

**ANÁLISIS DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE
POZOS DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA MEDIANTE
ANALOGÍAS CON YACIMIENTOS SENSIBLES A ESFUERZOS**

**EDUARD PABÓN GÉLVEZ
YUSSED OBEID MÉNDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**ANÁLISIS DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE
POZOS DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA MEDIANTE
ANALOGÍAS CON YACIMIENTOS SENSIBLES A ESFUERZOS**

**EDUARD PABÓN GÉLVEZ
YUSSED OBEID MÉNDEZ**

**Tesis de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Ing. Zuly Himelda Calderón
Director**

**Ing. Néstor Fdo. Saavedra
Codirector**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, por su amor y misericordia, que siempre nos acompaña y nos protege.

A mi madre Maria Florentina Gelves de Pabón por el ejemplo de vida que es, por todo su apoyo, comprensión, amor y sacrificio a través de los años.

A los que iniciaron conmigo esta etapa y el destino se los llevo muy pronto, pero que desde el cielo siempre me acompañan, guían e iluminan, mi papa Benjamín Pabón, mi hermano William Pabón Gelves y mi adorada nona Leonor Blanco. Gracias, los quiero y los extraño mucho.

A mis dos grandes hermanas, Dora y Elizabeth, por su amor, apoyo incondicional y su paciencia en estos años.

A mi novia Yormary, por su amor, apoyo y paciencia.

A mi familia por ser parte incondicional de mi desarrollo personal.

A mis Compañeros y amigos que de una u otra forma contribuyeron para el logro de esta meta.

A todos mis maestros e instituciones por plantar en mi la semilla del conocimiento.

EDWARD

A mi padre celestial, Dios, por permitirme vivir y alcanzar mis sueños.

A mi madre Delcy Méndez González, por su inmenso amor, orientación, apoyo incondicional y por sembrar en mí el creer que todo se puede con esfuerzo y dedicación.

A mi padre Alfredo Obeid, por hacer presencia en mí todos los días de mi vida.

A mis hermanos Yamid y Yasser, por su cariño, apoyo y buena fe.

A mis familiares, por su colaboración, por creer en mis capacidades y siempre desear lo mejor para mí.

A mi novia Julibeth Martínez, por su presencia, amor e invaluable comprensión.

A mis amigos y compañeros, por su apoyo y compañía en los momentos más difíciles de mi existencia.

A todas aquellas personas que como yo, creen en una vida y futuro mejores.

YUSSED

AGRADECIMIENTOS

Muchas personas nos brindaron su ayuda y colaboración para la elaboración de este libro, seguramente pasaremos por alto algunas de ellas y sinceramente pedimos disculpas por este descuido.

Queremos agradecer a la ingeniera Zuly Calderón, por todas sus sugerencias y ayuda durante el desarrollo de este libro.

Al ingeniero Néstor Saavedra, por su valiosa colaboración, por confiar en nosotros el desarrollo de este proyecto, creer en nuestras ideas y todas sus sugerencias.

A los Ingenieros Jenny Carvajal, Roberto Peralta y German Ávila por todas sus sugerencias y dudas acerca del desarrollo de la tesis.

Al grupo de estabilidad de pozo por escucharnos, por el conocimiento compartido y por ayudarnos a resolver las dudas que aparecían en el camino.

A todos nuestros amigos y compañeros por aportarnos ideas.

A la Universidad Industrial de Santander, por facilitarnos todas sus instalaciones.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, por abrirnos las puertas y facilitarnos el desarrollo de este libro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. BREVE PERSPECTIVA HISTÓRICA	3
1.1 ESTADO DEL ARTE DE LA MECÁNICA DE ROCAS	3
1.2 LA MECÁNICA DE ROCAS EN LA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS	5
1.3 DESARROLLOS Y ALCANCES DE LA MECÁNICA DE ROCAS	6
2. CONCEPTOS BÁSICOS DE MECÁNICA DE ROCAS.	10
2.1 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA	10
2.2 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA APLICADA A YACIMIENTOS	10
2.3 ESFUERZO (STRESS)	11
2.3.1 Descomposición de esfuerzos	13
2.3.1 Descomposición de esfuerzos	13
2.4 DEFORMACIÓN (STRAIN)	15
2.5 RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH).	18
2.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.	18
2.6.1 Modulo de Young (E).	18
2.6.2 Relación de Poisson (ν).	19
2.6.3 Modulo de rigidez (G).	19
2.6.4 Modulo de Bulk (K).	19
2.7 ANISOTROPÍA	20
2.8 PRESIÓN DE PORO	21
3. MECANISMOS DE FALLA DE	22
3.1 GENERALIDADES	22
3.2 CAUSAS DE LA FALLA DE POZO	23
3.3 ESFUERZOS IN SITU	25
3.4 FALLA DE LA ROCA	26

3.4.1 Modos de falla	27
3.4.1.1 Falla tensil	27
3.4.1.1.1 Fractura hidráulica	28
3.4.1.1.2 Falla por exfoliación	29
3.4.1.2 Falla por cizalladura	30
3.4.1.2.1 Formación de breakout y de la falla tórica	30
3.4.1.2.2 Falla helicoidal y falla por elongación	32
3.5 CRITERIO DE FALLA	33
3.5.1 Criterio de falla por tensión	33
3.5.2 Criterio de falla por corte	34
4. ANÁLISIS GEOMECÁNICO DE ESTABILIDAD DE POZO	35
4.1 APLICACIONES GEOMECÁNICAS	35
4.2 FUNDAMENTO DE UN ANÁLISIS GEOMECÁNICO	38
4.3 DETERMINACIÓN DE LOS DATOS PARA UN ANÁLISIS GEOMECÁNICO	40
4.4 CÁLCULO DE LA VENTANA SEGURA DEL LODO PARA UN POZO VERTICAL	42
4.5 CÁLCULO DEL PESO MÍNIMO DE LODO PARA PREVENIR EL COLAPSO DE POZO	44
4.6 CALCULO DEL MÁXIMO PESO DE LODO ANTES DEL FRACTURAMIENTO.	47
4.5 POZO DESVIADO	48
4.8 EVALUACIÓN DE MÉTODOS Y LOS RESULTADOS	50
4.8.1. Modelo constitutivo y criterio de falla.	50
4.9 EVALUACIÓN DE LOS DATOS NECESARIOS PARA EL ANÁLISIS	52
4.9.1 Los esfuerzos in situ y la presión de poro.	52
5. ESTABILIDAD DE POZO DURANTE LA PERFORACIÓN	56
5.1 INESTABILIDAD DE POZO	57
5.1.1 Efectos mecánicos.	57
5.1.2 Efectos químicos	57

5.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DEL POZO	58
5.2.1 Orientación y magnitud del campo de esfuerzos in situ.	59
5.2.2 Mecánica de la roca y propiedades de resistencia	59
5.2.3 Presiones de poro.	60
5.2.4 Presión de lodo	61
5.3 OTROS ASPECTOS DE IMPORTANCIA PRÁCTICA	62
5.3.1 Litología de la formación	62
5.3.2 Propiedades del lodo	64
5.3.3 Los efectos dependientes del tiempo	68
5.3.4 Los efectos de la temperatura	70
5.3.5 Surgencia y suaveo	72
5.3.6 Limpieza del pozo	72
5.3.7 Causas y consecuencias de la inestabilidad de pozos.	74
6. ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	77
6.1 GENERALIDADES	77
6.2 ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	78
6.3 GEOLOGÍA	79
6.4 SECUENCIAS LITOLÓGICAS.	79
6.4.1 Grupo Guadalupe	79
6.4.2 Formación Barco	81
6.4.3 Formación Los Cuervos	81
6.4.5 Formación Carbonera	82
6.4.6 Formación León	82
6.4.7 Formación Guayabo	83
6.5 TECTÓNICA DEL PIEDEMONTES LLANERO	83
6.6 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	86
6.7 COMO SE ESTA ATACANDO EL PROBLEMA	87
6.8 OBSERVACIONES PREVIAS	88
6.9 ESTADO DE ESFUERZOS	90

6.9.1 Direcciones de los esfuerzos regionales.	90
6.9.2 Magnitud de esfuerzos princip	91
7. CAMPOS A NIVEL MUNDIAL	93
7.1 CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	93
7.2 ANALOGÍAS DE CAMPOS A NIVEL MUNDIAL CON LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	96
7.2.1 Campo Pedernales	96
7.2.2 Campo Legendre	97
7.2.3 Campo Pagerungan	98
7.2.4 Campo Visund	99
7.2.5 Campo Zakum	100
7.2.6 Campo Elk Hills	101
7.2.7 Campo Nelson	102
7.2.8 Campo Mcartur river	103
7.2.9 Campo Snorre	104
7.2.10 Campo Boulder	105
7.2.11 Campo Fazenda Belem	106
7.2.12 Campo Meillon, Aquitaine	107
7.2.13 Campo North West Shelf	108
7.2.14 Campo Alab	109
7.2.15 Campo Belridge Sur	110
7.3 DETERMINACIÓN DE LO PRINCIPALES CAMPOS ANÁLOGOS	111
7.4 CAMPO PEDERNALES (NORESTE DE VENEZUELA)	113
7.4.1 Estructura y geología del campo.	114
7.4.2 Problemas de inestabilidad de pozos en el campo	115
7.4.3 Análisis de estabilidad del campo.	116
7.5 CAMPO VISUND (MAR DEL NORTE NORUEGO)	119
7.5.1 Operadores	120
7.5.2 Producción.	120
7.5.3 Yacimiento.	121

7.5.3.1 Statfjord/Amundsen.	121
7.5.3.2 Brent.	121
7.5.5 Determinación de parámetros para el análisis de estabilidad.	122
7.5.6 Resultados	123
7.6 CAMPO BOULDER (CANADÁ)	123
7.6.1 Geología y formación problema.	123
7.6.2 Historia de los problemas.	124
7.6.3 Mecanismo de inestabilidad.	125
7.6.4 Análisis de estabilidad de pozo.	126
7.6.5 Modelamiento de las fallas de pozo.	127
7.6.6 Recomendaciones del estudio	129
7.7 POSIBLES ESTRATEGIAS Y METODOLOGÍAS A EMPLEAR EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA.	129
CONCLUSIONES	133
RECOMENDACIONES	135
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS	137

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Fuentes de información para la construcción de un análisis o modelo geomecánico	41
Tabla 2. Propiedades de los yacimientos Cusiana y Cupiagua.	85
Tabla 3. Características de los yacimientos Cusiana y Cupiagua	93
Tabla 4. Comparación Campo Pedernales, Campos Cusiana y Cupiagua	96
Tabla 5. Comparación Campo Legendre, Campos Cusiana y Cupiagua.	97
Tabla 6. Comparación Campo Pagerungan, Campos Cusiana y Cupiagua.	98
Tabla 7. Comparación Campo Visund, Campos Cusiana y Cupiagua.	99
Tabla 8. Comparación Campo Zakum, Campos Cusiana y Cupiagua.	100
Tabla 9. Comparación Campo Elk Hills, Campos Cusiana y Cupiagua.	101
Tabla 10. Comparación Campo Nelson, Campos Cusiana y Cupiagua.	102
Tabla 11. Comparación Campo Mcartur river, Campos Cusiana y Cupiagua.	103
Tabla 12. Comparación Campo Snorre, Campos Cusiana y Cupiagua.	104
Tabla 13. Comparación Campo Boulder, Campos Cusiana y Cupiagua.	105
Tabla 14. Comparación Campo Fazenda Belen, Campos Cusiana y Cupiagua.	106
Tabla 15. Comparación Campo Meillon Aquitaine, Campos Cusiana y Cupiagua.	107
Tabla 16. Comparación Campo North west Shelf, Campos Cusiana y Cupiagua.	108
Tabla 17. Comparación Campo Alab, Campos Cusiana y Cupiagua.	109
Tabla 18. Comparación Campo Belridge Sur, Campos Cusiana y Cupiagua.	110

Tabla 19. Valoración de las similitudes de campos a nivel mundial con Cusiana y Cupiagua.	128
Tabla 20. Parámetros de entrada al simulador SFIB.	118
Tabla 21. Operadores del Campo Visund.	120
Tabla 22. Parámetros de entrada para el modelamiento 3D.	128

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esfuerzo en el punto O.	11
Figura 2. Tipos de esfuerzos.	12
Figura 3. Descomposición de esfuerzos.	13
Figura 4. (a) Tensor de esfuerzos. (b) Componentes de esfuerzos en un diferencial de volumen cúbico.	14
Figura 5. Deformación longitudinal.	15
Figura 6. Deformación de corte.	16
Figura 7. Fracturamiento de una muestra de roca sometida a esfuerzos.	22
Figura 8. Tipos de falla de pozo.	24
Figura 9. Principales esfuerzos sobre la cara del pozo en un sistema de coordenadas cilíndricas	28
Figura 10. Fractura hidráulica.	29
Figura 11. Falla por exfoliación.	30
Figura 12. Formación de Breakout.	31
Figura 13. Falla de corte tórica.	31
Figura 14. Falla de corte helicoidal.	32
Figura 15. Falla de corte de elongación	32
Figura 16. Distribución de esfuerzo con dos presiones de pozo.	45
Figura 17. Dirección de falla de compresión alrededor de un pozo vertical con esfuerzos horizontales diferentes.	46
Figura 18. Ilustración del análisis de la estabilidad de un pozo desviado.	49
Figura 19. Efecto de la reducción de la presión de poro. (a) Esfuerzos elásticos alrededor de un pozo vertical. (b) Circulo de Mohr de esfuerzos efectivos en el pozo.	53
Figura 20. Zona de esfuerzos radiales por tensión	55

Figura 21. (a) Esfuerzos en una formación antes y (b) después de perforar	74
Figura 22. Ubicación geográfica de Cusiana y Cupiagua	77
Figura 23. Columna estratigráfica generalizada de Cusiana y Cupiagua.	80
Fig. 24. Tres posibles mecanismos de inestabilidad.	89
Figura 25. Dirección de los esfuerzos horizontales en los campos Cusiana y Cupiagua.	91
Figura 26. Regimenes de esfuerzos.	92
Figura 27. Ubicación del campo Pedernales y dirección de los esfuerzos principales regionales	113
Figura 28. Columna geológica del campo pedernales.	114
Figura 29. Mecanismo de inestabilidad presentado en el campo Pedernales.	115
Figura 30. Peso del lodo vs. Desviación de cada pozo.	116
Figura 31. Peso requerido para estabilidad y porcentaje de hueco fallado.	119
Figura 32. Ubicación del campo Visund.	120
Figura 33. Mecanismo de inestabilidad en el campo Boulder	125
Figura 34. Cuadro explicativo del mecanismo de inestabilidad el campo Boulder.	126
Figura 35. Diagrama de flujo de estudio	131

RESUMEN

TITULO: Análisis de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos de los campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a esfuerzos. (Mayo 2004)*

AUTOR: Eduard Pabón Gelvez.
Yussed Obeid Méndez.**

PALABRAS CLAVES

Geomecánica, estabilidad de pozo, geología compleja, esfuerzos, régimen de esfuerzos rumbodeslizante, mecanismos de falla, modos de falla, trayectoria de pozo, peso de lodo, analogías, Piedemonte Llanero.

DESCRIPCIÓN

Las pérdidas económicas asociadas a problemas de inestabilidad de pozo a nivel mundial son de aproximadamente un billón de dólares anuales. En solo Cusiana y Cupiagua las pérdidas por pozo son de 40 millones de dólares aproximadamente, siendo la fase de perforación la más representativa en los costos totales de desarrollo. Estos campos Colombianos presentan unas condiciones geológicamente complejas; la interacción entre los esfuerzos in-situ, la trayectoria del pozo y la litología, trae como consecuencia ensanchamiento del hueco, pega de tubería, derrumbes, bitballing, deformación de casing entre otros; los cuales incrementan los costos y el tiempo de las operaciones de perforación y producción.

La base de esta tesis es el estudio de casos a nivel mundial con geologías complejas similares a las del Piedemonte Llanero, teniendo en cuenta los factores que causan inestabilidad, analizando los programas que se han realizado con éxito para contrarrestar el problema de inestabilidad y disminuir costos, así como aquellos que fueron un fracaso y los que dejaron problemas por resolver; con el fin de realizar analogías con el Piedemonte Llanero y así poder establecer que mecanismos o soluciones podrían ser implementadas y que operaciones o estrategias no se deben efectuar para minimizar costos y ahorrar tiempo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Dirs. Zuly Calderón y Néstor F. Saavedra.

ABSTRACT

TITLE: Geomechanical analysis of wellbore stability applied to Cuşiana and Cupiagua oil fields by the analogy with reservoirs sensitive to stresses. (May 2004)

AUTHORS: Eduard Pabón Gelvez.
Yussed Obeid Mendez. **

KEYWORDS

Geomechanics, wellbore stability, complex geology, stresses, strike-slip stress regime, failure mechanisms, types of failures, wellbore trajectory, mud weight, analogies, Piedemonte Llanero.

DESCRIPTION

There have been the economic losses associated with problems of wellbore stability of approximately one billion of dollars per year in the world in the past years. Only in Cusiana and Cupiagua the losses have reached values of 40 million of dollars per well, the most representative cost related to the problem happens to appear in perforation of the well. These Colombian fields have very complex geological characteristics; the interaction between the in-situ stresses, the wellbore trajectory, and the lithology, may cause wellbore enlargement (breakout), pipe sticking, cavings, bitballing, deformation of casing among others; which increase the costs and the time of the operations of perforation and production.

The base of this thesis is the study of cases at world-wide level with complex geologies similar to those of the Piedemonte Llanero, considering the factors that cause instability, analyzing the programs that have been made successfully to handle the instability problem and to diminish costs, those that were failure case and those ones in which the problem could not be solved (let problems solve). The objective is to be able to make analogies the Piedemonte Llanero case and establish mechanisms or solutions could be implemented and operations or strategies that may not work appropriately in order to diminish costs and save time.

* Degree project

** Faculty physic chemical engineering, petroleum engineering school. Dirs. Zuly Calderón and Néstor F. Saavedra.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo juega un papel importante dentro de la economía mundial, pues gran parte de los productos y avances tecnológicos giran alrededor de esta. En los últimos años la demanda del hidrocarburo ha aumentado en la misma proporción que lo han hecho los problemas para la explotación del mismo, las pérdidas económicas asociadas a problemas de inestabilidad de pozo a nivel mundial también han ido incrementando por la falta de estudios que involucren el análisis geomecánico de los yacimientos, debido a esto, pozos que presentan graves problemas de inestabilidad durante los procesos de exploración y explotación, hoy día son sometidos a grandes estudios surgiendo la inquietud de cómo atacar estos problemas para poder contrarrestarlos y incrementar la producción de reservas recuperables.

En Colombia existe una gran variedad de campos que presentan problemas de inestabilidad, especialmente los del Piedemonte llanero (Cusiana y Cupiagua), debido a la complejidad de su geología y la alta actividad tectónica de la zona. La inestabilidad que se presenta en dichos campos, involucra una gran variedad de problemas, entre los cuales se encuentran: ensanchamiento del hueco (breakout), "washout", pega de tubería, derrumbes, "bit-balling", deformación de casing entre otros. Estos problemas incrementan los costos y el tiempo de las operaciones de perforación y producción.

El estudio de los campos a nivel mundial con geología compleja y un estado de esfuerzos similar a los de los campos Cusiana y Cupiagua que presentaron y presentan problemas de inestabilidad, donde se ha implementado la geomecánica a la estabilidad del pozo y en los cuales se desarrolló un plan o estrategia para manejarlos, es de suma importancia para

el Piedemonte Llanero; pues hacer analogías, es un buen avance en el largo camino de encontrar posibles soluciones que permitan implementar procesos en las operaciones de exploración y explotación de crudo con la menor cantidad de riesgos, y ahorrar millones de dólares por pozo sí se logra reducir el tiempo de no producción asociado a la inestabilidad del pozo.

El objetivo del presente trabajo es analizar e interpretar el estado actual de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo a través de la recopilación e integración de información de campos a nivel mundial que presentan un régimen de esfuerzos rumbo deslizante ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$). Como una herramienta complementaria para este trabajo se elaboró una base de datos que incluye características de los campos seleccionados, todo esto, como ya se mencionó, con el fin de poder hacer analogías con los campos del Piedemonte Llanero, específicamente Cusiana y Cupiagua, que permitan plantear posibles estrategias para disminuir costos y tiempo asociados a los problemas de inestabilidad de pozo. El libro esta distribuido de tal manera, que quien lo lea se familiarice primero con el tema y así logre de forma más fácil su comprensión, son siete capítulos; el (I) es una reseña histórica de la mecánica de rocas, para conocer sus inicios hasta hoy; el (II) son definición y conceptos básicos de geomecánica; en el (III) se hablan de los diferentes mecanismos de falla de pozo que se pueden presentar; en el (IV) capítulo se encuentra resumido como se debe hacer y que parámetros se deben tener en cuenta para realizar un análisis de estabilidad de pozo; en el (V) se tratan los problemas de estabilidad mas comunes cuando se perfora, en el (VI) se habla de Cusiana y Cupiagua y los diversos problemas de estabilidad que presentan; en el (VII) se presentan campos a nivel mundial con régimen rumbodeslizante, análisis de estabilidad, analogías, posibles soluciones a los problemas en Cusiana y Cupiagua, conclusiones y recomendaciones. Este libro también cuenta con una extensa referencia bibliográfica.

1. BREVE PERSPECTIVA HISTÓRICA

1.1 ESTADO DEL ARTE DE LA MECÁNICA DE ROCAS

En 1556 Agrícola en su tratado, menciona que a los inicios de los 400 años antes de Cristo se perforó un pozo que alcanzó una profundidad de 369 ft., desde esa época hasta hace más de un siglo, la mayoría de los proyectos de perforación fueron realizados para propósitos mineros. Por ejemplo, las minas de oro y plata de Cremnitz estuvieron operando en los años 750 después de Cristo y la mina de plomo de Goslar la cual empezó a operar en los años 950 después de Cristo, permanecen abiertas hasta hoy. En estas minas, los problemas asociados a la mecánica de rocas fueron resueltos por prueba y error y por la aplicación de experiencias obtenidas.

A inicios del siglo IXX, los geólogos supusieron que grandes fuerzas eran las causantes de los movimientos continentales. Poco después, ellos empezaron a estudiar el comportamiento de las masas rocosas a grandes profundidades. Los ingenieros de minas se preocuparon más por la estabilidad de las estructuras subterráneas y por el comportamiento de las rocas. Ellos experimentaron la ruptura de las rocas y reconocieron la existencia de grandes fuerzas residuales presentes en la corteza de la tierra. También dijeron que la subsidencia podría ocurrir como resultado de la extracción de minerales subterráneos. (Young y Stock, 1916).²⁸

Como la mayoría de las ciencias de la tierra, la mecánica de rocas empezó a florecer cuando las personas trataron de desarrollar explicaciones cualitativas y cuantitativas para estas observaciones.

El primer estudio comenzó a inicios de 1920, cuando el ferrocarril federal suizo construyó el túnel Rital. Aquí se registraron muchas fisuras longitudinales y diferentes problemas debido a las inusuales altas tasas de filtración de agua. Para evitar problemas similares con el túnel Amsteg, tan pronto se comenzó, fue sometido a pruebas de presiones durante su construcción. Las deformaciones a seis diferentes radios fueron medidas como función de la presión aplicada. Estas deberían ser consideradas las primeras pruebas de campo de la mecánica de rocas a gran escala.

En 1926, Schmidt hace el primer intento para desarrollar la teoría de la mecánica de rocas, combinando la asunción de Heim de un estado de esfuerzos hidrostático ($\sigma_v = \sigma_H$) y la teoría de la elasticidad. Pocos años mas tarde Fenner (1938) hizo un trabajo similar en Chile. El primer congreso sobre rocas sometidas a presiones, fue organizado en 1951 en Liege, Bélgica. Sin embargo, se tuvo que esperar seis años mas para que la mecánica de rocas se desarrollara como una disciplina en el sentido de la palabra, esto comenzó con el primer tratado de Talobre. En este libro, se hizo énfasis en la distribución y medida de los esfuerzos y deformaciones alrededor de cavidades de forma rectangular.^{14, 28.}

Desde entonces, el número y tamaño de las cavidades subterráneas ha incrementado constantemente. La mecanización de la industria minera disparó la búsqueda de alternativas más económicas para la extracción de los minerales. En la industria petrolera, los pozos mas profundos y el desarrollo de yacimientos pobremente consolidados generó grandes y mayores problemas de inestabilidad.

En diciembre 3 de 1959 un túnel en Francia colapso y mató más de 450 personas, Pocos años mas tarde, en octubre 9 de 1963 un gran deslizamiento de tierra causó el desastre de Vaiont en Italia. Para ese

tiempo, “la escuela de Austria” encabezados por el doctor Stini de la Universidad de Viena fue el único grupo que organizó un congreso anual de mecánica de rocas. Sin embargo, el énfasis de estas reuniones, llevadas a cabo en Salzburgo, fue principalmente sobre túneles. Debido a esto se vio la necesidad de crear un nuevo foco que tuviera en cuenta el análisis de estabilidad, de aquí surgió la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas, la cual organizó su “Primer Congreso Internacional” en Lisboa.

1.2 LA MECÁNICA DE ROCAS EN LA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

En los últimos años, la industria del petróleo ha descubierto en la mecánica de rocas una herramienta importante para la exitosa extracción de aceite y gas. Los ingenieros de petróleo saben que la extracción de los fluidos contenidos en la roca altera el ambiente natural estable de las formaciones rocosas.

Se ha reconocido que la ciencia de la mecánica de rocas tiene una aplicación directa en la industria del gas y petróleo cuando los pozos comienzan a producir arena o fallan durante su etapa de perforación. La inestabilidad del pozo es un serio problema que puede incrementar dramáticamente los costos de perforación y completamiento de los pozos. Problemas tales como pegadas de tuberías, derrumbes, ensanchamientos del pozo, dificultad en la corrida de registros, son el resultado de la no aplicación o del desconocimiento de los principios básicos de la mecánica de rocas.

Hoy en día aun se están llevando a cabo trabajos para entender los mecanismos de falla asociados con la inestabilidad del hueco, los cuales involucran el estado de esfuerzos como un factor importante. Para la determinación de estos esfuerzos ya se han realizado trabajos por la ingeniería minera y civil. Sin embargo para utilizar muchos de estos métodos

se requiere de un acceso directo a la roca que esta siendo medida. Este hecho prendió la chispa en el desarrollo de nuevas técnicas para la medida de los esfuerzos in situ a partir de los pozos. De igual forma, nuevas correlaciones de esfuerzo-deformación y criterios de falla mas apropiados están siendo desarrollados específicamente para el problema de inestabilidad de los pozos.

Un importante desarrollo tecnológico que sirvió para la aplicación de los conceptos de la mecánica de rocas fue el fracturamiento hidráulico. Esta técnica es aplicada rutinariamente para medir los esfuerzos in situ.

Finalmente se deben mencionar otras ramas de la mecánica de rocas que son de vital importancia para la industria del petróleo y gas. Por ejemplo, la poroelasticidad de Biot, desarrollada en el año 1941, ha permitido un gran entendimiento de la relación entre el comportamiento de la porción sólida (esfuerzo, deformación) y la porción del fluido (presión) en un medio poroso.²⁰

1.3 DESARROLLOS Y ALCANCES DE LA MECÁNICA DE ROCAS

Hace 40 años, en muchos cursos de pregrado, la mecánica de rocas fue el último capítulo del currículo de la mecánica de suelos. Sin embargo la extrapolación de las teorías clásicas de la mecánica de suelos que tomaba en cuenta las altas resistencias de la mayoría de las rocas no pudo explicar los datos observados en campo. Aunque la mecánica de rocas está basada en conceptos de la teoría de resistencia de materiales, usualmente las discontinuidades inherentes presentes en los cuerpos rocosos prevalecen a las propiedades de roca intacta y gobiernan el comportamiento total de la roca.

Hoy en día, la mecánica de rocas es considerada como una rama distinta a la ingeniería geotécnica y ha comenzado a desarrollar sus propias disciplinas, las cuales están relacionadas a ciencias tan diversas como la mecánica de las fracturas y la hidrológica.

Antes de que la broca penetre la roca, ya existen esfuerzos horizontales y verticales en la roca, causados por el peso de los estratos suprayacentes y por la actividad tectónica. Cuando la broca perfora el hueco, el estado de esfuerzos que existe naturalmente cambiará alrededor del pozo.

Blankarn (1963) asume que un estado de esfuerzos hidrostático existe para una profundidad de 25000 ft por debajo del nivel del mar a la discontinuidad mohorovicica y que el estado de esfuerzos alrededor del hueco es elástico. Ese mismo año, los esfuerzos de la roca y las tasas de flujo en estado estacionario inducidas por los gradientes de presión asociados con el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo, fueron determinados analíticamente para un material permeable saturado con un fluido incompresible (Paslay y Cheatman, 1963). En este estudio, también se asumió la roca con un comportamiento elástico. La distribución de esfuerzos lineales elásticos alrededor de un hueco circular cilíndrico, que incluía el efecto de la presión de poro ya había sido documentado por Gubert y Willis en 1957. Varias correcciones para el efecto de la presión de poro han sido propuestas desde entonces, primero por Geertsma en 1966, luego por Hainsom Y Fairhurst en 1970. Sin embargo, la aplicación de la teoría elástica es aun cuestionable.

La estabilidad del hueco es de gran importancia tanto para las operaciones de perforación como para las operaciones de producción. Las inestabilidades pueden desarrollarse durante y después de la perforación de un pozo y pueden causar colapso del hueco o fallamiento parcial del mismo.

Los ensanchamientos del pozo (breakouts) son un tipo de falla en el pozo que se desarrolla cuando la concentración de esfuerzos cerca o sobre la superficie de la cara del pozo excede la resistencia de la roca. Esta falla produce un perfil del pozo con elongaciones simétricas alineadas con el esfuerzo mínimo horizontal (Cox, 1970; Shafer, 1980; Plumb y Hickman en 1985). Babcock y Brown (1978) atribuyeron los breakouts a la intersección de fracturas verticales pre-existentes al hueco. Bell y Gough sacaron adelante la hipótesis que los breakouts son causados por fracturas de corte en la zona de concentración de esfuerzos cercana a la pared del pozo y propusieron usar el breakouts como indicador de la dirección del campo de esfuerzos. El problema de inestabilidad esta relacionado principalmente a los esfuerzos; (Maloney y Kaiser, 1989) concluyeron que la distribución de esfuerzos debida a la creación del hueco resulta en un sobreesfuerzo de la roca. McLennan et al. (1989) describen los diferentes tipos de falla que pueden ocurrir en huecos arbitrariamente orientados, y concluyen que en pozos productores, los gradientes hidráulicos que resultan de la producción deben ser incorporados dentro del análisis de estabilidad.¹⁴

De igual importancia para el modelamiento predictivo o para el análisis de inestabilidad de pozo es la disponibilidad de datos de resistencias fiables y apropiadas y la selección del criterio que pueda describir la máxima resistencia del material. Pan y Hudson (1988) han revisado un gran número de criterios de resistencia, la mayoría de los cuales son aplicados al problema de inestabilidad del pozo. El gran número de criterios incluye los de Drucker-Prager y Mohr-Coulomb, los cuales son los más comúnmente usados en la industria.

Mardsen et al. (1989) usaron un criterio derivado del concepto de estado critico desarrollado en la mecánica de suelos para calcular la distribución de esfuerzos alrededor de la cara del pozo en rocas sedimentarias usando el

método de los elementos finitos, y comparó sus resultados con los obtenidos utilizando otros criterios de falla. La elasticidad no lineal y los efectos dependientes del tiempo (viscoelásticos - viscoplásticos) también fueron tomados en cuenta (Santarelli et al, 1986; Sulem et al, 1987).

Desde los años 90, hasta hoy, la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos se ha centrado en el desarrollo de nuevos software que permitan encontrar una ventana segura de lodo o una trayectoria más estable del pozo, basándose en una buena recolección de datos mediante el desarrollo de nuevas herramientas que permitan obtener información mas exacta y que permitan obtener mejores resultados.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE MECÁNICA DE ROCAS.

2.1 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA

Es el campo de estudio dedicado al entendimiento de los procesos básicos de deformación de la roca y su significancia tecnológica.²⁰ Es debido a esto que el entendimiento del comportamiento mecánico de las formaciones es clave para evitar las inestabilidades en el pozo. La base de la geomecánica es la relación entre esfuerzo y deformación.

2.2 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA APLICADA A YACIMIENTOS

La geomecánica aplicada al yacimiento es el estudio integrado del estado de esfuerzos, presión de poro, propiedades físicas de los yacimientos, fallas, fracturas naturales y roca sello, que provee un entendimiento de la interacción entre condiciones geológicas y prácticas de producción e ingeniería con el fin de crear y/o implementar modelos que predigan el comportamiento del yacimiento y del pozo en particular, para desarrollar y emplear las estrategias mas adecuadas que permitan obtener una condición mas estable del pozo.

Los parámetros principales que controlan estas interacciones son el estado de esfuerzos in situ, la resistencia de la roca, propiedades y orientación de los estratos, presión de poro, distribución de fracturas y fallas, trayectoria de pozo y el peso del lodo ⁴.

2.3 ESFUERZO (STRESS)

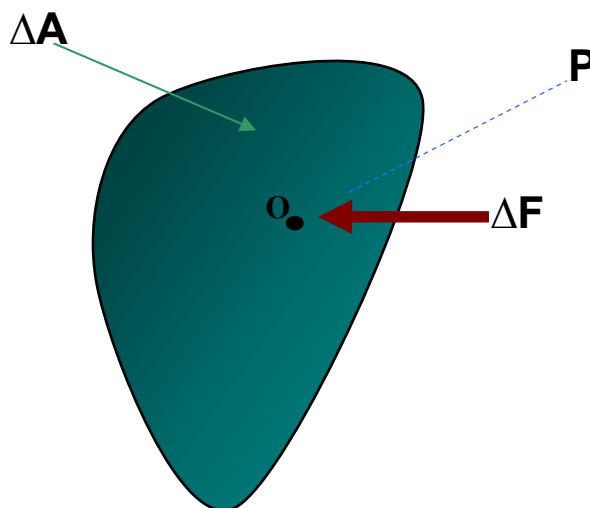
Se conoce como esfuerzo a la fuerza que se le aplica a un cuerpo (roca) por unidad de área ²⁹.

Consideremos un plano orientado al azar de área ΔA (Figura 1), que contiene un punto O, y sobre el cual actúa una fuerza ΔF , la resultante de todas las fuerzas que actúan sobre ΔA . El esfuerzo en el punto O, sobre el plano ΔA cuya normal esta en la dirección OP, se define como ²⁸:

$$\sigma \rightarrow \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta \vec{F}}{\Delta A} \right) \dots\dots\dots (1)$$

En la mecánica de rocas, la convención es que los esfuerzos compresivos son positivos, ya que la mayoría de situaciones están bajo condiciones de carga compresiva.

Figura 1. Esfuerzo en el punto O.

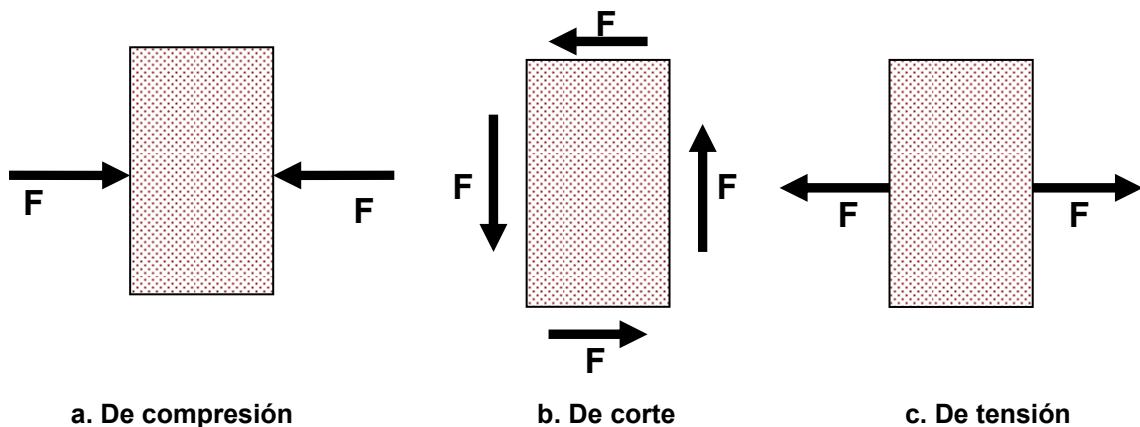


Es interesante notar que los esfuerzos tienen las mismas unidades que las presiones (psi, kPa,...). La diferencia es que las presiones se relacionan a fluidos y son hidrostáticas (igual valor en cualquier dirección). Mientras que los esfuerzos se relacionan a sólidos y son generalmente no hidrostáticos. En un punto O en un sólido, los esfuerzos pueden variar dependiendo de la orientación del plano ΔA sobre el cual ellos actúan. Por ejemplo, en la mayoría de las formaciones, el esfuerzo vertical in situ puede ser completamente diferente de los esfuerzos horizontales in situ.

Dentro de la mecánica de rocas existen tres tipos de esfuerzos (figura 2) ¹⁵:

- **Esfuerzos compresivos:** Se presentan cuando las fuerzas externas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano (figura 2a). Como resultado de su acción el material tiende a reducir su volumen.
- **Esfuerzos de corte:** Ocurren cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos (figura 2b). Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.
- **Esfuerzos de tensión:** Las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano (figura 2c). Al aplicarse en el material tiende a formarse grietas o fracturas en este último.

Figura 2. Tipos de esfuerzos.



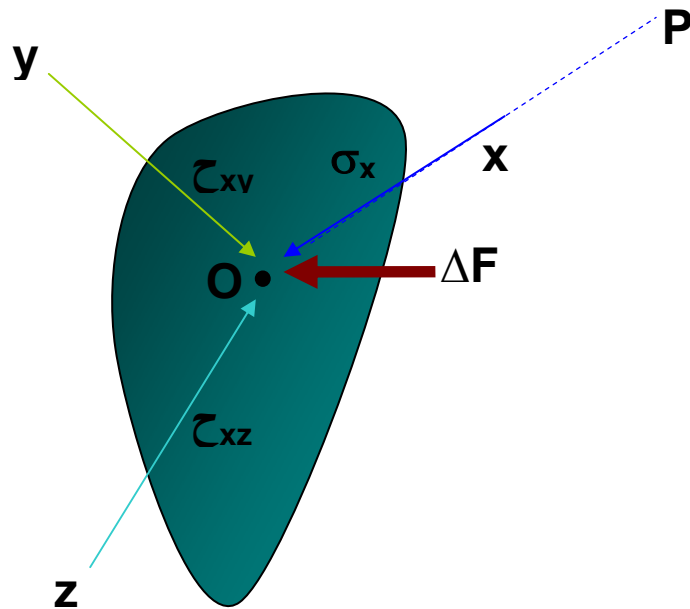
En la práctica se definen tres tipos de esfuerzos:

- El esfuerzo máximo principal.
- El esfuerzo intermedio principal.
- El esfuerzo mínimo principal.

De los cuales dos son horizontales y uno vertical.

2.3.1 Descomposición de esfuerzos. Consideremos un sistema ortogonal de ejes como el mostrado en la figura 3, con un vector OP en la dirección X .

Figura 3. Descomposición de esfuerzos.



El esfuerzo resultante sobre el plano ΔA , normal al eje x puede ser descompuesto en tres componentes: σ_x , τ_{xy} y τ_{xz} que actúan en las direcciones X , Y y Z respectivamente.

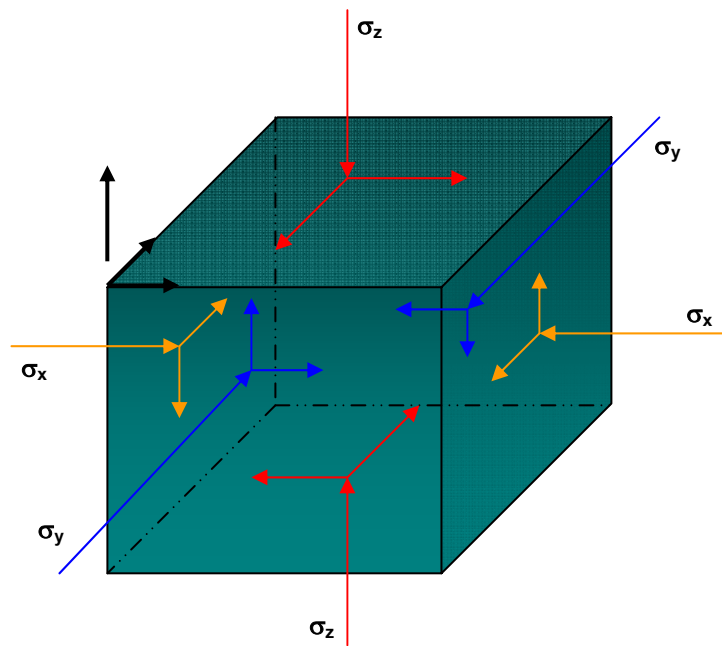
El esfuerzo σ_x es llamado *esfuerzo normal*, debido a que es perpendicular al elemento de área ΔA . Los esfuerzos τ_{xy} y τ_{xz} están sobre el plano del elemento de área ΔA y son llamados *esfuerzos de corte*: Ellos tienden a cortar el material a lo largo del plano ΔA .

Similarmente si el vector OP es tomado en la dirección Y, las componentes deben ser τ_{yx} y τ_{yz} . Notaciones similares existen para la dirección Z. Las nueve cantidades son llamadas componentes del esfuerzo en el diferencial O.²⁸ (figura 4).

Figura 4. (a) Tensor de esfuerzos. (b) Componentes de esfuerzos en un diferencial de volumen cúbico.

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix}$$

a.



b.

En un material generalmente, las fuerzas sobre los tres planos ortogonales en un punto son diferentes. Por lo tanto, estas nueve cantidades deberían ser independientes. Sin embargo, usando el principio de conservación del momento angular, se puede mostrar fácilmente que $\tau_{ij} = -\tau_{ji}$, donde los índices i y j representan X y Y. El mismo procedimiento se puede hacer para X-Z y Y-Z. Por consiguiente, solo seis componentes del esfuerzo son suficientes para definir la matriz simétrica.

2.4 DEFORMACIÓN (STRAIN)

La deformación es definida como la compresión o extensión de un material que resulta de la aplicación de esfuerzos o de fuerzas externas.¹⁵

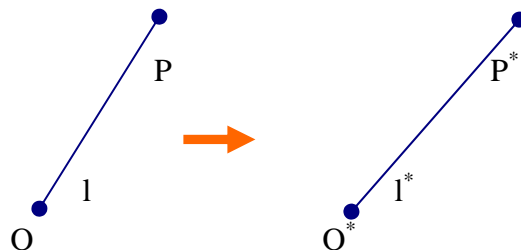
Cuando un cuerpo esta sujeto a un campo de esfuerzos, este se deformará, la posición relativa de sus partículas será alterada. Si la posición relativa de las partículas de un cuerpo son cambiadas de manera que sus posiciones inicial y final no sean alteradas por rotación o traslación (movimiento de un sólido rígido), el cuerpo será deformado.

Se consideran dos tipos de deformaciones en un material:

- **Deformación longitudinal (elongación):** La deformación longitudinal de una línea es definida como: Ver (figura 5).

$$Elongacion = \frac{\text{Cambio en longitud}}{\text{longitud original}} = \frac{l^* - l}{l}$$

Figura 5. Deformación longitudinal.

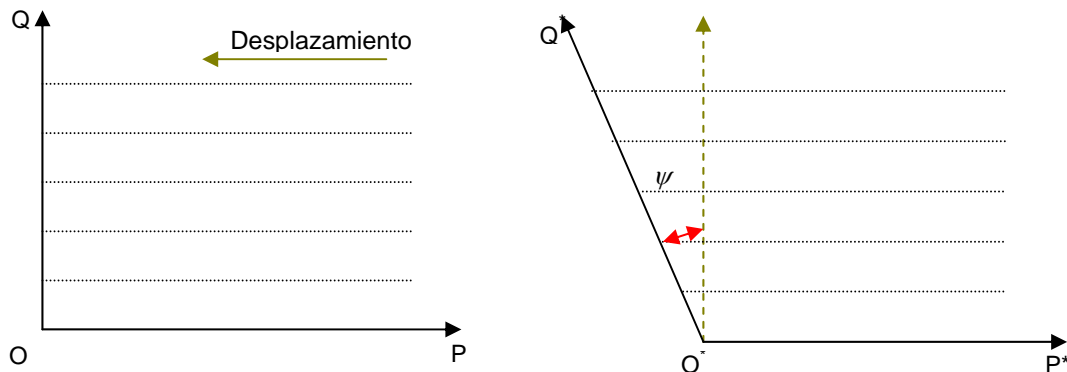


La deformación longitudinal es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva (La deformación es positiva cuando la longitud disminuye). Por otro lado, la deformación longitudinal es negativa cuando es el resultado de fuerzas de tensión (La deformación es negativa cuando la longitud aumenta).¹⁵

- **Deformación de corte (Cambio angular).** La deformación angular que resulta del cambio angular es definida como se sigue (figura 6).²⁸

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \dots\dots\dots (2)$$

Figura 6. Deformación de corte.



Debido a que por convención la deformación compresiva es positiva, el desplazamiento es definido como positivo cuando este resulta de fuerzas compresivas (La deformación de corte es positiva cuando el ángulo ψ aumenta). Por el contrario, la deformación de corte es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión (La deformación de corte es negativa cuando el ángulo ψ disminuye).¹⁵

Ahora, teniendo en cuenta que existen tanto deformaciones longitudinales como deformaciones de corte, podemos realizar el mismo análisis empleado para los esfuerzos y plantear de igual forma un sistema de ecuaciones matricial que se denomina: tensor de deformaciones.

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{ij} = \begin{pmatrix} \boldsymbol{\varepsilon}_x & \gamma_{xy} & \gamma_{xz} \\ \gamma_{yx} & \boldsymbol{\varepsilon}_y & \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} & \gamma_{zy} & \boldsymbol{\varepsilon}_z \end{pmatrix} \dots\dots\dots (3)$$

Los valores de los elementos que componen la matriz están dados por:

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \dots\dots\dots (4)$$

$$\gamma_{xz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \dots\dots\dots (5)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_x = \frac{\partial u}{\partial x} \dots\dots\dots (6)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_y = \frac{\partial v}{\partial y} \dots\dots\dots (7)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon}_z = \frac{\partial w}{\partial z} \dots\dots\dots (8)$$

Donde u, v, w Son los desplazamientos en x, y y z respectivamente.

También se puede clasificar las deformaciones en:

- Heterogénea, sí la deformación no es igual (magnitud y dirección) a lo largo del material.
- Homogénea, sí la deformación es igual (magnitud y dirección) a lo largo del material.

2.5 RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH).

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y esta dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto.¹⁵ La resistencia de la roca refleja su historia geológica.

Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

2.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.

Dentro de las propiedades elásticas se encuentran el modulo de Young, relación de Poisson, modulo de rigidez y modulo de bulk ²⁸.

2.6.1 Modulo de Young (E). Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. El principio básico es que si a un cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo este se retira, el cuerpo retorna a su cuerpo y tamaño original. Matemáticamente el modulo de Young esta dado por:

$$\sigma = E * \epsilon_{ax} \dots\dots\dots (9)$$

Donde ϵ_{ax} corresponde a la deformación axial del cuerpo. Esta propiedad puede ser obtenida de pruebas de esfuerzo-deformación.

2.6.2 Relación de Poisson (ν). Es la deformación entre la deformación transversal y la deformación axial. Es decir, si una muestra de roca se somete a un esfuerzo paralelo a lo largo de su eje (bajo tensión), el diámetro de la muestra se vuelve más pequeño y la muestra se alarga. De forma contraria, si la muestra se somete a un esfuerzo de compresión, el diámetro de la muestra aumenta.

La relación de Poisson matemáticamente esta dada por:

$$\nu = \frac{\epsilon_{lat}}{\epsilon_{ax}} \dots\dots\dots (10)$$

Donde ϵ_{lat} y ϵ_{ax} corresponden a la deformación transversal y axial del cuerpo respectivamente.

2.6.3 Modulo de rigidez (G). Representa la medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. El modulo de rigidez matemáticamente esta dado por:

$$G = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{resistencia de corte}} = \frac{\tau}{\gamma} \dots\dots\dots (11)$$

2.6.4 Modulo de Bulk (K). Es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente. El modulo de Bulk es el reciproco de la compresibilidad de la matriz de la roca. Matemáticamente esta dado por:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V_o} \dots\dots\dots (12)$$

Ó

$$K = \frac{1}{C_r} \dots\dots\dots (13)$$

2.7 ANISOTROPÍA

La mayoría de las rocas son anisotrópicas hasta cierto punto, se dice que una roca es anisotrópica cuando la respuesta elástica presentada por la roca es dependiente de la orientación que tenga, para una configuración de esfuerzos dados.²²

El origen de la anisotropía siempre es heterogeneidades a pequeña escala, yendo de secuencias de diferentes tipos de roca hasta diferente configuración molecular. En el caso de las rocas sedimentarias, estas se crean durante el proceso de depositación donde los granos normalmente son depositados de una manera estricta, por ejemplo: en un ambiente de río hay una dirección predominante (la dirección de la corriente) a lo largo de la cual los granos tendrán la tendencia a orientarse. El módulo elástico de la roca, dependerá de la orientación del material, es decir, será anisotrópico, en conclusión el módulo elástico de un material anisotrópico es diferente para varias direcciones dentro del material. Debido a este origen, la anisotropía de este tipo es llamada *litológica* o *intrínseca*.

Otro importante tipo de anisotropía es normalmente causada por microfracturas, generadas por un esfuerzo desviador el cual esta generalmente orientado de forma normal al esfuerzo mínimo principal.

En los cálculos de elasticidad de la roca, algunas veces la anisotropía es despreciada debido a que una descripción anisotrópica requiere de mucha

información acerca del material, información que a veces puede no estar disponible. Sin embargo, despreciar la anisotropía, podría acarrear grandes errores que arruinarán los cálculos.

2.8 PRESIÓN DE PORO

La presión de poro es un parámetro importante en el estudio de la mecánica de rocas de sistemas porosos. El fluido de poro recibirá parte de los esfuerzos totales aplicados al sistema. El esfuerzo efectivo es definido por Terzaghi como el esfuerzo total menos la presión de poro la cual esta multiplicada por la constante de Biot (α). Esta constante indica el porcentaje del esfuerzo total que esta siendo llevado por la presión de poro.¹⁴ Cabe destacar que existe una controversia acerca de la constante de Biot, ya que este parámetro debe variar con las propiedades de la roca y en este caso no se trataría de una constante. La ecuación que relaciona los efectos de la presión de poro es la siguiente:

$$\sigma' = \sigma t - \alpha P_p \dots\dots\dots(14)$$

La ecuación 14 en forma tensorial queda de la siguiente forma:

$$\begin{pmatrix} \sigma'_x & \tau'_{xy} & \tau'_{xz} \\ \tau'_{yx} & \sigma'_y & \tau'_{yz} \\ \tau'_{zx} & \tau'_{zy} & \sigma'_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} - \alpha \begin{pmatrix} p & 0 & 0 \\ 0 & p & 0 \\ 0 & 0 & p \end{pmatrix} \dots\dots\dots (15)$$

Puesto que P es un escalar (igual en todas las direcciones), solo afecta a las componentes normales del esfuerzo. Además, cabe recordar que el comportamiento mecánico de la roca no esta gobernado por el esfuerzo total, sino por el esfuerzo efectivo.²⁹

3. MECANISMOS DE FALLA DE POZO

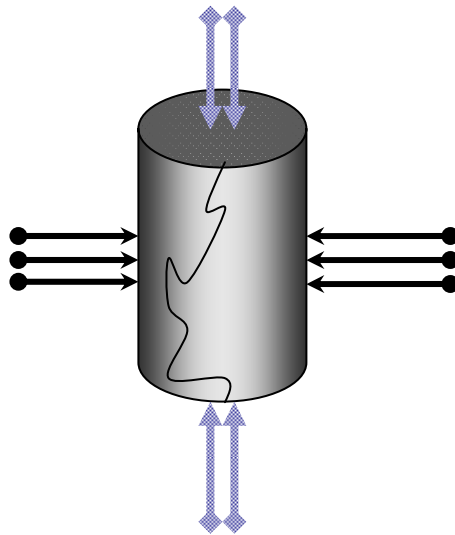
3.1 GENERALIDADES

Cuando una muestra de un sólido es expuesta a grandes esfuerzos, puede ocurrir alguna falla, si el esfuerzo es mitigado el sólido retorna a su estado original. Ver Figura 7.

Es importante saber que el modo de falla depende principalmente de:

- El estado de esfuerzos.
- Clase o tipo de material sometido a esfuerzos.
- La historia de esfuerzos sobre el material.

Figura 7. Fracturamiento de una muestra de roca sometida a esfuerzos.



Casi todos los problemas de inestabilidad de pozo ocurren en formaciones rocosas débiles, y predominantemente en shales. El conocimiento del alto riesgo que generan las formaciones de shale en la estabilidad de pozo, ha

conllevado a numerosas investigaciones en el estudio de la mecánica de los shales. Dicho estudio envuelve tanto investigación química, como mecánica, o combinación de ambas.

Generalmente, los factores mecánicos juegan un papel dominante en la fase de perforación. A continuación se hará una descripción de las causas de la falla mecánica en pozos, los diferentes mecanismos de falla mecánica que ocurren en los alrededores del pozo; así como una breve descripción de los principales factores que son tomados en cuenta en el análisis de estabilidad de pozo que se va a estudiar.

3.2 CAUSAS DE LA FALLA DE POZO

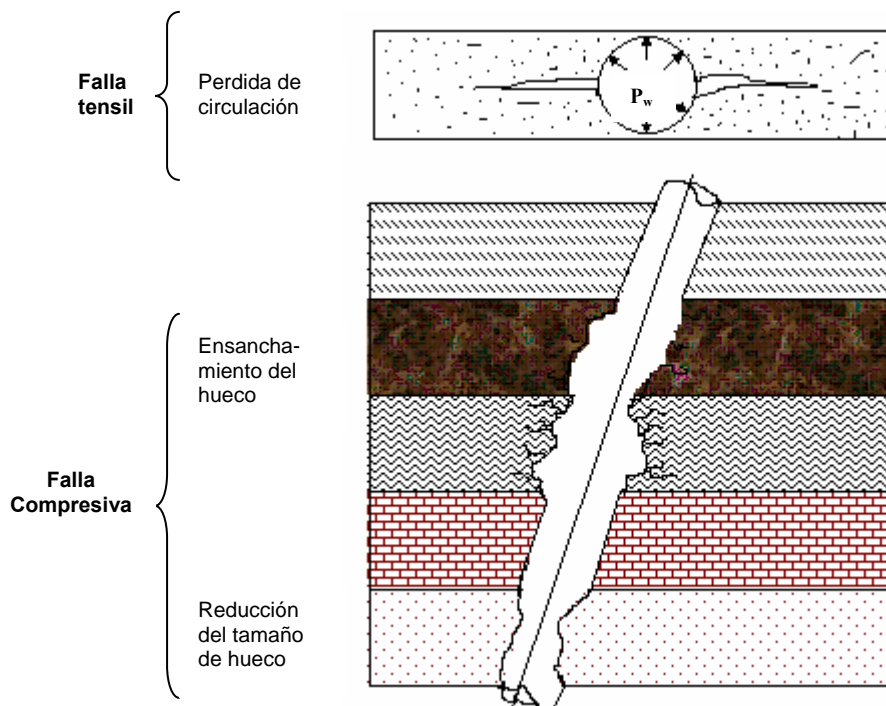
Las formaciones bajo tierra están sometidas a un estado de esfuerzos in situ compresivo. Cuando un pozo es perforado, la roca de los alrededores del pozo debe soportar la carga que era previamente soportada por la roca removida. En consecuencia, el hueco produce un incremento en los esfuerzos alrededor del pozo (una concentración de esfuerzos). Si la roca no es lo suficientemente fuerte, el pozo fallará. En muchos casos, la roca se debilita lo suficiente por la interacción con el fluido de perforación y produce la falla del pozo (por ejemplo, shales sensibles al agua).

Para evitar que la roca falle, se hacen varias cosas. Primero, se selecciona un lodo que minimice el debilitamiento de la roca. Segundo, se incrementa la presión en el pozo con el aumento de peso del lodo y la adición de un controlador de filtrado, de manera que la presión en el pozo soporte algo de la carga impuesta sobre la pared del pozo por los esfuerzos in situ. Teniendo el pozo una presión que soporte algo de la carga, los esfuerzos sobre la formación en la pared del hueco son reducidos y se evita la falla compresiva. Sin embargo, el excesivo aumento del peso del lodo puede resultar en la

apertura de la formación por una fractura tensil que cause pérdidas de circulación. Por lo tanto, se necesita un balance entre el peso del lodo para prevenir el colapso del pozo y el fracturamiento.³²

Las fallas de pozo inducidas por esfuerzos pueden ser agrupadas dentro de las tres siguientes clases (figura 8).

Figura 8. Tipos de falla de pozo.



Fuente: ASME Vol. 101³⁶.

1. Reducción del tamaño del hueco debido al flujo plástico de la roca hacia el pozo (flujo de shales y sal). Los síntomas de esta condición son los repetidos requerimientos de *reaming* y en condiciones extremas la pega de la tubería.
2. Ensamblamiento del hueco debido al fallamiento de la roca en una forma quebradiza y al desmoronamiento y caída de esta hacia el

hueco (derrumbes de shales). Los problemas que resultan del ensanchamiento del hueco incluyen pobre control direccional, pobre cementación entre otros.

3. Fracturamiento debido a la apertura tensil de la roca por excesivas presiones en el pozo. Como consecuencia de esto se presentan severas pérdidas de fluido de perforación hacia la formación fracturada, lo que causa pérdida de tiempo así como también incremento de costos y en ocasiones problemas de control de pozo.

Para entender los problemas del fallamiento de pozo, el ingeniero necesita conocer:

- Los esfuerzos de la formación antes de perforar el pozo (esfuerzos in situ),
- La carga adicional sobre la roca que resulta de la perforación del hueco,
- Como la carga sobre la roca es afectada por la presión del lodo, y
- Como el peso del lodo afecta la resistencia de la roca.

3.3 ESFUERZOS IN SITU

Generalmente las formaciones se clasifican en términos de los esfuerzos in situ ya sea en formaciones normalmente estresadas o formaciones tectónicamente estresadas. En una región normalmente estresada, el máximo esfuerzo in situ es el vertical (σ_v) y es igual al esfuerzo de overburden. Además, los otros dos esfuerzos principales in situ (σ_H, σ_h), localizados sobre el plano horizontal, son iguales o muy parecidos. Para formaciones bien compactadas y cementadas, el esfuerzo de overburden varía linealmente con la profundidad, con un gradiente de aproximadamente 1 psi/ft (22.6 kPa/m). En cuencas sedimentarias que aun están sometidas a

procesos de compactación, el gradiente de overburden varía con la profundidad.

Las regiones tectónicamente estresadas incluyen todas las condiciones de esfuerzo que no fueron consideradas en las regiones normalmente estresadas. Las regiones tectónicamente activas con frecuencia son asociadas con áreas que presentan fallas activas, domos salinos o que se presentan en las estribaciones de las montañas. En las áreas tectónicamente activas, los esfuerzos principales in situ no están necesariamente orientados en las direcciones vertical y horizontal, sino que pueden estar rotados ciertos grados. Además, las magnitudes de los tres esfuerzos principales son usualmente diferentes.

Aparte de los esfuerzos in situ discutidos antes, un esfuerzo adicional de la formación debe ser considerado, es llamado presión de poro. Para formaciones normalmente presurizadas, el gradiente de la presión de poro es constante y aproximadamente igual a 0.46 psi/ft (10.4 kPa/m). En formaciones geopresurizadas, los gradientes de la presión de poro pueden exceder los 0.9 psi/ft (20.4 kPa/m).^{32, 36}

3.4 FALLA DE LA ROCA

Los pozos fallan ya sea porque se excede la resistencia tensil de la roca o porque se excede la resistencia compresiva de la roca. Cuando la presión en el pozo se incrementa, los esfuerzos sobre la roca se vuelven tensiles, lo que resulta en el fracturamiento de la roca y en problemas de pérdida de circulación.

Con insuficiente presión en el pozo, la resistencia compresiva de la roca es excedida y la roca falla por compresión: Si la roca está en un estado frágil y

quebradizo, la falla compresiva produce derrumbes de la roca, lo que resulta en un ensanchamiento del hueco.

Las rocas que se comportan plásticamente bajo carga compresiva, fluirán plásticamente hacia el pozo, lo cual resultará en la reducción del hueco. Las rocas se comportan diferentes en tensión que en compresión, y como consecuencia de esto, un criterio de falla por separado es requerido para describir cada tipo de falla.

3.4.1 Modos de falla. Los modos de fallas inducidos por los esfuerzos en un pozo se clasifican en ³⁷:

(a) Falla tensil: Fracturamiento hidráulico.

Falla por exfoliación.

(b) Falla por cizalladura: Breakout.

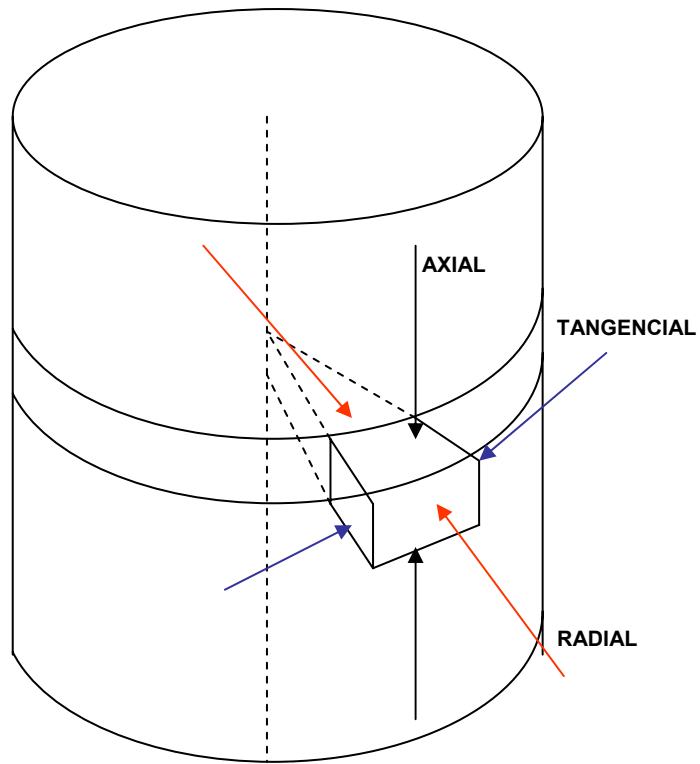
Falla Tórica.

Falla helicoidal.

Falla por elongación.

3.4.1.1 Falla tensil. Las rocas generalmente tienen poca resistencia a la tensión, usualmente menor a 1000 psi y raramente mayores a 3000 psi. Las fallas por tensión encontradas con mayor frecuencia en la práctica son clasificadas de dos modos, en términos de los esfuerzos principales en un sistema de coordenadas cilíndricas (figura 9): Fracturas hidráulicas y falla por exfoliación.

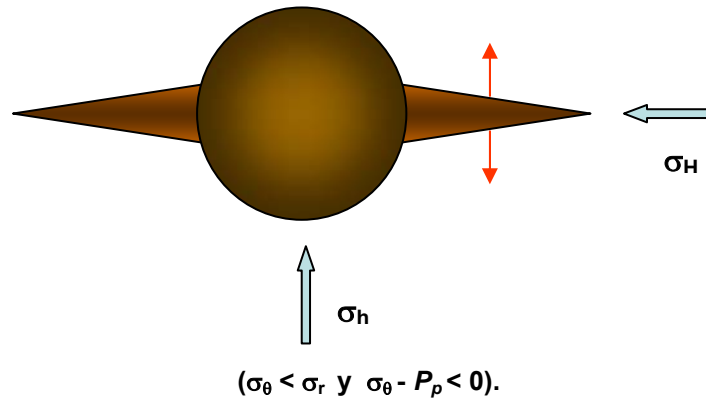
Figura 9. Principales esfuerzos sobre la cara del pozo en un sistema de coordenadas cilíndricas



3.4.1.1.1 Fractura hidráulica. Para que se presente la fractura hidráulica el esfuerzo tangencial debe ser menor que el esfuerzo radial; y la diferencia entre el esfuerzo tangencial y la presión de poro debe ser menor que cero. Figura (10).

NOTA: La fractura hidráulica ocurrirá cuando la presión de lodo es excesivamente alta.

Figura 10. Fractura hidráulica.



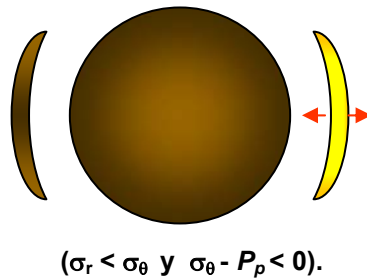
La fractura hidráulica ocurre cuando el esfuerzo tangencial efectivo es menor que la resistencia tensil de la formación: $\sigma_{\theta} - P_p < -|T_o|$.

Una presión de fractura determinada, será la presión de lodo crítica para evitar pérdidas de circulación. De ésta manera la presión de pérdida de circulación de lodo corresponderá al menor de los esfuerzos horizontales y verticales.

3.4.1.1.2 Falla por exfoliación. La exfoliación usualmente ocurre cuando la presión de poro se hace mayor que la presión del lodo como un resultado de las deformaciones de la matriz bajo condiciones predominantemente no drenadas.

NOTA: Para que se presente la falla por exfoliación el esfuerzo radial debe ser menor que el esfuerzo tangencial y la diferencia entre el esfuerzo tangencial y la presión de poro debe ser menor que cero, figura (11).

Figura 11. Falla por exfoliación.

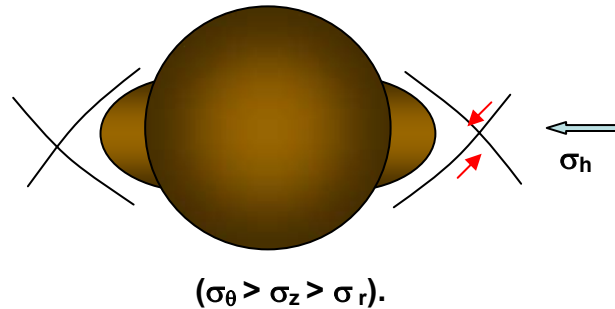


Usualmente esta falla se da cuando la presión de poro llega a ser mas alta que la presión del lodo y da como resultado una deformación en la matriz bajo condiciones de no drenaje. De aquí, que se concluya la existencia de un limite mínimo y máximo de presiones de lodo entre los cuales está la ventana segura del lodo para la cual no ocurrirá la falla por tensión.

3.4.1.2 Falla por cizalladura. Las fallas por cizalladura que ocurren en la pared del pozo, se clasifican en cuatro modos, en términos de los esfuerzos principales en un sistema de coordenadas cilíndricas: breakout, falla tórica, helicoidal y elongación.

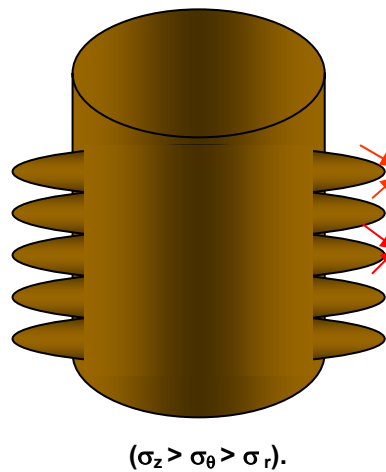
3.4.1.2.1 Formación de breakout y de la falla Tórica. Para que halla formación de breakout se debe dar que el esfuerzo tangencial sea mayor que el esfuerzo vertical y este a su vez sea mayor que el esfuerzo radial, ($\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$). Ver (Figura 12).

Figura 12. Formación de Breakout.



Para que se de una falla tórica el esfuerzo vertical debe ser mayor que el esfuerzo tangencial y este a su vez mayor que el esfuerzo radial, $(\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r)$.
Figura 13.

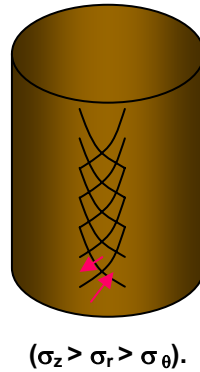
Figura 13. Falla de corte tórica.



Estas fallas ocurren cuando el peso del lodo no es suficientemente alto como para soportar las paredes del pozo. Ambas fallas se dan en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, en el caso de un pozo vertical ocurren cuando el peso del lodo está por debajo del límite mínimo.

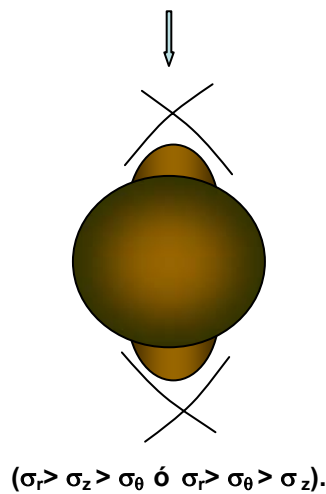
3.4.1.2.2 Falla helicoidal y falla por elongación. Para que haya presencia de una falla helicoidal se debe dar que el esfuerzo vertical sea mayor que el esfuerzo radial y este a su vez sea mayor que el esfuerzo tangencial, ($\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$). Figura 14.

Figura 14. Falla de corte helicoidal.



Para que se de una falla por elongación el esfuerzo radial debe ser mayor que el esfuerzo vertical y este a su vez mayor que el esfuerzo tangencial ó que el esfuerzo radial sea mayor que el esfuerzo tangencial y este a su vez mayor que el vertical, ($\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$ ó $\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$). Figura 15.

Figura 15. Falla de corte de elongación.



Estos dos tipos de fallas ocurren cuando la presión del lodo es excesivamente alta y pueden darse en la dirección ortogonal a las fallas de breakout y tórica, cuando es un pozo vertical se dan en la dirección del máximo esfuerzo horizontal.^{36, 37}

De esta manera también se concluye la existencia de un límite mínimo de presión de lodo (lower bound), por encima del cual se puede evitar la falla de tipo cizalladura.

Cuando se consideran las fallas mecánicas de tipo tensil y de tipo cizalladura, el límite máximo y el límite mínimo definirán el rango o ventana segura de densidad de lodo, para perforar sin la presencia de algún problema de inestabilidad de pozo.

3.5 CRITERIO DE FALLA

El estado de esfuerzos alrededor de los pozos puede ser determinado de la suma del tensor de esfuerzos in situ antes de la perforación, el tensor de esfuerzos inducido por la perforación y los esfuerzos límites que actúan sobre la pared del pozo. Si el estado de esfuerzos excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o en compresión, entonces la falla puede ocurrir.

3.5.1 Criterio de falla por tensión. La teoría del esfuerzo principal mínimo es usada para predecir la falla tensil del pozo, la cual está dada por (asumiendo la compresión como positiva):

$$\sigma_3 - P_p \leq -\sigma_t \dots\dots\dots (16)$$

Donde σ_3 y P_p son el esfuerzo menor principal y la presión de poro en la cara del pozo respectivamente, y σ_t es la resistencia tensil de la roca. Cuando los shales tienen una textura laminada, es necesario un criterio de falla para rocas anisotrópicas. Este es obtenido examinando tanto la resistencia de la roca intacta como los planos de estratificación separadamente usando la ecuación anterior.³⁵

3.5.2 Criterio de falla por corte. Hay numerosos criterios desarrollados para definir la falla de corte que ocurre en varios tipos de rocas. El uso de diferentes criterios de falla puede llevar a resultados significativamente diferentes. El criterio de falla más comúnmente empleado en la práctica es el criterio de Mohr Coulomb. El concepto del criterio de Mohr Coulomb es que si el esfuerzo de corte máximo sobre cualquier plano de la roca alcanza su resistencia de corte, la falla ocurre. La resistencia de corte, τ_s es definida por:

$$\tau_s = c + \sigma_n \tan \phi \dots\dots\dots (17)$$

Donde c y ϕ son la cohesión y el ángulo de fricción interna de la roca respectivamente, y σ_n es el esfuerzo normal aplicado sobre el plano de falla. Similarmente, debido a la textura laminada de los shales, la resistencia tanto de la roca intacta como la de los planos de estratificación son examinadas separadamente empleando la ecuación inmediatamente anterior.³⁶

4. ANÁLISIS GEOMECÁNICO DE ESTABILIDAD DE POZO

4.1 APLICACIONES GEOMECÁNICAS

La geomecánica siempre trata problemas donde se relacionan esfuerzos con la resistencia de la formación. Es entonces de esperar, que aquellas operaciones de pozo que afecten y causen daño a la formación, también van a tener una gran influencia en el análisis de cualquier problema (estabilidad de pozos, arenamiento, fracturamiento, etc.). Por lo tanto, se debe analizar todas las operaciones de pozo que puedan ser negativas desde el punto de vista de la formación, para luego optimizarlas en función de las características de la roca.

La magnitud y dirección de los esfuerzos in situ van a definir la trayectoria de mayor estabilidad para pozos horizontales y de gran desviación. Estos pozos tendrán una mayor estabilidad si son perforados en la dirección perpendicular al esfuerzo mínimo principal, ya que este problema de estabilidad se complica por que el eje del pozo no coincide con la dirección del esfuerzo principal mayor. Si se puede determinar experimentalmente la envolvente de falla de la roca de formación, entonces, se puede calcular el rango de peso de lodo que mantenga la integridad del pozo. Los problemas de estabilidad pueden existir aun después de la perforación, debido a que la mayoría de los pozos horizontales son completados a hueco abierto y la reducción de las presiones de poro del yacimiento causa un aumento en los esfuerzos efectivos.

El problema de producción excesiva de arenas es causado cuando los esfuerzos desestabilizadores actuando sobre la formación (tasa de flujo y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esta resistencia es excedida, entonces ocurre desprendimiento de granos del material de la formación causando arenamiento. Es necesario conocer el estado de esfuerzos y al envolvente de falla de la formación para poder determinar el gradiente de producción (drawdown) crítico que no cause producción de arena. Adicionalmente, se debe evaluar el efecto nocivo que tienen las operaciones de pozo (perforación, completamiento y producción) sobre el arenamiento de pozos, ya que pueden afectar los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la roca. También, se debe evaluar el comportamiento mecánico de las gravas usadas en los diferentes tipos de control de arenas.

Las características mecánicas de la formación controlan el diseño de las fracturas hidráulicas. La altura de la fractura esta relacionada al contraste de las magnitudes de los esfuerzos principales menores en los diferentes estratos geológicos. La presión de rompimiento y el gradiente de fractura están relacionados al esfuerzo principal menor y a la resistencia tensil de la roca. La dirección de los esfuerzos indica la dirección de la fractura hidráulica, ya que la misma es perpendicular a la dirección del esfuerzo menor principal. La longitud de la fractura y su propagación están relacionadas con la resistencia al corte y la dureza de la roca.

El conocimiento de la resistencia mecánica de la roca es muy importante en la selección de perforadores de cañoneo, ya que la penetración del mismo es dependiente de la resistencia de la roca como lo muestra el método API RP – 43. La geomecánica también puede ser muy útil para definir el tipo de completamiento en pozos horizontales. Los completamientos a hueco abierto pueden tener mayor productividad que a hueco entubado pero pueden ser

menos estables en un futuro. Se debe evaluar la estabilidad del completamiento a hueco abierto en diferentes etapas de su vida productiva a medida que aumentan los esfuerzos efectivos por la disminución de las presiones de yacimiento.

En yacimientos naturalmente fracturados resulta necesario determinar las direcciones de las fracturas naturales. Las fracturas se abren perpendiculares al esfuerzo mínimo principal que existía cuando se originaron dichas fracturas. Esto va a ser de suma importancia para yacimientos fracturados de rocas con baja permeabilidad, ya que la producción ocurre principalmente por los sistemas de fracturas naturales y no por la matriz.

El uso de núcleos orientados en conjunto con análisis geomecánicos de laboratorio también puede ser utilizado para la determinación de las direcciones de esfuerzos in situ que son los causantes de la fractura. Esto ayudará a determinar la dirección óptima de pozos desviados y horizontales que intercepten el mayor número de fracturas naturales y poder tener así mayor producción de hidrocarburos.

En yacimientos someros de arenas no consolidadas ocurre compactación de las arenas productoras a medida que disminuye la presión del yacimiento. Si las condiciones geométricas y de rigidez de las capas suprayacentes cumplen ciertos requisitos, la compactación de las arenas del yacimiento puede causar el fenómeno de subsidencia. El grado de compactación de la arena es calculado mediante ensayos de laboratorio especiales conociendo el estado de esfuerzos del yacimiento. El grado de compactación de la arena es utilizado para calcular el volumen de crudo que puede ser producido por el mecanismo de compactación, lo cual tiene un gran impacto sobre las reservas recuperables.⁶

4.2 FUNDAMENTO DE UN ANÁLISIS GEOMECÁNICO

Los estudios geomecánicos casi siempre necesitan muestras de la roca y por lo tanto resulta necesaria la obtención de núcleos geológicos los cuales serán utilizados para tomar muestras en ensayos especializados de laboratorio.

Existe una gran variedad de ensayos de laboratorio para medir diferentes propiedades mecánicas de la roca. Las propiedades mecánicas de interés se dividen en aquellas que miden resistencia, las que miden comportamiento esfuerzo-deformación y las que miden direcciones de esfuerzo o deformaciones. Generalmente existe un tipo de ensayo para medir una propiedad en particular.

El ensayo mas común en la geomecánica es el de la compresión triaxial, que sirve para medir la resistencia al corte y el comportamiento esfuerzo-deformación para una muestra de roca, a una presión confinante. Otro tipo de ensayo muy utilizado en la geomecánica, es el de compresión uniaxial que sirve para medir el comportamiento de esfuerzo-deformación de una muestra sin deformación lateral. Se pueden realizar ensayos donde se midan las propiedades dinámicas de la roca en el laboratorio, los cuales pueden ser usados para correlacionar con registros petrofísicos de campo. También existen pruebas especiales como: ASR, DSA, AAA y SWAA que realizadas en núcleos orientados permiten determinar la dirección de los esfuerzos principales en campo.

Existen varios tipos de trabajos de campo que también son necesarios para un análisis geomecánico. El uso de herramientas petrofísicas acústicas que midan la velocidad de ondas P y S resulta fundamental, ya que se puede determinar las propiedades dinámicas de la formación. Estas propiedades

dinámicas de campo pueden ser comparadas con las propiedades estáticas (resistencia) y dinámicas de laboratorio para elaborar correlaciones predictivas. También resulta muy importante conocer la magnitud del esfuerzo principal menor para determinar el estado de esfuerzos, por lo que se debe efectuar una prueba minifrac o microfrac que mida la presión de apertura y cierre a distintas profundidades. Otra herramienta petrofísica importante la constituye el probador múltiple de formación (RFT, MDT) que mide la presión de poro a diferentes profundidades. Las pruebas de presión ya sea DST o PBU pueden ser utilizadas para conocer la presión del yacimiento en un momento dado.

El conocimiento de las presiones de poro es fundamental para poder calcular el esfuerzo efectivo que controla el comportamiento mecánico de la roca, el cual resulta bastante complicado ya que es totalmente inelástico y no lineal. Para poder modelar la resistencia y el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas, resulta necesario realizar ensayos de laboratorio a las condiciones de esfuerzos y temperaturas existentes en el campo, lo cual servirá para calibrar luego parámetros de modelos basados en las teorías de elasticidad y plasticidad. Existen varios modelos matemáticos basados en métodos numéricos y soluciones teóricas para resolver diferentes tipos de problemas, tales como esfuerzos en pozos inclinados, fracturamiento hidráulico, estabilidad de cavidades cañoneadas, esfuerzos en yacimientos sometidos a compactación y subsidencia, etc. Absolutamente, todos los análisis teóricos necesitan datos de ensayos de laboratorio y pruebas de campo para poder arrojar una respuesta confiable.¹

4.3 DETERMINACIÓN DE LOS DATOS PARA UN ANÁLISIS GEOMECÁNICO

El análisis geomecánico involucra tanto la predicción como el manejo que se le debe dar a la deformación de la roca. Eventos como deformaciones de rocas no planeadas le cuesta a la industria billones de dólares por año. La pérdida de tiempo asociado a inestabilidad del pozo y pérdidas de herramientas en un pozo acarrearán altos gastos durante la perforación y retraso en la producción. Cuando los problemas presentados son tan severos, pueden forzar a la compañía operadora a hacer operaciones de sidetrack o en el peor de los casos a abandonar el pozo; por eso el tener un pobre entendimiento de las condiciones geomecánicas puede traer como consecuencia una simulación del yacimiento inadecuada. En los últimos años el desarrollo de la ciencia y las prácticas de la industria han estado dirigidas hacia lo que necesita la industria: el desarrollo de nuevas herramientas y avances en pruebas de laboratorio, de tal manera que la industria petrolera cuente con la posibilidad de tener datos más cercanos a la realidad del pozo, lo cual es de vital importancia si se quiere realizar un análisis o encontrar un modelo geomecánico que de buenos resultados.

El modo de obtención de la información necesaria para la construcción de un análisis o un modelo geomecánico está resumida en la tabla 1. Las fuentes de información están más que todo basadas en imágenes de pozo, registros, reportes de perforación y pruebas de laboratorio. Se debe tener en cuenta que hay tres tipos de información específica que son de suma importancia para realizar un análisis geomecánico ¹:

- (a). Mecanismos de Falla.
- (b). Estado de esfuerzos.
- (c). Propiedades mecánicas de la roca

Tabla 1. Fuentes de información para la construcción de un análisis o modelo geomecánico

Propiedades	Fuente (Registros)	Otras fuentes
Estratigrafía.	Registros Gamma Ray, density, resistivos, Velocidad sonica compresional (v_p).	Cuttings, cavings, secuencia estratigráfica.
Presión de poro (P_p).	v_p , resistivos	Intervalo de velocidad obtenido de datos sísmicos, pruebas de toda la formación, reportes diarios de perforación.
Esfuerzo Vertical (σ_v).	Bulk density	Ripios de perforación
Dirección de los esfuerzos.	Caliper Orientado, imágenes de pozo, anisotropía de velocidad orientada.	Mapas estructurales, datos sísmicos 3D.
Mínimo esfuerzo horizontal. (σ_h)	v_p y velocidad sonica shear (v_s).	P_p , pruebas de Leakoff, pruebas de Leakoff extendidas, microfract, pruebas de rata de inyección, base de datos local o regional, reportes diarios de perforación y modelamiento.
Máximo esfuerzo horizontal. (σ_H)	Imágenes de Pozo	P_p , σ_h , resistencia de la roca, base de datos, modelamiento de los esfuerzos del pozo.
Parámetros elásticos; Modulo de Young (E), Modulo rigidez (G), relación de Poisson (ν).	v_p y v_s , bulk density.	Base de datos, pruebas de Corazones en laboratorio, cavings.
Parámetros de resistencia de la roca. {(UCS) resistencia compresiva no confinada), ángulo de fricción (ϕ)}	v_p y v_s , bulk density.	Base de datos, pruebas de Corazones en laboratorio, cavings.
Mecanismos de falla	Imágenes de pozo, caliper de varios brazos orientado.	Reportes diarios de perforación, cavings.

Fuente: Oil field review ¹.

Un análisis ó desarrollo de un modelo geomecánico es mas que la obtención de los datos necesarios, es el entendimiento de todos los datos relevantes con el fin de comprender que esta pasando en el pozo. El éxito del análisis geomecánico esta basado principalmente en la calidad de los datos utilizados, en otras palabras, en que la adquisición de datos para desarrollar el modelo sean los mas ajustados a la realidad del pozo, por esto es necesario el desarrollo de nuevas herramientas que permitan la obtención de estos datos, por suerte, como ya se mencionó en los últimos años el desarrollo de la geomecánica a coincido con el incremento de sofisticadas herramientas de registros, tales como los registros sónicos.

4.4 CÁLCULO DE LA VENTANA SEGURA DEL LODO PARA UN POZO VERTICAL

Idealmente un modelo teórico debería cubrir todos los aspectos que pudieran afectar la estabilidad, tal como la presión del pozo, la temperatura, el tiempo, la química del lodo etc.

Tal modelo sin embargo no esta disponible hoy día, y no aparecerá en un futuro cercano hasta que todos los mecanismos no estén lo suficientemente conocidos. El modelo requeriría de grandes investigaciones y seria muy difícil conseguir los datos necesarios de entrada. Ya que la disponibilidad de los corazones es un factor limitante.

A continuación se presenta un método simple que consta de dos pasos para evitar algunas fallas de pozo durante la perforación:

1. Calcular la presión del pozo requerida para evitar fallas por compresión y fallas por tensión (fracturamiento hidráulico) usando la teoría elástica lineal.

2. Considerar posibles efectos adicionales tales como derrumbes, variaciones de temperatura etc.

El principio es exactamente el mismo para un pozo desviado, pero las ecuaciones son más difíciles de manejar analíticamente.

En un caso real, esto representa una primera aproximación al problema. El cual tiene que ser acoplado con todas las experiencias prácticas y cualquier otra información relevante de campo para generar las mejores recomendaciones y soluciones.

El propósito del cálculo es encontrar el máximo y mínimo peso de lodo permitido para evitar los problemas de estabilidad ya descritos. Los cálculos de esfuerzos están basados en un modelo elástico lineal. Se asume que las fallas toman lugar cuando se alcanza el límite elástico de la roca. En el caso elástico, la concentración de esfuerzos alcanzará su máximo en la pared del pozo y por esto la solución de esfuerzos en la pared del pozo será de interés.

En la pared del pozo, la solución para un pozo vertical con iguales esfuerzos horizontales será:

$$\begin{aligned}
 \sigma_w &= p_w \\
 \sigma_\theta &= 2\sigma_h - p_w \quad \dots\dots\dots (18) \\
 \sigma_z &= \sigma_v
 \end{aligned}$$

Los esfuerzos normales no son iguales al esfuerzo principal, lo cual complica mucho más los cálculos. Los cálculos, además, están limitados por las fallas por compresión y las fallas por tensión como se mencionó anteriormente. La falla de corte puede en algunos casos preceder a las fallas por tensión cuando se incrementa la presión del pozo. Sin embargo cuando se

consideran aspectos prácticos de estabilidad durante al perforación, no se esperan que aparezcan problemas de consideración antes del fracturamiento de la formación y la perdida de circulación del lodo. Por esta razón la discusión se restringirá a fallas por tensión como el límite superior para el peso del lodo.

Los cálculos requieren primordialmente los siguientes datos:

- Los esfuerzos in-situ.
- La presión de poro.
- Criterio de falla de la roca.

Tales datos no están siempre disponibles con gran exactitud, por lo que es necesario una evaluación critica de los datos.

4.5 CÁLCULO DEL PESO MÍNIMO DE LODO PARA PREVENIR EL COLAPSO DE POZO

Para ilustrar el principio, se considera un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, $\sigma_h = \sigma_H$, y se usa el criterio de Mohr-Coulomb como criterio de falla.

Teniendo en cuenta la ecuación 18, se puede concluir que los esfuerzos están directamente relacionados y dependen de la presión del pozo y no es palpable cual componente de esfuerzos es la mas grande y cual es la mas pequeña, por consiguiente, se deben evaluar las diferentes posibilidades.

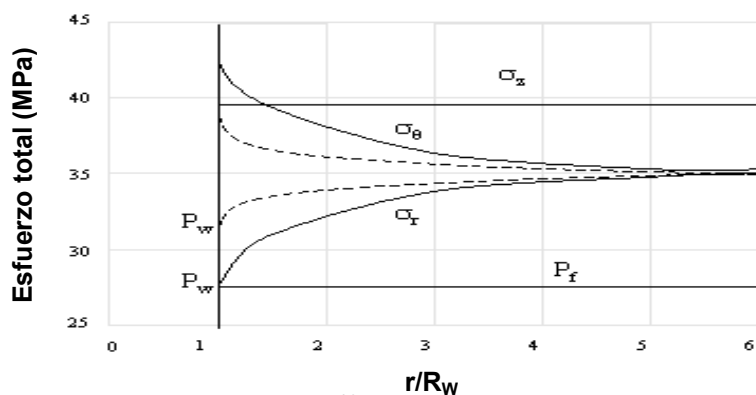
Una distribución típica de esfuerzos es mostrada en la Figura 16. En un caso (Línea continua) el esfuerzo tangencial es el mayor, mientras el esfuerzo

radial es el menor en el pozo. Cuando se aumenta la presión en la cara del pozo, se incrementa el esfuerzo radial, mientras el esfuerzo tangencial disminuye. Una situación con una presión de pozo más alta es ilustrada con las líneas punteadas en la Figura 16. El esfuerzo vertical se convertirá en el mayor, ya que no es afectado por la presión del pozo. Los dos casos presentados en la Figura 16, corresponden a los casos que generalmente se deben considerar cuando se discute el límite inferior del peso de lodo.

La situación que requiera la más alta presión de pozo determinará la presión de pozo necesaria. Como puede ser visto, esto depende en gran magnitud de los esfuerzos in situ. Aquí hemos asumido que la presión de poro no es afectada por la presión de pozo, es decir, que no hay intercambio de fluido entre el pozo y la formación.

Hay que enfatizar que se está tratando con situaciones ideales. Se puede mencionar aquí, que si la presión del pozo es considerablemente mayor que la presión de poro, la presión de poro comenzará a aumentar (penetración) y si la presión de poro se incrementa, la presión de pozo requerida para mantener la estabilidad también se incrementará. Cabe decir que los resultados obtenidos por este método son bastante conservativos, pero sirven de parámetros guías.

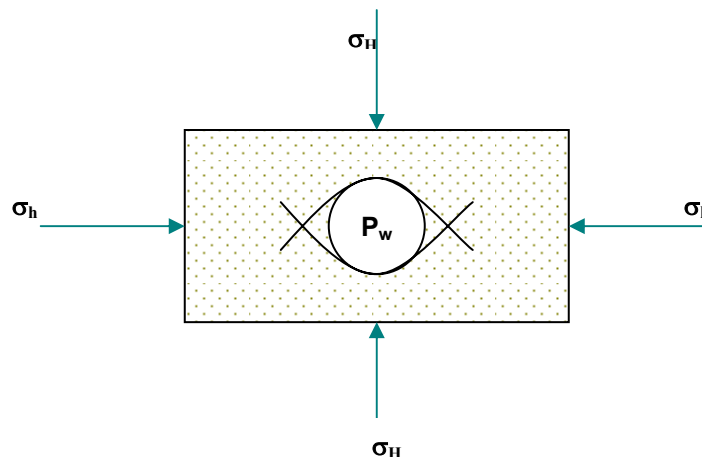
Figura 16. Distribución de esfuerzo elástico con dos presiones de pozo.



Fuente: Rocks Mechanics (DaFontoura)²⁹

Para un pozo desviado, los esfuerzos principales deben ser calculados de los esfuerzos normales y los esfuerzos de corte. Otra alternativa es calcular los esfuerzos invariantes, dependiendo de que criterio de falla esta siendo usado. Esto es más conveniente hacerlo iterativamente en un programa de computador.

Figura 17. Dirección de falla de compresión alrededor de un pozo vertical con esfuerzos horizontales diferentes.



Las fallas ocurrirán a lo largo de ciertas direcciones sobre la pared del pozo. Las fallas comenzarán en la dirección de la mayor concentración de esfuerzos. Se puede ilustrar esto por medio de un pozo vertical con diferentes esfuerzos horizontales. La falla de corte ocurrirá en la dirección del menor esfuerzo horizontal. (Figura 17).

Esto puede llevar a una ovalización del pozo, con un gran eje paralelo al esfuerzo horizontal menor. Este fenómeno, también conocido como breakout puede ser usado para estimar la dirección de los esfuerzos horizontales (Empleando un caliper de cuatro brazos o registros de imágenes UBI).

4.6 CALCULO DEL MÁXIMO PESO DE LODO ANTES DEL FRACTURAMIENTO.

El límite superior para el peso de lodo, es el máximo peso de lodo antes de que ocurra falla por tensión (fracturamiento).

El fracturamiento tomara lugar cuando el esfuerzo principal efectivo mínimo se vuelve tensil e igual a la resistencia por tensión de la roca:

$$\sigma_3' + T_o \leq 0 \quad \dots\dots\dots (19)$$

Una buena aproximación normalmente es darle un valor a la resistencia a la tensión, T_o , igual a cero, siempre y cuando halla fracturas e imperfecciones en las paredes del pozo. Tomando de nuevo un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales, de la ecuación (18) se ve que el fracturamiento depende de la presión del pozo.

Uno puede diferenciar entre dos condiciones extremas:

- ✓ Pared del pozo impermeable, no hay penetración,
- ✓ Pared del pozo permeable, hay penetración.

En el primer caso la presión de poro no es afectada por la presión del pozo. En el otro caso la presión de poro cerca de a la cara del pozo será aproximadamente igual a la presión del pozo.

La situación impermeable da una posibilidad, una fractura vertical cuando:

$$\sigma_\theta' = 0 \quad \dots\dots\dots (20)$$

Usando la ecuación (18) esto da que:

$$P_w = 2\sigma_h - Pf \dots\dots\dots (21)$$

La situación permeable da dos posibilidades, una fractura vertical o una horizontal:

$$\sigma'_\theta = 0 \quad \text{ó} \quad \sigma'_z = 0 \dots\dots\dots (22)$$

Utilizando de nuevo la ecuación (18) obtenemos:

$$P_w = \sigma_h \quad \text{ó} \quad P_w = \sigma_v \dots\dots\dots (23)$$

Como la pared del pozo es permeable, depende de la roca y del filtrado de la torta del lodo, que tan rápido se incrementará la presión del pozo, es decir, si hay tiempo para la penetración de la presión antes de la fractura haya iniciado.

Después de haber perforado algunos pozos en un área, una prueba Leak-off dará una base empírica para la predicción de la fractura.

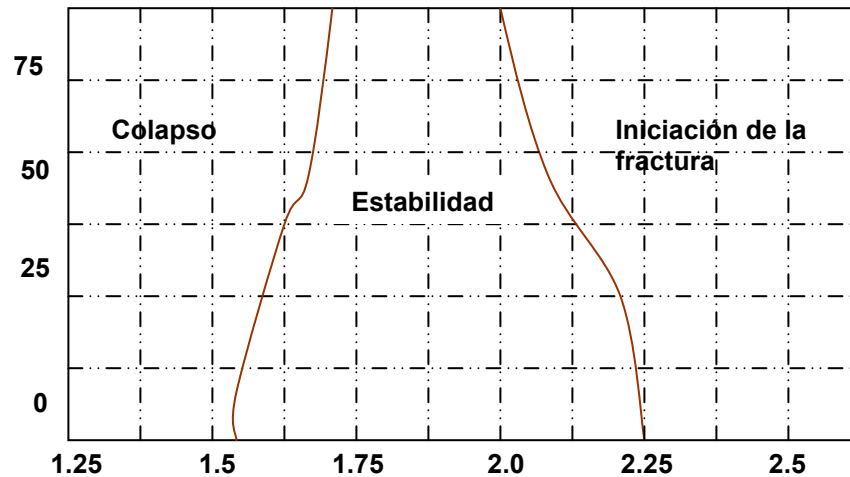
El principio para analizar un pozo desviado es el mismo, pero la ecuación (19) muestra que el esfuerzo mínimo principal debe ser calculado primero, de los componentes de esfuerzos de corte y normal. En un pozo desviado la presión de iniciación de la fractura puede ser menor que en un pozo vertical, mientras el esfuerzo horizontal sea más pequeño que el esfuerzo vertical. Una fractura iniciará en una dirección dada, dependiendo de donde la ecuación (19) se cumpla primero sobre la pared del pozo. Esto depende tanto de los esfuerzos in situ como de la dirección y desviación del pozo.

4.5 POZO DESVIADO

Los cálculos son en principio los mismos pero convenientemente son llevados a cabo por programas de computador debido al alto grado de complejidad de las ecuaciones. La Figura 18 muestra el peso de lodo

requerido como una función de la desviación del pozo, donde el fracturamiento es calculado asumiendo una situación de impermeabilidad.

Figura 18. Ilustración del análisis de la estabilidad de un pozo desviado.



Fuente: Rocks Mechanics (DaFontoura)²⁹

El rango estable es restringido a medida que se incrementa la inclinación del pozo. Esto es debido a un componente mayor del esfuerzo vertical normal en el eje del pozo cuando se incrementa la desviación. Esto incrementará el esfuerzo en una dirección y lo reduce en la dirección normal a este.

Debe enfatizarse que esto aplica cuando el esfuerzo vertical es el mayor, si el esfuerzo horizontal es el mayor, el rango de estabilidad aumentará con la desviación.

Si los esfuerzos horizontales no son iguales, el rango de estabilidad dependerá tanto de la inclinación como de la dirección del azimut. Dada una roca elástica isotrópica, la dirección más favorable con respecto a la estabilidad del pozo siempre será paralela a la dirección del esfuerzo principal mayor. Esto debería ilustrar la importancia del conocimiento de los esfuerzos in situ como la de la información de resistencia.

4.8 EVALUACIÓN DE MÉTODOS Y LOS RESULTADOS

4.8.1. Modelo constitutivo y criterio de falla. El cálculo de los esfuerzos está basado en un modelo elástico lineal, es decir, la curva esfuerzo-deformación es lineal y la deformación es completamente reversible. En el pico de máximo esfuerzo, la falla total toma lugar.

Pruebas de laboratorio en cilindros huecos han mostrado que este método tiende a sobrestimar la presión de falla (Guenot 1987; Santarelli y Brown 1987) Santarelli y Brown modificaron este modelo e incorporaron el módulo elástico que depende de la presión, basados en la experiencia con pruebas triaxiales, determinaron que el módulo elástico tiende a aumentar con la presión de confinamiento. Con este modelo, muchos de los problemas entre un modelo elástico lineal y resultados de pruebas de cilindro hueco podían ser explicados. También se puede explicar porqué la falla ocurre a alguna distancia dentro de la pared y no en la superficie de la pared del pozo donde los esfuerzos deberían ser máximos de acuerdo a la teoría del módulo constante.

La situación se complica por el hecho de que muchas rocas no fallan instantáneamente en el pico del máximo esfuerzo. Las rocas duras tienden a ser más frágiles, es decir, tienen poca capacidad de deformarse y soportan carga después que han alcanzado el máximo de esfuerzo. La fragilidad tiende a disminuir con la presión de confinamiento. Las rocas débiles son normalmente más dúctiles, es decir; tienen mayor capacidad de deformarse y de soportar carga después del rango elástico. Esto también depende del nivel de esfuerzos.

Si la roca es frágil el límite inferior es más crítico, si la roca es dúctil, el límite inferior puede ser excedido sin efectos críticos al instante.

Esta discusión muestra que el límite inferior basado en un método elástico clásico es normalmente una estimación conservativa, la cual a menudo puede ser excedida sin consecuencias dramáticas.

Se deben tener en cuenta los comentarios dados, por lo tanto, los modelos numéricos deben ser aplicados. Esto no representa un problema fundamental, pero hace los cálculos más engorrosos especialmente para pozos desviados. En rocas dúctiles, los efectos plásticos idealmente deberían ser tomados dentro de las consideraciones. Los modelos más complejos requieren de una mejor caracterización de la roca. Esto a menudo es difícil debido a la falta de corazonces. Además las propiedades de la roca podrían cambiar significativamente sobre distancias cortas, por lo tanto es valioso considerar en cada caso modelos más complejos.

Ya que la base teórica es general, se puede en principio aplicar a todas las rocas. La importancia de varias de las propiedades de los materiales puede sin embargo variar. Para el Mar del Norte se ha mostrado que es importante evaluar a la temperatura y saturación real. Cada tipo de litología tiene características especiales, las cuales deben ser consideradas cuando se evalúa y se selecciona el criterio de falla.

La determinación de los parámetros de resistencia es mucho más dependiente de la disponibilidad de muestras de roca. Esto es a menudo limitado, e influye en la selección del criterio de falla. Si la roca es bien caracterizada, pueden ser aplicados criterios de fallas complejos. Si no, la selección será limitada a un simple criterio, como el de Mohr-Coulomb. Sin embargo, lo más importante es que las características básicas de la roca

sean incluidas y que el rango de esfuerzos apropiado sea graficado. Esto muestra de nuevo la importancia de conocer los esfuerzos in-situ. Con este conocimiento puede ser diseñado un apropiado programa de evaluación para las muestras de corazón. Los datos precisos de resistencia entonces pueden ser determinados en un rango apropiado de esfuerzos, y un criterio de falla simple, tal como el criterio de Mohr-Coulomb lineal, puede ser aplicado con confianza.

Son relativamente pocos los ejemplos reportados de aplicación práctica de predicciones de estabilidad a casos de campo. Esto demuestra que en la práctica es difícil adquirir los datos necesarios para realizar un análisis con modelos sofisticados. Esta es la razón por la que todavía muchos análisis son basados en teoría elástico lineal. Sin embargo, el usuario debe ser consciente de las limitantes de los modelos elásticos, y poder discutir la importancia de esto en relación con el tipo de roca, características de deformación, etc. Dadas las limitaciones del modelo y la disponibilidad de información, un posible método es calibrar el modelo con los resultados de campo.

4.9 EVALUACIÓN DE LOS DATOS NECESARIOS PARA EL ANÁLISIS

4.9.1 Los esfuerzos in situ y la presión de poro. Estos datos son muy importantes en el análisis de estabilidad, tanto como de entrada directa al análisis así como para el diseño de las pruebas de la roca. Sin embargo, muy a menudo el conocimiento de estos es insuficiente, especialmente la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales. Por esta razón la incertidumbre de los resultados se incrementa.

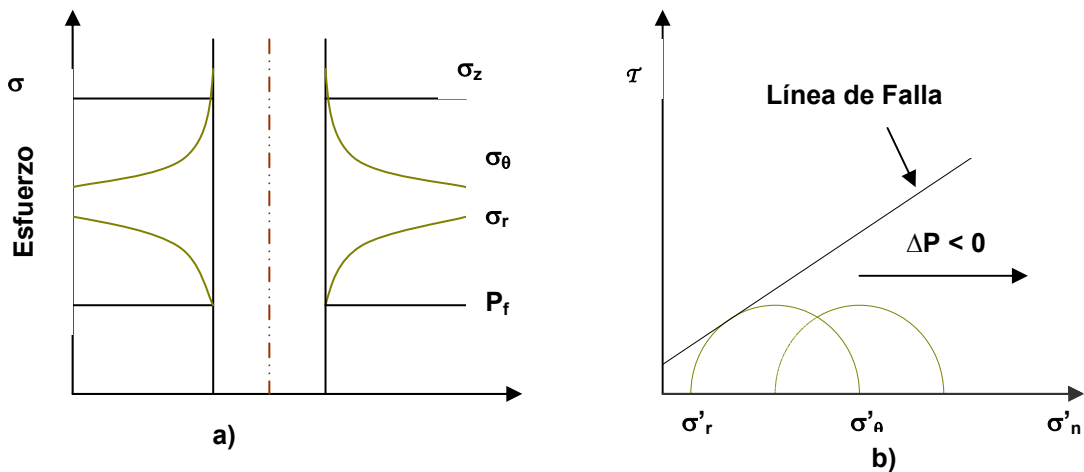
La complejidad en la situación de los esfuerzos, especialmente en un pozo desviado hace difícil hacer comentarios generales acerca del efecto de varios componentes de esfuerzos.

Si los esfuerzos horizontales no son iguales y uno de estos es mayor que el vertical, la estabilidad dependerá de la dirección del azimut del pozo, como se discutió en el ejemplo para un pozo desviado.

La presión de poro es esencial debido a que esta determina los esfuerzos efectivos. Los esfuerzos efectivos determinan las fallas por tensión y las fallas por compresión.

El efecto de la presión de poro esta ilustrado en la figura 19. La figura (19a) muestra los esfuerzos elásticos alrededor de un pozo vertical.

Figura 19. Efecto de la reducción de la presión de poro. (a) Esfuerzos elásticos alrededor de un pozo vertical. (b) Circulo de Mohr de esfuerzos efectivos en el pozo.



La figura (19b) es ilustrada por un grafico de Mohr el cual muestra los esfuerzos efectivos radial y tangencial en la cara del pozo. Una disminución en la presión de poro mueve el círculo hacia la derecha. El radio del círculo no se altera ya que la presión de poro tiene el mismo efecto en todas las direcciones. Dado que la roca tiene un ángulo de fricción positivo, esto mejorará la estabilidad con respecto a la falla por compresión.

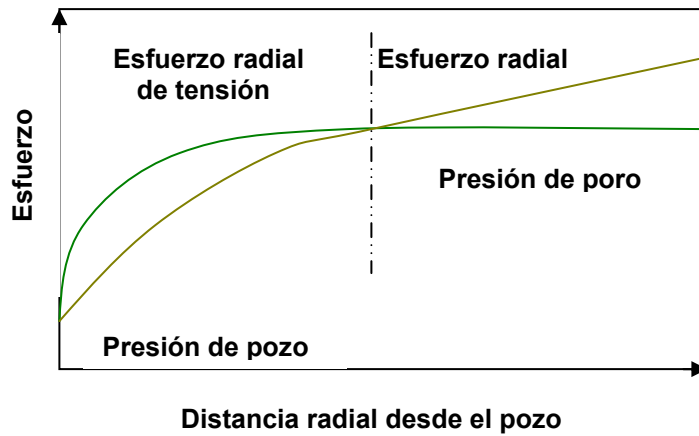
Consecuentemente un aumento en la presión de poro tendrá un efecto negativo en la estabilidad.

El esfuerzo radial en la cara del pozo es siempre igual a la presión del pozo en hueco abierto. Si la presión del pozo aumenta sin afectar la presión de poro (una torta impermeable) el esfuerzo tangencial se reducirá correspondientemente. La diferencia entre los dos esfuerzos principales disminuye, y la estabilidad se mejora.

Cuando la pared del pozo es permeable y la presión de poro se incrementa al igual que la presión del pozo, el esfuerzo efectivo radial siempre será cero. El esfuerzo efectivo tangencial es sin embargo reducido, el cual contribuirá a incrementar el margen antes de colapso. Con una torta permeable, el efecto de incrementar la presión del pozo será menor que con una torta impermeable.

En una sección del yacimiento permeable la presión de poro puede ser medida con una exactitud razonable. Sin embargo, en las secciones de shales de baja permeabilidad por encima del yacimiento, una medida directa de la presión de poro no es posible. La predicción de la presión de poro está basada en otros parámetros (por ejemplo los parámetros de perforación y los parámetros de registros) y su desviación de la línea de tendencia normal. La detección de secciones de shale anormalmente presurizadas podría sin embargo ser difícil y los errores en detectar esas zonas pueden resultar en problemas de estabilidad. Si la presión del pozo es menor que la presión del poro (perforación underbalance) una zona de esfuerzos de tensión radial existirá cerca del pozo, ver la figura 20.

Figura 20. Zona de esfuerzos radiales por tensión



Si los esfuerzos de tensión radial exceden la tensión compresiva de la roca, ocurrirá un encogimiento. Una superficie libre será expuesta al mismo efecto, por lo cual este será un procedimiento que no se establecerá el mismo.

5. ESTABILIDAD DE POZO DURANTE LA PERFORACIÓN

La inestabilidad del pozo durante la perforación causa problemas sustanciales en todas las áreas del mundo, aún en pozos verticales. Estos problemas de estabilidad son muy frecuentes en las capas rocosas de shales que se encuentran por encima del yacimiento, dando como resultado pérdidas de tiempo y en algunos casos la pérdida del equipo. Se estima que las pérdidas de dinero causadas por los problemas de estabilidad en las operaciones de perforación en todo el mundo ascienden a los 100 millones de dólares por año ³⁶.

Los problemas de estabilidad de pozo ocurren cuando los esfuerzos cercanos al pozo exceden las resistencias de la roca, para prevenir el problema debe haber un balance entre los esfuerzos y la resistencia, el cual debe restaurarse o mantenerse durante la perforación, por medio de la adecuada formulación de fluidos de perforación, pesos del lodo, trayectorias del pozo, prácticas de perforación y viajes de tuberías. Se debe tener en cuenta que todas las formaciones a las profundidades que existen son sometidas a esfuerzos in situ.

Cuando un pozo es perforado, la roca ubicada alrededor del pozo debe soportar la carga que previamente era tomada por la roca removida, como resultado el pozo produce un incremento en el estado de esfuerzos alrededor del pozo, el cual se conoce como concentración de esfuerzos, si la roca no es suficientemente fuerte el pozo fallará.

Los problemas durante la fase de perforación en la mayoría de los casos son una consecuencia de la inestabilidad mecánica del pozo. La inestabilidad

de pozo es un problema continuo que produce un aumento en los costos de exploración y explotación de hidrocarburos.

El mantenimiento de la estabilidad del pozo es una de las consideraciones mas criticas en cualquier operación de perforación; un hueco inestable reducirá el rendimiento de la perforación e incrementará los problemas durante los viajes de tubería y en el peor de los casos podría provocar la perdida del pozo por colapso.

5.1 INESTABILIDAD DE POZO

La inestabilidad de pozo puede ocurrir como un resultado de:

- Efectos mecánicos.
- Efectos químicos.
- Combinación (efectos mecánicos y químicos).

5.1.1 Efectos mecánicos. Los efectos mecánicos están usualmente relacionados a:

- Un inadecuado peso del lodo. (muy alto o muy bajo).
- Una inapropiada practica de perforación. (rata de perforación, efectos de vibración, torque y arrastre, practicas pobres y frecuencias de viajes).

5.1.2 Efectos químicos. Los efectos químicos están relacionados con la interacción entre el tipo de lodo y la formación que esta siendo perforada, producto de:

- Un inapropiado tipo de lodo.
- Una inadecuada inhibición de la roca.

Estos pueden ocurrir en dos tipos de formaciones principalmente:

- Formaciones de shale.
- Formaciones de sal.

En los dos casos la interacción con el agua es la causa de inestabilidad. Así, la inestabilidad química es generalmente minimizada usando lodos base aceite. Cuando los shales reaccionan con el agua ellos pueden deformarse, hincharse y agrietarse. Estos efectos pueden causar un gran rango de problemas operacionales tales como:

- Reducción de tamaño del hueco.
- Ensanchamiento del hueco.
- Atascamiento de la broca.
- Derrumbe de la formación.

Para minimizar estos problemas es importante:

- Caracterizar el tipo de shale en la etapa de planificación de un pozo.
- Usar un apropiado diseño del fluido de perforación.

5.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DEL POZO

El objetivo de un análisis de estabilidad es investigar el potencial de inestabilidad de los pozos calculando el estado de esfuerzos redistribuido y comparándolo con un criterio adoptado. Para entender los problemas de falla del pozo, se debe conocer todos los factores que afectan la estabilidad de pozo, los cuales serán descritos a continuación.

5.2.1 Orientación y magnitud del campo de esfuerzos in situ. El estado de esfuerzos in situ en una zona específica generalmente refleja la densidad de la formación, la historia de los movimientos tectónicos, los esfuerzos térmicos y residuales en la región.

Estudios hechos en donde se midieron los esfuerzos in situ en varias partes del mundo han encontrado que la relación entre el esfuerzo horizontal promedio y el esfuerzo vertical va de (1 a 2.25) a 3000 m de profundidad, mientras que la relación varía considerablemente cuando se está cercano a la superficie (0.3 a 7)²². Generalmente la relación entre los esfuerzos horizontales (σ_H/σ_h) varía de 1 a 2 y la relación entre el esfuerzo mínimo horizontal y el esfuerzo vertical (σ_h/σ_v) varía entre 0.3 y 1.5 para profundidades típicas de yacimientos.

Se debe tener en cuenta que el campo de esfuerzos in situ es raramente hidrostático o litostático.

De acuerdo a la magnitud relativa entre σ_v , σ_H y σ_h Anderson describe los regímenes de campos de esfuerzos in situ como de falla normal o extensional ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$), de falla compresiva o inversa ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$) y de falla rumbo-deslizante ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$). El perfil del pozo relativo al campo de esfuerzos in situ puede variar en cualquier dirección y en cualquier ángulo de desviación.²⁹

Un punto muy importante y que siempre se debe tener en cuenta es que la estabilidad del pozo es ampliamente dependiente de la dirección del hueco y de los ángulos de desviación, así como del régimen de esfuerzos in situ.

5.2.2 Mecánica de la roca y propiedades de resistencia. Los shales son comúnmente encontrados como capas de rocas en yacimientos de gas y aceite. La presencia de los planos de estratificación produce un comportamiento anisotrópico de la roca.

Pruebas de compresión uniaxial y triaxial sobre rocas isotrópicas transversalmente han demostrado que sus resistencias varían con la orientación del plano de isotropía con respecto a la dirección del esfuerzo principal. Esta variación se da debido a que los planos de estratificación presentan una resistencia mas baja que la roca intacta (por ejemplo, la relación de cohesión de planos de estratificación a roca intacta es de 0.53 a 1.0 y la relación de la tangente del ángulo de fricción, es de 0.67 a 1.0). Además se ha encontrado que la resistencia tensil promedio es entre 20% y 35% mas baja para pruebas paralelas a los planos de estratificación que para pruebas perpendiculares a los planos.²⁸ De aquí que la diferencia entre roca intacta y planos de estratificación debe ser considerada en el análisis de estabilidad del pozo.

5.2.3 Presiones de poro. La existencia de la presión de poro en formaciones rocosas cambia el tensor de esfuerzos efectivo. La presión de la formación normalmente iguala a la cabeza hidrostática del agua que se extiende desde la superficie hasta el tope de la formación en el subsuelo. Sin embargo, altas presiones anormales de formación (formaciones geopresurizadas) son a menudo encontradas en formaciones impermeables, especialmente shales.

Debido a que los shales son relativamente impermeables, se inducen exceso de presiones de poro en respuesta al cambio de volumen de la formación. Estas presiones de poro inducidas, reducirán la presión de confinamiento efectiva, y esta adicionalmente podría resultar en un fallamiento del pozo. De esta manera se hace necesario determinar el exceso de la presión de poro generado bajo condiciones de no drenaje para poder predecir con exactitud la falla en la roca. Un caso en particular ya mencionado es cuando están presentes planos de estratificación con baja resistencia, pudiendo ocurrir un

modo de falla de deslizamiento inducido por las altas presiones de poro (falla rumbo-deslizante). Debido a esto se debe tener un conocimiento de la presión de formación in situ dentro del análisis de estabilidad de pozo.

5.2.4 Presión de lodo. La tecnología de fluidos de perforación es una parte integral del éxito en operaciones de completamiento y perforación. Desde un punto de vista mecánico, la función principal del fluido de perforación es promover suficiente presión hidrostática para el balance con la presión de la formación, y soportar algunas de las cargas o esfuerzos impuestos sobre las paredes del pozo por los esfuerzos insitu. Cuando la presión ejercida por los fluidos de perforación excede la presión de la formación, referido como sobre balanceado (overbalanced drilling), el fluido de perforación penetrará dentro de la formación y gradualmente reducirá el soporte efectivo del lodo sobre las paredes del pozo.

Si la presión del pozo es excesivamente alta, se puede inducir un fracturamiento hidráulico de la formación ó puede ocurrir abertura de fracturas naturales; causando pérdidas inesperadas de fluidos de perforación; esto no únicamente aumentara los costos del lodo de perforación, sino que además causara inestabilidad en el pozo. Este problema puede ser prevenido determinando el peso crítico de lodo para mantener estable el pozo, en otras palabras, la densidad del lodo es optimizada, para evitar tanto el colapso del hueco, como la fractura de la formación. Para que esta operación sea exitosa es importante tener claro que la optimización de la densidad del lodo de perforación depende del ángulo de desviación y dirección del pozo así como de las propiedades mecánicas de la formación.

5.3 OTROS ASPECTOS DE IMPORTANCIA PRÁCTICA

Después de haber mencionado ya varios factores que influyen en la estabilidad del pozo y en especial el de encontrar una ventana segura de lodo (peso de lodo adecuado), en esta parte se discutirá brevemente los efectos que directa o indirectamente pueden afectar la estabilidad mecánica.

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

- La litología de la formación.
- Las propiedades del lodo.
- Los efectos dependientes del tiempo (consolidación, derrumbes).
- Los efectos de temperatura.
- Los aspectos operacionales (surgencia/suaveo, limpieza del pozo etc.)

Estos aspectos no son totalmente independiente unos de otros. Como un ejemplo, el lodo el cual no es compatible con la roca puede causar un severo debilitamiento de la roca. Las propiedades del fluido de perforación y los procedimientos operacionales son los únicos parámetros que son directamente controlados por el perforador o el operador. Las elecciones estarán siempre relacionadas con otros factores involucrados. Esto es mas complicado por el hecho que gran parte del pozo será abierto simultáneamente, incluyendo las secciones de diferentes resistencias, esfuerzos, presiones de poro, litología, etc.

5.3.1 Litología de la formación. La experiencia muestra claramente que los problemas de perforación no están igualmente distribuidos en varias litologías. Las formaciones de shale (arcillosas) son más propensas a causar problemas lo cual es de esperarse, ya que la mayoría de la sobrecarga

consiste de formaciones de shale, y la mayoría de las perforaciones toman lugar en este tipo de litología. Esta no es sin embargo una explicación satisfactoria de porque estas situaciones ocurren de esta manera.

Muchos de los yacimientos de areniscas están compuestos de arenas extremadamente blandas, lo cual se esperaría que creara problemas de estabilidad, sin embargo no es el caso y al igual que en los pozos desviados se pueden perforar sin la presencia de un problema significativo. Guenot (1990) ha dicho que la resistencia de la roca no es suficiente para caracterizar los problemas potenciales de ciertas formaciones.

Como fue discutido por Guenot, hay muchas explicaciones posibles a esta anomalía aparente. Una posible explicación es la torta del lodo más eficiente la cual se formara en una arena altamente porosa. Con una torta de lodo más eficiente, la presión de poro es menos influenciada por la presión del pozo, y el sobre balance actual (presión de pozo – presión de lodo) será mayor y contribuirá mas a la estabilidad. Los problemas de derrumbes sin embargo aparecerán en areniscas, como lo indica los registros caliper, pero sin crear los mismos problemas de perforación. Un factor posible que puede dar una explicación es que los derrumbes en formaciones débiles se desintegran fácilmente y por lo tanto será más fácil de transportar hacia la superficie con el lodo. Los Breakouts de los shales son grandes, formados por la creación de bandas cortantes (Guenot, 1990).

Las secciones comúnmente llamadas shale pueden mostrar grandes variaciones en el comportamiento mecánico, ya que van de arcillas dúctiles normalmente consolidadas a shale duros y quebradizos sobre consolidados. Los problemas aparecerán diferentemente para los dos casos, con formación de breakouts en rocas frágiles y grandes deformaciones en rocas dúctiles. Por lo menos en algunos casos, los errores en detectar la presión de poro en

rocas de baja permeabilidad serán los responsables de las diferentes experiencias en diferentes litologías, resultando en más casos de perforación sobrebalanceada en rocas de baja permeabilidad.

Otros candidatos para problemas de perforación son las secciones de carbón y sal. Las secciones de sal son bien conocidas como zonas problemas debido a su naturaleza visco plástica, las cuales tienden a cerrar el pozo. Esto también es un tipo de falla dúctil donde la roca no esta desintegrada pero esta fluyendo como un todo.

5.3.2 Propiedades del lodo. Como se ha venido mencionando cuando se considera la estabilidad de la formación, el parámetro controlador es el peso del lodo. Cuando se perfora un pozo, la roca in situ es rota por la broca y removida por el flujo de lodo de perforación al igual que el soporte de la pared del lodo es provisto por el lodo. Tradicionalmente, la densidad del lodo ha sido seleccionada solamente para propósitos de balance de la presión de poro de las formaciones, en los últimos años los perforadores están aceptando que podría ser necesario incrementar la densidad del lodo por encima del nivel, para mantener un pozo estable al igual que en situaciones donde los problemas severos no se experimentan durante la perforación. Si se minimizan los derrumbes y se evitan los incrementos subsecuentes en el diámetro del pozo, será de una gran ventaja ya que esto no es favorable para operaciones futuras en el pozo. Si embargo un perforador no querrá incrementar el peso del lodo si los problemas no han aparecido, por muchas razones:

- a) El peligro de pérdidas de lodo.
- b) La posibilidad de reducir la rata de penetración.

- c) La posibilidad de una pega diferencial (la sarta de perforación es mantenida contra la torta de lodo por la presión hidrostática en el pozo) en una zona de alta porosidad.

Esto se podría justificar en muchos casos, ilustrando claramente que la decisión de estimar las propiedades del lodo es un proceso de continuo compromiso.

Los problemas de estabilidad de pozos y los problemas de perforación en shales han sido tradicionalmente atribuidos a los efectos químicos, llevando al estudio de la reacción lodo/ripios y que conlleva a exóticos aditivos del lodo. En muchas situaciones donde el shale es altamente reactivo, es de extrema importancia la química del lodo. Sin embargo el lado mecánico de inestabilidad de secciones de shale también es importante, y la interacción entre los efectos químicos y mecánicos como ya se mencionó tendrá un impacto considerable en la estabilidad del pozo.

Se piensa que dos mecanismos son los responsables de los hinchamientos de los shales: el hinchamiento cristalino (hidratación en superficie) e hinchamiento osmótico, el hinchamiento cristalino es exhibido por todas las arcillas. El agua es fuertemente sostenida por la celda de cristal, pero el incremento en el volumen total es relativamente pequeño. El hinchamiento osmótico ocurre solamente en ciertas arcillas del grupo de las esméctitas (en especial de las montmorillonita sódica), estas causan grandes incrementos en los volúmenes totales, pero el agua es mantenida ligeramente. El hinchamiento sustancial de los minerales de las arcillas podría eventualmente conducir a la dispersión de los finos de la formación en el lodo. Los finos altamente reactivos, son rápidamente conducidos a tamaño coloidal (menor a 2 μm), incrementando los problemas de diámetro del pozo, y haciendo difícil el poder mantener buenas propiedades del lodo. Estos finos

contaminan el lodo por el intercambio de sus propiedades y de su reología (peso del lodo, etc.). Consecuentemente el lodo debe ser diluido (con agua) o se le deben adicionar flocculantes, facilitando la remoción de partículas agregadas. De lo contrario se le podría adicionar algunos químicos, pero esto eventualmente resulta en un incremento significativo de los costos del lodo.

Los lodos base aceite son algunas veces utilizados cuando se perforan shales con alta reactividad de los minerales de las arcillas (esmectita) a causa de que ellos son más inhibidores que los lodos base agua. Se han hecho más avances con el balance de la concentración de sal de la fase del agua; manteniendo una mayor concentración de sal en la fase acuosa del lodo que en la del shale causará que el agua sea extraída del shale. Esto alterará las propiedades mecánicas del shale haciendo el shale suave y plástico, más estable. Mantener la concentración de sal demasiado alta puede causar también problemas, como la deshidratación y fracturamiento de la roca. Algo que no se debe dejar a un lado y que debe ser tenido en cuenta es que los lodos base aceite representan un serio problema ambiental debido a la posible contaminación que ocurren con la eliminación.

Los lodos salados son por esta razón usados para suprimir la hidratación e hinchamiento de los minerales activos de la arcilla. Los lodos con cloruro de potasio son más preferidos porque se cree que el ion K^+ es más efectivo, debido a su tamaño más pequeño el cual permite que este entre más fácilmente a la celda del silicato de la estructura mineral de la arcilla. La presencia del ion K^+ de esta manera reduce la habilidad de la arcilla activa de hidratar (referido a la concentración de potasio). Los iones de sodio por otro lado se convierten en altamente hidratados. La hidratación es un proceso que depende de la presión, la temperatura, la composición del shale y de los fluidos. Durante la perforación, se alteran la presión y la temperatura, alterando de esta manera el equilibrio del agua contenida en el shale. Aunque los esfuerzos totales en el pozo son grandes, el esfuerzo efectivo en

el pozo puede ser muy bajo o casi nulo, si el peso del lodo iguala la presión de poro. De esta manera el mínimo esfuerzo efectivo en la pared del pozo y cerca de esta puede causar un hinchamiento significativo (Bol 1986).

Este proceso también interaccionará con la penetración de la presión de poro, ya que los resultados del hinchamiento son incrementar el diámetro del poro, de esta manera la permeabilidad se incrementara con el aumento de la hidratación, haciendo el proceso de hinchamiento un mismo proceso de amplificación.

Cuando los sedimentos de la motmorillonita sódica se ponen en contacto con agua fresca, ocurre una cedencia plástica. Sin embargo, Chenevert (1970) encontró que también los shale duros sin montmorillonita pueden desarrollar grandes presiones de hinchamiento, resultando en un hinchamiento hidratacional. Esto sugiere atención en el control del filtrado, para crear un torta de filtrado que pueda ejercer alguna presión de confinamiento sobre la formación y que cierre algunas fracturas naturales en los shales duros y quebradizos.

Además de la salinidad del agua, el valor del pH de la solución es importante. Los minerales de la arcilla tienen una carga que depende del pH, y la carga negativa se incrementa con el aumento del valor del pH. Por esta razón, las fuerzas repulsivas entre las láminas de las arcillas se incrementaran con el nivel de pH en la solución. Si un filtrado con alto valor de pH penetra la formación, pueden generarse grandes fuerzas repulsivas en la región cercana al pozo de una sección de shale. Además, el agua del filtrado del lodo no estará en equilibrio químico con el agua de poro. Esto puede atacar los materiales cementantes y debilitar la roca, especialmente en areniscas y chalks.

Es conocido que los polímeros tienen algunos efectos inhibitorios sobre el shale, estos efectos no están bien entendidos, Bol (1986) encontró que los aditivos de lodo poliméricos no afectan el equilibrio del contenido de agua, pero estos sin embargo, reducen la tasa de hidratación.

Para uso en prácticas de campo, se tienen disponibles un número de pruebas para analizar y describir los ripsos de shale, estos resultados pueden variar, dependiendo del método aplicado. Por esta razón, muchas pruebas son más cualitativas que cuantitativas y la comparación de resultados se hace difícil, creando la necesidad de una estandarización. Un avance en este trabajo fue presentado por Osisanya y Chenevert (1987) los cuales estudiaron seis pruebas y su utilidad en la evaluación de los ripsos de shale perforados, fuera de esto, ellos también encontraron que el hinchamiento, la dispersibilidad, la capacidad de intercambio catiónico y la capacidad de hidratación son los más utilizados, especialmente las dos primeras. Ellos de igual manera presentaron equipos y procedimientos para las diferentes pruebas.

Además de los efectos químicos y la reología del lodo relacionado con la limpieza del hueco, las pérdidas de las propiedades de los fluidos del lodo y la eficiencia de la torta de filtrado son importantes. Un pozo estable puede requerir que la presión del pozo sea mayor a la presión de poro. Sin embargo si la calidad de la torta es pobre, el sobrebalance será reducido cuando la presión de poro se aproxima a la presión del pozo. Luego los efectos establecidos se pierden, a menos que el pozo pueda ser revestido antes que la presión de equilibrio sea obtenida.

5.3.3 Los efectos dependientes del tiempo. El tiempo es un factor muy importante en los efectos que trae la inestabilidad de pozo y entre más rápido se empiecen a contrarrestar todos los problemas que acarrea, será más factible encontrar una posible solución.

Cuando se perforan secciones de shale, muchos de los problemas pueden aparecer en una etapa tardía en el proceso de perforación y no en el actual tiempo de penetración. Es típico que una vez los problemas han iniciado en el pozo, no son fáciles de prevenir, de la misma manera si se toma la decisión de aumentar el peso del lodo, cuando la inestabilidad se ha iniciado, esto parecería ser una implementación demasiado tardía. Otro problema que ocurre por el retraso, es la localización de la zona problema, pues hay que tener en cuenta que la profundidad donde la herramienta se pega no es la misma que la de la zona inestable.

Hay dos mecanismos intrínsecos los cuales controlan el comportamiento de tiempo-esfuerzo-deformación de las rocas saturadas. La primera es la consolidación la cual esta descrita por la relación entre los cambios de esfuerzos efectivos y la deformación resultante. Por esta razón este proceso está relacionado con la migración del fluido de la formación, haciendo de la permeabilidad un parámetro esencial. También, la dureza de la matriz será importante.

La diferencia entre la presión de pozo y la presión de poro es la causante de la migración del fluido de la formación. En un shale de baja permeabilidad, la migración del fluido de la formación hacia el pozo será un proceso lento. A medida que se incrementa la presión de poro, el esfuerzo efectivo disminuye, haciendo a la roca menos estable y más propensa a fallar. La ruptura retrasada puede ser el resultado.

El segundo mecanismo de derrumbe está caracterizado por la deformación a un nivel de esfuerzo efectivo constante, el derrumbe puede ser un efecto significativo en rocas suaves como la sal y también algunos shale normalmente consolidados. Un resultado obvio será la reducción del

diámetro del pozo, con consecuencias tales como pegas de tubería o ruptura de la formación si la deformación se hace muy grande.

En muchos casos será imposible de separar los derrumbes y la consolidación en rocas de baja permeabilidad como el shale. La consolidación normalmente dominará un poco hasta después de la carga, mientras el derrumbe dominará mas tarde a la deformación.

La predicción de tales efectos se hace aún más complicada por el hecho de que las condiciones de frontera están lejos de ser constantes alrededor del pozo. En los cambios en la presión del lodo durante un viaje (surgencia/suaveo), la química y reología del lodo también pueden variar y de esta manera cambiar la respuesta mecánica de la roca, la temperatura de la roca será alterada como resultado de la circulación del lodo. Todas estas operaciones pueden cambiar las propiedades mecánicas de la roca y los esfuerzos alrededor del pozo, lo suficiente como para crear inestabilidades en el pozo. Esto hace más difícil tratar de eliminar la influencia de los efectos dependientes del tiempo y los efectos que operaron en un tiempo dado. Un punto importante, es como por esta razón la roca puede ser aislada rápidamente con un revestimiento.

Se debe tener en cuenta que a medida que se perfora más el pozo, más grande es el riesgo de los problemas de estabilidad.

5.3.4 Los efectos de la temperatura. Cuando el lodo es circulado ocurren cambios en la temperatura de la pared del pozo (enfriamiento), debido a que la formación es contactada con un lodo con una temperatura menor al de la formación. Las fluctuaciones de temperaturas también ocurrirán cuando la circulación es parada o disminuida. Después de hacer una parada en la circulación, la formación cercana del pozo gradualmente se calentará. Maury

y Sauzay (1987) encontraron que esto podría explicar el retraso de las fallas. Poco después de la perforación el pozo esta estable. Sin embargo, cuando la temperatura se incrementa, los esfuerzos tangenciales y verticales en el pozo se incrementarían por una cantidad igual a:

$$\Delta\sigma = \frac{E}{1-\nu} \alpha_T (T - T_f) \dots\dots\dots(24)$$

- Donde: α_T : Coeficiente de expansión térmica.
 E : Módulo de Young.
 ν : Relación de Poisson.
 T_f : Temperatura de la Formación.

Si el incremento en los esfuerzos es suficientemente grande, puede eventualmente presentarse la ruptura, este efecto también es proporcional al modulo de Young y es más significativo en rocas fuertes. El enfriamiento potencial del lodo podría por esta razón ser una aproximación práctica en casos donde los esfuerzos inducidos térmicamente causan fallas (Guenot y Santarelli, 1989).

Los coeficientes de expansión térmica no han sido extensivamente reportados, y están alrededor de $10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Tomando un modulo de Young de 10 MPa y una relación de Poisson de 0.3 da un cambio de los esfuerzos de 0.14 MPa/ $^\circ\text{C}$. Si la temperatura cambia significativamente, este efecto puede convertirse en un factor importante.

Los cambios de la temperatura no influenciarían sin embargo la distribución de esfuerzos, solamente podrían alterar las propiedades de la roca. Esto puede incrementar más o reducir más el peligro de las fallas inducidas

térmicamente, dependiendo de los efectos actuales de las propiedades de la roca.

5.3.5 Surgencia y suaveo. Cuando la sarta de perforación es sacada o se está introduciendo en el pozo, se puede causar cargas cíclicas sobre la roca cercana a la cara del pozo. La sarta actúa más o menos como un pistón en los pozos a causa de que el lodo no puede fluir sin la presencia de alguna restricción, y de esta manera la presión del pozo cambia, pero que tan grande será este efecto? esto depende de la configuración de la sarta, de la velocidad del viaje y de la viscosidad del lodo.

Las cargas cíclicas pueden ocasionar dos efectos:

- Pueden causar cambios en las características de la roca.
- las fluctuaciones de la presión pueden exceder el límite superior e inferior de la estabilidad.

5.3.6 Limpieza del pozo. En muchos casos, la limpieza del pozo y la estabilidad del pozo son dos aspectos que son difíciles de separar uno del otro. El incremento de los problemas de estabilidad o problemas de la perforación con la inclinación del pozo pueden en varios casos ser atribuido a una eficiencia del lodo insuficiente para limpiar el pozo. La variación de los problemas en la perforación tal como los experimentados por el perforador puede ser debido a la variación en la capacidad de limpieza del pozo.

Los problemas de limpieza del pozo se incrementaran si la formación no esta estable, pues cantidades apreciables de derrumbes se podrían producir. Los fragmentos de la formación (ripios y derrumbes) tenderán a acumularse en el fondo del pozo. Estos fragmentos pueden caer o migrar al pozo, especialmente cuando las bombas están paradas, lo cual causará

restricciones en el flujo del lodo y pueden causar pegas de la sarta de perforación si los fragmentos son demasiado grandes. Una solución es aumentar el peso del lodo lo suficiente para evitar derrumbes y mantener el diámetro del pozo constante, pero en la práctica esto es con frecuencia imposible.

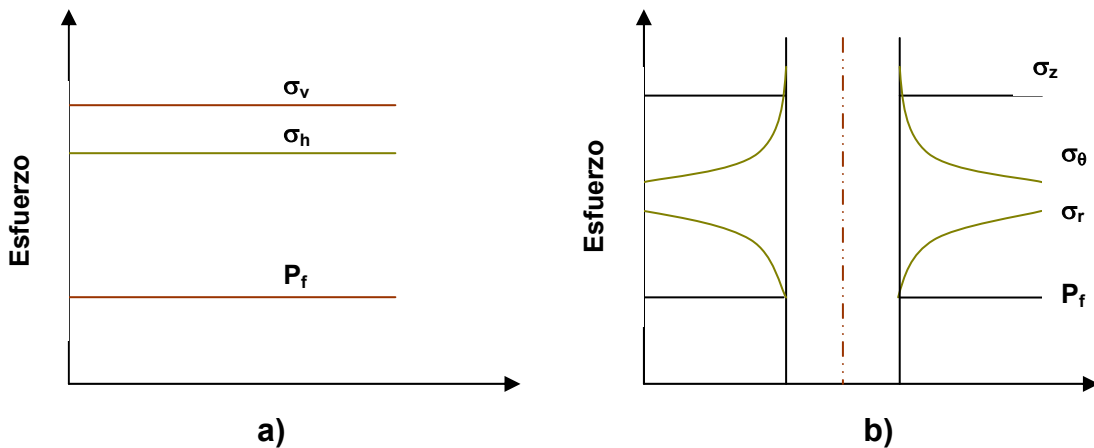
Altas reologías del lodo (alta viscosidad, alto yield point) con altas velocidades anulares en general han sido aceptadas como la correcta filosofía para limpiar pozos verticales. Sin embargo, limpiar pozos de alto ángulo no utiliza la misma filosofía. Shaw y Sutheland (1988) reportaron uso de barredores de baja viscosidad (usando agua) junto con viajes frecuentes de limpiadores de varias longitudes como una aproximación en pozos desviados. El agua de mar va hacia la turbulencia a menores velocidades que el lodo, de esta manera levantando los ripios a menores viscosidades anulares. Esto también minimiza los washout del pozo en formaciones débiles. En pozos de diámetros grandes, se han utilizado tuberías de perforación más largas, permitiendo mayor rata de flujo con la misma presión de inyección.

Los estudios y las experiencias de campo indican que los problemas de limpieza del pozo son más severos alrededor de ángulos intermedios (40-60°) de inclinación. Es importante minimizar la producción de derrumbes debido a la inestabilidad del pozo. Si este problema puede ser prevenido, se puede obtener satisfactoriamente la limpieza del pozo con el uso apropiado de procedimientos operacionales. Lo esencial es: la reología del lodo, los programas de revestimiento, las practicas de perforación etc. Los aspectos prácticos necesitan ser considerados cuando se involucran medidas especiales. El uso de altas y bajas medidas viscosas deberían ser consideradas con respecto al efecto sobre la densidad de circulación

equivalente (ECD), los efectos sobre las presiones de surgencia/suaveo y eventualmente sobre la estabilidad del pozo.

5.3.7 Causas y consecuencias de la inestabilidad de pozos. Las formaciones a ciertas profundidades están sujetas a esfuerzos compresivos, verticales y horizontales, tal como la presión de poro. Cuando se perfora un pozo, las rocas a su alrededor deben sujetar la carga que estaba siendo sujeta por la roca removida. Cuando una roca se comporta linealmente elástica, los esfuerzos se concentran cerca del pozo. Cuando se esta perforando una formación débil, esta concentración de esfuerzos puede ocasionar daños en el pozo.

Figura 21. (a) Esfuerzos en una formación antes y (b) después de perforar



Para prevenir el flujo de fluidos hacia el pozo, el pozo debe llenarse con lodo. El peso del lodo se ajustaba anteriormente para prevenir el flujo de fluidos hacia el pozo, mientras que los aspectos de mecánica de rocas eran de baja importancia. Esto quiere decir que en formaciones competentes no se generaba ningún problema, mientras que en formaciones débiles la estabilidad se lograba colocando el límite inferior de peso de lodo y no la presión de poro, el lodo cargará con parte de la concentración de esfuerzos.

El peso del lodo, sin embargo, no puede incrementarse mucho, ya que causaría fracturamiento hidráulico de la formación, corriendo el riesgo de que exista pérdida de circulación o un posible reventón.³⁴

Hay dos tipos de fallas en el pozo. Las fallas por compresión causadas por un peso de lodo insuficiente comparada con la resistencia de la roca y los esfuerzos alrededor del pozo, y las fallas por tensión causadas por un peso de lodo excesivo comparada con los esfuerzos in-situ más pequeños.

Las fallas por compresión se pueden dividir en dos tipos importantes:

- *Aumento del diámetro del pozo* causada por fallas quebradizas y derrumbes de la pared del pozo. Esto ocasiona problemas en al cementación y dificultades en la lectura e interpretación de los registros. Esto normalmente ocurre en rocas quebradizas, y el aumento en el diámetro del pozo es debido a la erosión (hidráulica o mecánica) en rocas pobremente cementadas (débiles)
- *Reducción del diámetro del pozo* ocurre en shales débiles (plástico), areniscas y/o salinos. Algunas formaciones de chalk pueden también presentar este tipo de comportamiento. Este fenómeno requiere de un reaming (operación de restauración del diámetro del pozo), o el resultado será una pega de tubería.

Las fallas de tensión o fracturamiento hidráulico se pueden reconocer por las perdidas de circulación. Esa puede reducir la presión hidráulica en el pozo y causar el influjo de los fluidos de la formación, en el peor de los casos resulta en un reventón.

Cuando se perfora una roca competente y sometida a esfuerzos, no se experimentan ninguno de estos problemas. Estos pueden aparecer sin embargo en zonas que están sometidas a esfuerzos anormales comparados

con la resistencia de la roca. El lodo podría también tener efectos nocivos en una roca débil. Un ejemplo típico es el hinchamiento de las arcillas, donde el lodo no está en equilibrio químico con la roca, de manera tal que un problema químico se está convirtiendo en un problema mecánico.

Los costos elevados de tales problemas son obvios. La inestabilidad puede también causar problemas considerables en operaciones futuras en el pozo. Ejemplos de esto son los registros, la evaluación de registros y la cementación, la pobre cementación del revestimiento puede conllevar a problemas en la perforación, el control de arena, la producción y la estimulación.

Los problemas de estabilidad pueden aparecer en pozos verticales y pozos desviados. Estos problemas son generalmente más grandes, como ya se ha mencionado en pozos desviados, cuando la distribución de esfuerzos es menos favorable. El esfuerzo vertical, el cual es normalmente el más grande, va a tener un componente que aumenta normal al pozo cuando la desviación del ángulo aumenta y cuando el rango estable del peso del lodo disminuye. Estas limitaciones, por esta razón deben ser consideradas en la base de la planeación del campo. Los efectos de desviación se aplican a zonas de gradientes de esfuerzos normales. Si el componente tectónico está presente, la situación debe de ser lo contrario es decir, el aumento de la desviación es más favorable por lo menos a una dirección dada de azimut.

6. ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA

6.1 GENERALIDADES

Las pérdidas en la Industria del gas y del petróleo a nivel mundial son de aproximadamente un billón de dólares al año y en solo Cusiana y Cupiagua las pérdidas por pozo son de 40 millones de dólares por cada pozo y siendo la fase de perforación la más representativa en los costos totales de desarrollo.

Los campos Cusiana y Cupiagua están ubicados en el Piedemonte Llanero, la región del Casanare, Colombia (Figura 22). Esta zona es de gran importancia para la exploración y explotación de hidrocarburos. Los yacimientos están siendo evaluados constantemente debido a que presentan problemas de inestabilidad asociados a una geología compleja relacionada con el alto tectonismo y la continua reorientación de esfuerzos.

Figura 22. Ubicación geográfica de Cusiana y Cupiagua



Fuente: ECOPEPETROL.

La inestabilidad que se presenta en los campos Cusiana y Cupiagua, traen como consecuencia gran variedad de problemas entre los cuales se encuentra.

- ✓ Ensanchamiento del hueco (breakout).
- ✓ Washout.
- ✓ Pega de tubería.
- ✓ Derrumbes.
- ✓ Bitballing.
- ✓ Deformación de casing entre otros.

Estos problemas incrementan los costos y el tiempo de las operaciones de perforación y producción.

Los yacimientos de cuarzoarenitas (Cusiana y Cupiagua) están severamente compactados, con baja porosidad pero con grandes gargantas de poros. Esto hace extremadamente vulnerable a la formación averiándola por invasión de lodo. Además, los esfuerzos compresivos extremadamente altos a los que están sometidas las rocas reducen la tasa de penetración durante la perforación.^{22, 25}

6.2 ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA

El principal problema esta asociado a el ensanchamiento del hueco, resultando en una gran cantidad de derrumbes, los cuales causan problemas de limpieza del hueco, pega de tubería, pobre cementación y en algunos casos de sidetracking, además se le debe sumar la rugosidad del pozo asociada a secuencias de shales y areniscas íter-estratificadas que hacen que hallan problemas de viajes de la tubería, colocación del casing, y toma de registros.

Este problema no es solo de Colombia, es un problema que se presenta a nivel mundial. Se han encontrado casos muy similares en las estribaciones de las montañas Canadienses, en el mar de Timor, en el mar del Norte, Australia, Venezuela, Brasil, Estados Unidos entre otros, los cuales se han estado trabajando constantemente, tratando de encontrar una solución óptima. Se han empleado métodos convencionales entre los cuales cabe mencionar la utilización de lodos pesados para reducir el ensanchamiento del hueco, sin ninguna respuesta favorable en la mayoría de los casos.

6.3 GEOLOGÍA

Los campos Cusiana y Cupiagua se encuentran localizados en la cordillera de los Andes, la cual se considera una de las áreas tectónicamente más activas del mundo. La geología está caracterizada por numerosas fallas y secuencias alternadas de arenas y arcillas y por altos esfuerzos horizontales.

Las formaciones principales encontradas en Cupiagua y Cusiana están formadas por cuarzo areniscas bien consolidadas, las cuales son Mirador, Barco y Guadalupe. (Figura 23) En el caso de Cusiana el 50% de las reservas se encuentran en areniscas de la formación Mirador, adicionalmente yacimientos más profundos, areniscas localizadas en la formación Barco del paleoceno y Guadalupe superior.^{13, 19}

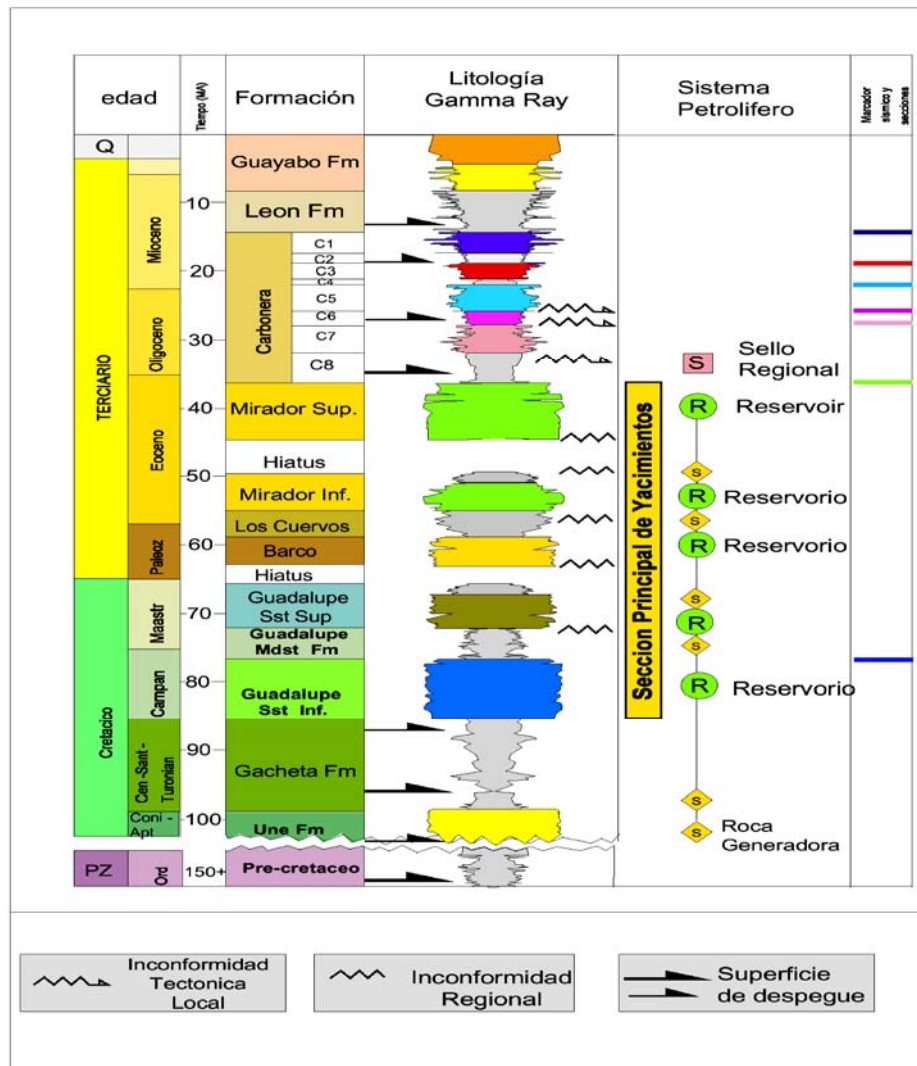
6.4 SECUENCIAS LITOLÓGICAS.

6.4.1 Grupo Guadalupe (Campaniano-Maestrichtiano). El Grupo Guadalupe se caracteriza por gruesos paquetes de arenitas masivas bioturbadas arenitas con laminación ondulosa bioturbadas, interlaminaciones ligeramente bioturbadas de arena y lodolita, shales gris oscuro y paquetes de interstratificaciones de limolitas silíceas, porcelanitas, shales gris oscuro,

ocasionalmente con niveles de fosforita y caliza. Las arenitas en general son de grano muy fino a fino, bien seleccionadas, color blanco amarillento a gris claro y ocurren en capas muy gruesas y gruesas.

El Grupo Guadalupe está en contacto inconforme con la suprayacente Formación Barco, El contacto inferior con la Formación Chipaque es transicional. El espesor de la Formación Guadalupe varía entre 150 y 300 m (500 a 1000 pies)²⁶.

Figura 23. Columna estratigráfica generalizada de Cusiana y Cupiagua.



Fuente: ECOPETROL.

6.4.2 Formación Barco (Paleoceno). La Formación Barco consiste esencialmente de una sucesión siliciclástica monótona de cuarzoarenitas ligeramente arcillosas color blanco a gris claro, no bioturbadas con estratificación cruzada, mineralógicamente maduras, y con madurez textural variable de submaduras o inmaduras especialmente en base de los paquetes de estratificación cruzada, superficies erosivas y superficies de reactivación a maduras en las fracciones menos gruesas. Algunas veces, las secuencias basales consisten de arenitas de grano grueso y muy grueso, son conglomeráticas y presentan estratificación cruzada bidireccional. La Formación Barco está en contacto inconforme con la infrayacente Formación Guadalupe. El contacto superior con la Formación Cuervos es aparentemente transicional. La formación Barco presenta un espesor entre 100 y 200 m (330 a 660 pies)²².

6.4.3 Formación Los Cuervos (Paleoceno). La Formación Cuervos se caracteriza por ser una secuencia siliciclástica de grano más fino constituida por litoarenitas arcillosas a muy arcillosas, color verde a gris verdoso de grano muy fino y fino y lodolitas masivas plásticas, color verde oliva gris verdoso y gris oscuro localmente arenosas o carbonosas. Las arenitas presentan estratificación cruzada y son mineralógicamente inmaduras mientras que texturalmente son más maduras. El contacto inferior con la formación Barco es transicional y el superior con la Formación Mirador es erosivo neto. La Formación Los Cuervos tiene un espesor entre 100 y 360 m (330 a 1200 pies)^{26, 13}.

6.4.4 Formación Mirador (Eoceno Superior). La Formación Mirador se presenta como una secuencia predominantemente arenosa de grano grueso con algunas capas delgadas interpuestas de lodolitas masivas de color gris, y niveles de conglomerados arenosos finos. Las arenitas son en su mayor

parte conglomeráticas de granulometría variable y forman múltiples sets de estratificación cruzada planar. Las arenitas son cuarzosas, limpias, porosas y deleznales y como característica distintiva guijos o granos de cuarzo y chert gris oscuro a negro.

El contacto inferior con la Formación Los Cuervos es erosivo neto y el superior con la Formación Carbonera en la sección de superficie de San Pedro de Jagua es abrupto. El espesor del Mirador en la zona varía entre 60 y 270 m (200 a 880 pies). La Formación Mirador es el principal reservorio en la Cuenca de los Llanos orientales.²⁵

6.4.5 Formación Carbonera (Oligoceno-Mioceno Inferior). La Formación Carbonera consiste de arcillolitas y lodolitas fósiles, color verde oliva claro y gris con mucha oxidación (óxidos de Manganeso) y ferruginización en costras laminares interpuestas de color castaño oscuro, rojizo, amarillento grisáceo y algo verdosos. Capas más duras de limolitas verdosas se intercalan frecuentemente. Se observan localmente delgados lechos de conchas y fragmentos de conchas de bivalvos usualmente mal preservados. Esta formación se divide en ocho unidades informales denominados de techo a base C1 a C8; las unidades de número impar son predominantemente arenosas, mientras las unidades pares son en su mayor parte lutíticas. Los contactos inferior y superior son netos. El espesor disminuye de sur a norte del área de estudio, variando entre 600 y 1500 m (2000 a 5000 pies).¹³

6.4.6 Formación León (Mioceno Medio). La Formación León, es una arcillolita de origen lacustre que se extiende por toda la Cuenca de los Llanos y suprayace a la Formación Carbonera. El espesor disminuye de sur a norte del área de estudio, variando entre 300 y 600 m (1000 a 2000 pies). Se identifica una discordancia dentro de esta unidad, de origen similar a las de la Formación Carbonera, durante el Mioceno Medio. Esta formación es el nivel de despegue más superior identificado en el Piedemonte.¹³

6.4.7 Formación Guayabo (Mioceno Superior). Sobre la Formación León está depositada la Formación Guayabo que consta de una serie de conglomerados, arenas y arcillolitas rojas de origen continental. Es un depósito molásico asociado con el levantamiento de la Cordillera Oriental. El espesor para esta formación puede alcanzar hasta 6000 m (20.000 pies).

6.5 TECTÓNICA DEL PIEDEMONTES LLANERO

Regionalmente la estructura de los llanos propiamente dichos está dominada por un extenso monoclinas que buza suavemente hacia el oeste. El Piedemonte llanero se caracteriza por una zona bastante compleja de fallas inversas de gran desplazamiento estratigráfico. Caracterizada por estructuras complejas falladas con predominio de sinclinales amplios y anticlinales apretados.

Las estructuras acumuladoras del hidrocarburo están ligadas a la fase del levantamiento orogénico (mioceno-Plioceno), en el cual se da el proceso orogénico que dio como resultado el levantamiento de la Cordillera oriental. Los movimientos orogénicos se ven reflejados la estructura actual, por grandes fallas de cabalgamiento y pliegues apretados en el flanco occidental de la cuenca o zona de Piedemonte, y por fallas normales de poco desplazamiento y plegamientos suaves al oriente en el foreland.

Los eventos tectónicos mayores que han tenido influencia en el desarrollo de la cuenca de los llanos y del área del Piedemonte (y parte de la Cordillera Oriental) deben enmarcarse regionalmente en el desarrollo de la margen occidental de Sur América. En general se pueden diferenciar ocho eventos principales así:

- Triásico – Cretáceo Temprano (235-130 Ma) periodo de Rifting, debido a la separación de Norte y Sur América durante la apertura del Caribe.
- Barremiano-Maastrichtiano (125-74 ma) un prolongado periodo de episodios intermitentes de extensión sobre una serie de fallas extensionales (sistema de fallas de Guicáramo) y subsidencia pasiva regional en cuenca retro-arco (back-arc).
- Maastrichtiano-Paleoceno Temprano (74-65 ma) acreción final de la cordillera occidental causando levantamiento y erosión de la cordillera central y el inicio de la cuenca de antepais (“foreland basin”) pre-Andina.
- Eoceno Medio (49-42 ma), un evento temprano de deformación compresional en el valle del Magdalena y en la margen occidental de la cordillera oriental como resultado de un aumento en la velocidad de convergencia de las placas de Nazca y Sudamérica.
- Eoceno Tardío a Oligoceno Tardío (39-29 ma) un prolongado período de subsidencia y fallamiento extensional muy local en respuesta a la flexión de la litosfera en las cuencas de antepais (“foreland”) de las cordilleras Occidental y Central. El aumento progresivo hacia el oeste en espesor estratigráfico en ciertas áreas de Piedemonte puede ser una consecuencia de una cuenca típica de antepaís.
- Oligoceno tardío a Mioceno Temprano (29-16.5 ma) deformación en los valles del Cauca y del Magdalena creando subsidencia en la cuenca de los llanos.
- Un período de subsidencia rápida, a medida que la cuenca de antepaís “foreland” de la cordillera oriental migraba, deformación, levantamiento y erosión comienzan a afectar la cordillera Oriental (16.5-10.5 ma).
- La última fase de compresión e inversión asociada con la formación de la zona frontal de pliegues y cabalgamientos de la cordillera oriental (10.5 ma-Holoceno).

A medida que la deformación en la cordillera oriental migraba hacia el oriente del área del Piedemonte se involucró en el cinturón frontal de “pliegue y cabalgamientos”.

El Piedemonte Llanero representa una estructuración relacionada a un cinturón de pliegues y fallas de “Escama Delgada” (Esri, 1998) de rumbo Suroeste – Noreste, pero con vergencia contraria a la descrita en el primero, es decir al Este, permitiendo el avance de la secuencia cretácica y precretácica sobre la Terciaria, hecho producido por el evento comprensivo responsable de la Orogenia Andina durante el Terciario.

La porosidad en Cusiana y Cupiagua es relativamente baja, con promedios de 6-9% en la formación mirador. Debido a que los yacimientos están formados por cuarzoarenitas puras, la permeabilidad es buena, la cual resulta en una alta productividad. (Tabla 2). ^{4, 13, 22}

Tabla 2. Propiedades de los yacimientos Cusiana y Cupiagua.

	CUSIANA	CUPIAGUA
Fracción de intervalo	Mirador	Mirador, Barco
Roca tipo	Cuarzoarenitas	Cuarzoarenitas
Porosidad	8 - 11% en areniscas puras	5 - 6% en areniscas puras
Permeabilidad	20 - 250 md	0,5 - 10 md.
Saturación inicial de agua	0,80%	10,00%
Profundidad	14,500 ft	12,500 ft
Presión	5,400 psi	6000 psi
Temperatura	265 °F	240 – 285 °F
Fluidos del yacimientos	Aceite volátil, 36° API, 1400 GOR	Gas condensado, 3500 GOR

La magnitud y dirección de los esfuerzos ha podido ser determinada gracias a la aplicación de diferentes técnicas de medición entre las cuales están overcoring, técnicas de fracturamiento hidráulico, pruebas de leak off,

esfuerzos de cizalla y fracturas inducidas por tensión en las paredes de los pozos.

La región se caracteriza porque los esfuerzos máximos y mínimos son horizontales, y el intermedio es el esfuerzo vertical. El esfuerzo máximo horizontal se orientan en la dirección NW-SE con una magnitud que varia entre 1.2 y 1.7 psi/ft, el esfuerzo mínimo horizontal se encuentran orientado en la dirección NE-SW con magnitudes entre 0.65 y 0.67 psi/ft, y el esfuerzo mínimo vertical con una magnitud de 1.07 psi/ft. Las propiedades mecánicas de la roca definen dos tipos de falla. La orientación del esfuerzo máximo principal (horizontal) es paralela a las fallas causadas por tensión y perpendiculares a las fallas por compresión.

6.6 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA

Los problemas mas grandes y comunes son debido al ensanchamiento del hueco, lo cual resulta en derrumbes que generan problemas de ruptura de casing, pegas, malas cementaciones y en determinados casos la necesidad de hacer sidetrack, a esto se agrega la perdida de tiempo debido a viajes de tubería, complicaciones al bajar el casing, problemas con los registros debido a la rugosidad severa de las secuencias arena-arcilla.

Varias soluciones fueron propuestas, entre las cuales se encuentran métodos convencionales, como lo es incremento en el peso del lodo, pero debido a las significantes perdidas del lodo, a medida que se incrementaba la densidad, los resultados fueron negativos. Estudios posteriores concluyeron que para mejores resultados se debe tener en cuenta además de la densidad del lodo, la formulación química, practicas de perforación y monitoreo a tiempo real de las condiciones del hueco.

6.7 COMO SE ESTA ATACANDO EL PROBLEMA

Con el objetivo de buscar soluciones a los problemas que se presentan de inestabilidad de pozo, se han formado grupos multidisciplinarios que han analizado datos existentes de pozos incluyendo información operativa, registros, pruebas de presión, geología, etc. Con el fin de obtener un mayor entendimiento de los hechos mas importantes que son la causa de los problemas que se han venido presentando.

Entre las principales observaciones hechas al analizar la geometría de los pozos hueco abierto se han encontrado variaciones con tendencia a la formación de huecos elípticos (breakout) en algunos lugares, Washout en otros, colapso del hueco, además de la naturaleza rugosa del hueco. En los registros del caliper se pudo observar que en los primeros huecos el ensanchamiento de este sobre intervalos largos era grande, y el breakout se caracterizó por ser paralelo a las montañas. Además de esto el deterioro de los huecos parecía depender del tiempo, empeorándose a medida que este se incrementaba. Se pudo concluir que la utilización del lodo base agua o lodos base aceite no mostraba diferencias significativas. Estadísticamente se miraron los factores que podían afectar la geometría del hueco incluyendo propiedades del lodo, hidráulica de la broca y parámetros de perforación, lo cual revelo que la desviación y el azimut eran importantes. En particular se encontró que se podría reducir el tiempo de operación perforando perpendicularmente al estrato.

En los primeros análisis geomecánicos se concluyó que la inestabilidad se debía principalmente a los altos esfuerzos horizontales causados por la actividad tectónica de la región, y que el incremento en las densidades de los lodos y determinadas trayectorias de pozo mejorarían las condiciones. Sin embargo posteriormente se demostró que las densidades altas en los lodos

no se podían mantener y además en algunos casos se habían obtenido resultados positivos utilizando lodos de baja densidad.^{16, 19}

Al analizar la información encontrada, se plantearon varios objetivos, entre los principales se encuentran:

- Identificar los mecanismos dominantes de falla/deterioramiento.
- Caracterizar la distribución de esfuerzos.
- Determinar la sensibilidad en las propiedades mecánicas y químicas de la roca.

Como primer paso para cumplir con estos objetivos es necesario la adquisición de datos que incluyen:

- Imágenes de la geometría del fondo del pozo, fracturas, fallas y estratificaciones.
- Caracterización y monitoreo de derrumbes.
- Mediciones de esfuerzos. (pruebas de microfracturamiento y leak off extendida en lo posible).
- Corazonamiento de los shales de carbonera.
- Registros caliper de cuatro brazos.
- Técnicas de perforación MWD.

6.8 OBSERVACIONES PREVIAS

Los registros caliper revelaron que en mayor parte los mecanismos de deformación se debían a los “convencionales” breakouts. Por otro lado los registros sínicos revelaron altos tiempos de transito en las ondas de compresión en las unidades mas arcillosas de las secuencia carbonera, dando como resultado presiones de poro anormales como probable causa del deterioro del hueco, sin embargo no fue considerado como un mecanismo dominante por dos razones, la primera por correlaciones no consistentes en los registros y la segunda es que si este fuera el mecanismo

dominante, con solo incrementar el peso del lodo, se mejoraría la estabilidad del pozo. Cabe tener en cuenta que los altos tiempos de tránsito pudieron haber sido causados por fracturas o microfisuras.

Las altas densidades del lodo pueden tener efectos negativos en las fracturas, como es infiltración del lodo dando como resultado una reducción en la resistencia de la roca y esfuerzos efectivos, mecanismo que podría ser dependiente del tiempo bajo la condición de que las fracturas sean de conductividad finita, por tanto dando una explicación al deterioramiento de las condiciones de pozo a medida que se incrementa el tiempo de exposición.

Basados en la información disponible, no se pudo concluir cual de los mecanismos era el dominante, incluso más de uno podría estar actuando. (Figura. 24).^{19, 25}

Por medio del análisis de información existente y adquirida el mecanismo de las fallas inducidas por esfuerzos en limolitas naturalmente fracturadas fue establecido como el causante del ensanchamiento del pozo y derrumbes. Análisis posteriores de imágenes ultrasónicas del hueco mostraron clara evidencia de fallas de corte inducidas por esfuerzos y confirmaron la relación entre la forma de las fallas y la litología, además fueron visualizadas muchas fracturas naturales, pero no hubo evidencia de fracturas hidráulicas inducidas por la perforación.

Fig. 24. Tres posibles mecanismos de inestabilidad.



Condiciones de fondo de pozo en tiempo real fueron obtenidas empleando la técnica MWD (measurement while drilling), estas mostraron que la geometría del hueco evoluciona progresivamente con el incremento del tiempo de exposición y con el comportamiento de diferentes litologías en distintas formas.

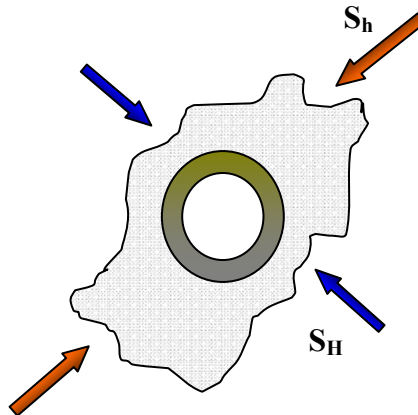
Las prácticas de perforación mostraron que la formación carbonera es poco estable y por consiguiente presenta problemas de inestabilidad (derrumbes), como medida preventiva al problema presentado los perforadores han implementado una tasa instantánea de derrumbes, como un método para manejar la limpieza del hueco. Altas ratas indican la necesidad de tomar medidas preventivas y limpiar el hueco para minimizar el riesgo de atascamiento; como resultado de esta practica se ha producido pocos incidentes de pegas de tubería en los pozos donde se implementó.

6.9 ESTADO DE ESFUERZOS

Para definir completamente el estado de esfuerzos de una región, es necesario determinar las direcciones de los esfuerzos principales y sus magnitudes.

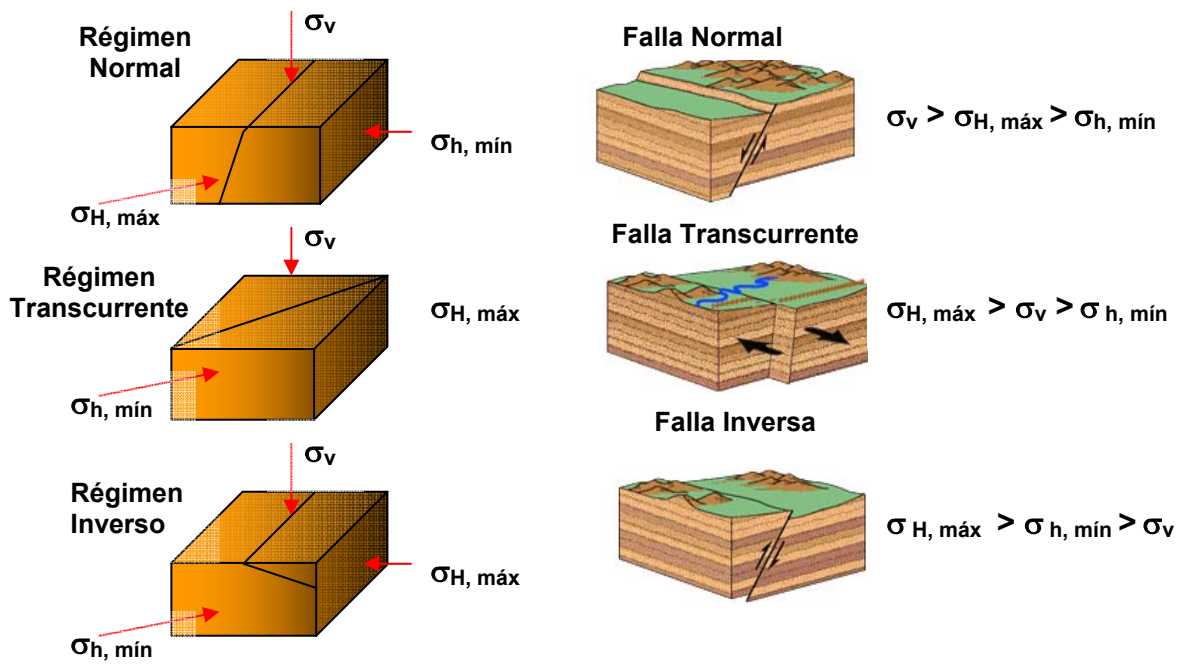
6.9.1 Direcciones de los esfuerzos regionales. La dirección del esfuerzo horizontal máximo es aproximadamente NW-SE (Figura 25). Esta dirección de esfuerzos se determino principalmente, a través del análisis de breakaouts en pozos verticales empleando caliper de cuatro brazos e imágenes de pozos.

Figura 25. Dirección de los esfuerzos horizontales en los campos Cusiana y Cupiagua.



6.9.2 Magnitud de esfuerzos principales. Dado que los campos están localizados en una región dominada por empuje activo, la mecánica de fallas andersonianas, debería predecir que el esfuerzo mínimo principal sea el vertical; el esfuerzo intermedio sea igual al esfuerzo mínimo horizontal; y el esfuerzo horizontal máximo sea el esfuerzo principal máximo. Un análisis de datos históricos de pérdidas de lodo a través del campo Cusiana reveló una situación diferente: las máximas pérdidas ocurrieron en pesos de lodo ligeramente inferiores al esfuerzo vertical. La deducción extraída fue que la formación carbonera era fracturada y que el peso del lodo estaba limitado por el esfuerzo normal que actúa sobre las fracturas; en otras palabras las pérdidas totales de lodo ocurren cuando el peso de lodo se aproxima a la magnitud del esfuerzo principal mínimo lo cual significa que la magnitud del esfuerzo principal mínimo es menor a la del esfuerzo vertical. $(S_H > S_V > S_h)^{23}$. En conclusión en los campos Cusiana y Cupiagua se tiene un régimen de esfuerzo rumbo deslizante o trascurrente (Figura 26). Esta situación es similar a las presentadas en estribaciones de las rocas Canadienses, en las cuales se han encontrado varios campos que pueden servir de apoyo, para un mejor análisis y entendimiento de los problemas de inestabilidad en los campos de estudio.

Figura 26. Regimenes de esfuerzos.



7. CAMPOS A NIVEL MUNDIAL

7.1 CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA

Los campos Cusiana y Cupiagua presentan características que los hacen yacimientos modelos, pues, presentan un régimen de esfuerzos rumbo deslizante acompañado de una gran actividad tectónica y además son yacimientos muy profundos que contienen hidrocarburos cercanos al punto crítico. (Tabla 3)

Tabla 3. Características de los yacimientos Cusiana y Cupiagua

Profundidad	14.000-18000 ft
Gradiente de esfuerzo máximo horizontal	1.2 – 1.7 psi/ft.
Dirección del σ_H	NW – SE
Gradiente del esfuerzo vertical	1.07 psi/ft.
Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal	0.65 - 0.77 psi/ft.
Dirección del σ_h	NE – SW
Gradiente de Presión de poro	0.44 psi/ft
Formación del yacimiento	Cuarzoarenitas, Área tectónicamente activa.
Fluido que produce	Aceite volátil
Principales problemas de inestabilidad presentados	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
Producción	185,000 stb/d promedio
Estructura del yacimiento	Anticlinal fallado
Formación problema.	Carbonera y Cuervos (Shales)

Las operaciones de perforación hasta hoy realizadas en estos campos, resultan exageradamente costosas en comparación con las realizadas en campos ubicados más al norte. Por esto principalmente, y por otras razones más, se hace necesario conocer ampliamente los problemas presentados

durante las operaciones de perforación y estudiar los posibles factores que están involucrados en la estabilidad del pozo.

Con el fin de lograr reducir los costos y tiempos de las operaciones realizadas en la etapa de perforación de pozos de los campos del Piedemonte Llanero, la búsqueda de campos a nivel mundial que presenten características similares (régimen de esfuerzos rumbo deslizante, principalmente) a las de los campos Cusiana y Cupiagua, donde se ha aplicado la geomecánica a la estabilidad del pozo es de suma importancia para el Piedemonte Llanero; pues hacer analogías, es un buen comienzo en la búsqueda de soluciones que permitan implementar procesos en exploración y explotación de crudo con la menor cantidad de riesgos, y así, ahorrar millones de dólares por pozo si se logra reducir el tiempo de no producción asociado a la inestabilidad del pozo.

Con el objetivo en mente, se logró reconocer cerca de 22 campos a nivel mundial que presentan un régimen de esfuerzos como el encontrado en los campos Cusiana y Cupiagua, sin embargo esta única característica similar no es suficiente para catalogar a un campo como análogo a los ya mencionados en estudio. Es por esto que se hizo necesario establecer una jerarquía de parámetros para comparar de manera exitosa los campos seleccionados inicialmente y poder determinar cual de ellos podía seleccionarse como campo análogo a los campos del Piedemonte Llanero tratados. Hay que tener en cuenta que en este trabajo se están buscando campos que principalmente presenten una geología y estado de esfuerzos similares a los de Cusiana y Cupiagua todo esto sumado a una alta actividad tectónica de la región.

Los parámetros de comparación para seleccionar los campos análogos se presentan a continuación:

- Estado de esfuerzos.
- Profundidad.

- Identificación de la zona problema y productora.
- Problemas de inestabilidad de pozo presentados.
- Características del yacimiento (Fluidos que producen y producción).

Como se puede observar los parametros de comparación son pocos, pero suficientes para determinar que campo reúne características geológicas y de esfuerzos similares a los del Piedemonte Llanero, todo con el fin, de encontrar una posible solución a los problemas de inestabilidad mencionados a lo largo del libro.

La elección de estos parametros se fundamenta en el perfil de los campos que se querían encontrar, se necesitaban campos en regiones con actividad tectónica, geología compleja, régimen de esfuerzos rumbo deslizante y que presentaran problemas de inestabilidad de pozo, pues la investigación está enfocada a la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo. En principio se tenía un número mayor de parámetros de comparación, sin embargo estos se fueron reduciendo hasta quedar los ya presentados, esto debido a que la información que se logró recopilar de estos campos en revistas, bases de datos, libros, Internet, etc; no involucraba datos de todos los parámetros elegidos para la selección.

A continuación se muestran unas tablas donde se pueden comparar los campos preseleccionados a nivel mundial con los campos Cusiana y Cupiagua. Estas reúnen los parametros de selección ya mencionados y las principales características geomecánicas de interés del estudio.

7.2 ANALOGÍAS DE CAMPOS A NIVEL MUNDIAL CON LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA

7.2.1 Campo Pedernales (Venezuela) ³²

Tabla 4. Comparación Campo Pedernales, Campos Cusiana y Cupiagua

PARÁMETROS	CAMPO PEDERNALES	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	12000 ft. Aproximadamente.	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.2 – 1.4 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	NW	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.98 – 1.08	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.75 – 0.92	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.42 -0.47	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Arenas del miembro Pedernales, consolidadas, del Mioceno y Plioceno, pobremente cementadas.	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite.	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Bitballing, Pega de tubería, Breakout.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal con rumbo SW-NE	Anticlinal fallado
<i>Formación Problema</i>	Shales del miembro Pedernales	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.2 Campo Legendre ^{3,6}

Tabla 5. Comparación Campo Legendre, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO LEGENDRE	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	6000 ft aproximadamente	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.46 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	NE (52-72°)	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.89 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.81 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.51 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Arenas del Barremiano	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Reducción del hueco, derrumbes, atascamiento de la tubería.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>	33400 BOPD	185,000 STBD
<i>Estructura de yacimiento</i>		Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.3 Campo Pagerungan (Indonesia) ⁹

Tabla 6. Comparación Campo Pagerungan, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO PAGERUNGAN	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA
<i>Profundidad</i>	5600-6900 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.22 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N35°E	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	1.0 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.87 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SE	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Formación Ngimbang Clástica	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Gas seco	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Pegas de tubería, pérdidas de circulación, Breakout.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal fallado con rumbo E-W	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Shale Ngimbang (5000-6000 ft)	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.4 Campo Visund (Mar del norte) ^{10, 12}

Tabla 7. Comparación Campo Visund, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO VISUND	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA.
<i>Profundidad</i>	10.000 – 14.000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.12 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N65°W	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.86 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.83 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.53 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Statfjord/Amundsen y Brent.	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Breakout, derrumbes, producción de arenas	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>	50,000 BOPD	185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Arenas productoras	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.5 Campo Zakum (EAU) ³⁸

Tabla 8. Comparación Campo Zakum, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO ZAKUM	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	11000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	0.996 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	NW	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.975 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.736 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.44 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Thamama	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Pegas de tuberías.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>		Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Shale Nahr Umr. (8250-10000 ft de profundidad)	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.6 Campo Elk Hills (Estados unidos) ³³

Tabla 9. Comparación Campo Elk Hills, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO ELK HILLS	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	3000-6000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.16 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N61°E	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.92 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.732 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SE	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.504 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Stevens, Arenas del plioceno poco consolidadas	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Colapso de pozo, breakout, arenamiento.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.7 Campo Nelson ¹⁷

Tabla 10. Comparación Campo Nelson, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO NELSON	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	10000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.18 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>		NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.91 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.75 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>		NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Mississippian Oil, Carbonato	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>		Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>		Anticlinal fallado
<i>formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.8 Campo McArthur river (Alaska) ¹¹

Tabla 11. Comparación Campo McArthur river, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO McARTHUR RIVER	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA
<i>Profundidad</i>	12500 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.1 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	NW	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.97 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.95 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.4 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Hemlock (arenas y conglomerados poco consolidados). Con alta actividad tectónica	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Gas y aceite	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Breakout	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.9 Campo Snorre (Mar del norte) ^{18, 31}

Tabla 12. Comparación Campo Snorre, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS.	CAMPO SNORRE.	CUSIANA Y CUIPIAGUA.
<i>Profundidad</i>	9500 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>		1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>		NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>		1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>		0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>		NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Lundre y Statfjord (Arenas fluviales con matriz de mudstone)	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gás	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>		Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d en promedio.
<i>Estructura del yacimiento</i>	Largo bloque fallado	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.10 Campo Boulder (Canadá) ⁷

Tabla 13. Comparación Campo Boulder, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO BOULDER	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA
<i>Profundidad</i>	10.000 ft.	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.24 psi/ft.	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N 50° E	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	1.1 psi/ft.	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.88 psi/ft.	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SE	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.433 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>		Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Colapso, pega de tubería, pobre limpieza del hueco, malas condiciones para toma de registros, volúmenes excesivos de cemento y lodo.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería,
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Fernie (Shales)	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.11 Campo Fazenda Belem (Brasil) ³⁰

Tabla 14. Comparación Campo Fazenda Belem, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO FAZENDA BELEM	CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA
<i>Profundidad</i>	1300 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.10 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	NW-SE	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.95 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.78 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	N50°E	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.37 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>		Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>		Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>		Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal asimétrico	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.12 Campo Meillon, Aquitaine (Francia) ⁸

Tabla 15. Comparación campo Meillon Aquitaine, campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO MEILLON AQUITAINE	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA
<i>Profundidad</i>	12000-16000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>		1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>		NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>		1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>		0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>		NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Dolomita del Jurásico	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Gás	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Perdidas de circulación, colapso del pozo, pega de tuberías y deformación de casing.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.13 Campo North West Shelf ⁴

Tabla 16. Comparación campo North west Shelf, campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO NORTH WEST SHELF	CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA
<i>Profundidad</i>	6000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>		1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N60°E	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	1.02 -1.05 psi/ft.	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>		0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	N137°E	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>		Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>		Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Breakout, derrumbes y pega de tubería.	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>		Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Shales	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.14 Campo Alab (Este de Malasia)^{2, 21}

Tabla 17. Comparación Campo Alab, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO ALAB	CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA
<i>Profundidad</i>	7500 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>	1.08 psi/ft	1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>	N 35° E	NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>	0.96-1.01 psi/ft	1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>	0.803 psi/ft	0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>	SW	NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>	0.465 psi/ft	0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>		Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Reducción del hueco y pega de tuberías	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>		185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>		Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>	Arenas friables con arcillas	Carbonera y Cuervos (Shales)

7.2.15 Campo Belridge Sur (Estados Unidos) ^{5, 27}

Tabla 18. Comparación Campo Belridge Sur, Campos Cusiana y Cupiagua.

PARÁMETROS	CAMPO BELRIDGE SUR	CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA
<i>Profundidad</i>	1000 y 10000 ft	14.000-18000 ft
<i>Gradiente de esfuerzo máximo horizontal</i>		1.2 – 1.7 psi/ft.
<i>Dirección del σ_H</i>		NW - SE
<i>Gradiente del esfuerzo vertical</i>		1.07 psi/ft.
<i>Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal</i>		0.65 - 0.77 psi/ft.
<i>Dirección del σ_h</i>		NE - SW
<i>Gradiente de Presión de poro</i>		0.44 psi/ft
<i>Formación del yacimiento</i>	Tulare (Arenas poco consolidadas y diatomitas a 1000 ft) y Monterrey (Rocas silíceas a 10000 ft)	Mirador, Barco y Guadalupe, Cuarzoarenitas en un área tectónicamente activa.
<i>Fluido que produce</i>	Aceite y gas	Aceite volátil
<i>Principales problemas de inestabilidad presentados</i>	Subsistencia	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
<i>Producción</i>	175000 BOPD aprox.	185,000 stb/d
<i>Estructura del yacimiento</i>	Anticlinal	Anticlinal fallado
<i>Formación problema</i>		Carbonera y Cuervos (Shales)

7.3 DETERMINACIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS ANÁLOGOS

Después de analizar detalladamente la información recopilada de revistas técnicas, bases de datos de campos a nivel mundial y otras fuentes (la cual se encuentra resumida en las tablas anteriormente mostradas), se puede observar con facilidad que solo existen tres campos (de los que se tiene bibliografía reportada) que reúnen características geomecánicas y geológicas algo similares a las presentadas en los campos del Piedemonte Llanero Colombiano en estudio (Cusiana y Cupiagua), ver tabla 19.

Estas son algunas de las características por las que los campos seleccionados fueron discriminados para ser catalogados como campos análogos a Cusiana y Cupiagua (en el aspecto geomecánico de estabilidad de pozo). Estos Campos se encuentran ubicados en regiones tectónicamente activas y presentan un régimen de esfuerzo rumbo-deslizante con gradientes de esfuerzos similares en magnitud a los evidenciados en los campos en estudio; además, de encontrarse a grandes profundidades bajo el nivel del mar (>10000 ft) y presentar los mismos problemas de inestabilidad de pozo que se han presentado en los campos del Piedemonte Llanero.

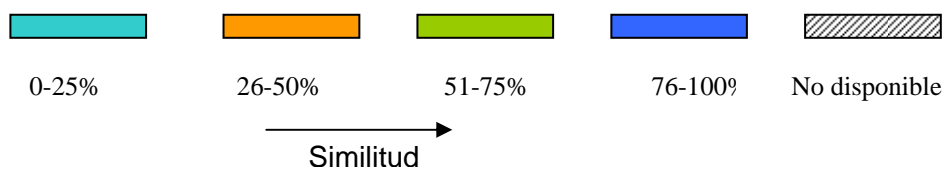
Los campos caracterizados finalmente como análogos son:

1. Campo Pedernales (Venezuela).
2. Campo Boulder (Canadá).
3. Campo Visund (Mar del norte).

Ahora que se tiene pleno conocimiento de estos campos, el paso siguiente para culminar la investigación, es el análisis de los tres campos seleccionados, el cual se muestra a continuación e involucra una breve descripción de los campos en el aspecto geológico, geomecánico y lo principal del estudio, las metodologías implementadas en estos para contrarrestar o eliminar los indeseados y costosos problemas de inestabilidad de pozo presentados en cada uno de ellos.

Tabla 19. Valoración de las similitudes de campos a nivel mundial con Cusiana y Cupiagua.

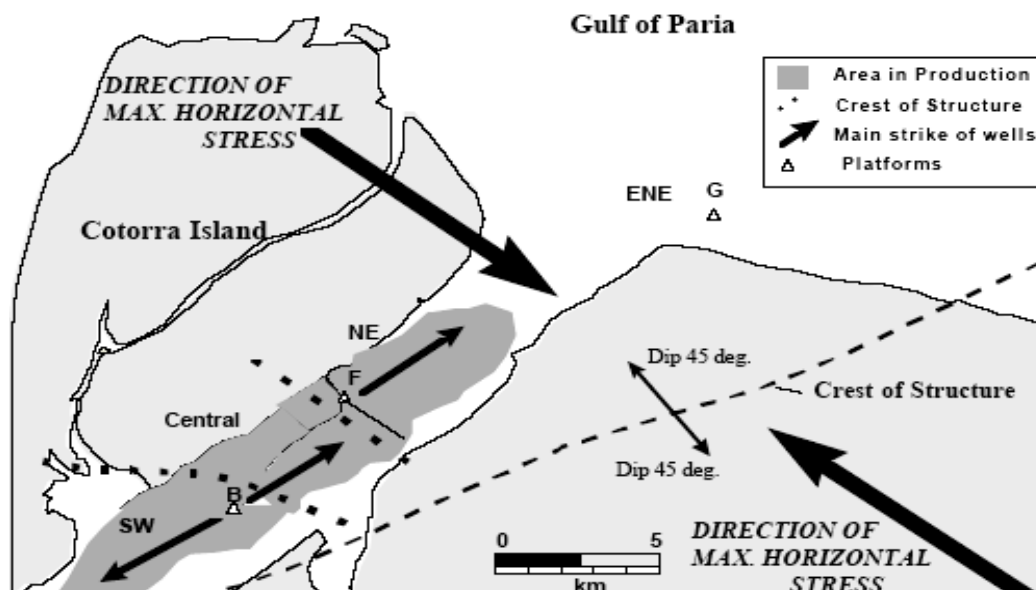
Campo	Parámetros de comparación				
	Estado de esfuerzos	Profundidad	Zona problema	Problemas de inestabilidad	Características del yacimiento
Pedernales					
Legendre					
Paguerungan					
Visund					
Zakum					
Elk Hills					
Nelson					
McArthur river					
Snorre					
Boulder					
Fazenda Belem					
Meillon					
North West Shelf					
Alab					
Belridge Sur					



7.4 CAMPO PEDERNALES (NORESTE DE VENEZUELA)

El campo Pedernales está ubicado en la desembocadura del río Manamo, parte del río Orinoco, el cual termina en el golfo de Paria, al Noreste de Venezuela entre las coordenadas 9 54' - 10 05' N y 63 00' - 620' W y tiene un área aproximada de 48000 hectáreas. (Figura 27).

Figura 27. Ubicación del campo Pedernales y dirección de los esfuerzos principales regionales



Fuente: Internet (Perenco).

El campo fue inicialmente descubierto en 1933 por Creole Petroleum, parte de la Exxon Company, esta perforó 38 pozos entre los años 1938 y 1963. En el año de 1970, Lagoven asumió como operadora del campo y lo reactivó perforando 17 pozos más. Sin embargo cuando la producción disminuyó con el tiempo el proyecto fue abandonado. En el año de 1993 el campo fue dado en concesión a BP Venezuela en el marco de la política de reactivación de campos marginales de PDVSA y es quien lo opera hasta la fecha.

7.4.1 Estructura y geología del campo. La estructura del campo Pedernales es un anticlinal con rumbo suroeste-noreste aproximadamente y cuyos sedimentos de la edad del plioceno y mioceno buzcan a más de 45°. La columna geológica (Figura 28) del campo comprende arenas deltaicas no consolidadas, arenas y mudstones a lo largo de las formaciones Paria, Las Piedras y La Pica.

Figura 28. Columna geológica del campo pedernales.

Unidad Cronológica	Litoestratigrafía			Nivel del mar
Pleistoceno Reciente	Paria	Arenas y lutitas no consolidadas		
Plioceno Superior	Las Piedras	Arenas con lutitas		
		La Pica	Cotorra	Lutitas con arenas
	Arenas de la cotorra			
	Lutitas			
Plioceno Inferior	Pedernales	P-2	Lutitas con arenas	
			Arenas de Pedernales	
		P-5	Lutitas	

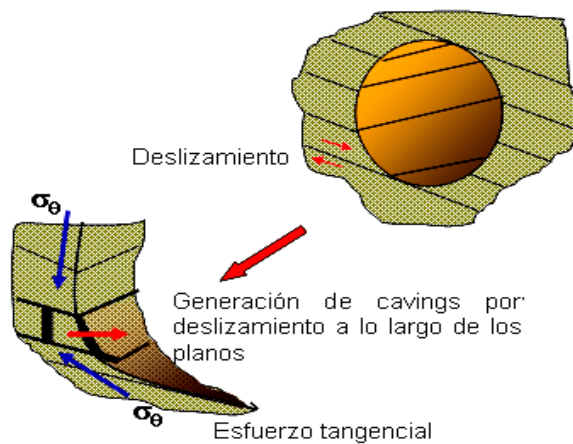
Fuente: SPE 53940

El principal yacimiento de aceite del campo está ubicado en las arenas del miembro Pedernales, las cuales comúnmente van de arenas de grano fino a grano medio y algo de arcilla, muy consolidadas pero pobremente cementadas. Las formaciones Paria y Las Piedras son normalmente presurizadas, mientras que la formación La Pica está sobrepresurizada (0.637 psi/ft o 1.47 SG).

Dentro del miembro Pedernales, los shales intra-reservorio se piensa poseen presiones de poro cercanas a las de las condiciones iniciales, mientras que las arenas del yacimiento podrían estar depletadas a 8 ppg (0.416 psi/ft) en el área suroeste del campo.

7.4.2 Problemas de inestabilidad de pozos en el campo. En el campo Pedernales, la inestabilidad del pozo está comúnmente asociada a pozos perforados cross-dip con alto ángulo. En estos el desplazamiento paralelo a la estratificación es el principal mecanismo de inestabilidad. Figura 29.

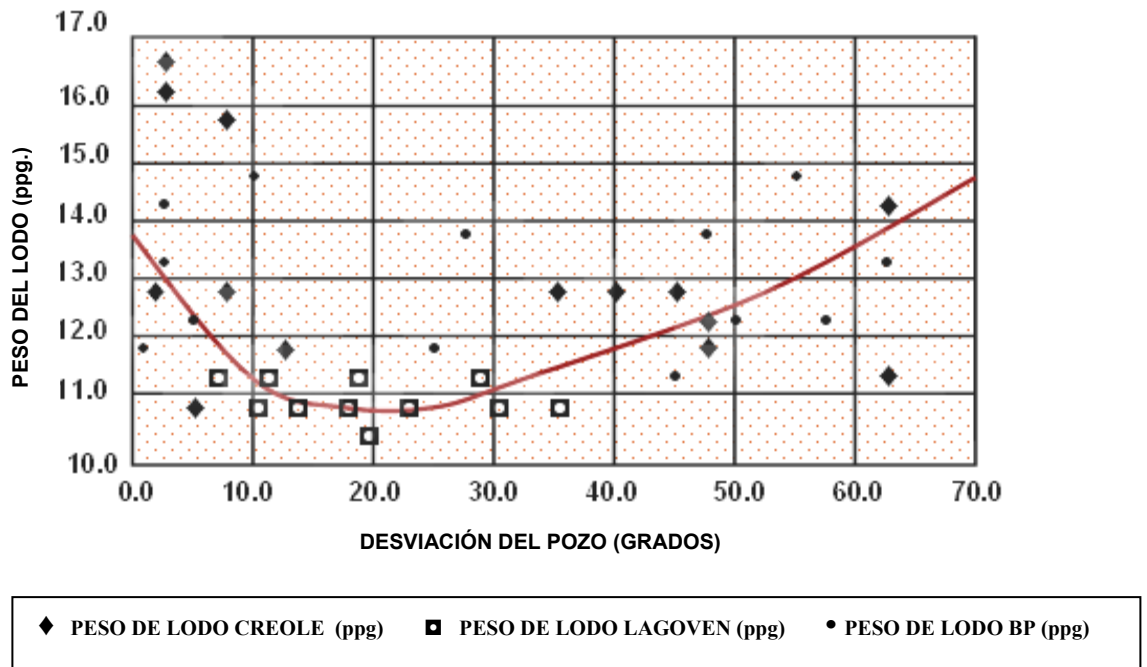
Figura 29. Mecanismo de inestabilidad presentado en el campo Pedernales.



Bajo estas condiciones las propiedades de resistencia que actúan sobre los planos de estratificación se reducen (fricción y cohesión) y pueden resultar en inestabilidades catastróficas. Estos pozos que fueron perforados en la dirección menos estable (casi paralelo a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal) presentaron variados sucesos, entre ellos se pueden mencionar los problemas asociados a bit balling, pegas de tuberías, inestabilidad del hueco, etc.

7.4.3 Análisis de estabilidad del campo. Los datos de peso del lodo para la sección del yacimiento, donde la inestabilidad en los shales intra-reservorio fue un problema, mostraron una fuerte dependencia de la desviación del pozo. Con base en esto se procedió a realizar un ploteo de los pesos de lodo empleados durante la perforación de los pozos (Por Lagoven, Creole y BP) a los cuales el pozo falló por colapso contra la desviación de cada pozo. Esto con el fin de obtener una correlación empírica que definiera un peso de lodo seguro mínimo para evitar los problemas de inestabilidad. (Figura 30).

Figura 30. Peso del lodo vs. Desviación de cada pozo.



Fuente: SPE 53940

Posteriormente de graficar estos datos se ajustó una línea de tendencia a la gráfica, la cual se presenta a continuación.

$$MW = 7 + 7e^{-0.79\alpha} + 0.114\alpha \dots\dots\dots (25)$$

En esta correlación MW es el peso del lodo en libras por galón (ppg) y alfa corresponde a la desviación del pozo en grados. De aquí se demuestra que para desviaciones mayores a 30° el término que domina el incremento del peso del lodo es 0.114 ya que el segundo término se aproxima al valor de cero. Esta tasa de incremento del lodo (1.14 ppg/ 10° de desviación) es mucho mas alta que la aplicada en regiones tectónicamente pasivas del mar del norte (0.17 ppg/ 10° de desviación). La correlación mostrada aunque es independiente de los procesos geomecánicos que controlan la estabilidad de pozo, es un buen punto de partida para no caer en la equivocación de emplear gradientes de incremento de peso del lodo que son aplicables a otras regiones, pero que sin duda alguna su uso en regiones tectónicamente activas asociadas a regimenes de esfuerzo rumbo-deslizante traería resultados catastróficos en el diseño de limites seguros del lodo.

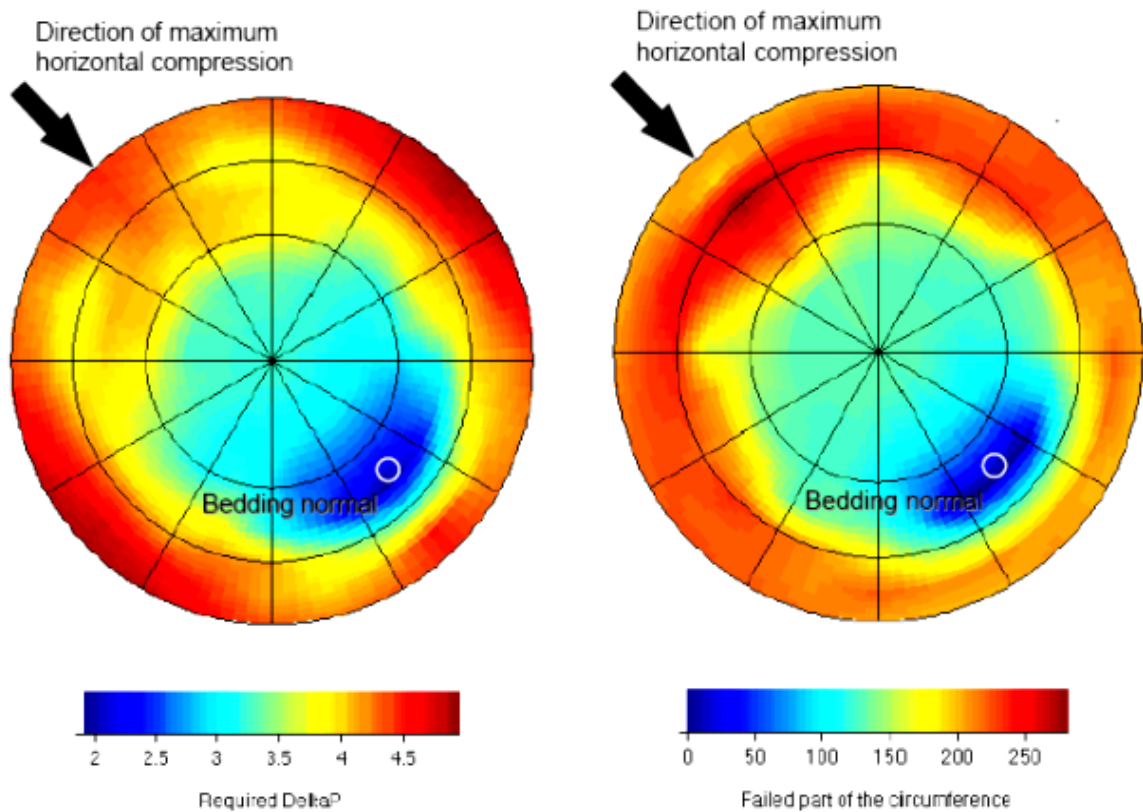
Con el modelo de falla ya identificado (deslizamiento a lo largo de planos de estratificación) el paso siguiente fue el de modelar este comportamiento en un paquete (SFIB, Stress Failure Inclined Boreholes) que toma en cuenta los múltiples modos de falla que pueden ocurrir como resultado de este desplazamiento, la interacción entre la trayectoria del pozo, los esfuerzos in situ, las resistencias relativas de la roca intacta y planos de estratificación. El principal interés de este análisis era determinar en que forma se debían penetrar estos estratos que estaban causando los problemas (up-dip, down-dip o cross-dip) y que delta de peso de lodo debía ser el empleado para mantener el hueco estable. Los parámetros de entrada a este paquete se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Parámetros de entrada al simulador SFIB.

Parámetro	
<i>Profundidad</i>	5500 ft
<i>Presión de poro</i>	2570 psi (9 ppg)
<i>Esfuerzo de Overburden</i>	5390 psi (18.9 ppg)
<i>Esfuerzo máximo horizontal</i>	6600 psi (23.1 ppg)
<i>Esfuerzo mínimo horizontal</i>	5060 psi (17.7 ppg)
<i>Azimuth del esfuerzo máximo horizontal</i>	315°
<i>Resistencia compresiva no confinada (UCS)</i>	4200 psi
<i>Angulo de fricción</i>	31°
<i>Buzamiento de los estratos</i>	45°
<i>Azimuth de los estratos</i>	315°
<i>Resistencia de corte de los estratos</i>	300 psi
<i>Fricción al deslizamiento de los estratos</i>	26.6 grados

Los resultados arrojados por este software fueron comparados con los datos de los reportes de perforación (peso de lodo, dirección e inclinación del pozo) y se observó que los pesos de lodo empleados para evitar el colapso del pozo fueron inferiores a los arrojados por el paquete, además, se determinó que la forma de perforación empleada en los pozos del suroeste del área (cross-dip) no era la mejor ya que requería de un delta de peso del lodo muy alto. También se determinó que la perforación debió hacerse en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, up-dip, y con ángulos de ataque entre 30 y 60°, debido a que en esta dirección se requería menos peso del lodo y las amplitudes de los breakouts registrados era inferior (60°) a la que se presentaría si la perforación se decidiera hacer en otro sentido (220° down-dip y cross-dip), ver figura 31.

Figura 31. Peso requerido para estabilidad y porcentaje de hueco fallado.



Fuente: Twynam A. J. SPE 46220

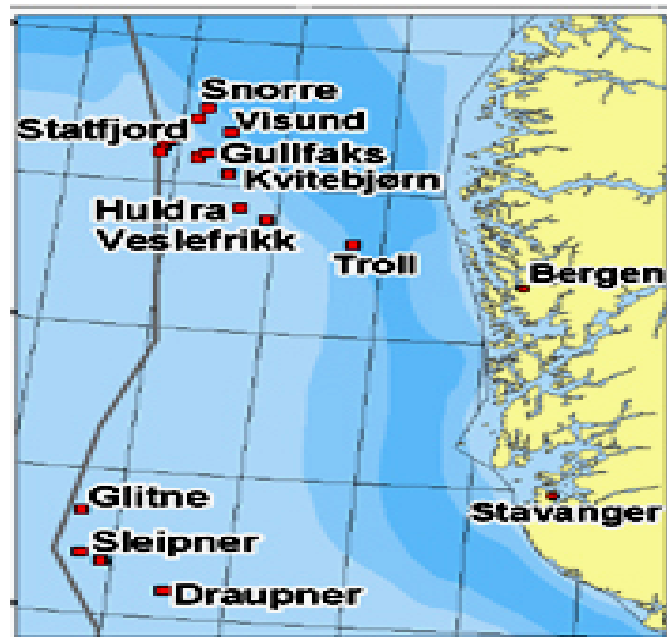
Finalmente después de analizar todos los datos y graficas del simulador se concluyó que la inestabilidad del los pozos en el campo Pedernales estaba asociada a malas trayectorias de perforación, y se recomendó perforar en sentido up-dip y down-dip con ángulos de ataque entre 0 (perpendicular al estrato) y 20°, y no como se venia haciendo en sentido cross-dip. Dando como mejores ángulos de inclinación los comprendidos entre 25 y 60° y un azimut entre 120 y 170 °.

7.5 CAMPO VISUND (MAR DEL NORTE NORUEGO)

El campo Visund se encuentra localizado en el Mar del Norte noruego, al noroeste de la ciudad alemana de Bergen (Figura 32), aproximadamente 140

Km al oeste de Sogne Fjord en las coordenadas 61° 22' 14" N y 2° 27' 55" E, a 27 km del campo Gullfaks y a una profundidad del agua de 335 m. Este se encuentra dentro de la licencia 120 en los bloques 34/7 y 34/8.

Figura 32. Ubicación del campo Visund.



Fuente: Internet

7.5.1 Operadores

Tabla 21. Operadores del Campo Visund

<i>Statoil (operador)</i>	32.9 %
<i>Petoro</i>	30.0 %
<i>Norsk Hydro</i>	20.3 %
<i>Conoco</i>	9.1 %
<i>TotalFinalElf</i>	7.7 %

7.5.2 Producción. Para el desarrollo completo del campo, se planeo un total de 21 pozos, los cuales se pueden dividir en 12 productores de aceite, dos inyectores de agua, seis inyectores de gas y un productor de gas. Posteriormente se perforaron dos pozos productores de aceite 8 km al

noreste. Las reservas del campo se estiman en alrededor de 304 millones de barriles de aceite y 51 billones de metros cúbicos de gas.

7.5.3 Yacimiento. El campo Visund produce dos grupos de yacimientos llamados Statfjord/Amundsen y Brent.

7.5.3.1 Statfjord/Amundsen. La profundidad del yacimiento Statfjord/Amundsen es de 2900 m (9520 ft) y el contacto agua aceite está a 3095 m, la profundidad del contacto gas aceite está a 2811 m (9221 ft). El yacimiento tiene reservas recuperables de 13.5 millones de metros cúbicos de aceite y 5.5 G metros cúbicos de gas. La columna de aceite es de 150 m de altura y la de gas de 90 m. El yacimiento tiene una relación gas aceite de 266/512 metros cúbicos, una presión de 450 bares y la temperatura es de 115 °C

7.5.3.2 Brent. De la profundidad del agua al yacimiento existen 2900 m, la profundidad del contacto aceite agua es de 2820 m, la profundidad del contacto gas aceite es de 2904 m. El yacimiento tiene reservas recuperables de 65 millones de metros cúbicos de aceite y 51 giga metros cúbicos de gas. La columna de aceite es de 40 -100 m de alto y la columna de gas es de 110 m. Posee una relación gas/aceite de 230 metros cúbicos/metro cúbico. La presión del yacimiento es de 425 bares y la temperatura es de 115°C.

7.5.4 Problemas durante la perforación. Durante la primera fase de perforación del campo, se presentaron problemas asociados al estado de esfuerzos del Mar del Norte noruego, el cual está caracterizado generalmente por compresiones en sentido E-W a NW-SE y por los altos esfuerzos horizontales presentados en el área que alberga al campo Visund; estos eran principalmente los creadores de la inestabilidad de los pozos y de la producción de arenas del yacimiento. Entre los problemas de inestabilidad

de pozo se encontraban la formación de breakouts, derrumbes y el gran número de fracturas inducidas durante la perforación.

7.5.5 Determinación de parámetros para el análisis de estabilidad. La orientación del esfuerzo máximo horizontal se obtuvo de registros de imágenes de cada uno de los pozos antes perforados; para obtener la magnitud del esfuerzo máximo horizontal se empleó un paquete de software interactivo llamado SFIB (Stress Failure Inclined Borehole) desarrollado por Peska y Zoback; la estimación del esfuerzo máximo horizontal requiere previo conocimiento del esfuerzo vertical, el esfuerzo horizontal mínimo, la presión de poro, el peso del lodo, y el cambio en temperatura de las paredes del pozo durante la perforación. El esfuerzo vertical o Overburden usado en el estudio fue determinado de la integración de registros de densidad, el esfuerzo mínimo horizontal se derivó de pruebas leak-off (LOT) y de pruebas de integridad de la formación (FIT) conducidas en cada uno de los pozos, la presión de poro fue obtenida de RFT's; para usar valores confiables de presión de poro, el análisis de esfuerzos en cada pozo se realizó lo más cerca posible a la profundidad de las RFT. El peso de lodo fue derivado de la densidad de circulación equivalente máxima (ECD), la cual toma en cuenta los efectos friccionales entre el hueco y el lodo, así como también la densidad del lodo. La cantidad de enfriamiento en la pared del pozo fue derivada de las gráficas de gradientes de temperatura; cada pozo mostró un enfriamiento entre 20 y 30°F a las profundidades de investigación.

Los valores obtenidos para completar el tensor de esfuerzos a partir de cada una de las fuentes antes mencionadas se emplearon como datos de entrada al paquete del software empleado para el estudio (SFIB). Con los datos de entrada conocidos fue posible correr el simulador y obtener los gráficos stereonet que mostraban los pesos de lodo requeridos para evitar fallas compresivas y tensiles en los pozos perforados. Además, se pudo determinar

que la orientación más estable era la de un pozo perforado horizontalmente en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, debido a que la casi isotropía presentada entre el esfuerzo vertical y mínimo horizontal no crearían grandes concentraciones de esfuerzos tangenciales alrededor de la cara del pozo.

7.5.6 Resultados. El pozo 10S se perforó desviado en la dirección del máximo esfuerzo horizontal y se registró en este, un tiempo de suspensión de operaciones menor al establecido en la perforación de pozos anteriores en el campo Visund. Además, fue perforado con altos pesos de lodo al igual que los pozos previamente perforados en el campo.

El método empleado en la perforación de este pozo fue consistente con lo que se esperaba fuera la mejor estrategia de perforación en el campo Visund.

El éxito en la perforación de este pozo sirvió para mostrar que el uso del paquete SFIB desarrollado por Peska y Zoback puede ser efectivo para prevenir problemas asociados a fallas de pozo.

7.6 CAMPO BOULDER (CANADÁ)

El campo Boulder se encuentra ubicado en el Piedemonte de las montañas Canadienses en el área de la Columbia Británica. Este produce de yacimientos del triasico, naturalmente fracturados llamados Baldonnel y Pardonnnet. En esta región la geología consiste de una serie de escamas cabalgantes con fallamiento imbricado y despegue asociado a las formaciones Nikanassin y Fernie del jurasico.

7.6.1 Geología y formación problema. La formación problema en esta región durante la perforación de los pozos de este campo se llama Fernie, la

cual es comúnmente encontrada en la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá y consiste de arenas, rocas silíceas y shales interestratificados. Diferentes miembros, tal como el Poker Chip, tienen una fisilidad bien desarrollada que ocasiona problemas en las perforaciones tanto de los llanos como del Piedemonte de Alaska. En esta parte de la Columbia Británica la franja débil de la formación Fernie consiste de shales ricos en illita y cuarzo, frágiles y laminados.

Estudios de la cuenca basados en breakouts de pozos y pruebas minifract indican que el área tiene un régimen de esfuerzos rumbo-deslizante. Además, a partir de los registros de imágenes se ha observado que la formación Fernie es naturalmente fracturada al igual que las arenas del yacimiento. La formación Fernie en esta área es normalmente presurizada, sin embargo, ha habido casos aislados donde se han requerido grandes densidades del lodo para controlar el flujo de gas proveniente de las fracturas. Esta formación problema presenta estratos con ángulos de buzamiento de un promedio de 60° con rumbo suroeste.

7.6.2 Historia de los problemas. Los pozos Boulder 1 y Boulder 2 presentaron severos ensanchamientos del hueco durante la perforación a través de la formación Fernie. Estos evidenciaban diámetros de hueco hasta casi el doble del diámetro de la broca empleada en las operaciones de perforación.

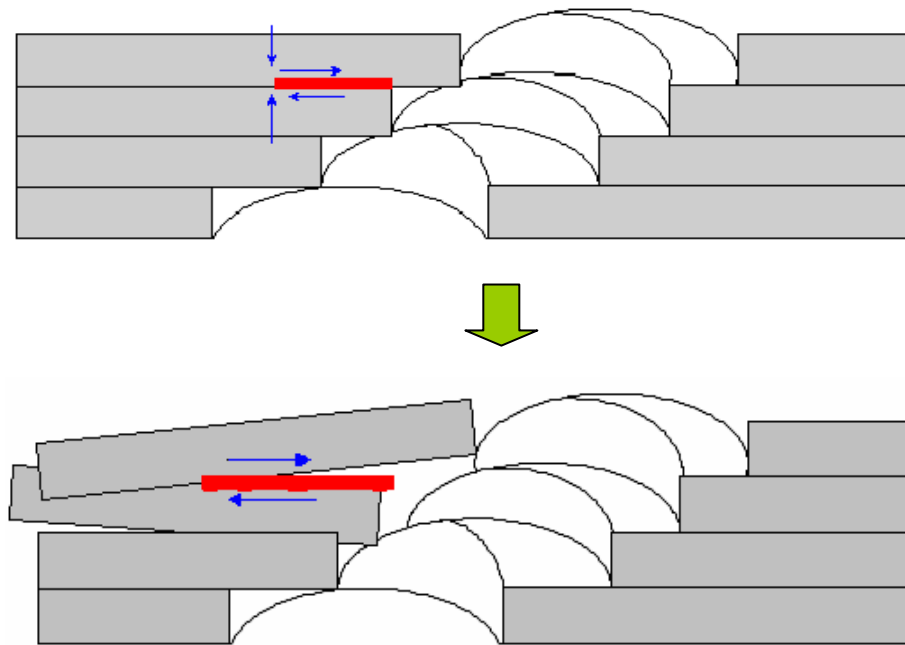
Mientras que durante la perforación del shale Fernie en el pozo Boulder 1 se empleó un lodo polimérico de KCl para ayudar a contrarrestar los problemas de inestabilidad, en el pozo Boulder 2 se empleó un lodo de gel químico para el mismo fin. Sin embargo tanto en el primer pozo como en el segundo se presentaron los mismos problemas y con la misma intensidad; con lo cual se

evidencia que el cambio de un lodo no proporcionó ningún efecto positivo sobre la estabilidad de los huecos en esta área.

Los problemas que se presentaron posiblemente se pudieron ocasionar debido a que los lodos con KCl se emplean mas que todo para perforar shales reactivos, lo cual no era el caso en esta región, puesto que el contenido de minerales reactivos al agua presentes en la formación Fernie era muy bajo.

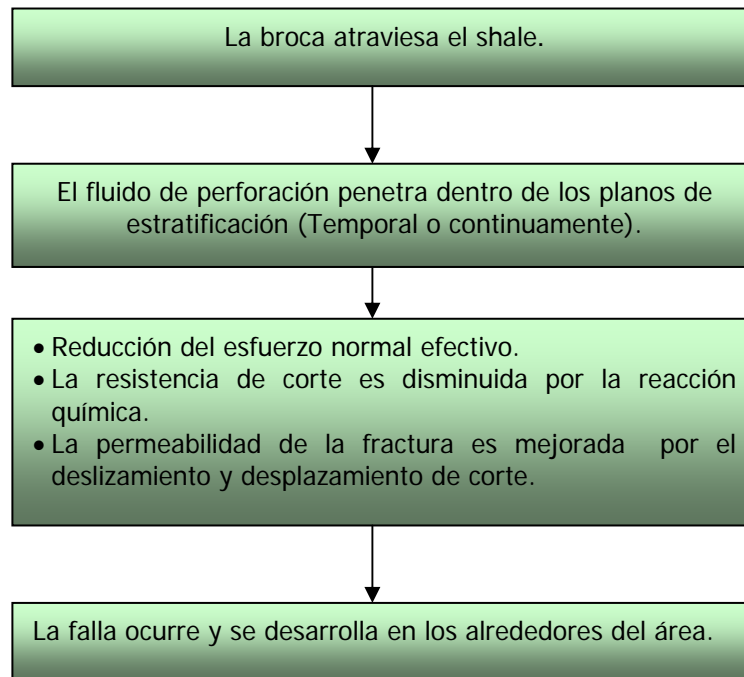
7.6.3 Mecanismo de inestabilidad. El mecanismo de inestabilidad identificado cuando se atraviesa la formación Fernie es el desplazamiento de los estratos a lo largo de los planos de debilidad o fractura (falla de corte), causado por la excesiva penetración de la presión de poro y por la baja resistencia friccional a lo largo de los mismos que generan grandes volúmenes de roca en el anular, pegas de tubería y en ocasiones originan la necesidad de hacer sidetrack.

Figura 33. Mecanismo de inestabilidad en el campo Boulder



El proceso del mecanismo de inestabilidad antes explicado se resume en la figura 34 para mayor comprensión.

Figura 34. Cuadro explicativo del mecanismo de inestabilidad el campo Boulder.



7.6.4 Análisis de estabilidad de pozo. Puesto que los dos primeros pozos perforados en el campo Boulder presentaban severos problemas al atravesar la formación Fernie, fue necesario desarrollar un plan para tratar de evitar que estos mismos problemas se presentaran en perforaciones futuras.

Para la perforación del pozo Boulder 3 se tuvieron en cuenta parámetros que inicialmente fueron despreciados en las perforaciones previas de la zona (dirección y magnitud de los esfuerzos in situ, buzamiento y rumbo de los planos de estratificación de la formación problema, además de implementar la perforación down dip).

El pozo presentó un rendimiento muy superior en la etapa de perforación al registrado en los anteriores, puesto que el cambio de lodo a un lodo base aceite para la perforación de la zona problema acompañado de buenas prácticas de perforación y regulares trayectorias, surtieron el efecto esperado.

La formación Fernie fue penetrada con un azimuth igual al del esfuerzo máximo horizontal con una desviación que varió entre 28 y 35° (Perforación down-dip con ángulos de ataque entre 25 y 35°).

Con el desarrollo del campo serían muchas más las perforaciones que se realizarían en la zona, por esto principalmente, la compañía operadora del campo, Shell Canadá, logró sacar ventaja de una operación de corazonamiento de la formación Fernie, que produjo 18 metros de corazón; con los cuales se pudo realizar una serie de pruebas mecánicas (triaxial, uniaxial) para caracterizar los parámetros geomecánicos que se emplean en un modelamiento de estabilidad de pozo. Este sería desarrollado para determinar las trayectorias de pozo y los pesos de lodo óptimos para evitar la presencia de los problemas relacionados a la inestabilidad del pozo en el área.

7.6.5 Modelamiento de las fallas de pozo. La compañía Shell Canadá en su idea de contrarrestar los continuos problemas de inestabilidad que se presentaban durante la perforación de la formación Fernie, y gracias a los datos obtenidos de las pruebas mecánicas realizadas a los corazones, registros de pozos, pruebas leak-off y otras, decidió emplear un software llamado EXAMINE, desarrollado por el departamento de ingeniería civil de la Universidad de Toronto para simular el estado mecánico del pozo durante la perforación. Los parámetros de entrada al simulador se presentan en la tabla 22.

Tabla 22. Parámetros de entrada para el modelamiento 3D.

Parámetro	Valor
Profundidad	2100 m TVD (6910 ft)
Tamaño del hueco	222 mm (0.728")
Azimuth del pozo en Fernie	47°
Inclinación del pozo en Fernie	35°
Angulo de buzamiento de los estratos en Fernie	60°
Rumbo de los estratos en Fernie	205°
Gradiente del esfuerzo horizontal máximo	28 kPa/m (1.24 psi/ft)
Gradiente del esfuerzo vertical	25 kPa/m (1.09 psi/ft)
Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo	20 kPa/m (0.88 psi/ft)
Azimuth del esfuerzo horizontal máximo	50°
Azimuth del esfuerzo vertical	Vertical
Azimuth del esfuerzo horizontal mínimo	140°
Gradiente de presión de poro en Fernie	9.8 kPa/m (0.433 psi/ft)
Modulo de Young	30 GPa (4.35 * 10 ⁶ psi)
Relación de Poisson	0.3
Resistencia a la tensión	0.3 MPa (43.51 psi)
Resistencia compresiva no confinada (UCS)	14.9 MPa (2076.9 psi)
M y s (Constantes del criterio de Hoek y Brown)	m=48.9 y s=1
Cohesión del plano de fractura de los estratos	0.1 MPa (14.5 psi)
Angulo de fricción del plano de fractura de los	25°

Los resultados arrojados por el simulador antes mencionado, aunque no involucraban los efectos de la penetración de la presión de poro y los efectos físico-químicos dependientes del tiempo se ajustaban con gran precisión a los evidenciados en los registros de imágenes, lo cual indica que este modelador en 3D produce predicciones realísticas de la falla de pozo, por lo menos para la situación presentada en la formación Fernie del campo Boulder.

7.6.6 Recomendaciones del estudio

- La densidad del lodo no puede ser el único parámetro para reducir el colapso de pozo. De hecho, una densidad de muy alta, especialmente en shales fracturados y fisiles puede generar una excesiva penetración de presión de poro, causando una reducción en el estado de esfuerzos efectivo cerca de la cara del pozo, provocando la cedencia de la roca.
- Las presiones de surgencia y suaveo dinámicas deben tenerse en cuenta cuando se está evaluando la presión de fondo para el análisis de estabilidad.
- Aditivos de lodo para controlar las pérdidas de circulación y taponar las fracturas pueden ser de gran ayuda para reducir las pérdidas de lodo y los problemas de estabilidad.
- Los lodos base aceite pueden mejorar la estabilidad del hueco, pero su efectividad puede verse limitada en shales altamente fracturados y carbones.

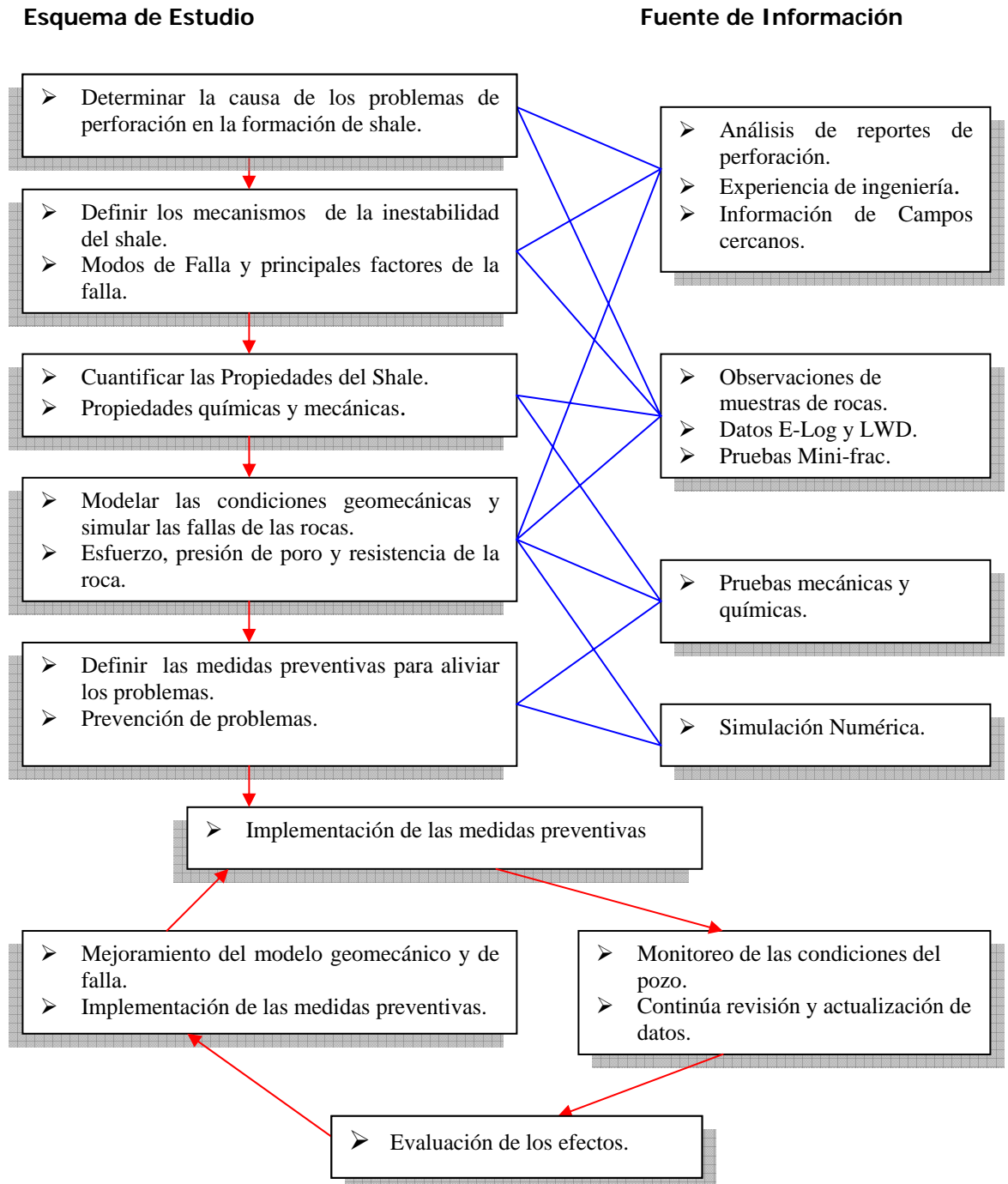
7.7 POSIBLES ESTRATEGIAS Y METODOLOGÍAS A EMPLEAR EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA.

Según la literatura consultada los tres campos anteriormente estudiados son los más parecidos en el aspecto geomecánico y geológico a los campos del Piedemonte llanero Colombiano en estudio. Es por esto que se han escogido para realizar el análisis de las estrategias empleadas en ellos para combatir las inestabilidades de pozo presentadas en la fase de perforación de los mismos y determinar si estas son aplicables y viables en los campos Cusiana y Cupiagua.

Después de analizar toda la información consultada de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo de estos campos, hemos determinado que las estrategias y metodologías que pueden ser desarrolladas en los campos Cusiana y Cupiagua para combatir la inestabilidad de pozo son las siguientes:

1. Perforar pozos altamente desviados en la dirección del esfuerzo máximo horizontal, puesto que la isotropía entre los esfuerzos vertical y menor horizontal es mayor a la registrada entre los esfuerzos mayor horizontal y vertical.
2. Evitar perforar pozos verticales, puesto que la diferencia entre los esfuerzos máximo y mínimo horizontales es la de mayor valor absoluto registrada entre cualquiera de los esfuerzos in situ.
3. Manejar un esquema de estudio para el análisis de estabilidad de pozo con los pasos necesarios para desarrollar un completo análisis que permita entender los mecanismos que conducen a la inestabilidad y poder plantear las estrategias más adecuadas para resolver o mitigar los problemas.(Ver figura 35).
4. Realizar la perforación de los pozos en sentido up-dip y down-dip con ángulos de ataque entre 15 y 35°, puesto que en dos de los campos en estudio la inclinación de los estratos de la formación problema es alta (>45°) y similar a la registrada en las formaciones problemas del Piedemonte llanero Colombiano.

Figura 35. Diagrama de flujo de estudio



Fuente SPE 68095

5. Emplear lodos base aceite para perforar el intervalo que presenta mayor inestabilidad durante la perforación, pues los shales presentan permeabilidades muy bajas (del orden de 10^{-6} a 10^{-12} Darcies) y a esta escala el uso de lodos base aceite origina altas presiones capilares en la formación.

6. Utilizar aditivos que controlen las pérdidas de filtrado, taponen las fracturas naturales de las formaciones y que incluyan en su reología viscosidades lo suficientemente altas para disminuir la tasa de invasión de filtrado hacia la formación, así como también la difusión de presión de poro. Todo esto debido a que las formaciones problemáticas en los campos de estudio son naturalmente fracturadas y están propensas a la falla de corte a lo largo de los planos de estratificación.

7. Evitar la exposición de las zonas problemáticas al lodo de perforación por mucho tiempo, puesto que a medida que este aumenta, la resistencia de la roca es disminuida y puede causar el colapso de los pozos entre otros problemas mencionados a lo largo del libro.

8. Determinar una ventana segura del lodo que involucre todos los mecanismos y modos de falla posibles en un pozo.

9. Realizar operaciones de corazonamiento sobre los intervalos problemáticos durante la perforación, con el fin de obtener una caracterización geomecánica de la formación y obtener resultados más realísticos cuando se modela la falla de pozo.

CONCLUSIONES

Para controlar los problemas de inestabilidad durante las operaciones de perforación es necesario que se tengan en cuenta parámetros como el estado de esfuerzos in situ, la presión de poro y las propiedades mecánicas de las formaciones con el fin de poder determinar con éxito las trayectorias y pesos de lodo óptimos que eviten estos problemas.

Aunque el estudio de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo de campos a nivel mundial con régimen de esfuerzos rumbo deslizante que presentan problemas de inestabilidad de pozo no es la mejor alternativa para encontrar posibles soluciones a los problemas presentados en los campos Cusiana y Cupiagua, sirve como punto de partida para conocer que estrategias se encuentran a la vanguardia del control de problemas de estabilidad de pozo, además de ser un indicativo de que metodologías pueden ser exitosas y cuales pueden ser una pérdida de dinero y tiempo.

Para lograr obtener condiciones más estables del hueco durante las operaciones de perforación, es necesario modelar el estado de esfuerzos en las paredes del pozo teniendo en cuenta todos los mecanismos y modos de falla posibles.

Debido a que los estudios que involucran la geomecánica en la estabilidad de pozo son relativamente recientes, la literatura relacionada a campos que involucran estos aspectos es escasa; de aquí que existan pocos campos reportados con características geomecánicas similares a las del Piedemonte Llanero.

Según los parámetros de comparación establecidos, solo tres campos a nivel mundial reúnen las características necesarias para ser catalogados como campos análogos en el aspecto geomecánico.

Para realizar un buen análisis geomecánico de estabilidad de pozo es necesario obtener valores confiables y lo más cercanos a la realidad de los parámetros involucrados en este. Para esto es necesario contar con buenas fuentes de información, además de conocer y caracterizar lo mejor posible las formaciones problemáticas.

El tiempo es un factor importante que se debe tener en cuenta en la búsqueda de soluciones a los problemas de inestabilidad, pues a mayor tiempo de espera mayor será la dificultad para solucionarlos, la solución se hará mas compleja y mas costosa.

La búsqueda de soluciones se debe concentrar en manejar una ventana segura del lodo (que involucre todos los modos de falla del pozo) y trayectorias de pozo mas estables acorde con el estado de esfuerzos y geología de la región.

RECOMENDACIONES

En vista de las grandes pérdidas de tiempo y dinero asociadas a los problemas de inestabilidad durante la perforación de pozos a nivel mundial y particularmente en el área del Piedemonte Llanero es necesario seguir investigando sobre que estrategias y metodologías son las más indicadas para contrarrestar dichos problemas.

Dado que el régimen de esfuerzos de los campos Cusiana y Cupiagua es rumbodeslizante y que presenta la menor isotropía entre los esfuerzos vertical y menor horizontal, la perforación para obtener huecos más estables debe hacerse a grandes desviaciones (lo más cercano al plano horizontal) y en la dirección del esfuerzo máximo horizontal.

Para obtener pozos lo más estables posibles se requiere de una caracterización geomecánica completa de las formaciones problema, no es recomendable trabajar con datos de otras formaciones que no presentan los mismos problemas y que poseen características mecánicas diferentes.

Basado en el estudio de estrategias empleadas en campos análogos a los del Piedemonte Llanero la perforación up dip y down dip con ángulos de ataque entre 15 y 35° y en la dirección del esfuerzo máximo horizontal para la formación problemática, se visualiza como la mejor metodología para registrar pozos estables.

La determinación de los ángulos de buzamiento de los estratos de la formación problema debe ser hecha en base a corazones obtenidos de

estas, puesto que ángulos de buzamiento obtenidos de sismicidad, generalmente no son confiables y lo suficientemente realísticos.

El empleo de aditivos al lodo que controlen las pérdidas de filtrado, taponen las fracturas naturales e inducidas y le proporcionen al lodo una suficiente viscosidad para disminuir la tasa de invasión de filtrado hacia la formación, es un punto a tener en cuenta si se quiere controlar o evitar el principal mecanismo de falla en los shales, la falla de corte a lo largo de los planos de debilidad.

La inestabilidad de pozo a nivel mundial está siendo manejada a través del empleo de paquetes cada vez más complejos; es por esto que es necesario comenzar a desarrollar un paquete que involucre todos los mecanismos y modos de falla posibles con el fin de contrarrestar los problemas de inestabilidad de pozo presentados en los campos Cusiana y Cupiagua.

La actualización constante de la base de datos desarrollada, es una operación que debe tener continuidad, ya que con base en esta es posible contar con datos e información importante involucrada en los análisis de estabilidad de pozo, además, nos permite estar a la vanguardia de la tecnología geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo en campos con un régimen de esfuerzos como el presente en los campos Cusiana y Cupiagua.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

1. A.H. AKBAR ALI, T. BROWN, Watching rocks change- mechanical earth modelling. Oilfield Review. Summer 2003.
2. C. P. TAN, P. ABDUL HAMID and X. CHEN, Managing wellbore instability in Sabah Bassin of east Malaysia, SPE 80490.
3. C. T. FEAZEL, I A. KNIGHT and L. J. PEKOT. AAPG, Treatise of Petroleum Geology. Atlas of oil and gas field, in structural traps VII, pág 1-24, 1992.
4. D. A. CASTILLO and D. MOOS, Reservoir Geomechanics Applied to drilling and completion programs in challenging formations: North West Shelf, Timor Sea, North Sea and Colombia, APPEA Journal 2000.
5. D. A CASTILLO and M. D. ZOBACK, systematic variations in Stress State in the southern San Joaquin Valley: Inferences Based on Well - Bore data and Contemporary Seismicity., Bulletin AAPG.
6. D. A CASTILLO, P. RYLES and J. KIRSTY, The Legendre Field Development and Geomechanical Program: From Exploration to Drilling to Production.
7. D. C. WOODLAND, Borehole instability in the western Canadian overthrust belt. SPE 17508, marzo 1990.

8. D. D. MILLER and J.G. MCPHERSON, AAPG Treatise of Petroleum Geology. Atlas of oil and gas field in structural traps V, pág 221-244, 1992.
9. D. E MOUTON and G.G. RAMOS, Optimizing drilling strategies in a tectonic Belt, Pagerungan field, North Balí, SPE 39357. International.
10. D. J. WIPRUT AND M. D. ZOBACK, High Horizontal stress in the Visund field, Norwegian North Sea: Consequences for borehole stability and sand production, SPE. 47244 International.
11. D. MOOS, M. D. ZOBACK and L. BAILEY, Feasibility Study of the Stability of Openhole Multilaterals, Cook Inlet, Alaska. SPE 52186, septiembre 1999.
12. D. WIPRUT, M. D. ZOBACK, Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea. Geology, volumen 28, July 2000.
13. E. C. CAZIER, G. ESPINOSA, J-F. MUGNIOT AND W. G. LEEL JR, Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia. AAPG Bulletin, volumen 79. Octubre 1995.
14. H. SANTOS and R. PEREZ, What have we been doing wrong in wellbore stability?, SPE 69493, Marzo 2001.
15. J. G. OSORIO, Curso De Geomecánica De Yacimientos. Cáp. 1-12. 2003.
16. J. SKELTON, Case History of Directional Drilling in the Cusiana Field, SPE 29380.

17. K. A. KWAKWA, A.S. BATCHELOR and R.C. CLARK, Assessment of the mechanical stability of high-angle wells in block 22/11, Nelson field discovery SPE 19240, marzo 1991.
18. K. JORDE and G.W. DIESEN, The Snorre field, a major field in the northern North Sea, Saga Petroleum, Cap 25.
19. L.A. GIRALDO, H. CHEN, Field Case Study of Geomechanical impact of Pressure Depletion in the Low-Permeability Cupiagua Gas- Condensate Reservoir. SPE 60297, 2000.
20. M. A. SÁNCHEZ. Curso: "Introducción a la Geomecánica Petrolera". Cap. 1. Pág.1-9. 1997.
21. M. BAHRULNIZAM and L. LAI KHENG, Fit for purpose technologies applications in commercializing a marginal oil field, SPE 80462. International.
22. M. D. ZOBACK, N. C. LAST and S. WILLSOM, Drilling in South America: A wellbore Stability Approach for Complex Geologic, SPE 53940-04-99.
23. M. E. TORRES, A. J. GONZÁLEZ, In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia), SPE 81074, 2003.
24. N. C. LAST and M. R. McLEAN, Assessing the impact of trajectory on wells drilled in an overthrust region, SPE 30465, 1995.

25. N. C. LAST and R. PLUMB, An integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. SPE 30464, 1995.
26. N. C. LAST, J. D LOPEZ and M. MARKLEY. Case History: Integration of rock, Structural Interpretation and Drilling Performance to Achieve Optimum Horizontal Well Planning in the basin, Colombia, South America SPE 38601, 1997.
27. P.J MCLELLAN, Borehole Instability in Fissile, Dipping Shales, Northeastern British Columbia, SPE 35634.
28. ROEGIERS, Rocks Mechanics for Engineers and geologist, University Oklahoma. Cap 1.
29. S.A.B. DAFONTOURA. Rock Mechanics Principles and Engineering Applications. 1980.
30. S.A.B DAFONTOURA and H.M.R. DOS SANTOS, Stability studies for the experimental horizontal well at Fazenda Belem, Brazil, SPE 21064, 1990.
31. S. BERNT. AADNOY and R. K. BRATLI, In-situ stress modelling of the Snorre Field, SPE 28138. Agosto 1994.
32. S. M. WILLSON, Drilling in South America: Well bore stability Approach for complex geologic conditions, SPE 53940 International.
33. T. FINKBEINER and D. MOOS, Wellbore Stability evaluation for horizontal hole completion- A case study, SPE 64409. International.

34. V. MAURY and C. ZURDO, Drilling-induced lateral shifts along pre-existing fractures: A common cause of drilling problems, SPE Drilling and Completion, marzo 1996.
35. W. B BRADLEY, Failure of inclined boreholes, ASME, Houston, diciembre de 1979, volumen 101.
36. X. CHEN, C.P. TAN and C.M HABERFIELD, Wellbore stability analysis guidelines for practical well design, SPE 36972.
37. X. CHEN and C.M HABERFIELD, wellbore stability analysis and guidelines for efficient shale instability management, SPE 47995, 1998.
38. Y. SHIOYA, S. KIKUCHI and K. YAMAMOTO, A mechanical model of shale instability problems offshore Abu Dhabi, SPE 78494, 2002.
