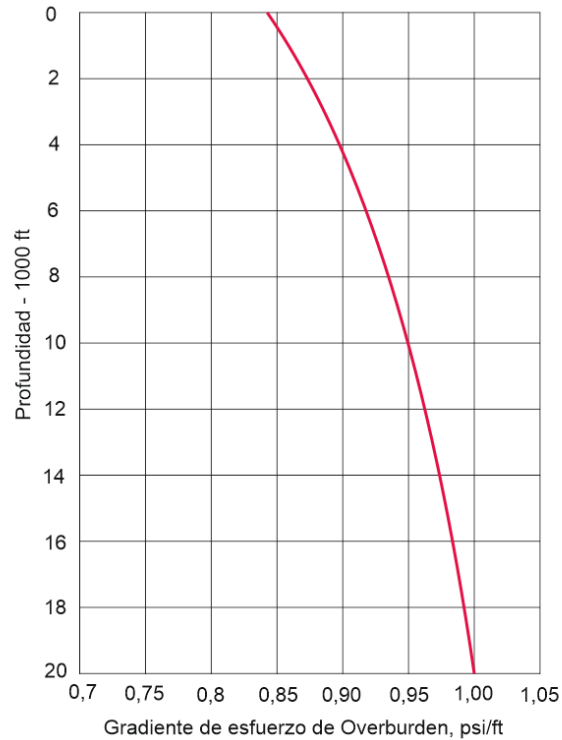
3.1.1.2. Estimación del esfuerzo vertical por medio de la Correlación de Eaton Eaton publica en 1969 su investigación sobre el desarrollo de una correlación para el cálculo del esfuerzo vertical, obtenida a partir del análisis de una serie de registros de densidad de diferentes pozos de la Costa del Golfo, la cual es útil para estimar el esfuerzo vertical cuando no se dispone de datos de densidad dando así una aproximación del overburden. Teniendo en cuenta que la correlación se desarrolló con la litología específica del sector, para obtener datos exactos de debe ajustar a la litología donde se esté realizando el estudio. La figura 13 muestra la correlación desarrollada por Eaton, una gráfica de la profundidad en contra de los gradientes del esfuerzo vertical en psi/ft.

3.1.1.3. Relación lineal Este método también es útil para determinar el esfuerzo vertical cuando el registro de densidad no está disponible. Los esfuerzos in situ medidos alrededor del mundo muestran que el esfuerzo vertical y la profundidad tienen una relación lineal, la cual se puede representar mediante la siguiente expresión¹⁸, donde el esfuerzo vertical está en MegaPascuales y la profundidad (Z) en metros.

¹⁸ PENG, S. and ZHANG, J. *op. cit.*, p.x.

$$\sigma_v = 0,027 Z \quad (17)$$

Figura 13. Gradiente del esfuerzo de overburden para formaciones normalmente compactadas en la Costa del Golfo.



Modificado de EATON, B. *Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations*, paper SPE-2163-PA, 1969.

3.1.2. Magnitud de los esfuerzos horizontales

En la dirección horizontal actúan dos esfuerzos que de acuerdo a su magnitud se denominan esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). Se usan diferentes métodos y técnicas para estimar la magnitud de estos esfuerzos, algunas permiten obtener la magnitud de los dos esfuerzos mientras que otras solo realizan la estimación de uno de ellos, como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 1. Mecanismos de cálculo de la magnitud de los esfuerzos horizontales.

Magnitud de σ_H y σ_h	Magnitud de σ_H	Magnitud de σ_h
- Pruebas de integridad de presión - Fracturamiento hidráulico - Polígono de esfuerzos	- Fracturas inducidas durante la perforación - Técnica de los Breakouts	- Minifrac - Correlaciones empíricas para zonas de fallas normales

De manera general, cuando no se cuenta con los datos suficientes para realizar el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, ya que es una medida indirecta, que como se verá más adelante, depende de varios datos que deben ser conocidos previamente, se supone su valor como igual o superior a la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, Según Peng, S. & Zhang, J. (2007), estará entre 1,4 y 3,3 veces el esfuerzo horizontal mínimo.

3.1.2.1. Pruebas de integridad de presión Denominadas como PIT, son pruebas que se realizan justo después de terminar la perforación de una etapa determinando así el valor máximo de presión o de peso de lodo que soporta la formación antes de producirse una fractura. Dentro de estas pruebas se encuentran tres tipos, Formation Integrity Test (FIT) o prueba de integridad de la formación, Leak Off Test (LOT) o prueba de admisión y Prueba leak Off Test extendida.

- **Prueba de integridad de la formación** Esta prueba es empleada cuando no es recomendable fracturar la formación. Su finalidad es determinar que el zapato resista el máximo peso del fluido de perforación que se tiene diseñado para continuar con la perforación de la siguiente sección, presionando así el pozo con dicho peso de lodo; si la formación y el casing resisten esta presión se considera que la prueba es exitosa. A partir de esta prueba no se puede obtener la presión de fractura, solo se logra estimar el límite inferior del

gradiente de fractura, por lo tanto no puede ser comparado con el esfuerzo horizontal mínimo.

- **Prueba de admisión** LOT, por las siglas de su nombre en inglés, Leak Off Test, es una prueba para determinar la resistencia o la presión de fracturamiento de la formación abierta, que en general se efectúa inmediatamente después de perforar por debajo de una nueva zapata de la tubería de revestimiento. Durante la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido en su interior para incrementar la presión que experimenta la formación. Alcanzada cierta presión, el fluido ingresará o se perderá en la formación, moviéndose a través de los trayectos permeables de la roca o bien creando un espacio mediante la fracturación de la roca. Los resultados de la prueba de admisión determinan el valor máximo de presión o de peso del lodo que puede aplicarse en el pozo durante las operaciones de perforación.¹⁹ En esta prueba se asume que la presión Leak Off indica que se formó una fractura y por lo tanto es un estimado del esfuerzo horizontal mínimo.

La siguiente gráfica representa una prueba LOT donde:

P_{Lo}: Presión de iniciación de fractura

FBP: Punto máximo de presión alcanzada

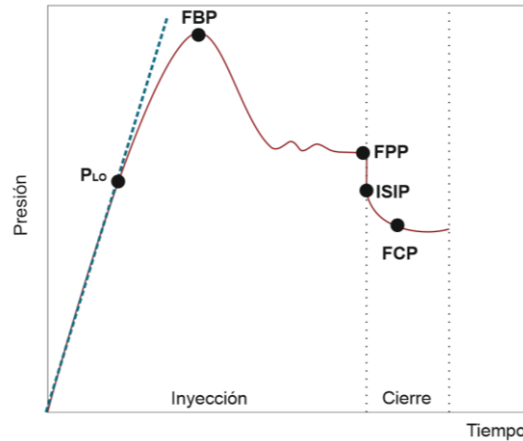
FPP: Presión de propagación de la fractura

ISIP: Presión de inicio del cierre de fractura

FCP: Presión de cierre de fractura

¹⁹ Tomado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/> a 12 de mayo de 2016

Figura 14. Esquema de una prueba Leak Off.



Modificado de RAAEN, A.; HORSRUD, P.; KJORHOLT, H.; & OKLAND, D. Improved routine estimation of the minimum horizontal stress component from extended leak-off tests. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2005. The Netherlands: Elsevier.

La estimación de los esfuerzos a partir de una LOT se basa en pruebas realizadas en pozos verticales, ya que para estos la iniciación de las fracturas es causada por la acción de los esfuerzos horizontales en el tensor de esfuerzos.²⁰ Para obtener los datos necesarios para el cálculo de esfuerzos a partir de una LOT, la prueba debe estar bien diseñada, lo que generalmente no ocurre y conlleva a ciertas limitaciones, principalmente para el cálculo del esfuerzo horizontal máximo, que parte de la presión de Leak Off (P_{LO}), dada por la siguiente ecuación:

$$P_{LO} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - P_p \quad (18)$$

Donde T_o representa la resistencia a la tensión y P_p la presión de poro de la formación. A partir de esta ecuación se puede despejar el esfuerzo horizontal máximo:

²⁰ CORZO, R. & RINCÓN, C. Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_{LO} + T_o - P_p \quad (19)$$

Incluyendo el parámetro poroelástico de Biot (β) la ecuación queda como se muestra a continuación, este parámetro puede aproximarse a 1 para formaciones poco consolidadas o que son permeables al fluido de fracturamiento, obteniendo así la ecuación 19.

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \beta P_{LO} - (2 - \beta)P_p + T_o \quad (20)$$

La limitación del cálculo del σ_H por medio de una LOT es que está en función de la resistencia a la tensión, término que generalmente no es conocido y es posible asumirlo como despreciable solo para los casos en los que la formación es pre-fracturada, esto es posible con las pruebas LOT extendidas donde se realiza más de un ciclo de las pruebas LOT y después del primer ciclo si existe la condición de pre-fractura.

Para el cálculo del σ_h a partir de datos de LOT existen dos formas, la primera es igualarlo a la presión de cierre de fractura, lo que no sería un dato exacto del σ_h pero es una buena aproximación o puede considerarse como el límite inferior en un rango de valores. Según la revisión realizada en la literatura, esta es una técnica comúnmente usada para la estimación de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal, además es útil para calibrar los datos obtenidos a partir de otras técnicas.

El segundo método es una correlación empírica publicada por Berckeler y Van Eekelen en 1982, ellos proponen una ecuaciones para describir la tendencia del esfuerzo horizontal con respecto a la profundidad de formaciones normalmente presionadas en la región de la Costa del Golfo en Estados Unidos, cuando logran un buen ajuste de las correlaciones elaboradas para esta zona, extienden su aplicación a otras partes del mundo como Venezuela y el Mar del Norte usando datos de fracturamiento hidráulico y Leak Off Test. Las ecuaciones 21 y 22 muestran

las correlaciones obtenidas por los autores para la Costa del Golfo, estas correlaciones pueden ser empleadas para zonas con litologías similares.

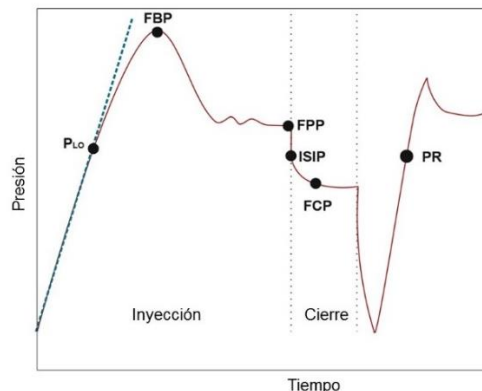
$$\sigma_h = 0,197Z^{1,145} + 0,46(P_p - P_{pn}) \text{ para } Z \leq 11500 \text{ ft} \quad (21)$$

$$\sigma_h = 1,167Z - 4,596 + 0,46(P_p - P_{pn}) \text{ para } Z > 11500 \text{ ft} \quad (22)$$

- **Prueba extendida de Leak Off Test (ELOT o XLOT)** Es una extensión de la prueba LOT convencional ya que se realiza de la misma manera solo que con algunas mejoras que hacen que se pueda realizar una mejor estimación de los esfuerzos pues se obtienen datos de mejor calidad, principalmente la realización de 2 o preferiblemente 3 ciclos de presurización a la formación en el hueco abierto.

En la figura 15 se muestra el comportamiento de presión típico de una prueba Leak Off extendida donde hasta el primer ciclo, como ya se mencionó, se mantiene el comportamiento de una LOT, en la gráfica aparece un segundo pico de presión correspondiente al segundo ciclo de presurización donde se define la PR que es equivalente a la PLO del segundo ciclo.

Figura 15. Esquema de una prueba Leak Off extendida.



Tomado de TREJO, M. Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. México, D.F., 2009. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural-Perforación). Universidad Nacional Autónoma de México.

La incertidumbre relacionada al término de resistencia ténsil que se tiene en la ecuación 20 desaparece debido a que al realizar dos o tres ciclos de prueba, la formación se encuentra pre-fracturada, en este estado la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - PR - P_p \quad (23)$$

Para hallar los esfuerzos horizontales por medio de XLOT se deben tomar los datos obtenidos del segundo o tercer ciclo.

3.1.2.2. Fracturamiento hidráulico Este procedimiento principalmente se realiza a un yacimiento de baja permeabilidad, donde se bombea un fluido diseñado a alta presión y velocidad en un intervalo de la formación lo que hace que se abra una fractura, estas fracturas se abren según los esfuerzos naturales que están presentes en la formación.

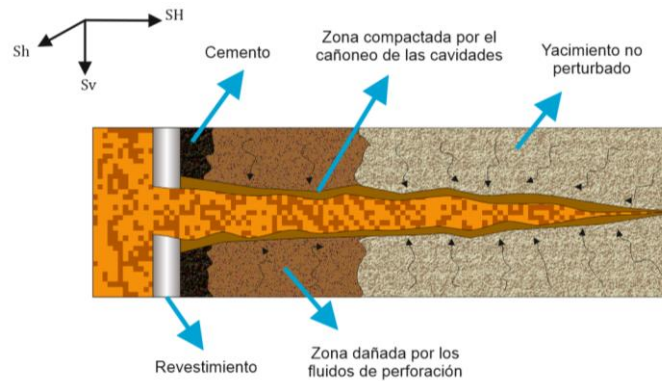
Uno de los esfuerzos principales en un pozo vertical es el de overburden que es paralelo al eje del pozo, si este tiene la mínima magnitud de los esfuerzos, la fractura se inicia y se propaga en dirección horizontal, por el contrario si no es el mínimo entonces la fractura se propagará vertical y perpendicularmente al esfuerzo horizontal mínimo.

La determinación de los esfuerzos a partir de datos de fracturamiento hidráulico se basa en el mismo principio aplicado para pruebas ELOT a pesar de que son pruebas diferentes. Cuando una fractura es producida, la magnitud del σ_h en el plano normal al eje del hueco puede ser determinada. Para esto hay que considerar una serie de suposiciones:

- La roca es elástica, lineal, isotrópica e impermeable.

- La fractura se forma y propaga paralela al σ_H como lo muestra la figura 16.
- La presión del fluido para generar la fractura es suficiente para superar la resistencia a la tensión (T_0) de la roca.
- La presión necesaria para mantener abierta la fractura inducida tiene que ser igual o superior al σ_h , que actúa perpendicular a la fractura.²¹

Figura 16. Propagación de una fractura hidráulica.



Modificado de Corzo, R. y Rincón, C. (2004)

La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo σ_h , si la fractura es normal a este, se determina directamente de la presión de cierre (ISIP) de la siguiente manera:

$$\sigma_h = ISIP \quad (24)$$

El cálculo del esfuerzo horizontal σ_H se realiza con la ecuación 19 ya que este método utiliza el mismo principio e involucra los mismos términos de la correlación de la prueba LOT.

La medición de los esfuerzos a partir de fracturamiento hidráulico no resulta tan fiable en ciertos ambientes como altas temperaturas, alta presión, pozos profundos

²¹ Corzo, R y Rincon, C, *op. cit.*, p.x.

o pozos fracturados naturalmente, por lo que es conveniente acudir a otros métodos de predicción.

3.1.2.3. Minifrac El minifrac es una intervención que se realiza antes de llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico en una formación. Consiste en presionar la formación con un fluido de perforación sin ningún agente apuntalante con el fin de romper la formación creando una pequeña fractura. La finalidad de realizar esta prueba es obtener datos de diseño óptimos para poder iniciar un proceso de fracturamiento. En este caso el valor del esfuerzo horizontal mínimo, al igual que en los procesos de fracturamiento hidráulico, es equivalente a la presión de cierre de la fractura (ISIP).

Para realizar esta prueba en formación con altas pérdidas de fluido se deben hacer algunas modificaciones de análisis, en este caso, el esfuerzo horizontal mínimo equivale a la presión de reapertura de la fractura que por definición es igual o superior a la presión de cierre. Esta presión usualmente es difícil de determinar y en formaciones con pérdida de fluidos muy alta es probable que no se logre la fractura.

3.1.2.4. Fracturas inducidas durante la perforación las fracturas de tensión inducidas durante la perforación constituyen un método de predicción de esfuerzos horizontales aplicado solo a la estimación de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo. Estas fracturas aparecen en las paredes del pozo verticalmente enfrentadas entre sí, es decir a 180° y se generan en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Las fracturas de tensión son el resultado de la concentración del esfuerzo tangencial que actúa alrededor de las paredes del pozo y durante la perforación excede la resistencia a la tensión de la roca²² y que el estado natural y

²² TORRES, M. and GONZALEZ, A. In-situ stress state Eastern cordillera (Colombia), paper SPE 81074, 2003.

equilibrado de los esfuerzos in situ es perturbado después de la perforación del pozo.

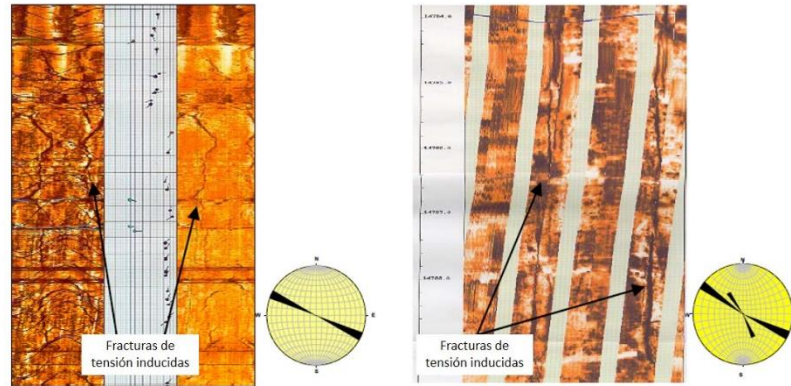
La identificación de las fracturas de tensión inducidas durante la perforación se realiza por medio de las imágenes de las paredes del pozo obtenidas a partir de los registros resistivos (FMS y FMI) y ultrasónicos (BHTV y UBI), esta identificación muchas veces no suele ser tan sencilla, ya que los registros también muestran fracturas naturales que se pueden confundir con las inducidas en casos en los cuales estas últimas se generan formando un ángulo con el eje del pozo, a continuación se definen algunas de las principales características de cada una:

- **Fracturas inducidas** Generalmente se encuentran orientadas verticalmente o solo unos pocos grados distante de este eje, sus longitudes verticales son de varios pies dentro del pozo, carecen de comportamiento sinusoidal indicando que tiene origen dentro del pozo, es decir a partir del proceso de perforación.
- **Fracturas naturales** Su principal característica es el evidente comportamiento sinusoidal con picos y bajos, lo que es muy notorio en los registros de imágenes.²³

La figura 17 muestra a la izquierda el registro UBI y a la derecha el registro FMI de una sección de la formación Mirador en el pozo Buenos Aires, Colombia, en ambos registros se pueden observar claramente las fracturas inducidas.

²³ BARTON, A. Discrimination of natural fractures from drilling – induced wellbore failures in wellbore image data – implications for reservoir permeability, paper SPE 58993, 2000.

Figura 17. Identificación de fracturas inducidas en imágenes de las paredes del pozo.



Tomado de TORRES, M. and GONZALEZ, A. *In-situ stress state Eastern cordillera (Colombia)*, paper SPE 81074, 2003.

A partir de las fracturas de tensión inducidas durante la perforación se puede calcular la magnitud del esfuerzo horizontal máximo para los intervalos de profundidad en los cuales se reconoce la aparición de dichas fracturas por medio de la ecuación definida a continuación:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \sigma_\theta - P_w - P_p \quad (25)$$

Como se mencionó anteriormente, la fractura por tensión aparece cuando el esfuerzo tangencial es igual a la resistencia a la tensión de la roca, es decir $\sigma_\theta = T_o$, por lo que la ecuación anterior se transforma de la siguiente manera:

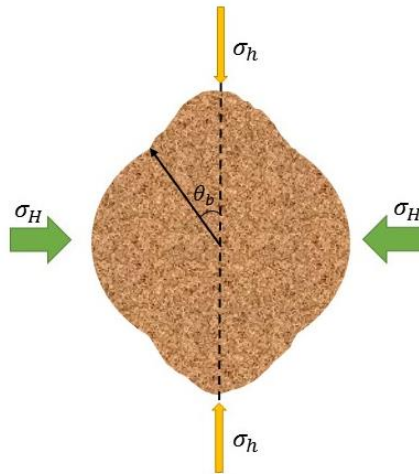
$$\sigma_H = 3\sigma_h - T_o - P_w - P_p \quad (26)$$

3.1.2.5. Técnica de breakout Los breakouts son ensanchamientos en las paredes del pozo que se propagan verticalmente por varios o cientos pies de profundidad en una dirección específica, paralela a la dirección del esfuerzo horizontal mínimo debido a la alta concentración de esfuerzos anisotrópicos alrededor del pozo; por lo cual, resultan ser un método útil para determinar la

magnitud y la dirección de los esfuerzos horizontales. No se puede inducir que se trata de un breakout si el pozo pose una inclinación mayor a 10°, ya que la ovalización de éste no depende del esfuerzo horizontal mínimo, es independiente del campo de esfuerzos. Esta información puede ser obtenida por medio de la herramienta caliper o registros de imágenes de las paredes del pozo.

Las ecuaciones desarrolladas por Kirsh (1898) y modificadas por Jaeger & Cook (1961) describen la concentración de esfuerzos elásticos alrededor de un pozo perforado en la dirección de uno de los esfuerzos. Estas ecuaciones consideran un hueco cilíndrico en una sección homogénea, isotrópica y elástica sujeta a dos esfuerzos principales ortogonales. La ecuación 27 permite calcular la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, obtenida a partir de los estudios de Kirsch y está en función de la resistencia a la compresión UCS, el peso del lodo P_w , la presión de poro P_p y el ángulo que mide el ancho del breakout mostrado en la figura 18 como θ_b .

Figura 18. Esquema del ángulo de breakout.



$$\sigma_H = \frac{UCS + P_w + P_p - \sigma_h(1 - 2\cos 2\theta_b)}{(1 + 2\cos 2\theta_b)} \quad (27)$$

3.1.2.6. Correlaciones empíricas para zonas de fallas normales En la literatura se pueden encontrar varias correlaciones empíricas desarrolladas para zonas específicas del mundo que permiten calcular al menos uno de los esfuerzos principales, en este caso el esfuerzo horizontal mínimo, lo que provee información valiosa para la estabilidad de pozo durante la perforación. Una de ella es la desarrollada por Hubbert & Wills (1957) para la zona de fallas normales del Golfo de México donde la constante 0,3 es obtenida a partir de datos de fracturamiento hidráulico:

$$\sigma_h = 0,3 (\sigma_v - P_p) + P_p \quad (28)$$

Más adelante, Matthews & Kelly (1967) proponen una modificación a la ecuación anterior planteada originalmente con el fin de determinar la presión de fractura en un proceso de fracturamiento hidráulico, lo que es equivalente a uno de los esfuerzos principales como se muestra en la ecuación 29, donde la constante K_i es función de la profundidad y varía de acuerdo a la zona donde es aplicada.

$$\sigma_h = K_i (\sigma_v - P_p) + P_p \quad (29)$$

Eaton en 1969 involucra la relación de Poisson y propone la relación mostrada en la ecuación 30.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - P_p) + P_p \quad (30)$$

Al incluir el término de la constante de Biot se mejora la estimación y la ecuación es modificada como se muestra a continuación:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \beta P_p) + \beta P_p \quad (31)$$

Holbrook, Maggiori et al. (1993) involucran el término de porosidad y modifican la correlación como se muestra en la ecuación 32.

$$\sigma_h = (1 - \phi) (\sigma_v - P_p) + P_p \quad (32)$$

Estas relaciones empíricas son muy usadas en la industria pues representan un manera sencilla de calcular al menos uno de los esfuerzos principales y así realizar operaciones de perforación dentro de los rangos seguros de estabilidad, es importante tener en cuenta que no son relaciones exactas y que deben ser ajustadas a la zona de aplicación como cada autor mejoró la expresión inicial de Hubbert & Wills desarrollada para el Golfo de México.

3.1.2.7. Teoría de la resistencia friccional La tierra tiene un sin número de fallas, fracturas y discontinuidades planas en muchas escalas en su corteza terrestre, las cuales se encuentran en diferente dirección; la resistencia friccional de la corteza limita la magnitud de los esfuerzos con profundidad, más precisamente la diferencia que hay entre los esfuerzos horizontal máximo σ_H y mínimo σ_h . Para este caso se considera que los esfuerzos no superan la resistencia friccional de las fallas preexistentes y se asume que en cualquier punto de la corteza terrestre, hay fallas críticamente orientadas que determinan la magnitud de los esfuerzos.

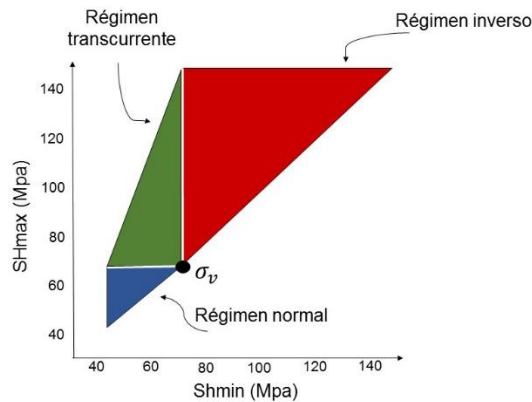
Jaeger y Cook en 1979 muestran que la relación límite que hay entre el esfuerzo efectivo principal máximo σ_1 y el esfuerzo efectivo principal mínimo σ_3 a profundidad está dada por:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_v - P_p}{S_{hmin} - P_p} = \left[(\mu^2)^{1/2} + \mu \right]^2 \quad (33)$$

Para determinar cuál de los esfuerzos principales, esfuerzo horizontal máximo, horizontal mínimo y vertical corresponden a los esfuerzos efectivos, se debe utilizar la teoría de fallamiento de Anderson, donde el régimen de esfuerzos dependerá de la correlación de cada uno de ellos.

Las magnitudes de los esfuerzos horizontales a una profundidad específica se pueden definir por medio del polígono de esfuerzos, figura 19 que define el lugar geométrico de todas las posibles combinaciones de magnitudes del esfuerzo horizontal máximo y mínimo que pueden darse en la naturaleza, sujeto a un régimen de esfuerzos según la clasificación de Anderson.²⁴

Figura 19. Polígono de esfuerzos.



Modificado de FERNÁNDEZ, A. & ALVARELLOS, J. Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*. Vol. 12 (1), 151-157 p. 2011.

3.1.2.8. Modelo de poro-elasticidad De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, es común que en estudios geomecánicos se calcule la magnitud de los esfuerzos por medio de las correlaciones del modelo de poro-elasticidad, que están en función de la presión de poro, el esfuerzo vertical, el módulo de Young y la relación de Poisson. Las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$\sigma_h = \beta P_p + \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \beta P_p) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{E*v}{1-v^2} \varepsilon_H \quad (34)$$

$$\sigma_H = \beta P_p + \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \beta P_p) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{E*v}{1-v^2} \varepsilon_h \quad (35)$$

²⁴ Fernández, A. y Alvarells, J, *op. cit.*, p.x.

Donde:

β : Coeficiente de Biot

P_p : Presión de poro

ν : Relación de Poisson

E : Módulo de Young

ε_h : Deformación en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo

ε_H : Deformación en la dirección del esfuerzo horizontal máximo

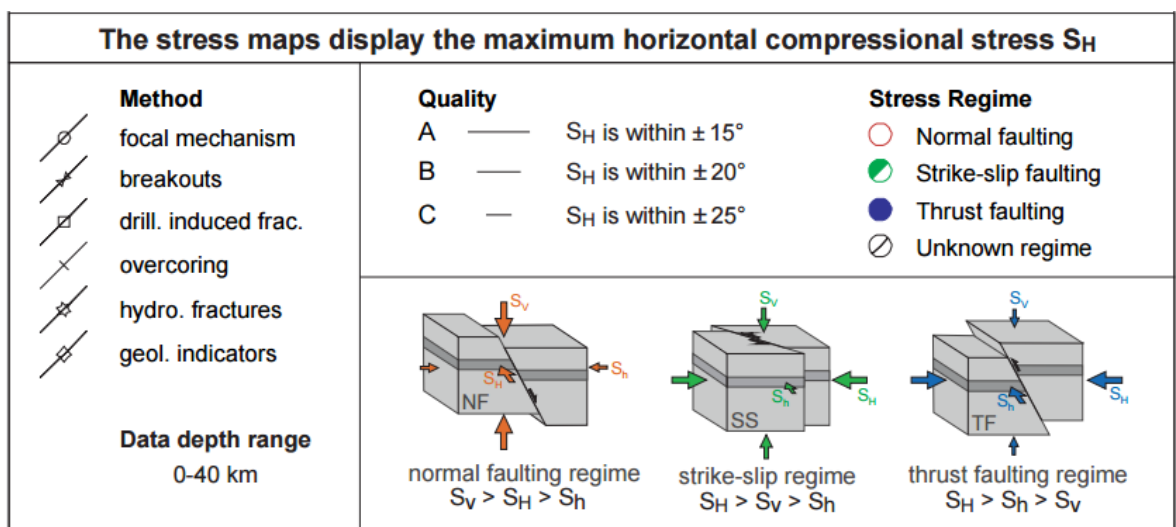
Las deformaciones generalmente no son datos conocidos, es decir, son parámetros de calibración del modelo, por lo cual, al implementar estas ecuaciones, se varían hasta lograr un ajuste con datos disponibles confiables.

3.1.3. Orientación de los esfuerzos horizontales Determinar la orientación de los esfuerzos horizontales tiene igual o mayor importancia que la magnitud de estos, ya que su conocimiento es primordial para lograr una perforación exitosa. Existen algunas técnicas o fuentes que brindan información a partir de la cual se puede identificar la orientación de los esfuerzos, los cuales se exponen a continuación.

3.1.3.1. Mapa mundial de esfuerzos El mapa mundial de esfuerzos, WSM por sus siglas en inglés, es una recopilación de información global de los campos de esfuerzos que actúan en la corteza terrestre. Es un proyecto que inicio en 1986 liderado por Mary Lou Zoback como parte del Programa Internacional Litosfera (ILP). Desde 1995 el WSM es un proyecto de investigación de Heidelberg Academy of Sciences and Humanities localizado en el Geophysical Institute of the University of Karlsruhe en Alemania. El objetivo final del WSM es entender el comportamiento de esfuerzos de la tierra y caracterizar las fuentes de los mismos, lo que se logra gracias al trabajo conjunto de academia, industria y gobierno.

La versión más reciente del WSM es del año 2008 y cuenta con 21.750 datos de esfuerzos. Los datos del proyecto WSM son sometidos a un estudio de calidad donde son clasificados de la letra A a la E, donde A corresponde a la calidad más alta y E a la menor. La figura 20 muestra la información disponible en un World Stress Map y su respectiva convención.

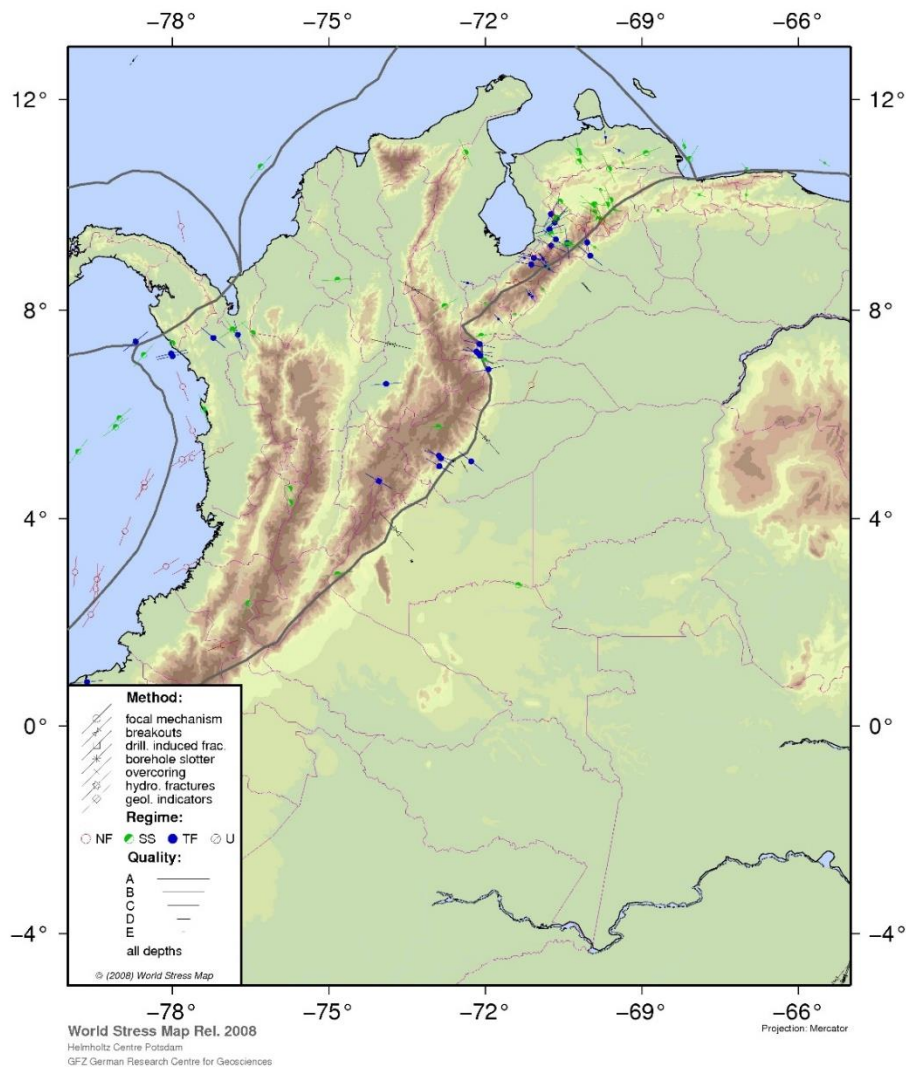
Figura 20. Nomenclatura encontrada en un WSM.



Fuente: <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/pub/stress_data/stress_data_frame.html>

La información del WSM es de acceso libre y se encuentra disponible online: www.world-stress-map.org/. En esta misma plataforma, por medio de la herramienta CASMO, es posible crear mapas de esfuerzos de una zona específica, ingresando la localización geográfica, la herramienta genera el mapa de esfuerzo con los datos disponible para esa área, además permite adicionar datos como la topografía, ríos, división política, entre otros; por ejemplo, en la figura 21 muestra el mapa generado para Colombia.

Figura 21. Mapa de esfuerzos de Colombia



Fuente: Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D. and Müller, B., *The World Stress Map database release 2008* doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008, 2008.

3.1.3.2. Herramienta Caliper La herramienta caliper, como se ha mencionado anteriormente, registra el diámetro del pozo y permite hacer una comparación con el diámetro que debería tener, es decir el diámetro de la broca, y de esta manera identificar eventos que pudieron alterar este diámetro o las paredes del pozo como los breakouts que se generan en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Los criterios para identificar la presencia de breakouts por medio de esta herramienta se citan a continuación:

- La rotación de la herramienta debe cesar durante el intervalo de breakout debido al atascamiento de uno o dos de los brazos en el breakout.
- La herramienta debe registrar sistemáticamente la rotación en los intervalos por encima y por debajo del breakout.
- Los breakouts se expresan mejor en las zonas más profundas, en las secciones someras del pozo la identificación de un breakout no es confiable, ya que la velocidad de giro de la herramienta decrece notablemente y es difícil reconocer un cese de la rotación.
- Si el ángulo de inclinación del pozo es mayor que 10° , la identificación de los breakouts debe ser ignorada pues un cese de la rotación de la herramienta puede deberse a la ovalización propia de la desviación del pozo.

3.1.3.3. Registro de imágenes de las paredes del pozo Los registros resistivos FMI, FMS y los ultrasónicos UBI, BHTV son registros que brindan una imagen de las paredes del pozo que permite identificar los breakouts y fracturas naturales o inducidas presentes en el pozo y de esta misma manera determinar la dirección de los esfuerzos horizontales.

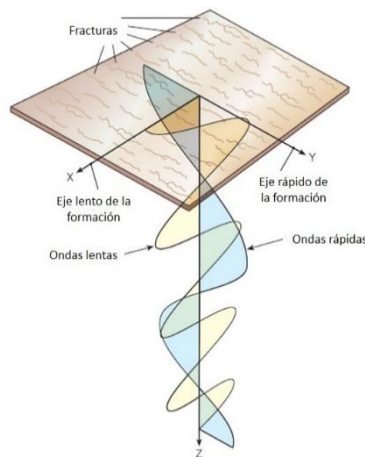
La dirección del esfuerzo horizontal mínimo se identifica en las imágenes por medio de los breakouts, ya que se dan en esa dirección, apareciendo en el registro como una banda vertical oscura y la dirección del esfuerzo horizontal máximo a 90° de ésta. La orientación del esfuerzo horizontal máximo estará en la dirección en donde las imágenes muestren una banda clara delgada vertical, que evidencia una fractura en el pozo, la dirección del esfuerzo horizontal mínimo se encontrara a 90° de ésta.

3.1.3.4. Dipole Shear Sonic Imager DSI Es una herramienta desarrollada por la compañía Schlumberger que mide la anisotropía de la formación por medio de la

propagación de ondas de corte. La manera más común de determinar la dirección de los esfuerzos es la identificación de breakouts por los métodos mencionados anteriormente, el DSI es un método más robusto y poco confiable porque la medición es hecha en la roca y no se basa en los washout o fallas que están en las paredes del pozo, los cuales no siempre están presentes.²⁵

La medición se realiza por medio de la propagación de ondas de corte que debido a la anisotropía se dividen en ondas con diferentes velocidades como lo muestra la figura 22, en ese caso la anisotropía se debe a la presencia de fracturas o microfisuras que se encuentran en la dirección del eje Y, donde se propaga la onda de corte con mayor velocidad y longitud. Esta propagación de las ondas es una medida indirecta de la orientación de los esfuerzos y de manera general se puede definir que las ondas rápidas se propagan en dirección del esfuerzo horizontal máximo y las ondas lentas en dirección al esfuerzo horizontal mínimo.²⁶

Figura 22. División de ondas de corte por medio de la herramienta DSI.



Fuente: BRIE, A.; MUELLER, M.; CODAZZI, D.; PLONA, T. and DENOO S. New directions in Sonic logging. En Oilfield Review, 40-55p, spring 1998.

²⁵ BRIE, A.; MUELLER, M.; CODAZZI, D.; PLONA, T. and DENOO S. New directions in Sonic logging. En Oilfield Review, 40-55p, spring 1998.

²⁶ Anwar, H., *op. cit.*, p.x.

3.1.3.5. Mapas estructurales y Sísmica 3D Los mapas estructurales y la sísmica 3D son otra forma de tener una idea de la dirección de los esfuerzos horizontales, ya que estos muestran las fallas presentes en la zona, donde con la ayuda de los modelos de falla propuestos por Anderson, nombrados anteriormente, se puede estimar la dirección de los esfuerzos horizontales, estos métodos de predicción no son muy confiables, ya que si el área es tectónicamente activa, la orientación de los esfuerzos al pasar el tiempo puede haber cambiado.

3.2. ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La predicción de la presión de poro se fundamenta en la definición del esfuerzo efectivo propuesta por Terzaghi en 1923, quien sugirió que el esfuerzo total se puede descomponer en el esfuerzo efectivo y la presión de poro, lo que matemáticamente se puede representar de la siguiente manera:

$$\sigma = \sigma' + P_p \quad (36)$$

La anterior ecuación sufre una modificación cuando se involucra el coeficiente de Biot (β) como se muestra a continuación:

$$\sigma = \sigma' + \beta P_p \quad (37)$$

La Ley de esfuerzo efectivo de Terzaghi y Biot indica que la presión de poro en la formación es una función del esfuerzo total o esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo efectivo como se muestra en la ecuación 37, a partir de la cual se puede calcular la presión de poro conociendo el esfuerzo de overburden calculado por medio de cualquiera de los métodos expuestos anteriormente y el esfuerzo efectivo puede ser

correlacionado de datos de registros de pozo como de resistividad, velocidad y tiempo de viaje sónico, bulk density y parámetros de perforación.²⁷

$$P_p = \frac{(\sigma - \sigma')}{\beta} \quad (38)$$

Para el entendimiento de los métodos empíricos propuestos por diversos autores es necesaria la revisión de teorías publicadas varios años atrás pero que fueron la base fundamental para llegar a los métodos usados actualmente.

3.2.1. Hottman y Johnson – 1965 Es uno de los primeros métodos propuestos para la predicción de la presión de poro desarrollado para los shale de la Costa del Golfo de México a partir de datos de los registros de pozo: acústico y resistivo. Los autores plantean dos métodos por medio de los cuales se puede obtener la presión de poro, los cuales se citan a continuación.

3.2.1.1. Método sónico En este método se tiene en cuenta el tiempo de viaje de las ondas en la formación obtenido a partir del registro sónico. Por medio de la siguiente metodología se realiza el cálculo de la presión de poro con esta técnica:

- 1) Graficar el tiempo de viaje Δt vs. la profundidad y definir la tendencia normal del comportamiento de la curva.
- 2) Identificar la profundidad en la cual los datos de tiempo de viaje están por fuera de la línea de tendencia, lo que representa una zona sobrepresionada.
- 3) Definir el tope de la zona sobrepresionada.

²⁷ ZHANG, J. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. En Earth-Science Reviews, 51-59p, 2011. The Netherlands: Elsevier.

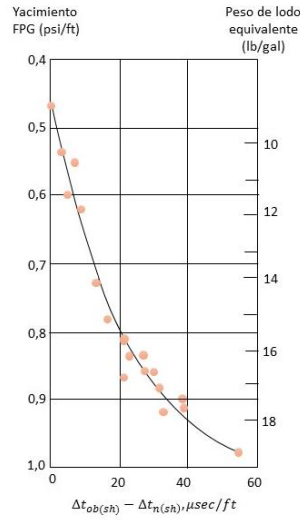
- 4) Trazar una línea recta en la profundidad deseada y leer en la gráfica de Δt vs profundidad, Δt_{ob} (tiempo de viaje real a esa profundidad) y Δt_n (tiempo de viaje en la línea de tendencia normal a esa profundidad) y calcular su diferencia ($\Delta t_{ob} - \Delta t_n$).
- 5) Teniendo ($\Delta t_{ob} - \Delta t_n$) a la profundidad deseada, con ese dato se entra en la gráfica de ($\Delta t_{ob} - \Delta t_n$) vs FPG, con el fin de obtener el gradiente de presión a esa profundidad.
- 6) Finalmente la presión se obtendrá multiplicando el gradiente de presión por la profundidad respectiva.

3.2.1.2. Método resistivo En este método el procedimiento es similar al método sónico, a diferencia de que no se tiene en cuenta el tiempo de viaje de la onda obtenido del registro sónico, sino la resistividad que se obtiene a partir del registro de resistividad, donde los autores reconocen la correlación existente entre los registros de resistividad y las presiones. El procedimiento para obtener la presión de poro por este método es el siguiente:

- 1) Graficar la resistividad en escala logarítmica vs la profundidad.
- 2) Trazar la línea de tendencia normal del registro de resistencia e identificar la zona donde los datos no se ajustan a la curva trazada.
- 3) Ya identificada la zona sobrepesada, encontrar los puntos que divergen de la línea normal.
- 4) Encontrar el punto de resistividad normal, obtenido de la línea de tendencia normal y el dato de resistividad observada a la profundidad deseada, trazando una línea recta en la gráfica de R vs Profundidad y hacer la división entre ellos (R_n/R_{ob})
- 5) Teniendo (R_n/R_{ob}) a la respectiva profundidad, se traza una línea recta en la gráfica de (R_n/R_{ob}) vs FPG, con el fin de obtener el gradiente de presión a esa profundidad.
- 6) Finalmente la presión se obtendrá multiplicando el gradiente de presión por la profundidad respectiva.

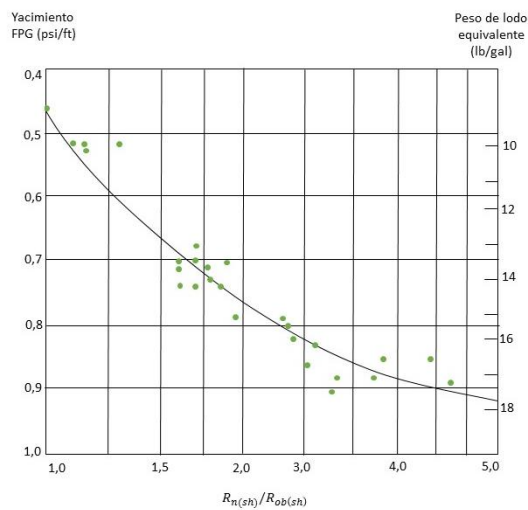
Como se mencionó anteriormente en los dos métodos de predicción de la presión de poro que realizan los autores, como tal para el cálculo de la presión son necesarias las figuras 23 y 24, las cuales se obtuvieron a partir de datos de yacimientos adyacentes.

Figura 23. Relación entre el parámetro acústico del shale ($\Delta t_{ob(sh)} - \Delta t_{n(sh)}$) y el gradiente de presión del fluido de yacimiento FPG.



Modificado de: HOTTMANN, C. and JOHNSON, R. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties, paper SPE- 1110-PA, 1965.

Figura 24. Relación entre el parámetro de resistividad del shale $R_{n(sh)}/R_{ob(sh)}$ y el gradiente de presión del fluido de yacimiento FPG.



Modificado de: HOTTMANN, C. and JOHNSON, R. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties, paper SPE- 1110-PA, 1965.

3.2.2. Método del exponente “d” – 1966

Jorden y Shirley (1966) publican una técnica desarrollada para identificar la primera ocurrencia de formaciones sobrepresionadas a partir de la interpretación de los datos de perforación, específicamente la tasa de penetración, debido a su dependencia con la presión diferencial.

Una de estas investigaciones fue la desarrollada por Bingham (1965), quien encontró que existe una relación entre la tasa de penetración y la presión, pero no necesariamente una relación proporcional con la presión.²⁸ Él desarrolló una ecuación que relaciona diferentes parámetros de perforación basado en numerosos datos de campo y laboratorio como se muestra a continuación, donde k es la constante de proporcionalidad que incluye el efecto de la resistencia de la roca, W es el peso sobre la broca, D es el diámetro de la broca y N es la velocidad de rotación de la sarta en revoluciones por minuto.

$$ROP = k \left(\frac{W}{D} \right)^{a_5} N \quad (39)$$

Basados en estas premisas, Jorden y Shirley (1966) relacionan los comportamientos de la tasa de penetración y la presión diferencial y así plantean una ecuación de manera general como se muestra a continuación:

$$\frac{ROP}{N} = k \left(\frac{W}{D} \right)^d \quad (40)$$

Donde la ROP se da en *ft/hr*, N es la velocidad de rotación en revoluciones por minuto, rpm, k es la constante de perforabilidad de la roca usada para normalizar la tasa de penetración durante la perforación, W es el peso sobre la broca en libras y

²⁸ JORDEN, J. and SHIRLEY, O. Application of drilling performance data to overpressure detection, paper SPE-1407-PA, 1996.

D es el diámetro de la broca en pulgadas y “d” es el exponente general de la ecuación de perforación, que partiendo de la ecuación 40, involucrando algunas constantes de conversión y suponiendo la constante de perforabilidad k igual a uno se puede definir así:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)} \quad (41)$$

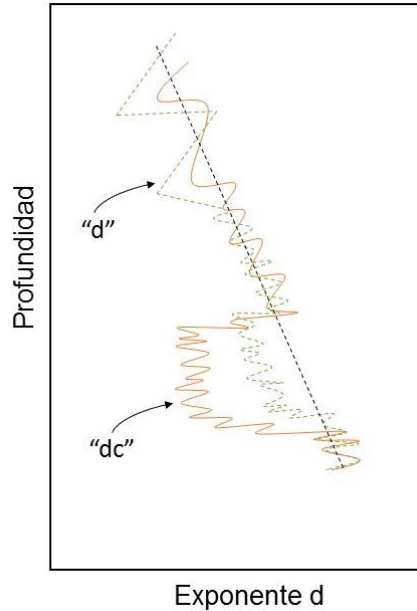
La ecuación del exponente “d” puede usarse para detectar zonas sobrepresionadas si el peso del lodo se mantiene constante, graficándolo contra la profundidad, donde el comportamiento ideal es que el exponente aumente con la profundidad, dado que éste es un indicador de la perforabilidad y las zonas sobrepresionadas corresponden a los rangos del exponente “d” menores que el comportamiento ideal.

3.2.2.1. Método del exponente d corregido “dc” – 1971 Rehm y McClendon (1971) proponen una modificación al método del exponente “d” donde involucran las variaciones en el peso del lodo durante la perforación y encuentran la siguiente relación por medio de estudios empíricos:

$$d_c = d \frac{\rho_{normal}}{\rho_{actual}} \quad (42)$$

Donde ρ_{normal} representa la densidad del lodo equivalente al gradiente de presión normal y ρ_{actual} la densidad de lodo de circulación. En la figura 25 se puede observar una notoria diferencia entre la tendencia obtenida a partir del exponente “d” y el “dc”, se logran identificar con mayor claridad las zonas sobrepresionadas y mejora la tendencia ideal, ya que el exponente “d” podía disminuir debido a cambios en el peso del lodo y no a zonas sobrepresionadas.

Figura 25. Exponente "d" y exponente "dc".



Modificado de CALDERÓN, Z. *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander referenciado de Goins y Sheffield (1983)

Rehm y McClendon recomiendan que la gráfica de profundidad vs. "dc" debe realizarse en escala lineal para estimar cuantitativamente la presión de poro. Se asume una línea recta de tendencia de la presión normal que intercepta el punto "dc_n" y definiendo una pendiente m se obtiene²⁹:

$$dc_n = dc + mD \quad (43)$$

Donde dc_n es el valor de dc leído a partir de la línea tendencia de presión normal a la profundidad de interés. Los autores proponen una relación empírica a partir del comportamiento observado de dc en la gráfica para varios casos y definen un

²⁹ BOURGOYNE, A.; CHENEVERT, M. MILLHEIM, K. and YOUNG, F. *Applied drilling engineering*. Society of petroleum engineers, second printing in the United State of America, 1986.

gradiente de presión de la siguiente manera, el cual está dado en unidades equivalentes al peso del logo (lb/gal):

$$g_p = 7,65 \log[(dc_n) - (dc)] + 16,5 \quad (44)$$

3.2.2.2. Modificación de Zamora – 1972 Este autor recomienda que al realizar la gráfica, en el eje de “dc” debe usarse una escala logarítmica para hallar cuantitativamente la presión de poro, por lo que modifica la ecuación 43 de la siguiente manera³⁰:

$$dc_n = dc + e^{mD} \quad (45)$$

El autor propuso la siguiente relación empírica para relacionar el comportamiento observado de la gráfica de “dc” y el gradiente de presión de la formación g_p , donde g_n es el gradiente de presión normal del área:

$$g_p = g_n \frac{dc_n}{dc} \quad (46)$$

3.2.2.3. Bourgoyne y Young – 1974 Estos autores desarrollan un modelo matemático de perforación más complejo que el propuesto por Bingham (1965), donde involucran los cambios en los parámetros de perforación. Bourgoyne y Young definieron un parámetro de perforabilidad dado por³¹:

$$K_p = \log \left[\frac{ROP e^{a7h}}{\left(\frac{W}{4db}\right)^{a5} \left(\frac{N}{60}\right)^{a6} \left(\frac{Fj}{1000}\right)^{a8}} \right] \quad (47)$$

Donde:

K_p : Parámetro de perforabilidad normalizado

ROP : Tasa de penetración, ft/hr

³⁰ *Ibid.*, p.x.

³¹ *Ibid.*, p.x.

h : Fracción de la altura del diente desgastado

db : Diámetro de la broca, pl

W : Peso de la broca, lb

N : Velocidad de rotación, rpm

F_j : Fuerza de impacto del chorro, lbf

a_5 : Exponente del peso de la broca

a_6 : Exponente de la velocidad de rotación

a_7 : Exponente de diente desgastado

a_8 : Exponente hidráulico

Este parámetro de perforabilidad es análogo al exponente “d”, sin embargo, de acuerdo a los cambios en la densidad del lodo y la profundidad, se plantea un parámetro de perforabilidad k_p' que es equivalente al exponente “dc” dado de la siguiente manera, donde D es la profundidad, ρ_c y ρ_n corresponden a la densidad de lodo circulando y la densidad de lodo equivalente al gradiente de presión normal.

$$k_p' = k_p + a_4 Z (\rho_c - \rho_n) \quad (48)$$

Donde:

Z : Profundidad, ft

ρ_c : Densidad de lodo circulando, lb/gal

ρ_n : Densidad de lodo equivalente al gradiente de presión normal, lb/gal

a_4 : Exponente de presión diferencial

El parámetro k_p puede ser relacionado con el gradiente de presión de la formación dado de la siguiente manera:

$$g_p = \rho_n + \frac{k_p' - a_1 - a_2(10.000 - Z)}{a_3 Z^{0.69} + a_4 Z} \quad (49)$$

Donde:

a1: Parámetro de resistencia de la formación

a2: Exponente de la tendencia de compactación normal

a3: Exponente de sobrecompactación

Los coeficientes definidos de a1 a a8 pueden ser calculados de acuerdo a las condiciones locales de perforación, los autores presentaron un método de regresión múltiple para computar los valores de esas constantes que usualmente pueden ser determinadas gráficamente a partir de datos de perforabilidad, metodología presentada en el artículo publicado por los autores del método. Cuando los datos necesarios no están disponibles para la zona de estudio, pueden obtenerse de la tabla 2.

Tabla 2. Valores promedio de coeficientes de regresión de Bourgoyne y Youg, Modelo de perforación desarrollado para shales en la Costa del Golfo en Estados Unidos.

Coeficientes de regresión						
a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
90×10^{-6}	100×10^{-6}	35×10^{-6}	0,9	0,5	0,3	0,4

Tomada de BOURGOYNE, A.; CHENEVERT, M. MILLHEIM, K. and YOUNG, F. *Applied drilling engineering*. Society of petroleum engineers, second printing in the United State of America, 1986.

3.2.3. Método de la profundidad equivalente – 1966 Es un método publicado por Foster y Whalen basado en el principio de compactación, supone que rocas que se encuentren a profundidades diferentes tienen el mismo grado de compactación, por lo que a diferentes profundidades, es posible que se cumpla la relación de que el esfuerzo efectivo es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. La metodología para el cálculo de presión de poro por medio de este método es planteado a continuación:

- 1) Generar una gráfica de profundidad vs. algún parámetro de compactación, por ejemplo la resistividad eléctrica, como lo muestra la figura 26-A.
- 2) Identificar la línea de tendencia de presión normal, los valores que se encuentren por debajo de esta línea de tendencia corresponden a valores de sobre presión.
- 3) Trazar una línea vertical (Línea verde en la figura 26-A) desde el punto de interés en la zona sobrepresionada (Punto A) hasta interceptar la línea de presión normal (Punto B). se puede observar que en los puntos A y B, a pesar de corresponder a profundidades diferentes, tienen el mismo valor de resistividad, por lo tanto el mismo grado de compactación, por lo tanto se asume que los sólidos en estos puntos soportan la misma presión de sobrecarga, a pesar de estar a profundidades diferentes.
- 4) Como se observa en la figura 26-B, la presión soportada por los fluidos (P_f) en ambas profundidades es igual a la presión de sobrecarga menos la presión que soportan los sólidos (P_s), con la diferencia que en el punto B la P_f corresponde a la presión hidrostática y en el punto A, corresponde a una sobrepresión, por lo que la presión de poro se puede definir de manera general así:

$$\text{Presión de poro} = \left(\begin{array}{c} \text{Presión normal a la} \\ \text{profundidad equivalente} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Presión de sobrecarga} \\ \text{sobre el intervalo de la} \\ \text{profundidad equivalente} \\ \text{y la profundidad de interes.} \end{array} \right)$$

Lo que matemáticamente se puede escribir de la siguiente manera:

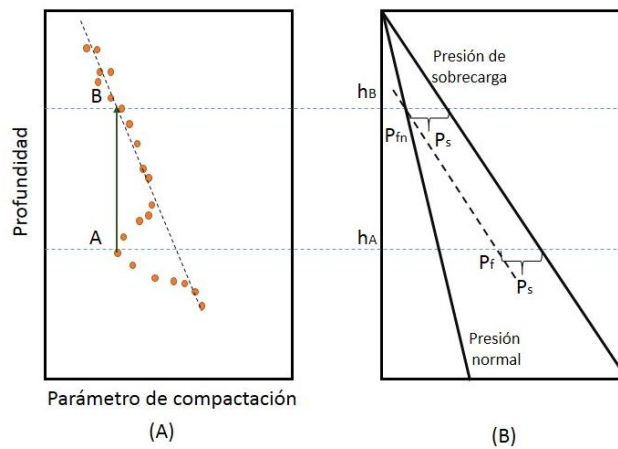
$$P_p = g_n h_B + g_s (h_A - h_B) \quad (50)$$

Donde:

g_n : Gradiente normal de presión de poro, psi/ft

g_s : Gradiente de sobrecarga, psi/ft

Figura 26. Método de la profundidad equivalente.



Modificado de CALDERÓN, Z. *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander referenciado de Goins y Sheffield (1983)

3.2.4. Método de Eaton – 1975 Eaton plantea en 1975 una técnica de predicción de la presión de poro a partir de una serie de correlaciones a partir de datos del Golfo de México para estimar la presión de poro a partir de registros de pozo, ya sean registros de resistividad, conductividad, sónico o parámetros de perforación por medio del exponente d corregido. Sin embargo, Eaton generaliza la ecuación en términos de gradientes de presión y un parámetro de ajuste, el cual dependerá como se mencionó anteriormente de los datos que se tengan disponibles.

Para cada uno de los casos las correlaciones desarrolladas por Eaton citados anteriormente para el cálculo de la presión de poro se indican a continuación:

Ecuación general:

$$\frac{P}{z} = \frac{\sigma_v}{z} - \left(\frac{\sigma_v}{z} - \frac{P_n}{z} \right) f^\alpha \quad (51)$$

Donde:

P/z : Gradiente de presión de poro, psi/ft.

σ_v/z : Gradiente de sobrecarga, psi/ft.

P_n/z : Gradiente normal de presión de poro, psi/ft.

f^α : Parámetro de ajuste

Ecuación con datos de registros de resistividad:

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{R_{sh\ reg}}{R_{sh\ n}} \right)^\alpha \quad (52)$$

Ecuación con datos de registros de conductividad:

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{C_n}{C_{log}} \right)^\alpha \quad (53)$$

Ecuación con datos de registros sónicos:

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{log}} \right)^\alpha \quad (54)$$

Ecuación con datos del exponente d corregido:

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{d_{n\ graf}}{d_{c\ n}} \right)^\alpha \quad (55)$$

Donde:

P: Presión de poro, psi.

P_n : Presión normal (hidrostática), psi.

σ_v : Presión de sobrecarga

$R_{sh\ reg}$: Resistividad observada en el registro a la profundidad seleccionada, ohm-metro.

$R_{sh\ n}$: Resistividad en la línea de tendencia normal a la profundidad seleccionada, ohm-metro.

C_n : Conductividad de la línea de la tendencia normal a la profundidad seleccionada, $ohm^{-1}m^{-1}$.

C_{log} : Conductividad observada en el registro a la profundidad seleccionada, $ohm^{-1}m^{-1}$.

Δt_n : Tiempo de tránsito en la línea de la tendencia normal a la profundidad seleccionada, $\mu sec/ft$.

Δt_{log} : Tiempo de tránsito observado en el registro a la profundidad seleccionada, $\mu sec/ft$.

$d_{c\ graf}$: Exponente “d” corregido observado en la gráfica (dc vs profundidad) a la profundidad seleccionada.

$d_{c\ n}$: Exponente “d” en la línea de tendencia normal a la profundidad seleccionada.

α : Exponente de Eaton. Para la ecuación 52, 53, 55 tiene valor de 1,2, para la ecuación 54 su valor es de 3,0.

3.2.5. Método de Bowers – 1995 Bowers desarrolló en el año 1995 un método de estimación del esfuerzo efectivo, con el cual, por medio de la ecuación de Terzagui se puede obtener el valor de la presión de poro. El estudio de Bowers se basa en la velocidad sónica o velocidad sísmica, tomando en cuenta que la presión de poro anormal no solo se genera debido a la compactación como lo suponen los estudios previos que se propusieron para hallar la presión de poro a través de datos geofísicos, por el de Foster y Whalen en 1966 y el de Eaton en 1975, sino que además de la compactación, otras causas de sobrepresión son los mecanismos de expansión de fluidos como: calentamiento, maduración del hidrocarburo, migración de fluidos desde otras zonas y diagénesis de la arcilla.³² Según la causa de presión anormal, el método propone dos correlaciones obtenidas a partir de datos de registro de pozo y pruebas RFT (Repeat Formation Tester) para lutitas en el golfo de México.

3.2.6. Método sónico de Miller Este método describe una relación entre la velocidad y el esfuerzo efectivo que puede ser usada para relacionar la lentitud sónica y la presión de poro del fluido. El autor define un parámetro de entrada

³² Calderón, Z, *op. cit.*, p.x.

llamado “Profundidad de máxima velocidad”: $d_{\max}$, que controla si ocurre una descarga o no. Si $d_{\max} >$ profundidad TVD, la presión de poro se puede definir por³³:

$$P_p = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{V_m - V_{ml}}{V_m - V_p} \right) \quad (56)$$

Si $d_{\max} \leq$ Profundidad TVD, la presión de poro se define como:

$$P_p = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left[a_m \left(1 - \frac{V_p - V_{ul}}{V_m - V_{ml}} \right) \right] \quad (57)$$

Dónde:

λ : Parámetro empírico definiendo la tasa de incremento de la velocidad con el esfuerzo efectivo, normalmente 0,00025.

V_m : Velocidad sónica en la matriz del material, de 14.000 a 16.000 ft/sg.

V_{ml} : Velocidad del intervalo de sedimentos a línea de lodo, 5000 ft/sg.

V_p : Velocidad compresional a una profundidad dada.

a_m : radio de inclinación de la curva de descarga en el esfuerzo efectivo, normalmente es 1,8.

V_{ul} : Velocidad a la cual ocurre la descarga.

3.2.7. Modelo “Tau” Es un modelo de predicción de la presión de poro propuesto por la compañía Shell que depende de la velocidad sónica o sísmica. Ellos introducen una variable “Tau” en la ecuación del esfuerzo efectivo así³⁴:

$$\sigma' = A_s \tau^{B_s} \quad (58)$$

³³ ZHANG, J.; STANDIFIRD, W. and LENAMOND, C. Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Failure Diagnosis and Risk Mitigation in Record-Depth Well, paper SPE 114273, 2008.

³⁴ ZHANG, J. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. En Earth-Science Reviews, 51-59p, 2011. The Netherlands: Elsevier.

Donde A_s y B_s son constantes de ajuste y τ es la variable Tau definida de la siguiente manera:

$$\tau = \frac{(C-\Delta t)}{(\Delta t-D)} \quad (59)$$

Donde:

C: Constante relacionada con el tiempo de tránsito en la línea de lodo, normalmente 200 $\mu\text{seg/ft}$.

D: Constante relacionada con el tiempo de tránsito en la matriz, normalmente 50 $\mu\text{seg/ft}$.

Δt : Tiempo de tránsito, ya sea del registro sónico o de la velocidad sísmica.

Usando el concepto de esfuerzo efectivo de Terzaghi (Ecuación 36), la presión de poro puede ser definida de la siguiente manera:

$$P_p = \sigma_v - A_s \left(\frac{C-\Delta t}{\Delta t-D} \right)^{B_s} \quad (60)$$

El método de Miller y el modelo Tau están basado en el método de Bowers, con la diferencia y ventaja de que involucran los efectos de la velocidad de tránsito en el lodo y la matriz para el cálculo de la presión de poro.

3.2.8. Predicción de la presión de poro a partir de la porosidad La porosidad puede considerarse como una medida directa de la compactación y se reconoce que la porosidad decrece exponencialmente con la profundidad en formaciones normalmente compactadas. Athy (1930) propone la siguiente ecuación para expresar este comportamiento:

$$\phi = \phi_0 e^{-cZ} \quad (61)$$

Donde

ϕ : Porosidad a una profundidad Z

ϕ_0 : Porosidad a una profundidad Z=0

C: Constante de compactación en 1/m o 1/ft.

Z: Profundidad (TVD)

Una ecuación similar ha sido propuesta por otros autores para relacionar la porosidad con el esfuerzo efectivo así, donde a es una constante del esfuerzo de compactación dada en 1/psi o 1/Mpa:

$$\phi = \phi_0 e^{-a\sigma'} \quad (62)$$

Empleando el concepto de Terzaghi, Zhang (2008) plantea una ecuación teórica para predecir la presión de poro a partir de la ecuación 63, de acuerdo a la tendencia normal de compactación, en función del esfuerzo vertical y porosidad así:

$$P_p = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \frac{\ln \phi_0 - \ln \phi}{cZ} \quad (63)$$

Wyllie (1956) formuló una ecuación empírica para el cálculo de la presión de poro a partir de los datos de tiempo de tránsito obtenidos a partir de datos sísmicos o registros sísmicos. Remplazando dicho concepto en la ecuación 63, la presión de poro puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_p = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \frac{\ln(\Delta t_{ml} - \Delta t_m) - \ln(\Delta t - \Delta t_m)}{cZ} \quad (64)$$

Donde:

Δt_m : Tiempo de tránsito compresional en la matriz de shale (Con porosidad cero).

Δt_{ml} : Tiempo de tránsito en la línea de lodo.

Δt : Tiempo de tránsito sísmico ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

3.2.9. Mecanismos de predicción de la presión de poro durante la exploración

Durante la planeación de un pozo siempre es importante tener algún indicio del comportamiento de presión que se va a encontrar durante la perforación, para esto existen dos posibles fuentes útiles de datos dependiendo del grado de desarrollo del campo.

3.2.9.1. Datos sísmicos La predicción de presión de poro utilizando datos sísmicos quizás sea la única herramienta de planeación de la cual se dispone. La predicción es realizada a partir del concepto de velocidad sísmica, término usado para referirse al recíproco del tiempo de tránsito sísmico o acústico, el cual puede ser graficado y obtener algo similar a un registro sísmico promediado para grandes secciones. Con los datos sísmicos aproximados obtenidos de la sísmica, es posible implementar algunos de los métodos explicados anteriormente que usan datos sísmicos como Eaton (1975) o Bowers (1995).

3.2.9.2. Pozos análogos Al terminar de perforar un pozo es muy probable que en él se hayan aplicado varios métodos de predicción, monitoreo o confirmación de la presión de poro, agregando los eventos durante la perforación, por lo que en su fase final los datos de presión de poro son de muy alta confiabilidad, que resultan muy útiles y deben ser correlacionados en nuevas zonas de estudio para próximas perforaciones.

3.2.10. Mecanismos de monitoreo de la presión de poro durante la perforación Durante el tiempo de perforación de un pozo existen diferentes indicadores que pueden ayudar a identificar la presencia de zonas de presión anormalmente altas.

3.2.10.1. Parámetros de perforación El monitoreo de la tasa de perforación, más específicamente el desempeño de la broca durante la perforación en función de parámetros como el peso sobre la broca, la velocidad de rotación (rpm), el tipo y

tamaño de la broca, la hidráulica y el fluido de perforación³⁵, son analizados con la finalidad de detectar cambios en el rendimiento normal que deben tener estas variables, ya que cambios en estos parámetros pueden evidenciar cambios de litología, que al correlacionarlos con pozos análogos, se podrá obtener una idea o un valor relativo de la presión de poro en esa formación.

Esta predicción de presión de poro, se debe comparar con otros métodos, ya que otras variables como el tipo y diámetro de la broca, el peso sobre la broca, la velocidad de rotación de la sarta, el tamaño de las boquillas, el desgaste de la broca, el tipo, densidad y viscosidad del lodo, el contenido de sólidos y su distribución en el lodo y la presión y velocidad de la bomba³⁶, también afectan el rendimiento de la broca pudiéndose confundir con un cambio de formación.

3.2.10.2. Parámetros del lodo El comportamiento del lodo también puede mostrar indicios de zonas sobrepresionadas, por medio del incremento de la tasa de flujo o en las piscinas de lodo, el aumento de temperatura en las líneas de flujo, ya que donde hay zonas con presiones anormalmente altas la temperatura es mayor y por consiguiente sucede lo mismo con el fluido de perforación y la disminución del peso de la columna de lodo debido a la presencia de gas proveniente de zonas de lutitas sobrepresionadas con presencia de gas, gas de viaje o perforación de un yacimiento de gas con alta presión y baja permeabilidad.

3.2.10.3. Parámetros de recortes de perforación El aumento de la tasa de perforación, como se mencionó anteriormente, es un indicador de zonas sobrepresionadas, conllevando a que los recortes de perforación o también llamados ripios o caving aumenten en las zarandas o en la shale shaker; los recortes por medio de sus características físicas como lo es su volumen y forma, evidencian

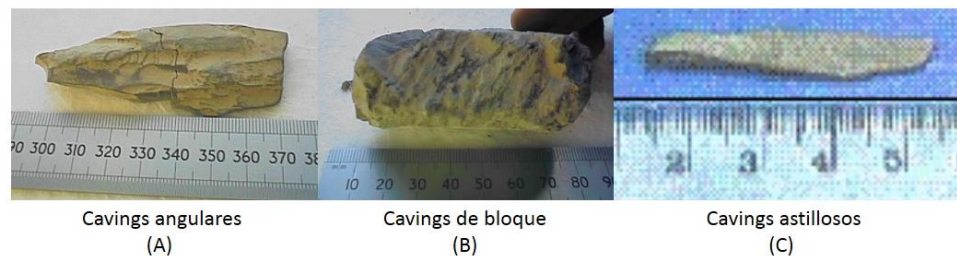
³⁵ Calderón, Z, *op. cit.*, p.x.

³⁶ *Ibid.*, p.x.

estas zonas. De acuerdo a la morfología, los cavings pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- **Cavings angulares** Presentan formas irregulares y textura de superficie rugosa, son la consecuencia de breakouts. (Figura 27-A)
- **Cavings en bloque** Se caracterizan por sus superficies planas y paralelas, indican inestabilidad tectónica o estructural propia de formaciones falladas y fracturadas. (Figura 27-B)
- **Cavings astillosos** Su morfología es alargada, laminados y cóncavos, se deben a fallas de tensión que ocurren paralelas a las paredes del pozo y son comunes de zonas sobrepresionadas perforadas con un pequeño sobrebalance. (Figura 27-C)

Figura 27. Clasificación morfológica de cavings.



Tomado de BRADFORD, I.; ALDRED, W.; COOK, J.; ELEWAUT, E.; FULLER, J.; KRISTIANSEN, T. & WALSGROVE, T. *When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation of Real-Time Wellbore Stability Control*, paper SPE 59121 MS, 2000.

3.2.10.4. Logging While Drilling (LWD) LWD es una herramienta de alta tecnología desarrollada por Schlumberger de toma de registros en tiempo real durante la perforación, que busca minimizar los riesgos durante la perforación y tener una mayor exactitud en la colocación de pozos. Esta herramienta toma registros optimizados de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito acústico,

imágenes de hueco, buzamientos, presión anular, pérdidas de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación.³⁷

La herramienta LWD transmite los datos en tiempo real o los almacena en una memoria, los cuales se pueden obtener al llegar la herramienta a superficie. La presión de poro se podrá monitorear de esta manera con los registros por medio de alguno de los métodos mencionados anteriormente, los cuales realizan los cálculos de presión con datos de registros, de la misma manera en el registro directamente se podrán identificar las zonas sobrepresionadas al observar una desviación de la tendencia normal.

3.2.11. Mecanismos de verificación de la presión de poro después de la perforación Mediciones directas Las mediciones directas de presión de poro son conocidas como pruebas de formación realizadas con cable wireline desarrolladas por la industria con el fin de suplir la necesidad de tomar muestras de fluido y mediciones de presión en pozos entubados.

3.2.11.1. RFT – Repeat Formation Tester (Multiprobador de Formaciones) Tiene la capacidad de registrar un sinnúmero de mediciones de presión y hasta dos muestras de fluidos por corrida, ya sea de diferentes zonas y segregadas de una misma zona. Se considera que proporciona datos de presión más exactos que técnicas de wireline usadas anteriormente ya que los equipos de superficie proporcionan una lectura digital de la presión con una precisión de más o menos 1 psi.³⁸

³⁷ ALDRED, W.; COOK, J.; BERN, P.; CARPENTER, B.; HUTCHINSON, M.; LOVELL, J.; REZMER-COOPER, I. & LEDER, P. Using downhole annular pressure measurements to improve drilling performance. En Oilfield Review, 40–55p, winter 1998.

³⁸ PELISSIER-COMBESURE, J., POLLOCK, D., & WITTMANN, M. Application Of Repeat Formation Tester Pressure Measurements In The Middle East, paper SPE 7775, 1979.

3.2.11.2. MDT – Modular Formation Dynamics Tester (Probador modular de la dinámica de la formación) Es una herramienta desarrollada también por la compañía Schlumberger que proporciona mediciones rápidas y precisas de presión con muestras de fluido de alta calidad, también puede medir la anisotropía de la permeabilidad, identificar el contacto de los fluidos, Mini-Drillstem Test, evaluación de la productividad y Minifrac.³⁹

Para realizar las mediciones de presión de poro en el yacimiento usando wireline se requiere insertar la sonda en el yacimiento y retirar una pequeña cantidad de fluido. Como el medidor de presión está expuesto a muchos cambios de presión y temperatura, se requieren medidores de alta resolución que puedan reaccionar confiablemente a estas condiciones dinámicas. La herramienta MDT usa medidores de alta resolución que ofrecen mediciones de buena calidad.

3.2.11.3. CHDT – Case Hole Dynamics Tester (Probador de la dinámica de la formación en pozo entubado) Es una herramienta creada recientemente capaz de penetrar el revestimiento, medir la presión del yacimiento, obtener muestras de fluidos de formación y taponar los orificios en un solo viaje. Fue desarrollada en conjunto entre Schlumberger y el Instituto de Tecnología del Gas (GTI). Se diseñó en base a las dos herramientas anteriores por lo que supera algunas de sus limitaciones, permite perforar túneles precisos y consistentes para la obtención de muestras del fluido, permite evaluar hasta seis zonas por corrida, triplicando la capacidad de la herramienta RFT. La herramienta se puede bajar al pozo con cable,

³⁹ MDT Modular Formation Dynamics Tester, Quality fluid samples and highly accurate reservoir pressures. Schlumberger, 2002.

con tubería de perforación o con un tractor, herramienta usada para bajar instrumentos en pozos muy desviados.⁴⁰

3.3. ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

Los valores estimados de las propiedades mecánicas de la roca determinan si la roca resistirá sin fallar a las condiciones que será sometida durante las operaciones del desarrollo del campo. Para calcular los parámetros de resistencia de la roca se usan principalmente pruebas de laboratorio realizadas a núcleos, sin embargo estas muestras no siempre están disponibles, por lo que existen en la literatura ecuaciones empíricas o rangos de valores útiles para este caso. Es importante aclarar que la mayoría de correlaciones usadas en la industria, son desarrolladas para casos específicos de estudio, la recomendación es desarrollar una correlación ideal para la litología de interés o usar la que mejor se ajuste a la zona.

3.3.1. Pruebas de laboratorio Para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca existen diferentes pruebas de laboratorio que básicamente consisten en experimentos sencillos ajustados a la naturaleza de la roca, mediante las cuales se pueden obtener principalmente los esfuerzos y las deformaciones.

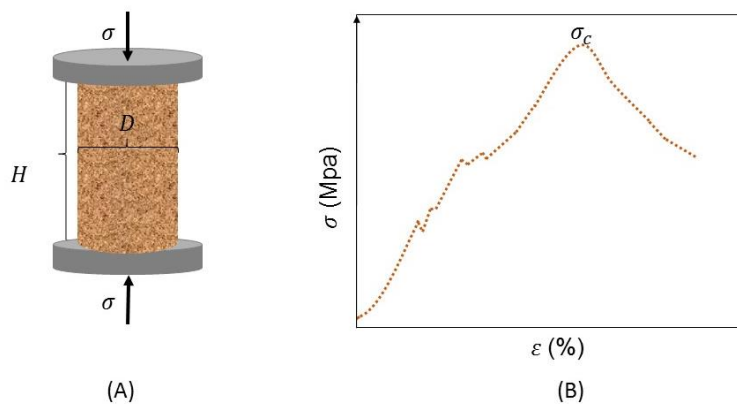
Para que la prueba de laboratorio se pueda llevar a cabo se debe seleccionar y preparar la muestra correctamente, esto de acuerdo a lo sugerido en la ISRM (International Society of Rocks Mechanics), de la misma manera tener la implementación necesaria para aplicar la carga necesaria y tener el equipo apropiado para poder realizar la medición.

⁴⁰ BURGESS, K.; FIELDS, T.; HARRIGAN, E.; GOLICH, G.; MACDOUGALL, T.; REEVES, R.; SMITH, S.; THORNSBERRY, K.; RITCHIE, B.; RIVERO, R. & SIEGFRIED, R. Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos través del revestimiento. En Oilfield Review, 51–63p, verano 2002.

3.3.1.1. Prueba de compresión uniaxial La prueba de compresión uniaxial es la primera prueba, la más sencilla y la más útil para el cálculo de propiedades de la roca, a través de esta prueba se obtiene la resistencia a la compresión no confinada (UCS), el módulo de Young (E) y la relación de Poisson (V).

Esta prueba es de uso frecuente para el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada, sin embargo el valor posee incertidumbre ya que la prueba no tiene en cuenta factores como el tamaño y forma de la muestra, la humedad que contiene, las superficies de contacto del equipo usado para la medición y la velocidad de carga⁴¹ que afectan la medición.

Figura 28. A. Prueba de compresión uniaxial. B. Gráfica representativa de una prueba uniaxial.



Modificado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: Springer.

Para el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada UCS, cuando se cumple la condición de $H/D = 2$ se utiliza la siguiente expresión:

$$UCS = \frac{P_{max}}{A} \quad (65)$$

Donde:

⁴¹ Calderón, Z., *Op. cit.*, p.x. referenciado de Obert, L. & Duvall, W. 1967)

P_{max} : Máxima carga ejercida en la muestra

A: Área de la sección transversal de la muestra

Cuando H/D difiere de 2, se usa la siguiente ecuación para el cálculo de UCS que corrige el valor, donde σ_c es la resistencia de la roca en la prueba:

$$UCS = 0,889\sigma_c[0,778 + 0,222(H/D)] \quad (66)$$

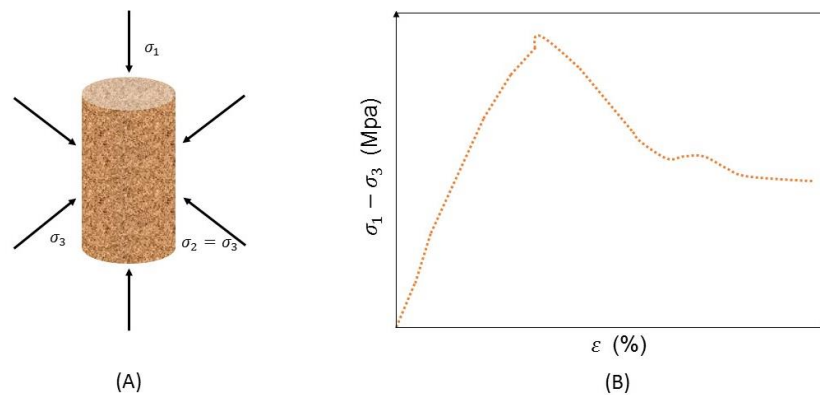
3.3.1.2. Prueba de compresión triaxial La prueba de compresión triaxial es una de las pruebas más realizadas para la determinación de algunas de las propiedades de la roca como la resistencia a la compresión no confinada UCS y la envolvente de falla cuando se ponen a prueba suficientes muestras de roca.⁴² Esta prueba establece como se comporta la roca al aplicarle varias presiones de confinamiento.⁴³

Esta prueba como tal no logra simular el comportamiento del campo de esfuerzos al que está sometida una roca, ya que es incapaz de representar el esfuerzo intermedio σ_2 , por lo que se iguala a σ_3 . La prueba triaxial como lo muestra la figura 29 ocurre cuando $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3 > 0$.

⁴² PENG, S. and ZHANG, J. Engineering geology for underground rocks, 2007. Berlin: springer.

⁴³ ACEVEDO, O. Determinación de la magnitud de esfuerzos in situ. México, D.F., 2009. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México.

Figura 29. A. Estado de esfuerzos de la roca en una prueba triaxial. B. Gráfica representativa de una prueba triaxial.



A. Modificado de PATERSON, M. & WONG, T. *Experimental rock deformation – The brittle field*, second edition. Berlin: Springer-Verlag, 1978.

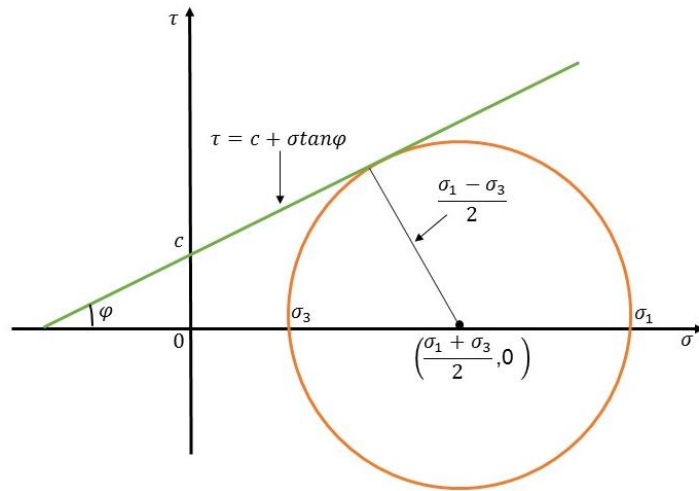
B. Modificado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: Springer.

Existen tres tipos de procedimientos para llevar a cabo la prueba, la *prueba no drenada*, donde se impide que los fluidos de la muestra salgan durante la aplicación de la presión completa o del esfuerzo confinante; la *prueba consolidada no drenada* donde se aplica la presión completa permitiendo que la muestra no se drene y se consolide, durante la aplicación de la presión de confinamiento se impide el drenado y la *prueba drenada*, donde se permite que salgan todos los fluidos que se encuentran dentro de la muestra durante la etapa de consolidación bajo la presión completa y así mismo al aplicar la fuerza confinante.

A partir de los resultados de la prueba triaxial y aplicando el criterio de Mohr-Coulomb se puede obtener la envolvente de falla, la cohesión (c) y el Angulo de fricción interna (φ) como lo muestra la figura 30.⁴⁴

⁴⁴ PENG, S. and ZHANG, J. *op. cit.*, p.x.

Figura 30. Criterio de falla de Morh-Coulomb.



Tomado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: springer.

El Módulo de Young está relacionado con la pendiente de la línea de la curva de esfuerzo-deformación, los resultados experimentales que se han llevado a cabo, han mostrado que el módulo elástico y la presión de confinamiento tienen una relación no lineal para cada litología⁴⁵ representándose así matemáticamente:

$$E = b_2 \sigma_3^2 + b_1 \sigma_3 + b_0 \quad (67)$$

⁴⁵ Ibid., p.x. referenciado de Meng et al. 2006

Donde:

E: Modulo de Young, MPa

σ_3 : Presión de confinamiento, MPa

b_0, b_1, b_2 : Parámetros que dependen de la litología.

Tabla 3. Parámetros para diferentes litologías.

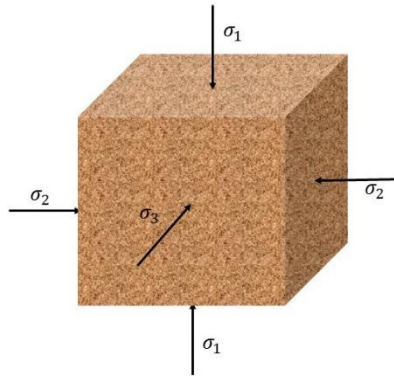
Litología	b_2	b_1	b_0	σ_3 (MPa)
Arenisca de grano Medio y Fino	0,016	-0,121	38,113	≤ 50
Arenisca arcillosa	0,040	-0,678	26,909	≤ 40
Lutita	0,006	0,254	28,876	≤ 50

Tomado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: springer.

3.3.1.3. Prueba de compresión poliaxial La prueba de compresión poliaxial o también llamada prueba de compresión triaxial verdadera, logra simular experimentalmente la resistencia de la roca cuando se aplican los tres esfuerzos principales diferentes ($\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$), ya que la resistencia de la roca no es función solo del esfuerzo principal mayor y menor sino del mismo modo del esfuerzo

intermedio⁴⁶, logrando así modelar con mayor precisión las condiciones in situ de la roca.

Figura 31. Prueba de compresión poliaxial.



Modificado de ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. First edition. New York: Cambridge University Press, 2007.

Esta prueba se realiza aplicando una carga uniforme diferente en cada una de las superficies perpendiculares de un paralelepípedo rectangular, como lo muestra la figura 31, es una prueba compleja de llevar a cabo por varias razones: el equipo en el que se desarrolla el experimento es difícil y complicado de manejar, es casi imposible incluir el efecto de la presión de poro y la preparación de la muestra es difícil.⁴⁷

3.3.1.4. Prueba de tensión uniaxial La prueba de tensión uniaxial se realiza con el fin de determinar la resistencia ténsil de una roca. Existen métodos directos e indirectos para realizar su estimación, entre los métodos directos se encuentra la prueba de resistencia a la tracción directa, la cual no es comúnmente realizada por su complejidad en cuanto a la preparación de la muestra debido a la naturaleza frágil de las rocas en tensión y a la baja resistencia a la tensión lo que hace que el

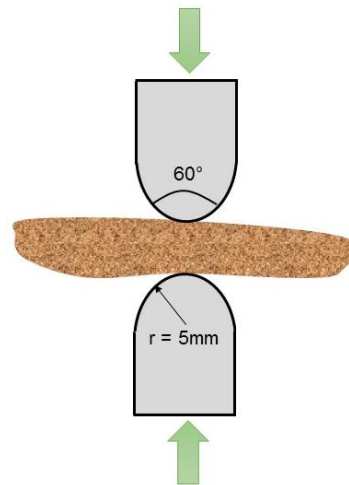
⁴⁶ PENG, S. and ZHANG, J. *op. cit.*, p.x.

⁴⁷ ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. First edition. New York: Cambridge University Press, 2007.

procedimiento en general sea relativamente costoso, delicado e incierto.⁴⁸ Los métodos indirectos son más usados debido al fácil procedimiento de la prueba y la preparación de la muestra, entre los cuales se encuentran la prueba de carga puntual y la prueba de Brasil o brazilian test.

- **Prueba de carga puntual** En esta prueba la muestra puede ser de forma regular o irregular, el equipo estándar para la prueba incluye dos placas cónicas de 60° y radio de curvatura 5 mm donde va aplicada la carga, como lo muestra la figura 32.

Figura 32. Esquema de una prueba de carga puntual.



Modificado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: Springer.

La resistencia ténsil se puede estimar por medio de la siguiente ecuación:

$$T_0 = \frac{I_s}{0,80} \quad (68)$$

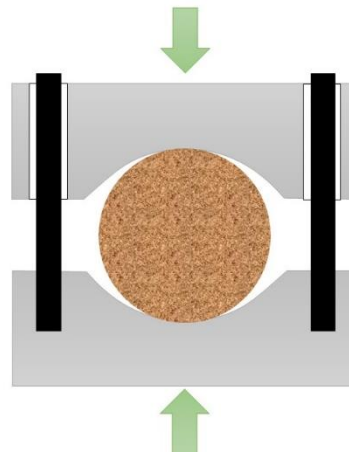
Donde I_s es el índice de resistencia de carga puntual que está en función de la carga necesaria para causar falla en la roca y del diámetro del núcleo equivalente.

⁴⁸ PARISEAU, W. *Design analysis in rock mechanics*, 2007. London: Taylor & Francis.

$$I_s = \frac{F_c}{D_e^2} \quad (69)$$

- **Prueba de Brasil o Brazilian test** La prueba de Brasil es la más conocida y usada debido a que la preparación de la muestra es fácil y económica. Esta prueba consiste en aplicar fuerzas opuestas por medio de dos placas diametrales a un disco de roca, como lo muestra la figura 33.

Figura 33. Esquema de una prueba de Brasil.



Modificado de PENG, S. and ZHANG, J. *Engineering geology for underground rocks*, 2007. Berlin: springer.

El espesor del disco de roca debe ser grande en relación al tamaño del grano, pero no mayor que el radio del disco, por lo que el disco debe ser delgado, comúnmente un espesor de $\frac{3}{4}$ de pulgada, en esta prueba se espera que la fractura se propague desde el centro del disco hacia los puntos de carga del perímetro.⁴⁹ La Resistencia ténsil se calcula para esta prueba por medio de la siguiente ecuación:

$$T_0 = \frac{2F_c}{\pi D e} \quad (70)$$

⁴⁹ PARISEAU, W., *op. cit.*, p.x.

Donde:

To: Resistencia ténsil, MPa

Fc: Carga máxima, Newtons

D: Diámetro del disco, mm

e: Espesor del disco, mm

3.3.2. Ecuaciones empíricas para el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada Como se mencionó anteriormente, si no existe una correlación disponible para el campo de gas o petróleo de estudio, es necesario acudir a alguna existente en la literatura de acuerdo, principalmente a la litología aunque también depende de la profundidad, el grado de consolidación y el conjunto de registros disponibles. Además, se recomienda usar pruebas de laboratorio para calibrar la correlación seleccionada y ajustarla al campo analizado.

Chang, C. et al. (2006) presentaron una recolección de ecuaciones que relacionan la resistencia a la compresión no confinada con propiedades físicas tales como velocidad, módulos y porosidad. Un resumen del compendio presentado por los autores se muestra a continuación.

Tabla 4. Ecuaciones empíricas para la resistencia a la compresión no confinada.

CORRELACIONES PARA ARENISCAS		
Referencia	Ecuación para UCS (Mpa)	Aplicación
Freyburg, 1972	$0,035V_p - 31,5$	Desarrollada para Turingia, Alemania.
McNally, 1987	$1200 * e^{-0,036 \Delta t}$	Desarrollado en Bowen Basin, Australia. Para areniscas de grano fino consolidadas y no consolidadas con todo rango de porosidad.

Fjaer. Et al., 1992	$1,9 * 10^{-20} * \rho^2 * Vp^4 * \left[\frac{(1+v)}{(1-v)} \right]^2 * (1-2v) * (1+0,78 V_{clay})$	Desarrollada en la costa del Golfo, aplicable en areniscas con UCS > 30 Mpa.
Moos, et al., 1999	$3,87 * e^{(1,14*10^{-10}*\rho*Vp^2)}$	Desarrollada en el Golfo de México.
Bradford, et al., 1998	$2,28 + 4,1089E$	Desarrollada globalmente.
CORRELACIONES PARA SHALE		
Referencia	Ecuación para UCS (Mpa)	Aplicación
Horsrud, 2001	$1,35 * \left(\frac{304,8}{\Delta t} \right)^{2,6}$	Desarrollada globalmente.
Lashkaripour & Dusseault, 1993	$1,001 * \phi^{-1,143}$	Desarrollada para shales de baja porosidad (<0,1) y de alta resistencia (~ 79 Mpa).
Horsrud, 2001	$2,922 * \phi^{-0,96}$	Desarrollada en el Mar del Norte para shales terciarios de porosidad principalmente alta.
	$0,286 * \phi^{-1,762}$	Shales de alta porosidad (>0,27)

Tomada de CHANG, C.; ZOBACK, M- & KHAKSAR, A. *Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. En Journal of petroleum research, Vol. 23, No. 3, 223-237, 2006. The Netherland: Elsevier.*

Donde:

UCS: Resistencia a la tensión no confinada, Mpa.

Δt : Tiempo de transito de la onda compresional, $\mu s/ft$

Φ : Porosidad, fracción

V_p : Velocidad de onda P, m/s

ρ : Densidad, Kg/m³

E: Modulo de Young, Gpas

V_{clay} : Volumen de arcilla, fracción

Ondulami, T. et al. (2011) también presentaron un resumen de ecuaciones empíricas disponibles a esa fecha para la estimación de la resistencia a la tensión no confinada desarrolladas por diferentes autores y clasificadas de acuerdo a la litología. El compendio de ecuaciones se encuentra disponible en su artículo SPE 149050 MS, 2011.

3.3.3. Ecuaciones empíricas para el cálculo del ángulo de fricción interna Además de la revisión de ecuaciones empíricas para el cálculo de UCS, Chang, C. et al. (2006) presentaron tres correlaciones para la determinación del ángulo de fricción interna en función de mediciones hechas a partir de registros como se muestra a continuación.

Tabla 5. Ecuaciones empíricas para AFI.

Referencia	Ecuación para AFI (°)	Aplicación
Lal, 1999	$\sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right)$	Desarrollado para shales.
Weingarten & Perkins, 1995	$57,8 - 105\phi$	Desarrollada para areniscas.
	$\tan^{-1} \left(\frac{\mu_{shale}(GR - GR_{sand}) + \mu_{sand}(GR_{shale} - GR)}{GR_{shale} - GR_{sand}} \right)$	Desarrollada para rocas sedimentarias arcillosas.

Tomada de CHANG, C.; ZOBACK, M- & KHAKSAR, A. *Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. En Journal of petroleum research, Vol. 23, No. 3, 223-237, 2006. The Netherland: Elsevier.*

3.3.4. Criterios de falla para estimar la resistencia a la tensión

3.3.4.1. Criterio de Griffith (1921) Una fractura en materiales frágil es iniciada cuando el esfuerzo máximo cercano a la punta de la fisura orientada adecuadamente, alcanza un valor característico del material. Para Griffith, la falla aparece si se cumple la siguiente ecuación para un material⁵⁰:

⁵⁰ PENG, S. and ZHANG, J. *op. cit.*, p.x.

$$\begin{aligned} \text{Si } \sigma_1 + 3\sigma_3 &> 0 \\ (\sigma_1 - \sigma_3)^2 &= 8T_o(\sigma_1 + \sigma_3) \end{aligned} \quad (71)$$

$$\begin{aligned} \text{Si } \sigma_1 + 3\sigma_3 &> 0 \\ \sigma_3 &= -T_o \end{aligned} \quad (72)$$

Cuando $\sigma_3 = 0$ es una compresión uniaxial, entonces la UCS puede estimarse por medio de la ecuación 73 ($UCS = \sigma_1$) así:

$$UCS = 8T_o \quad (73)$$

McClintock & Walsh (1962) notan que la ecuación 73 subestima el UCS para algunos tipos de roca y sugieren una teoría de Griffith modificada donde relacionan la UCS y la resistencia a la tensión por medio de la siguiente ecuación donde ϕ es el ángulo de fricción interna del material:

$$UCS = \frac{4(1+\sin \phi)}{1-\sin \phi} T_o \quad (74)$$

Otra modificación del criterio de Griffith propone que la UCS es 12 veces la resistencia a la tensión así (Murrell, SAF, 1963, referenciado por Peng, S & Zhang, J. 2007).

$$UCS = 12T_o \quad (75)$$

En la industria se reconoce como rango normal de resistencia a la tensión de 1/12 a 1/8 de la UCS, en el caso del estudio realizado por Sirat, M. et al. (2015) usan un valor de 1/10 para la resistencia a la tensión del campo objetivo.

3.3.4.2. Criterio de Hoek - Brown (1980) Desarrollan un número de ecuaciones empíricas a partir de resultados experimentales, dentro de las que se

encuentra la siguiente ecuación para el cálculo de la resistencia a la tensión del macizo rocoso⁵¹:

$$T_o = \frac{-s* UCS}{m} \quad (76)$$

Donde s y m son constantes expresadas de la siguiente manera (Hoek, E. et al., 2002):

$$s = e^{\left(\frac{GSI-100}{9-3D}\right)} \quad (77)$$

$$m = m_i e^{\left(\frac{GSI-100}{28-14D}\right)} \quad (78)$$

Donde GSI es el índice de resistencia geológica que varía de 1 a 100, D es un factor de alteración que varía de 0 para macizos rocosos inalterados a 1 para macizos rocosos muy alterados y m es un valor reducido de la constante del materia m_i .

3.3.5. Relaciones entre constantes elásticas estáticas para materiales isotrópicos Las constantes elásticas están interrelacionadas entre sí, de manera que, para materiales isotrópicos, se puede hacer el cálculo de alguno de ellos en función de otras dos variables, lo que resulta ser de gran utilidad; las correlaciones mencionadas se muestran en la siguiente tabla.

⁵¹ PENG, S. and ZHANG, J. *op. cit.*, p.x.

Tabla 6. Correlaciones entre constantes elásticas estáticas para materiales isotrópicos.

	E	ν	G	K	λ
E - ν	-	-	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$
E - G	-	$\frac{E-2G}{2G}$	-	$\frac{EG}{3(3G-E)}$	$\frac{G(2G-E)}{(E-3G)}$
E - K	-	$\frac{3K-E}{6K}$	$\frac{3EK}{9K-E}$	-	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$
E - λ	-	$\frac{\sqrt{(E+\lambda)^2+8\lambda^2}-(E+\lambda)}{4\lambda}$	$\frac{\sqrt{(E+\lambda)^2+8\lambda^2}+E-3\lambda}{4}$	$\frac{\sqrt{(E+\lambda)^2+8\lambda^2}-E+3\lambda}{6}$	-
ν - G	$\frac{2G(1+\nu)}{3}$	-	-	$\frac{2}{3}G\frac{1+\nu}{1-2\nu}$	$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$
ν - K	$\frac{3K(1-2\nu)}{2}$	-	$\frac{3K(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	-	$\frac{3K\nu}{1+\nu}$
ν - λ	$\frac{\lambda}{\nu}(1+\nu)(1-2\nu)$	-	$\frac{\lambda(1-2\nu)}{2\nu}$	$\frac{1+\nu}{3\nu}\lambda$	-
G - K	$\frac{9KG}{3K+G}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	-	-	$\frac{3K-2G}{3}$
G - λ	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	-	$\lambda+\frac{2}{3}G$	-
K - λ	$\frac{9K(K+\lambda)}{3K-\lambda}$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$\frac{3(K-\lambda)}{2}$	-	-

Tomado de CALDERÓN, Z. *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander referenciado de Obert y Duvall 1967.

3.3.6. Determinación de las constantes elásticas dinámicas Las constantes elásticas estáticas definen la reacción de la roca ante la presencia de esfuerzos estáticos, pero en ocasiones es sometida a esfuerzos que son transitorios, en este caso el comportamiento se define de manera diferente por medio de las constantes elásticas medidas dinámicamente. La determinación de este tipo de módulos se lleva a cabo a partir de la medición del tránsito de ondas elásticas a través del material, lo que se puede hacer a nivel de laboratorio o campo y aplicar las ecuaciones encontradas en la literatura para el cálculo de cada constante.

Por el concepto clásico de ondas, estas se pueden clasificar de acuerdo a la dirección en la que se propagan las partículas así:

- Ondas transversales: conocidas como ondas S y se caracterizan porque la dirección de propagación es perpendicular a la del movimiento de las partículas.
- Ondas longitudinales: conocidas como ondas P y se caracterizan porque la dirección de propagación de la onda y la del movimiento de las partículas son paralelas.

Para el cálculo de las constantes elásticas dinámicas es necesario conocer la velocidad de propagación de las ondas, lo que se puede hacer por medio de pruebas de laboratorio como pruebas de resonancia o pulso ultrasónico, en campo por medio de la sismica y por medio del registro sísmico. La siguiente tabla muestra las correlaciones usadas para el cálculo de las constantes elásticas dinámicas a partir de velocidades de onda.

Tabla 7. Constantes elásticas dinámicas en función de las velocidades de onda.

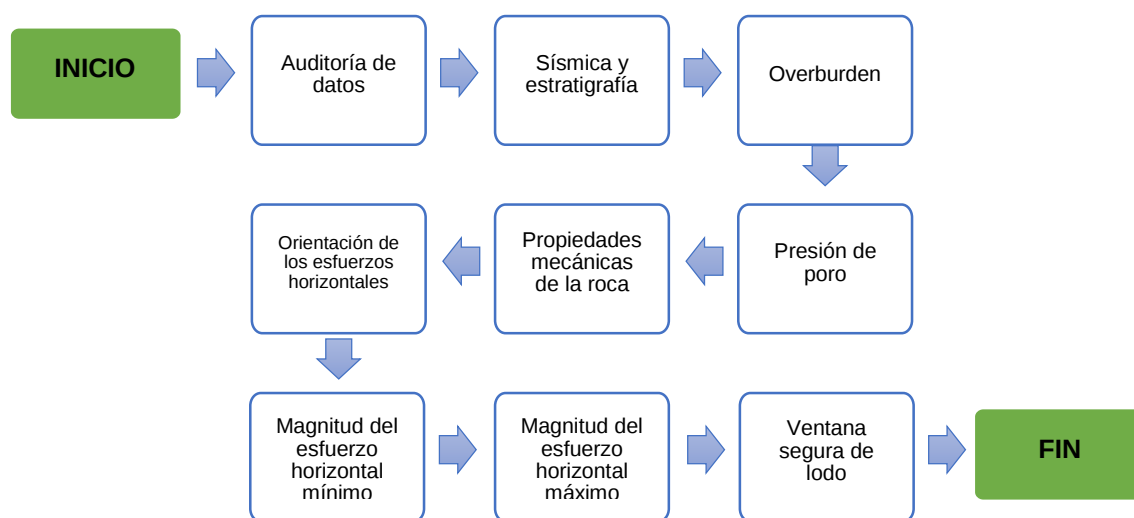
PÁRAMETRO	EXPRESIÓN
Velocidad de onda transversal, m/s	$V_p = \sqrt{\frac{\left[k + \frac{4}{3}G\right]}{\rho}} = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1-2\nu)(1+\nu)}}$
Velocidad de onda longitudinal, m/s	$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}}$
Módulo dinámico de Young	$E_{dyn} = \frac{\rho(3V_p^2 - 4V_s^2)}{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 1} = \frac{\rho V_s^2(3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$
Relación dinámica de Poisson	$\nu_{dyn} = \frac{\frac{V_p^2}{2V_s^2} - 1}{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 1} = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
Módulo dinámico de rigidez	$G_{dyn} = \rho V_s^2 = \frac{E_{dyn}}{2(1+\nu)}$
Módulo volumétrico dinámico	$K_{dyn} = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2 \right) = \frac{E_{dyn}}{3(1-2\nu)}$
Constante de Lamé	$\lambda_{dyn} = \rho(V_p^2 - 2V_s^2)$

Modificado de HUAYRA, J. *Técnicas de medición de las velocidades de onda para determinar las constantes elásticas dinámicas*. Lima, 2013. Universidad Nacional de Ingeniería.

4. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO GEOMECÁNICO 1D DE ESTABILIDAD DE POZOS

La metodología para el desarrollo de un modelo geomecánico 1D de estabilidad de pozos es dividida de manera general en nueve pasos como lo muestra el siguiente esquema.

Figura 34. Diagrama de flujo general para el desarrollo de un modelo geomecánico 1D de estabilidad de pozos



4.1. AUDITORÍA DE DATOS

El primer paso para la construcción de un modelo geomecánico es recolectar y organizar la información disponible del área de estudio, donde se debe determinar la cantidad y calidad de los mismos y clasificar los datos en función de estas dos variables; de este modo identificar los datos faltantes para continuar con la generación del modelo. En el caso de no ser un área explorada, la literatura ofrece algunas correlaciones y técnicas que permiten obtener una estimación del comportamiento de esfuerzos, presión de poro y propiedades o a partir de la información de pozos análogos. La figura 55 muestra la metodología que se debe seguir para una auditoria de datos 1D y en la tabla 8 se encuentran los datos necesarios para la construcción de un modelo geomecánico 1D.

Figura 35. Metodología para la Auditoría de datos

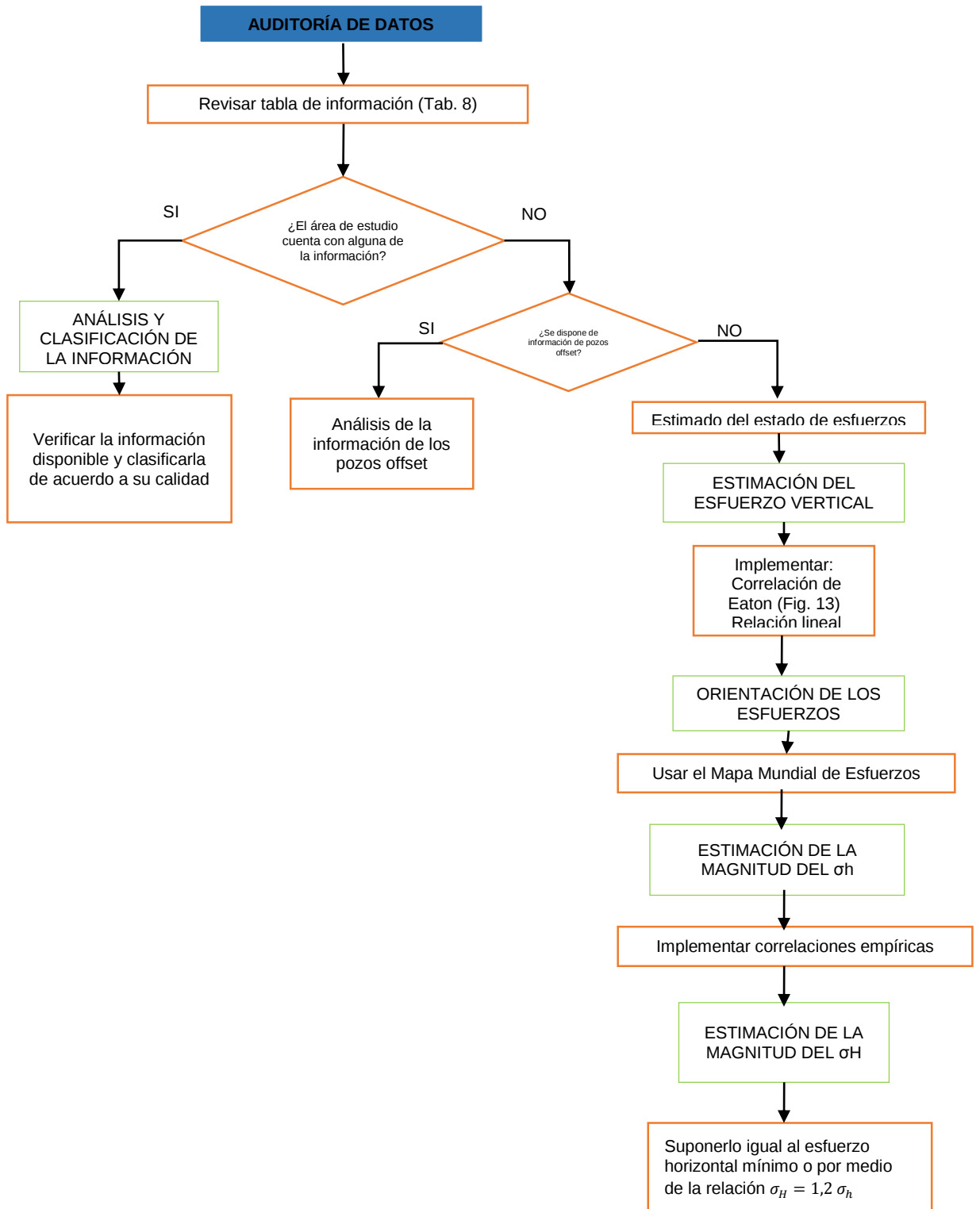


Tabla 8. Datos necesarios para la construcción de un modelo geomecánico 1D.

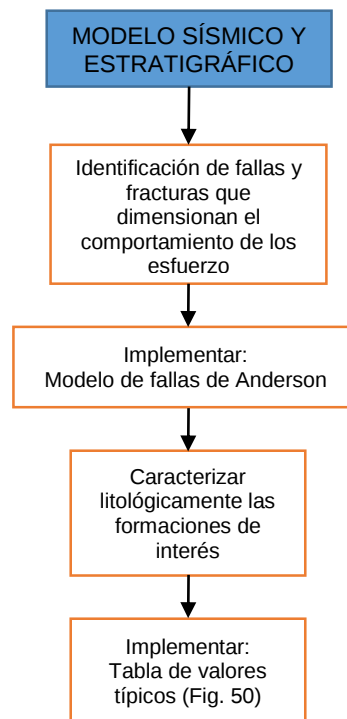
DATOS GEOLÓGICOS
Marco tectónico regional
Mapas estructurales a escala de profundidad
Columna litoestratigráfica
Topes de las formaciones
Tendencia de compactación regionales
Análisis de cuencas
Pruebas y descripciones de núcleos
DATOS SÍSMICOS
Sísmica 3D
Perfiles Sísmica 2D
Perfiles sísmicos verticales y datos de tiros de pruebas de velocidad
Perfiles de velocidad de ondas P
Velocidad tomográfica
DATOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES
Registro rayos gamma
Registro de resistividad
Registro de densidad
Registro sónico
Registro caliper
Herramienta de barrido acústico
Imágenes de pared de pozo UBI, FMI, FMS
DATOS DE PERFORACIÓN
Informes de perforación diarios
Informes finales de los pozos ,estado mecánico actualizado
Perfil del peso del lodo
Prueba LOT o XLOT
Prueba FIT
Minifrac
Registros de lodo
Levantamientos direccionales
DATOS DE CALIBRACIÓN
Mediciones de laboratorio en núcleos
Mediciones de los esfuerzos locales derivadas de pruebas de fracturamiento
Ovalizaciones observadas y rasgos inducidos por los esfuerzos

Modificado de COOK, J.; et.al. *Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En Oilfield Review*, 38–59p, invierno 2007/2008.

4.2. SÍSMICA Y ESTRATIGRAFÍA

Por medio de la sísmica del área de estudio, se identifica la presencia de fallas, zonas depletadas, domos salinos, estratos, características de las formaciones y zonas fracturadas, lo que permite dimensionar el comportamiento de la estructura geológica. Por medio de la estratigrafía, caracterizar litológicamente las formaciones para poder establecer de manera general las propiedades de resistencia de la roca.

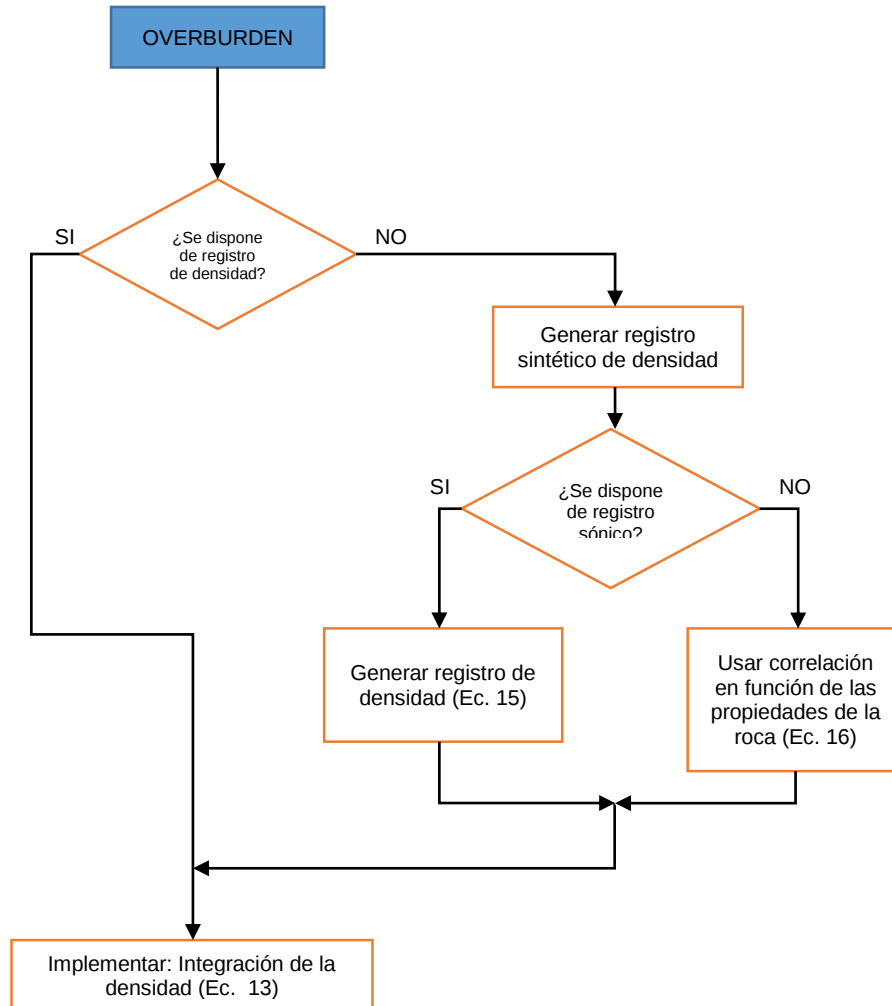
Figura 36. Metodología para el modelo sísmico y estratigráfico



4.3. OVERBURDEN

Este paso comprende la estimación del esfuerzo vertical por alguno de los métodos explicados en el capítulo anterior, siendo el más usado, la integración de la densidad, generando un perfil de esfuerzo en función de la profundidad.

Figura 37. Metodología para el cálculo de overburden

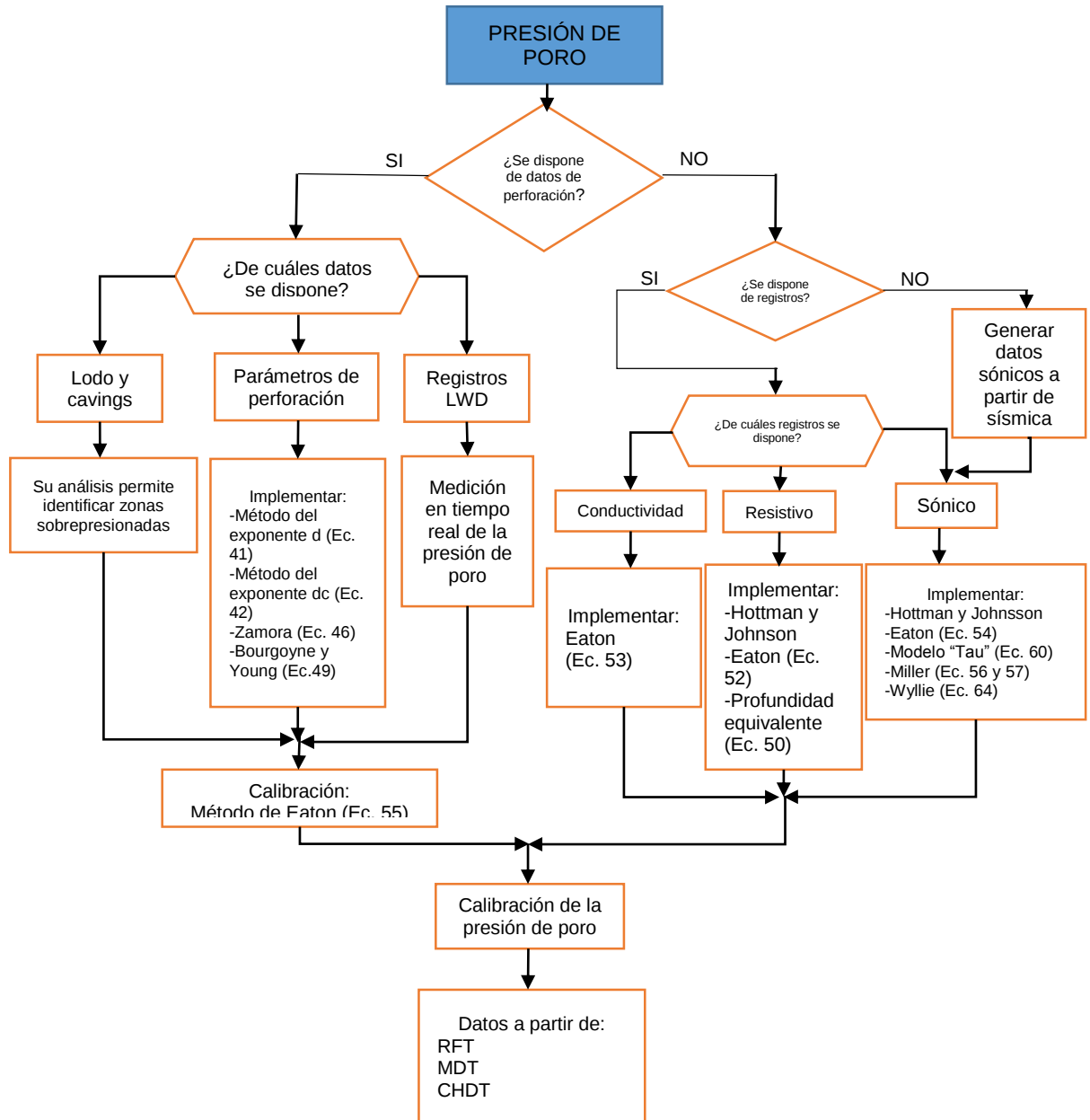


4.4. PRESIÓN DE PORO

En este punto se debe seleccionar alguno de los métodos disponibles para el cálculo de la presión de poro, dependiendo de los datos disponibles para esto, o realizar un ajuste haciendo el cálculo por más de un método. La mayoría de los mecanismos expuestos en el capítulo anterior permiten la identificación de zonas sobrepresionadas, lo que es útil en la reducción de NPT. El cálculo de la presión de

poro se reporta en la mayoría de los casos como un gradiente, lo que permite generar el perfil de comportamiento a través de la profundidad.

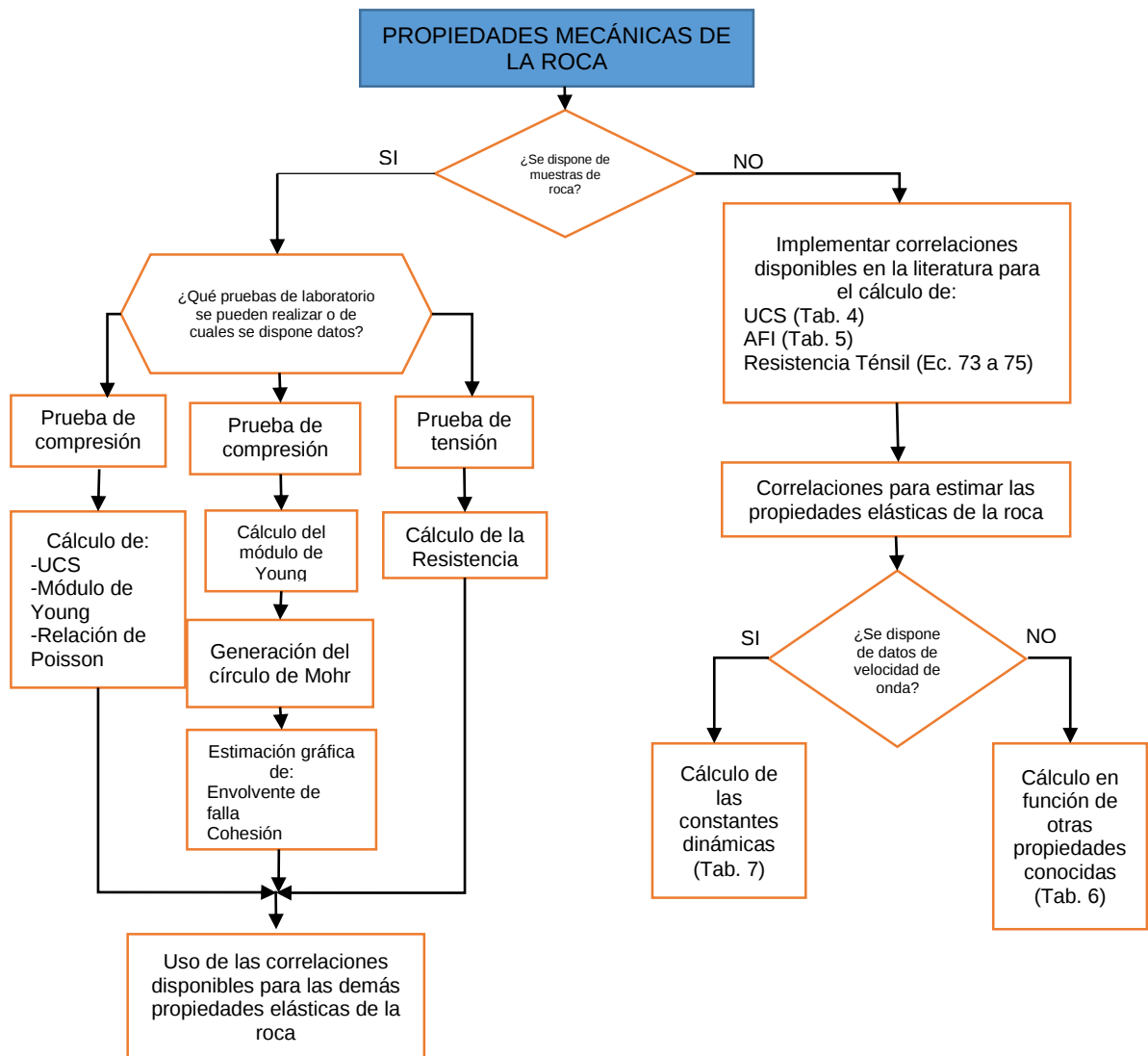
Figura 38. Metodología para el cálculo de la presión de poro



4.5. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

La determinación de las propiedades mecánicas de la roca caracterizan la resistencia de la roca, por lo que su estimación más acertada se da por medio de pruebas de laboratorio, realizada a muestras de roca directamente, sin embargo, cuando se carece de éstas, algunas correlaciones pueden ser útiles, seleccionando la más conveniente de acuerdo a las propiedades de las formaciones de estudio.

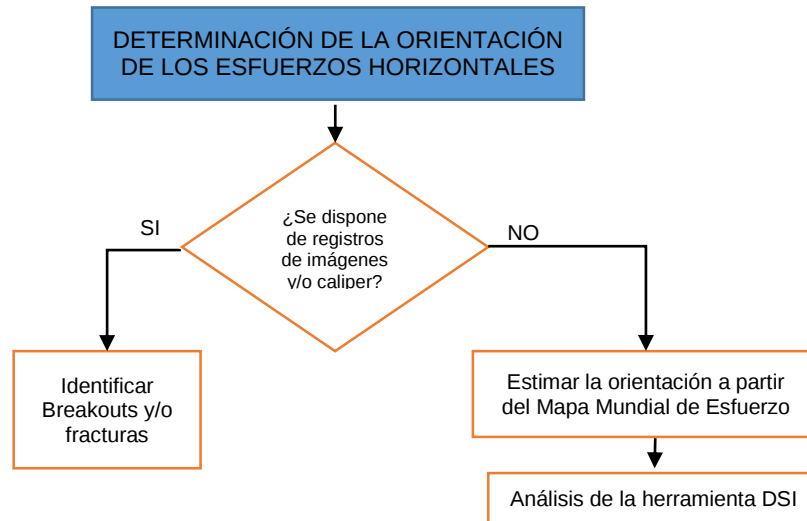
Figura 39. Metodología para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca



4.6. ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

En este paso se cuenta con información suficiente para determinar la orientación de los dos esfuerzos horizontales como se expuso en el capítulo anterior.

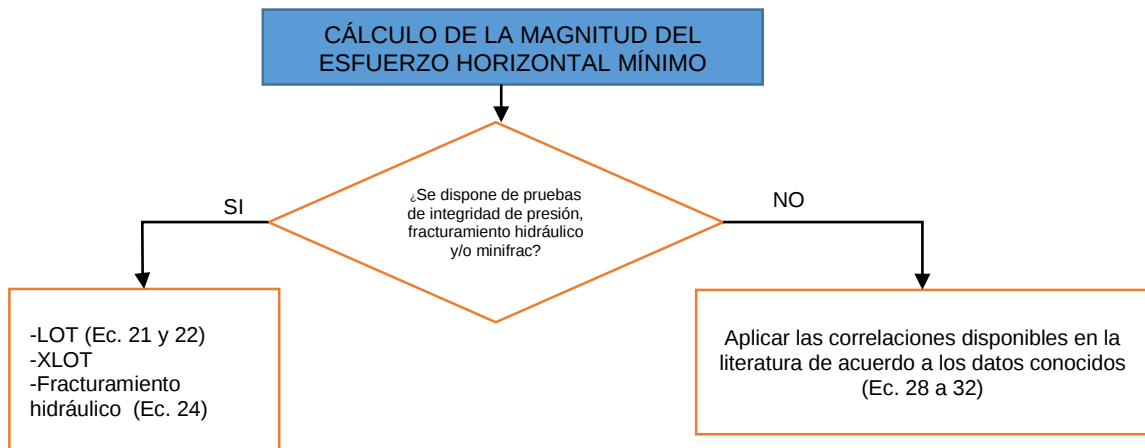
Figura 40. Metodología para la determinación de la orientación de los esfuerzos horizontales



4.7. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO

Existen varios métodos que permiten el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo de manera directa, de acuerdo a los datos disponibles y las características del área de estudio, se debe seleccionar el dato más conveniente.

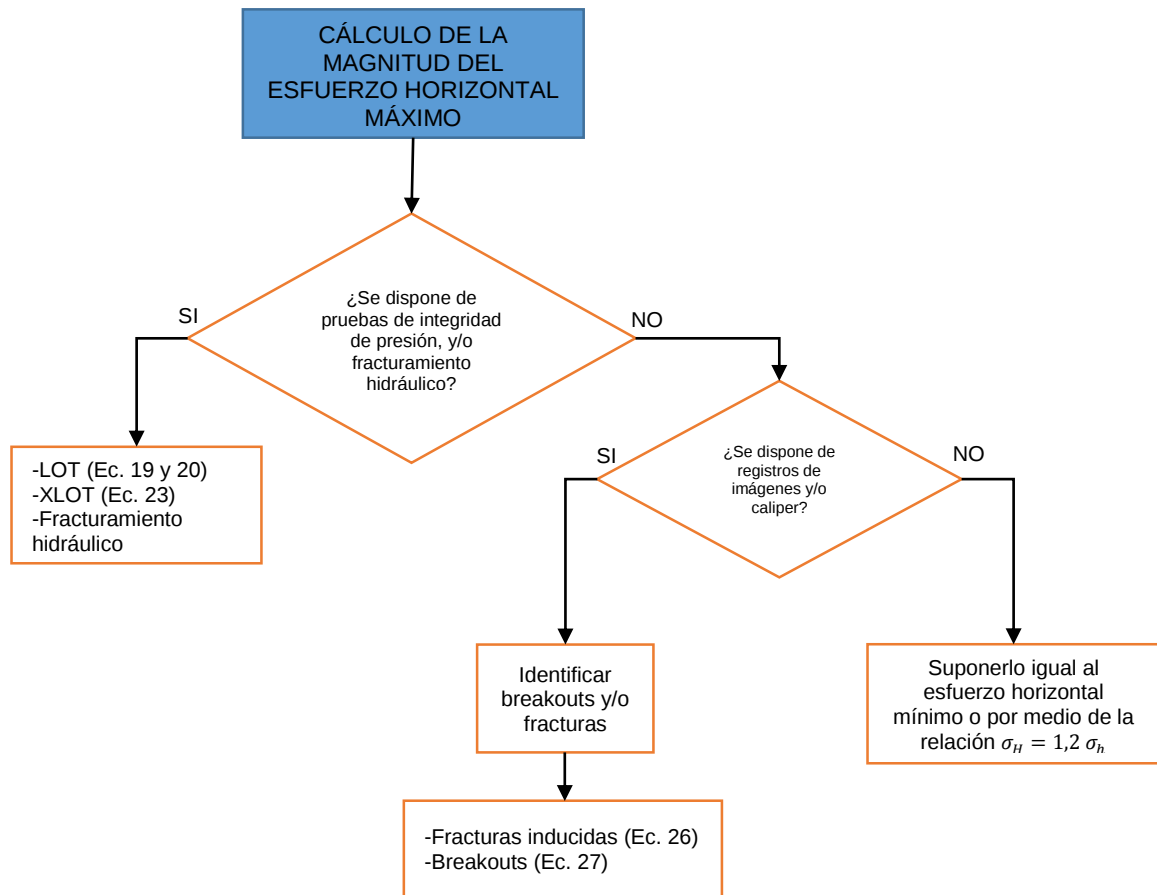
Figura 41. Metodología para el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo



4.8. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO

No hay un método que permita el cálculo directo de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, por eso se ubica como uno de los pasos finales en las construcción del modelo geomecánico, donde ya se dispone de datos suficientes para aplicar alguno de los métodos disponibles.

Figura 42. Metodología para el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo

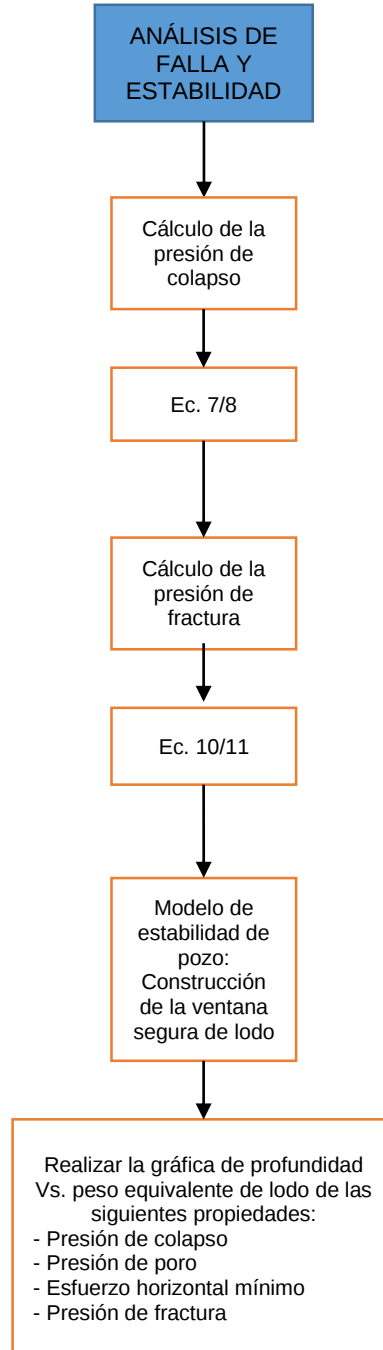


4.9. ANÁLISIS DE FALLA Y ESTABILIDAD

Es el último paso en la generación de un modelo geomecánico 1D y busca garantizar la estabilidad de los pozos por medio de la construcción de una ventana de lodo segura involucrando los parámetros geomecánicos calculados,

estableciendo el rango seguro de peso de lodo durante las operaciones de perforación.

Figura 43. Metodología para la ventana de lodo segura



5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La validación de la metodología será realizada por medio del programa Excel usando datos proporcionados por Campo Escuela Colorado – ECOPETROL. La herramienta cumple con los pasos propuestos en la metodología expuesta en el capítulo anterior, finalizando con la construcción de la ventana de lodo segura incluyendo los parámetros geomecánicos.

El campo colorado se localiza en el corregimiento de Yarima, Santander, al sureste del municipio de Barrancabermeja y al sur del Campo Cira Infantas, lo que comprende geológicamente a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). El desarrollo total del campo se llevó a cabo entre los años 1953 y 1964 con un total de 75 pozos perforados.

5.1. AUDITORÍA DE DATOS

Para la validación de la metodología se seleccionó el pozo Colorado-70, por ser uno de los pozos con mayor disponibilidad de datos para el desarrollo del modelo de estabilidad. Como se mencionó en el primer paso de la metodología y de acuerdo a los datos proporcionados por Campo Escuela Colorado, se realiza un análisis de la información disponible clasificándola de acuerdo a su calidad y disponibilidad como lo muestra la tabla 9.

Figura 44. Estado mecánico y registros del pozo Colorado-70.

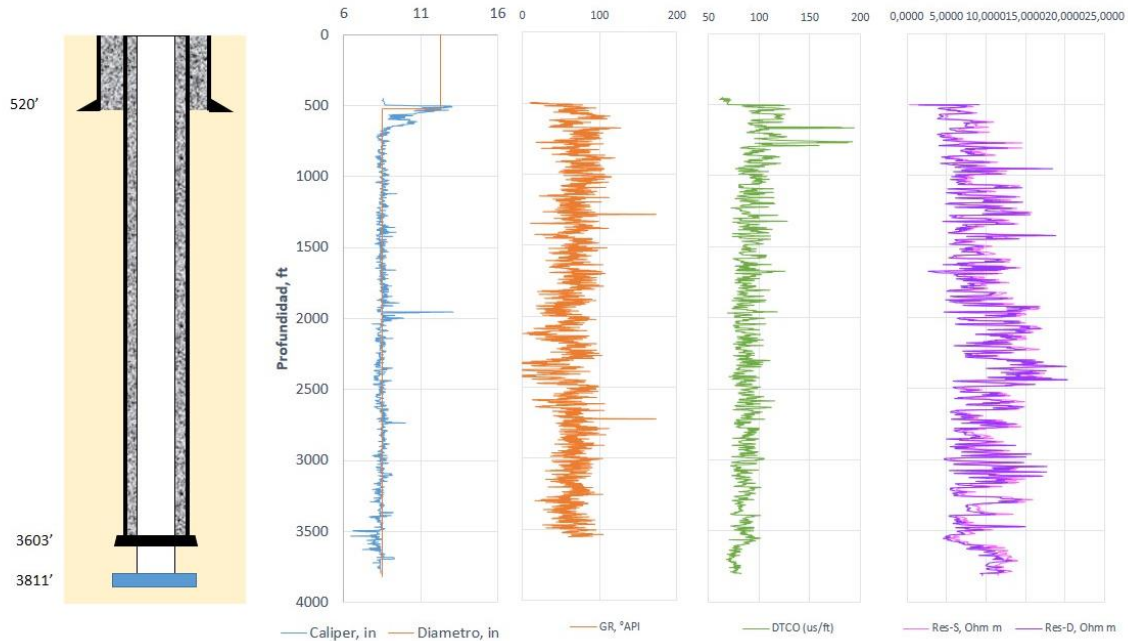


Tabla 9. Auditoría de datos para el pozo Colorado-70.

DATOS GEOLÓGICOS	CALIDAD Y DISPONIBILIDAD
Marco tectónico regional	Datos no existentes y/o de mala calidad
Mapas estructurales a escala de profundidad	Datos existentes y de buena calidad
Columna litoestratigráfica	Datos existentes y de buena calidad
Topes de las formaciones	Datos existentes y de buena calidad
Tendencia de compactación regionales	Datos no existentes y/o de mala calidad
Análisis de cuencas	Datos existentes y de buena calidad
Pruebas y descripciones de núcleos	Datos no existentes y/o de mala calidad

DATOS SÍSMICOS	CALIDAD Y DISPONIBILIDAD
Sísmica 3D	Datos no existentes y/o de mala calidad
Perfiles Sísmica 2D	Datos existentes y de buena calidad
Perfiles sísmicos verticales y datos de tiros de pruebas de velocidad	Datos no existentes y/o de mala calidad
Perfiles de velocidad de onas P	Datos parcialmente existentes y/o de calidad media
Velocidad tomográfica	Datos no existentes y/o de mala calidad

DATOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES	CALIDAD Y DISPONIBILIDAD
Registro rayos gamma	Datos parcialmente existentes y/o de calidad media
Registro de resistividad	Datos parcialmente existentes y/o de calidad media
Registro de densidad	Datos no existentes y/o de mala calidad
Registro sónico	Datos parcialmente existentes y/o de calidad media
Registro caliper	Datos parcialmente existentes y/o de calidad media
Herramienta de barrido acústico	Datos no existentes y/o de mala calidad
Imágenes de pared de pozo UBI, FMI, FMS	Datos no existentes y/o de mala calidad

DATOS DE PERFORACIÓN	CALIDAD Y DISPONIBILIDAD
Informes de perforación diarios	Datos existentes y de buena calidad
Informes finales de los pozos ,estado mecánico actualizado	Datos existentes y de buena calidad
Perfil del peso del lodo	Datos existentes y de buena calidad
Prueba LOT o XLOT	Datos no existentes y/o de mala calidad
Prueba FIT	Datos no existentes y/o de mala calidad
Minifrac	Datos no existentes y/o de mala calidad
Registros de lodo	Datos no existentes y/o de mala calidad
Levantamientos direccionales	Datos no existentes y/o de mala calidad

DATOS DE CALIBRACIÓN	CALIDAD Y DISPONIBILIDAD
Mediciones de laboratorio en núcleos	Datos no existentes y/o de mala calidad
Mediciones de los esfuerzos locales derivadas de pruebas de fracturamiento	Datos no existentes y/o de mala calidad
Ovalizaciones observadas y rasgos inducidos por los esfuerzos	Datos no existentes y/o de mala calidad
Observaciones de campo y producción	Datos no existentes y/o de mala calidad

Antes de implementar el desarrollo del modelo geomecánico, se realizó un análisis de los eventos de inestabilidad durante la perforación del pozo y los tiempos no productivos, determinando la aplicabilidad del modelo de estabilidad en la reducción de costos y tiempos durante la operación. La tabla numero 10 muestra los eventos que se reportaron en los informes de perforación, de los cuales se destacan los

constantes breakouts en ciertas zonas, también llama la atención la pega de tubería a 3100 ft debido a un paquete de arcillas en esa profundidad.

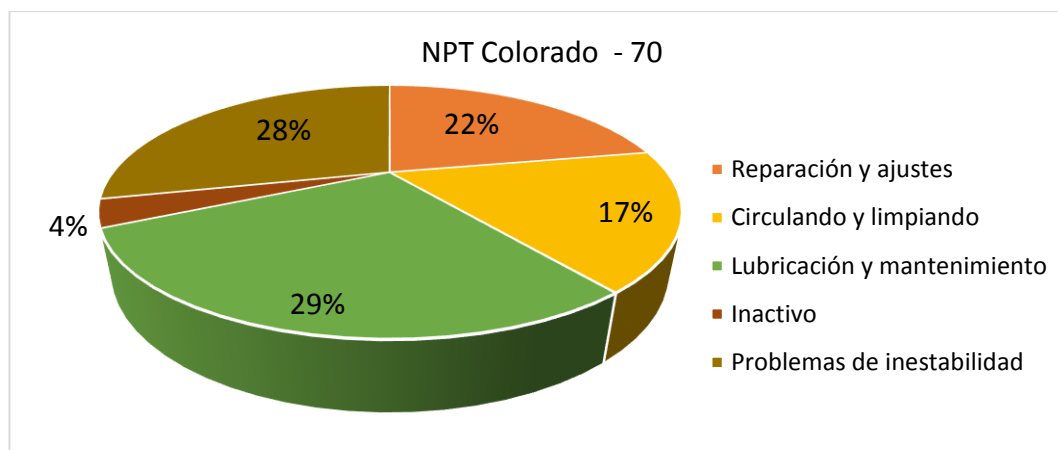
Tabla 10. Eventos durante la perforación del pozo Colorado - 70

EVENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO Col-70	
04/11/1961	Derrumbe @ 1487', se limpió hasta 1557'
05/11/1961	Se limpiaron varios breakouts @ 1183' - 1845'
06/11/1961	Breakouts @ 1687' - 1991'
09/11/1961	Breakout @ 1827'
10/11/1961	Derrumbe @ 1873'
11/11/1961	Derrumbe @ 2346'
12/11/1961	Breakouts @ 2185' - 2705'
13/11/1961	Derrumbe @ 1831'
14/11/1961	Derrumbe @ 2466'
18/11/1961	Breakouts @ 2956'
20/11/1961	Pega @ 3100'

Fuente: Informes diarios de perforación Pozo Colorado – 70, 1961

Los anteriores eventos afectaron el tiempo de la operación como los muestra la siguiente figura. Se presentó un 14,4% de tiempos no productivos, de los cuales el 28,5% corresponde a los problemas de inestabilidad, lo que pudo evitarse con un modelo de estabilidad.

Figura 45. Tiempos no productivos del pozo Colorado – 70.



Fuente: Informes diarios de perforación, Pozo Colorado – 70, 1961.

Como se evidencia en la tabla 9, a pesar de que el pozo Colorado-70 tiene la mayor disponibilidad de datos, no cuenta con la información necesaria para el óptimo desarrollo del modelo geomecánico; por esta razón y con el fin de comparar la fiabilidad de los valores obtenidos a partir de los métodos aplicados para un área no explorada, se realizará la estimación de las propiedades geomecánicas con las técnicas disponibles para estas zonas.

5.1.1. Cálculo del esfuerzo vertical a partir de la correlación de Eaton y la relación lineal Se realizó el cálculo del esfuerzo vertical por medio de la correlación de Eaton (Figura 13) y la aplicación de la relación lineal (Ecuación 17), Los resultados obtenidos se pueden observar en la figura 51, donde son analizados en comparación con los demás métodos de estimación.

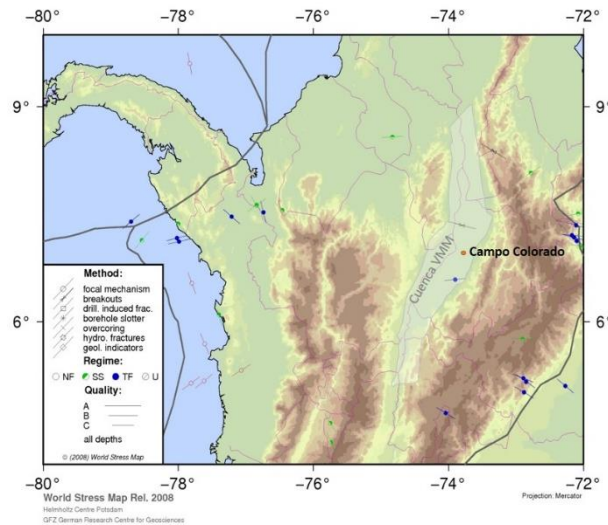
5.1.2. Orientación de los esfuerzos a partir del Mapa Mundial de Esfuerzos Por medio del Mapa Mundial de Esfuerzos se puede tener un estimativo de la orientación de los esfuerzos para una zona que no ha sido explorada. Usando la base de datos del WSM se generó el mapa de esfuerzos con los datos disponibles para la zona de estudio, como se muestra en la figura 46 y se encontraron los datos del azimuth del esfuerzo horizontal máximo mostrados en la tabla 11.

Tabla 11. Azimut del esfuerzo horizontal máximo en la zona del Valle Medio del Magdalena según los datos contenidos en el WSM.

Latitud	Longitud	Azimut	Tipo	Calidad	Régimen
8,38	-73,33	120	BOC	B	U
7,35	-73,8	104	BOC	B	U
6,59	-73,9	85	FMS	C	TF

Fuente: Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D. and Müller, B., The World Stress Map database release 2008 doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008, 2008.

Figura 46. Mapa mundial de esfuerzos para la zona del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D. and Müller, B., The World Stress Map database release 2008 doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008, 2008.

El dato sombreado en la tabla 11 es el más cercano al área exacta de estudio, por lo cual se puede concluir que el azimut del esfuerzo horizontal máximo es 104° con respecto al norte, y de este modo para el esfuerzo horizontal mínimo será 14° .

5.2. MODELO SÍSMICO Y ESTRATIGRÁFICO

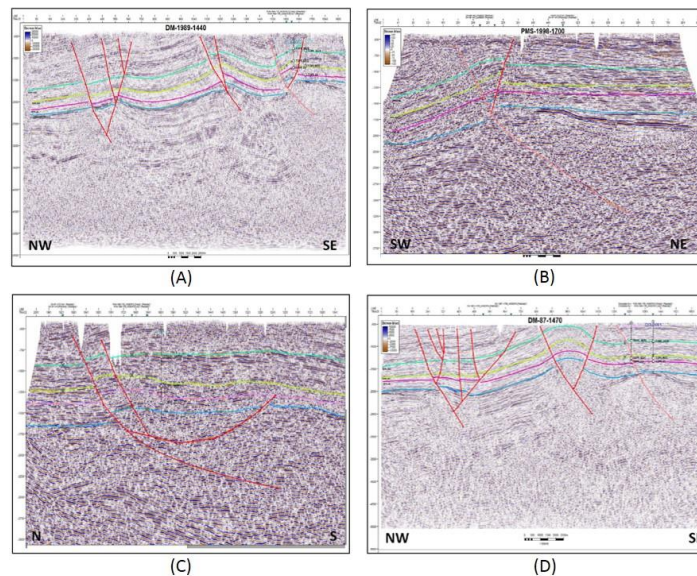
5.2.1. Interpretación sísmica del Campo Colorado Dentro de la información proporcionada por Campo Escuela Colorado – ECOPETROL se encuentra el Modelo Geológico de Campo Escuela Colorado desarrollado en el año 2013 por la Universidad Industrial de Santander, en el que se encuentra un análisis sísmico completo de las estructuras geológicas presentes en el campo. El campo cuenta con cuatro líneas sísmicas como lo muestra la figura 47, La figura 47-A muestra la línea sísmica DM-1989-1440, en la cual se observa un alto estructural producido por la interacción de una falla de cabalgamiento cuyo plano de falla se inclina al este conocida como la Falla de Colorado y un retrocabalgamiento cuyo plano de falla se inclina al oeste; sobre este alto estructural se concentra la mayoría de los pozos del Campo Colorado. La falla inversa conocida como retrocabalgamiento se genera

como compensación a la energía potencial liberada de la acción de la Falla de Colorado y conforma la trampa estructural principal de este campo.

La figura 47-B muestra la línea sísmica PMS-1998-1700 donde se observa la interacción de la Falla de Colorado con un retrocabalgamiento que da origen a la estructura anticlinal amplia del Campo Colorado. En la línea sísmica PMS-1998-370 mostrada en la figura 47-C se observa una vista frontal de la interacción de la Falla de Colorado y por último la línea DM-1987-1470 muestra el trazo de la Falla de Colorado hasta las unidades cretácicas confirmando su inclinación hacia el este.

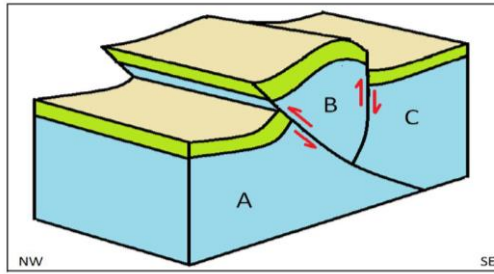
A partir del análisis sísmico y estructural se puede concluir que las fallas encontradas en el Campo Colorado son en su mayoría inversas, mostrando la influencia de los esfuerzos compresivos ejercidos sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la vergencia de las fallas principales interpretadas es NW-SE con presencia de anticlinales amplios limitados por retrocabalgamientos, que le dan la característica de una trampa estructural efectiva. La figura 48 muestra la partición estructural en bloques del Campo Colorado.

Figura 47. Líneas sísmicas del Campo Colorado.



Tomado de Modelo Geológico del Campo Escuela Colorado, UIS (2013)

Figura 48. Bloque estructural principal del Campo Colorado.



Tomado de Modelo Geológico del Campo Escuela Colorado, UIS (2013)

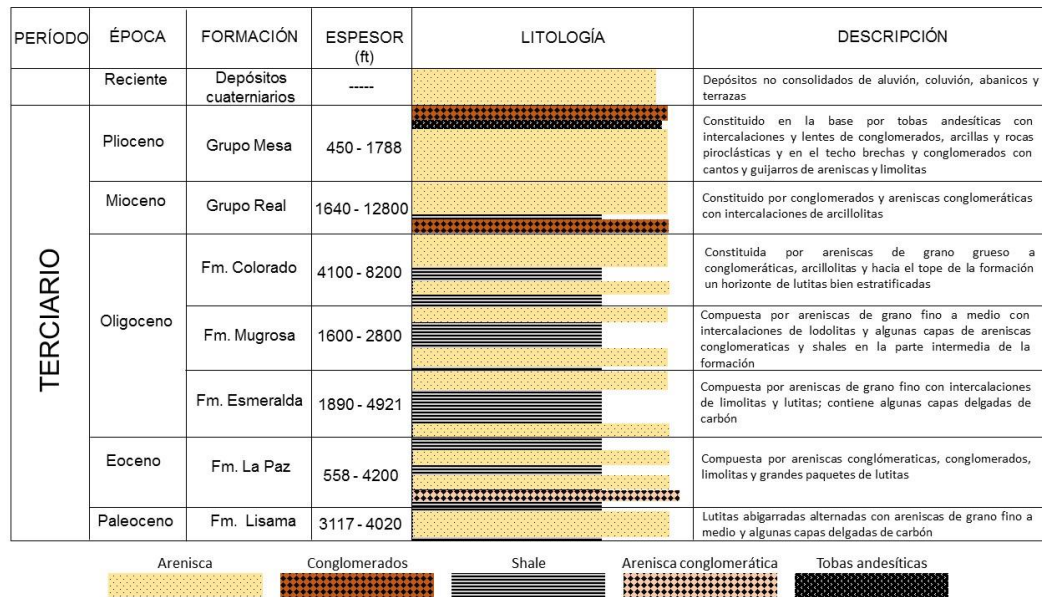
De acuerdo a este análisis, el régimen de esfuerzos presente en la zona, según la teoría de Anderson, es $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$, lo que corresponde a una falla inversa.

5.2.2. Modelo estratigráfico del Campo Colorado

Campo Colorado, como se mencionó anteriormente, se encuentra en la cuenca Valle Medio del Magdalena, cuya roca generadora es principalmente caliza de la formación La Luna. Las principales unidades reservorios de hidrocarburo de este campo, son las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas, y específicamente el pozo Colorado-70, seleccionado para el estudio, tiene una profundidad de 3.811 ft ubicando su intervalo productor en la zona B de la formación Mugrosa.

De acuerdo a la información litológica de las formaciones que atraviesa el pozo de estudio, se puede tener un estimado del rango de propiedades de la roca de acuerdo a los datos encontrados en la literatura, como lo muestra la imagen 50.

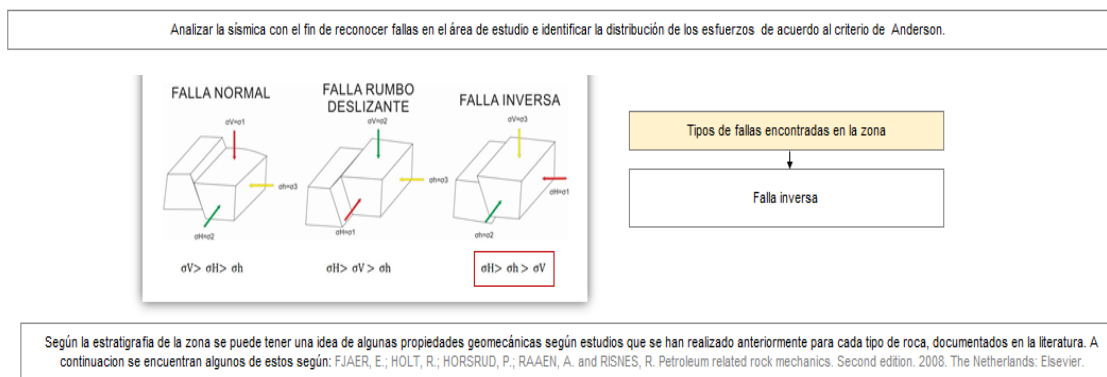
Figura 49. Columna estratigráfica de las formaciones atravesadas por el pozo Colorado-70 de la cuenca VMM.



Modificado de: Ballesteros, C & Parra, J. (2012) referenciado de Esparza, E & Pineda, E. (1999)

Figura 50. Sísmica y estratigrafía del caso de estudio.

SÍSMICA Y ESTRATIGRAFÍA



TIPO DE ROCA	DENSIDAD		MÓDULO DE YOUNG		RELACIÓN DE POISSON	UCS		RESISTENCIA A LA TENSIÓN	
	10 ³ Kg/m ³	lb/gal	Gpa	Psi		Mpa	Psi	MPa	Psi
Arenas no consolidadas	1.5 - 1.7	12.52 - 14.19	0.01 - 0.1	1450.38 - 14503.77	~ 0.45	-----	-----		
Areniscas	2.0 - 2.65	16.70 - 22.12	0.1 - 30	14503.77 - 4351132.13	0 - 0.45	1 - 250	145.04 - 36259.43		
Arcilla	1.9 - 2.1	15.86 - 17.53	0.06 - 0.15	8702.26 - 21755.66	~ 0.40	0.2 - 0.5	29.01 - 72.52		
Lutita	2.3 - 2.8	19.19 - 23.37	0.4 - 70	58015.10 - 10152641.64	0 - 0.30	2 - 250	290.08 - 36259.43		
Lodo calcáreo de alta porosidad	1.4 - 1.7	11.68 - 14.19	0.5 - 5	72518.87 - 725188.69	0.05 - 0.35	4 - 15	580.15 - 2175.57		
Lodo calcáreo de baja porosidad	1.7 - 2.0	14.19 - 16.70	5 - 30	725188.69 - 4351132.13	0.05 - 0.3	10 - 40	1450.38 - 5801.51		
Basalto	2.7 - 2.9	22.53 - 24.20	50 - 100	7251886.89 - 14503773.77	0.2 - 0.3	200 - 350	29007.54 - 50763.20	10 - 15	1450.38 - 2175.57
Granito	2.6 - 2.8	21.70 - 23.37	5 - 85	725188.69 - 12328207.71	0.1 - 0.34	50 - 350	7251.89 - 50763.20	5 - 15	725.19 - 2175.57
Dolomita	2.4 - 3.2	20.03 - 26.71	10 - 100	1450377.38 - 14503773.77	0 - 0.5	40 - 350	5801.51 - 50763.20		
Limolita	1.4 - 2.9	11.68 - 24.20	2 - 100	290075.48 - 14503773.77	0 - 0.3	5 - 250	725.19 - 36259.43		

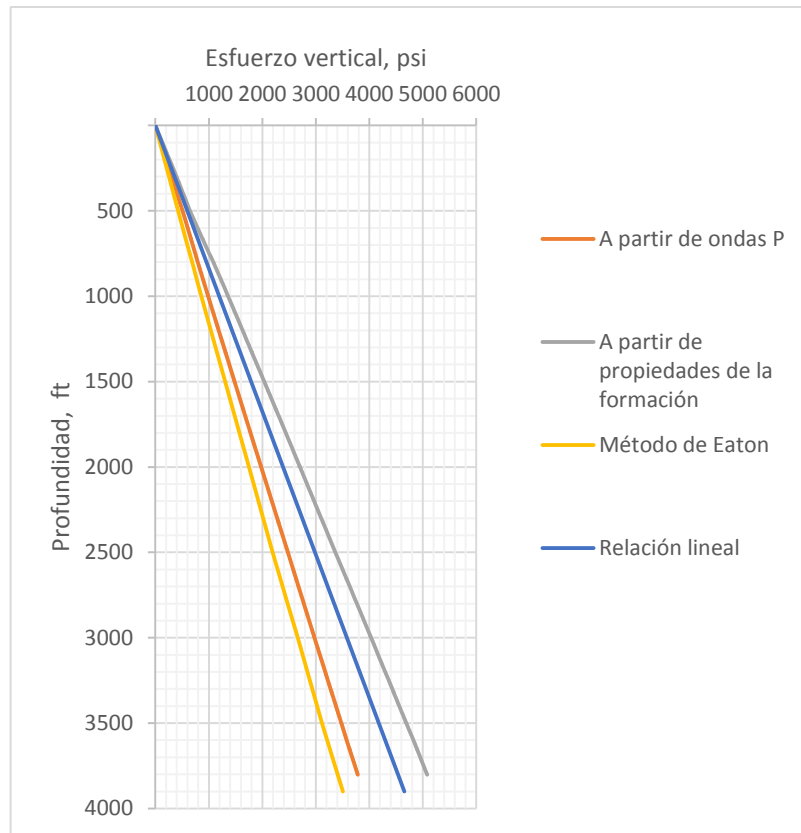
5.3. OVERBURDEN

La principal técnica para el cálculo del esfuerzo vertical es la integración de la densidad de la roca, pero como se evidencia en la tabla 9, el pozo Colorado-70 no cuenta con el registro Density, al igual que los demás pozos del Campo Colorado según la revisión de la información disponible. Por lo tanto, es necesario crear un registro de densidad sintético a partir de los datos disponibles, en este caso se cuenta con el registro sínico, así que implementando las ecuaciones 15 y 16 se generan los valores de densidad para la zona de estudio.

Las dos metodologías para crear datos sintéticos de densidad involucran la velocidad de las ondas P, es decir los datos obtenidos a partir del registro sínico. Para el caso del pozo en estudio este registro solo reporta datos a partir de 450 ft de profundidad, por lo tanto se seleccionan datos de una zona estable y de tendencia para emplearlos en las profundidades con mediciones faltantes y no subestimar el cálculo de overburden, en este caso se usó el intervalo de 3352,5 a 3802 ft.

La ecuación 15 (Correlación de Gardner) involucra dos variables de ajuste denominadas como c y n que dependen de la litología, el valor propuesto de c es 0,25 y de n es 0,23. Al calcular la densidad de la formación con estos valores, los resultados obtenidos están en el orden de 2 gr/cm^3 , lo que no se considera como un valor aceptable ya que no corresponde a los rangos típicos para la litología y las formaciones de estudio, los cuales están entre 2,3 y $2,5 \text{ gr/cm}^3$, según Carvajal, J et al. (2007). Con el fin de calibrar las densidades obtenidas, se ajustaron los parámetros c y n con valores de 0,26 y 0,233 respectivamente.

Figura 51. Esfuerzo vertical a partir de los métodos disponibles.



En la figura 51 se puede observar la tendencia de los datos obtenidos por los dos métodos sintéticos, además, se compara con los resultados calculados por medio de la Correlación de Eaton y la Relación Lineal. De los cuatro métodos empleados, los resultados más confiables son los obtenidos a partir de la velocidad de las ondas P (Ecuación 15), que a su vez genera unos datos muy aproximados a los leídos de la Correlación de Eaton, por lo tanto, esta puede ser una buena técnica para estimar el esfuerzo vertical en el área antes de iniciar la perforación o si no se dispone de los datos necesarios para el cálculo.

Los resultados obtenidos a partir de las propiedades de la formación no son considerados como confiables, debido a que no se disponía de los datos exactos que requiere la ecuación, el cálculo se realizó con datos comunes y suponiendo agua fresca como el fluido en la formación. Además, Los valores de densidad

obtenidos están en el rango de 2,8 a 3 gr/cm³, lo que no corresponde a los valores típicos esperados. Debido a que los datos fueron aproximados a la relación lineal, tampoco se considera este último método como aplicable a la zona.

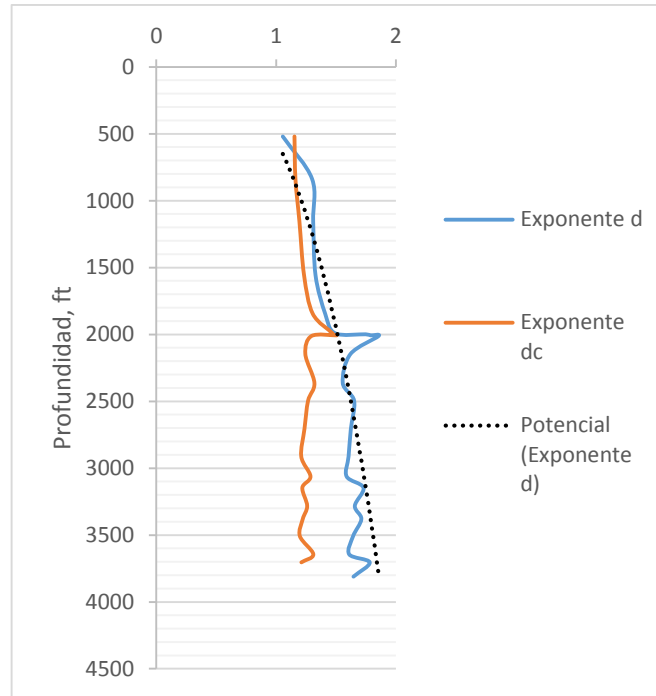
5.4. PRESIÓN DE PORO

Siguiendo la metodología planteada para el cálculo de la presión de poro, se cuestiona si se dispone de datos de perforación del pozo, para el caso del pozo Colorado-70, se cuenta con los reportes diarios de perforación, lo cual permite la estimación de la presión de poro a partir de los métodos que involucran parámetros de perforación. También se dispone de algunos registros del pozo, lo que permite la determinación de este parámetro a partir de otros métodos, haciendo una correlación de los datos obtenidos.

5.4.1. Estimación de la presión de poro a partir de parámetros de perforación

Del pozo Colorado-70 se cuenta con los reportes diarios de perforación como se muestra en la tabla 9, por lo tanto se puede implementar el método del exponente “d” y “dc” (Ecuaciones 41 y 42), usando un gradiente de presión normal de 0,45 psi/ft para el cálculo del exponente dc, es decir un peso de lodo de 8,654 lb/gal. Como se observa en la figura 52, se identifica una zona sobrepresionada a partir de una profundidad aproximada de 2300 ft. Es claro que no se logra un buen ajuste entre las dos curvas, por lo que no se considera un método confiable a partir del cual se puede generar un perfil de presión de poro, agregando que los reportes de perforación datan del año 1961 y no son los suficientes para identificar claramente una tendencia.

Figura 52. Método del exponente "d" y "dc".



En el pozo de estudio también se dispone de los registros necesarios para implementar otras técnicas para el cálculo de la presión de poro, los cuales se explican a continuación.

5.4.2. Estimación de la presión de poro a partir del método de Hottman y Johnson Como se explicó en el tercer capítulo, éste es un método gráfico que puede desarrollarse a partir de datos sínicos o resistivos (Figuras 23 y 24). El pozo Colorado-70 cuenta con ambos registros, por lo tanto se implementaron las dos metodologías propuestas por estos autores, cabe aclarar que debido a que son métodos gráficos, se filtraron los datos de los registros con un intervalo de profundidad de 100 ft. Para el desarrollo del método se tomaron las siguientes consideraciones:

- Se supuso un gradiente de presión de poro normal de 0,45 psi/ft.

- Se logró una tendencia de los registros por medio de funciones exponenciales de la profundidad en función de los datos sínicos y resistivos.
- es necesario identificar los intervalos de profundidad donde se encuentran zonas sobrepresionadas y hacer el cálculo de presión sólo para estos intervalos, en las profundidades restantes se considera un comportamiento de presión de poro normal con el gradiente supuesto de 0,45 psi/ft.

5.4.3. Estimación de la presión de poro a partir del método de Eaton En la aplicación de este método, se usaron las correlaciones disponibles para los registros sínico y resistivo (Ecuaciones 52 y 54). Se tomaron en cuenta las mismas dos consideraciones del método de Hottman y Johnson. Debido a que éste método no involucra la lectura de gráficas, se usan los datos de registros con un intervalo de profundidad de 0,5 ft.

5.4.4. Estimación de la presión de poro a partir del método de la profundidad equivalente El método de la profundidad equivalente también requiere mediciones gráficas, ya que involucra dos profundidades denominadas h_A y h_B , como se explicó en el tercer capítulo, por lo tanto también se filtran los datos de resistividad con un intervalo de profundidad de 100 ft. El cálculo de la presión de poro se realiza por medio de la ecuación 50.

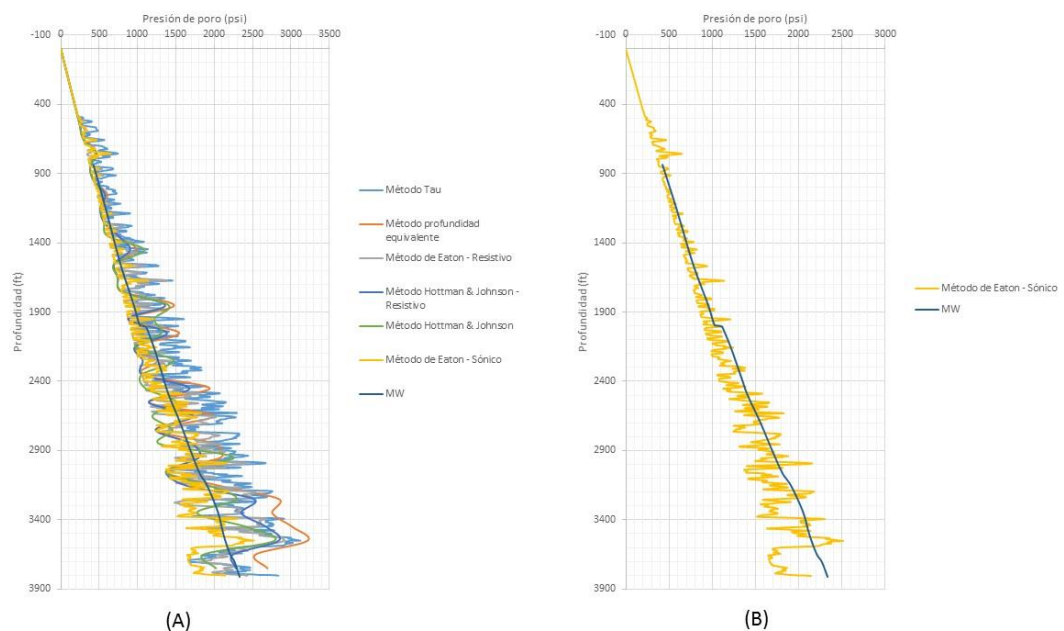
5.4.5. Estimación de la presión de poro a partir del Modelo “Tau” La ecuación 60 permite encontrar una correlación para el cálculo de la presión de poro por medio del ajuste de los parámetros denominados A_s y B_s . En este caso se hizo la calibración con los datos de presión de poro obtenidos a partir del método de Eaton con el registro sínico, encontrando la ecuación que se muestra a continuación:

$$P_p = \sigma_v - 90 \left(\frac{C - \Delta t}{\Delta t - D} \right)^{1,8} \quad (79)$$

La figura 53-A muestra los datos de presión de poro obtenidos por cada uno de los métodos aplicados, es importante mencionar que los datos a partir de los métodos de Hottman y Johnson y profundidad equivalente muestran un buen ajuste pero no es tan representativo, debido al gran diferencial de profundidad usado.

Para definir cuál de las curvas de presión de poro es la más aceptable y se ajusta al comportamiento del pozo, se revisaron detalladamente los informes diarios de perforación para identificar algún evento de sobrepresión, pero no se reportó ningún influjo a partir de lo cual se pudiera inferir que se atravesaron zonas con marcadas sobrepresiones, siendo así, la curva de presión de poro que más se ajusta a ese comportamiento durante la perforación, es la que se obtuvo a partir del método de Eaton con datos del registro sísmico (línea amarilla). En la figura 53-B se puede observar el comportamiento comparado con el perfil del peso de lodo usado, que se correlacionan de cierta manera, validando la información de los reportes diarios de perforación.

Figura 53. Resultados del cálculo de la presión de poro para el pozo Colorado - 70



5.5. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

El primer cuestionamiento planteado en la metodología para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca, es si se dispone de muestras de roca o de datos de pruebas de laboratorio que permitan la determinación de dichas propiedades, lo que sería la manera más ideal y exacta de calcularlas. En este caso, no se dispone de muestras de roca, por lo que se implementan las correlaciones que aparecen en la literatura de acuerdo a los datos disponibles.

5.5.1. Cálculo de las propiedades elásticas de la roca Como se nombró anteriormente, las propiedades elásticas de la roca se clasifican en dos tipos dependiendo básicamente de la manera en que se determinan, pueden ser estáticas si se miden por medio de pruebas de laboratorio y dinámicas si se calculan en función a las velocidades de propagación de onda, por lo tanto para el pozo Colorado-70 se realizó el cálculo de las propiedades elásticas dinámicas por medio de las correlaciones contenidas en la tabla 7 y se consideran iguales a las propiedades estáticas. Dichas correlaciones están en función de las velocidades de las ondas P y S, pero el pozo de estudio no dispone de velocidades de las ondas S (Registro DTSM), por lo tanto se genera sintéticamente en función del registro DTCO por medio de la siguiente ecuación:

$$DTSM = \frac{1}{-0,0025 + \frac{0,75}{DTCO}} \quad (80)$$

5.5.2. Cálculo de los parámetros de resistencia de la roca

5.5.2.1. Cálculo de la resistencia a la compresión no confinada El cálculo exacto del UCS, al igual que las demás propiedades de la roca, solo puede llevarse a cabo por medio de pruebas de laboratorio de las cuales no se dispone, por lo tanto se aplican las correlaciones disponibles en la literatura (Tabla 4). Debido a que no existen datos reales con los cuales se puedan comparar los resultados obtenidos, se revisaron las condiciones bajo las cuales se desarrollaron las correlaciones

definiendo cual podría considerarse como aplicable al caso de estudio. Se concluyó que la correlación con mejores resultados es la citada en la tabla 4 de Fjaer. Et al., (1992), ya que fue desarrollada para areniscas arcillosas, litología característica de la zona de estudio, la cual fue aplicada para las secciones con porcentaje de arcilla menor al 80%, en las demás se implementó la correlación contenida en la misma tabla para arcillas desarrollada globalmente y hacer los cálculos más representativos de acuerdo a la litología.

5.5.2.2. Cálculo de la resistencia a la tensión Según el criterio de falla de Griffith (1921), la resistencia a la tensión puede considerarse dentro de un rango de $1/8$ a $1/12$ de la resistencia a la compresión no confinada, así que de acuerdo a otros estudios llevados a cabo en el campo y la revisión bibliográfica realizada, se considera la resistencia a la tensión como $1/10$ de UCS.

5.5.2.3. Cálculo del ángulo de fricción interna Como se mencionó anteriormente, también existen varias correlaciones en la literatura para el cálculo del ángulo de fricción interna, de las cuales se seleccionó la que mostró mejores resultados de AFI, es decir, en un rango de 25 a 40° , que se considera válido para el tipo de litología en estudio, que fue la correlación citada en la tabla 5 de Lal, 1999.

En la figura 54 se puede observar el comportamiento obtenido para cada una de las propiedades mecánicas de la roca en el pozo Colorado-70 con las correlaciones seleccionadas.

5.6. ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

El pozo Colorado-70 no cuenta con registros de imágenes de las paredes del pozo a partir de los cuales se pueda determinar la orientación de los esfuerzos horizontales. Se dispone del registro caliper pero no hay otros datos con los cuales

se pueda correlacionar y determinar la orientación de los breakouts y por ende la de los esfuerzos, así que solo se dispone de los datos obtenidos a partir del Mapa Mundial de Esfuerzos: azimut del esfuerzo horizontal máximo es 104° con respecto al norte y 14° para el esfuerzo horizontal mínimo.

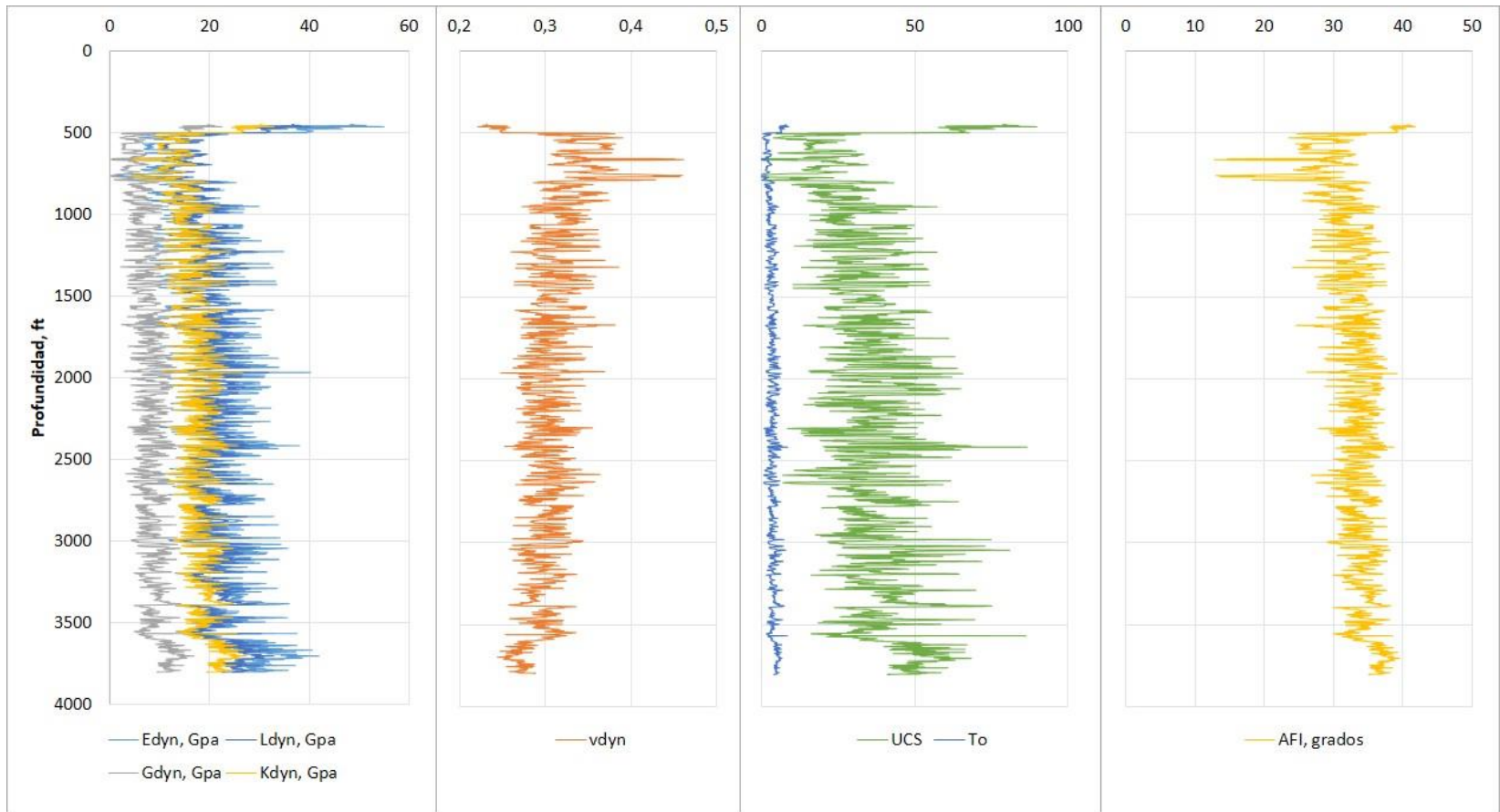
5.7. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO

Respondiendo el cuestionamiento de la metodología propuesta, no se dispone de pruebas de integridad de presión, fracturamiento hidráulico o minifrac, por lo tanto, el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo se realiza a partir de las correlaciones disponibles en la literatura. En este caso se empleó una de las más empleadas en la industria para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, la correlación propuesta por Eaton (Ecuación 46).

5.8. MAGNITUD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO

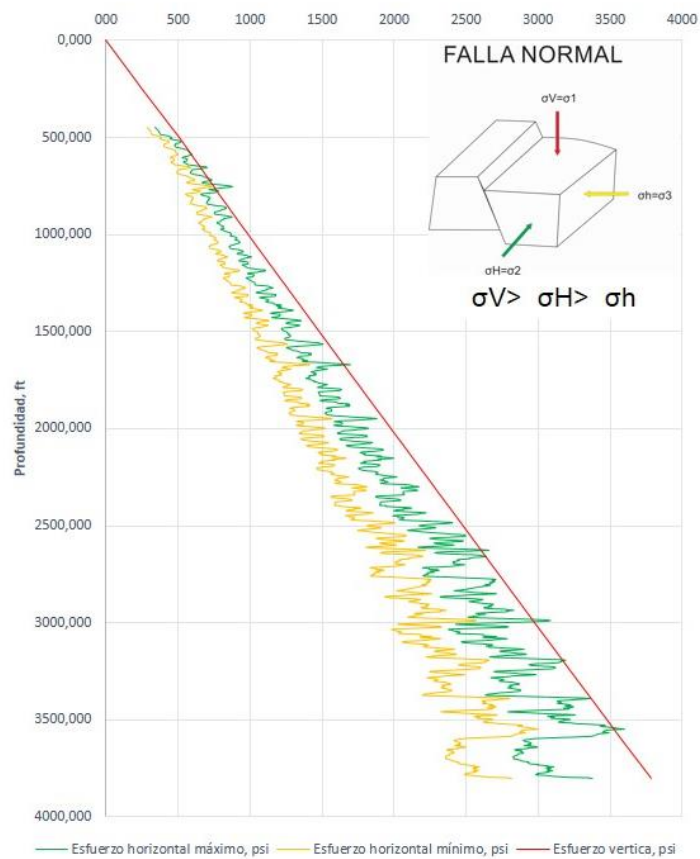
El primer cuestionamiento propuesto por la metodología es igual al planteado para el cálculo de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, por lo tanto se pasa a la siguiente pregunta sobre la disponibilidad de registros de imágenes de las paredes del pozo y/o caliper. Para el pozo Colorado – 70 se dispone del registro caliper pero no de otro tipo de información con la cual se pueda comparar e identificar breakouts, por lo tanto el cálculo se hizo con la última opción disponible por medio de la relación $\sigma_H = 1,2\sigma_h$.

Figura 54. Propiedades mecánicas de la roca para el pozo Col-70.



Los resultados obtenidos se representan en la figura 55 donde claramente se puede observar que no se cumple el régimen de falla inverso propuesto geológicamente para la zona, pues las magnitudes de los esfuerzos están de acuerdo a $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, lo que corresponde a un régimen de falla normal. No es la primera investigación geomecánica hecha en Campo Colorado que llega a los mismo resultados, en el año 2008, Castrillon, J & Peña, Y calcularon los esfuerzos en ciertos pozos del campo, concluyendo en que existe un régimen de falla normal en la zona.

Figura 55. Esfuerzo en el pozo Colorado - 70.



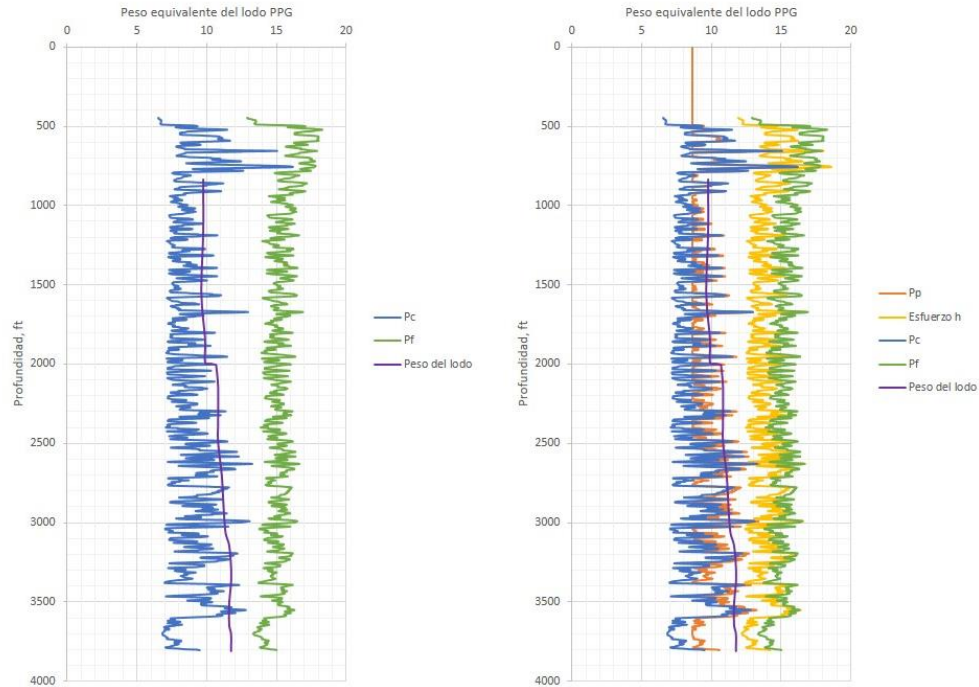
5.9. ANÁLISIS DE FALLA Y ESTABILIDAD

De acuerdo al planteamiento de la metodología, es necesario realizar el cálculo de la presión de colapso (P_c) y la presión de fractura (P_f), empleando las ecuaciones 8

y 11 respectivamente, donde σ_x corresponde al esfuerzo horizontal mínimo y σ_y al máximo. En la figura 56 se muestra la ventana de lodo encontrada para el pozo Colorado – 70 comparada con la ventana de lodo que no incluye parámetros geomecánicos, es decir, sin incluir la línea correspondiente a la presión de poro y el esfuerzo horizontal mínimo; se puede observar que el rango de peso de lodo seguro disminuye, logrando operaciones de perforación más seguras, lo que reduce tiempos no productivos y por ende costos.

En la figura también se encuentra representado el peso de lodo usado durante la perforación del pozo, de lo cual se puede concluir que no fue el más adecuado para evitar los eventos geomecánicos reportados en la tabla 10, ya que en varias zonas coincide con la presión de colapso. Durante la perforación no se reportaron pérdidas de circulación, de lo que se infiere que no se presentó fracturamiento de la formación y se valida con la ventana obtenida. De acuerdo a los eventos que se presentaron durante la perforación, se concluye que la ventana de lodo es acertada y corresponde al comportamiento real del pozo, validando los resultados obtenidos a partir de la metodología.

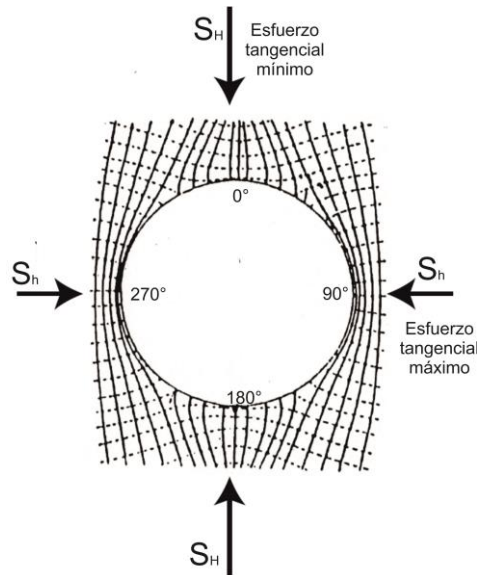
Figura 56. Ventana de lodo obtenida para el pozo Colorado - 70.



5.10. CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS ALREDEDOR DE LAS PAREDES DEL POZO

Como se mencionó en el primer capítulo, los problemas de inestabilidad del pozo son debidos a la alteración del comportamiento de los esfuerzos a causa de las operaciones de perforación, después de las cuales los esfuerzos pasan a ser llamados esfuerzo tangencial σ_θ , radial σ_r y axial σ_z dados en coordenadas cilíndricas. En la siguiente figura se puede observar la redistribución de los esfuerzos, en dirección del esfuerzo horizontal mínimo se da la mayor concentración de esfuerzo compresivo, así que en esta dirección está el esfuerzo tangencial máximo, si dicha concentración de esfuerzos o el esfuerzo tangencial excede la resistencia compresiva de la roca (UCS), en esta dirección aparecerán las fallas compresivas (breakouts).

Figura 57. Distribución de los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo.



Modificado de ZOBACK, M. *Reservoir geomechanics*. First edition. New York: Cambridge University Press, 2007.

Los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo luego de la perforación del mismo pueden ser calculados por medio de la implementación de las ecuaciones de Kirsch, dadas de manera simplificada como se muestra a continuación:

$$\sigma_r = P_w \quad (81)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (82)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (83)$$

Para el pozo Colorado – 70 se seleccionaron tres profundidades de análisis, sección somera, intermedia y profunda, en las cuales se realizó el cálculo de los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo por medio de las ecuaciones de Kirsch. Los resultados para las tres profundidades se pueden observar en la figura 58, donde llama la atención los resultados a una profundidad intermedia de 2956 ft, ya que el esfuerzo tangencial supera la resistencia compresiva de la roca, lo que se evidencia con la aparición de breakout en dicha profundidad, tal como lo reporta el análisis de eventos durante la perforación (Tabla 10). El esfuerzo tangencial a 850 ft y 3644 ft

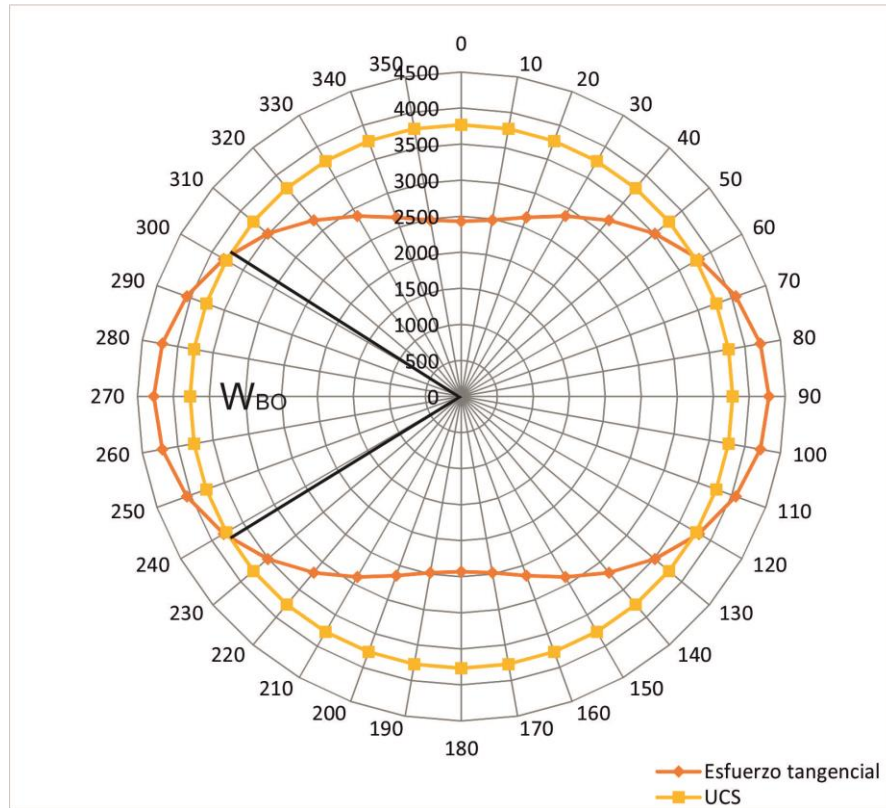
no supera en ningún lapso la resistencia compresiva de la roca, por lo tanto en ninguna de estas profundidades aparecen fallas por compresión.

Los breakouts tienen un ancho finito que puede ser determinado por la intercepción del esfuerzo tangencial y el UCS, como lo muestra la figura 59, las líneas negras representan la zona esperada de iniciación del breakout representado por W_{BO} .

Figura 58. Esfuerzos alrededor de las paredes del pozo Colorado - 70 a partir de las ecuaciones de Kirsch.



Figura 59. Ancho del breakout en el pozo Colorado - 70 a una profundidad de 2956 ft.



6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

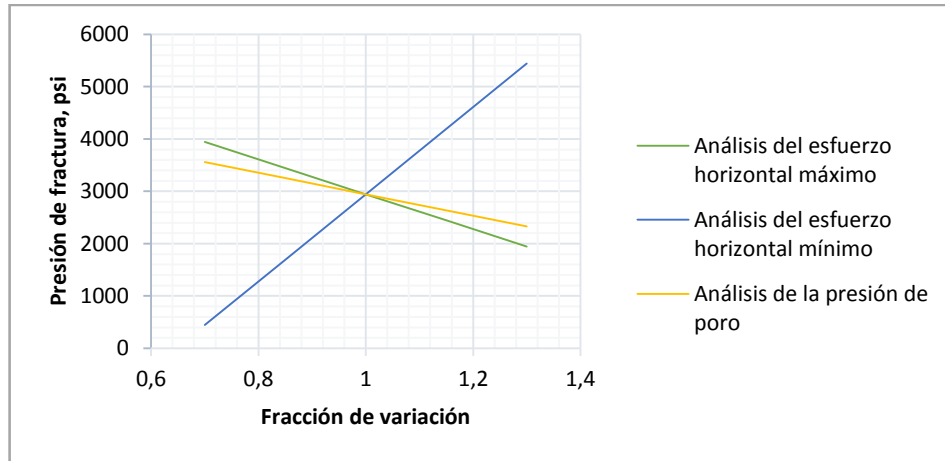
En el presente capítulo se reportan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad de los parámetros que conforman el modelo de estabilidad que se realizó para el pozo Colorado – 70. El análisis se realizó por medio de diagramas tipo araña, el cual consiste en modificar la variable de análisis y graficar los resultados obtenidos vs. la fracción de variación, las cuales fueron 0,7, 0,85, 1,15 y 1,3 para cada análisis, la variable que más afectará al parámetro será la que genere una mayor pendiente en la gráfica, es decir una mayor variación de dicho parámetro.

El análisis de sensibilidad se realizara a los parámetros que intervienen en el modelo de estabilidad del pozo, es decir a la presión de fractura, la presión de poro, el esfuerzo horizontal mínimo y la presión poro, para lo métodos empleados en el desarrollo de dicho modelo. Se seleccionó como profundidad de estudio 3800 ft.

6.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

El cálculo de la presión de fractura se realizó en función de los esfuerzos horizontales y la presión de poro, se modificó cada una de estas variables y los resultados obtenidos se pueden observar en la figura 60, donde claramente la variable que más afecta al parámetro es el esfuerzo horizontal mínimo, por lo tanto su estimación debe ser cuidadosa para un acertado cálculo de la presión de fractura, ya que su variación afectará más los resultados que cualquiera de las otras dos variables.

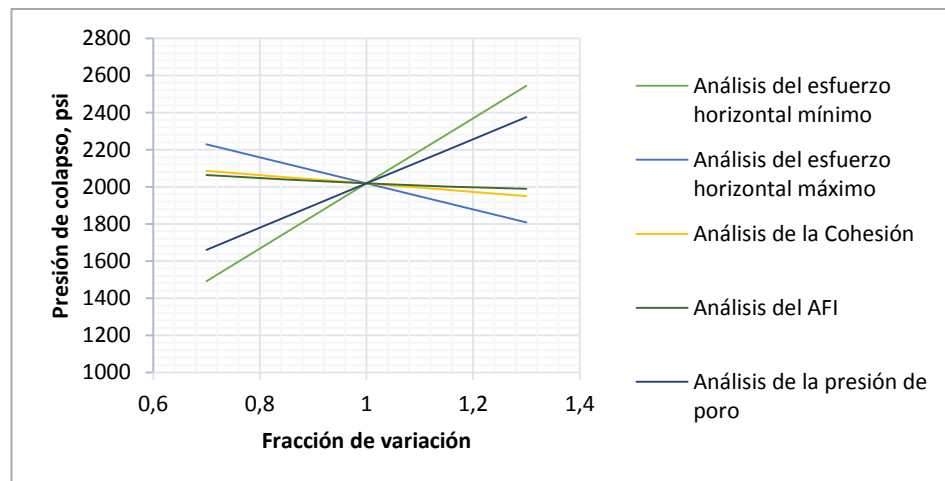
Figura 60. Análisis de sensibilidad de la presión de fractura.



6.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE COLAPSO

La presión de colapso está en función de los esfuerzos horizontales, la presión de poro, la cohesión y el ángulo de fricción interna, los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad se pueden observar en la figura 61, de la cual se concluye que la variable que más afecta el parámetro es también el esfuerzo horizontal mínimo, por lo cual se reitera el cuidado que debe tenerse en su estimación, sin embargo, en el caso de la presión de colapso, no es una influencia muy marcada, por lo tanto tampoco será muy grande la variación en los resultados.

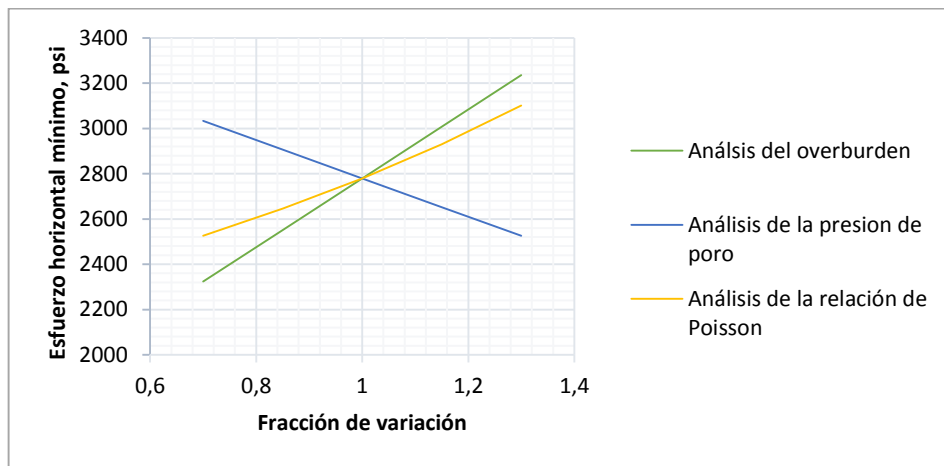
Figura 61. Análisis de sensibilidad de la presión de colapso.



6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO

En el método usado para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, intervienen el esfuerzo de overburden, la presión de poro y la relación de Poisson, los resultados del análisis se pueden observar en la figura 62, de la cual se puede concluir que la variable que más afecta en los resultados obtenidos del esfuerzo horizontal mínimo es el esfuerzo de overburden, sin embargo, las dos variables restantes también tienen una influencia visible en los resultados, no obstante la afectación del esfuerzo horizontal mínimo no es tan significativa con la variación hecha para el análisis.

Figura 62. Análisis de sensibilidad del esfuerzo horizontal mínimo.

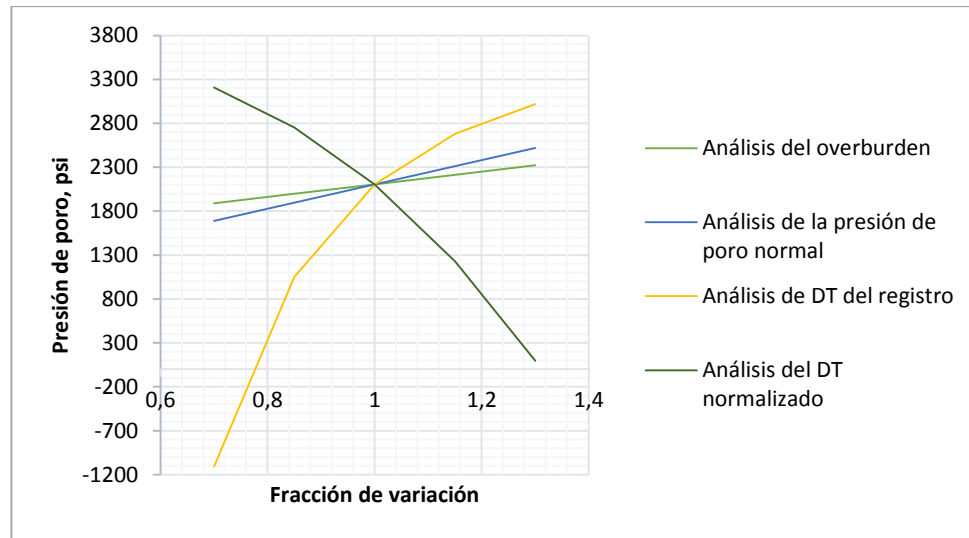


6.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE PORO

La presión de poro fue calculada por medio de la ecuación de Eaton en función de los datos sísmicos, la cual está en función del esfuerzo de overburden, una presión de poro normal, Δt del registro y Δt normalizado del registro. Los resultados obtenidos del análisis se muestran en la figura 63, donde se puede observar un comportamiento diferente a los anteriores análisis, ya que las variaciones en los Δt no generan un comportamiento lineal de la presión de poro, debido a que el Δt normalizado está en función indirectamente del Δt del registro, ya que es una línea de tendencia del mismo en función de la profundidad.

De lo anterior se puede concluir que es importante generar un buen ajuste de la línea de tendencia del DTCO, si la línea de tendencia no corresponde de manera adecuada a los datos reales del registro, puede generar alteraciones significativas en el cálculo de la presión de poro.

Figura 63. Análisis de sensibilidad de la presión de poro.



7. CONCLUSIONES

- La metodología planteada supera las limitaciones de metodologías propuestas anteriormente ya que ofrece diferentes alternativas para su aplicación de acuerdo a la información disponible, además su practicidad y fácil entendimiento permite la obtención de un modelo de estabilidad de manera ágil.
- Para diseñar un modelo geomecánico 1D, la selección de los métodos con los cuales se realice la estimación de los parámetros dependerá de la similitud de las condiciones del área de estudio con las condiciones en las cuales fue desarrollado. Además varios de los métodos propuestos permiten ser ajustados a la zona en función de datos previamente conocidos, como pruebas de laboratorio o datos de pozos offset permitiendo que los cálculos sean más representativos.
- La integración de la densidad para el cálculo del esfuerzo vertical, las pruebas de integridad de presión para la magnitud de los esfuerzos horizontales, el registro de imágenes de paredes de pozo para la orientación de los esfuerzos, el registro sísmico o resistivo para la estimación de la presión de poro y las pruebas de laboratorio para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca, son los métodos que proporcionan los valores más exactos para poder realizar un análisis de estabilidad de pozo óptimo, sin embargo a partir de los demás métodos también se puede lograr una estimación confiable.
- La aplicación de la metodología en el pozo colorado – 70 mostró buenos resultados a pesar de la poca disponibilidad de información, ya que se logró obtener un modelo de estabilidad que correspondió con los eventos de

perforación. El cálculo de los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo en tres profundidades contribuyó a la validación de dicho modelo puesto que los resultados también pertenecen a los eventos reportados.

- De acuerdo a la auditoria de datos realizada para el pozo 70 de Campo Colorado, el cual se encuentra en la cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta un sistema de fallamiento inverso, sin embargo los cálculos realizados de esfuerzos evidencian una distribución de esfuerzos representativos de un fallamiento normal, discusión que se encuentra en estudio por geólogos y geomecánicos, ya que cada dependencia realiza la caracterización por medio de diferentes métodos, o puede concluirse que el fallamiento inverso no corresponde a la totalidad de la cuenca.
- El esfuerzo horizontal mínimo es el parámetro que más afecta en el cálculo de la presión de fractura y la presión de colapso por medio de las ecuaciones usadas en el modelo de estabilidad del pozo de estudio, su buena estimación es crucial para obtener resultados representativos, este a su vez está influenciado principalmente por el esfuerzo de overburden y la relación de Poisson en menor grado. Para el cálculo de la presión de poro por medio de la ecuaciones de Eaton es importante generar un buen ajuste de la línea de tendencia del DTCO que corresponda con los datos reales del registro, de esto dependerá los resultados obtenidos.

8. RECOMENDACIONES

- Aplicar la metodología propuesta a otras áreas con disponibilidad de datos diferente a los cuales se implementaron en la validación del presente trabajo.
- Desarrollar una herramienta software para la construcción de un modelo geomecánico 1D con la metodología planteada, con el fin de hacer más eficiente el cálculo de los parámetros del MEM teniendo en cuenta la información disponible de la zona de estudio.
- Complementar la metodología con el estudio de criterios de falla para poder realizar un análisis de estabilidad más completo para un determinado pozo.
- Realizar una investigación que además del análisis geomecánico, integre estudios geológicos con el fin de unificar el criterio sobre el comportamiento de la falla que caracteriza el Campo Colorado.
- Diseñar una metodología por medio de la cual se pueda lograr un Modelo Geomecánico 3D.

BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, B. & LOOYEH, R. Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design. First edition. Oxford: Elsevier, 2011.

ACEVEDO, O. Determinación de la magnitud de esfuerzos in situ. México, D.F., 2009. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México.

AFSARI, M.; AMANI, M.; RAZMGIR, S.; KARIMI, H. and YOUSEFI, S. Using drilling and logging data for developing 1D mechanical earth model for a mature oil field to predict and mitigate wellbore stability challenges, paper SPE 132187, 2010.

ALDRED, W.; COOK, J.; BERN, P.; CARPENTER, B.; HUTCHINSON, M.; LOVELL, J.; REZMER-COOPER, I. & LEDER, P. Using downhole annular pressure measurements to improve drilling performance. En Oilfield Review, 40–55p, winter 1998.

AL-SHAMALL, A.; AL-MAYYAS, E.; MURTHY, N.; VERMA, N.; A-SAMMAK, A.; ZHOU, C.; PERUMALLA, S. and SHINDE, A. Geomechanical characterization of a matured Deep jurassic carbonate reservoir: explaining stress effects on production induced fault slip and reservoir development, paper SPE-1775559-MS, 2015.

ANDERSEN, M. El descubrimiento de los secretos de la tierra. En Oilfield Review, Vol. 23, No. 1, 67-68p, primavera 2011.

ANDERSON, E. The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain. Edinburgh, Oliver and Boyd. 1951.

ANWAR, H.; BROWN, T.; DELGADO, R.; LEE, D.; PLUMB, D.; SMIRNOV, N., MARSDEN, R.; PRADO-VELARDE, E.; RAMSEY, L.; SPOONER, D.; STONE, T. &

STOUFFER, T. Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo. En Oilfield Review, 22–41p, otoño 2003.

ARAUJO, E.; ALCALDE, R.; MATEUS, D.; FERNANDEZ, F.; SHERIDAN, J.; WARD, C.; BRUDY, M.; ALVARELLOS, J.; ORDONEZ, L. and CARDONA, F. Drilling optimization using 3D geomechanical modeling in the Llanos Orientales, Colombia, paper SPE138752, 2010.

BALLESTEROS, C. & PARRA, J. Estudio estratigráfico secuencial para la formación la Luna en el costado oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena: Una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Geología). Universidad Industrial de Santander.

BARGACH, S.; FALCONER, I.; MAESO, C.; RASMUS, J.; BONEMANN, T.; PLUMB, R.; CODAZZI, D.; HODENFIELD, K.; FORD, G.; HARTNER, J.; GREETHER, B. & ROHLER, H. LWD en tiempo real: registros para la perforación. En Oilfield Review, 64–84p, invierno 2001.

BARTON, A. Discrimination of natural fractures from drilling – induced wellbore failures in wellbore image data – implications for reservoir permeability, paper SPE 58993, 2000.

BELTRÁN, E. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Geología). Universidad Industrial de Santander.

BORBA, A.; FERREIRA, F.; SANTOS, E.; MENEZES, V. & STRUGALE, M. UCS Estimation through Uniaxial Compressive Test, Scratch Test and Based Log Empirical Correlation, paper ISRM 042 - SBMR 2014.

BOURGOYNE, A. AND YOUNG, F. A Multiple Regression Approach to Optimal Drilling and Abnormal Pressure Detection. Society of Petroleum Engineers, paper SPE-4238-PA, 1974.

BOURGOYNE, A.; CHENEVERT, M. MILLHEIM, K. and YOUNG, F. Applied drilling engineering. Society of petroleum engineers, second printing in the United State of America, 1986.

BOURKE, L.; DELFINER, P.; TROUILLER, J.; FETT, T.; GRACE, M.; LUTHI, S.; SERRA, O. and STANDEN, E. Using formation microscanner images. En The Technical Review, Vol. 37, No. 1, 16-40p.

BRADFORD, I.; ALDRED, W.; COOK, J.; ELEWAUT, E.; FULLER, J.; KRISTIANSEN, T. & WALSGROVE, T. When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation of Real-Time Wellbore Stability Control, paper SPE 59121 MS, 2000.

BRAVO, O. Mecánica de rocas aplicada a la industria del petróleo. Geología Colombiana. Edición X semana técnica de geología e ingeniería geológica. 37 (1), 31-32. Bogotá, Colombia, Agosto 2012.

BRECKELS, I. and EEKELEN, H. Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins, paper SP-10336-PA, 1982.

BRIE, A.; MUELLER, M.; CODAZZI, D.; PLONA, T. and DENOO S. New directions in Sonic logging. En Oilfield Review, 40-55p, spring 1998.

BURGESS, K.; FIELDS, T.; HARRIGAN, E.; GOLICH, G.; MACDOUGALL, T.; REEVES, R.; SMITH, S.; THORNSBERRY, K.; RITCHIE, B.; RIVERO, R. & SIEGFRIED, R. Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos través del revestimiento. En Oilfield Review, 51–63p, verano 2002.

CALDERÓN, Z. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo, 2012. Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander.

CAÑIZALEZ, D. Algoritmo para el cálculo automático de la presión de poro. Caracas, 2006. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería Mecánica). Universidad Simón Bolívar.

CARVAJAL, J.; VALERA, L.; RUEDA, A. & SAAVEDRA, F. Geomechanical wellbore stability modeling of exploratory Wells – study case at middle magdalena basin. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol 3, No. 3, 2007.

CASTILLO, J. & MOJICA, J. Determinación de la orientación de esfuerzos actuales a partir de deformaciones tectónicas (“breakouts”) en algunos pozos petroleros de los Llanos Orientales y del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Geología Colombiana No.17, 123-132p, 1990.

CHANG, C.; ZOBACK, M- & KHAKSAR, A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. En Journal of petroleum research, Vol. 23, No. 3, 223-237, 2006. The Netherland: Elsevier.

CHILINGAR, G.; SEREBRYAKOV, V. and ROBERTSON, J. Origen and prediction of abnormal formation pressure, 2002. The Netherland: Elsevier.

CONTRERAS, O. & RODRIGUEZ, W. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

COOK, J. La geomecánica. En Oilfield Review, Vol 28, No. 1, enero 2016.

COOK, J.; FREDERIKSEN, R.; HASBO, K.; GREEN, S.; JUDZIS, A.; MATIN, J.; SUAREZ, R.; HERWANGER, J.; HOOYMAN, P.; LEE, D.; NOETH, S.; SAYERS, C.; KOUTSABELOULIS, N.; MARSDEN, R. & STAGE, M. Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En Oilfield Review, 38–59p, invierno 2007/2008.

COROZO, O.; CAMACHO, G.; GUERRERO, M.; OSORIO, H.; MEDINA, D.; RUIZ, R.; DÁVILA, D. and AVELLAN, F. First run of a lwd micro-resistivity images tool contributes to update the local geomechanical model in the tapi field, Ecuador, paper SPE-177193-MS, 2015.

CORZO, R. & RINCÓN, C. Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

DUTTA, N. Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead. En Society of Exploration Geophysics, Vol. 76, No. 6, 2012.

EATON, B. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations, paper SPE-2163-PA, 1969.

EJOFODOMI, R.; VARELA, R.; CAVAZZOLI, G.; VELEZ, E. and PEANO, J. Development of an optimized completion strategy in the vaca muerta shale with an anisotropic geomechanical model, paper SPE 167806, 2014.

ESCAMILLA, R. Modelamiento de registros sísmico y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos del área del piedemonte. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

FERNÁNDEZ, A. & ALVARELLOS, J. Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil. Vol. 12 (1), 151-157 p. 2011.

FERNANDEZ, F.; CARDONA, F.; HOLLAND, M.; ARAUJO, E.; BRUDY, M.; ALVARELLOS, J.; ORDÓÑEZ, Y.; and MATEUS, D. 3D Geomechanical modeling for the Apiay and Suria oil fields (Llanos orientales basin, Colombia): Insights on the stability of reservoir-bounding faults, paper SPE 138869, 2010.

FERSHEED, K. Bridging the gap: challenges in deploying leading edge geomechanics technology to reducing well construction costs, paper SPE/IADC 102166, 2006.

FERTL, W. Abnormal formation pressures: Implications to exploration, drilling and production of oil and gas resources, 1976. The Netherlands: Elsevier.

FJAER, E.; HOLT, R.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. and RISNES, R. Petroleum related rock mechanics. Second edition. 2008. The Netherlands: Elsevier.

FMI, Borehole geology, geomechanics and 3D reservoir modeling. Schlumberger, 2002.

FMS, Formation microscanner / Sonic. Schlumber.

GARCIA, M. Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano. Bucaramanga 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

GLOVER, P. Cap. 9 Caliper logs. Petrophysics MSc Course Notes, 88-92p.

GRAULS, D. Overpressures: Casual mechanisms, conventional and hydromechanical approaches. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 54, No. 6, pp. 667-678, 1999.

GRIFFITH, A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical transactions of the Royal Society of London. Serie A, containing papers of mathematical or physical character, Vol. 221, 163-198, 1921.

HOEK, E.; CARRANZA, C. & CORKUM, B. El criterio de rotura de Hoek-Brown. Edición 2002.

Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D. and Müller, B., The World Stress Map database release 2008 doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008, 2008.

HOTTMANN, C. and JOHNSON, R. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties, paper SPE- 1110-PA, 1965.

HUAYRA, J. Tecnicas de medición de las velocidades de onda para determinar las constantes elasticas dinamicas. Lima, 2013. Universidad Nacional de Ingeniería.

INABA, M.; McCORMICK, D.; MIKALSEN, T.; NISHI, M.; RASMUS, J.; ROHLER, H. & TRIBE, I. El auge de las imágenes de la pared del pozo. En Oilfield Review, 24-39p, verano 2003.

JAEGER, J.; COOK, N. & ZIMMERMAN, R. Fundamentals of rock mechanics. Fourth edition. Malden, MA. Blackwell Publishing, 2007.

JEFF, A.; BLYTH, M.; TOLLEFSEN, E.; CROWE, J.; LORETO, J.; MOHAMMED, S.; PISTRE, V.; RODRÍGUEZ, A. Perfilaje sónico durante la perforación: Respuestas de corte. En Oilfield Review, Vol. 24, No. 1, 4-17p, 2012.

JORDEN, J. and SHIRLEY, O. Application of drilling performance data to overpressure detection, paper SPE-1407-PA, 1996.

LAST, N.; PLUMB, R.; HARKNESS, R.; CHARLEZ, P.; ALSEN, J. and McLEAN, M. An integrated approach to evaluating and managing wellbore instability in the Cusiana field, Colombia, South America, paper SPE 30464, 1995.

LEYVA, B. Metodología para la elaboración de un modelo geomecánico y de estabilidad de pozos, con información de propiedades elásticas y de resistencia de roca, obtenida de núcleos. México, D.F., 2013. Trabajo de grado (Maestro en Ingeniería). Universidad Nacional Autónoma de México.

LI, S. and PURDY, C. Maximum horizontal stress and wellbore stability while drilling: Modeling and case study, paper SPE 1392800, 2010.

MDT Modular Formation Dynamics Tester, Quality fluid samples and highly accurate reservoir pressures. Schlumberger, 2002.

MOJICA, J & FRANCO R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geología Colombiana 17, pp 41-64, Bogotá, 1990.

ODUNLAMI, T.; SOROUSH, H.; KALATHINGAL, P. & SOMERVILLE, J. Log-Based Rock Property Evaluation - A New Capability in a Specialized Log Data Management Platform, paper SPE 149050 MS, 2011.

PADILLA, J. & BRADAN, N. Desarrollo de una metodología general para el cálculo de esfuerzos in-situ en formaciones productoras de hidrocarburos. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

PALMA, G. & VALDERRAMA, J. Caracterización de las fracturas presentes en la formación mirador del piedemonte llanero colombiano, a partir de la interpretación de registros de imagen - UBI. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos, Geología). Universidad Industrial de Santander.

PARISEAU, W. Design analysis in rock mechanics, 2007. London: Taylor & Francis.

PATERSON, M. & WONG, T. Experimental rock deformation – The brittle field, second edition. Berlin: Springer-Verlag, 1978.

PELISSIER-COMBESCURE, J., POLLOCK, D., & WITTMANN, M. Application Of Repeat Formation Tester Pressure Measurements In The Middle East, paper SPE 7775, 1979.

PENG, S. and ZHANG, J. Engineering geology for underground rocks, 2007. Berlin: springer.

PLUMB, R.; EDWARDS, S.; PIDCOCK, G.; LEE, D. and STACEY, B. The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects, paper IADC/SPE 59128, 2000.

QUIROGA, P. & VILLAVECES, D. Determinación de la mejor trayectoria de perforación basada en un análisis geomecánico, aplicado a campo escuela colorado. Bucaramanga, 2013. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

RAAEN, A.; HORSRUD, P.; KJORHOLT, H.; & OKLAND, D. Improved routine estimation of the minimum horizontal stress component from extended leak-off tests. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2005. The Netherlands: Elsevier.

RABIA, H. Well engineering & construction. P I. Ebook, ISBN 0954108701, 2002.

RAI, U.; PRASETYO, H.; TANG, H.; CHUA, C.; FOKKER, P.; ALFARO, M.; KUMAR, R.; ADWANI, A. and HANSEN, K. On the use of a full-field geomechanical model to influence and optimize field development decisions: case study from an HPHT field in south China Sea, paper SPE-170614-MS, 2014.

ROA, A. Análisis, causas y caracterización de caving aplicado a la estabilidad de pozos: Dos casos en el piedemonte llanero. Bucaramanga 2006. Trabajo de grado (Geología). Universidad Industrial de Santander.

RODRÍGUEZ, A. Estimación de parámetros geomecánicos a partir de sísmica 3D en el campo Moporo ubicado al sureste del lago de Maracaibo, estado Zulia. Caracas 2013. Trabajo de grado (Ingeniería Geofísica). Universidad Central de Venezuela.

SINGH, P.; AGARWAL, R. and KRASE, L. Systematic design and analysis of step-rate tests to determine formation parting pressure, paper SPE 16798, 1987.

SIRAT, M. and NOUFAL, A. Geomechanical Heterogeneity diagnosis of carbonate reservoirs in onshore Abu Dhabi, paper SPE-177569-MS, 2015.

SIRAT, M.; AHMED, M.; & ZHANG, X. Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints, paper SPE 172942 MS, 2015.

SIRAT, M.; ZHANG, X.; XI, G.; NI, Q. and MOHAMAD-HUSSEIN, A. Methodology and implications for natural fracture network modelling in a carbonate reservoir of Abu Dhabi, paper IPTC, 2014.

SMITHSON, T. Cómo se mide la porosidad. En Oilfield Review, Vol. 24, No. 3, 65-66p, otoño 2012.

TORRES, M. and GONZALEZ, A. In-situ stress state Eastern cordillera (Colombia), paper SPE 81074, 2003.

TORRES, M.; FRYDMAN, M. & ARIAS, H. Empleo del modelo geomecánico MEM (Mechanical Earth Model) para reducir los costos y riesgo de perforación en formaciones sobre-presurizadas, un caso histórico cuenca de Putumayo/Colombia. Schlumberger, Ecopetrol. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.

TREJO, M. Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. México, D.F., 2009. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural-Perforación). Universidad Nacional Autónoma de México.

UBI, Advanced borehole imaging independent of mud type. Schlumberger, 2002.

VALLEJO, E. Predicción de arenamiento mediante un modelo geomecánico para un campo del oriente ecuatoriano. Quito 2015. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Central del Ecuador.

VELASQUEZ, D. Predicción de sobrepresiones a tiempo real para la perforación de pozos en México, 2010.

ZHANG, J. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. En *Earth-Science Reviews*, 51-59p, 2011. The Netherlands: Elsevier.

ZHANG, J.; STANDIFIRD, W. and LENAMOND, C. Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Failure Diagnosis and Risk Mitigation in Record-Depth Well, paper SPE 114273, 2008.

ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. First edition. New York: Cambridge University Press, 2007.

ZOBACK, M.; BARTON, C.; BRUDY, M.; CASTILLO, D.; FINKBEINER, T.; GROLLIMUND, B.; MOOS, D.; PESKA.; WARD. and WIPRUT, D. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. En *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* 40, 1049-1076p, 2003. The Netherlands: Elsevier.