



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 23 de julio de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Diana Katherine Parra Cuellar, con C.C. No. 1083907720, Jesús David Silva Piñacué, con C.C. No. 1077867538, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado EVALUACIÓN TEÓRICA Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UN POZO DURANTE LA PERFORACIÓN presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Autorizo(amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

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

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Diana K. Parra C.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: [Firma manuscrita]



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN TEÓRICA Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UN POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Parra Cuellar	Diana Katherine
Silva Piñacué	Jesús David

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin
Bonilla Camacho	Luis Fernando Ramón

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: xxxxx

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros X

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



MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Estabilidad de pozo	Wellbore stability
2. Ventana de lodo	Mud window
3. Propiedades mecánicas	Mechanical Properties
4. Esfuerzos In situ	In situ stress tensor
5. Presión de poro	Pore pressure

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Con el paso de los días la tendencia es que las operaciones de perforación se vayan haciendo cada día más complejas, para lo cual se deben evitar las decisiones empíricas y en vez de esto basarlas en aplicación de áreas del conocimiento como la geomecánica.

Uno de los problemas que mejor se puede entender con el uso de la geomecánica, es la estabilidad del pozo, en el siguiente documento se dan a conocer los diferentes factores que afectan la estabilidad de pozo durante la perforación, además, se efectuó una evaluación teórica, para ello fue necesario recrear un pozo teórico (USCO1-T) esto fue posible mediante la recopilación de datos de los pozos USCO1 y USCO2 tales como: registros eléctricos, columna estratigráfica, pruebas de integridad y los problemas operacionales que estos tuvieron. Con la información recreada para el pozo USCO1-T se realizó un análisis geomecánico y posteriormente se ejecutó un análisis comparativo entre las condiciones teóricas halladas y las condiciones operacionales; con esto se concluyó que la geomecánica juega un rol importante en la estabilidad de pozo.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

During the last years, the tendency is that drilling operations become more complex, for which empirical decisions should be avoided, and instead based on the application of more robust knowledge such as geomechanics.

One of the problems that can best be understood with the use of geomechanics is the wellbore stability, in the following document; the different factors that affect the stability of the well during the drilling are explained. In addition, a theoretical evaluation was carried out, for this it was necessary to recreate a theoretical well, this was possible through the data collection of the usco1 and usco2 wells such as electrical logs, stratigraphic column, integrity test, and the operational problems they had. With the information recreated for the usco1 well, a geomechanical analysis was carried out between the theoretical conditions found and the operational conditions, with this it was concluded that the geomechanics plays an important role in the stability well.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho

Firma:

**EVALUACIÓN TEÓRICA Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS FACTORES
QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UN POZO DURANTE LA
PERFORACIÓN**

**DIANA KATHERINE PARRA CUELLAR
JESÚS DAVID SILVA PIÑACUÉ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA- HUILA
2019**

**EVALUACIÓN TEÓRICA Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS FACTORES
QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UN POZO DURANTE LA
PERFORACIÓN**

**DIANA KATHERINE PARRA CUELLAR
JESÚS DAVID SILVA PIÑACUÉ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director(a):
Constanza Vargas Castellanos
Ingeniera de Petróleos
Docente Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA- HUILA
2019**

Nota de aceptación:

Firma del director

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy.

A mis padres, Abel Parra y Mary Cuellar, quienes con su amor, paciencia, esfuerzo y sacrificio me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. A mi hermano, Fabián Parra y mi sobrina María José, gracias por estar siempre conmigo. Papi, a pesar de nuestra distancia física, siento que estás conmigo siempre, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí. Mi corazón les pertenece. Los amo.

A todas aquellas personas que de una u otra manera han estado presentes en mi vida y han aportado bien sea profesional o personalmente su granito de arena para mi crecimiento; especialmente a Norman Hernando Sanmiguel, por su compañía, por siempre compartir sus conocimientos y momentos, por pertenecer a mi vida y por hacerme parte de la suya, a mi amigo, Jesús David Silva, te quiero mucho, espero continuar creciendo juntos, a mis amigos entrañables María Fernanda García y Hernan Wilches y a todos aquellos que no logré mencionar pero que saben que guardan un lugar en mi corazón.

Diana Katherine Parra Cuellar

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres y hermanos

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que las caracterizan y que me han infundado siempre, por los valores mostrados para salir adelante y por su amor incondicional.

A mis amigos

Infinitas gracias doy porque en los momentos difíciles siempre han estado allí presentes para dar apoyo y una sonrisa.

A mis maestros

Por cada enseñanza a lo largo del camino, gracias por sus consejos y apoyo para llegar a ser una persona de bien, gracias a todas aquellas personas que hicieron parte de este proceso, estoy feliz y orgulloso de tenerlos en mi vida.

Jesús David Silva Piñacué

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto agradecen principalmente a la Universidad Surcolombiana, a la facultad de ingeniería, al programa Ingeniería de Petróleos y en especial a la profesora Constanza Vargas Castellanos, en calidad de directora del proyecto de grado, por creer en nosotros y por aportar en el proceso de formación académica a nivel profesional y en el desarrollo del presente trabajo.

CONTENIDO

	pág
1. INTRODUCCIÓN.....	17
2. OBJETIVOS	18
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	18
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
3. MÉCANICA DE ROCAS.....	19
3.1. RESISTENCIA Y RESISTENCIA APARENTE DE LA ROCA	19
3.1.1. Resistencia.....	19
3.1.2. Resistencia aparente.....	19
3.2. PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA RESISTENCIA APARENTE DE LA ROCA	19
3.2.1. Fuerza (F).....	19
3.2.2. Esfuerzo (σ).....	20
3.3. TERMINOLOGIA MECANICA DE ROCAS	20
3.3.1. Esfuerzos.....	20
3.3.2. Esfuerzo total	21
3.3.3. Deformación.....	23
3.3.4. Relación de Poisson.....	24
3.3.5. Esfuerzos in situ	25
4. ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO	27
4.1.1. Esfuerzos tangenciales (σ_{θ}).....	28
4.1.2. Esfuerzo radial (σ_r).....	30
4.2. CÍRCULO DE MOHR	31
4.3. ENVOLVENTE DE FALLA DE MOHR.....	33
5. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO.....	35
5.1. CARACTERÍSTICAS DEL LODO.....	35
5.1.1. Peso del lodo	35
5.1.2. Filtrado.....	40
5.2. RESISTENCIA DE LA ROCA	41
5.2.1. Estratificación y dirección del pozo.....	42
5.2.2. Resistencia anisotrópica.....	44

5.3. TEMPERATURA	45
5.3.1. Circulación del lodo.....	45
5.3.2. Problemas por cambios de temperatura	45
5.4. REGÍMENES DE ESFUERZOS IN SITU Y ANISOTROPÍA DE LOS ESFUERZOS	46
5.4.1. Regímenes de esfuerzos	46
5.4.2. Anisotropía de los esfuerzos	46
5.5. CONDICIONES OPERATIVAS	50
5.5.1. Vibración de la sarta de perforación	50
5.5.2. Esfuerzos tangenciales	51
5.5.3. Pata de perro	52
6. TIPOS DE FALLA	53
6.1. FALLA POR ESFUERZOS INDUCIDOS	53
6.2. FALLAS POR ARRASTRE PLÁSTICO	55
6.3. DESMORONAMIENTO, DESPRENDIMIENTO Y ASTILLADO.	56
7. DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS.....	58
7.1. ESFUERZO DE SOBRECARGA (σ_v).....	58
7.2. ESFUERZOS HORIZONTALES (σ_H, σ_h).....	58
8. HINCHAMIENTO Y DISPERSIÓN.....	59
8.1. INTERCAMBIO CATIÓNICO	59
8.2. MECANISMOS DE HINCHAMIENTO	60
9. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS	62
9.1. FACTORES QUE GENERAN INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS	62
9.2.2. Esfuerzos químicos de la lutita	65
9.3. PROCEDIMIENTOS DE LIBERACIÓN.....	66
10.1.2. Inestabilidad generada	68
10.3. PROBLEMAS CON CHATARRA EN EL AGUJERO (CASO ESPECIAL)	76
11. CARACTERIZACIÓN DEL POZO EN ESTUDIO	77
11.1. GEOLOGÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO	77
11.1.1. Secuencia estratigráfica.....	77
11.1.2. Columna estratigráfica	78
11.2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	79
11.3. POZO USCO TEÓRICO (USCO1-T).....	80

12. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL POZO USCO1-T	81
12.1.1. Procedimiento metodológico para evaluación de estabilidad de pozo	81
12.2. REGISTROS	82
12.3. MECÁNICA DE ROCAS – CÁLCULOS DE FACTORES	84
12.3.1. Registro sísmico compresional a registro sísmico de corte	84
12.3.2. Ecuaciones Módulos Elásticos	85
12.3.3. Módulos de Resistencia	87
12.3.4. Datos consolidados mecánica de rocas pozo USCO1-T	88
12.4. ESTADOS DE ESFUERZOS Y PRESIÓN DE PORO	89
12.4.1. Esfuerzo de sobrecarga	89
12.4.2. Presión de poro	89
12.4.3. Esfuerzos Horizontales	90
12.4.4. Consolidado de estados de esfuerzos y presión de poro	92
12.5. PRESIÓN DE FRACTURA	92
12.5.1. Cálculo de la presión de fractura.	93
12.5.2. Consolidado de presión de fractura	94
12.6. VENTANA SEGURA DE LODO	94
12.6.1. Características generales	94
12.6.2. Evaluación de la ventana de lodo	96
13. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD POZO USCO1-T	98
13.1. ANÁLISIS DEL POZO USCO1-T BAJO CONDICIONES TEÓRICAS 98	
13.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE CONDICIONES TEÓRICAS VS OPERACIONALES	101
14. CONCLUSIONES	104
15. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106
ANEXOS	108

LISTA DE FIGURAS

pág

FIGURA 1. Tipos de esfuerzos (a) tensión, (b) cizalladura, (c) tensión o tracción (Tomado de esfuerzos geológicos y rocas, 2009).	20
FIGURA 2. Esfuerzo efectivo y presión de poro. (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).	21
FIGURA 3. Presión de poro vs profundidad. (Tomado de AMOCO, 1997).....	22
FIGURA 4. Curva típica de esfuerzo vs deformación de una roca (modificado de Callister y Rethwisch, 2010).....	24
FIGURA 5. Estados de esfuerzos tridimensional. (Modificado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).	26
FIGURA 6. Esfuerzos antes y después de la perforación. (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997).....	27
FIGURA 7. Esfuerzos alrededor del pozo (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997)	28
FIGURA 8. Esfuerzos Tangenciales (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997).....	29
FIGURA 9. Esfuerzos tangenciales de pozo desviado (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997)	29
FIGURA 10. Esfuerzo axial en un pozo vertical y en uno desviado. (Tomado de AMOCO Wellbore Stability, 1997).....	31
FIGURA 11. Circulo de Mohr presentando los máximos y mínimos esfuerzos a lo largo de una superficie.....	32
FIGURA 12. Estado de esfuerzo sobre un plano (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).....	33
FIGURA 13. Envolvente de falla de Mohr (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001)	34
FIGURA 14. Relación entre esfuerzos radiales y tangenciales (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).....	36
FIGURA 15. La envolvente de falla de Mohr para la densidad del lodo (Modificado de AMOCO,1997).....	37
FIGURA 16. Ventana segura de lodo, la cual debe encontrarse entre la presión de poro y el gradiente de fractura para un óptimo peso de lodo, sin afectar la estabilidad del pozo; si la densidad del lodo sobrepasa el gradiente de fractura se producirán pérdidas de circulación; por el contrario, si el peso de lodo es menor a la presión de poro ocurrirán derrumbes.	38
FIGURA 17. Factores críticos que definen una ventana segura de lodo. (Modificado de International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences) ..	39

FIGURA 18. Envolvente de estabilidad de Mohr e invasión por filtrado. (Modificado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).	41
FIGURA 19. Representación esquemática de los esfuerzos, compresivos, de corte y de tensión, actuando sobre una muestra de roca.	42
FIGURA 20. Esfuerzos de hidratación en los planos estratificados (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).	43
FIGURA 21. Régimen de esfuerzos (Modificado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).	46
FIGURA 22. Anisotropía de los esfuerzos (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).	47
FIGURA 23. Régimen de esfuerzos en falla normal (tomado de Mitchell, perforando sin problemas,2001).	48
FIGURA 24. Régimen de esfuerzo en falla deslizante (Tomado de Mitchell, Perforando Sin Problemas, 2001)	49
FIGURA 25. Régimen de esfuerzo en Falla Inversa (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas, 2001)	50
FIGURA 26. Vibraciones de la sarta de perforación (Tomado de Mitchell, Perforando Sin Problemas, 2001).	51
FIGURA 27. Pata de perro (Tomado de Mitchell, Perforando Sin Problemas, 2001).	52
FIGURA 28. Modos de falla por cizalla y tensión (Modificado de Mitchell, Perforando Sin Problemas,2001).	53
FIGURA 29. Diagrama esfuerzo VS deformación (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).	55
FIGURA 30. Distribución de los esfuerzos en formaciones plásticas (Modificado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)	56
FIGURA 31. Proceso de Hinchamiento (Modificado de AMOCO, 1997)	60
FIGURA 32. Hinchamiento cristalino (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).	61
FIGURA 33. Lutitas geopresurizadas.	63
FIGURA 34. Lutitas reactivas.	65
FIGURA 35. Perforación a través de formaciones no consolidadas.	68
FIGURA 36. Arenas no consolidadas (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).	69
FIGURA 37. Formación naturalmente fracturada.	71
FIGURA 38. Perforación a través deformaciones naturalmente fracturadas o con fallas.	72
FIGURA 39. Estrategia de evaluación de estabilidad del pozo.	81
FIGURA 40. Metodología para la evaluación de estabilidad de pozo.	82
FIGURA 41. Registros sísmicos, densidad y gamma ray pozo USCO1-T.	83
FIGURA 42. Propiedades Mecánicas pozo teórico USCO1-T.	88

FIGURA 43. Estados de Esfuerzos principales pozo teórico usco-1. Elaboración propia.....	92
FIGURA 44. Presión de fractura, presión de poro y presión hidrostática vs profundidad pozo USCO1-T.	94
FIGURA 45. Ventana Segura de Lodo. (tomado de Schlumberger,2012)	95
FIGURA 46. Presión de poro y presión de fractura Vs profundidad, pozo usco-1t. Elaboración propia.	96
FIGURA 47. Presión de poro y de fractura Vs profundidad pozo USCO1-T.....	97
FIGURA 48. Comparación relación de Poisson y esfuerzo horizontal mínimo.	98
FIGURA 49. Presión de poro y presión de poro normal. Elaboración propia..	100
FIGURA 50. Registro de porosidad en formación Monserrate usco-1t.....	101
FIGURA 51. Registro EMI de Imagen pozo USCO2.....	102

LISTA DE TABLAS

pág

Tabla 1. Condiciones para modos de falla por cizalla (Falla compresiva) (Modificado de Chen et al.,1998,630)	54
Tabla 2. Tipos de Inestabilidad en lutitas	62
Tabla 3. Indicadores de formaciones fracturadas.....	74
Tabla 4. Unidades Geológicas del area de análisis (Tomado cuencas sedimentarias de Colombia, 2012)	77
Tabla 5. Columna estratigráfica general del área de análisis (Tomado de ICP, 2000).....	78
Tabla 6. Programa de perforación general para pozos USCO1 y USCO2.	79
Tabla 7. Correlaciones para calcular Vs (Tomado de Tariq et al.,2016)	85
Tabla 8. Ecuaciones para calcular los módulos de Elasticidad dinámicos (Tomado de Xi et al.,2015)	85
Tabla 9. Correlaciones para calcular módulos de elasticidad estáticos (Tomado de Brotons et al.,2015).....	86
Tabla 10. Correlaciones para calcular UCS (Tomado de Chang et al.,2006) ...	87
Tabla 11. Correlaciones para calcular AIF (Tomado de Zoback, 2007)	88

LISTA DE ECUACIONES

pág

Ecuación 1. Definición del esfuerzo uniformemente distribuido (Tomado de Zoback, 2007)	20
Ecuación 2. Definición de la relación de poisson. (Tomado de Callister y Rethwisch, 2010)	25
Ecuación 3. Definición esfuerzos tangenciales. (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)	28
Ecuación 4. Definición de esfuerzo radial (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)	30
Ecuación 5. Definición esfuerzo axial (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)	30
Ecuación 6. Redistribución total de esfuerzos. (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001)	35
Ecuación 7. Esfuerzo de sobrecarga. (Tomado de Calderón, 2014)	58
Ecuación 8. Presión de Poro de una zona normalmente presionado (Modificado de Mitchell, 2006)	90
Ecuación 9. Definición de esfuerzo horizontal mínimo. (Tomado de Matthews and Kelly, 1967)	90
Ecuación 10. Definición esfuerzo horizontal máximo teoría simplificada de la elasticidad.	91
Ecuación 11. Definición de presión de fractura (Tomado de Eaton)	93

RESUMEN

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

En este documento se propone dar a conocer los parámetros que afectan la estabilidad del pozo, para luego aplicarlos a la estabilidad de pozo. Para desarrollar la metodología se abordan parámetros tales como; mecánica de rocas, presión de poro, estado de esfuerzos in situ, luego, se describen las diferentes fuentes de cálculo, en este caso se hallaron estos parámetros mediante registros de pozo tales como registro sísmico, de densidad, porosidad, entre otros, para finalmente, desarrollar el diagrama de ventana de lodo y comparar los resultados del pozo USCO1-T con problemas operacionales de los pozos USCO1 y USCO2.

Palabras Claves: Estabilidad de pozo, ventana de lodo, propiedades mecánicas, esfuerzos in situ, presión de poro.

ABSTRACT

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

This document it is proposed to present the parameters that affect the stability of the well and then apply them to the stability well. To develop the methodology parameters such as; mechanical properties, pore pressure, in situ stress tensor, then describe the different sources of calculation, in this case these parameters were found by well logs such as sonic log, density, porosity, among others, to finally develop the mud window diagram and compare the results of the USCO1-T well with operational problems of the USCO1 and USCO2 wells.

Keywords: wellbore stability, mud Window, mechanical properties, in situ stress tensor, pore pressure.

1. INTRODUCCIÓN

Con el pasar de los años la explotación de hidrocarburos cada día representa mayores desafíos en la industria petrolera, esto, debido a que es muy común encontrar formaciones geológicas complejas; que es uno de los principales desafíos a los que se ven sometidos los ingenieros de perforación, una de las disciplinas que ha permitido una mejor comprensión y planeación de operaciones en zonas geológicamente complejas es la geomecánica, sus aplicaciones son relativamente recientes en la industria petrolera y se han desarrollado por la necesidad de entender los problemas tan diversos como la estabilidad mecánica, química, térmica de pozos perforados en ambientes cada vez más profundos y hostiles.

El primer paso para entender un poco lo anterior es distinguir los diferentes factores que afectan la estabilidad de pozo, se pretende además obtener un análisis de estabilidad mecánica de un pozo y determinar la relación existente entre las características del fluido de perforación y las formaciones perforadas en las cuales el pozo tuvo problemas.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Identificar los diferentes factores que afectan la estabilidad de un pozo durante la perforación para evaluarlos con base en la data de los pozos USCO 1 y USCO 2.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Determinar la relación e interacción existente entre las características del fluido de perforación y las formaciones perforadas frente a la estabilidad de los pozos USCO 1 y USCO 2.

Valorar la incidencia que tienen los factores evaluados teóricamente en la estabilidad del hueco abierto con base en la información obtenida durante la perforación de los pozos en estudio.

Obtener un análisis de estabilidad mecánica del pozo, apoyándose en la teoría de la geomecánica de rocas.

3. MÉCANICA DE ROCAS

La mecánica de rocas o de las rocas puede considerarse como aquella parte de la Geotecnia que abarca todos los estudios teóricos y experimentales destinados a conocer el comportamiento mecánico e hidromecánico de las rocas, al ser sometidas a cambios en sus estados tensionales y en sus condiciones hidráulicas. (F.J. Ayala Carcedo, Manual de Ingeniería Geológica).

3.1. RESISTENCIA Y RESISTENCIA APARENTE DE LA ROCA

3.1.1. Resistencia

La resistencia es simplemente el esfuerzo, justo antes de que la falla ocurra o también se define como el estado de esfuerzos en el cual la muestra o masa de la roca se rompe. Fundamentalmente la resistencia de la roca está gobernada por la cohesión y por el ángulo de fricción (Calderón, 2014).

3.1.2. Resistencia aparente

A la fuerza requerida para romper la roca cuando se aplica una fuerza de ceñimiento se le llama resistencia aparente. A mayor fuerza de ceñimiento, mayor resistencia aparente de la roca se tendrá.

3.2. PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA RESISTENCIA APARENTE DE LA ROCA

3.2.1. Fuerza (F)

Teniendo en cuenta que el esfuerzo se define como fuerza por unidad de área, de acuerdo con la primera ley de movimiento de Newton, es importante recordar el concepto de fuerza. La fuerza se representa como el producto de la masa (m) por la aceleración (a) $F = ma$ y por definición la fuerza es la magnitud física de carácter vectorial capaz de deformar los cuerpos (efecto estático), modificar su velocidad o vencer su inercia y ponerlos en movimiento si estaban inmóviles (efecto dinámico). En este sentido, la fuerza puede definirse como toda acción o

influencia capaz de modificar el estado de movimiento o de reposo de un cuerpo o bien de deformarlo.

3.2.2. Esfuerzo (σ)

El concepto de esfuerzo es la única manera de especificar la interacción entre dos partes de un cuerpo y es fundamental para estudiar los principios de la mecánica de rocas. El esfuerzo (σ) se define como la fuerza por unidad de área que existe dentro de un plano específico de un material. Teóricamente un esfuerzo se puede calcular mediante la ecuación 1, si se asume que el esfuerzo está uniformemente distribuido en el material.

$$\frac{F}{A} = \sigma$$

Ecuación 1. Definición del esfuerzo uniformemente distribuido
(Tomado de Zoback, 2007)

3.3. TERMINOLOGIA MECANICA DE ROCAS

3.3.1. Esfuerzos

Dependiendo del arreglo y la dirección de las fuerzas externas, los esfuerzos más comunes aplicados en un cuerpo pueden ser tensiles, compresivos, de cizallamiento, de flexión, de torsión o de varias combinaciones, tal como se ilustra en la Figura 1.



Figura 1. Tipos de esfuerzos (a) tensión, (b) cizalladura, (c) tensión o tracción
(Tomado de esfuerzos geológicos y rocas, 2009).

El esfuerzo compresivo

Las fuerzas están sobre el mismo eje, pero dirigidas una en contra de la otra; la tendencia es a reducir el volumen del material. La convención asume estos como positivos, ya que los esfuerzos in-situ siempre son de carácter compresivo.

Esfuerzo de Tensión

Este tipo de fuerzas actúan sobre el mismo eje, pero en dirección opuesta, tienden a largar el material. Sin embargo, es importante conocer que en la naturaleza este tipo de esfuerzos no existen (Fjaer, 2008) pero en un pozo se puede inducir con el peso del lodo.

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

De corte/ Cizalla

Ocurre cuando la fuerza actúa en planos paralelos a la superficie, tiende a rasgar o girar el material; cabe resaltar que la mayoría de las fallas en el agujero ocurren por un esfuerzo de corte excesivo.

3.3.2. Esfuerzo total

Esfuerzo efectivo

La matriz de la roca no soporta todos los esfuerzos en la formación. Parte de estos esfuerzos es soportado por el fluido atrapado en los espacios porales dentro de la roca (*Figura 2*).

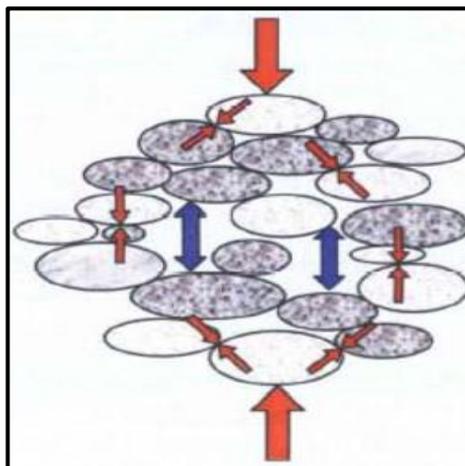


Figura 2. Esfuerzo efectivo y presión de poro. (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).

El esfuerzo efectivo es soportado por el contacto grano a grano.

Cuando la lutita se deposita primero, cada grano está rodeado de agua. A medida que la lutita se compacta, esta agua comienza a expulsarse. Sin embargo, la secuencia de la lutita es muy gruesa o la permeabilidad se reduce de tal forma el fluido no puede ser expulsado de la lutita a medida que ésta se compacta. Cuando esto sucede, el fluido contenido en los espacios porales comienza a aceptar algo de la carga, de manera similar a como la presión del aire en una llanta soporta la carga del carro. El esfuerzo total experimentado en la formación se divide entre el esfuerzo soportado por la matriz de la roca y el esfuerzo soportado por el fluido de poro.

A la parte del esfuerzo experimentado por la matriz de la roca se le llama esfuerzo efectivo. Otros nombres con los cuáles se conoce son esfuerzo intergranular o esfuerzo de matriz.

Presión de poro

La presión de poro de la formación es la presión de los fluidos que ocurre naturalmente en los poros de la roca (AMOCO, 1997).

Es de vital importancia conocer estas presiones, con el fin de realizar una planeación segura del pozo; ya que valores confiables de presión permiten diseñar pesos de lodo seguros y evitar inlfujos o amagos de reventón o incluso fracturar las formaciones mientras se perfora (Calderón, 2014).

Dependiendo de la magnitud de la presión de poro, esta se puede ser descrita como presión normal, anormal o subnormal, tal y como se ilustra en la Figura 3.

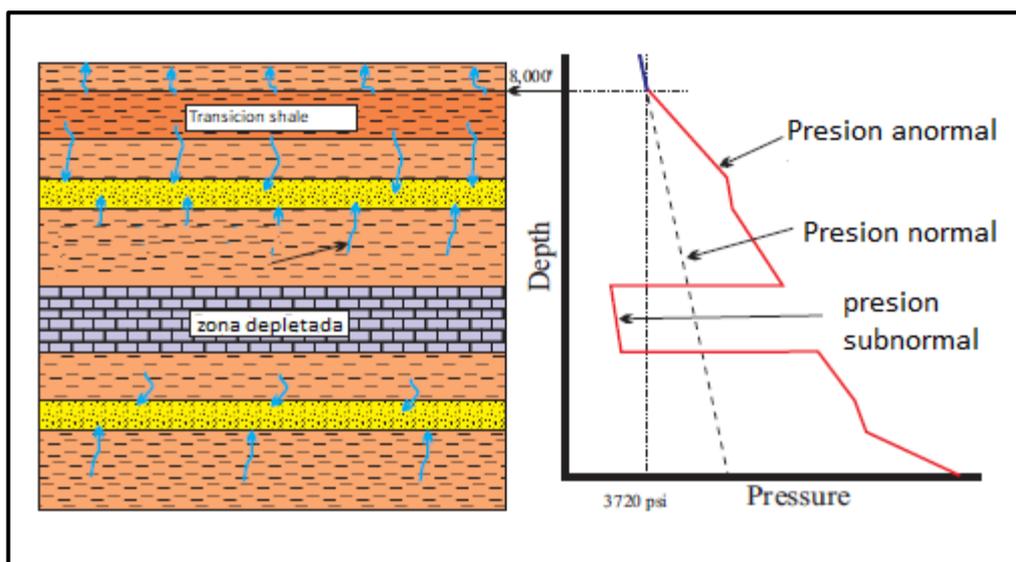


Figura 3. Presión de poro vs profundidad. (Tomado de AMOCO, 1997)

Presión de poro normal

La presión de formación (presión de poro) normal es igual a la presión hidrostática de los fluidos de la formación; en la mayoría de los casos, estos fluidos varían desde agua fresca con una densidad de 8,33 lb/gal (0,433 psi/ft) hasta agua salada con una densidad de 9 lb/gal (0,465 psi/ft).

Presión de poro anormal

Como se ilustra en la Figura 3, la presión de poro puede ser mayor que la presión hidrostática, por lo cual la presión de poro anormal se define como cualquier presión que sea mayor a la presión hidrostática del fluido que ocupa el espacio poroso.

Presión de poro subnormal

Se define como cualquier presión de formación menor, a la presión hidrostática del fluido. Este tipo de presiones se encuentran con menos frecuencia que las presiones de poro anormales y puede ocurrir por ejemplo en yacimientos de hidrocarburos depletados (Figura 3) es decir en áreas donde los líquidos ya han sido drenados. No obstante, las presiones subnormales pueden estar representadas por causas naturales relacionadas con la estratigrafía, con la historia tectónica y geoquímica del área o pueden ser causadas artificialmente por la producción de fluidos en el yacimiento.

3.3.3. Deformación

La deformación se puede definir como la medida en cualquier cambio de posición, orientación, forma, longitud y/o volumen con base en una condición inicial, todo esto debido a la acción de algún esfuerzo. Está representado por la letra griega épsilon (ϵ), mientras mayor sea el esfuerzo al que se ve sometido la roca, mayor será la deformación que esta experimente.

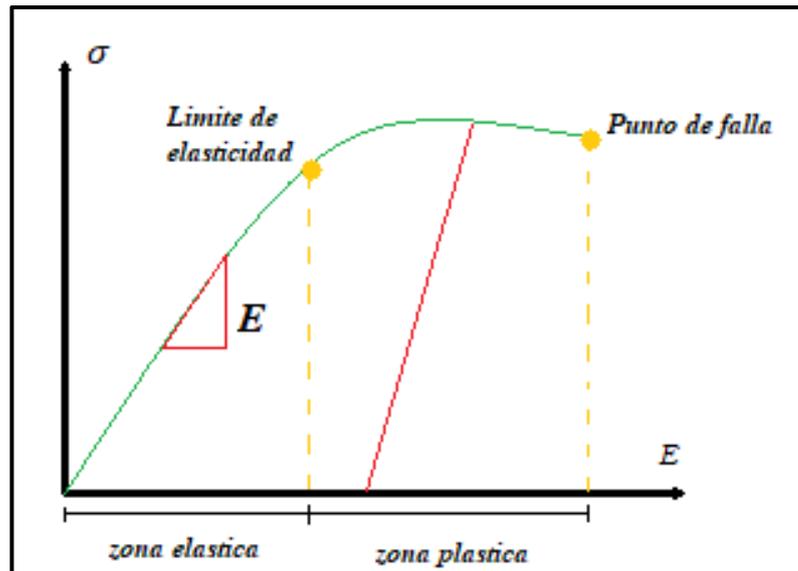


Figura 4. Curva típica de esfuerzo vs deformación de una roca (modificado de Callister y Rethwisch, 2010).

Deformación elástica

El material se deforma cuando se aplica un esfuerzo, pero cuando cesa el esfuerzo, recupera la forma original. Se trata de una deformación reversible, como la de una goma elástica, por ejemplo, que recupera su forma después del esfuerzo (Figura 4).

Deformación plástica

Son deformaciones irreversibles que se mantienen después de realizar el esfuerzo. Sería la causante de los pliegues que quedan en los estratos después de estar sometidos a esfuerzos. Un ejemplo de deformación plástica sería el comportamiento de la plastilina que mantiene su deformación después de aplicarle un esfuerzo.

3.3.4. Relación de Poisson

Una constante elástica que es una medida de la compresibilidad de un material perpendicular al esfuerzo aplicado, o la relación entre la deformación latitudinal y la deformación longitudinal. Esta constante elástica debe su nombre al matemático francés Siméon Poisson (1781-1840). La relación de Poisson (σ) puede expresarse en términos de las propiedades que pueden medirse en el

campo, incluyendo las velocidades de ondas P (VP) y ondas S (VS) como se muestra a continuación (Schlumberger, 2007).

$$\sigma = \frac{1}{2} (VP^2 - 2VS^2) / (VP^2 - VS^2)$$

Ecuación 2. Definición de la relación de poisson. (Tomado de Callister y Rethwisch, 2010)

Obsérvese que si VS = 0, la relación de Poisson es igual a 0,5, lo que indica la presencia de un fluido, porque las ondas de corte no atraviesan los fluidos, o un material que mantiene un volumen constante sin importar el esfuerzo, también denominado material incompresible ideal. La relación de Poisson para las rocas carbonatadas es 0,3, para las areniscas 0,2 y para las lutitas valores superiores a 0,3. La relación de Poisson del carbón es 0,4.

3.3.5. Esfuerzos in situ

In situ significa que la roca está en un lugar y sin perturbar dentro de la formación, cuando la roca está en su lugar, está en equilibrio. El peso de la roca que está por encima la presiona hacia abajo (esfuerzo de sobrecarga). El esfuerzo de sobrecarga aplicado a la roca y su entorno tratan de deformar la roca. Esto produce una presión lateral o de confinamiento que evita que los elementos de roca vecinos se deformen; cada elemento de roca sostiene a sus vecinos y estos a su vez lo sostienen.

3.3.5.1. Estado de esfuerzo triaxial y esfuerzo principal

Los sólidos no obedecen el principio de Pascal. Los esfuerzos en una dirección no necesariamente son iguales a los esfuerzos en direcciones ortogonales (perpendiculares). Para entender la relación esfuerzo - deformación en un sólido, se debe representar el esfuerzo en tres dimensiones o en un estado triaxial. El estado de esfuerzo tridimensional de un elemento sólido se representa con tres esfuerzos principales (Figura 5).

El término principal significa que uno de estos esfuerzos es el esfuerzo máximo al que el elemento es sometido y otro es el esfuerzo mínimo. El tercer esfuerzo o esfuerzo intermedio es ortogonal para el esfuerzo máximo y mínimo.

Al esfuerzo vertical experimentado por la roca que está encima se le conoce mejor como esfuerzo de sobrecarga (σ_v). Los esfuerzos horizontales derivados de las deformaciones son conocidos como σ_h y σ_h . El primero es el esfuerzo horizontal mayor y el segundo el esfuerzo horizontal menor. Los tres esfuerzos principales son todos ortogonales o perpendiculares entre sí.

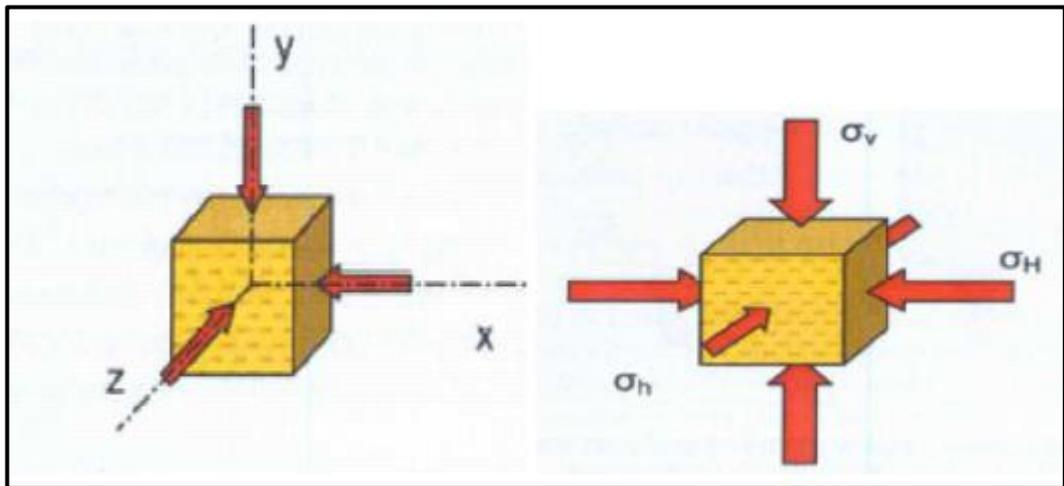


Figura 5. Estados de esfuerzos tridimensionales. (Modificado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).

4. ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO

4.1. ESFUERZOS

Las formaciones subterráneas están siempre en un estado de esfuerzo principalmente de sobrecarga y esfuerzos tectónicos. Cuando se perfora un pozo en una formación, se elimina el material sólido y la pared del pozo solo es soportada por la presión del fluido en el hueco. (Petroleum Related Rock Mechanics. Fjaer 2008). En otras palabras, antes, la roca se encontraba en un equilibrio relativo (Figura 6), pero una vez se perfora existe una perturbación del equilibrio ya que se está cambiando un cilindro de roca por uno de fluido (pozo con lodo), los esfuerzos compresionales tenderán a concentrarse alrededor del pozo perforado e intentará derrumbarlo, el fluido de perforación (lodo) será el encargado de contrarrestar estos esfuerzos; como el fluido es menos eficiente que el macizo de roca esto generará disequilibrios en la pared del pozo, la magnitud del problema va a depender de las propiedades mecánicas de la roca, de los estados de esfuerzos que se encuentren en la formación, de las condiciones del pozo (azimut e inclinación) y del peso del lodo.

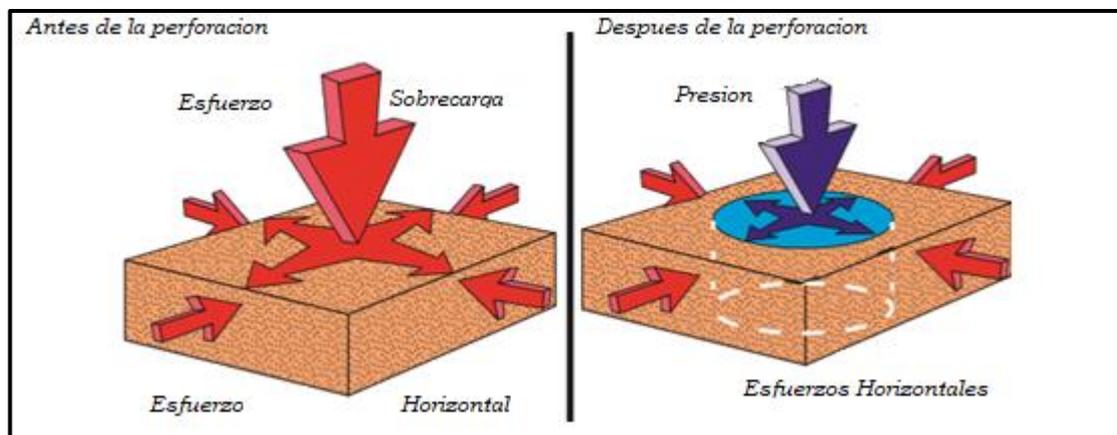


Figura 5. Esfuerzos antes y después de la perforación. (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997).

La solución al problema anteriormente mencionado se encuentra con un equilibrio entre los esfuerzos compresionales de la formación y la presión que ejerce el fluido de perforación (lodo), si el esfuerzo compresional es mayor al ejercido por el lodo habrá una falla compresional, si ocurre lo contrario será una falla tensional.

El esfuerzo en cualquier punto del pozo o cerca del mismo puede describirse en términos de esfuerzo radial que actúa a lo largo del radio del pozo, esfuerzo circunferencial que actúa alrededor de la circunferencia del pozo (tangencial) y esfuerzo axial que actúa paralelo a la trayectoria del pozo. (AMOCO Wellbore Stability).

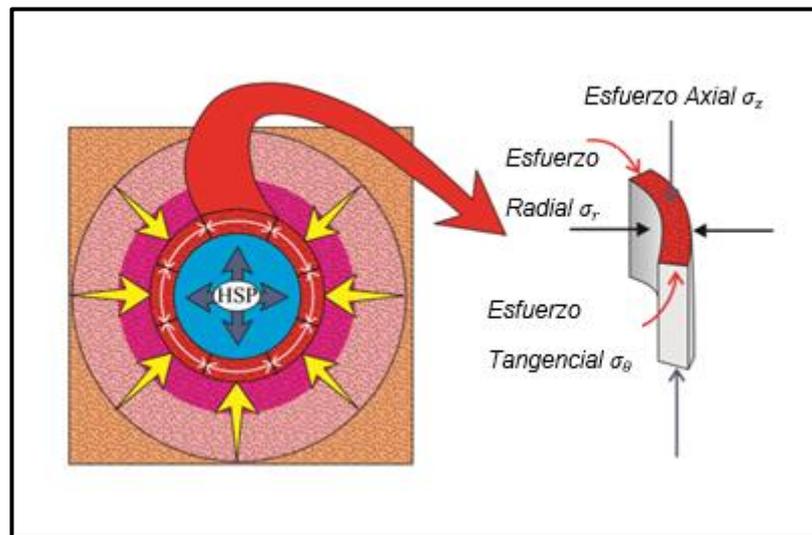


Figura 6. Esfuerzos alrededor del pozo (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997)

4.1.1. Esfuerzos tangenciales (σ_θ)

El esfuerzo circunferencial (ver ecuación 3.) depende de la presión del pozo (P_w), la magnitud de esfuerzos in-situ, orientación, presión de poro, inclinación y dirección del hueco. La presión del pozo (P_w) es directamente relacionada al peso del lodo/ECD.

$$\sigma_\theta = (\text{In Situ \& well parameters}) - P_w - P$$

Ecuación 3. Definición esfuerzos tangenciales. (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)

Para un pozo vertical con iguales esfuerzos horizontales, el esfuerzo tangencial depende del peso del lodo, de la magnitud del esfuerzo horizontal y es igualmente distribuido alrededor del pozo.

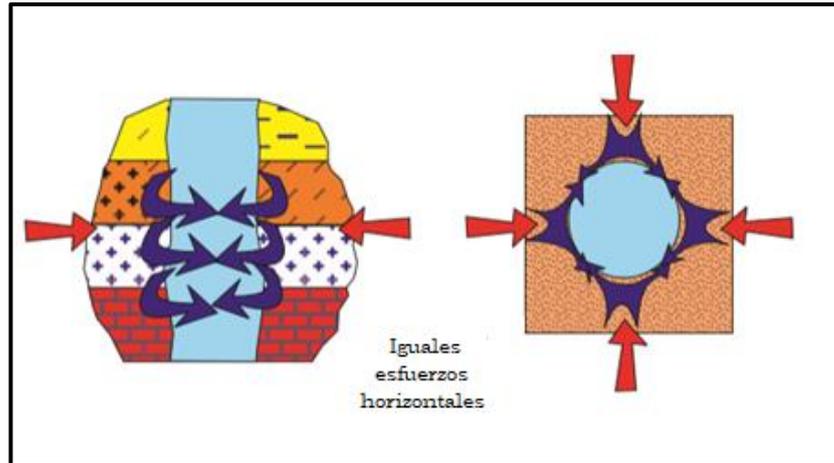


Figura 7. Esfuerzos Tangenciales (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997).

En un pozo desviado se crea una distribución desigual de esfuerzo tangencial alrededor del pozo, debido a la redistribución de esfuerzos verticales y horizontales. El esfuerzo horizontal que actúa sobre una sección transversal del pozo es máximo a los lados del pozo y perpendicular al máximo esfuerzo. Lo mismo sucede cuando se perfora un pozo horizontalmente en un entorno in situ de esfuerzos horizontales desiguales, el esfuerzo tangencial es máximo en el lado del pozo perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

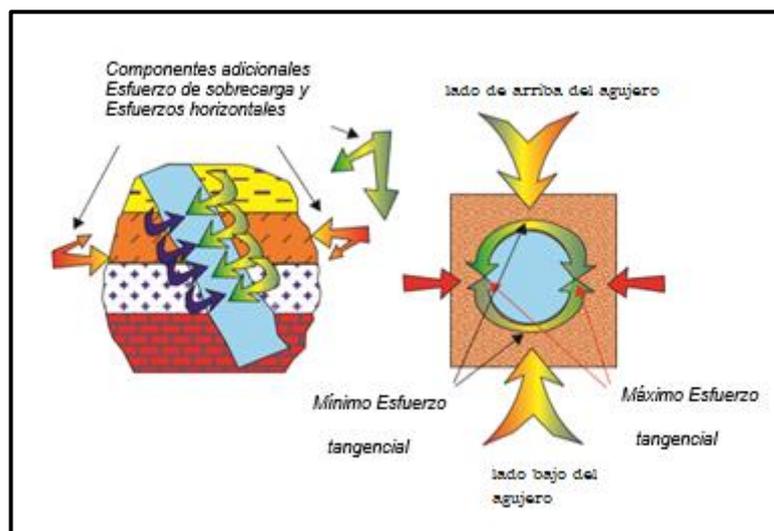


Figura 8. Esfuerzos tangenciales de pozo desviado (Modificado de AMOCO Wellbore Stability, 1997)

4.1.2. Esfuerzo radial (σ_r)

Es la diferencia entre la presión del pozo (P_w) y la presión de poro, actúa a lo largo del radio del pozo.

Debido a que ambas presiones se derivan de la presión del fluido actúan equitativamente en todas las direcciones, esta diferencia de presión actúa perpendicularmente a la pared del pozo a lo largo del radio del hueco.

$$\sigma_r = P_w - P$$

$$\sigma_r = \text{Presión del pozo} - \text{Presión de poro}$$

Ecuación 4. Definición de esfuerzo radial (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)

4.1.3. Esfuerzo axial (σ_{zz})

El esfuerzo axial se orienta a lo largo del camino del pozo y puede distribuirse de manera desigual alrededor del mismo. Este depende de magnitud y orientación del esfuerzo in-situ, presión de poro e inclinación y dirección. El esfuerzo axial no es directamente afectado por el peso del lodo.

$$\sigma_z = [\text{In Situ \& Well Parameters}] - P$$

Ecuación 5. Definición esfuerzo axial (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)

Para un pozo vertical con igual esfuerzo horizontal el esfuerzo axial y vertical es el mismo. El esfuerzo axial en un pozo desviado es la resolución de la sobrecarga y los esfuerzos horizontales.

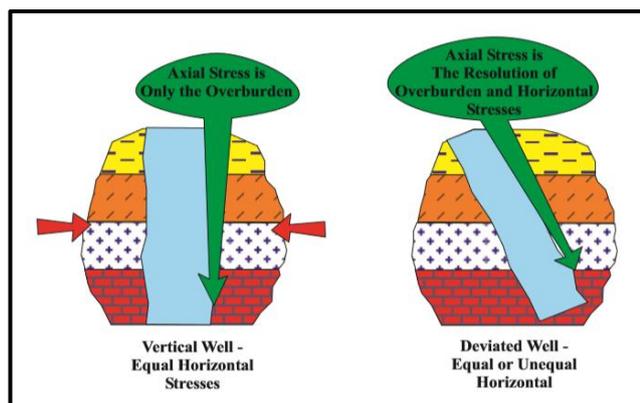


Figura 9. Esfuerzo axial en un pozo vertical y en uno desviado. (Tomado de AMOCO Wellbore Stability, 1997)

4.2. CÍRCULO DE MOHR

El diagrama del círculo de Mohr de esfuerzos es una representación geométrica ampliamente usada para el estado de esfuerzos en un punto. Este diagrama es particularmente conveniente en problemas de planos de deformación ya que el estado de esfuerzos puede ser visualizado por un círculo de esfuerzos único. (MANDL, George. Rock Joints, The mechanical genesis. Springer, 2005, p. 205)

El círculo de Mohr proporciona soluciones gráficas fáciles de usar, para determinar la magnitud y orientación de los esfuerzos principales, así como de esfuerzos normales y de cizalla para planos de cualquier orientación; el círculo también permite obtener el esfuerzo de cizalla máximo y la deformación máxima (HERGET, G. Op cit., p. 35). En este sentido, la teoría del círculo de Mohr tiene invaluables aplicaciones geomecánicas en la industria del petróleo. A continuación, se presenta una breve explicación debido a que la envolvente de falla de Mohr es frecuentemente utilizada para predecir la ventana operativa de densidad de lodo aceptable. El ingeniero alemán Otto Mohr (1835-1918) desarrollo una aproximación gráfica, como la mostrada en la Figura 11.

El círculo de Mohr es un método grafico para representar los esfuerzos máximos y máximo esfuerzo de corte de un punto de esfuerzos de la roca. Los esfuerzos ortogonales en un punto son graficados en un sistema de coordenadas σ , τ . Los puntos X - Y representan los esfuerzos máximos y mínimos a lo largo de una superficie.

Los esfuerzos principales aparecen cuando el esfuerzo de corte es cero, y el máximo esfuerzo de corte es igual al radio del círculo.

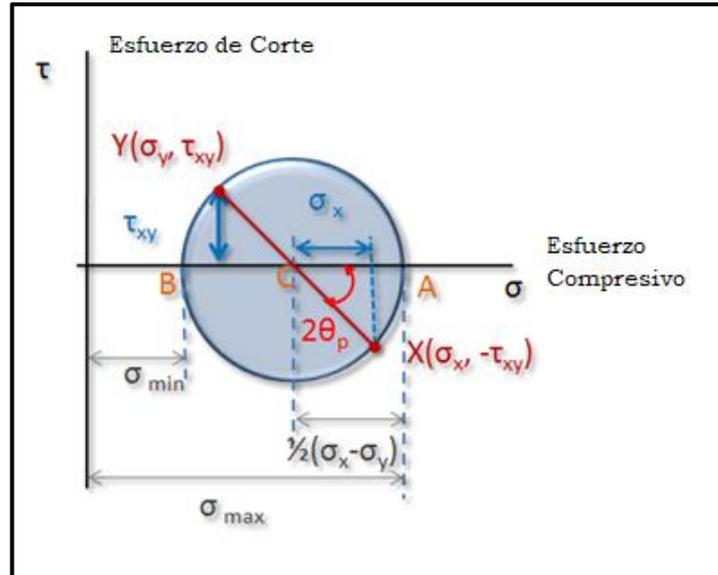


Figura 10. Círculo de Mohr presentando los máximos y mínimos esfuerzos a lo largo de una superficie.

Por ejemplo, el estado de esfuerzos en un núcleo mostrado en la Figura 11 es graficado en la Figura 12. Suponiendo que se quiera perforar un agujero con un ángulo a través del núcleo como se muestra en la figura 12 el estado de esfuerzos sobre cualquier elemento a lo largo de un plano en esta dirección es mostrado en el extremo superior derecho. Los puntos X & Y representan los esfuerzos compresivos máximo y mínimo a través de este elemento antes que el agujero sea perforado.

Los esfuerzos principales en el núcleo son 10000 psi y 5000 psi. Hay que recordar que el esfuerzo de corte es siempre cero en los planos del esfuerzo principal. Entonces, los puntos de esfuerzo principal están siempre en el eje σ . El esfuerzo máximo de corte es igual al radio del círculo y está presente sobre un plano a 45° desde el plano principal. En este caso, el máximo esfuerzo de corte es 2500 psi.

Los planos principales de esfuerzo en este núcleo son ortogonales a σ_v y σ_h . El estado de esfuerzos de cualquier elemento a un ángulo Θ a partir del plano principal es ilustrado en el extremo superior derecho. Los esfuerzos máximo y mínimo con ese ángulo, A y B, pueden ser encontrados trigonométricamente con el círculo de Mohr.

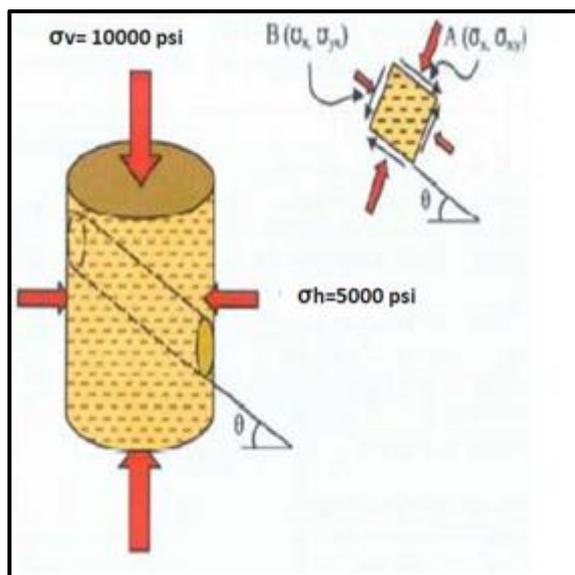


Figura 11. Estado de esfuerzo sobre un plano (Tomado de Mitchell, *Perforando sin problemas*, 2001)

4.3. ENVOLVENTE DE FALLA DE MOHR

El éxito de un programa de perforación es en gran parte el poder predecir las condiciones en las que existirá la estabilidad y en las que habrá inestabilidad. Si se conocen los esfuerzos en sitio, se necesitará solo encontrar la ventana de la densidad del lodo la cual ayudará a prevenir problemas tales como pérdidas de circulación y colapso del pozo.

Una ventana de densidad de lodo representa el rango de densidades aceptables; si la densidad de lodo es muy alta, las paredes del pozo colapsaran. Por lo cual se utiliza el procedimiento conocido como la envolvente de falla de Mohr para predecir el comportamiento de la ventana de la densidad del lodo.

El procedimiento comprende realizar pruebas de laboratorio a algunos núcleos que son tomados de las muestras de la formación de interés, como se muestra en la Figura 13. Las muestras son probadas para falla con un rango de presiones de confinamiento, se construye un círculo de Mohr con los datos de cada ensayo, luego se dibuja una "línea de resistencia de corte" a lo largo de la cima de los círculos; la línea de resistencia de corte define una envolvente de estabilidad. Si la condición de falla cae por debajo de la línea el pozo es estable, sino el pozo es inestable.

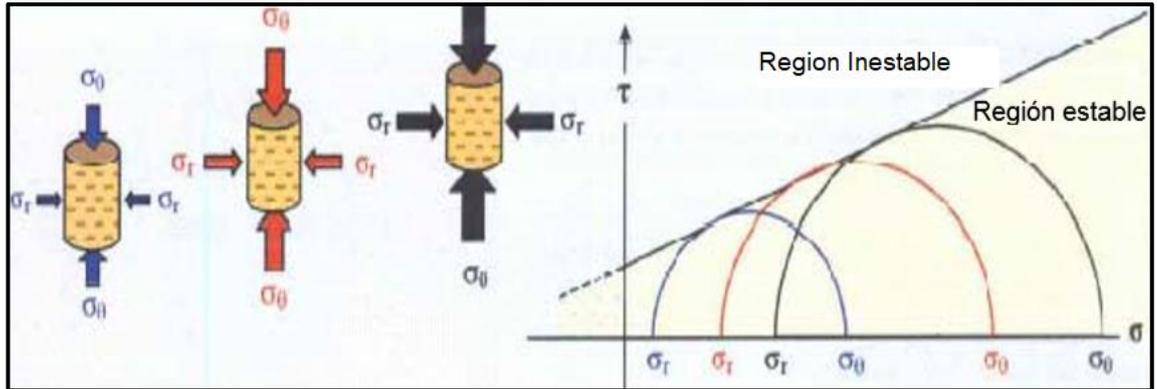


Figura 12. *Envolvente de falla de Mohr (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001)*

Es importante resaltar que la falla por lo general es el resultado de un excesivo esfuerzo de corte, el esfuerzo de corte se incrementa a medida que la diferencia entre los esfuerzos principales máximos y mínimos se incrementa. (El radio del círculo representa el máximo esfuerzo de corte). Los esfuerzos principales representados sobre el círculo son por lo general el esfuerzo tangencial σ_{θ} , y esfuerzo radial σ_r . A medida que el esfuerzo radial se incrementa, el esfuerzo tangencial disminuye. Entonces, un incremento en la densidad del lodo tiene un efecto en ambos esfuerzos: encogerá el círculo si el esfuerzo radial es menor que el esfuerzo tangencial, y alargará el círculo si el esfuerzo radial es mayor que el esfuerzo tangencial (Figura 12.)

5. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO

El objetivo de un análisis de estabilidad es investigar la inestabilidad potencial presente en un pozo, mediante el cálculo de la redistribución del estado de esfuerzos y compararlos con un criterio de falla seleccionado. Con el fin de analizar los problemas de falla que pueden ocurrir, es necesario conocer y entender los principales factores que afectan la estabilidad de un pozo como son el peso del lodo, resistencia de la roca, temperatura, régimen de esfuerzos anisotropía de estos, planos de estratificación, entre otros, los cuales se describen a continuación.

5.1. CARACTERÍSTICAS DEL LODO

La tecnología usada para un fluido de perforación es una parte esencial en el éxito de las operaciones de perforación y completamiento de un pozo.

5.1.1. Peso del lodo

Desde un punto de vista mecánico, la principal función del fluido de perforación es suministrar suficiente presión hidrostática para balancear la presión de la formación y soportar parte de la carga impuesta sobre las paredes del pozo por los esfuerzos in situ; en otras palabras, la presión de la columna de lodo provee un esfuerzo radial sobre las paredes del agujero.

El esfuerzo que fue removido del pozo al ser perforado es reemplazado por una combinación de esfuerzos tangenciales y radiales (ecuación 6) mientras mayor sea la densidad del lodo menor será el esfuerzo tangencial.

Redistribucion Total de esfuerzos = Esfuerzo Radial + Esfuerzo tangencial

Ecuación 6. *Redistribución total de esfuerzos. (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001)*

La densidad del lodo hace mucho más que reducir el esfuerzo compresivo tangencial, este también provee la presión de confinamiento que incrementa la resistencia aparente de la roca; esta combinación hace que el lodo de perforación sea una herramienta muy poderosa a la hora de combatir la

inestabilidad del agujero. Es posible elevar la densidad de lodo de tal forma que se logre reducir el esfuerzo tangencial a cero. Si la densidad de lodo es incrementada demasiado, el esfuerzo tangencial pasara de ser compresivo a tensional y la roca fallara por tensión (Figura 14). Esto es lo que ocurre cuando se fractura hidráulicamente a la formación.

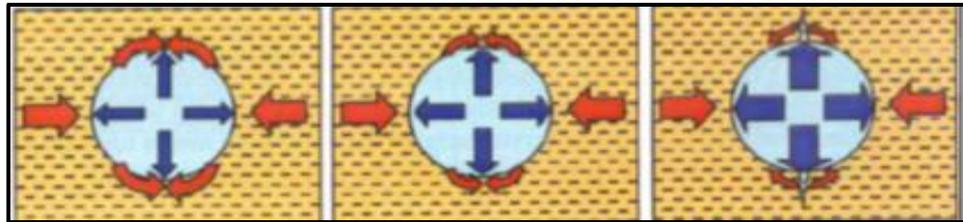
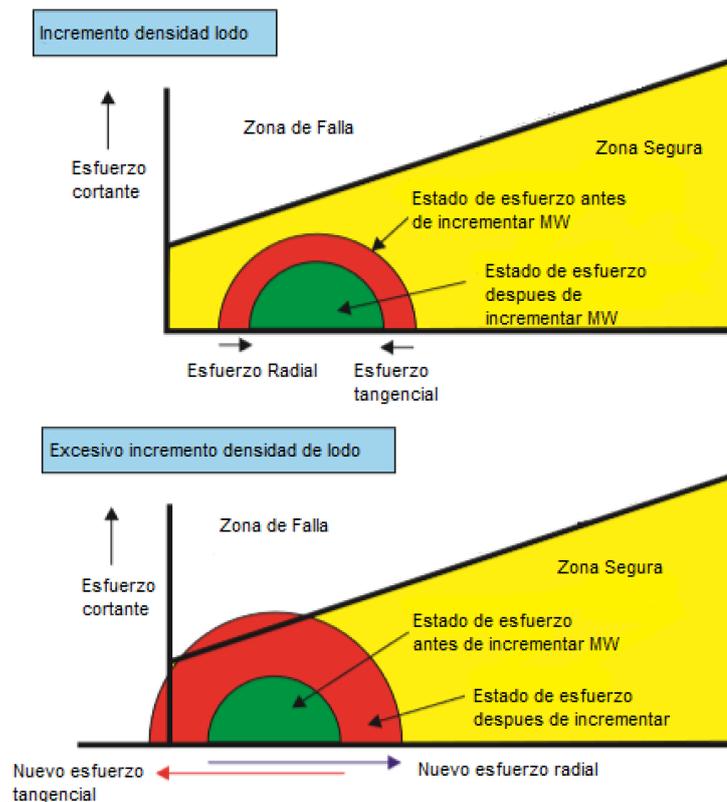


Figura 13. Relación entre esfuerzos radiales y tangenciales (Tomado de Mitchell, *Perforando sin problemas*, 2001).

El esfuerzo tangencial se reduce cuando se incrementa la densidad del lodo, haciendo posible que el punto falle por tensión.

El efecto de la densidad del lodo puede ser ilustrado gráficamente con la envolvente de falla Mohr para densidad de lodo en la figura 15.



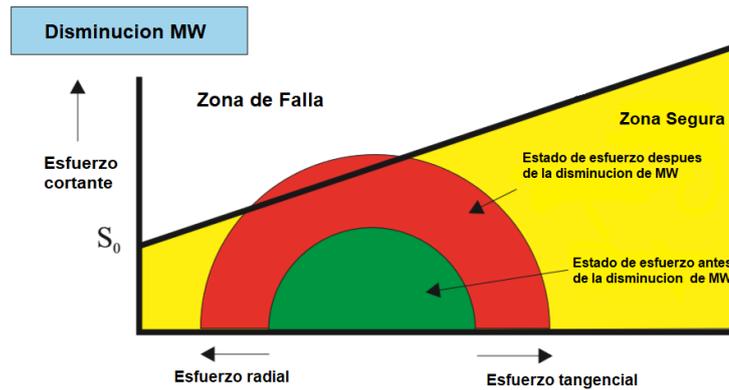


Figura 14. La envolvente de falla de Mohr para la densidad del lodo (Modificado de AMOCO, 1997)

Cabe resaltar que un incremento en la densidad del lodo incrementa el esfuerzo radial y reduce el esfuerzo tangencial. Si el incremento es excesivo, el esfuerzo tangencial compresivo puede ser cambiado a esfuerzo de tensión. Una reducción en la densidad del lodo incrementa el esfuerzo de corte al reducir el esfuerzo radial e incrementa el esfuerzo tangencial. Si el círculo pasa por encima de la línea de resistencia de corte, entonces el agujero es inestable.

Para disminuir los inconvenientes que se puedan causar es necesario determinar los pesos críticos del lodo para mantener el pozo estable; es decir con densidades optimas del lodo para prevenir presiones de colapso sin fracturar la formación. El peso crítico del lodo o la densidad optima del fluido de perforación depende del ángulo de desviación y de la dirección del pozo, así como también de las propiedades mecánicas de la formación, Durand et al. (1995) citado por Chen et al. (1996,119).

Existen algunas técnicas para optimizar la densidad del lodo mientras se perfora. Una técnica que intenta optimizar la densidad del lodo de tal forma que el esfuerzo tangencial sea cero, es el principio de línea del medio propuesto por Aadnoy. El principio de línea del medio sugiere que para obtener el esfuerzo tangencial cero, la densidad de lodo debería estar en un punto medio entre la presión de poro y el gradiente de fractura.

La figura 16, muestra la densidad del lodo VS el gradiente de fractura con una línea del medio dibujada entre ellas.

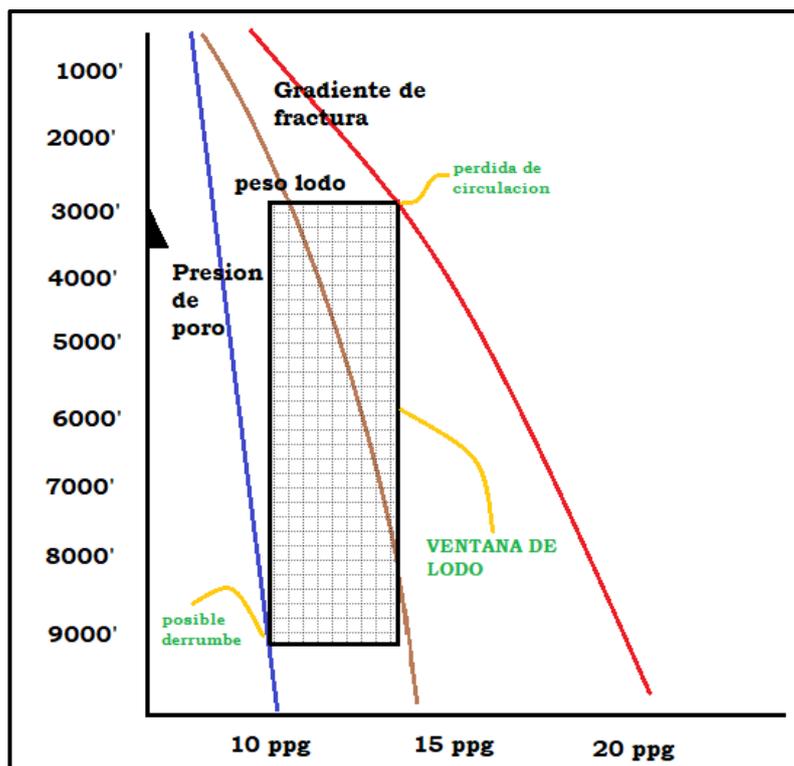


Figura 15. Ventana segura de lodo, la cual debe encontrarse entre la presión de poro y el gradiente de fractura para un óptimo peso de lodo, sin afectar la estabilidad del pozo; si la densidad del lodo sobrepasa el gradiente de fractura se producirán pérdidas de circulación; por el contrario, si el peso de lodo es menor a la presión de poro ocurrirán derrumbes.

El principio de la línea mediana es un intento de minimizar el esfuerzo tangencial con una densidad del lodo que este en el punto medio entre las presiones de poro y fractura, aun cuando esta técnica sacrifica la velocidad de penetración desde el comienzo; pero es la mejor solución en pro a minimizar los problemas del agujero.

Aun con la técnica de línea del medio, la densidad del lodo solo puede ser optimizada para el pozo a una profundidad, esto nos quiere decir que solo se pueda optimizar la densidad del lodo para una pequeña sección del agujero descubierto. La mejor práctica consiste en optimizar la densidad del lodo para la profundidad perforada y luego continuar incrementando la densidad tanto como se requiera, pero nunca reducirla. Así se obtiene lo que se llama ventana de lodo permitida en la sección del agujero (Área sombreada en la figura 16). En esta se puede observar una densidad mínima de lodo aceptable para contener los fluidos

de formación y prevenir el colapso del agujero, además de ello se observa una densidad del lodo máxima aceptable para prevenir pérdida de circulación.

Ventana de densidad de lodo

La ventana de lodo MWW (Mud Weight Window) se puede definir como el rango de pesos de lodo, caracterizado por dos aspectos principales: (a) perforar sin fracturar la formación, es decir sin causar fracturas que conduzcan a pérdidas de circulación y (b) no perder el control de la perforación de un pozo (Calderón, 2014).

La ventana de lodo es uno de los resultados más relevantes de un análisis de estabilidad de pozos y básicamente está definida por cuatro factores críticos, los cuales se ilustran en la Figura 17.

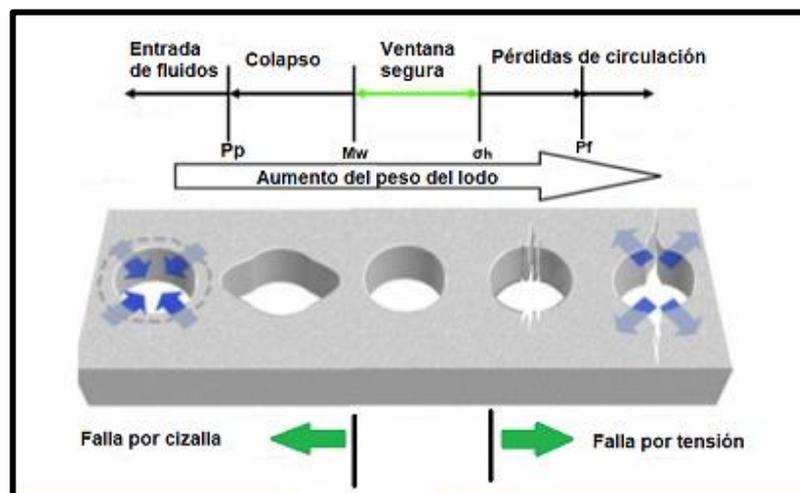


Figura 16. Factores críticos que definen una ventana segura de lodo.
(Modificado de *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*)

El análisis de los factores críticos que definen una ventana segura de lodo se puede resumir de la siguiente manera (RASOULI, 2011).

Presión de poro (P_p)

Si el peso del lodo es menor que la presión de poro, la consecuencia puede ser el derrumbamiento del pozo e incluso una arremetida de fluidos; de manera que los resultados pueden llegar a ser catastróficos.

Mínimo peso de lodo para prevenir breakouts (M_w)

Si el peso del lodo es menor a este valor M_w , ocurrirán breakouts debido a que la columna de lodo no es suficiente para sostener las paredes del pozo.

Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)

Si existen fracturas naturales o cualquier otro tipo de fisuras conductivas, el peso del lodo que sea mayor al esfuerzo horizontal mínimo recibirá estas fracturas o fisuras naturales, causando pérdidas de circulación y eventualmente un colapso del pozo, si el espaciamiento entre las fracturas o fisuras es pequeño.

Presión de fractura (P_f)

Cuando el peso del lodo es mayor que la presión de fractura de la formación, se provocaran fracturas hidráulicas en la pared del pozo; lo cual puede generar pérdidas significativas de circulación, particularmente si el peso del lodo excede el esfuerzo horizontal mínimo.

5.1.2. Filtrado

La invasión del filtrado (Overbalance) es la mayor causa de la inestabilidad del agujero, esto se produce debido a que la invasión del filtrado debilita la roca y altera la redistribución de los esfuerzos dentro de la misma.

La reducción del esfuerzo radial debida a la invasión por filtrado reduce la resistencia aparente de la roca e incrementa los esfuerzos tangenciales. A medida que el filtrado invade los poros, la presión de poro se ve incrementada. Esto reduce el esfuerzo efectivo. (Esfuerzo Total = Presión de Poro + Esfuerzo Efectivo). El fluido rompe el contacto entre granos, por lo que disminuye la cementación y la fricción entre granos. El filtrado también actúa como lubricante, que posteriormente reduce la fricción interna. Por si fuera poco, el filtrado reacciona química y mecánicamente con la arcilla en la lutita, ocasionando hinchamiento y dispersión. El agua absorbida por las superficies de la arcilla ocasiona esfuerzos de hidratación, lo que incrementa los esfuerzos tangenciales y debilita los planos estratigráficos.

La invasión por filtrado incrementa la presión de poro cerca de las paredes del pozo. Esto hace que el esfuerzo efectivo radial disminuya y el esfuerzo tangencial aumente; una invasión con filtrado excesiva genera un esfuerzo cortante elevado que hace que el pozo sea inestable (Figura 18.)

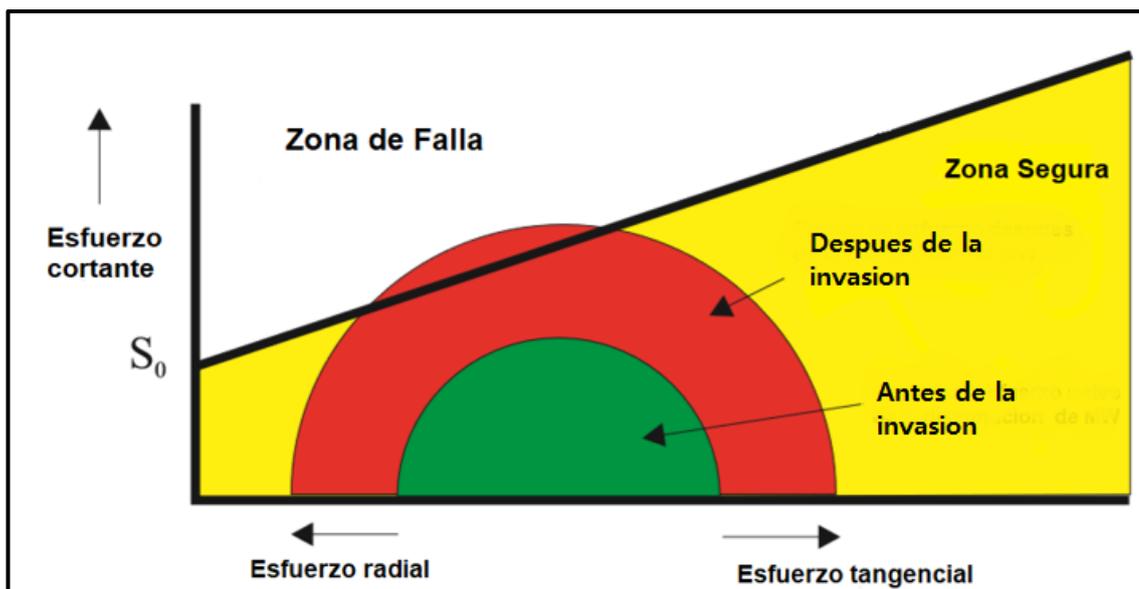


Figura 17. *Envolvente de estabilidad de Mohr e invasión por filtrado. (Modificado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).*

5.2. RESISTENCIA DE LA ROCA

La resistencia a la tensión/compresión de un material se define como la capacidad para soportar y el poder para tolerar una fuerza. La resistencia de la mayoría de los materiales estructurales tales como los metales es generalmente un valor intrínseco y se puede reproducir con un alto grado de confianza.

Por el contrario, la resistencia de las rocas naturales es altamente variable debido a la mineralogía de los granos, ambiente, tipos de cemento, discontinuidades, interacciones roca-fluido, procesos químicos, comportamiento dependiente del tiempo y las variaciones en las estructuras de grano. Las pruebas de resistencia mecánica, medidas en muestras de pequeña escala en el laboratorio algunas veces fallan al representar la variación en las propiedades de una roca natural a gran escala. Por lo tanto, la comprensión de la naturaleza de la roca in-situ y las limitaciones de las pruebas son tan importantes como la obtención de conocimiento acerca de las propiedades mecánicas de las rocas a través de pruebas (British Petroleum, 2007).

En general, una roca puede ser sometida a tres tipos principales de esfuerzos, compresivos, de corte y de tensión. Los esfuerzos compresivos tienden a disminuir el volumen de roca mediante fuerzas que actúan hacia el interior y directamente opuestas una de la otra. Los esfuerzos de corte son causados por

dos fuerzas iguales actuando en direcciones opuestas, y las fuerzas tensiles tienden a separar la muestra, mediante la acción de fuerzas que se oponen. (WEST, T, R. Op cit., p.82.)

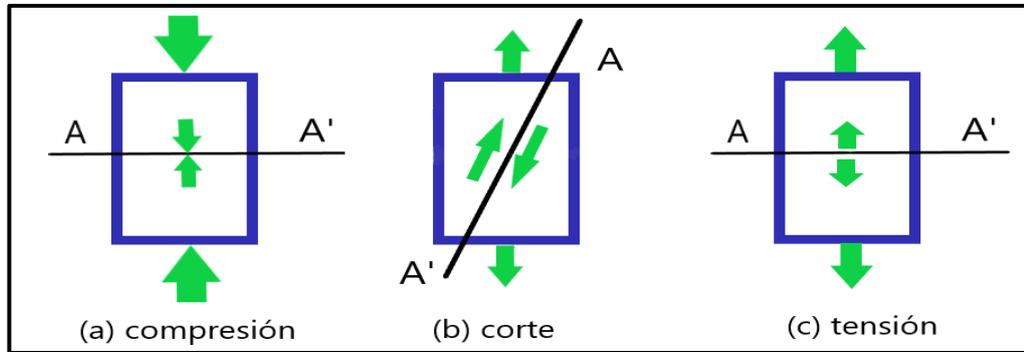


Figura 18. Representación esquemática de los esfuerzos, compresivos, de corte y de tensión, actuando sobre una muestra de roca.

5.2.1. Estratificación y dirección del pozo

Un plano de estratificación es definido como una superficie que separa visiblemente dos capas sucesivas de roca estratificada. Los planos de estratificación frecuentemente indican un cambio en las condiciones de sedimentación y constituyen el límite de cambios de características físicas y mecánicas de los estratos rocosos.

Si se examina un núcleo de una lutita, frecuentemente se puede apreciar cientos o miles de pequeños planos de estratificados dentro de unos pocos pies lineales de sección transversal; estos planos estratificados tienden a ser planos de debilitamiento a los cuales puede penetrar agua y separarlos. Esto da a la lutita una propiedad intrínseca como resistencia anisotrópica. (D. Okland, J.M. Cook: "Bedding-Related Borehole Instability in High-Angle Wells" SPE/ISRM paper 47285, 1998 SPE/ISRM Eurock, Trondheim Norway (July 1998).

La resistencia anisotrópica significa que la lutita es más fuerte en una dirección que en las direcciones ortogonales. La cantidad de resistencia anisotrópica depende del tipo y cantidad de cementación entre los estratos y de la resistencia de la lutita. Mientras más elevada sea la resistencia de la roca relativa a los planos de estratificación, más grande será la resistencia anisotrópica.

Las láminas de arcilla que comprimen la lutita son orientadas en dirección paralela a los planos de estratificación. Cuando la lutita es expuesta a agua, se hincha y produce un esfuerzo de hidratación que es perpendicular a los planos

estratificados. (Figura 20) Si el pozo penetra la lutita en un ángulo respecto a los planos estratificados, este esfuerzo de hidratación produce un esfuerzo anisotrópico.

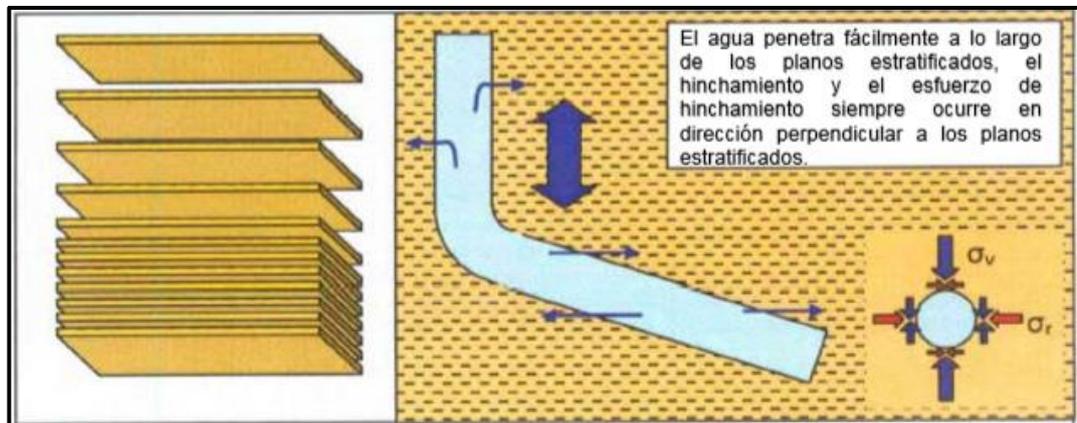


Figura 19. Esfuerzos de hidratación en los planos estratificados (Tomado de Mitchell, *Perforando sin problemas*, 2001).

Los tres regímenes de esfuerzo en sitio: Efecto de la dirección del pozo y los planos estratificados

Los autores Chen Tan y Haberfield de Australia han presentado algunas recomendaciones en algunos artículos de la SPE referentes al análisis de la resistencia y anisotropía de esfuerzos en los perfiles de diseño del agujero.

La siguiente discusión está en directa oposición a lo que Shaohua Zhou, Richard Hill y Mike Sandiford de la Universidad de Adelaida en Australia, recomendaron en un previo trabajo. Zhou et al. discutían de la minimización de la anisotropía de esfuerzos calculados; Chen et al. discuten sobre la debilidad del plano estratificado.

Se necesita distinguir entre anisotropía de esfuerzos y anisotropía de resistencias. La anisotropía de esfuerzos se refiere a la diferencia que existe en los esfuerzos tangenciales en diferentes regiones alrededor de las paredes del agujero. La anisotropía de resistencias se refiere a la diferencia de resistencias en diferentes regiones alrededor de las paredes del agujero. En cualquier caso, el grado de anisotropía está influenciada por la inclinación y la dirección del pozo. Desafortunadamente, la dirección del pozo que minimiza la anisotropía de esfuerzos no será la dirección que minimice la anisotropía de resistencias.

5.2.2. Resistencia anisotrópica

A continuación, se presentan algunas recomendaciones de Chen et al. respecto a la anisotropía de resistencias y el perfil del agujero:

Falla normal

Los planos estratificados que tienen alto grado de anisotropía tienen un efecto significativo en la estabilidad. Esta influencia se incrementa a medida que el agujero sea orientado más cerca a la dirección del σ_h . Esto significa que se puede esperar más inestabilidad en el agujero mientras se eleve el grado de anisotropía de resistencias y la dirección del pozo sea orientada en dirección de σ_h .

Falla deslizante

Aunque sea baja la anisotropía de resistencias, existe un efecto significativo. La influencia se incrementa mucho más si la dirección del pozo se aproxima a la del σ_h . Mientras más cerca esté la dirección del pozo a la del esfuerzo menor, se puede esperar más inestabilidad, aun cuando los planos estratificados estén tan fuertes como el de misma la lutita.

Falla inversa

Aunque sea baja la anisotropía de resistencias, existe un efecto significativo. La influencia se incrementa más si la dirección del pozo se aproxime al del σ_h . Los planos estratificados tienen un significativo efecto en el fracturamiento hidráulico en este régimen de esfuerzos, especialmente en agujeros muy inclinados.

La anisotropía de esfuerzos es más significativa en regímenes con fallas inversas que con fallas normales, por lo que se debe observar con más cautela la estratificación en regímenes con falla inversa que con falla normal.

La influencia de la anisotropía se incrementa en el siguiente orden de fallas: **inversa > deslizante > normal.**

De ser posible se desearía perforar perpendicularmente los planos estratificados, y orientar la dirección para minimizar la anisotropía de esfuerzos. Sin embargo, no se puede satisfacer ambas condiciones. El direccionamiento del pozo debe estar comprometido a satisfacer ambas condiciones en la medida de lo posible.

A medida que la resistencia de lutita incrementa, la anisotropía de resistencias tiende a incrementar también, siendo éste un terreno propicio para el modo de falla en los planos estratificados. Cuando aparece la falla a lo largo de un plano estratificado, los derrumbes originados tendrán una apariencia de bloque en las caras paralelas. Si la falla ocurre debido a un excesivo corte, los derrumbes

tendrán una geometría curvada. Las observaciones en campo pueden cambiar las mejores estimaciones sobre la dirección óptima del pozo.

5.3. TEMPERATURA

5.3.1. Circulación del lodo

Los cambios de temperatura pueden ser perjudiciales para la estabilidad de pozo, ya que esta puede influir de diferentes maneras, como incrementar el esfuerzo tangencial en las paredes del agujero, reduciendo a su vez la fuerza radial que produce la presión del lodo, además de esto también debilita la roca al reducir la fricción entre los granos que la componen; esto debido a que el coeficiente de expansión del agua es mucho mayor que el de la roca, es por ello que si existe un incremento de temperatura, el fluido de poro se expandirá mucho más rápido que la roca matriz.

5.3.2. Problemas por cambios de temperatura

Los pozos de alta temperatura en el fondo de pozo pueden experimentar problemas de estabilidad como cambios de tensión circunferencial debido a la diferencia entre el lodo y la formación.

Si el lodo es más frío que la formación, reduce la tensión del aro a medida que se enfría la formación. Esta reducción en el esfuerzo del aro puede evitar la falla de corte y estabilizar el agujero, si el esfuerzo del aro fuera alto debido al bajo peso del lodo. Por otro lado, si el peso del lodo es demasiado alto y está cerca del gradiente de fractura, el enfriamiento excesivo puede disminuir la tensión del aro y hacerlo a la tracción. Esto podría causar una falla de tracción o fractura, ya que efectivamente reduce el gradiente de fractura.

Si el lodo está más caliente que la formación, ocurre exactamente lo contrario a medida que aumenta la tensión del aro. Esto podría promover la rotura.

Se debe considerar lo que sucede durante un viaje de ida y vuelta típico en un pozo profundo de alta temperatura. Durante el viaje, la temperatura de formación vuelve a su valor ambiental. Esto hace que el estrés del aro aumente, cuando regresa a la parte inferior y se reanuda la circulación, el lodo más frío que se desplaza por la sarta de perforación reduce la temperatura de la formación cercana, lo que hace que disminuya la tensión del aro.

5.4. REGÍMENES DE ESFUERZOS IN SITU Y ANISOTROPÍA DE LOS ESFUERZOS

5.4.1. Regímenes de esfuerzos

El régimen de esfuerzo describe el campo de esfuerzos existente en el lugar de la perforación. Este es el resultado proveniente de las fuerzas tectónicas que empujan y halan a la corteza terrestre. En la figura 21 se muestran los tres principales regímenes.

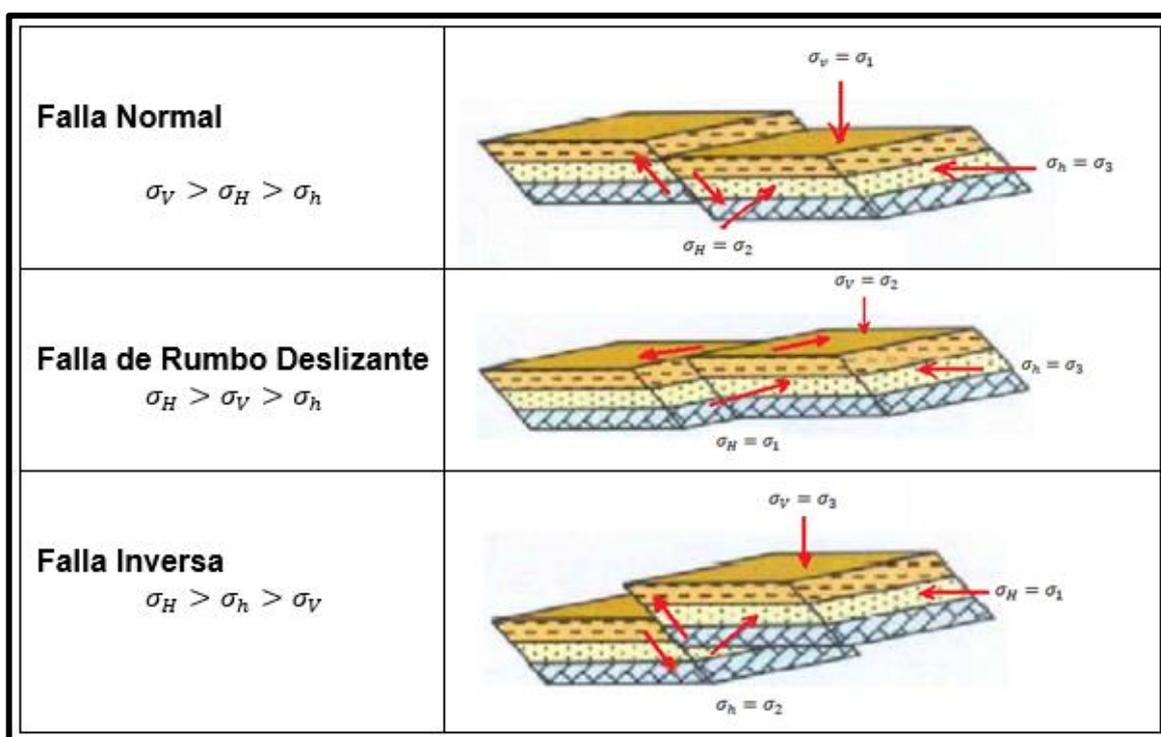


Figura 20. Régimen de esfuerzos (Modificado de Mitchell, *Perforando sin problemas*, 2001).

5.4.2. Anisotropía de los esfuerzos

La **anisotropía de esfuerzos**, es conocida como la diferencia de esfuerzos horizontales; está representada por la diferencia entre el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). Para maximizar la estabilidad del pozo, es necesario minimizar la anisotropía de esfuerzos en la dirección e inclinación de la trayectoria del pozo.

Con el fin de entender mejor el tema, Shaohua Zhou, Richard Hill y Mike Sandiford de la Universidad en Australia presentaron un artículo sobre la selección de la trayectoria del pozo para minimizar la anisotropía de esfuerzos calculados para varios regímenes de esfuerzos. (Zhou et al.,1994).

Sus recomendaciones son resumidas en las siguientes páginas. (Figuras 22-24).

Al observar la figura 22, hay que tener en cuenta que lo que se busca es equilibrar los esfuerzos tangenciales alrededor del pozo, esto con el fin de que los pesos de lodo puedan ser incrementados para estabilizar el pozo con menos riesgos de pérdida de circulación.

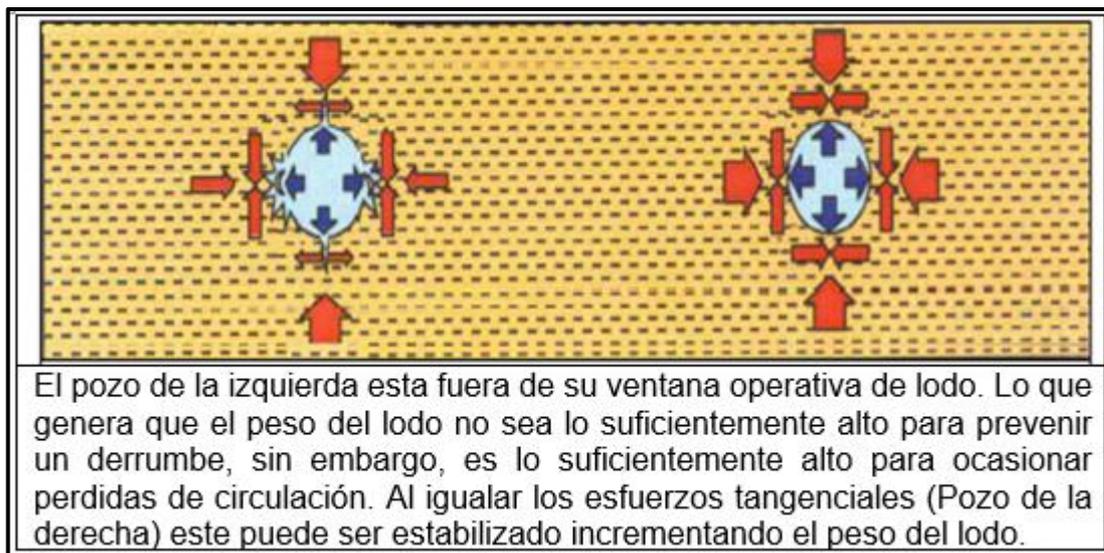


Figura 21. Anisotropía de los esfuerzos (Tomado de Mitchell, Perforando sin problemas, 2001).

Falla Normal o Extensional

Las fallas normales ocurren cuando el esfuerzo vertical es mayor al esfuerzo horizontal mayor, es decir se caracterizan porque $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ (figura 21). En este caso, la fuerza de gravedad induce a un fallamiento normal y el deslizamiento de la falla se produce cuando el esfuerzo horizontal mínimo alcanza un valor lo suficientemente bajo, dependiendo de la profundidad y la presión de poro. (ZOBACK, 2003).

Para régimen de esfuerzos de Falla Normal

La dirección más estable de la perforación es a lo largo del azimut de σ_h . El ángulo de inclinación debe inclinarse a medida que la diferencia entre σ_H y σ_h se incrementa.

Si los dos esfuerzos horizontales son iguales $\sigma_H = \sigma_h$, el ángulo de inclinación debe ser cero ($\theta = 0^\circ$). Si el esfuerzo horizontal es igual al vertical $\sigma_H = \sigma_V$, entonces el pozo debe perforarse horizontalmente ($\theta = 90^\circ$).

La inclinación para varias relaciones de esfuerzos horizontales se ilustra en la figura 23.

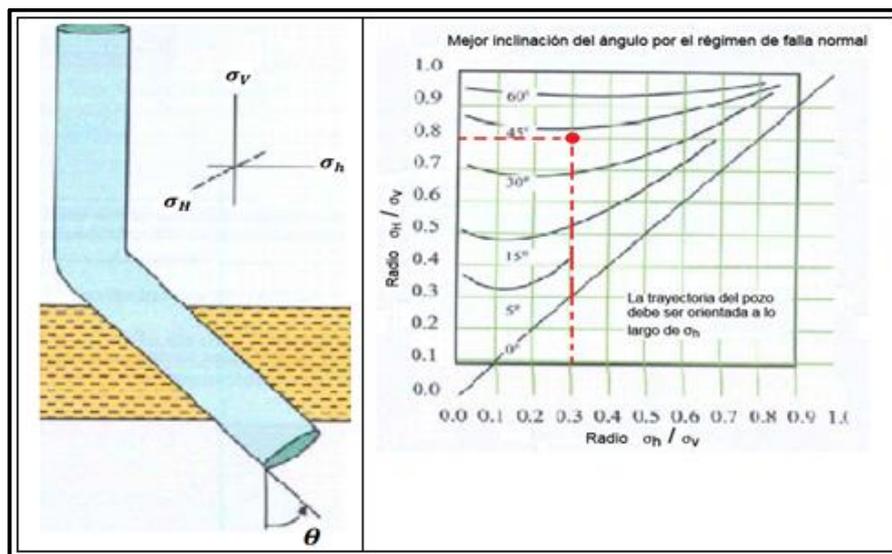


Figura 22. Régimen de esfuerzos en falla normal (tomado de Mitchell, perforando sin problemas, 2001).

En regímenes de esfuerzos normales estresados, la dirección más estable para perforar es a lo largo del eje de esfuerzo horizontal mínimo σ_h .

A medida que la diferencia entre el esfuerzo horizontal mayor y menor se incrementa, la inclinación del ángulo θ debe incrementarse. En el ejemplo de arriba, la relación σ_H / σ_V es 0.8 y la relación entre σ_h / σ_V es de 0.3. Del grafico preparado por Zhou et al, el ángulo de inclinación para una lutita problemática es de 45° . Ahora, es posible incrementar el peso del lodo hasta alcanzar el máximo esfuerzo tangencial sin perder circulación.

Un régimen de esfuerzos de Falla Deslizante, $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$

El ángulo de inclinación más estable para la perforación es la horizontal ($\Theta=90^\circ$). La dirección más estable para la perforación depende de la relación entre los esfuerzos principales horizontales y el esfuerzo vertical. Generalmente, como la diferencia entre los esfuerzos horizontales incrementa, la dirección necesita acercarse a la dirección del esfuerzo horizontal mayor σ_H .

Si la relación entre el esfuerzo mayor y el esfuerzo vertical incrementa, la dirección más estable de perforación se acerca a la dirección σ_H .

Si el esfuerzo horizontal menor es igual al vertical, $\sigma_h = \sigma_V$ entonces la dirección más estable de perforación es a lo largo del azimut del σ_H .

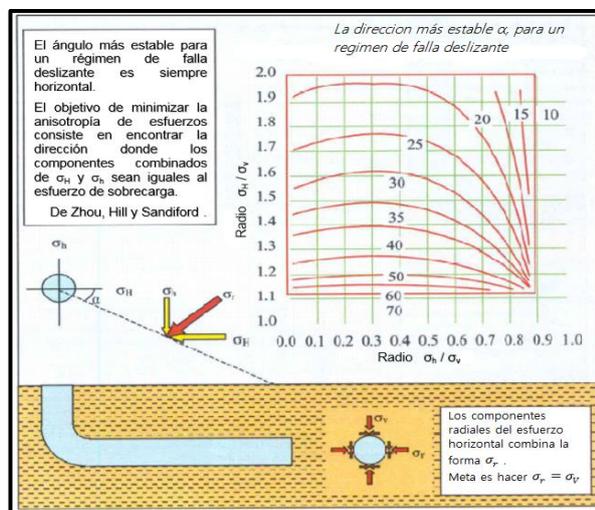


Figura 23. Régimen de esfuerzo en falla deslizante (Tomado de Mitchell, *Perforando Sin Problemas*, 2001)

Un régimen de esfuerzos de falla inversa, $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_V$

La dirección más estable para perforar es a lo largo del azimut σ_H . El ángulo de inclinación debe incrementarse a medida que la diferencia entre σ_H y σ_h , se incrementa.

Si los esfuerzos horizontales son iguales $\sigma_H = \sigma_h$, entonces el pozo debe perforarse verticalmente.

Si los esfuerzos $\sigma_h = \sigma_V$, entonces el pozo debe perforarse horizontalmente. ($\theta = 90^\circ$).

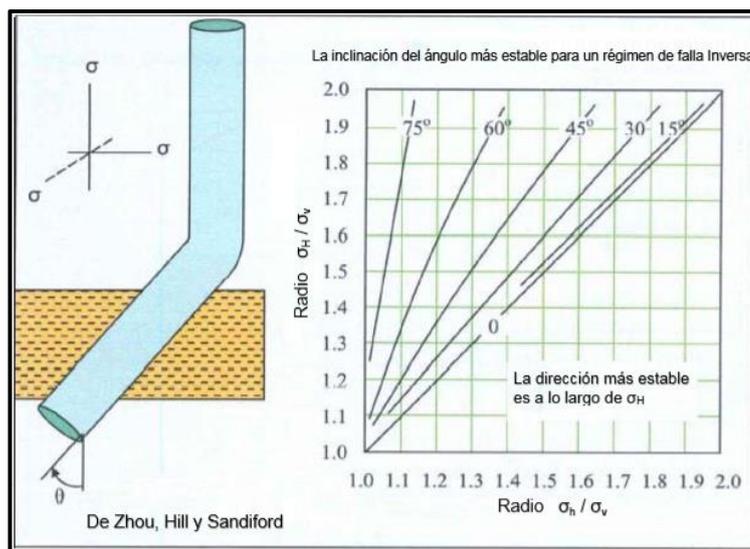


Figura 24. Régimen de esfuerzo en Falla Inversa (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas, 2001)

Del diagrama de arriba, está claro que, si el ángulo de inclinación aumenta, la contribución del σ_H se reduce y la del σ_v incrementa.

La anisotropía de esfuerzos afecta el tamaño de nuestra ventana de peso de lodo aceptable. Hay que recordar que la ventana del peso del lodo está definida por el mínimo peso de lodo permitido que puede ser tolerado sin causar pérdida de circulación. Cuando la anisotropía es severa, se tendrá una ventana pequeña.

Como ya se observó en los ejemplos de las figuras 23 – 25, se puede reducir la anisotropía ajustando la inclinación y la dirección del agujero. Por lo que se presenta buena oportunidad de estabilizar el pozo con el peso del lodo.

5.5. CONDICIONES OPERATIVAS

5.5.1. Vibración de la sarta de perforación

Al rotar la tubería esta golpea constantemente las paredes del pozo, la vibración generada en la sarta contribuye a la inestabilidad del pozo; esto se debe básicamente a que las vibraciones generan fluctuaciones en los esfuerzos radiales, axiales y tangenciales.

Estas fluctuaciones ocasionan esfuerzos de fatiga y en el peor de los casos, puede generar que la resistencia a la cedencia de la roca sea excedida.

Latigazo de tubería es uno de los tipos de vibraciones de sarta a los que se ve sometido el pozo; como la sarta de perforación siempre está en contacto con las

paredes del agujero, a medida que está rota, rebota de pared en pared, ésta le transfiere cierta cantidad de movimiento y ejerce una fuerza radial, esto se repite y genera vibraciones a lo largo de la tubería; los puntos de contacto entre la tubería y las paredes se conocen como nodos (Figura 26).

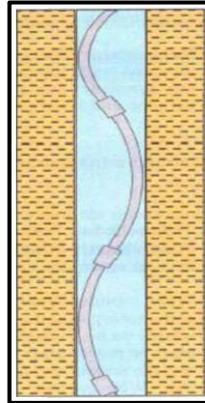


Figura 25. *Vibraciones de la sarta de perforación (Tomado de Mitchell, Perforando Sin Problemas, 2001).*

Otro tipo de vibración es la llamada “onda estacionaria” que ocurre cuando el movimiento axial de la tubería es frenado de repente. En ocasiones se utiliza la onda estacionaria para posicionar una manguera o extender una cuerda cuando ésta encuentra una obstrucción cuando se arrastra. Cuando el movimiento en dirección descendente es parado de repente por el malacate, una onda se propaga a lo largo de la sarta de perforación. El mismo efecto ocurre cuando se para un movimiento ascendente de la sarta con las cuñas, pero la onda se mueve en dirección contraria. La onda estacionaria se mueve más rápido y golpea más fuerte las paredes del agujero cuando la tubería está más tensionada.

Otro elemento que imparte vibraciones axiales y torsionales a la sarta es la barrena. Las barrenas tricónicas con dientes largos tienden a hacer vibrar la sarta mucho más que las barrenas PDC con dientes cortos. Entre más peso posea el BHA, más se compensan las vibraciones.

5.5.2. Esfuerzos tangenciales

Los esfuerzos tangenciales aparecen debido a la componente tangencial de la fuerza y por la fricción entre la tubería y la pared. Existen dos tipos de fricciones entre la sarta de perforación y la pared fricción estática y fricción dinámica. Cuando la tubería está en reposo debe sobreponerse a la fricción estática para

moverse. Cuando está en movimiento, la tubería y la pared experimentan una fricción dinámica.

El coeficiente de fricción dinámico es menor que el coeficiente de fricción estático. Cuando las vibraciones por torsión hacen que en un segmento de la tubería la velocidad sea cero, se debe sobreponer a la fricción estática para moverla de nuevo. La fricción estática afecta más los esfuerzos tangenciales que la fricción dinámica.

5.5.3. Pata de perro

La mayoría de los problemas con la geometría del agujero están relacionados con las patas de perro (Fig. 27). Las patas de perro conducen al ojo de llave, escalones, grandes cargas laterales y torque, cementaciones pobres alrededor de la tubería de revestimiento, problemas al correr la tubería de revestimiento y al tomar registros, fallas en la sarta de perforación, fallas en el equipo de producción y desgaste de las tuberías de revestimiento cuando se perfora. También incrementan el riesgo de pegadura diferencial y empaquetamiento.

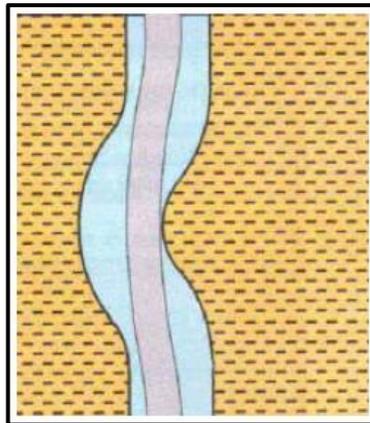


Figura 26. Pata de perro (Tomado de Mitchell, *Perforando Sin Problemas*, 2001).

6. TIPOS DE FALLA

Existen dos grandes categorías de fallas para las lutitas: falla por esfuerzos inducidos y el arrastre plástico. La falla por esfuerzos inducidos ocurre cuando la resistencia a la roca es inducida y la roca se rompe. El arrastre plástico se refiere a la deformación lenta bajo un campo de esfuerzos. Cuando el agujero se contrae por la sal o el hinchamiento de la arcilla, es un indicio que la formación ha fallado debido al arrastre plástico. El arrastre plástico es una deformación debida a los esfuerzos inducidos. Los esfuerzos que originan la deformación pueden ser de origen mecánico o químico.

6.1. FALLA POR ESFUERZOS INDUCIDOS

Existen seis tipos de fallas debida esfuerzos inducidos. Cuatro modos de falla por corte (cizalla) y dos modos de falla por tensión.

Las **fallas por cizalla** o por esfuerzos de corte se presentan en las paredes de un pozo cuando los esfuerzos por compresión exceden la resistencia mecánica de formación. Este tipo de fallas se clasifica de cuatro maneras (en términos de los esfuerzos principales, en coordenadas cilíndricas): fractura inducida por corte (Breakout), Tórica (Toric) o de corte por hinchamiento, helicoidal (Helical) y alargada (Elongated) o corte por elongación; las cuales se muestran esquemáticamente en la figura 28.

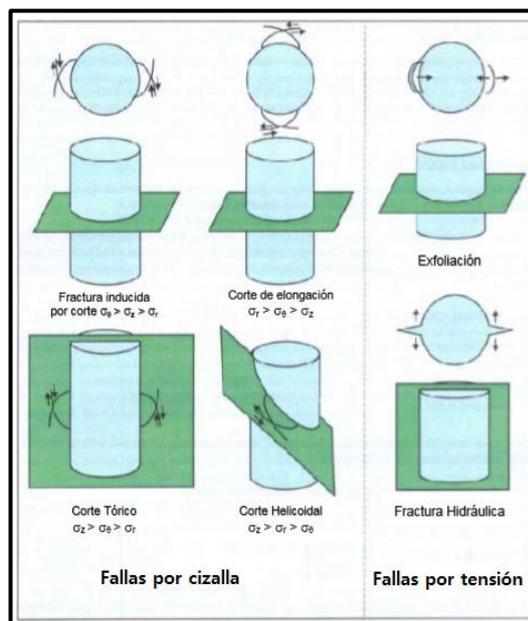


Figura 27. Modos de falla por cizalla y tensión (Modificado de Mitchell, *Perforando Sin Problemas*, 2001).

Las fallas por cizalla: Fractura inducida por corte (Breakout) y Tórica (Toric) ocurren cuando la presión del lodo no es suficientemente alta para soportar las paredes del pozo; mientras que las fallas por cizalla Helicoidal (Helical) y de corte por elongación (elongated), se presentan cuando la presión del lodo es excesivamente alta. Consecuentemente, existe un límite superior e inferior de presión de lodo (Ventana segura de lodo), dentro de la cual no ocurre falla por cizalla.

En la tabla 1 se presentan las condiciones necesarias para que ocurran los diferentes tipos de fallas por cizalla. Estos modos de falla consideran que el esfuerzo radial puede ser el esfuerzo principal intermedio (falla de cizalla helicoidal) o el esfuerzo principal menor (falla por fractura inducida o tórica). El modo de falla de corte por elongación o alargada (elongated) se considera cuando el esfuerzo radial se convierte en el esfuerzo principal mayor y se denomina así por su forma en la región de falla (Tan, 1993).

Tabla 1. Condiciones para modos de falla por cizalla (Falla compresiva) (Modificado de Chen et al., 1998,630)

Modo	Condición
Fractura inducida por corte (Breakout)	$\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$
Tórica (Toric)	$\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$
Helicoidal (Helical)	$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_{\theta}$
Alargada (Elongated)	$\sigma_r > \sigma_z > \sigma_{\theta}$

Por otro lado, las fallas por tensión se generan frecuentemente en la práctica cuando los esfuerzos de tensión vencen la cohesión de la roca. Este tipo de fallas se clasifica de dos maneras (en términos de los esfuerzos principales en coordenadas cilíndricas): fractura hidráulica y exfoliación (Ver Figura 28).

La fractura hidráulica ocurre cuando la presión del lodo es excesivamente alta, mientras que la exfoliación por lo general ocurre, cuando la presión de poro llega a ser más alta que la presión ejercida por el lodo, como resultado de deformaciones de la matriz, en condiciones de no flujo. Por lo tanto, existe un límite superior e inferior, de presión de lodo, entre los cuales está la ventana segura de lodo, para que no ocurra la falla por tensión (Tan, 1993).

La fractura hidráulica puede ocurrir cuando el esfuerzo tangencial efectivo es menor que la resistencia tensil de la formación y en este caso la fractura ocurre cuando:

$$\sigma_{\theta} - P_p < -|T_0|$$

6.2. FALLAS POR ARRASTRE PLÁSTICO

La mayoría de las rocas frágiles son susceptibles a fallar por cizalla, mientras más frágiles, más catastrófica será la falla. Cuando una roca se rompe, pierde su resistencia; cuando la roca se deforma plásticamente, solo pierde un poco de su resistencia. Si el material es más elastoplástico, retiene su resistencia a medida que se deforma; los materiales elastoplástico presentan un comportamiento denominado “arrastre”. A continuación, se muestra un diagrama esfuerzo deformación para materiales frágiles y plásticos.

El arrastre plástico comienza cuando el pozo está siendo perforado. Los esfuerzos existentes en el material removido por la barrena deben ser reemplazadas por esfuerzos tangenciales y radiales por medio del peso del lodo. Si el esfuerzo tangencial es demasiado grande, la formación fallará plásticamente y se comenzará a arrastrar hacia la formación.

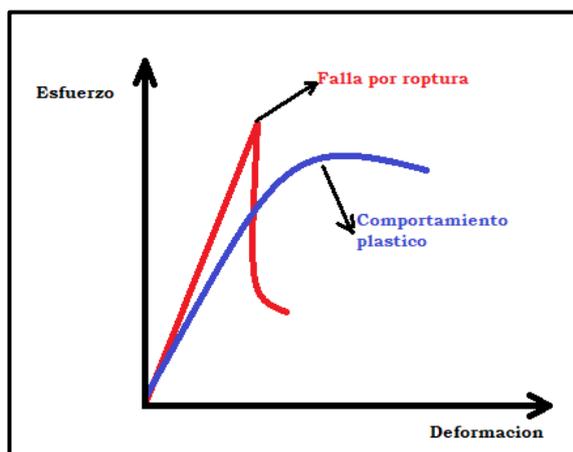


Figura 28. Diagrama esfuerzo VS deformación (Tomado de Mitchell, *Perforando sin problemas*, 2001)

Al comienzo, el mayor esfuerzo tangencial estará justo en las paredes del agujero. A medida que el pozo comienza a fallar plásticamente, soporta menos esfuerzo tangencial de tal forma que se siente más el efecto del esfuerzo tangencial en puntos más alejados de las paredes. Entonces, el agujero falla primero en las paredes y luego falla progresivamente en puntos más alejados, hasta un máximo de tres veces el radio del agujero, (figura 30).

El material con falla debe ser removido con una rimadora para prevenir el atrapamiento. Este material aún soporta algo de carga, de tal forma que después de rimar el proceso continúa y el máximo esfuerzo tangencial se encuentra mucho más alejado del centro del pozo. Eventualmente, debería existir suficiente

material deformado dentro del radio del máximo esfuerzo tangencial para que la falla ya exista.

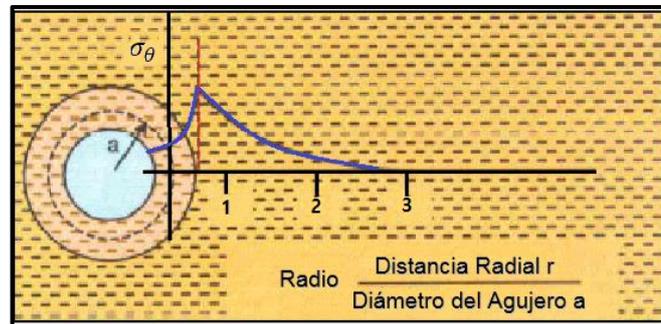


Figura 29. Distribución de los esfuerzos en formaciones plásticas (Modificado de Mitchell, perforando sin problemas 2001)

La sal y la gipsita fallan por arrastre. La lutita y la arena también sufren arrastre significativamente. Las arenas tienen a sufrir arrastre a grandes profundidades o en presencia de esfuerzos tectónicos. Las lutitas jóvenes con planos sedimentarios delgados tienden a arrastrarse más que las lutitas viejas. La tendencia al arrastre se incrementa a medida que el agujero intercepta un plano sedimentario con ángulos grandes.

6.3. DESMORONAMIENTO, DESPRENDIMIENTO Y ASTILLADO.

Los términos desmoronamiento, derrumbe y fragmentación son frecuentemente asociados a la inestabilidad de las lutitas. Lamentablemente, no existe consenso del significado de estos términos.

La definición de derrumbe de lutita que es aceptada ampliamente es que la lutita se desploma debido a la baja densidad del lodo. Aquellos que utilizan este término se refieren al modo de corte por fractura debido al esfuerzo inducido. También sugieren que este tipo de lutita falla tan pronto como la superficie en el fondo es expuesta al esfuerzo inducido.

El desmoronamiento de lutita generalmente debido a una falla por la invasión y reacción química del filtrado con el agua. Esta falla por lo general ocurre en el fondo después que el agua tuvo tiempo de reaccionar con la arcilla. Muchas personas en nuestra industria tienen los términos derrumbe y desmoronar invertidos. No existe nada en la literatura que las distinga una de la otra.

La fragmentación es un término utilizado sólo en la industria minera. Generalmente referido a lutita o material rocoso que vuela en pedazos de la pared en formas cóncavas y concéntricas.

Existen algunos términos que describen inadecuadamente el tipo de falla que ocurre. Sin embargo, existe una diferencia entre la lutita que está sometida a esfuerzos químicos y la lutita que está sometida a esfuerzos mecánicos. Por lo menos da al personal del equipo de perforación un punto inicial para analizar los problemas.

7. DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS.

7.1. ESFUERZO DE SOBRECARGA (σ_v)

Es el esfuerzo realizado por el peso las capas suprayacentes debido a la depositación y posterior compactación que van sufriendo los sedimentos; depende principalmente de la densidad de la roca y de la profundidad a la que se evalué. Su dirección de acción es completamente vertical, debido a que lo ejerce la gravedad.

La presión de sobrecarga se puede expresar matemáticamente como la presión ejercida por todo el material que recubre la profundidad de interés, mediante la siguiente expresión.

$$S = 0,433 * \rho_b * h$$

***Ecuación 7.** Esfuerzo de sobrecarga. (Tomado de Calderón, 2014)*

Donde S es la presión de sobrecarga (también llamado esfuerzo vertical), psi; ρ_b es la densidad volumétrica, gr/cc; y h es la profundidad vertical verdadera TVD en pies (Calderón, 2014).

7.2. ESFUERZOS HORIZONTALES (σ_H, σ_h)

Se generan cuando el sedimento trata de deformarse lateralmente, debido al efecto de (σ_v), pero se ve impedido por el material que lo rodea, ya que sean los límites de la cuenca, demás material sedimentario, cuerpo ígneo o sencillamente cualquier material rocoso que pueda resistir el empuje, este impedimento de movimiento se concentra en el macizo rocoso en forma de esfuerzos y que en algunos casos puede ser tan grande que supera (σ_v).

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

8. HINCHAMIENTO Y DISPERSIÓN

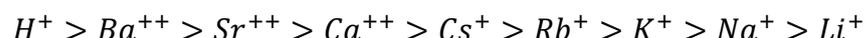
En la industria petrolera, durante la operación de perforación de un pozo, los costos pueden aumentar entre el 10 y 15% del presupuesto inicial, si la composición de las formaciones perforadas es arcillosa. Para disminuir este problema, la industria ha invertido mucho dinero en investigación, para desarrollar mecanismos que brinden mayor control y estabilidad en estas formaciones durante la perforación.

Estudios realizados y publicados por la *Society Petroleum Engineer* (SPE), muestran que los principales efectos químicos que están involucrados en la interacción fluido de perforación - formación arcillosa son: 1) ósmosis química; y 2) esfuerzos de hidratación. Aunque, existen otros como: efectos capilares, deshidratación, desbalance de presiones e intercambio catiónico. Estos factores generalmente no se presentan de forma independiente, por ello es importante conocer información acerca de cada uno de estos temas.

8.1. INTERCAMBIO CATIONICO

Para poder entender el mecanismo de hinchamiento de la arcilla, debemos entender la química de la arcilla. Los cristales de arcilla llevan una carga en su superficie que es compensada por medio de la absorción de un catión intercambiable. Un catión es un ion con una carga eléctrica positiva, que es atraído a una carga negativa sobre la superficie del cristal arcilloso, quedando pegado a ésta como un imán sobre el refrigerador. El catión absorbido altera las propiedades físicas de la arcilla. Las propiedades específicas de la arcilla dependen del tipo de ion que es absorbido.

Un catión intercambiable es un ion que puede ser intercambiado con otros iones en presencia de agua. La mayor parte de la magia que es desarrollada por los ingenieros de lodo cuando tratan el hinchamiento de lutita está basada en el intercambio de iones en la arcilla por iones que ayudan a mantener las láminas de lutita juntas. Esto es posible debido a que un ion puede ser reemplazado por otro ion si su valencia química es mayor.



Como se puede ver en la serie anterior, el Hidrógeno, H^+ , es fuertemente absorbido. Esto explica la gran influencia que tiene el pH en la reacción de intercambio.

La Montmorillonita selecciona especialmente a los iones de Potasio (K^+) mucho más que a los de Calcio (Ca^+) y Sodio (Na^+). Esto se debe a un tamaño “no hidratado” del catión. El ion de Potasio se ajusta perfectamente al tamaño del “agujero” hexagonal en el plano cristalino de la estructura atómica de la Montmorillonita. Otros iones son más pequeños en la tabla periódica de elementos, pero cuando se los hidrata, son en realidad más grandes que el ion Potasio.

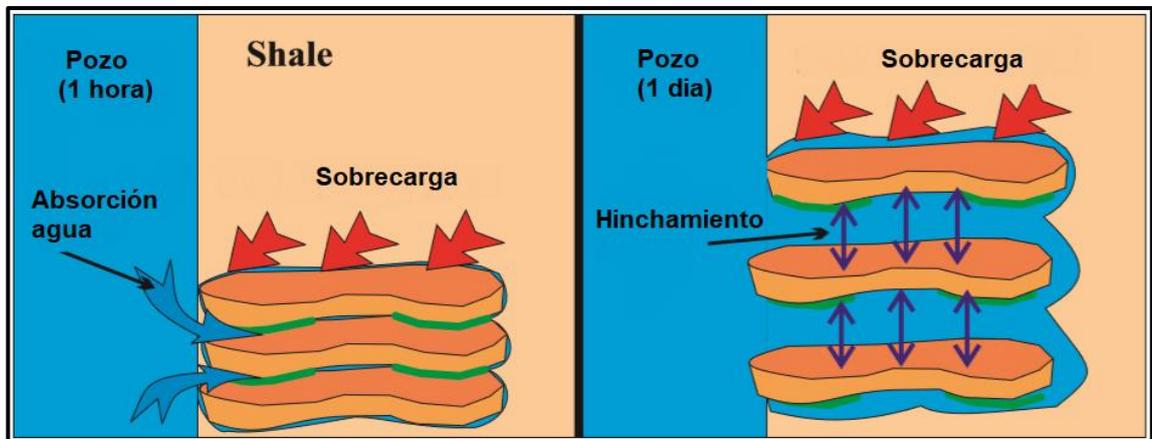


Figura 30. Proceso de Hinchamiento (Modificado de AMOCO, 1997)

8.2. MECANISMOS DE HINCHAMIENTO

Existen dos tipos de mecanismos de hinchamiento, entre los que se encuentra hinchamiento cristalino y el hinchamiento osmótico.

8.2.1. Hinchamiento cristalino

Este es denominado de esta manera debido a que el agua se sujeta fuertemente a la superficie del cristal mediante un enlace con el hidrógeno que hace que el agua se convierta en casi-cristalino. Esta toma la misma forma hexagonal de los hidróxidos en la estructura atómica de la arcilla. El agua está tan aferrada en la frontera que tiene mayor viscosidad y alrededor 3% menos volumen que el agua libre cerca de la superficie del cristal.

Algunas capas de moléculas serán absorbidas por la superficie de las smectitas. El hidrógeno del agua es enlazado al oxígeno en la arcilla en la primera capa de la superficie. El hidrógeno es enlazado tan fuertemente que crea una molécula de agua fuertemente polarizada. (Fig. 32) El oxígeno de la primera capa de agua atrae el hidrógeno de otras moléculas de agua, de tal forma que la segunda capa de agua se absorbe en la primera. Las tercera y cuarta capas de agua también serán absorbidas. La cuarta capa es enlazada, pero con menos intensidad que la tercera, segunda y primera capas. La primera capa está sujeta de tal forma que se necesitan 80,000 psi de presión para separar el agua de la arcilla.

Sólo se necesita 40,000 psi para remover la segunda capa, 20,000 psi para la tercera, y 10,000 psi para la cuarta. Estas capas de absorción cristalina crearán un esfuerzo de hidratación igual a esas presiones a medida que las capas son absorbidas.

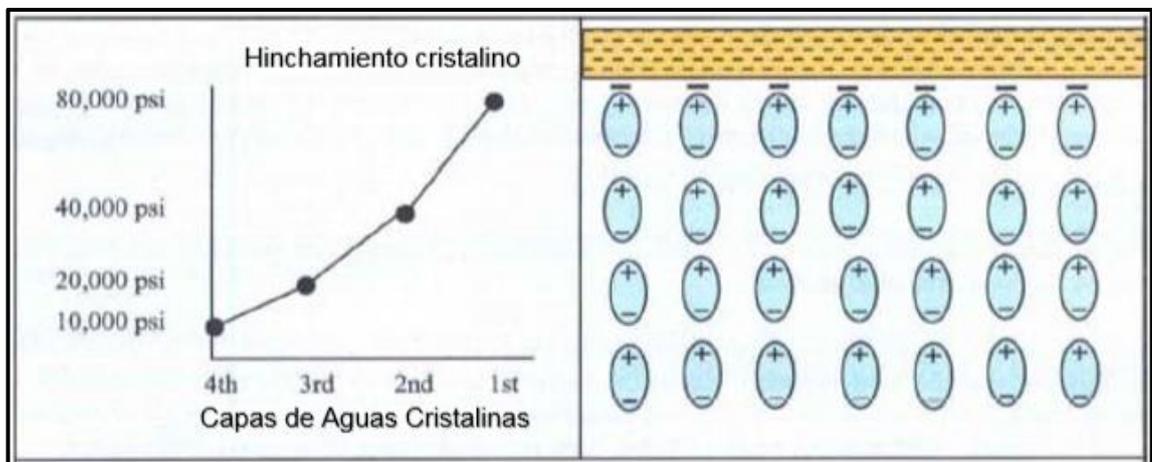


Figura 31. Hinchamiento cristalino (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).

La carga positiva en la molécula de agua polar es atraída a la carga negativa de la arcilla. La molécula de agua se adhiere a la de la arcilla y se polariza fuertemente; algunas moléculas de agua adicionales se adhieren a la capa de agua que está sujeta a la lutita. El agua es “atrapada” en la lutita en un estado casi cristalino y es de difícil remoción.

Solamente cuatro capas de agua pueden ser atrapadas entre las capas de arcilla, de tal forma que el hinchamiento no es severo. Sin embargo, el esfuerzo de hidratación es severo.

El hinchamiento cristalino puede ocasionar que las arcillas smectitas se hinchen dos veces su tamaño. El hinchamiento cristalino también ocurre con las Illitas y otras arcillas, pero a menor intensidad. El agua no penetra entre las capas de Illita y Kaolinitas. Sin embargo, el agua será absorbida en la frontera ocasionando algo de esfuerzo de hidratación.

9. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS

9.1. FACTORES QUE GENERAN INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS

De las rocas que son penetradas durante la perforación de un pozo las más susceptibles de inestabilidad son las lutitas, las cuales están presentes en más del 75% de las formaciones perforadas y causan más del 90% de los problemas de inestabilidad.

Estos problemas durante la perforación de lutitas incrementan significativamente los costos de construcción de pozos petroleros. Los problemas con la lutita se magnifican por la extraordinaria manera en que esta roca se afecta cuando se moja con agua. Los principales síntomas de inestabilidad son incremento en el torque, arrastre, dificultad para hacer conexión, derrumbes y descalibre del agujero.

La perforación a través de formaciones lutíticas puede resultar en una variedad de problemas que van desde hoyos apretados o lavados, hasta el completo colapso del hoyo (Tan, C., et al, 2002).

Las razones para la inestabilidad de la lutita son mecánicas y químicas. Los problemas mecánicos incluyen flujo plástico o deformación de lutitas suaves, fractura y deshojamiento a lo largo de planos en lutitas duras, colapso de lutitas fracturadas en hoyos desviados, estallido de lutitas en zonas sobre presurizadas. Los problemas químicos incluyen hidratación, dispersión, y solución (Nesbitt, L., et al, 1985).

Tabla 2. *Tipos de Inestabilidad en lutitas*

ESFUERZO QUÍMICO	ESFUERZO MECÁNICO	
LUTITAS REACTIVAS	LUTITAS GEOPRESIONADAS	LUTITAS HIDROPRESIONADAS
	ESFUERZO DE SOBRECARGA	ESFUERZO TECTÓNICO

9.2. SEÑALES DE ALERTA

9.2.1. Esfuerzos mecánicos de la lutita

Por lo general la falla en las paredes del agujero ocurre cuando se tiene un excesivo de esfuerzo de corte. En el caso de las rocas quebradizas, cuando la resistencia de corte es excedida, la roca puede fallar inmediatamente y colapsarse en el pozo. En la mayoría de las rocas plásticas, el pozo se colapsará un poco en el mismo periodo de tiempo. El personal de perforación debe permanecer atento a todas las señales de alerta para reaccionar rápidamente y prevenir la pérdida del pozo (ALMEIDA, 2017).

Lutitas geopresurizadas

Las lutitas geopresurizadas tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que están. Aunque hay varios mecanismos que pueden llevar a esto, en general es el resultado de una compactación y deshidratación incompletas cuando los fluidos son forzados a salir de la formación por efecto de la sobrecarga a medida que los depósitos de lutitas se van sedimentando bajo nuevas capas.

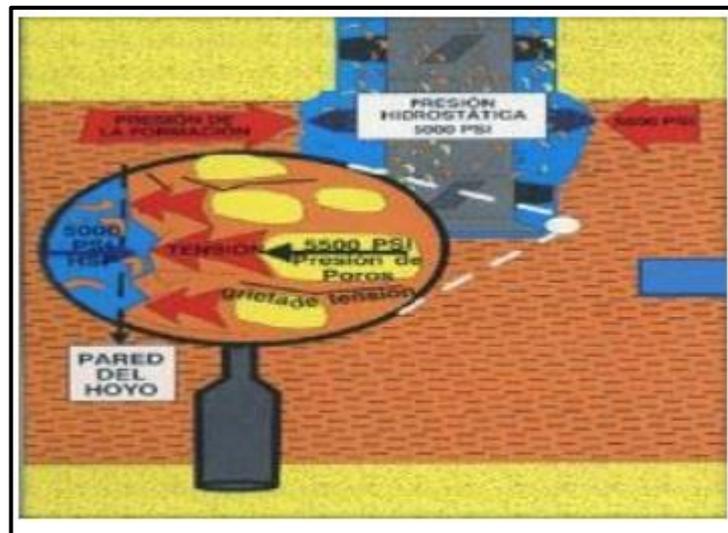


Figura 32. Lutitas geopresurizadas.

Causa:

- Perforación de lutita presionada con insuficiente peso de lodo.
- La lutita presurizada se fractura y se derrumba dentro del pozo.

Advertencia

- Las tendencias del “mud logger” indican un incremento de la presión de pozo.
- Incrementa la tasa de penetración cuando se perfora por primera vez.
- Incrementan el torque y arrastre en las conexiones.
- Se rellena el hueco en las conexiones. Puentes en los viajes. Derrumbes de lutitas astillosas.
- Posible incremento de gas de fondo.

Acción preventiva

- Ajustar peso de lodo antes de perforar lutita presurizada conocida.
- Lentamente incrementar el peso de lodo hasta estabilizar la lutita.
- Minimizar presión de suabeo/surgencia.
- Minimizar tiempo de exposición del hueco abierto.

Lutitas hidropresurizadas

Las lutitas hidropresurizadas ocurre cuando estas reciben la presión hidrostática de los fluidos del pozo, después de unos días de exposición a dicha presión hidrostática, la arcilla, que ahora tiene una presión interna mayor a la del pozo se colapsará debido al movimiento de la sarta y las surgencias de presión del hoyo que quiebran por tensión la lutita estabilizada de forma similar a la arcilla naturalmente sobrepresurizada descrita anteriormente; de esta manera la lutita cae dentro del hoyo atascando así la sarta de perforación.

Este mecanismo generalmente ocurre después de una disminución del peso del lodo, un aumento de la torsión y el arrastre como también material de derrumbe de lutita en las zarandas. (PIAMO, 2015).

Causa

- A través del tiempo, presión de poro de lutitas se carga con el sobrebalance.
- Movimiento de la sarta de perforación y presión es de surgencia rompen la lutita inestable.
- La lutita cae dentro del hueco y tranca la sarta.

Acción preventiva

- Utilizar lodo base aceite, lodo sintético o lodo base glicol si se sospecha de algún problema

- Si es necesario una reducción del peso del lodo, reducir gradualmente durante varias circulaciones
- Minimizar la presión de surgencia en el pozo

9.2.2. Esfuerzos químicos de la lutita

Lutitas reactivas

Una arcilla o lutita sensitiva al agua es perforada con menos inhibición de la requerida. La arcilla absorbe el agua y se hincha hacia adentro del agujero del pozo. La reacción depende del tiempo, ya que la reacción química toma tiempo en ocurrir, sin embargo, este tiempo puede ir desde unas pocas horas hasta varios días (Schlumberger, 2014).

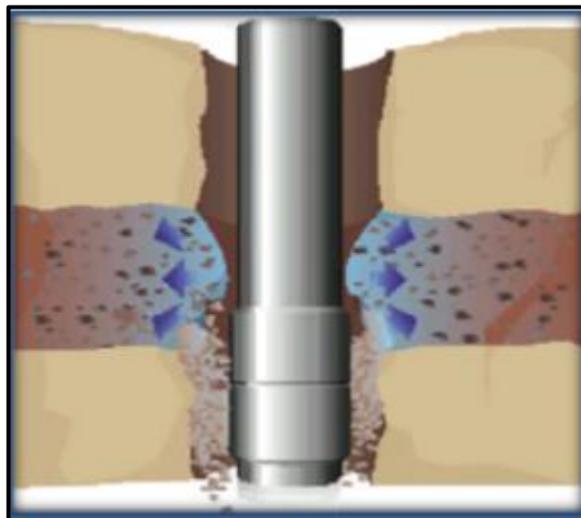


Figura 33. Lutitas reactivas.

Causa

- Lutitas sensibles al agua perforadas con poco o nada de inhibición de lodo.
- Lutitas absorben el agua y se hinchan dentro de las paredes del hueco.
- Reacción depende del tiempo.

9.3. PROCEDIMIENTOS DE LIBERACIÓN

La primera acción a tomar durante cualquier tipo de empacamiento es la de descargar cualquier presión atrapada y aplicar 200 a 500 psi para tratar de reestablecer circulación, luego de torque y suelte la tubería. Si la sarta tiene martillos accíónelos.

- La presión de atrapamiento empujará la barrena hacia la zona empacada y hará las cosas peores. También, deseamos mover la sarta hacia abajo, el efecto pistón reducirá la cantidad de fuerza disponible hacia abajo.
- Aplique baja presión para reestablecer el movimiento de la tubería y la circulación.
- La aplicación del torque ayudará a reestablecer el movimiento de la tubería y la circulación.
- Los pedazos de derrumbe se moverán hacia abajo y se juntan cuando la tubería se mueve hacia arriba. Entonces la mejor dirección de movimiento para la tubería es hacia abajo para reducir las fuerzas puente antes. Si el movimiento hacia abajo es reestablecido, el empacamiento se va aflojando. La circulación puede ser reestablecida y se puede romper el empacamiento con la circulación y el movimiento de la tubería.
- Si su sarta tiene martillo, accione el martillo con su máximo desplazamiento. El torque debe ser utilizado cuidadosamente en concordancia con las recomendaciones del fabricante. Los esfuerzos torsionales y de tensión son adicionales, de tal forma que no debemos accionar el martillo mientras aplicamos torque. Es correcto accionar el martillo hacia abajo cuando se mantiene el máximo torque.
- Una vez que la circulación ha sido establecida, el agujero debe ser limpiado antes que vuelvan los problemas de perforación o de viajes.

Segunda acción

Si la sarta no se libera con nuestra primera acción, existen algunos procedimientos secundarios que han sido probados exitosamente.

Una herramienta de baja frecuencia de resonancia descrita en la sección de limpieza del agujero puede ser muy útil para remover los recortes del empacamiento, permitiendo a la sarta de perforación moverse a través de esta. Esta herramienta debe ser utilizada cuando sea posible conjuntamente con las primeras acciones descritas anteriormente.

Recuperar y lavar con tubería lavadora puede ser una acción exitosa a tiempo cuando se presentan las condiciones que causan la inestabilidad y se las identifica a tiempo. La limpieza es mucho más exitosa cuando los recortes y los

sólidos son pequeños, como las que hay en las formaciones no consolidadas. Las lutitas duras pueden servir de material puente ante a lo largo de la zona lavada.

10. OTROS TIPOS DE INESTABILIDAD DE POZO

10.1. FORMACIONES NO CONSOLIDADAS Y CONGLOMERADOS

Como ya se ha mencionado, la lutita es la causante de la mayoría de los problemas de inestabilidad en el agujero, pero dicha inestabilidad no se limita solo a las formaciones de lutita, esos problemas también suelen ser comunes en arenas no consolidadas y conglomerados.

10.1.2. Inestabilidad generada

Una formación no consolidada cae dentro del pozo debido a que se encuentra empacada con soltura, con muy poco o nada de cemento natural entre las partículas o gránulos; como se muestra en la Figura 35 Las formaciones no consolidadas, como las areniscas, no pueden solamente ser soportadas por el sobrebalance hidrostático ejercido por el lodo de perforación, debido a que simplemente el fluido fluiría a través de éstas y la formación caería dentro del agujero provocando atrapamiento de la tubería de perforación.

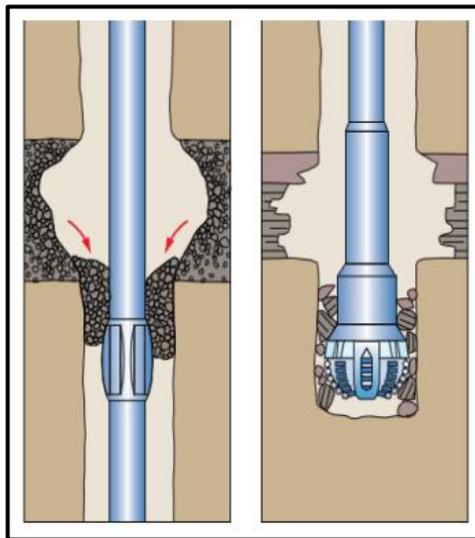


Figura 34. Perforación a través de formaciones no consolidadas.

El pozo puede experimentar derrumbes y empacamientos muy rápido una vez que la circulación ha sido suspendida. Aún peor, cavernas lo suficientemente grandes pueden ser lavadas cerca del equipo de perforación, ocasionando que el equipo caiga en un cráter (Mitchell, perforando sin problemas 2001).

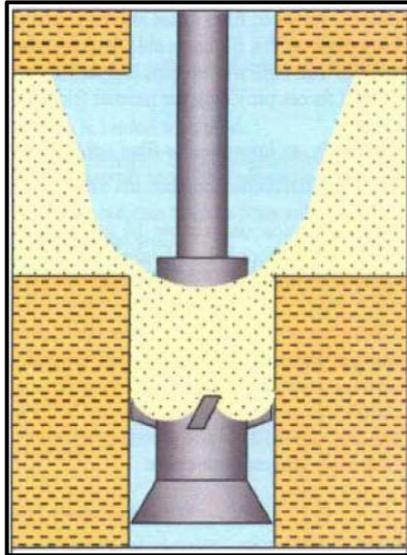


Figura 35. Arenas no consolidadas (Tomado de Mitchell, perforando sin problemas 2001).

Este mecanismo se asocia con profundidades someras ya que no han tenido tiempo para cementarse, y por lo general no han sido expuestas a esfuerzos de sobrecarga elevados.

Problemas operacionales

Los problemas en formaciones no consolidadas pueden aparecer cuando el BHA está por encima o por debajo de una formación no consolidada. El problema se acentuará mucho más si el punto de desviación del agujero pasa a través de la formación o el pozo está fuera del área estable.

Frecuentemente los problemas no aparecen sino hasta que la circulación es suspendida para hacer una conexión.

Cualquier cosa que cambia la presión de poro de la formación incrementa su inestabilidad. Si la pérdida de circulación está presente en esta zona, pronto aparecerán los problemas. Si la presión de poro es más grande, será más difícil aplicar una presión diferencial a través del enjarre. Existen algunos métodos para cargar la presión de poro en arenas no consolidadas: Empacamientos arriba de las arenas, excesiva carga de recortes, y circulación de un brote de gas.

Si la formación no consolidada es más joven y más somera, tendremos mayores problemas. Si dejamos que la arena se exponga demasiado tiempo, se experimentarán problemas de derrumbe.

Cuando se perfora en permafrost (hielo permanente), las formaciones no consolidadas están congeladas el año entero y no pueden llegar a consolidarse. Estas se comportan como consolidadas cuando se cementan en presencia de hielo, pero cuando son calentadas con el lodo de perforación, se convierten en no consolidadas nuevamente. Para evitar este problema se utilizan enfriadores de lodo.

Señales de alerta

- Pérdida de circulación. Las arenas no consolidadas son normalmente muy permeables. Ellas proveen los enjarres más permeables. La pérdida de circulación nos puede alertar que tenemos una arena no consolidada. Si la arena ha sido expuesta, una pérdida de circulación puede indicar que se ha desplomado el enjarre de las paredes. Las arenas empezarán a fluir, o estarán fluyendo.
- Grandes cantidades de arena que llegan a las zarandas. Si se recupera más material del que se perfora, éste puede provenir de una formación no consolidada.
- Pozo lleno en conexiones. La arena sólo puede precipitarse cuando las bombas se apagan, como en una conexión. En condiciones más severas, la arena se precipita cuando se está circulando, pero puede ser transportada hacia la superficie del agujero.
- Flujo de retorno al realizar conexiones. El flujo de arena hacia el pozo causa que la densidad efectiva del anular sea más alta que la de la tubería de perforación.

Prevención de pegas

- Proporcionar una retorta de filtrado efectiva para el sobre balance hidrostático para empujar y estabilizar la formación.
- Si es posible, evitar excesivo tiempo de circulación con el ensamblaje de fondo frente a las formaciones no consolidadas para evitar algún daño mecánico.
- Reducir la velocidad de viaje cuando el BHA se encuentre frente a formaciones no consolidadas, para evitar daños mecánicos.
- Arrancar y parar lentamente la sarta de perforación para evitar presión de surgencia en las formaciones no consolidadas.
- Controlar la perforación en zona sospechosa dejando tiempo suficiente para que la RETORTA crezca, minimizar la carga de recorte en el anular y minimizar las pérdidas de presión por fricción en el anular.

- Utilizar píldoras para tratar de mantener el hueco limpio.
- Minimizar pérdidas fugaces de lodo con material fino de pérdida de circulación a través de estos intervalos.

Procedimiento de liberación

Se requieren torque y movimiento descendente para liberar la sarta de un empacamiento. Cualquier presión atrapada debe ser liberada y se debe aplicar una presión entre 200 y 500 psi para tratar de reestablecer circulación. Una vez que la circulación se restableció, se deben bombear baches de barrido viscosos para limpiar la arena del pozo.

Si no se puede realizar un movimiento descendente, se debe accionar el martillo a través de la arena.

Las herramientas de vibración de baja frecuencia podrían ser exitosas para aflojar las arenas, pero podría ocasionar mayores derrumbes. El uso de las herramientas de vibración debe ser cuidadosamente consideradas según el caso.

Recuperar y lavar con tubería lavadora puede ser requerido si las condiciones de inestabilidad así lo requieren

10.2. FORMACIONES FRACTURADAS Y FALLADAS.

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas falladas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales.

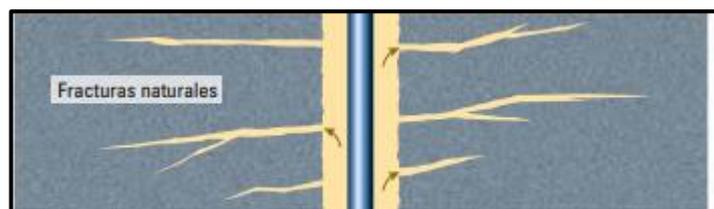


Figura 36. Formación naturalmente fracturada.

Una formación naturalmente fracturada puede encontrarse algunas veces bastante cerca de una falla geológica, la roca cercana a la falla puede fracturarse bien sea en pedazos de roca grandes o pequeños y caer dentro del agujero teniendo como consecuencia el atrapamiento de la tubería de perforación. La

Figura 37 muestra los posibles problemas como resultado de la perforación de una formación naturalmente fracturada o con fallas.

Problemas operacionales

Una formación naturalmente fracturada puede encontrarse algunas veces bastante cerca de una falla geológica, la roca cercana a la falla puede fracturarse bien sea en pedazos de roca grandes o pequeños y caer dentro del agujero teniendo como consecuencia el atrapamiento de la tubería de perforación. La Figura 38 muestra los posibles problemas como resultado de la perforación de una formación naturalmente fracturada o con fallas.

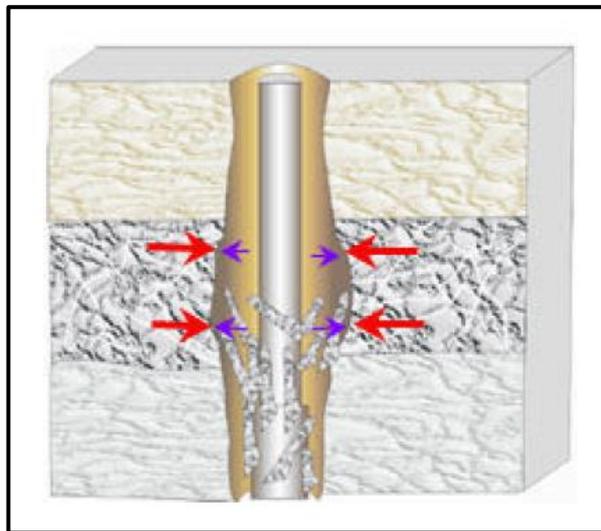


Figura 37. Perforación a través deformaciones naturalmente fracturadas o con fallas.

Al perforar formaciones naturalmente fracturadas, éstas proveen una ruta de invasión del fluido de perforación lo cual produce una degradación de la resistencia de la roca que es totalmente dependiente del tiempo. Por lo tanto, se recomienda disminuir el tiempo de exposición ante este tipo de formaciones. (TREJO, 2009).

A continuación, se muestran algunos de los principales problemas operacionales que se presentan a la hora de perforar una formación fracturada o con fallas:

Pérdida de circulación

Cualquier factor que cambie la presión de poro de la formación incrementa su inestabilidad. Si la pérdida de circulación está presente en esta zona, pronto aparecerán los problemas.

La pérdida de circulación en formaciones normalmente presurizadas puede ser ocasionada por fracturas naturales en formaciones con una presión subnormal de poro. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada.

Derrumbes, incremento en el volumen de cortes

Las partículas de una formación fracturada tienen la tendencia de caer al fondo del pozo, incrementando el volumen de cortes. El volumen y el tamaño de las partículas que caen al pozo dependen del tamaño del hueco, inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura. En general pueden reconocerse porque son mayores que los cortes de perforación.

Rotación restringida, tubería en pega

Cuando el pozo se llena con un volumen excesivo de cortes, la rotación puede llegar a estar restringida o incluso imposible: la tubería se puede quedar pegada, impidiendo rotación y bloqueando la circulación (pack-off)

Hueco agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hueco

Perforar a través de formaciones fracturadas e inestables invariablemente resulta en hueco de diámetro agrandado, lo cual causa velocidad anular reducida y requiere limpieza adicional de hueco.

Ojos de llave, escalones (Ledges) y desviación

Las formaciones fracturadas pueden crear escalones y dependiendo de la inclinación del hueco y la desviación también la formación de ojos de llave. Esto puede ocasionar problemas de alto arrastre y peso de levantamiento y pega de tubería.

Torque errático

Los derrumbes fracturados que caen dentro del pozo actúan contra la rotación de la sarta de perforación, lo cual implica torque más alto y errático. En casos extremos, la rotación puede detenerse completamente por el alto torque, presentándose el peligro de que la tubería se tuerza permanentemente (twist off) o se rompa.

Tabla 3. Indicadores de formaciones fracturadas

TENDENCIAS DEL PERFORADOR	INDICADORES DE FORMACION FRACTURADA		
	ARRASTRE	TORQUE	OTROS
PERFORACIÓN	Repentino, incremento errático	Repentino, errático	
CONEXIÓN	Requiere sobrepresión para sacar las cuñas		Relleno del hueco
VIAJAR FUERA HACIA	Incremento, errático. Requiere sobrepresión para sacar las cuñas		
VIAJAR DENTRO HACIA	Incremento del peso de asentamiento		
RIMANDO ARRIBA HACIA	Requiere sobrepresión para sacar las cuñas, errático	Incremento, errático	Disminuye arrastre cuando se bombea
SACANDO BOMBA CON	Incremento, errático. Requiere sobrepresión para sacar las cuñas		Disminuye arrastre cuando se bombea

Señales de alerta

Las señales de alerta para formaciones fracturadas incluyen:

- Torque y arrastre errático y repentino.
- Llenado de agujero (con derrumbe) durante las conexiones.
- Esto ocurre cuando la formación está siendo perforada o cuando se mueve la sarta de perforación arriba o abajo.
- Los problemas pueden aparecer y desaparecer y es difícil localizar el punto de conflicto.
- Esto se debe a que el material puente ante se mueve hacia arriba o hacia abajo del pozo.
- La presencia de derrumbe o pedazos de cemento en las zarandas

Acciones preventivas

Cuando se tiene formaciones fracturadas, el mantener una buena calidad de torta de filtrado puede ayudar a sostener la formación en algunos casos. Generalmente, formaciones fracturadas requieren de tiempo para estabilizarse. Previamente a esto, el problema tiene que ser controlado con propiedades adecuadas de lodo, píldoras y suficiente tiempo de circulación para mantener el hueco limpio. Otras recomendaciones:

Control de la rata de penetración

La rata de penetración debe ser controlada cuando se perforan formaciones fracturadas para minimizar el material derrumbado.

Movimiento de tubería y limpieza de hueco

De la misma manera, debe permitirse el tiempo adecuado de circulación para que la limpieza de cortes sea completa. Es importante bombear píldoras de lodo con propiedades óptimas de limpieza para mantener el pozo limpio. También ayuda un cuidadoso rimado durante los viajes a través de la zona fracturada.

Incremento de la densidad de lodo

Una torta de lodo de calidad puede ser suficiente para dar el soporte necesario a algunas zonas fracturadas, pero en zonas altamente fracturadas donde se encuentra derrumbamiento alto y continuo, puede ser efectivo el incremento del peso del lodo para sostener la pared y estabilizar la formación fracturada.

Evitar presiones de surgencia

Las presiones de surgencia pueden crear o incrementar fracturamiento. Entonces es importante tener velocidades de movimiento de tubería a baja velocidad cuando el ensamblaje de fondo pasa a través de una zona fracturada, y comenzar y detener suavemente el bombeo en dicha zona.

Protección de la pared con cemento

Generalmente, las zonas fracturadas se estabilizan después de un período de tiempo. Si después de tomar todas las medidas citadas anteriormente, el pozo sigue sin estabilizarse, el recurso final es el uso de cemento. Al depositar

cemento se puede sellar y estabilizar la formación de cemento, impidiendo problemas adicionales (DATALOG, 2001)

Procedimiento de liberación

Si la tubería queda atrapada, la primera acción debe ser la de aplicar torque y accionar el martillo hacia abajo. Si no existen restricciones de presión, la circulación debe ser mantenida con el gasto máximo.

10.3. PROBLEMAS CON CHATARRA EN EL AGUJERO (CASO ESPECIAL)

Escombros que han caído dentro del agujero desde la superficie o de las herramientas de fondo, las cuales llegan hasta el agujero descubierto y atrapan la sarta de perforación. Este mecanismo usualmente ocurre debido al pobre o inadecuado mantenimiento en el piso del equipo de perforación, cuando no se instala el cobertor del agujero o cuando falla el equipo o herramientas de fondo. La pega con chatarra puede ocurrir en cualquier momento durante la operación y una advertencia ha caído una chatarra al pozo son ripsos metálicos en las rumbas

11. CARACTERIZACIÓN DEL POZO EN ESTUDIO

11.1. GEOLOGÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO

11.1.1. Secuencia estratigráfica

La estratigrafía de la zona presenta un basamento de rocas ígneas, metamórficas y vulcano sedimentarias que abarcan edades desde el precámbrico al jurásico, cuyo último nivel corresponde a la formación Saldaña

Cada una de las unidades litológicas se han nombrado de acuerdo con la nomenclatura utilizada para esta parte de dicha cuenca.

A continuación, (ver tabla 4) se presenta una descripción de las unidades que se perforaron de los pozos USCO1 y USCO2, las cuales son pertenecientes al mismo bloque, la profundidad del yacimiento oscila entre 5000 – 7000 pies.

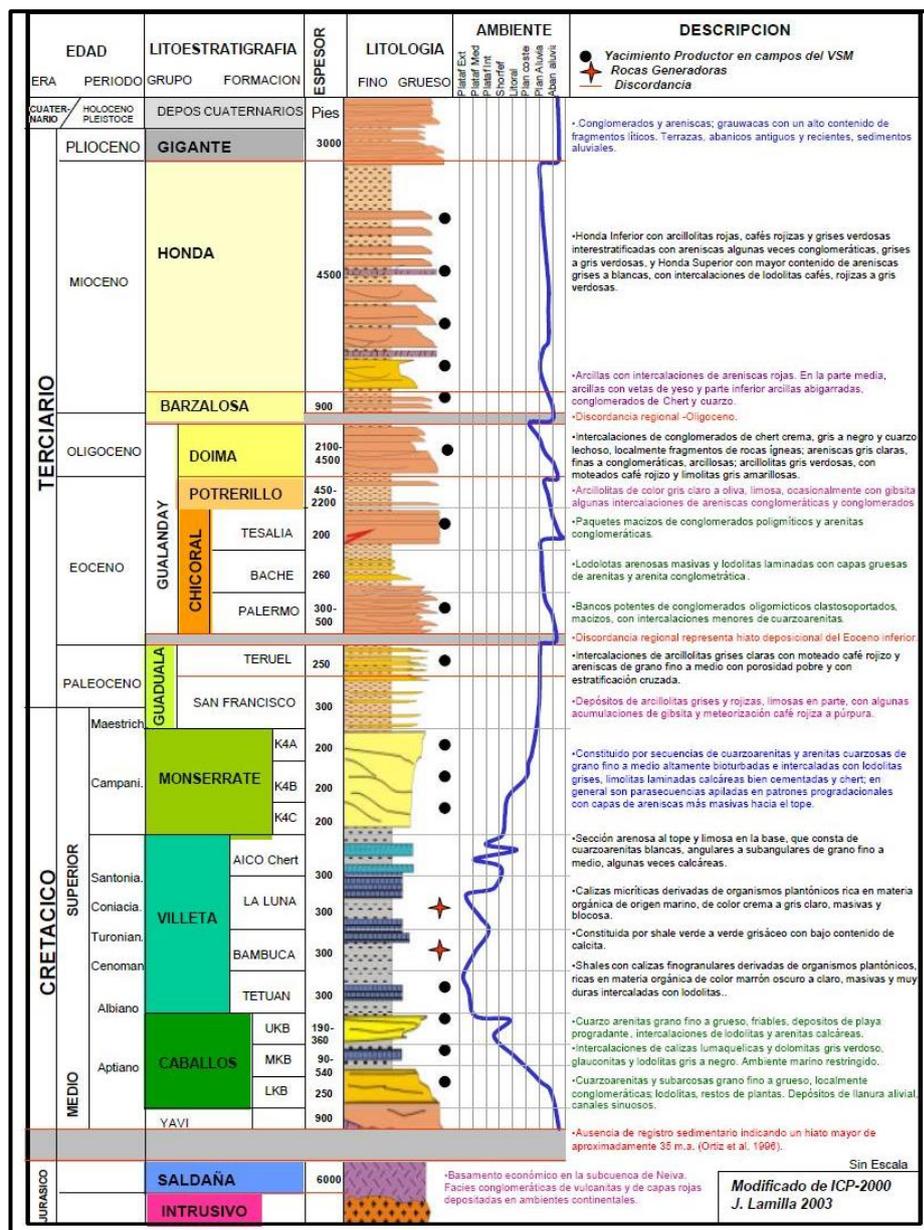
Tabla 4. Unidades Geológicas del área de análisis (Tomado de cuencas sedimentarias de Colombia, 2012)

Grupo/Formación	Unidad operacional/Subunidad	Descripcion General	
Fm Honda	Th	Areniscas de la formación Honda, principalmente de facies de canales fluviales.	
Fm. Barzalosa	TB	Arenas y conglomerados basales de la formación barzalosa, constituida por facies de canales de abanico aluviales y arcillas de ambientes lacustres.	
Fm. Guaduala/ Fm. San Francisco	TKGBAS	Arenas basales del terciario (TKG) de la formación San Francisco del grupo Guaduala. Constituida por facies de canales y llanuras de inundacion. Litologicamente corresponde con litoarenitas y arcillas varicoloreadas.	
Fm. Monserrate	K4	K4-A	Primer nivel arenoso de la formación monserrate. Litologicamente corresponde a areniscas lodosas de granos muy fino hacia el tope. Hacia la parte media presenta una alternancia de lodolitas calcareas y hacia la base una alternancia de areniscas de grano muy fino con intercalaciones de limolitas.
		K4-B1	La litología principal son areniscas de grano muy fino a medio
		K4-B2	Constituido por areniscas de grano fino a medio.
		K4-B3	Litologicamente corresponde a areniscas de grano muy fino, areniscas lodosas y lodolitas intercaladas.
		K4-B3Sh	Litologicamente se caracteriza por una intercalacion en delgadas laminas de limolitas y areniscas de grano muy fino y con esporadicos paquetes de arenas de grano muy fino a fino de poco espesor.
		K4-C	Conformada por alternancia de limolitas y areniscas lodosas de grano muy fino.
		K4-CPOR	Principalmente conformados por alternancia de areniscas lodosas bioturbadas de grano muy fino
		K4-CBASEPOR	Corresponde a la unidad inferior de la formación Monserrate. Sin interes de produccion. Esta constituido por limolitas principalmente.
Gp. Villeta	K3	Shales, Margas y calizas del Gp. Villeta (Bolsillo)	

11.1.2. Columna estratigráfica

Estas unidades geológicas se visualizan a través de la columna estratigráfica generalizada y presentada a continuación, la cual muestra una discordancia Eoceno – Oligoceno, representando una erosión total de las formaciones Doima, Potrerillo, Chicoral y parcial de Gp. Guaduala y formación Monserrate. Es importante por ello tener en cuenta que se perforaron solo las unidades geológicas mencionadas anteriormente en la tabla 4.

Tabla 5. Columna estratigráfica general del área de análisis (Tomado de ICP, 2000).



11.2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN

Con base en información de perforaciones ejecutadas en el V.S.M, se plantea el programa de perforación presentado en la tabla 6, para los pozos USCO1 y USCO2; el cual fue el mismo usado para el pozo USCO1-T.

Tabla 6. Programa de perforación general para pozos USCO1 y USCO2.

FASE & PROFUNDIDAD	LOTIFIT & prueba de presión de csg y	BROCAS	BHA	REVESTIMIENTO	CEMENTACION		FLUIDO/LODO DE PERFORACION		PROGRAMA DE REGISTRO (Wireline)	DIAGRAMA
					LECHADA LEAD	LECHADA TAIL	Pp & p del lodo	Tipo		
Hueco de 12 1/4" desde 25' hasta 200'	Prueba de Integridad de csg BOP's prueba offline (Durante cementación)	12 1/4" Triconica (DTIGJMR S)	5 1/2" x 4" HWDP 6 3/4" x-over (3) x6 1/2"	9 5/8" 36# K55 BTC @ 795'	Cemento clase G desde 500' hasta super 60% Exceso No Caliper	Cemento clase G desde 800' hasta 500' 60% Exceso No Caliper	Lodo base Agua (Spud Mud+Tixotropico MMO)	N/A		
		12 1/4" PDC (V519PDH LUX)	5 1/2" x 4" HWDP 6 3/4" x-over (3) x6 1/2" DC 8" X-O sub 8" Index Sub 8" MWD-		Cemento clase G desde 500' hasta super 60% Exceso No Caliper	Lodo Tixotropico Max. MW: 9,2 PPG Min MW: 8,8 PPG 6,1-9,2 EMW				
Hueco de 8 1/2" desde 800' hasta 7000'	Prueba de Integridad del CSG (Durante cementación) BOP's prueba on line: BOP Csg head, BOP HCR, BOP Kill line.	8 1/2" - PDC (R519POG XV) (800' - 6450') 8 1/2" - PDC (716) (6450' - 7600')	1 1/2" x4,778 2DP (12) x4" HWDP 6 3/3 x-over 6 1/2" Jar 6 3/4" x-over (2) x4" HWDP 6 3/4" X-over (2) x6 1/2" DC 6 3/4"	7" 26# P-110 BTC/IXP @ 7000'	Cemento clase G 13 ppg 30% Exceso Caliper desde 7000' hasta superficie Lechada visco-elastica de alta resistencia	Presion de poro 6,1-9,2 PPG EMW Max. MW: 9,2 PPG	Tixotropico MMO	LWD, CBL, VDL USCO-1		

11.3. POZO USCO TEÓRICO (USCO1-T)

El pozo USCO1-T es la recopilación de datos de los pozos USCO1 y USCO2, esto se realizó con el fin de tener suficiente información para el desarrollo del análisis de estabilidad.

A continuación, se describe como se organizó la información para generar el USCO1-T:

Del pozo USCO1 se tomó información de registros tales como, densidad, gamma ray y porosidad.

Del pozo USCO2 se tomó información de registro sísmico compresional, pruebas FIT y registro EMI de imagen.

Como los pozos USCO1 y USCO2 están dentro del mismo bloque de perforación, se tomó que, para el pozo USCO1-T la información referente al programa de perforación y columna stratigráfica sería la misma. Estas se pueden ver en la tabla 6 y 5. El registro EMI de imagen del pozo USCO2 se puede ver en anexos.

12. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL POZO USCO1-T

12.1. ESTRATEGIA DE EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL POZO

La estrategia que se usó básicamente para la evaluación de la estabilidad del pozo radicó en la recolección de información, la cual puede ser de pozos vecinos, formaciones a atravesar o cuenca; columna estratigráfica, registros eléctricos, pruebas de fracturamiento e integridad y eventos de perforación.

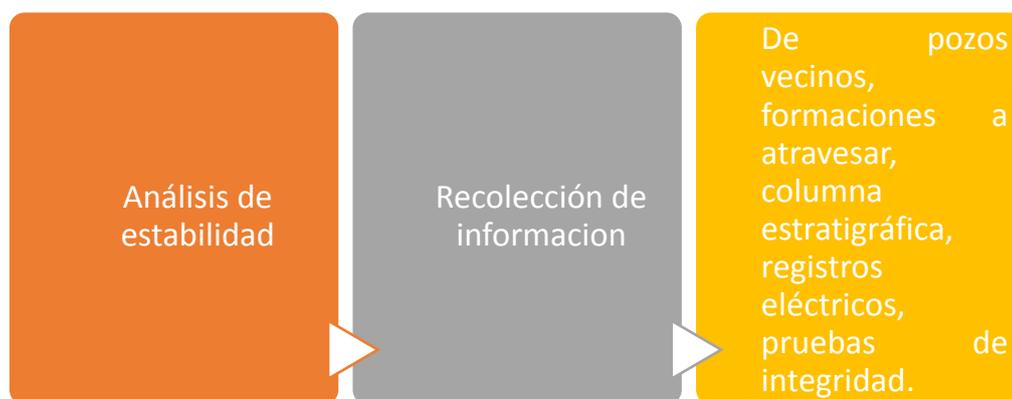


Figura 38. Estrategia de evaluación de estabilidad del pozo.

12.1.1. Procedimiento metodológico para evaluación de estabilidad de pozo

Para la construcción metodológica de evaluación de estabilidad de pozo, se usó información de registros eléctricos, como se observa en la figura 40.

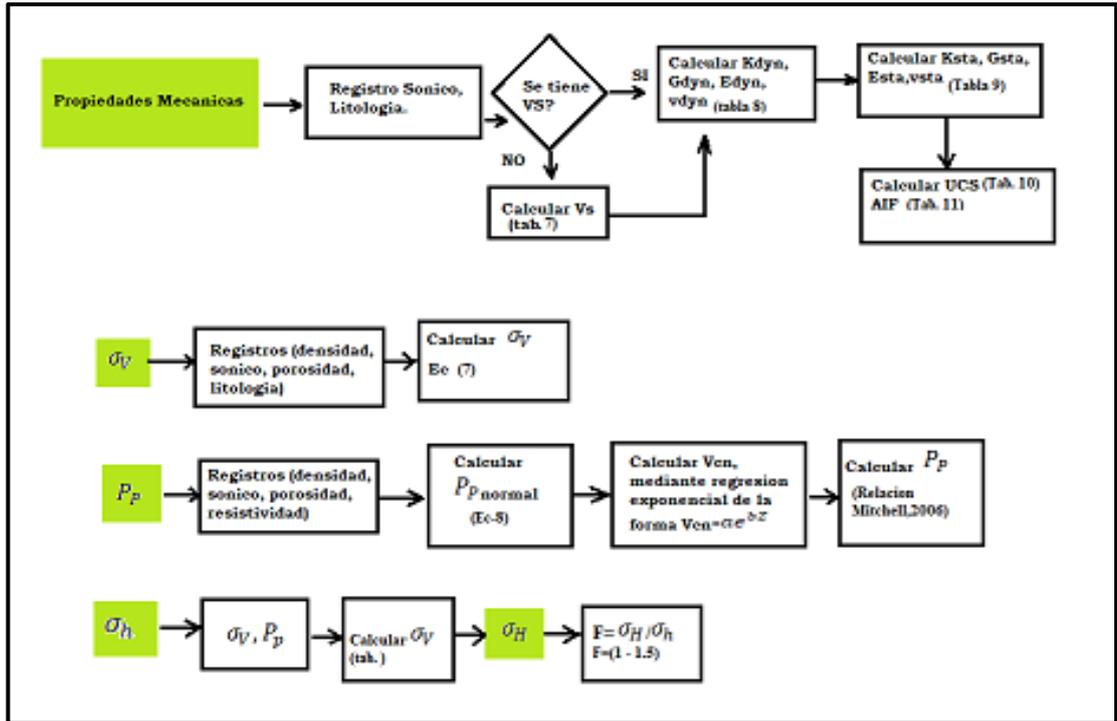


Figura 39. Metodología para la evaluación de estabilidad de pozo.

12.2. REGISTROS

Como se mencionó anteriormente, el análisis de estabilidad se desarrolló con la ayuda de registros eléctricos, tales como, densidad, porosidad, gamma ray y el más importante, el registro sónico; en la figura 41 se ilustran los registros sínicos compresional (vc) y sónico de corte (vs), además el de densidad y gamma ray.

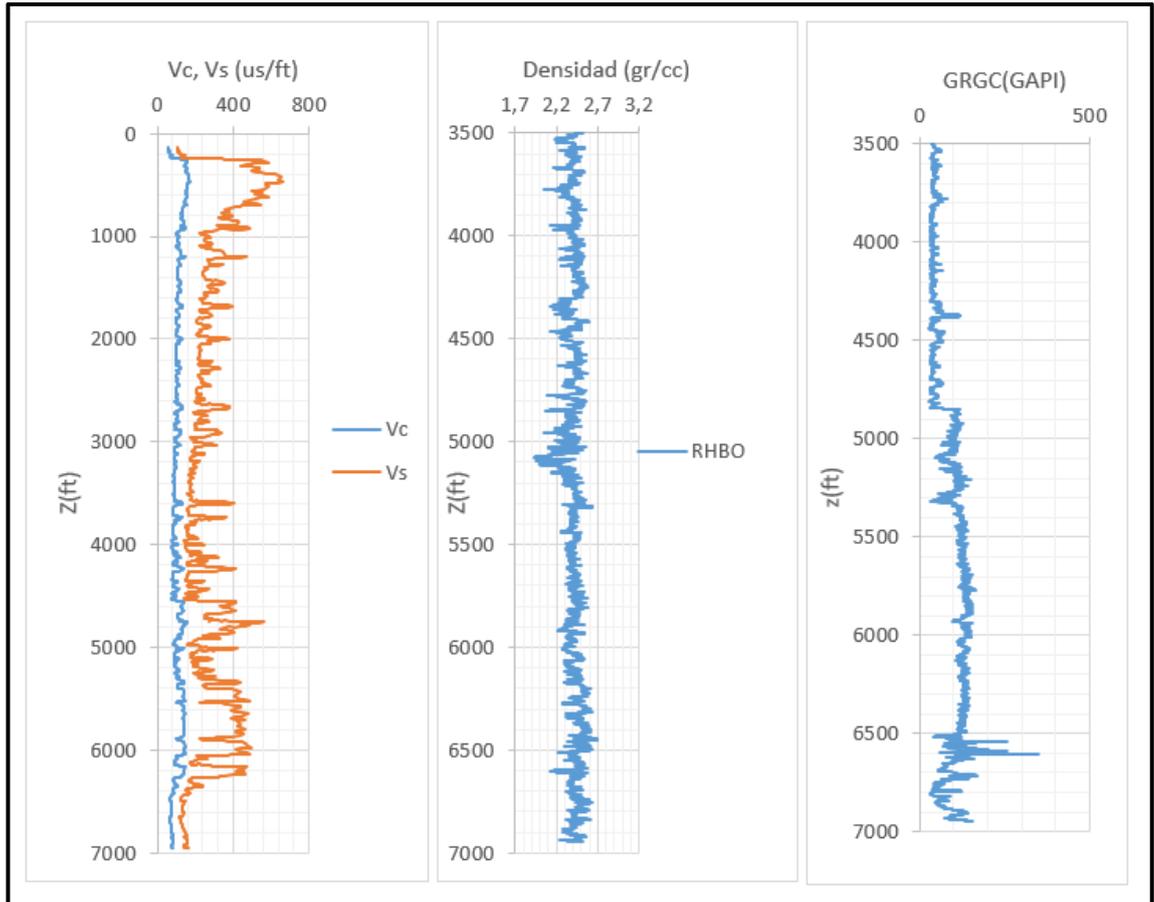


Figura 40. Registros sísmicos, densidad y gamma ray pozo USCO1-T.

Se realizó la evaluación de estabilidad geomecánica del pozo teórico USCO1-T y con respecto a la información obtenida se produjo un análisis solamente de las formaciones que tuvieron problemas en los pozos de estudio USCO1 y USCO2 para la cual se correlacionó la información de cada zona.

Solo se contaba con una imagen del registro sísmico del pozo USCO2, el cual fue usado para el análisis del pozo USCO1-T; para la obtención de los datos a sus diferentes profundidades se utilizó el software Digitize-It, posterior a ello se usó una función programada en Visual Basic (ver anexos) para encontrar los datos necesarios, ya que era indispensable poseer estos a las mismas profundidades de los demás registros (densidad, porosidad).

12.3. MECÁNICA DE ROCAS – CÁLCULOS DE FACTORES

Los factores de mecánica de rocas se pueden obtener por registros eléctricos o acústicos, o pruebas de laboratorio sobre núcleos, desde luego, estas últimas son más precisas, pero más costosas. Con los registros eléctricos y acústicos se debe estar atento ya que los cálculos se realizan con base en correlaciones empíricas de las cuales algunas tienen rangos de aplicación muy limitados.

Para el análisis de estabilidad se realizaron cálculos mediante correlaciones con la ayuda de Excel, las cuales se ilustran sus respectivas figuras.

Se detallará la muestra de cálculo para la profundidad de 6201 ft. Los registros a 6201 ft tienen los siguientes valores:

$$\rho_{bulk@6201ft} = 2,57 \frac{gr}{cc}, V_{c@6201ft} = 137,65 \frac{\mu seg}{ft} \text{ y } \Phi_{@6201ft} = 28,66\%$$

12.3.1. Registro sísmico compresional a registro sísmico de corte

Como no se cuenta con Δt_s , se hizo uso de correlaciones. Al realizar la conversión de V_c a Km/seg se obtiene que, $V_c = 2,215 \text{ Km/seg}$; al encontrarse dentro del rango aceptable de la correlación (a) de la tabla 7. (Brocher, 2008), dicha correlación si se puede aplicar.

Tabla 7. Correlaciones para calcular V_s (Tomado de Tariq et al., 2016)

$V_s[km/seg] =$	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $0.7858 - 1.2434V_c + 0.7949V_c^2 - 0.1238V_c^3 + 0.006V_c^4$	$1.5 < V_c < 8.5$ km/seg (Brocher, 2008)	V_s [km/seg]
(b) $-0.05509V_c^2 + 1.0168V_c - 1.0305$	Calizas (Castagna, 1993)	V_s [km/seg]
(c) $aV_c + b$	<ul style="list-style-type: none"> • Clásticas: a=0.8375, b=-1.1052 (Soltanzadeh, 2013); • Areniscas: a=0.8042, b=-0.8559 (Castagna, 1993); • Lutitas: a=0.77, b=-0.8674 (Castagna, 1993); • Dolomitas: a=0.583, b=-0.0777 (Castagna, 1993) 	V_s [km/seg]

$$V_{s@6201ft} = 0.7858 - 1.2334(2.21) + 0.7949(2.21)^2 - 0.1238(2.21)^3 - 0.006(2.21)^4$$

$$V_{s@6201ft} = 0.7305 \frac{Km}{seg} = 417.331 \mu s/ft$$

12.3.2. Ecuaciones Módulos Elásticos

Combinando la relación de Δt_c y Δt_s con los módulos de elasticidad y además, incorporando el modelo de elasticidad lineal, es posible obtener las ecuaciones de la tabla 8, que tiene algunas constantes para obtener unidades comunes.

Tabla 8. Ecuaciones para calcular los módulos de Elasticidad dinámicos (Tomado de Xi et al., 2015)

	Unidades
(a) $G_{dyn} = 1.34x10^4 \frac{\rho_{bulk}}{\Delta t_s^2}$	ρ_{bulk} [gr/cc], Δt_s [μ seg/ft], G_{dyn} [MPsi]
(b) $K_{dyn} = 1.34x10^4 \frac{\rho_{bulk}}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3}G_{dyn}$	ρ_{bulk} [gr/cc], Δt_s [μ seg/ft], G_{dyn} K_{dyn} [MPsi]
(c) $\nu_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$	Δt_s [] = Δt_c [], ν_{dyn} [-]
(d) $E_{dyn} = 2G_{dyn}(1 + \nu_{dyn})$	E_{dyn} [] = G_{dyn} [], ν [-]

Mediante las ecuaciones de la tabla 8 se obtienen los módulos de elasticidad dinámicos:

$$G_{dyn@6201ft} = 1.34 \times 10^4 \frac{2,57}{417.331^2} = 0.198 \text{ Mpsi}$$

$$K_{dyn@6201ft} = 1.34 \times 10^4 \frac{2,57}{137.654^2} - \frac{4}{3} * 0,198 = 1.55 \text{ Mpsi}$$

$$V_{dyn@6201ft} = \frac{3 * 1.55 - 2 * 0.198}{6 * 1.55 + 2 * 0.198} = 0.439$$

$$E_{dyn@6201ft} = 2 * (0.198) * (1 + 0.439) = 0.569 \text{ Mpsi}$$

Luego para los módulos estáticos, se calcula E_{sta} y a partir de este, se puede correlacionar con los otros. Al convertir E_{dyn} a GPa se obtiene, $E_{dyn}=3.923 \text{ GPa}$. Como está en el rango de la correlación (b) de la tabla 9. (Christaras, 1994), se puede aplicar.

Tabla 9. Correlaciones para calcular módulos de elasticidad estáticos (Tomado de Brotons et al., 2015)

	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $E_{sta} = aE_{dyn} + b$	<ul style="list-style-type: none"> • Cualquier Tipo de Roca con $5 < E_{dyn} < 130 \text{ GPa}$ ($R^2 = 0.7$): $a=0.74$, $b=-0.82$ (Eissa, 1988) • Cualquier Tipo de Roca con $25 < E_{dyn} < 110 \text{ GPa}$ ($R^2 = 0.99$): $a=1.05$, $b=-3.16$ (Christaras, 1994) 	E_{sta} , E_{dyn} [GPa]
(b) $E_{sta} = aE_{dyn}^2 + bE_{dyn}$	Cualquier Roca Sedimentaria: $a=0.018$, $b=0.422$ (Lacy, 1997)	E_{sta} , E_{dyn} [GPa]
(c) $E_{sta} = aV_c^b$	<ul style="list-style-type: none"> • Lutitas: $a=0.076$, $b=3.23$ (Horsrud, 2001) • Calizas ($R^2 = 0.9$): $a=0.169$, $b=3.32$ (Najibi, 2015) 	E_{sta} , E_{dyn} [GPa]
(d) $\log_{10} E_{sta} = a \log_{10} (\rho_{bulk} E_{dyn}) + b$	<ul style="list-style-type: none"> • Cualquier Tipo de Roca con $5 < E_{dyn} < 130 \text{ GPa}$ ($R^2 = 0.92$): $a=0.77$, $b=0.02$ (Eissa, 1988) • Calizas ($R^2 = 0.97$): $a=1.28$, $b=-4.71$ (Brotons, 2014) 	E_{sta} , E_{dyn} [GPa]
(e) $\nu_{sta} \approx \nu_{sta}$	Aproximación comúnmente usada	-
(f) $G_{sta} = \frac{E_{sta}}{2(1 + \nu_{sta})}$	Modelo Analítico	-
(g) $K_{sta} = \frac{E_{sta}}{3(1 - 2\nu_{sta})}$	Modelo Analítico	-

$$E_{sta@6201ft} = 0.018 * 3.923^2 + 0.422 * 3.923 = 1.932 \text{ Gpa} = 0.2804 \text{ Mpsi}$$

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

$$V_{sta@6201ft} = V_{dyn@6201ft} = 0.439$$

Los módulos K_{sta} y G_{sta} no se calcularán debido a que en estabilidad de pozo no son necesarios.

12.3.3. Módulos de Resistencia

Para estos parámetros, existen múltiples correlaciones que los relacionan con propiedades petrofísicas como Φ o con otras propiedades mecánicas como E. Las tablas 12.3.3A y 12.3.3B, muestran correlaciones para las litologías más comunes.

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

Para UCS y AIF es posible aplicar la correlación (b) de la tabla 10. (Chang, 2006) y la correlación (a) de la tabla 11 (Chang, 2006), respectivamente.

Tabla 10. Correlaciones para calcular UCS (Tomado de Chang et al., 2006)

$UCS[MPa] =$	Condición para Aplicar	Unidades
(a) $a(1 + b\Phi)^2$	<ul style="list-style-type: none"> Areniscas limpias con $\Phi < 0.357$: a=357, b=-2.8 (Plumb, 1994) Carbonatos: a=276, b=-3 (Rzhevsky, 1971) 	Φ [Fracc.]
(b) $ae^{b\Phi}$	<ul style="list-style-type: none"> Areniscas con $2 < UCS < 360$MPa: a=277, b=-10 (Chang, 2006) Carbonatos con $\Phi < 0.2$ y $30 < UCS < 150$MPa: a=143.8, b=-6.95 (Chang, 2006) 	Φ [Fracc.]
(c) $a \times 10^7 \Delta t_c^b$	Areniscas poco consolidadas: a=1.413, b=-3 (Chang, 2006)	Δt_c [μ seg/ft]
(c) $ae^{bx \times 10^{-11} \rho V_c^2}$	Areniscas bien consolidadas: a=42.1, b=1.9 (Chang, 2006)	V_c [m/seg], ρ [kg/m ³]
(d) $a\Phi^b$	<ul style="list-style-type: none"> Lutitas con $\Phi < 0.1$: a=1, b=-1.14 (Dusseault, 1993) Lutitas con $\Phi > 0.27$: a=0.286, b=-1.762 (Chang, 2006) 	Φ [Fracc.]
(c) $a(304.8/\Delta t_c)^b$	Lutitas del Terciario: a=1.35, b=2.6 (Horsrud, 2001)	Δt_c [μ seg/ft]
(f) aE^b	<ul style="list-style-type: none"> Calizas con $10 < UCS < 300$MPa: a=0.4067, b=0.51 (Chang, 2006) Dolomitas con $60 < UCS < 100$MPa: a=2.4, b=0.34 (Chang, 2006) Lutitas bien Compactados: a=0.0528, b=0.712 (Horsrud, 2001) 	E[MPa]

$$UCS_{@6201ft} = 277e^{-10 \times 0.2866} = 15.76 \text{ MPa} = 2.28 \text{ kpsi}$$

Tabla 11. Correlaciones para calcular AIF (Tomado de Zoback, 2007)

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

Luego, AIF al ser calculado con (Chang, 2006):

$$AIF_{@6201ft} = 57.8 - 105 * 0.2866 = 27.70^\circ$$

12.3.4. Datos consolidados mecánica de rocas pozo USCO1-T

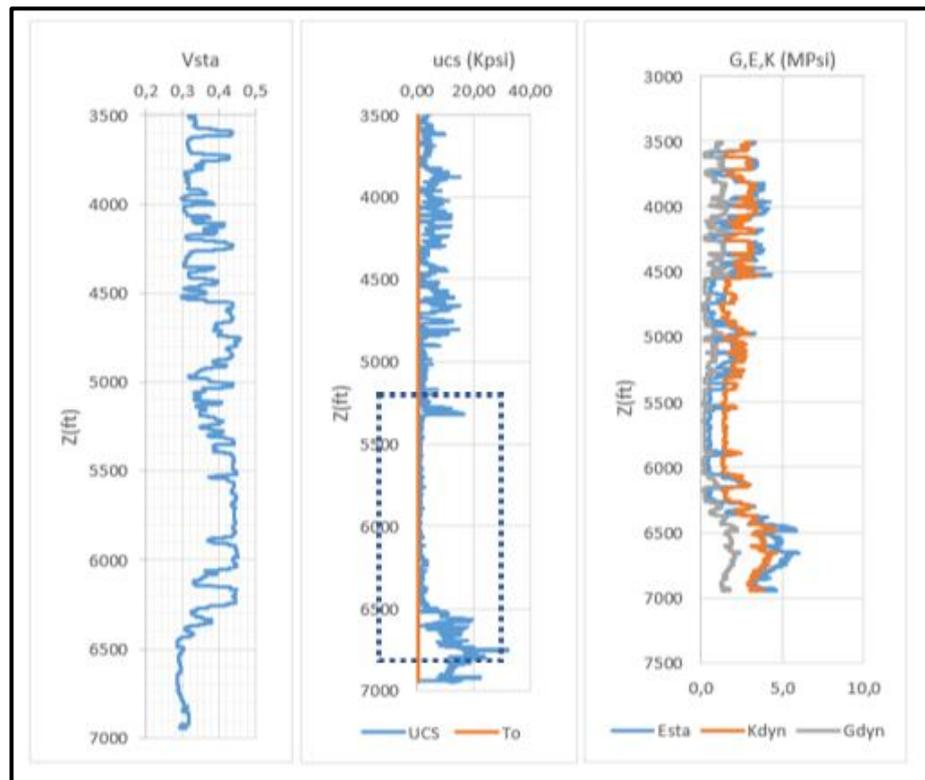


Figura 41. Propiedades Mecánicas pozo teórico USCO1-T.

12.4. ESTADOS DE ESFUERZOS Y PRESIÓN DE PORO

12.4.1. Esfuerzo de sobrecarga

La presión de sobrecarga (Overbuden stress), como se mencionaba anteriormente, es definida como la presión ejercida por el peso total de las formaciones suprayacentes, es decir, por encima del punto de interés.

La presión de sobrecarga se puede expresar matemáticamente como la presión ejercida por todo el material que recubre la profundidad de interés, mediante la ecuación 7 vista anteriormente.

$$S_{@6201ft} = S_1 + 0,433 * \rho_b * h$$

Donde S, es la presión de sobrecarga (también llamado esfuerzo vertical) expresada en psi; ρ_b es la densidad volumétrica, expresada en gr/cc; y h, es la profundidad vertical verdadera TVD expresada en ft (Calderón, 2014) o en este caso, el intervalo donde se tienen los datos de registros cada 0,5 ft.

Para ello se elaboró una hoja de Excel para la sistematización de los datos; se presenta muestra de cálculo para una profundidad de 6201 ft.

$$S_{@6201ft} = 6364,24 \text{ psi} + 0,433 * 2,42507 * 0,5 = 6364,77 \text{ psi}$$

12.4.2. Presión de poro

A la hora de perforar un pozo, es vital conocer las presiones de formación o presiones de poro, con el fin de realizar la planeación segura del pozo; ya que valores confiables de presión permiten diseñar pesos de lodos seguros y evitar influjos o amagos de reventón o incluso fracturar las formaciones mientras se perfora (Calderón, 2014).

Se hizo uso del registro sísmico para el método de relación; para lograr aplicarlo se necesita el valor de tendencia normal, por lo cual fue necesario realizar una regresión a los valores del registro sísmico compresional.

Al hacer la regresión exponencial con la función $fit(x, y', exp1')$ de MATLAB, se obtuvo que los valores para los coeficientes correspondían a: $a = 122,4$ y $b = -0,00003232$.

$$Vcn_{@6201ft} = ae^{bZ} = 122,4e^{(-0,00003232)(6201)} = 100,1709 \text{ } \mu\text{s}/\text{ft}$$

Conociendo la profundidad es posible calcular P_p , si estuviese normalmente presionado.

$$P_{pn@6201ft} = (0,465)(6201) = 2883,47 \text{ psi}$$

Finalmente se puede calcular con el método de relación (Mitchell, 2006).

Ecuación 8. *Presión de Poro de una zona normalmente presionado (Modificado de Mitchell, 2006)*

$$P_{p@6201ft} = P_{pn} \left(\frac{Vc}{V_{cn}} \right) = 2883,47 * \left(\frac{137,6547}{100,1709} \right) = 3962,452 \text{ psi}$$

12.4.3. Esfuerzos Horizontales

El esfuerzo de sobrecarga (esfuerzo vertical) normalmente tiende a extender y a expandir las rocas subyacentes en dirección lateral horizontal, debido a la relación de Poisson; sin embargo, este movimiento lateral del esfuerzo de sobrecarga es limitado por la presencia de materiales adyacentes, causando así los esfuerzos horizontales, conocidos como esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) (Calderón, 2014). Por lo tanto, la cantidad de esfuerzo horizontal depende en gran medida de la relación de Poisson; por lo cual, las rocas con mayores relaciones de Poisson tendrán mayores esfuerzos horizontales que aquellas que tienen menores valores.

Para hallar el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) se usó la correlación de Matthews y Kelly (1967), pero como se dijo anteriormente, este tipo de esfuerzos horizontales son los más complejos de describir; para una correcta descripción es fundamental calibrarlos con ayuda de datos experimentales, en este caso se usaron 2 pruebas LOT, con valores para los 1025 ft de 14 ppg y para los 2019 ft de 14,8 ppg.

$$\sigma_{hmin} = K * (Sv - P_p) + P_p$$

Ecuación 9. *Definición de esfuerzo horizontal mínimo. (Tomado de Matthews and Kelly, 1967)*

Donde K es el factor a calibrar, el cual después de realizar prueba de ensayo y error el mejor valor arrojado para la constante fue de 0,5.

$$\sigma_{hmin@1025ft} = 0,5 * (1035,60 - 433,883) + 433,883 = 734,743 \text{ psi} = 13,8 \text{ ppg}$$

$$\sigma_{hmin@2019ft} = 0,5 * (2042,76 - 911,337) + 911,337 = 1477,046 \text{ psi} = 14,07 \text{ ppg}$$

Ahora, se hallan estos valores para la profundidad de muestra de cálculo (6201 ft).

$$\sigma_{hmin@6201ft} = 0,5 * (6357,65 - 3962,452) + 3962,452 = 5160,052 \text{ psi} = 16 \text{ ppg}$$

Para hallar el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) se debe contar con registros de imagen, al no poseer esta información se usó la teoría simplificada de la elasticidad, la cual que dice:

$$F = \frac{\sigma_{Hmax}}{\sigma_{hmin}}$$

Ecuación 10. Definición esfuerzo horizontal máximo teoría simplificada de la elasticidad.

Donde el valor F varía entre 1 y 1,5, se halló el esfuerzo horizontal máximo σ_{Hmax} y se calibro con una prueba de fractura del pozo de estudio; a una profundidad de 2589 ft el gradiente de fractura fue de 15,4 ppg lo cual arrojó un valor para F de, $F = 1.3$, se detalla muestra de cálculo seguidamente.

$$F * \sigma_{hmin} = \sigma_{Hmax}$$

$$1,3 * 1882,171 = \sigma_{Hmax@2589ft}$$

$$2446,82 \text{ psi} = \sigma_{Hmax@2589ft}$$

$$\sigma_{Hmax@6201ft} = 1,3 * 5160,052 = 6708,0675 \text{ psi}$$

12.4.4. Consolidado de estados de esfuerzos y presión de poro

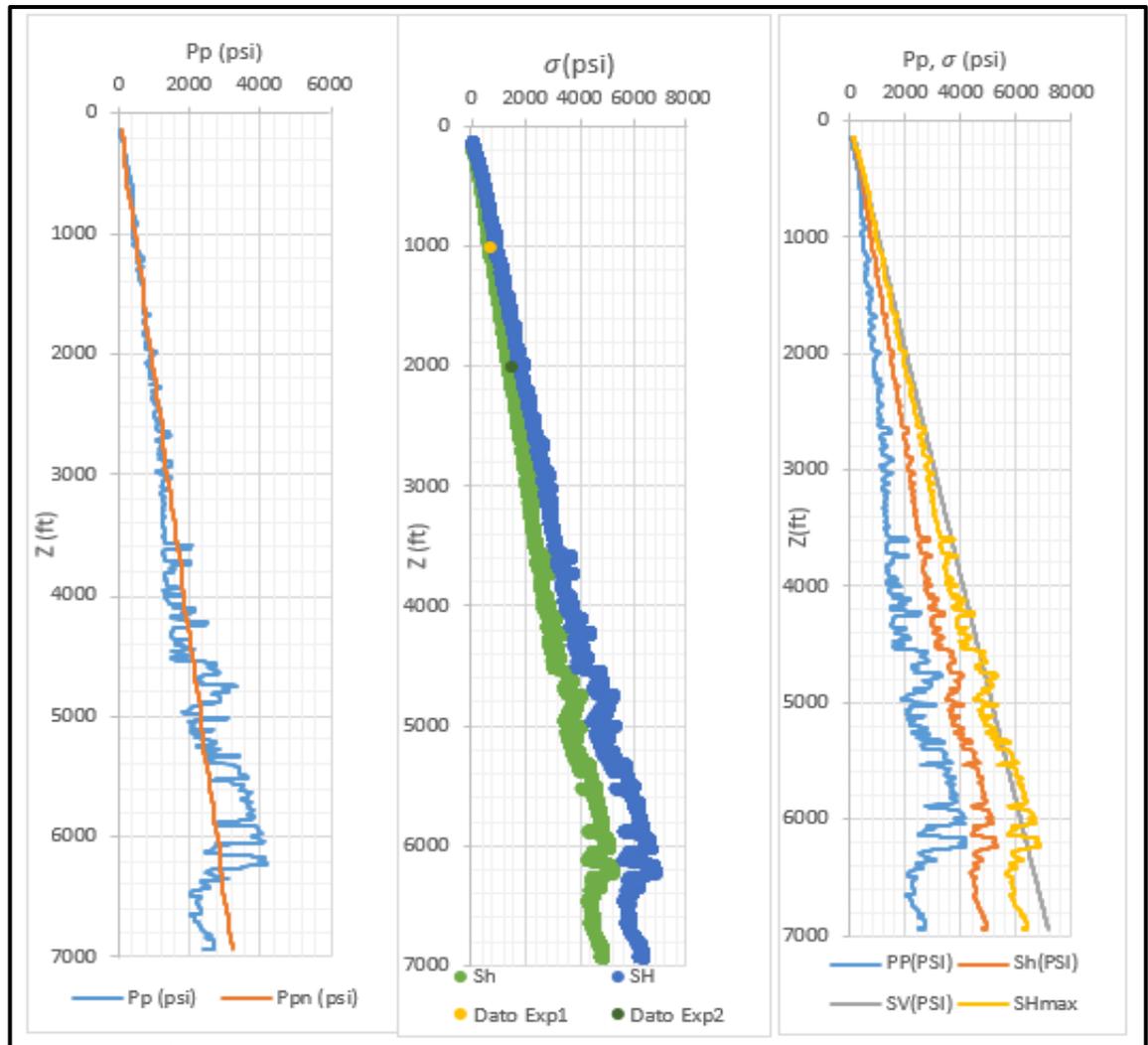


Figura 42. Estados de Esfuerzos principales pozo teórico usco-1. Elaboración propia.

12.5. PRESIÓN DE FRACTURA

Es la presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del hoyo. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor que la suma de la presión de poros más la componente horizontal de la presión de sobrecarga.

12.5.1. Cálculo de la presión de fractura.

Seguidamente se halló el gradiente de fractura en psi/ft usando la correlación de Eaton:

$$F = \frac{S - P}{D} \left(\frac{V}{V - 1} \right) + \frac{P}{D}$$

Ecuación 11. Definición de presión de fractura (Tomado de Eaton)

Donde F es el gradiente de fractura, S (psi) es el esfuerzo de sobrecarga (psi) es la presión de poro, V es el módulo de Poisson y D es la profundidad en ft.

Para una profundidad de 6201 ft los valores de S, P y V fueron respectivamente: 6357,65 psi, 3962,452 psi y 0,4390.

$$F_{@6201ft} = \frac{6357,65 - 3962,452}{6201} \left(\frac{0,4390}{0,4390 - 1} \right) + \frac{3962,452}{6201} = 0,941214 \text{ psi/ft}$$

Para hallar la presión de fractura tan solo se debe tomar el dato de gradiente de fractura y multiplicarlo por la profundidad.

$$P_{frac@6201ft} = 0,941214 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 6201ft = 5836,46 \text{ psi}$$

Se tenía registro del gradiente de fractura del pozo estudio el cual su valor para los 2589 ft correspondía a 15,4 ppg, es necesario confirmar o comparar este valor con los datos que se tienen, para ello se procedió a hallar el gradiente de fractura y así poder calcular la presión de fractura, convirtiendo su resultado a unidades de ppg, esto con el objetivo de hacer la comparación con el dato del pozo estudio.

$$F_{@2589ft} = \frac{2623,75 - 1140,588}{2589} \left(\frac{0,3851}{0,3851 - 1} \right) + \frac{1140,588}{2589} = 0,7993 \text{ psi/ft}$$

$$P_{frac@2589ft} = 0,7993 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 2589ft = 2069,41 \text{ psi} = 15,37 \text{ ppg}$$

Se encontró similitud entre el valor de la presión de fractura hallada con el valor ya conocido del pozo estudio.

12.5.2. Consolidado de presión de fractura.

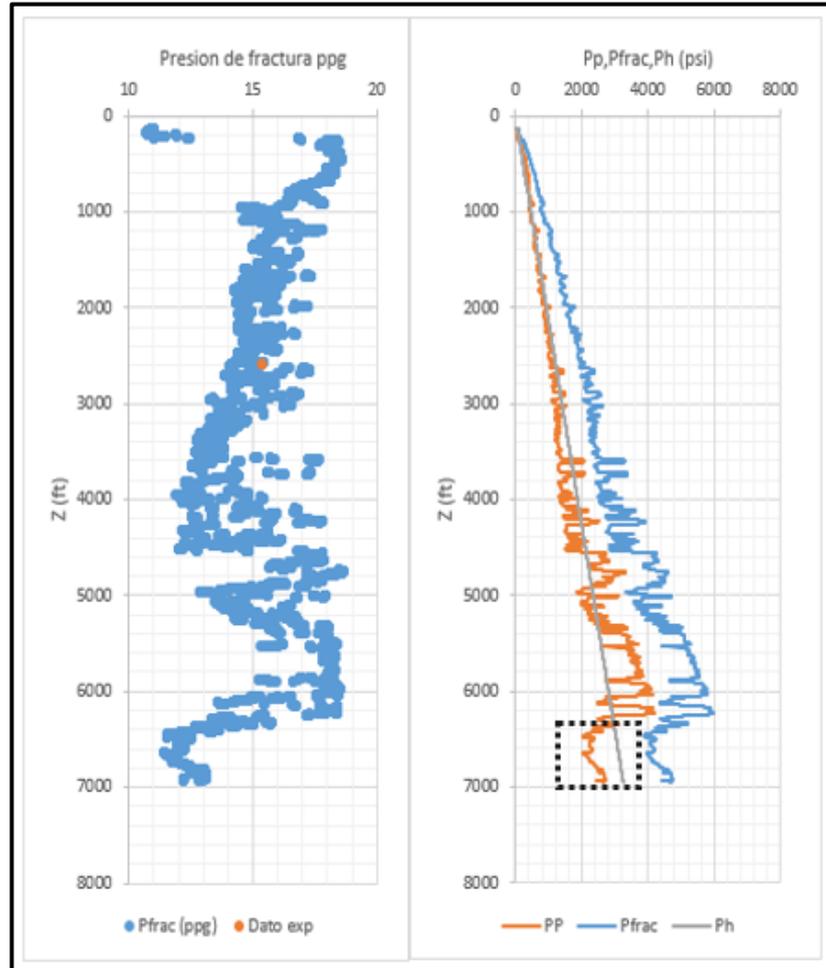


Figura 43. Presion de fractura, presion de poro y presion hidrostática vs profundidad pozo USCO1-T.

12.6. VENTANA SEGURA DE LODO

12.6.1. Características generales

La ventana de lodo (MWW Mud Weight Window) se puede definir como el rango de pesos de lodo, caracterizada por dos aspectos principales: (a), perforar sin fracturar la formación, es decir, sin causar fracturas que conduzcan a pérdidas

de circulación y (b), no perder el control de la perforación de un pozo (Calderón, 2014). El análisis de los factores críticos que definen una ventana segura de lodo son 4, los cuales son, la presión de poro, mínimo peso de lodo para prevenir breakouts, esfuerzo horizontal mínimo y la presión de fractura, como se observa en la figura 45.

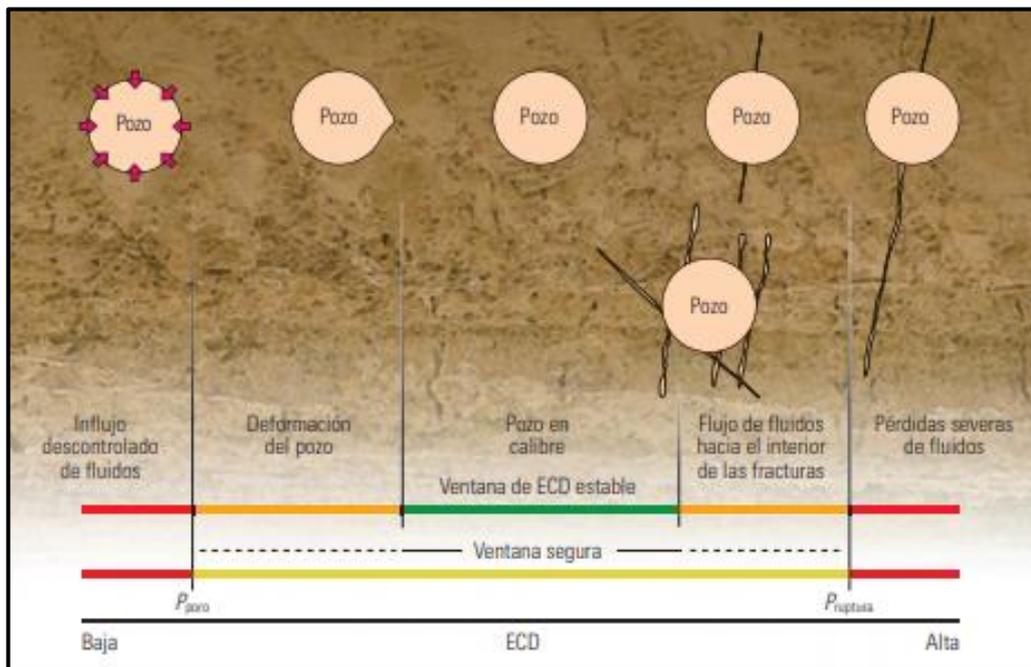


Figura 44. Ventana Segura de Lodo (tomado de Schlumberger, 2012)

- Presión de poro (P_p): Si el peso del lodo es menor que la presión de poro, la consecuencia puede ser el derrumbamiento del pozo, e incluso una arremetida de fluidos, de manera que los resultados pueden llegar a ser catastróficos.
- Mínimo peso del lodo para prevenir breakouts (M_w): Si el peso del lodo es menor a este valor M_w , ocurrirán breakouts debido a que la columna de lodo no es suficiente para sostener las paredes de del pozo.
- Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h): Si existen fracturas naturales o cualquier otro tipo de fisuras conductivas, el peso del lodo que sea mayor a esfuerzo horizontal mínimo reabrirá estas fracturas o fisuras naturales, causando pérdidas de circulación y eventualmente el colapso del pozo, si el espaciamiento entre las fracturas o fisuras es pequeño.

- Presión de fractura (Pf): Cuando el peso del lodo es mayor que la presión de fractura de la formación, se provocaran fracturas hidráulicas en la pared del pozo, lo cual puede generar pérdidas significativas de circulación, particularmente si el peso del lodo excede el esfuerzo horizontal mínimo.

12.6.2. Evaluación de la ventana de lodo.

Los valores descritos fueron hallados anteriormente, a continuación, se mostrará la gráfica que relaciona los parámetros descritos anteriormente, para así poder generar una ventana de lodo segura.

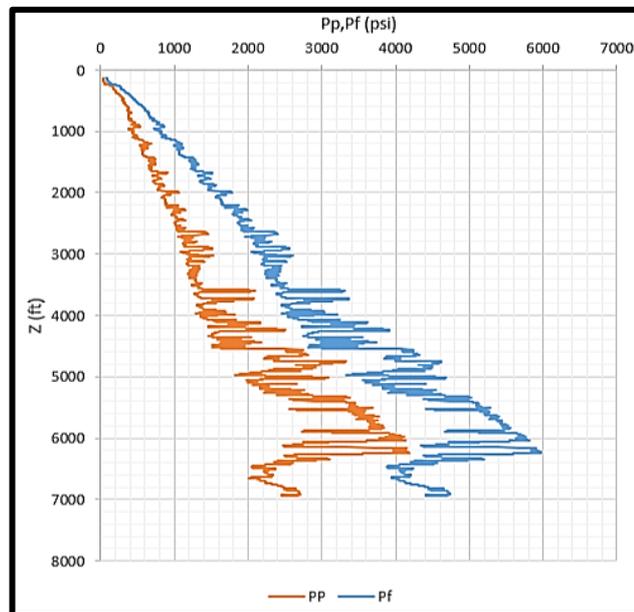


Figura 45. Presión de poro y presión de fractura Vs profundidad, pozo usco-1t.
Elaboración propia.

A continuación, a estas presiones de poro y de fractura se les hizo la respectiva conversión a ppg para poder encontrar los mejores pesos de lodo, esto se hace por motivos de comodidad.

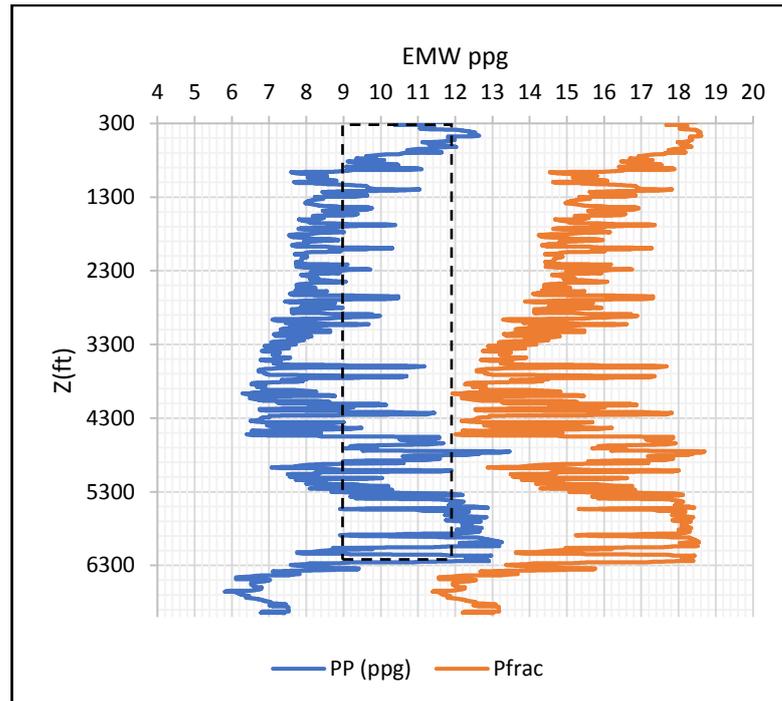


Figura 46. Presión de poro y de fractura Vs profundidad pozo USCO1-T.

Con base en la información de la figura 47, se evidencia mucho ruido en la curva de presión de poro y presión de fractura, sin embargo, con respecto a la gráfica se dará un rango de pesos de lodo, como el pozo estudio fue perforado en dos fases las relaciones de peso de lodo se dará de la misma manera, más adelante se analizará las presiones anormales.

Por tal motivo se recomienda un peso de lodo desde la profundidad de 1000 ft hasta la profundidad de interés en un rango de peso de lodo de 8.9 a 12 con ello se respeta el criterio de que el peso del lodo debe estar por encima de la presión de poro y por debajo de la presión de fractura, para tener al máximo una buena estabilidad del pozo.

13. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD POZO USCO1-T

13.1. ANÁLISIS DEL POZO USCO1-T BAJO CONDICIONES TEÓRICAS

Una vez hallada las propiedades mecánicas (figura 42), los esfuerzos principales (figura 43) y las presiones límite para la elaboración de una ventana segura de lodo (figura 46), se analizaron los datos obtenidos anteriormente para encontrar los posibles problemas y al final hacer una comparación del pozo teórico de estudio USCO1-T con los problemas operacionales USCO1 y USCO2.

Primeramente, se analizaron las propiedades mecánicas de la roca (figura 42), se encontró que a profundidades de 5300 ft a 6100 ft los valores de UCS son bajos, esto indica que a esas profundidades la matriz de roca no es bien compacta, pudiendo ocasionar pérdidas de fluidos.

Como ya se ha dicho anteriormente, la cantidad de esfuerzo horizontal depende en gran medida de la relación de Poisson; por lo cual, las rocas con mayores relaciones de Poisson (ν) tendrán mayores esfuerzos horizontales que aquellas que tienen menores valores.

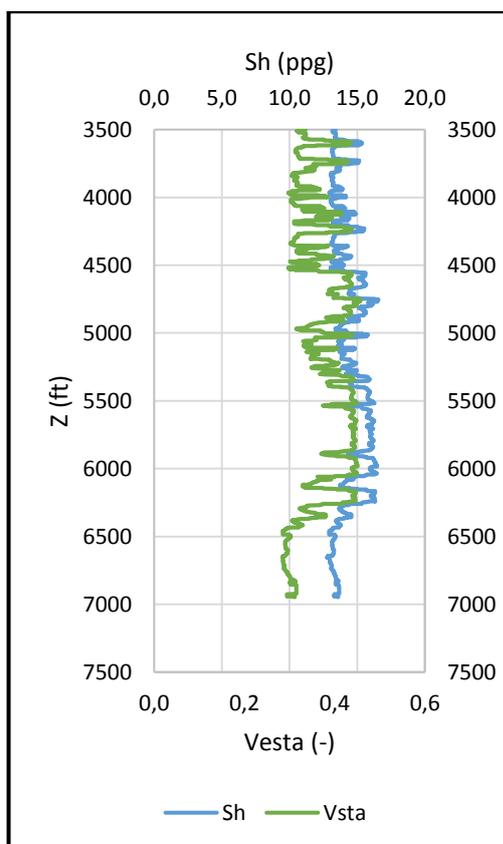


Figura 47. Comparación relación de Poisson y esfuerzo horizontal mínimo.

La relación de Poisson (ν) para diferentes materiales elásticos varía entre 0 y 0,5. Las rocas porosas débiles tienen valores de ν cercanos a cero.

El módulo de Young (E) es la medida de la tenacidad y rigidez del material, mientras mayor sea el valor (módulo), más rígido el material a la inversa, los materiales con valores bajos son más fáciles de deformarse bajo carga.

En rocas, un módulo de Young alto significa que tiene una alta resistencia y que no se deforma con facilidad. Esto significa por ejemplo que en un fracturamiento hidráulico, el propante tiende a enterrarse en una roca dúctil (módulo de Young bajo) y tiende a romperse en una roca más rígida (módulo de Young alto), fluyendo por el canal de fractura y afectando los canales de flujo (Calderón, 2014).

Las figuras 43 y 44 presentan el modelo geomecánico 1D y análisis de estabilidad para el pozo USCO1-T, basados en la información de registros eléctricos, pesos de lodo, información geológica, eventos de perforación, FIT. Con base en la clasificación de fallas de Judson, 1987 se puede concluir que se trata de un ambiente de falla normal ya que el esfuerzo de sobrecarga σ_v es mayor que el esfuerzo horizontal máximo σ_H y este a su vez, es mayor que el esfuerzo horizontal mínimo σ_h .

En la figura 49 se evidencia que las formaciones Barzalosa y Guaduala presentan presiones de poro anormales, debido a que la presión hidrostática es menor a presión de poro, esto con el detalle de que son formaciones no transmisibles ni aportantes de fluidos por lo que el riesgo se reduce solo a la estabilidad en la cara del pozo por colapso.

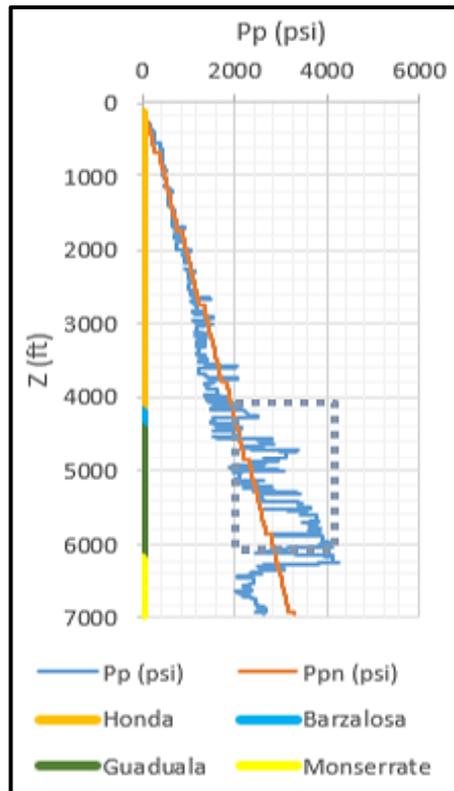


Figura 48. Presión de poro y presión de poro normal. Elaboración propia.

En la figura 49 se puede observar una gran disminución en la presión de poro desde los 6200 ft hasta los 6500 ft, esto es, probablemente por la baja compactación como se muestra a este rango de profundidades en la figura 42. A estas profundidades se observa también una alta porosidad como se muestra en la figura 50.

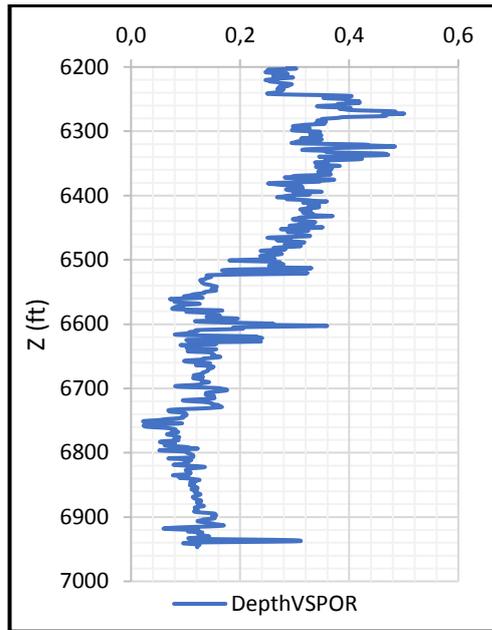


Figura 49. Registro de porosidad en formación Monserrate USCO-1T.

Según la figura 47 se muestra que la mínima presión de fractura es de 12,1, además de ello el rango de lodo está entre los 8,9 y 12 ppg.

13.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE CONDICIONES TEÓRICAS VS OPERACIONALES

El siguiente análisis se basó principalmente en los cálculos hallados mediante una hoja de Excel del pozo USCO1-T los cuales fueron comparados con los problemas operativos que presentaron los pozos estudio, USCO1 y USCO2.

Inicialmente se evidenciaron cuáles fueron los problemas operacionales de los pozos USCO1 y USCO2 para poder realizar el análisis con los datos teóricos que se hallaron a lo largo de este trabajo.

Los eventos operacionales más relevantes en la perforación de los pozos USCO1 y USCO2 fueron:

Sección 12 ¼"

- Pérdidas de fluido en formación Honda 450 ft y 2100ft.
- Daño en brocas por presencia de conglomerados en la Fm. Honda.

Sección 8 ½"

- Pérdidas de fluido en la formación Monserrate entre 6300 ft y 6700ft
- Pega de sonda de registros wireline diferencialmente en Fm Monserrate.
- Pega diferencial de tubería en Fm. Monserrate.
- Daño de brocas perforando Fm. Monserrate.

Análisis comparativo.

- En la figura 44 se puede observar una disminución en la presión de poro en la formación Monserrate la cual disminuye por debajo de la presión hidrostática, lo cual genera una presión de poro subnormal, esto, puede ser ocasionado, (1) por la estratigrafía de la zona o (2) porque el yacimiento se encuentra depletado, en cualquiera de los dos casos se generará pérdidas de circulación como se evidencia en los eventos más relevantes de perforación, al analizar la figura 42 se observa que el UCS presenta valores bajos a estas profundidades, dentro de ese rango se puede deducir que es una formación poco consolidada, sin embargo, al analizar la figura 51 se aprecia que la pérdida de circulación fue ocasionada por fracturas naturales.
- En los pozos USCO1 y USCO2 se presentaron pegas de tuberías en la formación Monserrate, básicamente porque en ambos pozos se utilizó lodo tixotrópico, como bien se sabe, es ideal para una eficaz limpieza del pozo, sin embargo, el lodo ya había sido utilizado en anteriores pozos lo que representa que sus esfuerzos de gel no fueran lo suficientemente altos para generar una buena limpieza.

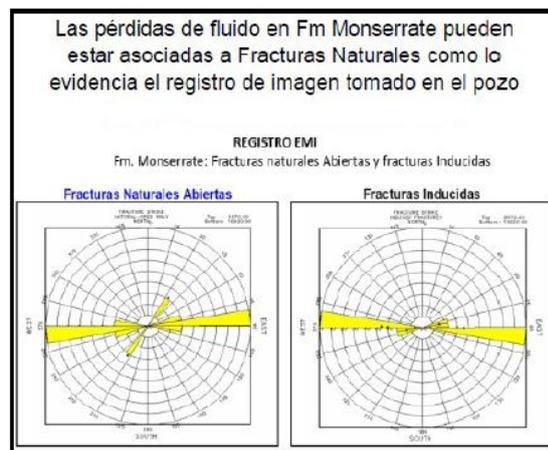


FIGURA 50. Registro EMI de Imagen pozo USCO2.

- Otro factor que influye en las pegas diferenciales se evidencia en la figura 49, donde en la formación Monserrate la $Ph > PP$ produciendo overbalance, lo que limita la remoción de los recortes perforados.

14. CONCLUSIONES

- Se identificaron los diferentes factores que afectan la estabilidad de un pozo durante la perforación (figura 40), entre ellos, que la geomecánica juega un papel fundamental debido a que, si se conoce el estado de esfuerzos a los que están sometidas las formaciones, las propiedades mecánicas de las rocas y los modelos de falla, es posible determinar la ventana operacional de la densidad del fluido de control y el azimut más apropiados para alcanzar el objetivo geológico, lo cual se logró en el pozo USCO1-T y se pudo correlacionar problemas operacionales de los pozos USCO1 y USCO2, ya que estos pertenecían al mismo bloque de perforación.
- Se obtuvo el estado de esfuerzos (figura 42) a los que estaban sometidas las formaciones del pozo USCO1-T esto unido a otro conjunto de parámetros nos permitieron encontrar los factores controlables para un balance adecuado como lo es la densidad del lodo.
- Se determinó que el lodo de perforación debe cumplir con parámetros como la densidad la cual debe ser mayor a la presión de poro y menor a la presión de fractura para prevenir problemas de estabilidad, además se determinó que se debe tener un lodo tixotrópico el cual tenga unos buenos esfuerzos de gel ya que esto permite una buena estabilidad adicional por la alta reología para las formaciones Barzalosa y Guaduala ya que estas presentan geopresiones
- Se logró hallar la presión de poro mediante el método de relación (Mitchell, 2006) haciendo uso de la información disponible del registro sísmico.
- La magnitud del esfuerzo mínimo se determinó mediante la ecuación de Matthews & Kelly (1967) y se calibró con pruebas FIT pertenecientes al pozo USCO2.

15. RECOMENDACIONES

- Aplicar un software para mejorar el análisis con respecto a la evaluación de la correcta trayectoria del pozo.
- Lograr obtener la data de un registro sísmico del mismo pozo de estudio o de uno cercano para la correlación del mismo, ya que, al usar un software para digitalizar datos, se puede incurrir en errores.
- En el caso de tener muestras de corazón, realizar pruebas de laboratorio para determinar propiedades elásticas y mecánicas de las rocas.
- Incluir registros de imagen para una buena obtención del esfuerzo horizontal debido a que su determinación se logra con dificultad.

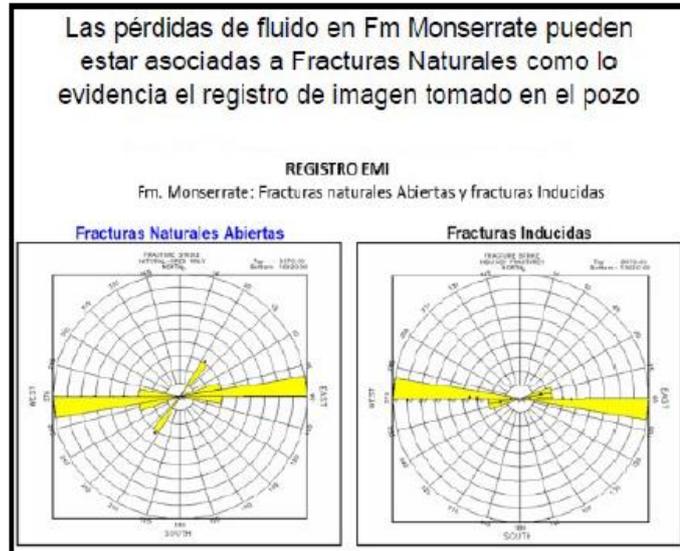
BIBLIOGRAFÍA

- AMOCO (1997). Wellbore stability. Manual. AMOCO. 47 páginas
- CALDERÓN CARRILLO. Zuly Introducción a la Mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo.
- D. Okland, J.M. Cook: "Bedding-Related Borehole Instability in High-Angle Wells" SPE/ISRM paper 47285, 1998 SPE/ISRM Eurock, Trondheim Norway (July 1998).
- Fjaer, E. (2008). Petroleum related rock mechanics. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS. 514 páginas.
- GRATEROL, Mariluz, Roca Sedimentaria Lutita [en línea]. España [Consultado 13 de agosto de 2018] Disponible en internet: (<http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria-Lutita>)
- Gray, George R. & Darley, H. C. H.: "Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluid's" fourth edition, Gulf Publishing Company (1978).
- Helio Santos, Petrobras, Adel Diek and Jean-Claude Roegiers, Rock Mechanics Institute, U. Oklahoma: "Wellbore Stability: A New Conceptual Approach Based on Energy" SPE paper 49264, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans (Sept 1998).
- Jaeger, C. (1979). Rock mechanics and engineering. CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS. doi: 10.1017/CBO9780511735349. 472 páginas
- MANDL, George. Rock Joints: The mechanical genesis. Springer, 2005, p. 205
- Manual de Ingeniería Geológica, F.Y. Ayala Carcedo
- Shaohua Zhou, Richard Hillis, and Mike Sandiford, Dept. of Geology and Geophysics, university of Adelaide Australia: "On the Mechanical Stability of Inclined Wellbores" SPE 28176 (1994)
- TAN, C. P. y WILLOUGHBY, D. R. Critical mud weight and risk contour plots for designing inclined Wells. En Society of Petroleum Engineers, SPE 26325, 1993. 102p
- ZOBACK et al. Determination of stress orientation and magnitude in Deep well. International Journal of rock mechanics and mining sciences. Pergamon. 2003. 1050p.
- Revista Boletín de Geología "Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros" Internet

(<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2718/3121>)

ANEXOS

- Registro EMI del pozo USCO2 el cual fue utilizado para la evaluación de estabilidad del pozo USCO1-T.



- Código Visual Basic utilizado para la interpolación, tener en cuenta que al llamar las variables se debe seleccionar el rango de datos matriz donde se va a realizar la búsqueda de datos.

Function INTERPOLAR (valor_buscado As Double, matriz_buscar_en As Range, matriz_resultado As Range) As Double

nElementos = matriz_buscar_en.Count

For i = 1 To nElementos - 1

If valor_buscado >= matriz_buscar_en(i) And valor_buscado <= matriz_buscar_en(i + 1) Then

a = matriz_buscar_en(i)

b = matriz_buscar_en(i + 1)

m = matriz_resultado(i)

n = matriz_resultado(i + 1)

x = valor_buscado

INTERPOLAR = m + (m - n) / (a - b) * (x - a)

Exit Function

Elseif valor_buscado <= matriz_buscar_en(i) And valor_buscado >= matriz_buscar_en(i + 1) Then

a = matriz_buscar_en(i)

b = matriz_buscar_en(i + 1)

m = matriz_resultado(i)

n = matriz_resultado(i + 1)

```

    x = valor_buscado
    INTERPOLAR = m + (m - n) / (a - b) * (x - a)
    Exit Function
Else
End If

Next
End Function
Function inter (m, n, a, b, x)
    inter = m + (m - n) / (a - b) * (x - a)

```

- Código Visual Basic usado para convertir los datos del registro sísmico compresional al registro sísmico de corte (Correlación Brocher, 2008). Debe cumplir con la condición: $1.5 < V_c < 8.5$ Km/seg.

```

Function Vs(Vc)
e = 0.7858
f = 1.2434 * Vc
g = 0.7949 * Vc ^ 2
h = 0.1238 * Vc ^ 3
j = 0.006 * Vc ^ 4

Vs = ((e - f + g - h + j) * (3.28) * (1000) * (1 / 1000000)) ^ -1

```