

**DETERMINACIÓN DE LA REDISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS ASOCIADO AL
AUMENTO DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN FORMACIONES
DEPLETADAS SIMULANDO EL FENÓMENO FÍSICO DE STRESS CAGE**

CARLOS DAVID MONROY ORDOÑEZ

JOHN JAIRO MAESTRE URIBE

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

2014

**DETERMINACIÓN DE LA REDISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS ASOCIADO AL
AUMENTO DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN FORMACIONES
DEPLETADAS SIMULANDO EL FENÓMENO FÍSICO DE STRESS CAGE**

CARLOS DAVID MONROY ORDOÑEZ

JOHN JAIRO MAESTRE URIBE

**Trabajo de Grado para optar por el título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

Director

ZULY CALDERÓN CARRILLO

Ingeniera de Petróleos, Ph.D

Co-Director

ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA

Ingeniera de Petróleos

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

2014

AGRADECIMIENTOS

Para llegar a este momento, en el cual culmino mi vida universitaria he contado con el apoyo, la confianza y el esfuerzo de muchas personas que me han ayudado y alentado para continuar luchando por mis metas.

MUCHAS GRACIAS a DIOS por todas las cosas y personas que ha puesto en mi camino y por darme todas las cualidades y habilidades para poder alcanzar mis metas.

MUCHAS GRACIAS a mi madre Olga Lucia y a mi padre Carlos Alberto por el gran esfuerzo que han tenido que hacer para brindarme siempre lo mejor y la posibilidad de estudiar en la UIS y sobre todo por confiar en mí.

MUCHAS GRACIAS a María Camila, Andrés Felipe y Carlos Augusto por confiar siempre en mí y por apoyarme desde la distancia.

MUCHAS GRACIAS a las señoras Azucena Monsalve y Marina Pereira por cuidarme en mi paso por socorro.

MUCHAS GRACIAS a Andrea Camargo por ser mi apoyo, mi confidente, y ser parte importante de mi vida.

MUCHAS GRACIAS a John Jairo por ser mi gran amigo y luchar conmigo por este objetivo.

MUCHAS GRACIAS a la VECINDAD: Alejandro, Andrés, Brian, David, Fernando, Guillermo, Jennifer, Jhonathan Camilo, Julián Alberto, Julián Giovanny, Julián Leonardo, Laura y Nelson Camilo por compartir conmigo estos inolvidables años y permitirme ser parte de esta familia.

MUCHAS GRACIAS a Andrea, Camilo Andrés, Daniel, Diego, Joao, Joel, Juan Carlos, Leonardo de Jesús, María José, Oscar, William Andrés, William de Jesús por ser mis grandes amigos y compartir estos excelentes años conmigo.

MUCHAS GRACIAS al equipo “Toros UIS Rugby Club” por permitirme ser parte de esta gran familia.

Carlos David Monroy Ordoñez

A Dios por ser mi guía en el camino que conducía a alcanzar esta meta, por darme fortaleza y no permitir que me rindiera ante las adversidades atravesadas en el camino.

A mi madre Elizabeth Uribe Vesga por ser la motivación que me impulsaba día a día a cumplir este sueño, por darme su amor, su apoyo en cada momento y ser una luchadora de la vida, las palabras quedan cortas para expresarte todo mi agradecimiento mamá.

A mi padre Jairo Antonio Maestre Cantillo sé que desde el cielo cada uno de mis logros te seguirán enorgullecendo como siempre lo hicieron, por ser un ejemplo para mí y enseñarme a través de tus acciones a ser un buen hombre y servicial hacia los demás.

A mis hermanos Shirley y Luis Eduardo Maestre por siempre brindarme su apoyo incondicional, por creer en mí durante todo este trayecto y brindarme su amor fraternal, ustedes saben que a pesar de la distancia los quiero inmensamente, gracias por cuidar de mí mamá.

A Laura Marcela Rueda Reyes porque su amor es una bendición de Dios en mi vida, gracias por brindarme tu amor incondicional que llena mi vida de felicidad todos los días, por estar para mí animándome y apoyándome en los momentos difíciles y convertir solo con tu sonrisa un día gris en uno maravilloso, gracias por hacerme parte de tu familia, te amo amor.

A mis amigos por brindarme una amistad desinteresada y sincera durante todos los momentos malos y buenos vividos juntos, por llegar a ser para mí una familia y convertirse en mis hermanos sintiéndonos juntos como en casa, saben que conmigo cuentan siempre.

John Jairo Maestre Uribe

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	24
1. GENERALIDADES	26
1.1. ESFUERZO	26
1.1.1 Tipos de esfuerzos	28
1.1.2 Esfuerzo efectivo	30
1.1.3 Tensor de esfuerzo	32
1.1.4 Esfuerzos principales	34
1.1.5 Esfuerzos in- situ	34
1.1.5.1 Esfuerzo vertical S_v	35
1.1.5.2 Esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} y esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} ..	35
1.1.5.3 Determinación la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} mediante la prueba de fugas (leak off test)	37
1.1.5.4 Determinación del esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax}	40
1.1.5.5 Régimen de esfuerzo	40
1.1.6 Concentración de esfuerzos	43
1.2. DEFORMACIÓN	47
1.2.1 Tipos de deformaciones	48
1.2.1.1 Deformación continua	48

1.2.1.2 Deformación discontinua.....	48
1.2.1.3 Deformación frágil	49
1.2.1.4 Deformación dúctil	49
1.2.1.5 Deformación normal.....	49
1.2.1.6 Deformación de cizalla.....	50
1.3. LEYES CONSTITUTIVAS.....	50
1.3.1 Comportamiento elástico	51
1.3.1.1 Módulo de Young.....	52
1.3.1.2 Relación de Poisson	53
1.3.1.3 Módulo de rigidez.....	54
1.3.2 Comportamiento viscoso.....	54
1.3.3 Comportamiento plástico	55
1.3.4 Comportamiento Visco- elástico	57
1.3.5 Comportamiento elasto-plástico.....	57
1.3.6 Comportamiento poro-elástico	58
1.4. ESTABILIDAD DE POZOS	58
1.4.1 Factores incontrolables (naturales).....	60
1.4.1.1 Formaciones naturalmente fracturadas o falladas	61
1.4.1.2 Formaciones tectónicamente activas	61
1.4.1.3 Altos esfuerzos in situ	63
1.4.1.4 Formaciones móviles	63
1.4.1.5 Formaciones no consolidadas	64
1.4.1.6 Colapso en shales normalmente sobrepresionados	64
1.4.1.7 Colapso en shales inducidos a sobrepresiones	65

1.4.2 Factores controlables.....	66
1.4.2.1 Presión de fondo (densidad del lodo de perforación).....	67
1.4.2.2 Inclinación y azimut del pozo	68
1.4.2.3 Presiones transitorias del pozo	69
1.4.2.4 Interacción físico- química entre el fluido y la roca	69
1.4.2.5 Vibraciones de la sarta de perforación y erosión	70
1.4.2.6 Temperatura del fluido de perforación	70
1.4.3 Principales problemas de la estabilidad de pozos	70
1.4.3.1 Pérdidas de circulación	71
1.4.3.2 Producción de arena.....	73
1.4.3.3 Colapso de la formación	74
1.4.4 Ventana segura de lodo.....	74
1.4.4.1 Presión de poro.....	75
1.4.4.2 Presión de colapso	78
1.4.4.3 Presión de fractura.....	79
2. PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS	80
2.1. EFECTO DE LA DEPLECIÓN EN LOS ESFUERZOS DEL YACIMIENTO ...	83
2.1.1 Método de la solución elástica simple.....	84
2.1.2 Modelo de Geertsma y la solución modificada.....	85
2.1.3 Método de elementos finitos	85
2.1.4 Método rápido para la reducción del esfuerzo en una roca sello	86
2.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS	87

2.2.1 Perforación bajo balance	88
2.2.1.1 Ventajas de la perforación bajo balance	90
2.2.1.2 Desventajas y posibles problemas de la perforación bajo balance	92
2.2.2 Perforación con revestimiento (Casing Drilling)	94
2.2.2.1 Ventajas de la perforación con revestimiento sobre una perforación convencional	97
2.2.2.2 Limitaciones de la perforación con revestimiento	98
2.2.3 Revestimiento expandible	99
2.2.4 Técnicas para el fortalecimiento de la cara del pozo (Wellbore Strengthening)	101
2.2.4.1 Clasificación de los materiales para pérdidas de circulación	103
2.2.4.2 Mecanismos de control de pérdida de fluido	107
2.2.4.3 Resistencia a la propagación de la fractura FPR	109
2.2.4.4 Aislamiento de pozo	116
2.2.4.5 Stress cage	116
2.2.4.6 Esfuerzo de cierre de fractura FCS	119
3. FENÓMENO FÍSICO STRESS CAGE	124
3.1 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA UN TRATAMIENTO DE STRESS CAGE	127
3.1.1 Tipo de sólidos	127
3.1.2 Distribución del tamaño	127
3.1.3 Concentración de sólidos	128
3.1.4 Métodos de inyección	128

3.1.4.1 Tratamientos de píldora	128
3.1.4.2 Perforación continua con sólidos gruesos.....	129
3.1.4.3 Perforación continua con sólidos finos.....	129
3.2 RECOMENDACIONES IMPORTANTES PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE STRESS CAGE	129
3.3 CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA EL STRESS CAGE	131
4. METODOLOGÍA DEL MODELADO	133
4.1 PRE-PROCESAMIENTO.....	137
4.1.1 Modelado de la geometría	137
4.1.1.1 Módulo part.....	138
4.1.1.2 Módulo mesh	141
4.1.1.2.1 Características de los elementos finitos.....	143
4.1.1.3 Módulo assembly	146
4.1.2 Propiedades y modelos físicos	147
4.1.3 Condiciones iniciales	150
4.1.4 Condiciones de frontera.....	152
4.2 PROCESAMIENTO.	153
4.2.1 Solución de problemas no lineales	155
4.2.1.1 Pasos.....	156
4.2.1.2 Incrementos	157
4.2.1.3 Iteración	157
4.2.2 Cargas	157

4.2.3 Convergencia.....	158
4.3 POST-PROCESAMIENTO.....	163
5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO	165
5.1 GEOMETRÍA DEL MODELO	165
5.2 CONDICIONES DE FRONTERA	167
5.3 CONDICIONES INICIALES	170
5.4 PRECISIÓN DEL MODELO Y DEL ENMALLADO.	170
5.5 MODELADO DE LA FRACTURA.....	174
5.5.1 Elección del tipo de elementos cohesivos.....	175
5.5.2 Inclusión de los elementos cohesivos en el modelo	176
5.5.3 Definición de la geometría inicial de los elementos cohesivos.....	179
5.5.4 Definición del comportamiento mecánico constitutivo de los elementos finitos	179
5.5.5 Propiedades de flujo del fluido en el medio poroso en los elementos cohesivos.....	184
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	186
6.1 SUPOSICIONES.....	191
6.2 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA GENERADA	192
6.3 MODELADO DEL STRESS CAGE	202
7. CONCLUSIONES.....	208

8. RECOMENDACIONES209

BIBLIOGRAFÍA.....210

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1: Ilustración de esfuerzo	27
Figura 2: Esfuerzo normal y de cizalla.....	29
Figura 3: Esfuerzos de compresión y de tensión	30
Figura 4: Esfuerzo efectivo	31
Figura 5: Tensor de esfuerzo en un sistema de coordenadas cartesiano arbitrario	33
Figura 6: Orientación de los esfuerzos horizontales.....	36
Figura 7: Datos de un registro UBI	36
Figura 8: Esquema de una prueba de fuga extendida	37
Figura 9: Régimen de falla normal.....	41
Figura 10: Régimen de falla de rumbo o deslizante	42
Figura 11: Régimen de falla inversa	42
Figura 12: Concentración de esfuerzos en un pozo vertical	44
Figura 13: Esfuerzos en un sistema de coordenadas cilíndricas.....	46
Figura 14: Deformaciones continuas y discontinuas	48
Figura 15: Deformación normal.	50
Figura 16: Comportamiento elástico.....	51
Figura 17: Módulo de Young	52
Figura 18: Relación de Poisson.....	53
Figura 19: Módulo de cizalla.....	54

Figura 20: Comportamiento plástico	56
Figura 21: Comportamiento elasto-plástico	57
Figura 22: Perforación a través de formaciones naturalmente fracturadas o falladas	61
Figura 23: Perforación a través de formaciones tectónicamente activas.....	62
Figura 24: Perforación a través de formaciones móviles	63
Figura 25: Perforación a través de formaciones no consolidadas	64
Figura 26: Perforación a través de un shale naturalmente sobrepresionado.....	65
Figura 27: Perforación a través de un shale inducido a sobrepresiones	66
Figura 28: Efecto de la densidad del fluido de perforación en los esfuerzos en la pared de la cara del pozo.	68
Figura 29: Efecto de la inclinación y del peso del lodo en la estabilidad de pozos	69
Figura 30: Tipos de pérdidas de circulación.	72
Figura 31: Presión de poro	78
Figura 32: Ventana de lodo en un yacimiento depletado.....	81
Figura 33: Área de operación de la perforación bajo balance	90
Figura 34: Diferencia entre perforación convencional y perforación con revestimiento	95
Figura 35: Diferentes configuraciones del BHA para perforación con revestimiento	97
Figura 36: Revestimiento expandible	101
Figura 37: Materiales para pérdidas de circulación.	103
Figura 38: Material escamoso (Mica y Celofán)	105

Figura 39: Material granular (Grafito, Cáscaras de frutos secos y Carbonato de Calcio).	106
Figura 40: Mecanismos de taponamiento y puenteo de la fractura	108
Figura 41: Mecanismo de llenado de la fractura	109
Figura 42: Torta de lodo y propagación de la fractura en lodo WBM.....	111
Figura 43: Torta de lodo y propagación de la fractura en lodo OBM.	112
Figura 44: Sistema de recuperación con manejo del tamaños de las partículas MPSRS.....	114
Figura 45: Concepto de stress cage.....	118
Figura 46: Teoría del esfuerzo de cierre de la fractura	121
Figura 47: Creación del tapón en el método stress cage.....	125
Figura 48: Como trabaja el método stress cage en un área cerca al pozo.....	125
Figura 49: Metodología del modelado	136
Figura 50: Lista de módulos de la interface ABAQUS/CAE.....	139
Figura 51: Ejemplo de cómo crear una parte en ABAQUS/CAE	141
Figura 52: Como establecer un número de elementos a lo largo de una dirección	142
Figura 53: Familia de elementos	143
Figura 54: Elementos lineales y cuadráticos	145
Figura 55: Asignar tipo de elemento al modelo	146
Figura 56: Crear ensamblaje.	147
Figura 57: Crear un material elástico isotrópico	149
Figura 58: Crear una sección solida homogénea	150
Figura 59: Establecer condición inicial de presión de poro en ABAQUS/CAE..	152
Figura 60: No unicidad en la solución de problemas no lineales.	154

Figura 61: Curva de Fuerza no lineal vs desplazamiento	156
Figura 62: Equilibrio de fuerzas internas y externas en un nodo	160
Figura 63: Primera iteración en un incremento	160
Figura 64: Segunda iteración.....	162
Figura 65: Ilustra el diagrama de flujo seguido en este proceso iterativo	163
Figura 66: Sección cohesiva y sólida del modelo	166
Figura 67: Aplicación de cargas al modelo	167
Figura 68: Simetría con respecto al plano X.....	168
Figura 69: Restricción de presión de poro y desplazamiento en X e Y	169
Figura 70: Restricción de desplazamiento en la dirección Z.....	169
Figura 71: Enmallado base del modelo para análisis de convergencia	172
Figura 72. Distribución del esfuerzo tangencial para diferentes órdenes geométricos y enmallados	172
Figura 73. Distribución del esfuerzo tangencial en dirección paralela al esfuerzo máximo horizontal.....	173
Figura 74: Nomenclatura Utilizada en ABAQUS para los elementos cohesivos	176
Figura 75: Enmallados independientes con restricciones de atado.....	178
Figura 76: Elementos cohesivos compartiendo nodos con otros.....	178
Figura 77: Respuesta típica de los elementos cohesivos.....	180
Figura 78. Evolución lineal del daño en el elemento cohesivo.	183
Figura 79: Patrones de flujo del fluido en el medio poroso dentro de los elementos cohesivos	184
Figura 80: Capas permeables de un elemento cohesivo.....	185
Figura 81: Metodología para implementar el Stress Cage.....	186

Figura 82: Distribución del esfuerzo tangencial en el análisis geostático.	189
Figura 83: Distribución de esfuerzo tangencial al final del segundo paso	189
Figura 84: Distribución del esfuerzo tangencial al final del tercer paso.	190
Figura 85: Ancho de la fractura generada.	190
Figura 86: Distribución del esfuerzo tangencial al final del cuarto paso.	191
Figura 87: Geometría del modelo, estado no deformado	192
Figura 88: Geometría de la fractura.....	193
Figura 89: Ancho vs longitud, fractura inicial	194
Figura 90: Distribución del esfuerzo tangencial para diferentes diferenciales de esfuerzos	199
Figura 91: Distribución del esfuerzo tangencial en la cara del pozo en el paso dos y tres	204
Figura 92: Distribución del esfuerzo tangencial en la cara del pozo para diferentes anchos en la boca de la fractura	205
Figura 93: Distribución del esfuerzo tangencial para los diferentes pasos de análisis.....	206

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1: Causas de la inestabilidad de pozos	60
Tabla 2: Diferencias entre los mecanismos de fortalecimiento de pozo	122
Tabla 3: Ejemplo de símbolos y unidades usadas en el Sistema Internacional	140
Tabla 4: Grados de libertad considerados por ABAQUS.....	144
Tabla 5: Data utilizada para la verificación de la convergencia	171
Tabla 6. Datos utilizados en la simulación.....	188
Tabla 7: Cambio de la geometría de la fractura con la permeabilidad de la roca.	195
Tabla 8: Efecto de diferentes coeficientes de fuga en la geometría de la fractura	197
Tabla 9. Efecto de la anisotropía de esfuerzos en la geometría de la fractura.	198
Tabla 10: Efecto de diferentes módulos de Young en la geometría de la fractura.	200

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LA REDISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS ASOCIADO AL AUMENTO DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN FORMACIONES DEPLETADAS SIMULANDO EL FENÓMENO FÍSICO DE STRESS CAGE.*

AUTORES: CARLOS DAVID MONROY ORDOÑEZ**
JHON JAIRO MAESTRE URIBE.

PALABRAS CLAVE: PERFORACIÓN, GEOMECÁNICA, ESFUERZOS, PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN, FORTALECIMIENTO DE LA CARA DEL POZO, STRESS CAGE.

DESCRIPCIÓN: La estabilidad de pozos es uno de los factores con más importancia en la etapa de evaluación de una operación de perforación o completamiento, debido a que ésta es la principal causa de los tiempos no productivos (NPT). Altos tiempos no productivos pueden conllevar a que cualquier operación de construcción de pozos sea técnica y económicamente inviable.

Los problemas de estabilidad, principalmente las pérdidas de circulación a través de fracturas hidráulicas inducidas, se generan con mayor frecuencia e impacto en campos maduros, los cuales son áreas que han sido afectadas por la depleción debido a la producción de hidrocarburos. Este fenómeno produce una reducción de la presión de poro de la formación, lo que conlleva a la alteración del estado de esfuerzos del campo, disminuyendo el esfuerzo principal mínimo y aumentando los esfuerzos efectivos.

Este trabajo cuenta con una revisión de los factores geomecánicos, que explican por qué las formaciones depletadas son vulnerables a la ocurrencia de excesivas pérdidas de circulación. Además de las posibles soluciones disponibles para evitar y mitigar este grave problema, enfatizando en el uso de las técnicas de fortalecimiento de la cara del pozo, especialmente en el método de stress cage, debido a que presenta los mejores resultados al momento de evitar los problemas asociados a las pérdidas de fluido de perforación.

El fenómeno de stress cage fue validado por medio de simulación numérica, utilizando el software comercial con aplicación en el área geomecánica, ABAQUS. Permitiendo evidenciar los parámetros más influyentes en la geometría de la fractura hidráulica generada, y corroborar el aumento de la resistencia a la fractura de la formación luego del uso de este método.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Directora: Zuly Calderón Carrillo. Codirectora: Anny Vanessa Zambrano Luna.

ABSTRACT

TITLE: STRESS REDISTRIBUTION DETERMINATION PERTAINING TO FRACTURE GRADIENT ENHANCEMENT IN DEPLETED FORMATIONS SIMULATING THE STRESS CAGE PHYSICAL PHENOMENA.*

AUTHORS: CARLOS DAVID MONROY ORDOÑEZ**
JOHN JAIRO MAESTRE URIBE

KEYWORDS: DRILLING, GEOMECHANIC, STRESSES, DOWNHOLE DRILLING FLUID LOSSES, WELLBORE STRENGTHENING, STRESS CAGE

DESCRIPTION: Wellbore stability is one of the most important factors to take into account in the Drilling or Completion assessment step of wells since this is the principal responsible for causing Nonproductive Time (NPT). Large Nonproductive time leads any well operation to be technically and economically unfeasible.

Wellbore Stability problems, meanly Downhole Fluid losses through hydraulic fractures induced by high mud pressures, are frequently generated with a great impact on mature fields, which are areas affected by depletion due to hydrocarbon production. Depletion reduces the formation pore pressure that leads to a perturbation of the far field in-situ stress state, generating, principally, effective stresses enhancement and the minimum principal stress reduction.

This work counts with a review of the geomechanical factors that explain why depleted formation is vulnerable to the occurrence of high mud losses. In order to avoid and mitigate this problem, available solutions are reviewed putting emphasis on the use of wellbore strengthening techniques especially the stress cage technique since it yields the best results when avoiding the problems related to down hole drilling fluid losses.

The Stress Cage Phenomena was validated through numerical simulation using the commercial software application in geomechanics area, ABAQUS. It enables to prove the most influential parameters affecting the induced hydraulic fracture geometry and corroborates the formation fracture resistance enhancement after the Stress Cage is applied.

* Bachelor Thesis.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Anny Vanessa Zambrano Luna.

INTRODUCCIÓN

La importancia de la perforación in-fill ha aumentado debido al fracaso en las campañas de exploración encaminadas a descubrir acumulaciones que aumenten las reservas de hidrocarburos, lo que conlleva a explotar al máximo los yacimientos ya en producción para cumplir con la demanda energética actual.

Por ende los ingenieros de petróleos tienen en mira el desarrollo de tales campañas en áreas maduras como medio para aumentar las reservas y la prospectividad de los campos; proyecto que se ha visto truncado por causa de los problemas operacionales que se presentan durante la perforación, que en ocasiones hacen inviable su realización, siendo la inestabilidad de los pozos el causante de tiempos no productivos. Excesivas pérdidas de circulación a través de fracturas inducidas y naturales, colapso de los pozos, pegas diferenciales y pegas mecánicas, son los problemas en donde se centra la atención a la hora de analizar la inestabilidad de los pozos causante de la pérdida total o parcial de ellos.

Para reducir al máximo los tiempos no productivos en la etapa de perforación, los ingenieros necesitan tener un gran conocimiento del comportamiento y la naturaleza de las rocas, lo que implica, no solamente saber cómo son y cómo se crearon, sino también, como se comportan ante cambios del entorno físico provocados por fenómenos naturales como el comportamiento de las placas tectónicas o por fenómenos externos, es decir, causados por la mano del hombre, como la perforación de un pozo y la producción de un yacimiento. Para este propósito los ingenieros e investigadores se basan en ciencias que les ayudan a tener claros todos los conceptos relacionados con las rocas, por ejemplo, la geología estructural y la geomecánica.

A lo largo del tiempo los especialistas han desarrollado y puesto en práctica diferentes métodos que facilitan la perforación en campos maduros, en los cuales se destacan las técnicas para el fortalecimiento de la cara del pozo. Estas técnicas se enfocan en el diseño del lodo para mejorar la integridad del pozo y prevenir las pérdidas del fluido de perforación, basándose, en la mecánica de rocas, el comportamiento de los fluidos y en análisis estadísticos.

Actualmente las técnicas para el fortalecimiento de la cara del pozo han tenido muy buena acogida por muchos países, los cuales necesitan perforar en zonas complicadas como son los yacimientos depletados. Aunque estas técnicas han tenido avances significativos, los ingenieros consideran indispensable seguir con las investigaciones y la optimización de éstas, para así mejorar la tecnología disponible para enfrentar los problemas relacionados con la perforación de pozos in-fill en yacimientos maduros.

1. GENERALIDADES

En este capítulo se explican los conceptos principales de geología estructural, geomecánica, así como de otras ciencias aplicadas a diferentes procesos de la industria petrolera; los cuales facilitan el entendimiento de la mecánica de rocas y toda su relación con la etapa de perforación de un pozo petrolero.

1.1. ESFUERZO

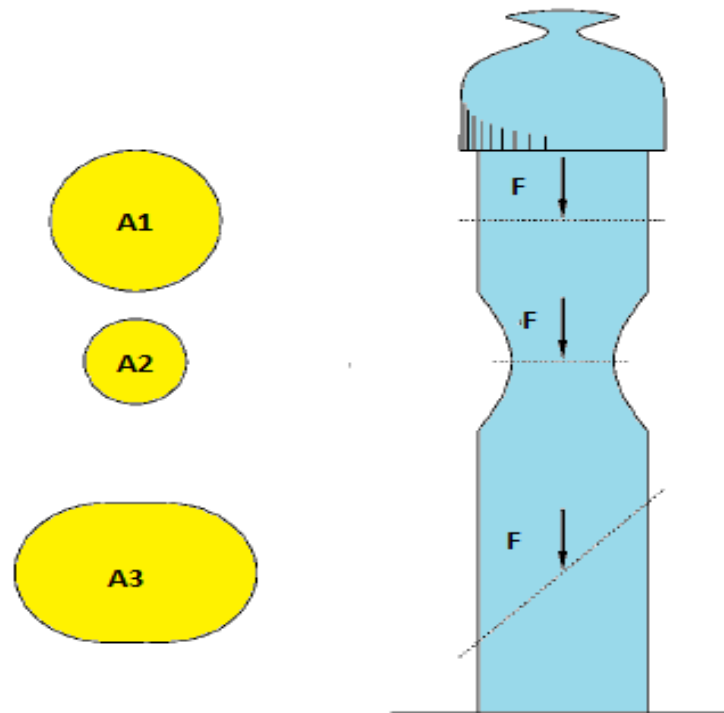
En los términos más simples, el esfuerzo se define como la fuerza por unidad de área de superficie que soporta o se aplica sobre un plano cualquiera de un cuerpo. Es decir, es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie sobre la cual se aplica¹.

$$s = \frac{F}{A} \quad \left[\frac{N}{m^2} \right] [Pa] \quad \text{ó} \quad \left[\frac{lbf}{in^2} \right] [PSI] \quad (1)$$

Es muy importante para cualquier ingeniero comprender la relación entre fuerza suministrada y la superficie sobre la que ésta se ejerce: la fuerza que soporta un cuerpo es la misma independientemente a la superficie sobre la cual se aplique. De hecho, se aplica a todo el cuerpo y, por tanto, a todas las infinitas superficies contenidas en él, aunque se considera su efecto sobre una o varias superficies en particular. En cambio, esa misma fuerza no genera el mismo esfuerzo sobre cada una de las superficies del cuerpo, pues al variar la superficie, varía la relación fuerza/área, que es el esfuerzo.

¹ Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics. New York: Cambridge University Press. 2007.

Figura 1: Ilustración de esfuerzo.



Fuente: Tomado y modificado de "Petroleum Related Rock Mechanics, 2ND edition" E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes

El esfuerzo está definido por una fuerza y una sección transversal (generalmente un área), a través de la cual la fuerza está actuando. Considerando en la figura 1 que la fuerza que actúa en A1 es la misma en A2, se puede decir, que el esfuerzo soportado en A2 es más grande ya que, el área A2 es más pequeña que el área A1.

Además como se muestra en la figura 1 con la sección transversal A3, la orientación de la sección transversal respecto a la dirección de la fuerza también es importante. Debido a que la fuerza aplicada en A3 no actúa perpendicular a la superficie de la sección transversal, la fuerza F se tiene que descomponer en una

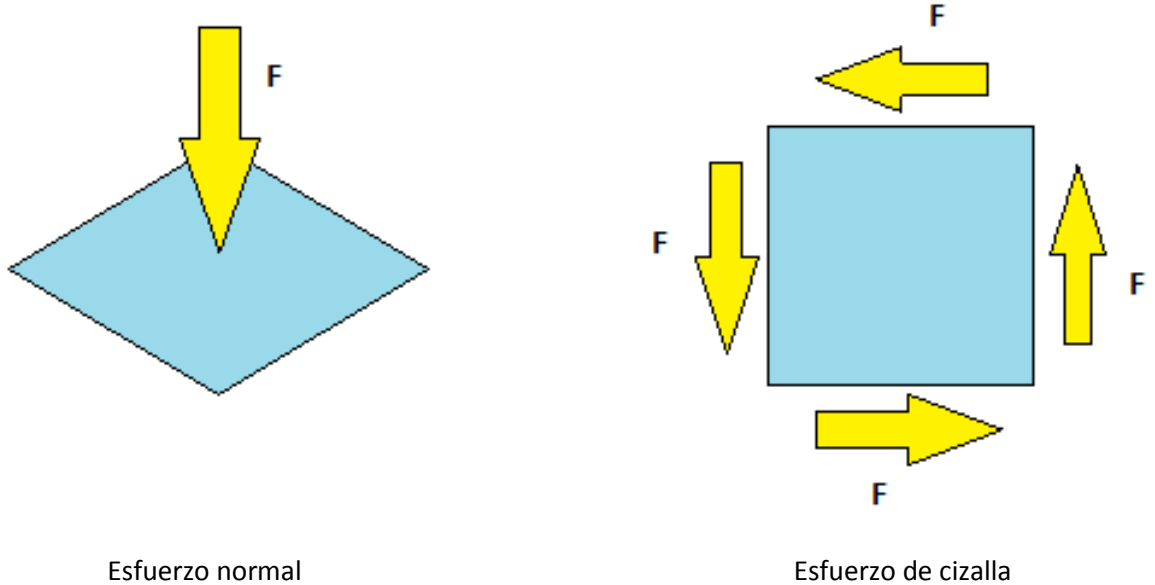
componente F_n , que es perpendicular a la sección transversal y una componente F_s , que es paralela a la sección. Ambas magnitudes dependen de la orientación de la superficie².

1.1.1 Tipos de esfuerzos. Existen varios tipos de esfuerzo como son los esfuerzos normales o de cizalla y los esfuerzos de compresión o de tensión. El conocimiento y el estudio de estos esfuerzos le permite al ingeniero entender mucho mejor el comportamiento de las rocas.

- **Esfuerzo normal:** es aquel esfuerzo generado por una fuerza normal, es decir, una fuerza que actúa perpendicular al plano. Este tipo de esfuerzo es el que tiende a comprimir o separar, según sea compresivo ó de tensión, las dos partes del cuerpo que quedan a ambos lados del plano sobre el que actúa. Este esfuerzo se puede observar en la figura 2.
- **Esfuerzo de cizalla:** es aquel esfuerzo generado por una fuerza de cizalla, es decir, una fuerza que actúa paralela al plano. Este tipo de esfuerzo tiende a romper el cuerpo por ese plano y a desplazar las dos mitades del cuerpo una junto a la otra. . Este esfuerzo se puede observar en la figura 2.

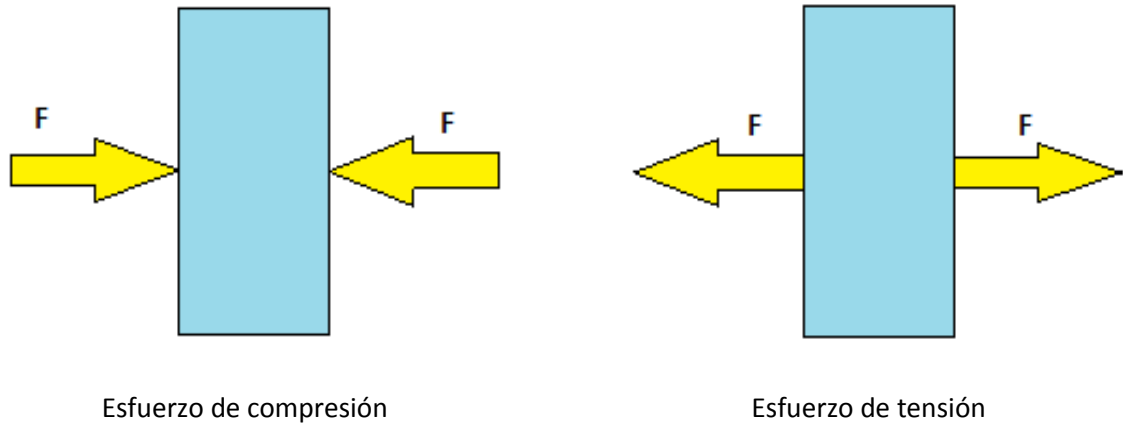
² Fjaer, E., et al., Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition. Elsevier. 2008.

Figura 2: Esfuerzo normal y de cizalla.



- **Esfuerzo por compresión:** son aquellos esfuerzos generados por fuerzas compresivas, es decir, fuerzas que actúan en sentidos opuestos a lo largo de la misma línea recta y en forma convergente, las cuales acortan un cuerpo. Este esfuerzo se puede observar en la figura 3.
- **Esfuerzo por tensión:** son aquellos esfuerzos generados por fuerzas tensiles, es decir, fuerzas que actúan en sentidos opuestos a lo largo de la misma línea recta y en forma divergente, las cuales alargan y adelgazan un cuerpo. Este esfuerzo se puede observar en la figura 3.

Figura 3: Esfuerzos de compresión y de tensión.



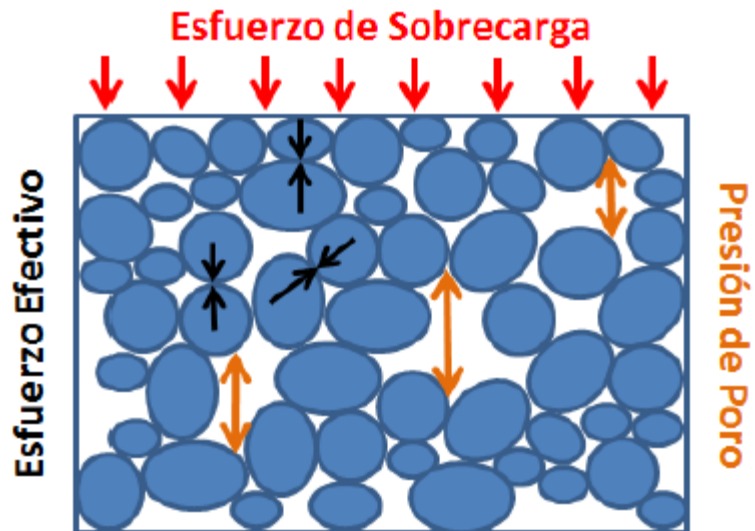
1.1.2 Esfuerzo efectivo. El esfuerzo efectivo como es definido por Terzagui es igual al esfuerzo total menos la presión de poro. La importancia de este concepto de esfuerzo efectivo, el cual fue introducido en la mecánica de suelos en 1923 sobre una base empírica, es que expresa el esfuerzo real que soporta la matriz de la roca.

$$S' = S - P_p \quad (2)$$

Donde P_p es la presión de poro, S es el esfuerzo total y S' es el esfuerzo efectivo o también conocido como esfuerzo intergranular³. La figura 4 representa gráficamente el concepto de esfuerzo efectivo.

³ Schlumberger, Sugar Land Technological Learning Center , Rock Mechanics.

Figura 4: Esfuerzo efectivo.



Fuente: Tomada del material de apoyo de la materia "Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo" Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

Muchos investigadores han estudiado e intentado mejorar el concepto de presión de poro de Terzagui, por ejemplo, Biot (1941, 1956) propuso una teoría consistente para explicar los procesos de difusión/deformación que son observados en materiales elásticos. Este fuerte acople es debido al hecho que cualquier cambio en la presión de poro está acompañado por la variación en el volumen del poro, por lo tanto, esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca.

$$S' = S - \alpha * P_p \quad (3)$$

Donde α es la constante de Biot, la cual varía en el rango de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado.

Si $\alpha = 1$ esto significa que el fluido en el espacio poroso tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total de sobrecarga, además implica que, el esfuerzo efectivo de la roca es bajo. Una pésima condición para la falla de la roca.

Si $\alpha < 1$ esto significa que la presión del fluido en el espacio poroso es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total de sobrecarga, y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor.

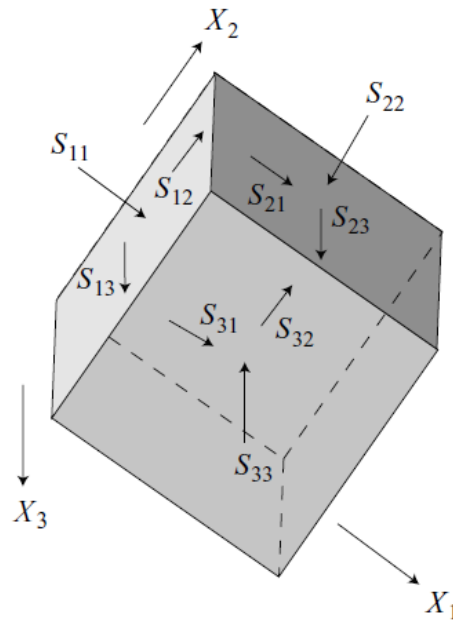
1.1.3 Tensor de esfuerzo. De un modo más riguroso, el esfuerzo es un tensor que describe la densidad de las fuerzas actuando sobre todas las superficies que pasan a través de un punto dado. Por ejemplo, los esfuerzos que actúan en un cuerpo isotrópico y homogéneo en profundidad se describen como un tensor de segundo grado, con nueve componentes⁴.

$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Los subíndices de los componentes individuales del esfuerzo hacen referencia a la dirección en la cual una fuerza dada está actuando y el plano del cubo unitario sobre el cual actúa el componente del esfuerzo. Por lo tanto, cualquier componente del esfuerzo dado representa una fuerza actuando en una dirección específica sobre una unidad de área de orientación dada. El primer subíndice indica el plano sobre el cual actúa la fuerza y el segundo subíndice representa la dirección del componente del esfuerzo.

⁴ Zoback. Op. Cit.

Figura 5: Tensor de esfuerzo en un sistema de coordenadas cartesiano arbitrario.



Fuente: Tomado y modificado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford”

Debido a las condiciones de equilibrio rotacional todas las fuerzas sobre los lados del cubo, deben estar balanceadas, es decir, no hay movimiento rotacional, lo cual significa que, el orden de los subíndices no es importante:

$$S_{12} = S_{21} \quad ; \quad S_{13} = S_{31} \quad ; \quad S_{23} = S_{32} \quad (5)$$

$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{12} & S_{22} & S_{23} \\ S_{13} & S_{23} & S_{33} \end{bmatrix} \quad (6)$$

En general, para describir completamente un estado de esfuerzo en profundidad, se deben definir seis magnitudes de esfuerzos, o tres magnitudes de esfuerzos y tres ángulos que definen la orientación del sistema coordinado de los esfuerzos con respecto a un sistema coordinado de referencia.

1.1.4 Esfuerzos principales⁵. El estado de esfuerzo en profundidad se puede expresar en términos de esfuerzos principales, que son aquellos que actúan en el sistema de coordenadas principales, haciendo menos complicado el problema de describir el estado de esfuerzo in situ. El sistema de coordenadas principales es aquel en el que los esfuerzos de cizalla desaparecen y los tres esfuerzos principales, $S_1 \geq S_2 \geq S_3$ describen completamente el campo de esfuerzo. Las direcciones de los tres esfuerzos principales son ortogonales entre sí.

$$S = \begin{bmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{bmatrix} \quad (7)$$

1.1.5 Esfuerzos in- situ⁶. Los esfuerzos in situ definen las fuerzas locales que actúan sobre las capas litológicas en el subsuelo. El conocimiento de estos esfuerzos es importante en perforación, estabilidad de pozo y especialmente aplicaciones de fracturamiento hidráulico. Los parámetros que afectan la magnitud de los esfuerzos in situ incluyen el peso de sobrecarga, la presión de poro, la porosidad, anomalías en la fabricación de la roca (fracturas naturales), propiedades mecánicas de la roca (la relación de Poisson) y la actividad tectónica.

⁵ Zoback. Op. Cit.

⁶ Hopkins, C. W. (1997, September 1). The Importance of In-Situ-Stress Profiles in Hydraulic-Fracturing Applications. Society of Petroleum Engineers. SPE 38458-JPT.

1.1.5.1 Esfuerzo vertical S_v . El esfuerzo vertical S_v corresponde al peso de sobrecarga generado por las formaciones suprayacentes. Este esfuerzo puede ser estimado por la integración de los datos de densidad de la formación, encontrados por los registros de densidad. Generalmente el cálculo de la magnitud de este esfuerzo es confiable debido a la buena calidad de los datos de los registros de densidad.

$$S_v = \int_0^D \rho(z)g dz \quad (8)$$

Donde $\rho(z)$ es la densidad de la formación en función de la profundidad, g es la aceleración de la gravedad constante y D es la profundidad dada⁷.

1.1.5.2 Esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} y esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} ⁸

Los esfuerzos horizontales son el resultado de las deformaciones poro-elásticas de las rocas y la aplicación de las fuerzas tectónicas. Tener conocimiento de la magnitud y de la orientación de estos esfuerzos les facilita a los ingenieros planear mejor un programa de perforación o de fracturamiento hidráulico.

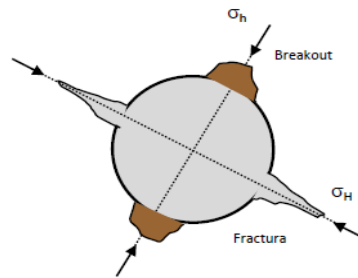
La dirección de los esfuerzos horizontales se puede calcular a partir de un fracturamiento hidráulico ideal o a partir de fallas de pozos inducidas durante la perforación, como son los breakouts (fallas por compresión) y las fracturas por tensión; debido a que las fracturas de tensión se orientan en la dirección del esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} y las fallas por compresión se orientan en la

⁷ Zoback, M.D., et al. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.

⁸ Zoback. Reservoir Geomechanics. Op. cit

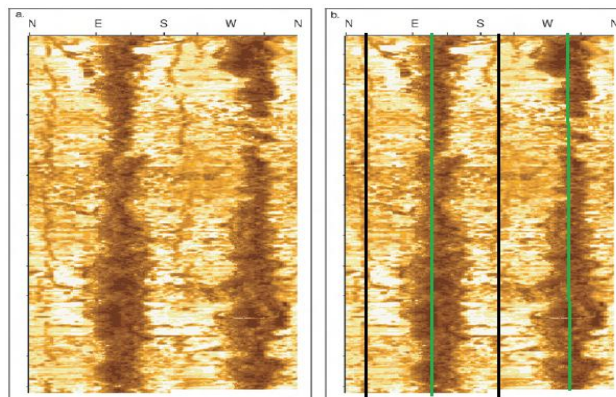
dirección del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} . Además los esfuerzos horizontales son perpendiculares entre si y su dirección se puede estimar a partir de los datos obtenidos de registros UBI (por sus siglas en inglés Ultrasonic Borehole Imagen) y caliper.

Figura 6: Orientación de los esfuerzos horizontales.



Fuente: Tomada del material de apoyo de la materia “Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo” Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

Figura 7: Datos de un registro UBI.



“El color verde representa la dirección de los breakouts y el color negro representa la dirección de las fracturas tensiles”

Fuente: Tomado y modificado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford.

1.1.5.3 Determinación la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} mediante la prueba de fugas (leak off test) . Se puede determinar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo a partir de una prueba de fuga LOT (por sus siglas en ingles leak-off test) después de que el revestimiento ha sido cementado a una profundidad dada y el pozo se perfora una corta distancia (usualmente entre 10 y 20 ft), la sección abierta del pozo es presurizada al punto en el que se crea una fractura hidráulica, y se puede determinar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo⁹.

Figura 8: Esquema de una prueba de fuga extendida.



Fuente: Tomado y modificado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford”

⁹ Meng, F., & Fuh, G.-F. (2013, March 26). Wellbore Stability Evaluation Guideline for Reducing Non-Productive Time. International Petroleum Technology Conference. IPCT-16567-MS

En una LOT la tasa de bombeo dentro del pozo es constante; por lo tanto, la presión debe aumentar linealmente con el tiempo ya que el volumen del pozo es fijo. En la presión donde hay un cambio de pendiente o una desviación en el aumento lineal de la presión del pozo con el tiempo, se debe formar una fractura hidráulica, ese punto es conocido como LOP, el punto de fuga (por sus siglas en inglés leak-off point). La razón para esto es que no puede haber una disminución notable en la tasa de presurización sin que haya un aumento significativo en el volumen del sistema en el que se está produciendo la inyección. En otras palabras, la presión en el pozo debe ser elevada para propagar la fractura lo suficientemente lejos del pozo para aumentar el volumen del sistema de tal manera que afecte la tasa de presurización del pozo. Por lo tanto, debe haber una propagación de la fractura lejos del pozo, perpendicular al esfuerzo principal mínimo en la región cercana a la cara del pozo, cuando haya un cambio considerable en la tasa de presurización. Así un claro LOP es aproximadamente igual al esfuerzo horizontal mínimo.

Si el LOP no es alcanzado se dice que se ha llevado a cabo una prueba límite LT (por sus siglas en inglés limit test) o una prueba de integridad de la formación FIT (por sus siglas en inglés formation integrity test). Estas pruebas indican simplemente que en una presión máxima alcanzada, la presión del fluido no se propaga fuera de las paredes de la cara del pozo, porque la presión máxima en la cara del pozo no ha excedido el esfuerzo principal mínimo.

El pico de presión alcanzado durante un LOT se denomina como la presión de breakdown de la formación FBP (por sus siglas en inglés formation breakdown pressure) y representa la presión en la que ocurre una propagación inestable de la fractura lejos de la cara del pozo, es decir, el fluido ingresa más rápido dentro de

la fractura que lo que es bombeado desde superficie, lo cual conlleva a una caída de presión.

Si se continúa bombeando a una tasa constante, la presión de bombeo se reducirá después de la FBP a un valor relativamente constante llamado presión de propagación de fractura FPP (por sus siglas en inglés fracture propagation pressure). Esta es la presión asociada con la propagación de la fractura lejos del pozo. Este valor es muy cercano al esfuerzo principal mínimo. Por lo tanto la FPP y el LOP deben ser similares.

Una medición aún mejor del esfuerzo horizontal mínimo es obtenida desde la presión instantánea de cierre ISIP (por sus siglas en inglés instantaneous shut-in pressure), la cual se mide después de detener abruptamente el flujo dentro del pozo. Porque desaparece cualquier presión asociada con la fricción debido a las pérdidas de presión viscosas.

Si la prueba no se realiza con un fluido de baja viscosidad, y si con un fluido altamente viscoso, como un fluido de fractura con sólidos en suspensión, la FPP aumentará debido a las grandes pérdidas por fricción. En estos casos la presión de cierre de fractura FCP (por sus siglas en inglés fracture closure pressure) es una mejor medida del esfuerzo horizontal mínimo que la FPP o la ISIP. En estas pruebas la FCP puede ser determinada haciendo un gráfico de la presión como función de la raíz cuadrada del tiempo y determinando un cambio en la linealidad de la caída de presión. Sin embargo si se usa inapropiadamente, la FCP puede sobrestimar el esfuerzo horizontal mínimo.

1.1.5.4 Determinación del esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} ¹⁰ . La magnitud del esfuerzo horizontal máximo no puede ser medida o calculada directamente. Normalmente se calcula a partir de correlaciones que existen en la industria. Estas correlaciones se basan en pruebas de fuga, fracturamiento hidráulico o fracturas por tensión inducidas durante la perforación y breakouts.

Por ejemplo con los valores del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} y la presión de breakdown de la formación FBP obtenidos en la prueba de fuga, y conociendo con anterioridad la presión de poro P_b y la resistencia tensil T_0 , la cual puede ser determinada por las pruebas de corazones, el esfuerzo horizontal máximo puede ser calculado por la siguiente ecuación.

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - FBP - P + T_0 \quad (9)$$

Algunos autores en la literatura afirman que la relación entre los esfuerzos horizontales es de 1.2 como lo muestra la ecuación:

$$S_{Hmax} = 1.2 S_{hmin} \quad (10)$$

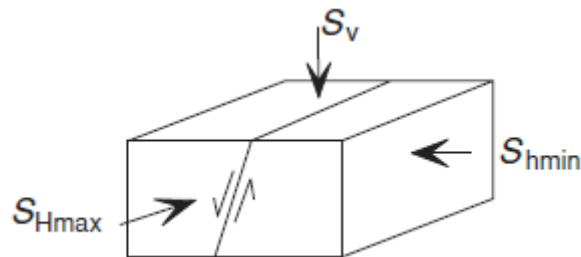
1.1.5.5 Régimen de esfuerzo. En la ingeniería de petróleos una de las aplicaciones más importantes de los esfuerzos in situ es la posibilidad de clasificar las rocas según su régimen o forma de fallar. Según Anderson (1951) las rocas pueden clasificarse dentro de tres grandes grupos: régimen de falla normal, de

¹⁰ Schlumberger. Op. Cit.

falla de rumbo o deslizante y de falla inversa. Esta clasificación depende de las magnitudes de los esfuerzos in-situ¹¹.

- **Régimen de falla normal:** Este régimen de falla ocurre cuando el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal máximo S_1 y el esfuerzo horizontal mínimo es el menor esfuerzo in situ ($S_v \geq S_{Hmax} \geq S_{hmin}$). Este consiste en que el bloque de techo se mueve hacia abajo con respecto al bloque de fondo. Estas fallas suelen tener buzamientos moderados a altos, con un promedio de 60° .

Figura 9: Régimen de falla normal.

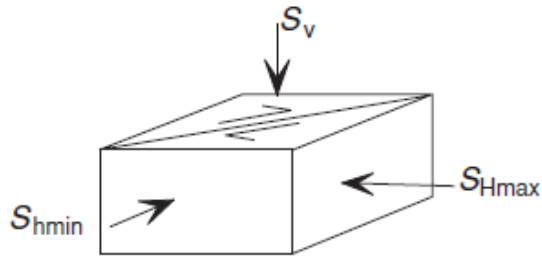


Fuente: Tomado de "Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford"

- **Régimen de falla de rumbo o deslizante:** Este régimen de falla ocurre cuando el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal intermedio S_2 y el esfuerzo horizontal máximo es el esfuerzo principal máximo ($S_{Hmax} \geq S_v \geq S_{hmin}$). Este régimen se caracteriza porque los dos bloques se deslizan horizontalmente uno respecto al otro.

¹¹ Zoback. Reservoir Geomechanics. Op. Cit.

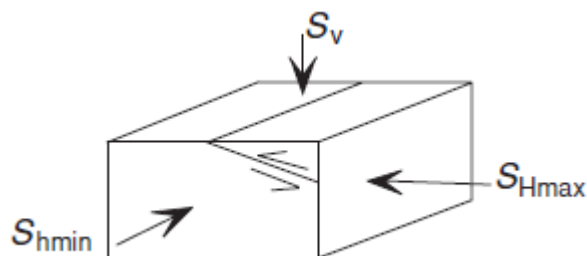
Figura 10: Régimen de falla de rumbo o deslizante.



Fuente: Tomado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford”

- **Régimen de falla inversa:** Este régimen de falla ocurre cuando el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal mínimo S_3 y el esfuerzo horizontal máximo es el esfuerzo principal máximo ($S_{Hmax} \geq S_{hmin} \geq S_v$). Este régimen se caracteriza porque el bloque de techo se mueve hacia arriba con respecto al bloque de fondo. Estas fallas tienen buzamientos menores a 45° , en promedio 30° .

Figura 11: Régimen de falla inversa.



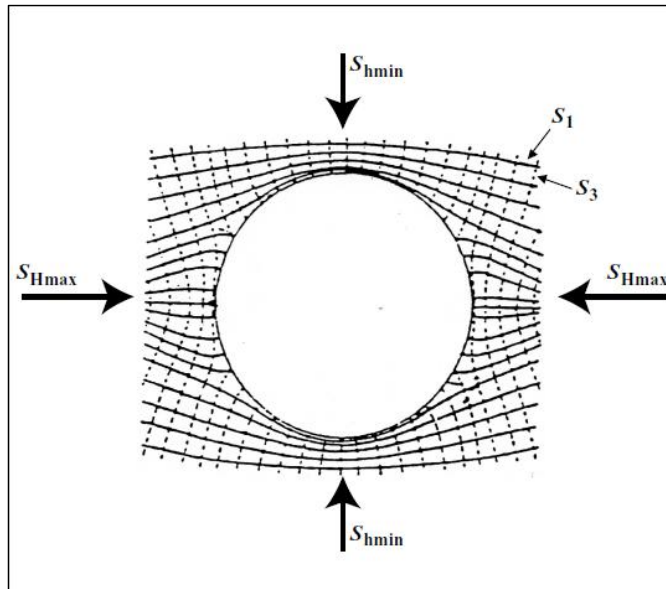
Fuente: Tomado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford”

1.1.6 Concentración de esfuerzos. La concentración de esfuerzos en la pared de la cara del pozo es extremadamente importante en la ingeniería de pozos, porque, es en esta donde ocurren los problemas que afectan la perforación. La concentración de esfuerzos alrededor de la cara del pozo puede conducir a fallas por compresión conocidas como breakouts y/o fallas tensiles en la pared de la cara del pozo¹².

La concentración de esfuerzos en un pozo vertical perforado paralelo al esfuerzo principal vertical S_v , en un medio elástico e isotrópico es descrita por las ecuaciones de Kirsch (Kirsch 1898). La creación de un pozo causa que las trayectorias de los esfuerzos se doblen de tal manera que, sean paralelas y perpendiculares a las paredes de la cara del pozo, porque esta es una superficie libre que no puede sostener esfuerzos de cizalla. Además como el material removido ya no está disponible para soportar el campo de esfuerzos, se crea una concentración de esfuerzos alrededor del pozo. Esto es ilustrado por el agrupamiento de las trayectorias de los esfuerzos en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} , lo cual indica esfuerzos compresivos fuertemente aplicados. En contraste, el esparcimiento de las trayectorias de los esfuerzos en la dirección del esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} indica una disminución de los esfuerzos compresivos (figura 12).

¹² Zoback. Reservoir Geomechanics. Op. Cit.

Figura 12: Concentración de esfuerzos en un pozo vertical.



Fuente: Tomado y modificado de “Zoback, Mark. reservoir geomechanics. Departamento de geofísica, Universidad de Stanford”

La concentración de esfuerzos varía fuertemente en función de la posición alrededor de la cara del pozo y la distancia desde las paredes de la cara del pozo. También la concentración de esfuerzos es simétrica con respecto a la dirección de los esfuerzos horizontales.

Matemáticamente, los esfuerzos efectivos alrededor de un pozo vertical de radio R son descritos en términos de un sistema de coordenadas cilíndricas por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin}) \cos 2\theta - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad (11)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad (12)$$

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{Hmax} - S_{hmin})\cos 2\theta - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad (13)$$

Donde σ_{rr} es el esfuerzo radial, $\sigma_{\theta\theta}$ es el esfuerzo tangencial, σ_{zz} es el esfuerzo axial, ν es la relación de Poisson, θ es medida desde la dirección del esfuerzo horizontal máximo S_{Hmax} y ΔP es la diferencia entre el peso del lodo de perforación en la cara del pozo y la presión de poro P_p , $\sigma^{\Delta T}$ representa el esfuerzo térmico generado por la diferencia entre la temperatura del lodo de perforación y la temperatura de la formación, este término podría ser ignorado por ser considerablemente bajo.

El esfuerzo axial σ_{zz} es aquel esfuerzo que pasa a lo largo del eje axial de un pozo (figura 13), por ejemplo, en el caso de un pozo vertical el esfuerzo axial es paralelo al esfuerzo vertical.

Como se puede observar en la figura 13, el esfuerzo radial σ_{rr} actúa en todas las direcciones perpendicular a la pared de la cara del pozo y depende del peso del fluido de perforación, por ejemplo cuando el peso del fluido de perforación es alto entonces el esfuerzo radial σ_{rr} en la pared de la cara del pozo también es alto.

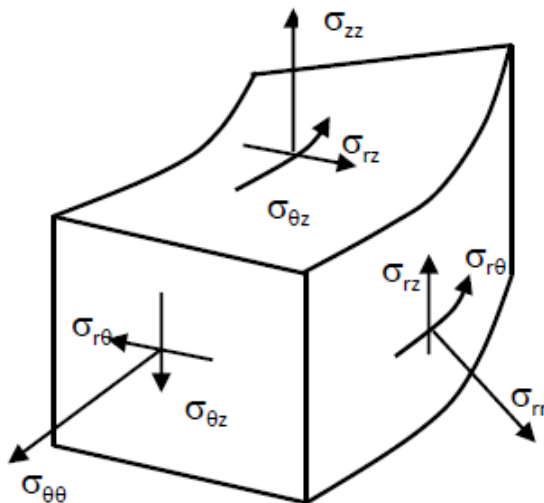
El esfuerzo tangencial o también conocido como esfuerzo circunferencial rodea el pozo (figura 13). La magnitud de este esfuerzo además de depender de la presión

del fluido de perforación, depende de la posición azimutal alrededor de la cara del pozo y de los esfuerzos horizontales. El esfuerzo tangencial máximo ocurre en una posición que está a 90° medidos desde el esfuerzo horizontal máximo (ecuación 14), es decir, en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. El esfuerzo tangencial mínimo ocurre en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (ecuación 15).

$$(\sigma_{\theta\theta})_{max} = 3S_{Hmax} - S_{hmin} - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad (14)$$

$$(\sigma_{\theta\theta})_{min} = 3S_{hmin} - S_{Hmax} - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad (15)$$

Figura 13: Esfuerzos en un sistema de coordenadas cilíndricas.



Fuente: Tomada del material de apoyo de la materia "Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo" Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander.

1.2. DEFORMACIÓN¹³

Las deformaciones son causadas por esfuerzos, de forma que ambos conceptos están ligados por una relación de causa y efecto. Aparte de ser conceptos distintos, hay una diferencia fundamental en el tratamiento de estos conceptos que merece la pena destacar: los esfuerzos se definen y se analizan para un instante dado, mientras que las deformaciones miden cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado final con uno inicial.

Una deformación se define como cualquier cambio en la posición o en las relaciones geométricas internas sufrido por un cuerpo como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos. Esta puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión. En el caso general, una deformación las incluye a todas, pero deformaciones particulares pueden constar hasta de solamente una de las componentes.

Las dos primeras componentes de la deformación producen cambios en la posición del cuerpo, pero no de su forma ni de sus relaciones geométricas internas. Ante deformaciones de ese tipo, el cuerpo se mueve como un objeto rígido. Las dos últimas componentes producen cambios en la forma y/o en las relaciones geométricas internas. Por ejemplo, una dilatación no cambia la forma, pero aproxima o aleja unas partículas y otras, con lo que las relaciones geométricas internas resultan modificadas. La distorsión cambia la forma general del cuerpo y sus relaciones geométricas internas. Las partículas se alejan o se aproximan y las líneas cambian el ángulo que forman entre sí.

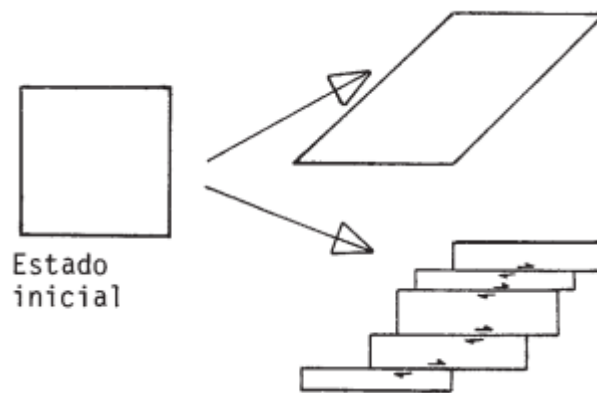
¹³ Martínez C. José R. Geología Estructural y Dinámica Global 2002/2003.

1.2.1 Tipos de deformaciones. En la literatura se pueden encontrar varios criterios para clasificar las deformaciones, entre ellos están la continuidad, los resultados físicos y el tipo de esfuerzo que generó la deformación.

1.2.1.1 Deformación continua. Este tipo de deformación también es conocida como deformación afín. Esta ocurre cuando una deformación interna no separa ningún par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación.

1.2.1.2 Deformación discontinua. Este tipo de deformación también es conocida como deformación no afín. Esta ocurre cuando una deformación interna separa al menos un par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación. En este tipo de deformación implica que han intervenido discontinuidades, bien porque han sido creadas por la deformación en cuestión, o bien porque ya existían y han sido utilizadas por la deformación.

Figura 14: Deformaciones continuas y discontinuas.



Fuente: Tomada de "Martínez C. José R. Geología Estructural y Dinámica Global"

1.2.1.3 Deformación frágil. Esta deformación es la que produce rotura. Este tipo de deformación además de ser discontinua también es irreversible.

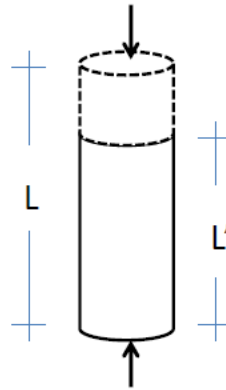
1.2.1.4 Deformación dúctil. Esta deformación ocurre sin que el cuerpo se fracture. Este tipo de deformación es continua y puede subdividirse en elástica y permanente:

- **Deformación elástica:** esta deformación es aquella en la cual se produce deformaciones por aplicación de un campo de esfuerzos pero si los esfuerzos se retiran, la deformación se pierde, recuperando el cuerpo su forma original.
- **Deformaciones plásticas y viscosas:** Son dos tipos de deformación continua en los que ésta permanece aun cuando el esfuerzo sea retirado, por lo que se denominan deformaciones permanentes.

1.2.1.5 Deformación normal. Esta deformación también es conocida como deformación longitudinal. Esta ocurre a lo largo de un solo eje debido la aplicación de un esfuerzo normal ya sea compresivo o tensional. Para expresar esta deformación se utiliza la elongación o extensión, que, es el cambio en longitud de una línea en relación con su estado inicial.

$$\varepsilon = \frac{L-L'}{L} = \frac{\Delta L}{L} \quad (16)$$

Figura 15: Deformación normal.



Fuente: Tomada del material de apoyo de la materia “Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo” Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

1.2.1.6 Deformación de cizalla. Esta deformación también es conocida como deformación angular. Este esfuerzo mide el cambio angular en vez de medir la elongación de un cuerpo después de haber sido sometido por un campo de esfuerzos.

1.3. LEYES CONSTITUTIVAS¹⁴

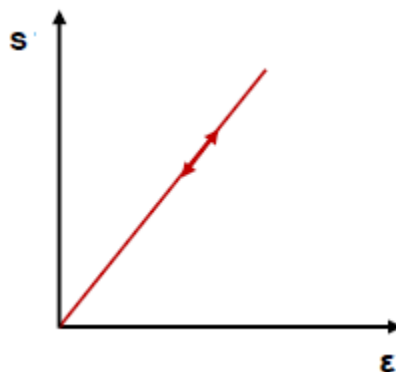
Para los ingenieros, además de manejar a la perfección los conceptos de esfuerzo y deformación, es de gran importancia tener un buen conocimiento sobre la forma como se relacionan estos dos en un material. Esta importante relación de esfuerzo-deformación rige el comportamiento de cada material mediante las leyes constitutivas o también conocidas como ecuaciones constitutivas.

¹⁴ Jaeger, J.C., & Cook N.G.W., Fundamentals of Rock Mechanics Fourth Edition. Blackwell Publishing Ltd: 2007.

En realidad, las clases de deformación elástica, viscosa y plástica son tipos de comportamientos de los cuerpos ante los esfuerzos, que se pueden considerar puros o ideales, siendo el comportamiento común de las rocas una combinación de estos tipos.

1.3.1 Comportamiento elástico. Este comportamiento también denominado Hookeano o de Hooke, es aquel en el cual existe una relación lineal, es decir, de proporcionalidad directa, entre el esfuerzo aplicado y la deformación obtenida y, además, la respuesta es instantánea. Un cuerpo perfectamente elástico que se deforme una cierta cantidad al serle aplicado un esfuerzo, se deformaría exactamente el doble al serle aplicado un esfuerzo doble del anterior. Además, la deformación se alcanzaría instantáneamente en cada caso. La característica más importante de este tipo de comportamiento es que si el esfuerzo dejase de aplicarse, la deformación desaparecería, recuperando de nuevo el cuerpo su forma original¹⁵.

Figura 16: Comportamiento elástico.



¹⁵ Martínez. Op. cit.

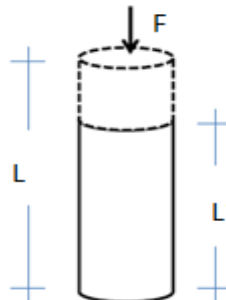
La ecuación que caracteriza este tipo de comportamiento es la ley de Hooke (ecuación 17).

$$S = cste * \varepsilon \quad (17)$$

Con ayuda de esta ley a través de los años los investigadores han definido diferentes constantes, las cuales han utilizado para describir completamente el comportamiento de materiales isotrópicos y elástico lineales, tales como el módulo de Young, la relación de Poisson y el módulo de rigidez. Estas constantes se denominan como constantes elásticas estáticas.

1.3.1.1 Módulo de Young. También llamado módulo elástico. Es una constante de proporcionalidad característica de cada cuerpo elástico. Esta constante relaciona el esfuerzo normal y la deformación generada por este esfuerzo a lo largo de un solo eje como lo muestra la figura 17. En la mayoría de los casos su valor es muy alto, del orden de 10^9 Pascales.

Figura 17: Módulo de Young.

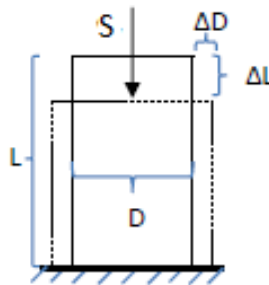


Fuente: Tomada y modificada del material de apoyo de la materia "Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo" Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

$$E = \frac{S}{\varepsilon} = \frac{F * L}{A * \Delta L} \quad (18)$$

1.3.1.2 Relación de Poisson. Una roca elástica después de ser sometida a un esfuerzo normal además de sufrir una deformación longitudinal, sufrirá una deformación lateral, la constante que relaciona estas dos deformaciones producidas por la misma fuerza normal se denomina relación de Poisson. Este es un parámetro adimensional el cual varía entre 0,0 y 0,5, donde un material incompresible como el caucho tiene un valor de 0,5.

Figura 18: Relación de Poisson.

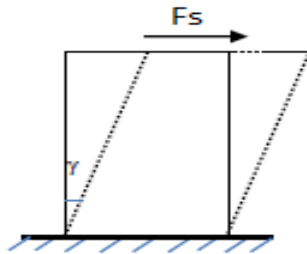


Fuente: Tomada y modificada del material de apoyo de la materia “Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo” Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

$$\nu = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} = \frac{\Delta D * L}{\Delta L * D} \quad (19)$$

1.3.1.3 Módulo de rigidez. También es conocido como módulo de cizalla debido a que esta constante relaciona el esfuerzo de cizalla con la deformación generada por éste.

Figura 19: Módulo de cizalla.



Fuente: Tomada y modificada del material de apoyo de la materia “Geomecánica y sus aplicaciones en la industria del petróleo” Ing. Zuly Calderon. Universidad Industrial de Santander

$$G = \frac{F_s}{\gamma} = \frac{\text{esfuerzo de cizalla}}{\text{deformación de cizalla}} \quad (20)$$

1.3.2 Comportamiento viscoso. Este comportamiento se caracteriza por una relación de proporcionalidad directa entre el esfuerzo aplicado y a velocidad de deformación obtenida, es decir, a mayor esfuerzo aplicado, más rápido se deforma el material y la deformación total dependerá tanto de la magnitud del esfuerzo, como del tiempo que dure la aplicación del mismo. Además en este caso, la deformación es permanente, es decir, no desaparece si se elimina el esfuerzo.

Si la relación es lineal, se denomina comportamiento viscoso lineal o Newtoniano, en honor a Newton. En este caso, la ecuación constitutiva que caracteriza este comportamiento es la siguiente (ecuación 22).

$$V_{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{dt} \quad (21)$$

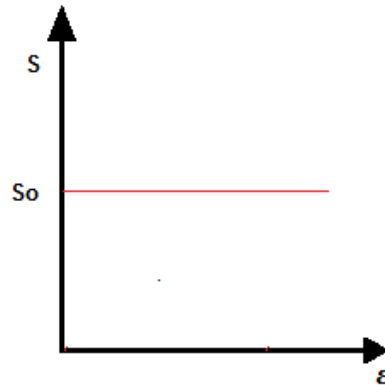
$$S = \mu * V_{\varepsilon} \quad (22)$$

Donde V_{ε} es la velocidad de deformación y μ se denomina viscosidad. La viscosidad es, por tanto, la relación entre el esfuerzo aplicado al material y la velocidad de deformación de éste.

La viscosidad en términos comunes, expresa la resistencia que un líquido opone a fluir. En determinadas condiciones, las rocas sólidas se comportan de hecho como reodos, es decir, de forma similar a los líquidos de viscosidad muy grande. Eso quiere decir que pueden deformarse con velocidades proporcionales a los esfuerzos aplicados. Si los esfuerzos no son muy grandes, la deformación será muy lenta, lo que es el caso de la mayor parte de las deformaciones naturales.

1.3.3 Comportamiento plástico. Se denomina comportamiento plástico perfecto o de Saint Venant, al de los materiales que no se deforman en absoluto hasta que el esfuerzo aplicado alcanza un cierto valor. Una vez alcanzado ese valor conocido como Yield Stress o esfuerzo de cesión, el cuerpo se deforma de manera continua hasta que el esfuerzo sea retirado o disminuya, en cuyo caso, la deformación alcanzada permanece, es decir, el cuerpo no se recupera en absoluto.

Figura 20: Comportamiento plástico.



Las ecuaciones constitutivas para este comportamiento son más complicadas, debido a la falta de relación entre esfuerzo y deformación cuando no es alcanzado el esfuerzo diferencial necesario para la cesión y a que, cuando éste se alcanza, el factor de proporcionalidad varía a lo largo del cuerpo, incluso si este es inicialmente homogéneo, es necesario efectuar una serie de asunciones o suposiciones para calcularlas. Los investigadores están en el estudio de este comportamiento para poder entenderlo a la perfección, ellos se basan en las siguientes condiciones.

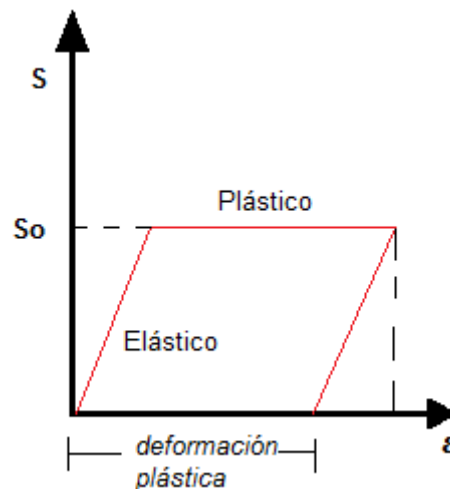
$$S < S_0 \rightarrow \varepsilon = 0 \quad (23)$$

$$S \geq S_0 \rightarrow \varepsilon > 0 \quad (24)$$

1.3.4 Comportamiento Visco- elástico. Este comportamiento es conocido como comportamiento de Maxwell. Este comportamiento implica que el material admite una cierta cantidad de deformación plástica, que desaparece al quitar el esfuerzo, y una deformación de tipo viscosa que será permanente. Una roca visco-elástica es una en la cual la deformación en respuesta a un esfuerzo aplicado depende de la tasa en la cual se aplica el esfuerzo. El esfuerzo requerido para causar una cierta cantidad de deformación en la roca depende de la viscosidad aparente.

1.3.5 Comportamiento elasto-plástico. En este tipo de comportamiento la roca se comporta elásticamente hasta el nivel de esfuerzo en el cual la roca cede y luego se deforma plásticamente sin límite. Al eliminar el esfuerzo la roca volverá a comportarse elásticamente.

Figura 21: Comportamiento elasto-plástico.



1.3.6 Comportamiento poro-elástico. Este comportamiento ocurre en una roca que esté saturada con un fluido (agua o petróleo). Una de las características de las rocas que se comportan de esta manera es que su rigidez dependerá de la tasa con la cual se aplica una fuerza externa. Por tanto, se puede decir que la deformación de una roca poro-elástica es dependiente del tiempo.

1.4. ESTABILIDAD DE POZOS

Muchos ingenieros e investigadores definen la estabilidad de pozos como la prevención de las fallas o de las deformaciones plásticas de la roca alrededor de la cara del pozo debido a esfuerzos mecánicos o desequilibrio químico. Esta definición es bastante superficial para todo lo que cobija el concepto de estabilidad de pozos¹⁶. Este concepto se puede complementar de la siguiente manera: la estabilidad de pozos es una rama de la ingeniería de petróleos que relaciona conceptos de geología estructural, geomecánica, sedimentología, perforación de pozos, completamiento de pozos, producción, química del petróleo, petrofísica, ingeniería de yacimientos y simulación de yacimientos para analizar, prevenir y mitigar cualquier tipo de problema no deseado a lo largo de la vida de un yacimiento petrolero, ya sea, en la perforación de pozos, en algún trabajo de completamiento como un fracturamiento hidráulico o una acidificación, durante la producción e inclusive en la etapa de recobro mejorado .

Por ejemplo, antes de perforar, los esfuerzos mecánicos en una formación son menores que la resistencia de la roca. La acción química también está balanceada, es decir el subsuelo está estable. Después de la perforación, los esfuerzos en el subsuelo han sido alterados debido a la remoción de roca y

¹⁶ Amoco, Wellbore Stability. Drilling Handbook.

ocurren también reacciones químicas debido a la exposición con el fluido de perforación, generando así problemas de estabilidad de pozos que le cuestan a la industria petrolera entre 600 millones y un billón de dólares anualmente¹⁷. La aplicación de planes de prevención y remediación realizados con los conocimientos de la estabilidad de pozos disminuirá estos problemas y mejorarán el rendimiento en la perforación, eliminando así los excesivos costos de perforación.

Es importante recalcar que la inestabilidad de pozos es el desafío más crítico que afecta la perforación y la producción debido a que es la mayor causa de los tiempos no productivos (NPT)¹⁸. Algunos de los problemas relacionados a la inestabilidad de pozos son el colapso de pozo, pérdidas de circulación, pegadas de tubería y arenamiento los cuales se pueden encontrar en formaciones de arenas o de shales. Estos problemas pueden generar grandes pérdidas económicas a la industria petrolera.

Para los ingenieros de petróleos es de vital importancia comprender las causas que originan la inestabilidad de pozos, para así, crear diferentes técnicas, guías, modelos de predicción y estrategias que prevengan o mitiguen este problema. Los ingenieros han clasificado estos factores en dos grandes grupos: factores controlables y factores incontrolables o de origen natural.

¹⁷ Amoco, Op.cit.

¹⁸ Meng, F., & Fuh, G.-F. Op.cit.

Tabla 1: Causas de la inestabilidad de pozos

Causas De La Inestabilidad De Pozos	
Factores Incontrolables (Naturales)	Factores Controlables
Formación Naturalmente Fracturadas o Falladas	Presión de Fondo (Densidad del Lodo de Perforación)
Formaciones Tectónicamente Activas	Inclinación y Azimut del pozo
Altos Esfuerzos In Situ	Presiones transitorias del pozo
Formaciones Móviles	Interacción Físico-Química entre Roca y Fluido
Formaciones No Consolidadas	Vibraciones de la Sarta de Perforación
Colapso en Shales Normalmente Sobrepresionados	Erosión
Colapso en Shales Inducidos a Sobrepresionados	Temperatura

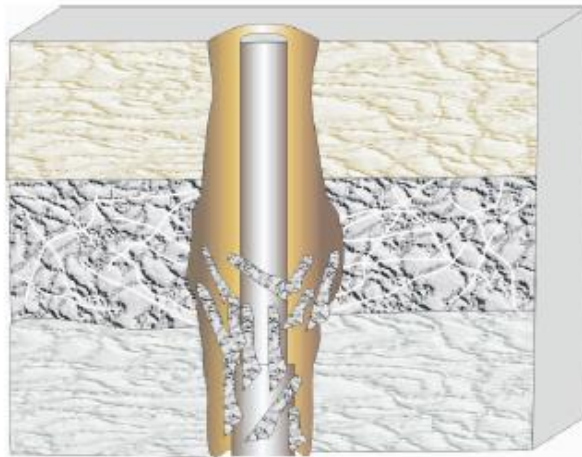
Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore instability: causes and consequences" B. Pašić, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.1 Factores incontrolables (naturales)¹⁹. Los factores incontrolables o factores de origen natural son aquellos factores que no son generados durante las operaciones, por ejemplo, las características de la formación, los esfuerzos del subsuelo y todo lo relacionado con la naturaleza de la roca. A través del tiempo los ingenieros han desarrollado diferentes estrategias para ayudar a estabilizar las formaciones que presentan problemas de inestabilidad debido a estos factores.

¹⁹ Pašić, B.M., D. & et al., Wellbore Instability: Causes and Consequences, in Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb. 2007.

1.4.1.1 Formaciones naturalmente fracturadas o falladas. Un sistema de fracturas naturales en la roca a menudo puede ser encontrado cerca a fallas. La roca cerca de las fallas se puede romper en trozos grandes o pequeños. Estos trozos de roca pueden caer dentro del pozo y atascar la sarta de perforación. Aun si los trozos están unidos entre sí, los impactos desde el ensamblaje de fondo de pozo BHA (Bottom Hole Assembly) debido a las vibraciones de la sarta de perforación pueden causar que la formación caiga dentro del pozo. Las vibraciones de la sarta de perforación tienen que ser minimizadas para ayudar a estabilizar estas formaciones.

Figura 22: Perforación a través de formaciones naturalmente fracturadas o falladas.



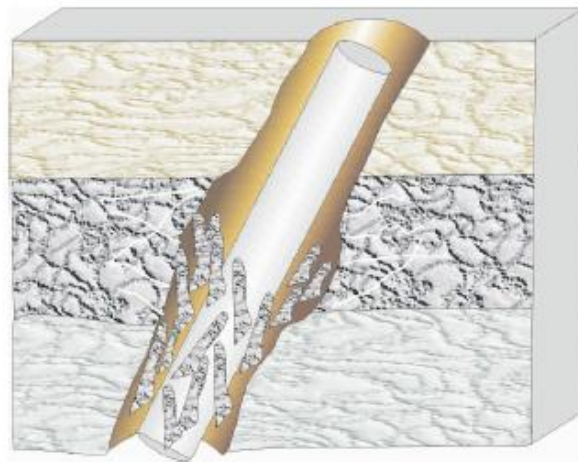
Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore instability: causes and consequences" B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.1.2 Formaciones tectónicamente activas. La inestabilidad de pozos es causada cuando formaciones con altos esfuerzos son perforadas y existe una diferencia significativa entre los esfuerzos cercanos a la cara del pozo y la presión

de restricción proporcionada por la densidad del fluido de perforación. Los esfuerzos tectónicos se acumulan en áreas donde la roca está siendo comprimida o estirada debido al movimiento de la corteza terrestre.

Si un pozo es perforado en un área de altos esfuerzos tectónicos la roca alrededor de la cara del pozo colapsará dentro del pozo y producirá derrumbes astillados similares a los producidos por sobrepresiones en shale. En el caso de esfuerzos tectónicos la presión hidrostática requerida para estabilizar la cara del pozo puede ser mucho más alta que la presión de fractura de otras formaciones expuestas. Este mecanismo ocurre usualmente cerca a regiones montañosas como lo es el piedemonte llanero en Colombia. Un buen planeamiento del caso de estas formaciones y mantener un peso de lodo adecuado puede ayudar a estabilizar este tipo de formaciones.

Figura 23: Perforación a través de formaciones tectónicamente activas.

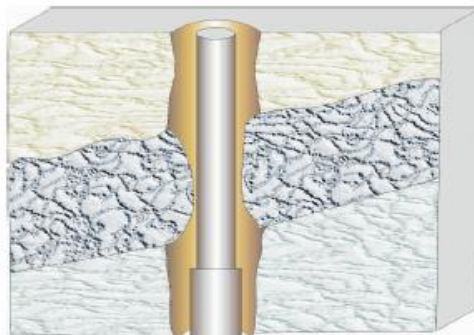


Fuente: Tomada y modificada de “Wellbore instability: causes and consequences” B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.1.3 Altos esfuerzos in situ. Esfuerzos in situ anormalmente altos pueden causar graves problemas de inestabilidad de pozos, los cuales pueden ser encontrados en la vecindad de domos salinos, cerca de fallas, o zonas con plegamientos. Esta concentración de esfuerzos también puede ocurrir en rocas particularmente rígidas como conglomerados y areniscas. Solo pocos casos de estudios han sido descritos por este mecanismo, principalmente por su dificultad en la medición y estimación de tales esfuerzos in situ.

1.4.1.4 Formaciones móviles. El problema para los ingenieros de petróleo en este tipo de formación, es que una formación móvil puede presionar la cara del pozo debido a que es comprimida por las fuerzas de sobrecarga. Las formaciones móviles se comportan de una manera plástica, es decir, se deforman bajo presión. Estas deformaciones resultan en una disminución en el tamaño del pozo, causando problemas en la corrida del BHA, de las herramientas de registros y del revestimiento. Una deformación ocurre porque el peso del lodo no es suficiente para prevenir que la formación entre en la cara del pozo. Este mecanismo normalmente ocurre mientras se perforan formaciones salinas.

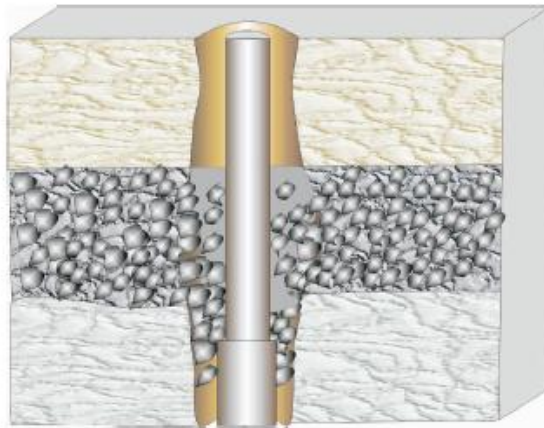
Figura 24: Perforación a través de formaciones móviles.



Fuente: Tomada y modificada de “Wellbore instability: causes and consequences” B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleo, Universidad de Zagreb.

1.4.1.5 Formaciones no consolidadas. Una formación no consolidada falla dentro de la cara del pozo porque sus partículas están poco compactadas entre sí. El colapso de las formaciones es causado por la eliminación de la roca de soporte mientras el pozo es perforado. Esto ocurre cuando el pozo no presenta o presenta muy poca torta de lodo. En las formaciones poco consolidadas no se pueden utilizar sobrealances hidrostáticos, simplemente porque el fluido de perforación fluye dentro de la formación. Este mecanismo es normalmente asociado con formaciones someras. Una adecuada torta de lodo es requerida para ayudar a estabilizar esta formación.

Figura 25: Perforación a través de formaciones no consolidadas.

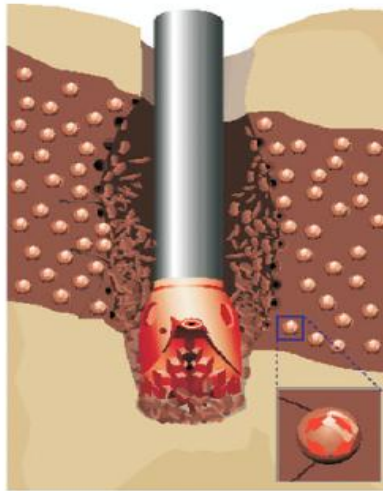


Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore instability: causes and consequences" B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.1.6 Colapso en shales normalmente sobrepresionados. Los shales naturalmente sobrepresionados son aquellos con una presión de poro natural más grande que el gradiente normal de presión hidrostática. Los shales naturalmente

sobrepresionados son causados comúnmente por fenómenos geológicos tales como baja compactación y eliminación natural de la sobrecarga. El uso de un peso de lodo insuficiente en estas formaciones causará que el pozo sea inestable y colapse. Este mecanismo normalmente ocurre por rápidas secuencias depositacionales de shale. Un corto tiempo de exposición y un adecuado peso del fluido de perforación puede ayudar a estabilizar estas formaciones.

Figura 26: Perforación a través de un shale naturalmente sobrepresionado.



Fuente: Tomada y modificada de “Wellbore instability: causes and consequences” B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.1.7 Colapso en shales inducidos a sobrepresiones. Los shales son inducidos a sobrepresiones cuando estos asumen la presión hidrostática del fluido del pozo, después de varios días de exposición a esta presión. Cuando esto es seguido por una disminución en la presión hidrostática en el pozo, el shale, el cual ahora tiene una presión interna más alta que el pozo colapsa en una forma similar a los shales naturalmente sobrepresionados. Este mecanismo normalmente ocurre en fluidos de perforación base agua, después de una reducción en el peso del

fluido de perforación o después de un largo tiempo de exposición durante el cual el fluido de perforación fue cambiado.

Figura 27: Perforación a través de un shale inducido a sobrepresiones.



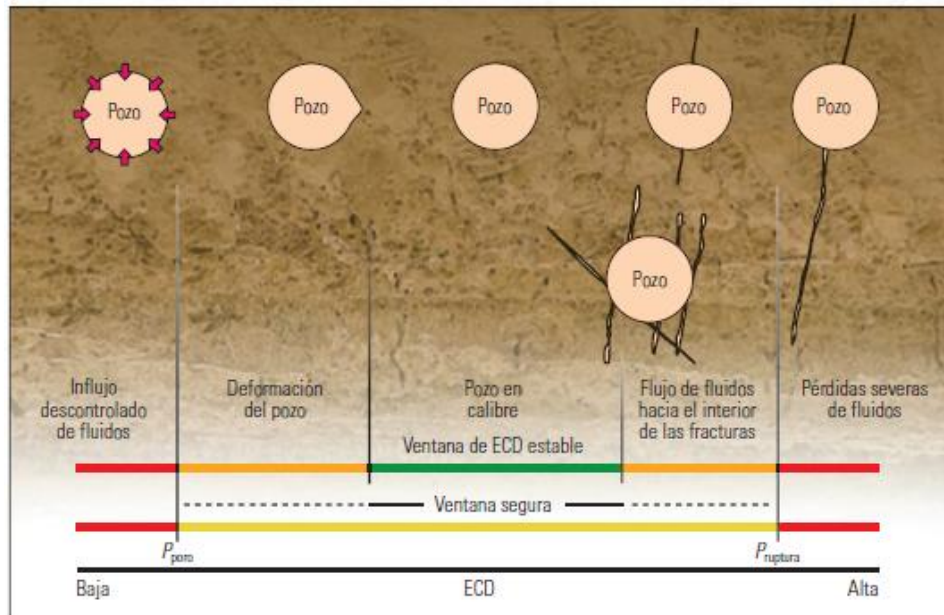
Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore instability: causes and consequences" B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.2 Factores controlables²⁰. Los factores controlables son aquellos factores que pueden ser controlados durante las operaciones, los cuales son productos de malos cálculos o errores humanos. Los problemas de inestabilidad de pozos causados por estos factores pueden resultar hasta en la pérdida del pozo lo que genera elevados costos a las empresas. A través del tiempo los ingenieros han desarrollado diferentes técnicas, guías y estrategias para evitar y mitigar los problemas causados por estas causas.

²⁰ Pašić, et al. Op. cit.

1.4.2.1 Presión de fondo (densidad del lodo de perforación). Dependiendo de la aplicación, la presión de fondo, la densidad del lodo o ya sea la densidad equivalente de circulación ECD (por sus siglas en inglés equivalent circulating density) suelen ser el factor determinante más importante para saber si un pozo abierto es estable. La presión de soporte ofrecida por la presión del fluido estática o dinámica durante la perforación, la estimulación o la producción de un pozo, determinará la concentración de esfuerzos presentes en las cercanías de la cara del pozo. Debido a que la falla en la roca depende de los esfuerzos efectivos, entonces la estabilidad depende de gran medida de sí y con qué rapidez la presión del fluido penetre las paredes de la cara del pozo. Una alta densidad de lodo o una alta presión de fondo siempre serán óptimas para evitar inestabilidades en un pozo dado. En ausencia de una eficiente torta de lodo, como en formaciones fracturadas, un aumento en la presión de fondo puede ser perjudicial para la estabilidad y puede comprometer otros criterios, por ejemplo, el daño a la formación, las pegadas diferenciales y las propiedades del lodo.

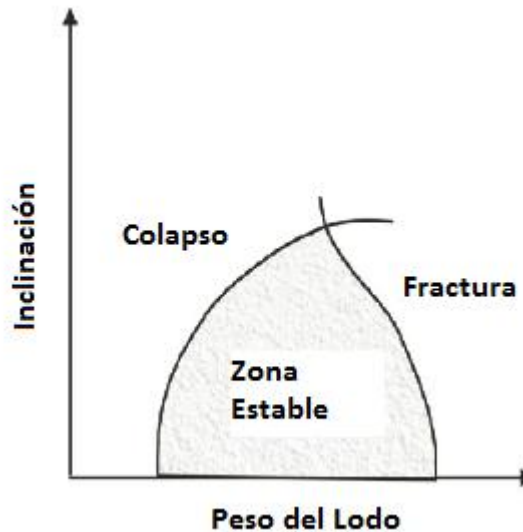
Figura 28: Efecto de la densidad del fluido de perforación en los esfuerzos en la pared de la cara del pozo.



Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

1.4.2.2 Inclinación y azimut del pozo. La inclinación y la orientación azimutal de un pozo con respecto a los esfuerzos principales in situ puede ser un factor importante que afecte el riesgo de que ocurra un colapso o una fractura. Esto es particularmente cierto para la estimación de la presión de fractura en regiones tectónicamente activas ya que en estas zonas hay fuerte anisotropía en los esfuerzos.

Figura 29: Efecto de la inclinación y del peso del lodo en la estabilidad de pozos.



Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore instability: causes and consequences" B. Pasic, D. Facultad de minas, geología e ingeniería de petróleos, Universidad de Zagreb.

1.4.2.3 Presiones transitorias del pozo. Las presiones transitorias del pozo, debido a efectos de surgencia y suabeo durante la perforación, pueden causar la ampliación del pozo. El astillamiento tensional puede ocurrir cuando la presión del pozo a través de un intervalo es reducida rápidamente por la acción del suabeo, generado por la sarta de perforación. Las presiones de surgencia pueden causar rápidos aumentos en las presiones de poro en áreas cercanas a la cara del pozo, algunas veces causando una inminente pérdida en la resistencia de la roca, lo cual conduce al colapso.

1.4.2.4 Interacción físico- química entre el fluido y la roca. Hay muchos fenómenos de interacciones físico-químicas entre el fluido y la roca, los cuales modifican la resistencia de la roca o los esfuerzos cerca a la cara del pozo. Estos incluyen hidratación, presiones osmóticas, debilitamiento en la roca y cambios de

resistencia, y dispersión. La importancia de estos efectos dependen de una interacción compleja de muchos factores que incluyen la naturaleza de la formación (mineralogía, rigidez, resistencia, composición de agua de sus poros, la historia de esfuerzos, temperatura), la presencia de una torta de lodo o la presencia de una barrera permeable, las propiedades y composición química del fluido del pozo, y la extensión de cualquier daño cerca a la cara del pozo.

1.4.2.5 Vibraciones de la sarta de perforación y erosión. Las vibraciones de la sarta de perforación pueden agrandar el pozo en algunas circunstancias. Un diseño óptimo del BHA con respecto a la geometría del pozo, la inclinación, y el tipo de formación a perforar pueden algunas veces eliminar un potencial colapso de pozo. Algunos autores afirman que la erosión del pozo se debe a altas velocidades de circulación en el anular. Este problema puede ser difícil de diagnosticar y arreglar en un pozo inclinado u horizontal, donde las altas tasas de circulación son necesarias para una adecuada limpieza de pozo.

1.4.2.6 Temperatura del fluido de perforación. La temperatura del fluido de perforación, y en algunos casos, la temperatura del BHA pueden aumentar la concentración térmica o los esfuerzos expansivos, los cuales pueden ser perjudiciales para la estabilidad del pozo. La reducción en la temperatura del lodo causa una reducción en la concentración de esfuerzos cerca a la cara del pozo, evitando así que los esfuerzos en la roca alcancen los límites de su resistencia.

1.4.3 Principales problemas de la estabilidad de pozos. Los investigadores a través de sus trabajos han descubierto que además de tener una buena comprensión y entendimiento de las causas que generan los problemas de estabilidad de pozos, es necesario tener un conocimiento más particular y exacto

de los problemas a los que se enfrentan en cualquier etapa de la vida del yacimiento, por ejemplo, pérdidas de circulación, producción de arena y colapso de la formación.

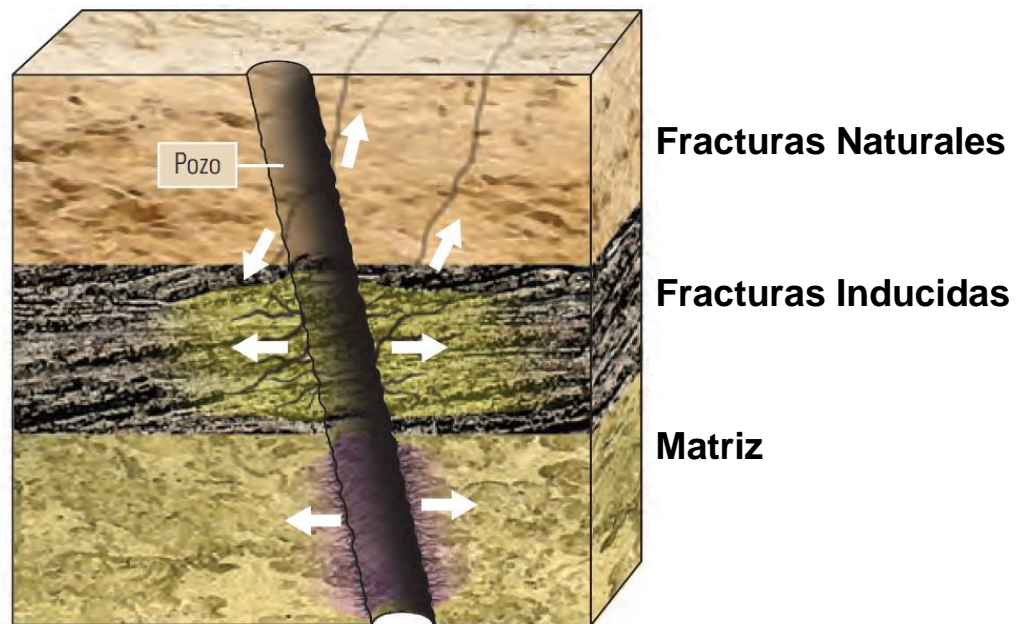
1.4.3.1 Pérdidas de circulación. La pérdida de circulación es un fenómeno en el que el fluido o el lodo de perforación fluye parcial o completamente hacia una formación a través de zonas denominadas zonas de pérdidas de circulación o zonas ladronas; generando altos costos y riesgos significativos para los perforadores de todo el mundo. Las pérdidas de circulación se pueden clasificar de la siguiente manera²¹:

- **Pérdidas de circulación a través de la matriz de la roca.** Estas pérdidas también conocidas como pérdidas por filtración ocurren cuando la presión hidrostática en el pozo es mayor que la presión de poro de la formación expuesta generando así un estado de sobrebalance forzando al fluido a ingresar dentro de los poros de la formación. Estas pérdidas pueden ocasionar daño a la formación, por ende la reducción de la productividad e incrementar la necesidad de utilizar tratamientos remediales tales como acidificación o fracturamiento hidráulico.
- **Pérdidas de circulación a través de fracturas naturales.** Las fracturas naturales se pueden presentar en cualquier tipo de litología, pero ocurren comúnmente en zonas tectónicamente activas. Las pérdidas de circulación a través de fracturas naturales ocurren cuando la presión hidrostática en el pozo supera la presión de poro de las formaciones naturalmente fracturadas y a su vez excede su integridad mecánica forzando al fluido dentro de las fracturas naturales.

²¹ Cook, J.G. et al., Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation. Oilfield Review Winter 2011/2012, 2012.

- **Pérdidas de circulación a través de fracturas inducidas.** Los incidentes de pérdidas de circulación se producen con más frecuencia como consecuencia del método utilizado para perforar un pozo debido a las fracturas que se inducen en el proceso. Estas fracturas son fallas por tensión las cuales se generan cuando la presión hidrostática supera la resistencia a la tensión de la roca debido a excesivas densidades de lodo.

Figura 30: Tipos de pérdidas de circulación.



Fuente: Tomada de "Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation", oilfield review, invierno 2011/2012

1.4.3.2 Producción de arena²². Cuando los hidrocarburos son producidos, las partículas sólidas en ocasiones siguen al fluido de yacimiento dentro del pozo, este indeseado subproducto de la producción de hidrocarburos es denominado como producción de sólidos.

La cantidad de sólidos producidos puede variar desde unos pocos gramos por metro cúbico de fluido de yacimiento, lo que representa unos problemas menores, hasta cantidades catastróficas que posiblemente pueden conducir al llenado completo del pozo. Los ingenieros de petróleo han estimado que el setenta por ciento de las reservas mundiales de hidrocarburos están contenidas en yacimientos donde la producción de sólidos es probable que se convierta en un problema en algún punto en el tiempo. Este problema es más pronunciado en yacimiento de arenas, por lo tanto la producción de arena ha atraído más la atención de los ingenieros.

La producción de arena causa una serie de problemas especialmente a la producción de hidrocarburos, los ingenieros han clasificado estos inconvenientes en tres principales problemas:

- Uno de estos problemas es la erosión de los equipos de producción, esto se debe a que los granos de cuarzo de las arenas son abrasivos, la erosión causada por una cantidad dada de arena depende fuertemente de la velocidad del fluido en la tubería. Para la industria petrolera este es un problema principalmente de seguridad, así como económico.

²² Fjaer,E., et al. Op.cit.

- La inestabilidad de la producción de cavings y de la propia cara del pozo, lo cual puede resultar en casos extremos en un completo llenado del pozo, por lo que el pozo tiene que ser abandonado.
- Por último la necesidad que tienen los ingenieros de manejar grandes cantidades de sólidos contaminantes como la arena, puede considerarse como uno de los problemas principales de la producción de sólidos, debido a que estos sólidos pueden generar atascamientos en el sistema de circulación del pozo.

1.4.3.3 Colapso de la formación²³. Este problema ocurre principalmente en la etapa de perforación de pozos, cuando el esfuerzo radial es menor que el esfuerzo tangencial, provocando que la cara del pozo falle bajo compresión. Este inconveniente puede ocurrir en cualquier tipo de formación (arena, arcilla, carbón, shale), pero generalmente está asociado con shale.

La mitigación de los problemas de shale ha llevado a los ingenieros a desarrollar fluidos de perforación base agua de alto rendimiento, basándose en los principios de interacción roca-fluido, debido a que, además del peso del fluido de perforación, el tipo y el diseño del lodo juegan un papel importante en la prevención y reducción de estos problemas.

1.4.4 Ventana segura de lodo. Para los ingenieros de petróleos en especial los ingenieros encargados de la perforación de los pozos, la ventana segura de lodo es el parámetro fundamental para evitar y mitigar cualquier problema de

²³ Sharma, V.K., A. Dutt, S., Importance of Collapse Gradient of Formation for Stable Well, 2012.

estabilidad de pozos. Debido a la importancia de este concepto, los investigadores a través de la historia han realizados estudios rigurosos para su mejor entendimiento y han creado guías, manuales y técnicas para su mejor aprovechamiento.

La ventana segura de lodo o margen de perforación se refiere a la diferencia entre el mínimo y el máximo peso de lodo que se podría usar cuando se está perforando a una profundidad dada²⁴. Si la estabilidad del pozo no es una preocupación en un área determinada, el peso mínimo del lodo normalmente se toma como la presión de poro. Cuando la estabilidad del pozo es una consideración, el límite inferior de la ventana de lodo es el peso mínimo del lodo requerido para alcanzar el grado deseado de estabilidad del pozo (presión de colapso). En ambos casos, el límite superior de la ventana de lodo es el peso de lodo al que se producen las pérdidas de circulación debido al fracturamiento hidráulico de la formación.

1.4.4.1 Presión de poro²⁵. La presión de poro es definida como la presión del fluido de yacimiento que actúa dentro del espacio poroso interconectado. El valor de la presión de poro en una profundidad dada ha sido normalmente relacionado con la presión hidrostática o normal, la cual es asociada a una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad deseada. La presión de poro hidrostática incrementa con la profundidad a una tasa de 10 MPa/km o 0,44 psi/ft.

Sin embargo, hay varios casos donde la presión de poro dentro de una zona tiene un valor diferente a la presión de poro normal. Por lo general, la presión de poro

²⁴ Zoback. Reservoir Geomechanics. Op.cit.

²⁵ Bartman, B.C., et. al, Las Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción. Oilfield Review Winter 2005/2006, 2005.

en estos casos será más alta que la normal, estas zonas se conocen como zonas anormalmente presionadas o sobrepresionadas. Las altas presiones de poro en un yacimiento lo harían un campo más prolífico pero también estas formaciones sobrepresionadas son un peligro potencial durante la perforación.

La presión de poros anormal tiene tres principales causas²⁶:

- La rápida sedimentación es obviamente una razón para el desarrollo de sobrepresiones, es decir, una sobrepresión se puede generar cuando la tasa de sedimentación y compactación es mayor que la tasa de expulsión de fluido y migración (desequilibrio de compactación; sub-compactación). Una de las características de las presiones anormales generadas por desequilibrio de compactación es que tienden a disminuir con el transcurso del tiempo geológico. En sus investigaciones Osborne y Swarbrick (1997) han llegado a la conclusión de que el desequilibrio de compactación es el principal mecanismo responsable de las sobrepresiones en las secuencias de shale.
- Los investigadores que trabajan en la mecánica de rocas a través de sus trabajos han descubierto que la carga tectónica que conduce a un esfuerzo de cizalla sin drenaje genera una alta presión de poro. Como lo han señalado Yassir y Addis (2002) en sus investigaciones, hay una fuerte correlación entre la aparición de sobrepresiones y la compresión tectónica. Ellos notaron que la actividad tectónica resultará en una sobrepresión sostenida solo si el sistema permanece cerrado y no se fractura.
- La generación o expansión del fluido de yacimiento por procesos térmicos o químicos pueden generar sobrepresiones primordialmente en secciones de shale.

²⁶ Fjaer, E. et al. Op.cit.

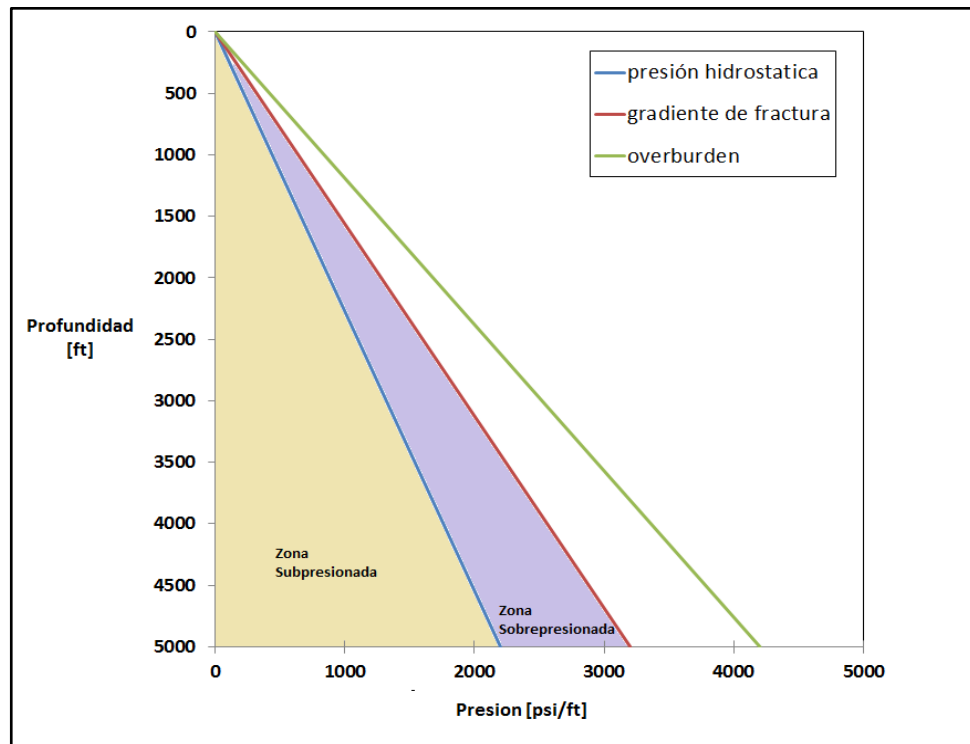
Esto puede ser un resultado del aumento de temperatura o causado por la generación de hidrocarburos. Cuando la presión de poro aumenta debido a la expansión o generación de fluidos, asociado a estos procesos habrá un aumento en los esfuerzos horizontales.

Por otro lado las presiones de poro que se encuentran por debajo del gradiente normal son conocidas como presiones subnormales, las cuales pueden producir problemas de pérdidas de circulación en los pozos perforados. Las condiciones de presiones subnormales se generan frecuentemente cuando la elevación de la superficie de un pozo es mucho más elevada que la capa freática del subsuelo o el nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en serranías o en zonas montañosas, pero también pueden ocurrir en regiones áridas donde es posible que la capa freática tenga más de 305 m (1 000 pies) de profundidad.

Las presiones subnormales también se observan con frecuencia en los yacimientos depletados. Los cuales se tratan de yacimientos cuya presión inicial ha sido reducida como resultado de la producción o de fugas del fluido de yacimiento. La depleción no es inusual en yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de presión²⁷.

²⁷ Bartman. Op.cit.

Figura 31: Presión de poro.



1.4.4.2 Presión de colapso. La presión de colapso es el peso de lodo necesario para estabilizar las paredes de la cara del pozo y así prevenir que un pozo sea inestable.

Un pozo inestable es uno en el que el exceso de breakouts en la formación produce tanto material fallado de la cara del pozo que el volumen total de recortes y el material fallado en su interior no pueden ser llevados a la superficie por el fluido de perforación. Es decir se reduce la habilidad del fluido de perforación para limpiar los recortes y escombros del pozo. La excesiva falla de la roca y la reducción de la capacidad de limpieza asociado con el fluido de perforación

pueden causar que los recortes y el material de la roca derrumbado se peguen al ensamble de fondo de pozo de la tubería. Esto normalmente se denomina como colapso de pozo.

1.4.4.3 Presión de fractura. La presión de fractura es la presión requerida para causar que la formación se fracture hidráulicamente debido a la excesiva densidad de lodo. A medida que va aumentando la profundidad la presión de fractura también va aumentando, por lo tanto es normal expresar esta presión en forma de gradiente.

El gradiente de fractura también es conocido como el esfuerzo principal mínimo el cual puede ser obtenido aplicando la solución lineal elástica considerando las propiedades de la formación (el módulo de Young, la relación de Poisson y el coeficiente de Biot), el esfuerzo de sobrecarga, la presión y los esfuerzos tectónicos locales. La estimación del esfuerzo principal mínimo debe ser calibrada o verificada con resultados de pruebas de campo, tales como LOT, FIT, ELOT, mini-fracs²⁸.

²⁸ Meng, F., & Fuh, G.F. Op.cit.

2. PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS

Para los ingenieros de petróleos el interés de perforar en zonas depletadas va aumentando en importancia, a medida que hay más campos maduros por explotar y menos descubrimientos de campos nuevos. Las zonas depletadas son típicamente yacimientos productores cuya presión inicial se ha reducido producto de los procesos de extracción de hidrocarburo.

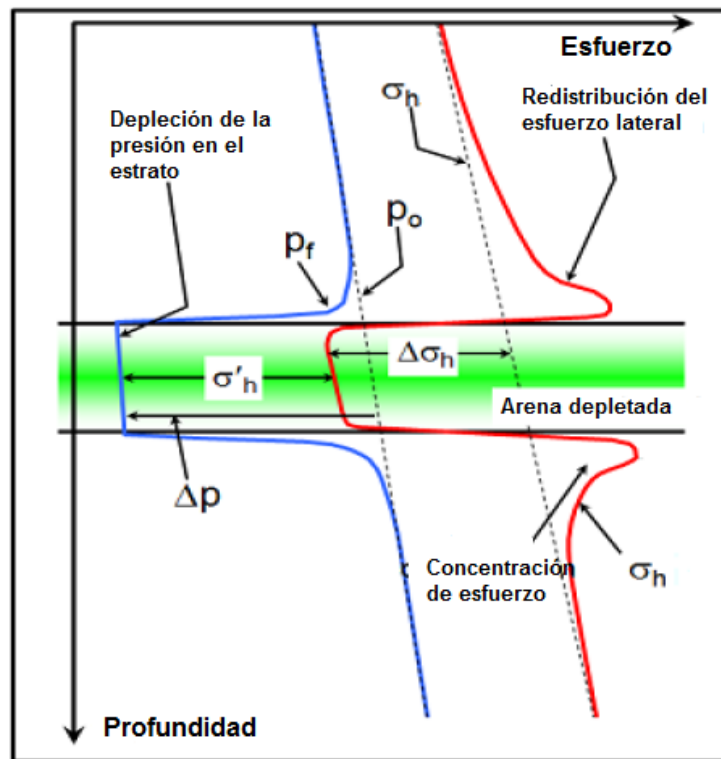
La perforación de pozos in-fill en yacimientos depletados es una situación particularmente difícil, donde la presión de poro aun es la presión inicial en zonas de shales, esto se debe a la muy baja permeabilidad de los shales, lo que significa que el tiempo requerido para establecer un equilibrio de la presión de poro en una zona de shale, puede ser de varios años, y fácilmente puede exceder el tiempo de vida del yacimiento. En las zonas permeables del yacimiento la reducción de la presión de poro se establece casi inmediatamente. Así, la alta presión de poro en las zonas de shales requiere que el peso del lodo se mantenga por encima del límite inicial de colapso para evitar inestabilidades en estos. En las zonas vecinas de arena, este peso de lodo podría ser demasiado alto, puesto que la reducción de la presión de poro, también causa la reducción de los esfuerzos horizontales. Así, la perforación con el peso de lodo inicial podría conducir a pérdidas de circulación en las arenas. Normalmente mientras se perfora no se sabe cuáles zonas se han depletado y cuales zonas tiene aún la presión de poro inicial. Esto requeriría un acoplamiento entre el manejo del yacimiento y el monitoreo del yacimiento²⁹.

En palabras más sencillas, en la perforación de zonas depletadas, los ingenieros de petróleos se enfocan en el control de la estabilidad de pozos y el manejo de las pérdidas de fluido dentro de fracturas, debido a que, en los yacimientos depletados hay una reducción de la ventana segura de lodo, entre la presión

²⁹ Fjaer, E., et al. Op.cit.

necesaria para mantener la estabilidad en los shales y la presión de fractura, la cual en ocasiones puede cerrarse completamente y hacer imposible perforar un pozo.

Figura 32: Ventana de lodo en un yacimiento depletado.



Fuente: Tomada y modificada de "Wellbore Stability Management In Depleted And Low Pressure Reservoirs". SPE 167543.

Los problemas de perforación en estas zonas según los ingenieros de petróleo pueden clasificarse en tres áreas principales³⁰:

³⁰ Adachi, J., et al. (2004, January 1). Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses into Fractures. Society of Petroleum Engineers. SPE 87224-MS.

- Los problemas de perforación en zonas depletadas pueden ser problemas de estabilidad de pozos, debido a varias razones, por ejemplo, la presencia de shales normalmente presurizados, significa que, un mayor peso de lodo es requerido para prevenir cualquier tipo de colapso, aun cuando se perfora este tipo de zonas. Además de mantener un peso de lodo alto para evitar colapsos y pegas mecánicas de la tubería, es necesario mantener adecuados niveles de inhibición, los cuales prevengan el hinchamiento químico de los shales.
- Los ingenieros de petróleos deben tener mucha precaución, debido a que, un alto peso de lodo puede resultar en el fracturamiento de la roca, que ya ha sido debilitada por procesos de depleción, provocando de esta manera tanto, pérdidas de circulación dentro de las fracturas inducidas en la perforación, como pérdidas de circulación dentro de fracturas preexistentes. Estas pérdidas de fluidos dentro de las fracturas son muy costosas y conducen a problemas de control de pozo. Un caso especial es cuando se perfora una estructura salina, debido a que, se necesitan altas concentraciones de sal para prevenir la disolución de ésta, generando así, que, reducir el peso de lodo para evitar cualquier fracturamiento sea un trabajo más arduo.
- Las zonas depletadas también pueden sufrir pérdidas de fluido a través de la matriz de la roca, las cuales dañan la formación y reducen la productividad, lo que causa que exista la necesidad de realizar tratamientos remediales tales como acidificación y fracturamiento hidráulico. Un problema asociado con este tipo de pérdidas de fluidos es el crecimiento de la torta de lodo, lo que incrementa el potencial de que el pozo sufra pegas diferenciales durante los periodos estacionarios, cuando se está perforando con altos sobrebalances.

2.1. EFECTO DE LA DEPLECIÓN EN LOS ESFUERZOS DEL YACIMIENTO³¹

Como se ha mencionado a lo largo de este libro, para cualquier operación que se realice a lo largo de la vida del yacimiento, se requiere que los esfuerzos in situ sean tomados en cuenta. Sin embargo, se ha podido concluir que la magnitud de los esfuerzos que actúan en el yacimiento y la magnitud de la presión de poro están intrínsecamente ligadas, por lo tanto, si la presión de la formación disminuye durante la producción, la evolución de los esfuerzos con la producción también, debería ser considerada en la etapa de diseño.

Esto se debe a que las magnitudes de los esfuerzos y el radio de acción dentro del yacimiento son responsables de definir el gradiente de fractura alrededor de la cara del pozo y la estabilidad de pozos. Además, La conductividad de la fractura dentro de un yacimiento naturalmente fracturado, puede ser, potencialmente dependiente de la magnitud de los esfuerzos y los radios de acción.

Hay muchos métodos usados para calcular el cambio de los esfuerzos debido al cambio de la presión de poro. Por ejemplo, la estimación de la reducción del gradiente de fractura (el esfuerzo principal mínimo) con la depleción, se lleva a cabo generalmente mediante la determinación de la relación esfuerzo-depleción a partir de las propiedades mecánicas de la roca y las pruebas de campo. Ya sea una ecuación elástica simple o el método de elementos finitos pueden ser usados para determinar el efecto de la depleción del yacimiento sobre la estabilidad de pozos.

³¹ Addis, M. A. (1997, January 1). The Stress-Depletion Response of Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 38720-MS.

2.1.1 Método de la solución elástica simple. Este es el método más común para la predicción del comportamiento del gradiente de fractura debido a un cambio en la presión de poro. En este método se considera que, el yacimiento se compactará verticalmente a medida que haya producción de hidrocarburos sin movimientos horizontales, es decir solo habrá deformación en el eje vertical. La ecuación 25 describe el cambio del esfuerzo principal mínimo debido al cambio de la presión de poro.

$$\frac{\Delta S_3}{\Delta P_p} = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left(1 - \frac{C_r}{C_b} \right) \quad (25)$$

En esta ecuación, el cambio del esfuerzo principal mínimo con la depleción ha sido relacionado con las propiedades de la formación, en la cual ν es la relación de Poisson, C_r es la compresibilidad de la matriz de la roca y C_b es la compresibilidad total de la roca³².

Con el primer término de la ecuación 25, se ha demostrado que en una roca con alta relación de Poisson, los valores obtenidos serán menores que los obtenidos en el caso de una relación de Poisson baja; lo que indica que en una roca con una alta relación de Poisson se generará menos impactos sobre el esfuerzo con la depleción. El segundo término representa el efecto de la compresibilidad de la roca en la relación entre el esfuerzo y los cambios de presión de poro.

³² Meng, F., & Fuh, G.-F. (2010, January 1). Reservoir Depletion Effect on In-Situ Stresses and Mud Weight Selection. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-342.

2.1.2 Modelo de Geertsma y la solución modificada. En 1973 Geertsma creó un modelo para un yacimiento en forma de disco infinitamente delgado, el cual puede ser usado para calcular el desplazamiento y el cambio de esfuerzos fuera del yacimiento basado en la teoría de deformación lineal elástica. A través del tiempo algunos problemas de este modelo se fueron revelando, por ejemplo, dentro del yacimiento y las fronteras del yacimiento, la deformación y los esfuerzos no pueden ser obtenidos precisamente, además, no es realista que la presión de poro cambie uniformemente en un yacimiento.

Años después los investigadores presentaron una solución modificada, la cual permite obtener el desplazamiento y los esfuerzos dentro y fuera de cualquier yacimiento, sin importar su forma, tamaño o frontera, incluyendo la presión de poro distribuida de forma arbitraria.

El modelo geomecánico numérico modificado puede incorporar muchos factores importantes y proporcionar un enfoque efectivo para estimar la compactación del yacimiento, la subsidencia, el desplazamiento de la interface de la formación, el movimiento y el desplazamiento de fallas, y los esfuerzos y las deformaciones a lo largo de las trayectorias de pozo debido a la depleción del yacimiento.

2.1.3 Método de elementos finitos. Es de conocimiento general que las formaciones rocosas son irregulares en forma y tamaño debido a la presencia de características geológicas tales como las fallas, generando que las propiedades de la roca sean rara vez uniformes dentro de un volumen rocoso de interés, además, la presión de poro también muestra diferentes valores en arenas y shales. Por eso se crearon los métodos de elementos finitos, los cuales proporcionan soluciones buenas para estos problemas.

En los métodos de elementos finitos, la masa rocosa es dividida en elementos geoméricamente simples, cada uno con propiedades asumidas. El comportamiento colectivo y la interacción de estos elementos simplificados modelan el comportamiento global y complejo de la masa rocosa. El método de elementos finitos es muy adecuado para resolver problemas que envuelven propiedades de la formación heterogéneas y no lineales.

2.1.4 Método rápido para la reducción del esfuerzo en una roca sello³³. En el 2009 el doctor Morita y el doctor Fuh presentaron un método para calcular la reducción del esfuerzo en una roca sello encima de un yacimiento compactado. Este método propuesto puede ser usado como una evaluación rápida de la reducción del esfuerzo en una roca sello debido a la depleción del yacimiento. Ellos desarrollaron una solución analítica basándose en la teoría lineal elástica isotrópica para calcular el cambio del esfuerzo debido al efecto de la presión de poro. Este cambio del esfuerzo puede ser obtenido usando un modelo numérico basado en el método de deformación del núcleo.

En su trabajo los doctores Morita y Fuh proporcionaron un conjunto de gráficas para evaluar la reducción del esfuerzo en una roca sello basadas en la forma, el tamaño, el espesor, la profundidad, el radio, el cambio en la presión de poro y las propiedades de la formación, tales como la relación de Poisson y el módulo de cizalla del yacimiento y de la roca impermeable.

³³ Morita, N., & Fuh, G.-F. (2008, January 1). Parametric Analysis of Stress Reduction in the Cap Rock above Compacting Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 114629-MS.

2.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS^{34 35}

Los trabajos de perforación en zonas depletadas presentan muchos desafíos para los ingenieros, en algunos casos es prácticamente imposible perforar estas zonas, ya que la densidad de lodo requerida para controlar las zonas adyacentes o el cuerpo principal de la formación productora crea un severo estado de sobrebalance, lo que a menudo conduce a graves pérdidas de lodo evitando seguir con la perforación y creando la posibilidad de pegas diferenciales del ensamble de fondo de pozo, de la sarta de perforación o del revestimiento.

En muchos casos, las pérdidas de circulación han sido la causa principal de los tiempos no productivos durante la perforación de cualquier tipo de formación, sin embargo, estas pérdidas son aún más desafiantes cuando se perfora a través de una formación depletada. Varios métodos son usados para el control y la prevención de este problema, sin embargo, ninguno de estos métodos es eficiente todo el tiempo.

Entre los métodos más usados por los ingenieros de perforación para solucionar los problemas de pérdidas de circulación en formaciones depletadas se encuentran los siguientes³⁶:

³⁴ Wang, H., Towler, B. F., & Soliman, M. Y. (2007, January 1). Near Wellbore Stress Analysis and Wellbore Strengthening for Drilling Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers. SPE 102719-MS.

³⁵ Tehrani, A., et al. (2007). Designing Fluids for Wellbore Strengthening - Is It an Art? American Association of Drilling Engineers. AADE-07-NTCE-75.

³⁶ Song, J., & Rojas, J. C. (2006, January 1). Preventing Mud Losses by Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 101593-MS.

- Perforación bajo balance.
- Perforación con revestimiento (Casing Drilling).
- Revestimiento expandible.
- Técnicas para el fortalecimiento de la cara del pozo (Wellbore Strengthening)

2.2.1 Perforación bajo balance³⁷. La necesidad que tienen los ingenieros de perforación para reducir el daño a la formación y para evitar las pegas diferenciales y las pérdidas de circulación en yacimientos depletados favorece el uso de la tecnología de perforación bajo balance UBD (por sus siglas en inglés Underbalanced drilling). Además otros posibles beneficios se pueden derivar de este tipo de perforación como lo es el aumento de la vida de la broca y la producción temprana de hidrocarburos.

La definición de perforación bajo balance declarada por el comité de operaciones bajo balance de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación IADC es “La perforación con la cabeza hidrostática del fluido de perforación intencionalmente diseñada para ser más baja que la presión de las formaciones que están siendo perforadas. La cabeza hidrostática del fluido puede ser naturalmente menor que la presión de la formación, o puede ser inducida. El estado inducido puede ser creado por la adición de gas natural, nitrógeno, o aire a la fase líquida del fluido de perforación. Si el estado de bajo balance es inducido o

³⁷ Qiu, K., et al. (2008, June 1). Underbalanced Drilling of a Horizontal Well in Depleted Reservoir: A Wellbore-Stability Perspective. Society of Petroleum Engineers. SPE 105215-PA.

natural, el resultado puede ser un influjo de los fluidos de la formación, los cuales deben ser circulados desde el pozo y controlados en superficie³⁸.

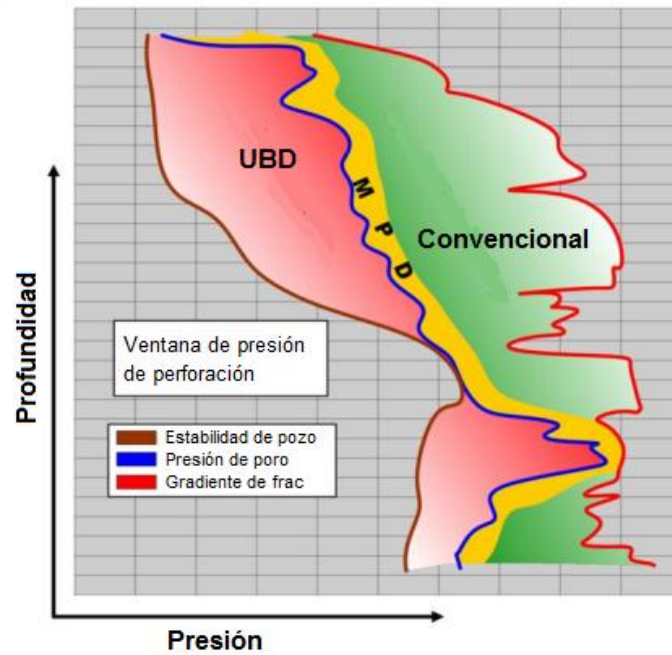
En términos de presión, la perforación bajo balance puede ser descrita por la siguiente ecuación:

$$P_p > P_{BHP} = P_{lodo} + P_{fricción} + P_{choke} \quad (26)$$

Las principales diferencias entre la perforación bajo balance UBD y la perforación convencional de sobrebalance OBD son que, en la perforación bajo balance el fluido de perforación, no actúa como barrera en contra de la presión de la formación y permite el influjo de los fluidos de la formación dentro del pozo. En la figura 33 se puede observar el área operacional de la perforación bajo balance, la cual está por debajo de la presión de poro y por encima de la presión de colapso.

³⁸ Råen, J., Managing Pressure during Underbalanced Drilling, in Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology. 2012.

Figura 33: Área de operación de la perforación bajo balance.



Fuente: Tomada y modificada de "Manging Pressure during Underbalanced Drilling", Jostein Råen, mayo 2012.

2.2.1.1 Ventajas de la perforación bajo balance: Las ventajas obtenidas por el uso de esta tecnología de perforación se pueden dividir dentro de tres categorías principales³⁹:

- Una de las principales ventajas de la perforación bajo balance es que minimiza los problemas de perforación. Por ejemplo, si se usa la perforación bajo balance, se puede evitar problemas de pérdidas de circulación y de control de pozo, inclusive se pueden tener cero pérdidas de circulación desde que siempre

³⁹ Råen. Op.cit.

se tenga una presión de fondo de pozo menor que la presión de fractura. Desde que se tenga un equipo adecuado a la mano el influjo continuo desde el yacimiento tampoco será ningún problema.

Las pegas diferenciales son causadas por un diferencial de presión entre el pozo y la formación. Cuando la presión en el pozo es mayor que la presión de la formación y existe una torta de lodo para transmitir el diferencial de presión a la formación, la sarta de perforación puede resultar atascada, especialmente en pozos desviados, donde la sarta está descansando en la parte inferior del pozo. Este problema se puede eliminar con la perforación bajo balance, debido a que, en esta tecnología no se tienen ni sobrebalances, ni torta de lodo.

Esta tecnología también permite el aumento en la tasa de penetración ROP. La presión de la formación y el flujo proveniente de ella, hacen más fácil el transporte de los recortes de perforación, lo que implica que la perforación sea más rápida. Esta ventaja además de reducir el tiempo necesario para perforar un pozo, también disminuye el costo total del pozo.

- Cuando se perfora convencionalmente con una condición de sobrebalance en el pozo se tiene alguna invasión del lodo dentro de la formación perforada, esta cantidad depende de cómo está diseñado el sistema del fluido de perforación. Este lodo dentro de la formación, también llamado filtrado de lodo, puede reducir la permeabilidad absoluta del yacimiento, la permeabilidad relativa de los hidrocarburos o cambiar la viscosidad de los fluidos de la formación. Desde que se mantenga la presión del pozo bajo la presión de poro, cuando se perfora bajo balance, no se tendrá ninguna pérdida de fluido dentro de la formación.

Debido a que en la perforación bajo balance no se establece ningún tipo de torta de lodo, se tendrá una producción más rápida desde el yacimiento y en muchos casos un mayor factor de recobro.

- Una ventaja muy importante, es que en la perforación bajo balance se tiene un influjo continuo de los fluidos de formación, con lo que se puede obtener información valiosa sobre la permeabilidad del yacimiento, los tipos y tasas de los fluidos, presión de yacimiento, índice de productividad. Esto puede ayudar en el planeamiento de la longitud y forma del pozo, y dar un mejor entendimiento del yacimiento.

2.2.1.2 Desventajas y posibles problemas de la perforación bajo balance:

Esta tecnología puede tener una serie de problemas y desventajas, las cuales resultan de un proceso de perforación mal planificado y ejecutado, lo que puede muchas veces ser mitigado por una buena planificación y un buen diseño⁴⁰.

- Uno de los problemas más comunes en la perforación bajo balance es la inestabilidad de pozo, debido, a la baja presión en el pozo. Si hay una estrecha ventana entre la presión de poro y límite de colapso, la presión del fluido de perforación fácilmente puede caer abajo del límite de colapso, lo que implica que el pozo se colapse. Los problemas de inestabilidad de pozo también pueden ser causados por fluctuaciones en la presión de fondo de pozo, influjo de gas desde el yacimiento, movimiento en la sarta de perforación y altas velocidades del fluido circulante. Hay modelos de predicción disponibles para analizar este tipo de problemas, lo que ayuda a que los ingenieros tengan una herramienta para la planificación del pozo.

⁴⁰ Råen. Op.cit.

- En yacimientos con muy alta presión de poro y permeabilidad, pueden encontrarse problemas de seguridad, debido, a grandes influjos de los fluidos de formación. Se deben tener equipos en superficie que estén disponibles capaz de manejar la cantidad esperada de fluido.
- En la perforación bajo balance a menudo se usa gas o lodo gasificado como fluido de perforación. Las mediciones convencionales mientras se perfora dependen de un fluido no compresible como un transmisor de señal, por ende no funcionan correctamente en un fluido compresible como el gas.
- Si no es posible mantener un continuo bajo balance, puede conllevar a un severo daño a la formación, debido, a la invasión del fluido de perforación dentro de la formación. Debido a que no se cuenta con una torta de lodo cuando se perfora bajo balance, el daño a la formación será probablemente mucho peor que el daño causado por una operación convencional.
- Una operación de perforación bajo balance es significativamente más costosa que una operación de perforación convencional. Esto se debe a todos los equipos adicionales necesarios y que es un proceso que necesita de una planificación más integral. Esta es la razón más común para no perforar con esta técnica.

2.2.2 Perforación con revestimiento (Casing Drilling)⁴¹: Los beneficios de perforar con revestimiento se han hecho evidentes para la industria petrolera, como la perforación de complejos pozos a través de yacimientos depletados. Esta técnica ayuda a reducir las pérdidas de circulación, proporcionar más resistencia a la cara del pozo, mitigar el daño a la formación y eliminar los tiempos no productivos NPT⁴².

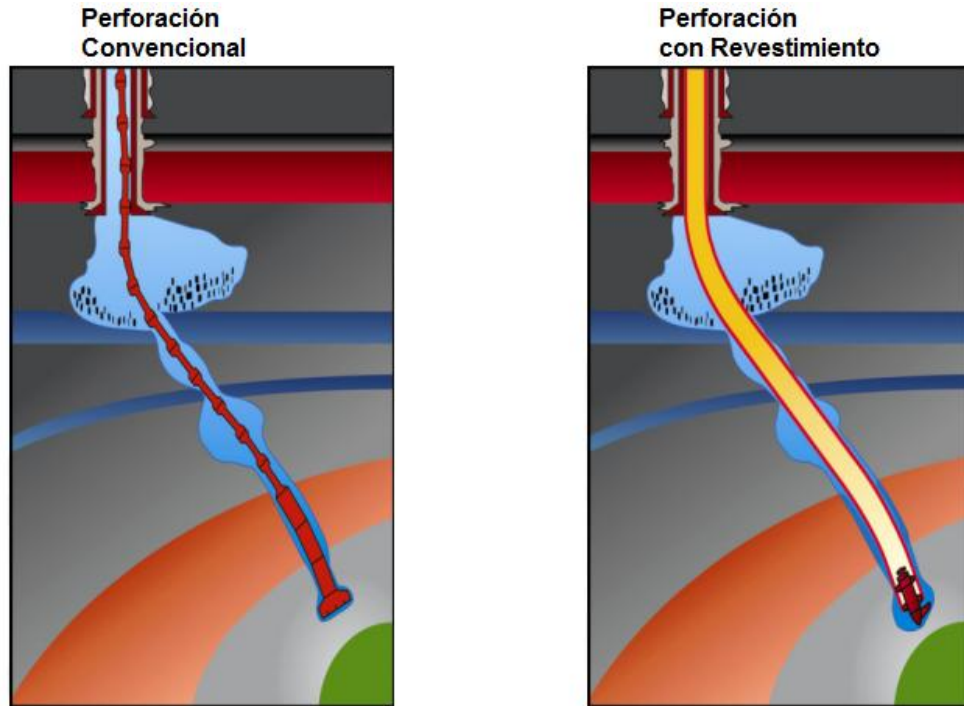
Esta tecnología, es uno de los métodos más prometedores, practicados actualmente por la industria. Inicialmente, este tipo de operaciones fueron enfocadas primordialmente en la eliminación de los tiempos no productivos asociados con las corridas del revestimiento. Sin embargo, como se han aumentado el número de operaciones realizadas durante la última década, muchos otros beneficios han sido percibidos. Varias observaciones de campo han sido reportadas en la literatura (como Watts et al. 2010), que sugieren la prevención de las pérdidas de circulación, la mejora en la estabilidad de pozos y el aumento en el gradiente de fractura, alcanzado durante una operación de perforación con revestimiento.

La perforación con revestimiento, una de las nuevas tecnologías en el campo de la exploración de petróleo y gas, es, como su nombre lo indica, un concepto para perforar un pozo usando el revestimiento como una sarta de perforación y asentándose simultáneamente. Esto significa que el revestimiento se usa para eliminar el uso de la tubería de perforación convencional, y después de perforar hasta la profundidad requerida, el pozo es asentado usando el mismo revestimiento. Este también proporciona energía hidráulica y mecánica a la broca, en vez de usar una sarta convencional

⁴¹ Fontenot, K.R., et al., Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Oilfield Review Otoño de 2005.

⁴² Kumar, A., Pratap Singh, A., & Samuel, R. (2012, January 1). Analytical Model to Estimate the Downhole Temperatures for Casing while Drilling Operations. Society of Petroleum Engineers. SPE 159278-MS.

Figura 34: Diferencia entre perforación convencional y perforación con revestimiento.



Fuente: Tomada y modificada de <http://www.sipeshouston.org/presentations/Drilling.with.csg.pdf>

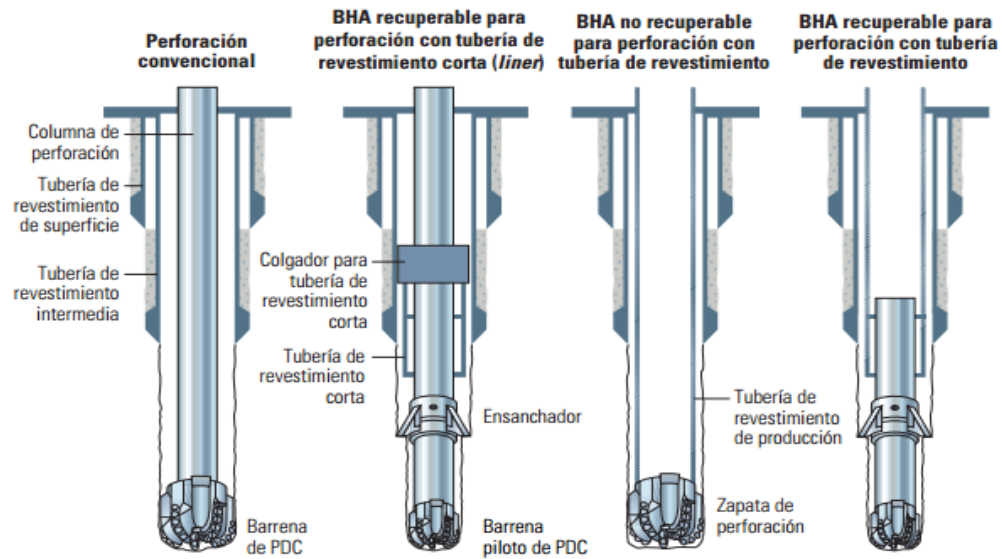
Hay una variedad de posibles configuraciones para el sistema de perforación con revestimiento, el revestimiento puede o no puede ser rotado durante el proceso de perforación; y las herramientas de perforación pueden ser parte de la sarta de revestimiento o ser parte de un ensamblaje que se extiende debajo del zapato del revestimiento. Hay dos tecnologías básicas usadas para perforar con revestimiento⁴³:

⁴³ Gupta, A. K. (2006, January 1). Drilling With Casing: Prospects and Limitations. Society of Petroleum Engineers. SPE 99536-MS.

- La primera configuración emplea un ensamblaje de fondo comprendido por un motor de desplazamiento positivo, una broca y un conjunto de brazos ensanchadores de hueco, este ensamblaje está unido a la primera junta del revestimiento. El pozo es perforado por este ensamblaje mientras el revestimiento es bajado dentro del hueco, ya sea en un modo estático o rotatorio. Una vez es alcanzada la profundidad total, el BHA es recuperado con una herramienta especial de recuperación, como el wireline; y un sistema de válvulas es corrido e instalado antes de comenzar la cementación.

- La segunda configuración solo utiliza revestimiento para la transmisión de torque y peso a la broca de perforación. Una broca perforable y un ensamble de válvulas son conectados a la primera junta del revestimiento. La sarta de revestimiento es rotada durante la perforación, típicamente con un ensamble de lanza que proporciona rotación al revestimiento. Una vez es alcanzada la profundidad total, no hay necesidad de un viaje de tubería adicional y el revestimiento puede ser cementado inmediatamente.

Figura 35: Diferentes configuraciones del BHA para perforación con revestimiento.



Fuente: Tomada de “Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento” oilfield review, otoño de 2005.

2.2.2.1 Ventajas de la perforación con revestimiento sobre una perforación convencional. La principal ventaja de la perforación con revestimiento, es la eliminación de la necesidad de usar una tubería de perforación, mediante la utilización del revestimiento como sarta de perforación.

Las siguientes son otras ventajas asociadas a esta tecnología:

- Elimina los viajes de tubería de la perforación convencional.
- Reduce el tiempo de perforación y el costo operacional.
- Mejora la seguridad y el control de pozo.

- Reduce los tiempos no productivos NPT.
- Reduce las operaciones no programadas, como las operaciones de pesca y reaming.
- Disminuye los impactos ambientales.
- Reduce la exposición del pozo a los daños de formación.
- Elimina el costoso alquiler relacionado a los collares de perforación y la tubería de perforación.
- Reduce los costos de fluido de perforación y de cemento, debido, al menor diámetro del pozo.
- Reduce los caballos de fuerza requeridos en la operación, por lo tanto, el mantenimiento es más barato y los costos de combustibles son menores.

2.2.2.2 Limitaciones de la perforación con revestimiento. Esta tecnología tiene varias limitaciones operacionales, las cuales disminuyen su atractivo. Entre las limitaciones se destacan la estructura de los recortes de perforación, el cambio de broca y del ensamblaje de fondo, la dificultad para la evaluación de la formación y la conexión entre revestimientos.

- En la perforación con revestimiento y wireline, las herramientas requieren que la estructura de los recortes de perforación sean lo suficientemente pequeñas para pasar a través del diámetro interno del revestimiento, para evitar atascamientos.

- Este tipo de tecnología elimina los viajes de la tubería, por lo tanto, la recuperación de las herramientas de fondo de pozo se realiza con wireline a través del revestimiento. El cambio de broca y del ensamblaje de fondo de pozo también es realizado por procesos de recuperación con wireline, pero frecuentemente estos procesos pueden crear algunos problemas no programados.
- Esta tecnología prohíbe el registro de hueco abierto con herramientas convencionales de registros, una vez la sección del pozo esté completada. Una solución para este problema puede ser registrar mientras se perfora o utilizar registro de pozos revestido. Otras herramientas para la evaluación de la formación, tales como, los barriles para corazonamiento y equipos de prueba de presión, pueden ser, adaptados a la herramienta wireline y entonces usados convencionalmente.
- Las conexiones del revestimiento no son diseñadas para soportar altos torques y cargas compresivas en un ambiente de torsión. Al perforar con revestimiento se deben usar bajos torques y peso sobre la broca, para reducir al mínimo la torsión.

2.2.3 Revestimiento expandible⁴⁴. Por varios años, la industria de los hidrocarburos ha intentado probar la viabilidad de los revestimientos expandibles, como una alternativa ventajosa al diseño convencional de revestimientos. Incluidos como parte del diseño inicial de un programa de completamiento, el objetivo de un revestimiento expandible es permitir al operador perforar pozo exploratorios y productores más profundos con grandes diámetros de pozo en el yacimiento. Como plan de contingencia, el objetivo es permitir al operador aislar zonas que contengan shales reactivos, ambientes salinos, formaciones con bajo

⁴⁴ Stockmeyer, C. F., et al. (2006, January 1). Development and Commercial Deployment of an Expandable Monobore Liner Extension. Society of Petroleum Engineers. SPE 102150-MS.

gradiente de fractura u otras situaciones de perforación, sin tener que reducir el revestimiento y posteriormente el tamaño del hueco perforado dentro del yacimiento.

Un sistema de revestimiento de perforación expandible de hueco abierto, proporciona soluciones eficaces y rentables para muchas operaciones, tanto planificadas como de contingencias de hueco abierto, dando a los operadores una sarta extra de revestimiento. El aumento de la longitud del revestimiento con una reducción insignificante en el diámetro, puede ser, especialmente útil en operaciones donde se necesiten una gran cantidad de revestimientos a un menor costo. En efecto, esta tecnología le proporciona al operador dos sartas de revestimiento por el costo de solo una.

Este sistema permite a los operadores ampliar los programas convencionales de completamiento, alcanzando a perforar de una manera segura, pozos más profundos de lo esperado. El revestimiento expandible, una vez ampliado en el interior del revestimiento ya existente, permite al operador perforar zonas más profundas y evaluarlas con registros convencionales, sin restricciones que requieren herramientas de registro de diámetro reducido. Además, esta tecnología puede ser usada en zonas con pérdidas de circulación o con influjo de agua superficial en ambientes salinos y de aguas profundas⁴⁵.

⁴⁵ Filippov, A., et al. (1999, January 1). Expandable Tubular Solutions. Society of Petroleum Engineers. SPE 56500-MS.

Figura 36: Revestimiento expandible.



Fuente: Tomada de "Expandable Wellbore Tubulars". SPE 60766.

2.2.4 Técnicas para el fortalecimiento de la cara del pozo (Wellbore Strengthening)⁴⁶. Los especialistas en fluidos han desarrollado una diversidad de métodos para mejorar la integridad del pozo y prevenir las pérdidas de perforación. A estas prácticas se alude en forma colectiva como métodos de fortalecimiento de la cara del pozo e incluyen estrategias que alteran los esfuerzos presentes alrededor del pozo y minimizan las pérdidas de fluido. Los operadores emplean numerosas técnicas para prevenir las pérdidas de circulación mediante mecanismos físicos o mecánicos, los cuales se especula que operan de maneras fundamentalmente diferentes:

- La resistencia a la propagación de las fracturas aísla la punta de las fracturas existentes e incrementa mecánicamente la presión de reapertura de las fracturas, lo que aumenta la resistencia a su propagación.

⁴⁶ Cook, J.G. et al. Op.cit.

- El incremento artificial del esfuerzo tangencial altera mecánicamente los esfuerzos presentes en la región vecina de la cara del pozo y los valores de la presión de ruptura.
- La técnica de esfuerzos de cierre de la fractura rellena y expande las fracturas, a la vez que aísla la punta de la fractura e incrementa los esfuerzos presentes en la región vecina de la cara del pozo.
- El aislamiento del pozo aísla físicamente la formación de la presión del pozo.

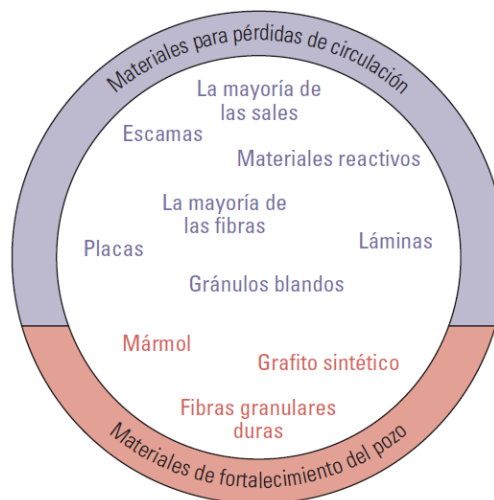
Si bien no existe un consenso fijo acerca de la técnica fundamental que interviene, sí hay coincidencia en cuanto a que el fortalecimiento de la cara del pozo es un fenómeno real. Los mecanismos consisten en elevar la presión a la que se fractura la roca y de este modo ampliar la ventana segura de perforación. Luego, el pozo puede tolerar presiones más altas y, como lo indican los datos derivados de las mediciones, parece más resistente aunque no se haya producido un cambio real en la resistencia de la roca. Por este motivo, algunos profesionales propusieron los términos “estabilización del pozo” o “extensión de la ventana segura de perforación” para designar este fenómeno, pero los antecedentes históricos y el uso cotidiano del término “fortalecimiento de la cara del pozo” por parte de la industria contribuyen a mantener su uso generalizado⁴⁷.

Estos mecanismos teóricos de fortalecimiento de la cara del pozo tienen un componente en común: materiales en partículas dimensionadas específicamente y diseñadas especialmente, que se agregan al fluido de perforación. Cualquier material en partículas que actúe deteniendo o aminorando la pérdida de lodo se

⁴⁷ Van Oort, E., et al. (2011, December 1). Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. Society of Petroleum Engineers. SPE 125093-PA.

denomina material para pérdidas de circulación LCM (por sus siglas en inglés Lost Circulation Material), y puede incluir gránulos blandos, sales insolubles, escama o fibras. En su mayoría, estos materiales resultan útiles para mitigar, o reparar, la pérdida total de lodo. Los materiales de fortalecimiento de la cara del pozo WSM's (por sus siglas en inglés Wellbore Strengthening Materials), una categoría de LCM's, demostraron ser efectivos no sólo para mitigación de las pérdidas sino también para su prevención.

Figura 37: Materiales para pérdidas de circulación.



Fuente: Tomada de “estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

2.2.4.1 Clasificación de los materiales para pérdidas de circulación⁴⁸. La clasificación de los materiales para pérdidas de circulación es un factor importante en la proceso de toma de decisiones para prevenir/mitigar los eventos de pérdidas de circulación. Los LCM's pueden ser clasificados basándose en su apariencia

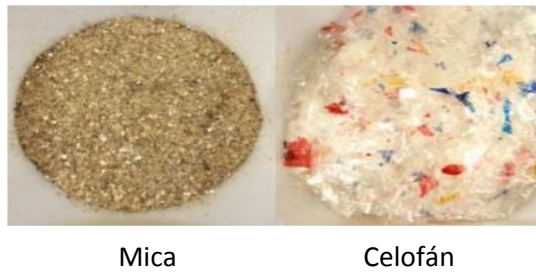
⁴⁸ Alsaba, M., et al. (2014). Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification. American Association of Drilling Engineers. AADE-14-FTCE-25.

como fibrosos, escamosos, granulares o una mezcla de los tres. Los LCM's tienen diferentes propiedades físicas y químicas, por lo tanto, una selección adecuada del material es un factor clave para un tratamiento exitoso de pérdida de circulación.

- Los materiales **fibrosos** pueden ser definidos, como, “un tipo de LCM que es largo, delgado y flexible, y el cual se produce en varios tamaños y longitudes de fibra”. Este tipo de materiales puede tener un pequeño grado de rigidez y formará un puente “de tipo estera”, cuando se utiliza para reducir las pérdidas en fracturas o formaciones fisuradas. La capacidad de formar un puente “de tipo estera” sirve, como un medio de filtración de las partículas más pequeñas en los fluidos de perforación para depositar y formar un sello. Los materiales fibrosos son usados a menudo en lodos base agua WBM (por sus siglas en inglés Water Based Mud) y en lodos base aceite OBM (por sus siglas en inglés Oil Based Mud), pero algunos de estos materiales, tienen algunas limitaciones cuando son usados en OBM. En estos tipos de materiales se pueden encontrar fibra de celulosa, fibra de nylon, fibra mineral, fibra de magma y aserrín.

- Los materiales **escamosos** son definidos, como, “un tipo de LCM que es delgado y plano en forma, con un área superficial grande”. Este tipo puede o no tener algún grado de rigidez, y son capaces de formar estera sobre la cara de una formación permeable. Los materiales escamosos incluyen celofán, mica, cáscaras de semillas de algodón, vermiculita y carbonato de calcio en copos.

Figura 38: Material escamoso (Mica y Celofán).



Fuente: Tomada de “Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification”, Mortadha Alsaba and Runar Nygaard.

- Los materiales **granulares** son definidos, como, aditivos que son capaces de formar un sello en la cara de la formación o dentro de la fractura para prevenir las pérdidas dentro de la formación. Están disponibles en una distribución amplia de tamaños de partícula. Debido a su rigidez, este tipo de materiales se utiliza a menudo para aplicaciones de fortalecimiento de la cara del pozo. Los materiales granulares tienen una mayor resistencia al aplastamiento que otros tipos de materiales. En este tipo de materiales se pueden encontrar el grafito, cáscaras de frutos secos, carbonato de calcio, bentonita, asfalto y perlita.

Figura 39: Material granular (Grafito, Cáscaras de frutos secos y Carbonato de Calcio).



Fuente: Tomada de “Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification”, Mortadha Alsaba and Runar Nygaard.

- Los especialistas observaron que la mezcla de dos o más LCM's, producen un mejor desempeño en la mitigación de las pérdidas, debido, a las propiedades y los tamaño diferentes de las partículas de los materiales **mixtos**. Una variedad de mezclas ingenieriles de LCM están disponibles para diferentes escenarios de pérdida de circulación. Estas mezclas contienen propiedades optimizadas y distribuciones de tamaño de partículas, las que han sido evaluadas en varias pruebas de laboratorio, para demostrar su capacidad en el sellado de una amplia gama de tamaños de fractura. Sin embargo, la distribución del tamaño de partícula de los LCM's mixtos pueden resultar en un pobre rendimiento.

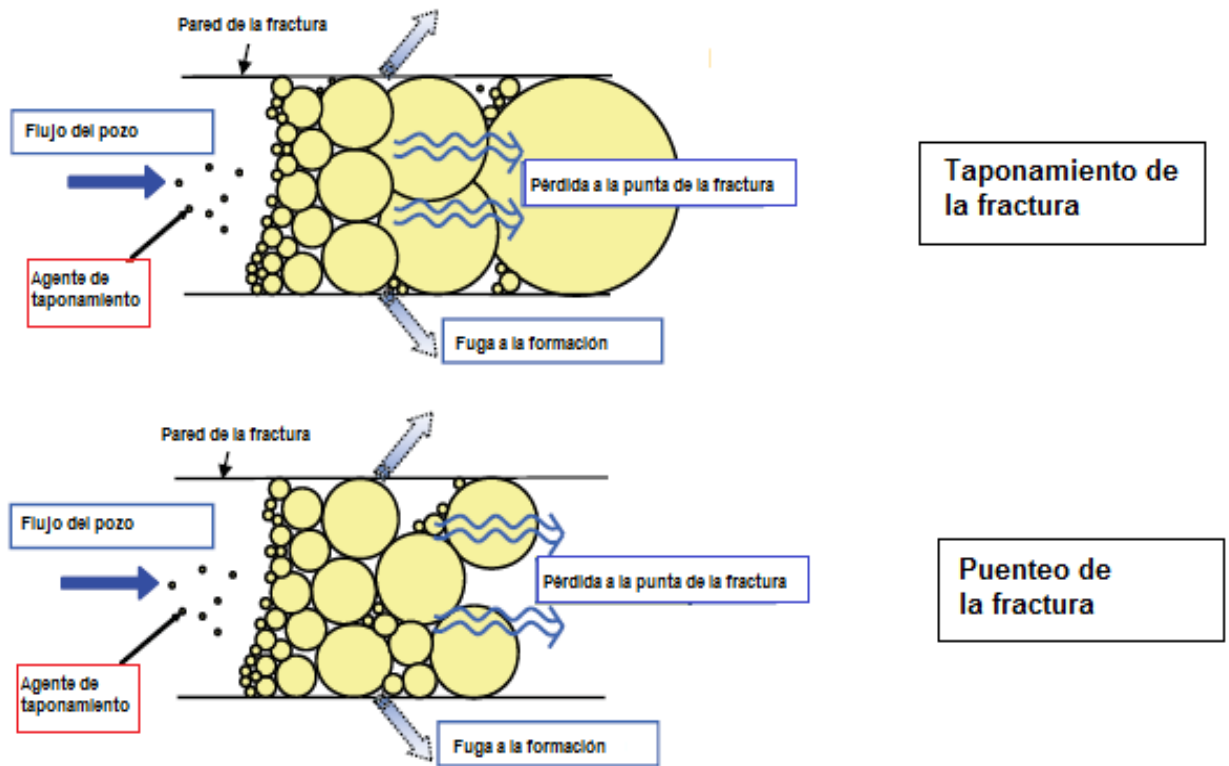
2.2.4.2 Mecanismos de control de pérdida de fluido⁴⁹. Los tratamientos para pérdida de fluido, ya sean preventivos o remediales, caen en dos categorías principales: baja pérdida de fluido, donde la fractura o formación es rápidamente taponadas y sellada, y en alta pérdida de fluido, donde la des-fluidización del material de prevención de pérdidas LPM (por sus siglas en inglés Loss Prevention Material) en la fractura o en la formación resulta en un tapón, que entonces actúa como la base para el sello de la fractura.

Los mecanismos de control de pérdida de fluido son afectados por la distribución del tamaño de las partículas, la apertura relativa de las fracturas, el fluido fugado a través de las paredes de la fractura, y la pérdida de fluido a la punta de la fractura. El taponamiento de la fractura, y en menor medida, el puenteo de la fractura son la base en la cual se diseñan los LPM's para los tratamientos para baja pérdida de fluido. Las píldoras para la alta pérdida de fluido son diseñadas alrededor del mecanismo de llenado de la fractura y la des-fluidización de los LPM's.

- La experiencia indica que en los tratamientos para baja pérdida de fluido, el producto final, debe incluir muchas partículas gruesas para taponar y puentear las aberturas más grandes en la formación, ya sean poros o fracturas. Si las aberturas de la formación son taponadas o puenteadas, partículas más finas son necesarias, para llenar los espacios vacíos entre partículas gruesas, y aún partículas más finas son necesarias, para producir un filtrado de torta ajustado, efectuando así un sello para controlar la pérdida de fluido. La diferencia entre taponamiento y puenteo no es muy grande. Las definiciones del dedo gordo de la industria son que, el taponamiento ocurre cuando el D_{90} del LPM es mayor que la apertura de formación abierta; el puenteo ocurre cuando el D_{90} del LPM es menor que 1/2 del tamaño de la abertura. Muchas experiencias de campo muestran que estos tratamientos pueden ser usados en formaciones con alta y baja permeabilidad.

⁴⁹ Kageson-Loe, N. M., et al. (2008, January 1). Particulate Based Loss-Prevention Material—The Secrets of Fracture Sealing Revealed! Society of Petroleum Engineers. SPE 112595-MS.

Figura 40: Mecanismos de taponamiento y puenteo de la fractura.

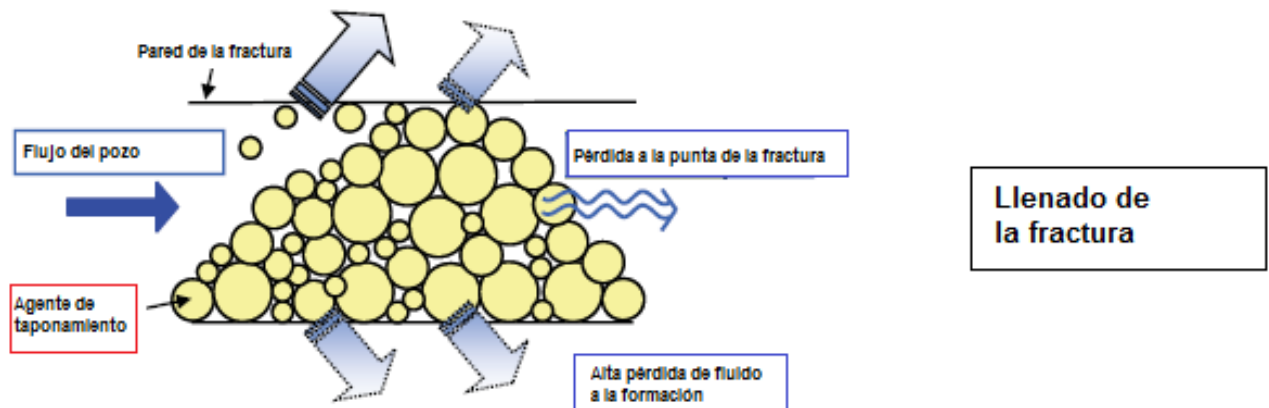


Fuente: Tomada de "Particulate-Based Loss-Prevention Material- The Secrets of Fracture Sealing Revealed". SPE 112595.

- En los tratamientos de alta pérdida de fluido, el tamaño de las partículas del LPM debe ser más pequeño que la abertura de la fractura. Esto es necesario para asegurar que el material entre dentro de la formación y entonces sea depositado por un proceso de des-fluidización o deshidratación del fluido portador. Pruebas de laboratorio sugieren que los tratamientos compuestos por tamaños mediano y pequeño de las partículas del material, pueden no ser efectivos en el sello de fracturas muy anchas (> 2 mm); las tasas excesivas de flujo en tales fracturas pueden prevenir que el material depositado puentee o tapone la abertura de la fractura. Adicionalmente mucho volumen de material puede ser requerido. Bajo estas condiciones las experiencias de campo sugieren que este tipo de

tratamiento puede ser usado para bajas tasas de pérdidas, lo suficiente para permitir la formación de un tapón. Los tratamientos de alta pérdida de fluido solo pueden ser usados en formaciones altamente permeables o formaciones fracturadas.

Figura 41: Mecanismo de llenado de la fractura.



Fuente: Tomada de "Particulate-Based Loss-Prevention Material- The Secrets of Fracture Sealing Revealed". SPE 112595.

En la literatura se encuentran cuatro principales mecanismos para el fortalecimiento de la cara del pozo: la resistencia a la propagación de la fractura FPR (por sus siglas en inglés Fracture Propagation Resistance), el aislamiento de pozo, el esfuerzo de cierre de la fractura FCS (por sus siglas en inglés Fracture Closure Stress) y el fenómeno físico stress cage.

2.2.4.3 Resistencia a la propagación de la fractura FPR. La teoría FPR de prevención de las pérdidas de circulación sostiene que el LCM se hace penetrar en una fractura incipiente o existente para puentear, sellar y aislar la punta de la fractura e incrementar así, la resistencia de la formación a la propagación de la

fractura. La detención de esta propagación también detiene los eventos de pérdida de perforación⁵⁰.

El mecanismo para la FPR se originó en un proyecto industrial conjunto denominado Asociación de Ingeniería de Perforación DEA-13, que se llevó a cabo a mediados de la década de 1980 para determinar por qué el lodo base aceite OBM parecía arrojar un gradiente de fractura más bajo que el lodo base agua WBM. El proyecto no indicó la existencia de diferencias en la presión de iniciación de la fractura para los diferentes tipos de fluidos de perforación y formulaciones en los pozos intactos, pero detectó diferencias significativas en el comportamiento de la fractura, que era afectado por el tipo de fluido y su composición.

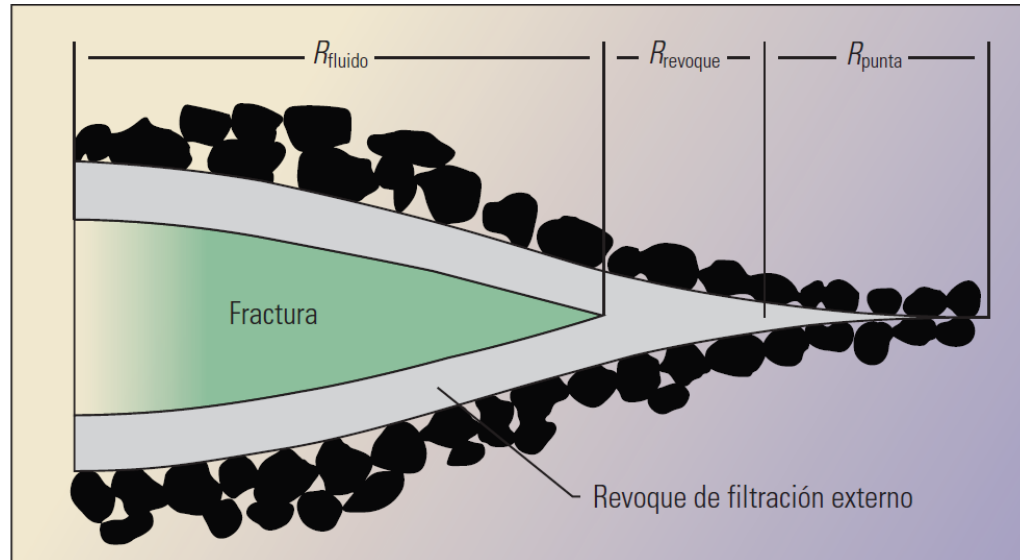
Esta diferencia se explicó a través de un fenómeno conocido como control del crecimiento longitudinal de la fractura. Cuando comienza el crecimiento de la fractura, el pozo pierde instantáneamente un volumen de lodo en el nuevo espacio intersticial de la fractura. Si el fluido contiene LCM, la introducción de fluido en la fractura produce una acumulación del LCM que aísla, o protege, la punta de la fractura de la presión máxima del fluido de invasión.

Como se puede observar en la figura 42, si se utiliza un lodo WBM, el crecimiento de la fractura produce un revoque deshidratado, o tapón, de LCM que aísla la punta de la fractura e impide su crecimiento posterior. El uso de LCM en un lodo WBM generalmente produce presiones elevadas de propagación de la fractura; la fractura continúa creciendo sólo si la presión de lodo es suficientemente alta para penetrar la barrera de LCM y llegar nuevamente a la punta de la fractura. No obstante, una vez que se produce esta situación y la propagación de la fractura

⁵⁰ Cook, J.G. et al. Op.cit.

comienza otra vez, se empieza a acumular LCM adicional en la punta hasta que ésta se sella nuevamente.

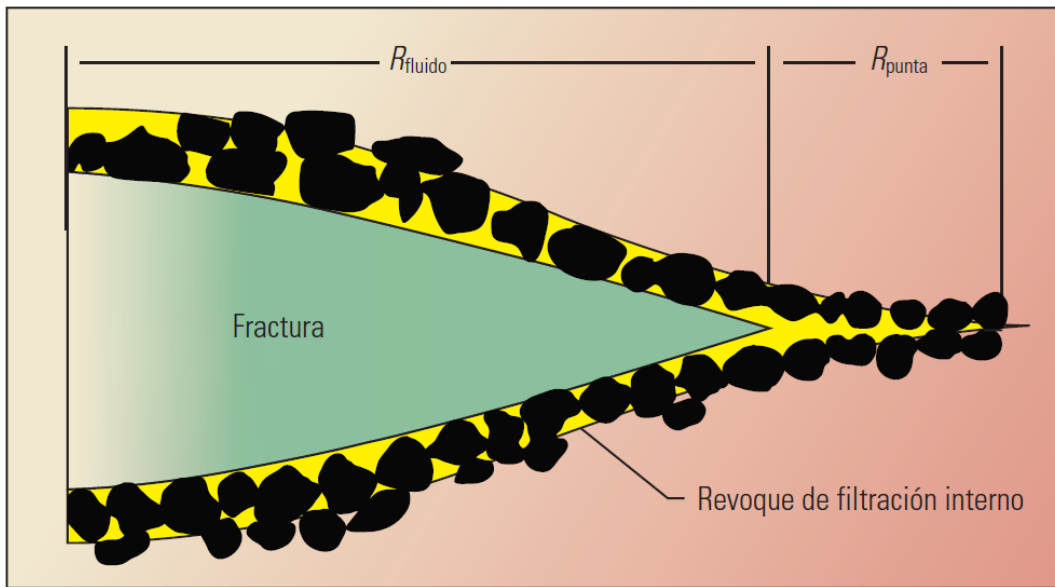
Figura 42: Torta de lodo y propagación de la fractura en lodo WBM.



Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

Los fluidos no acuosos NAF's (por sus siglas en inglés Non-Aqueous Fluid), término colectivo para los lodos OBM y los SBM, utilizan el fluido acuoso emulsionado para penetrar la roca permeable y formar un torta de lodo muy compacta y ultra-delgada en el interior de la pared de la fractura. Cuando una fractura se propaga en presencia de un fluido NAF, la emulsión inversa sella rápidamente las caras de la fractura, lo que limita la pérdida de fluido hacia la formación. En consecuencia, es muy poco el material sólido que se deposita en la fractura y no se forma una barrera coherente de LCM o de torta de lodo. Este mecanismo se puede observar en la figura 43.

Figura 43: Torta de lodo y propagación de la fractura en lodo OBM.



Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

En los fluidos NAF, el resultado es que la presión cerca de la punta de la fractura se aproxima a la presión del pozo, en tanto que en los lodos WBM, la presión cerca de la punta de la fractura se reduce significativamente. Por lo tanto, la propagación de la fractura se produce con menos facilidad con los fluidos WBM que con los fluidos NAF, de modo que el gradiente de fractura efectivo para los lodos WBM es mayor que para los fluidos NAF. Esto se traduce en ventanas seguras de perforación más estrechas para un fluido NAF que para un lodo WBM.

El proyecto DEA-13 reveló además que la composición y la distribución granulométrica de las sustancias en partículas en el fluido revestían una importancia crucial para el éxito del método FPR. Las actividades de investigación de laboratorio desarrolladas fuera del proyecto DEA-13 condujeron al desarrollo de

un elemento WSM especial denominado material para pérdidas de circulación LPM, que inhibía el crecimiento longitudinal de la fractura.

Estas actividades de investigación demostraron que el material LPM debe estar presente en el lodo en todo momento durante la perforación porque el método FPR es de tratamiento preventivo continuo. Los resultados indicaron además que debía haber material LPM presente con una distribución granulométrica oscilante entre 250 y 600 micrones (malla de 60/30), si bien los trabajos subsiguientes a cargo de Shell, indican que la distribución granulométrica debería ser una función del tipo de formación a fortalecer⁵¹.

Los tipos de WSM considerados más efectivos para el sellado sistemático de una fractura y la minimización de las pérdidas de fluido a través de la punta de la fractura son el grafito sintético, las cáscaras de nuez molida y las partículas de celulosa dispersas en aceite. Las mezclas de estos materiales en diversas proporciones demostraron las ventajas del desempeño, tanto en pruebas de laboratorio como en pruebas de campo. Estos materiales deben estar presentes en el lodo en concentraciones comprendidas entre 43 y 57 kg/m³ (15 y 20 lbm/bbl), y se reciclan y reintroducen continuamente en el pozo para asegurar la protección permanente a medida que se perforan nuevas secciones.

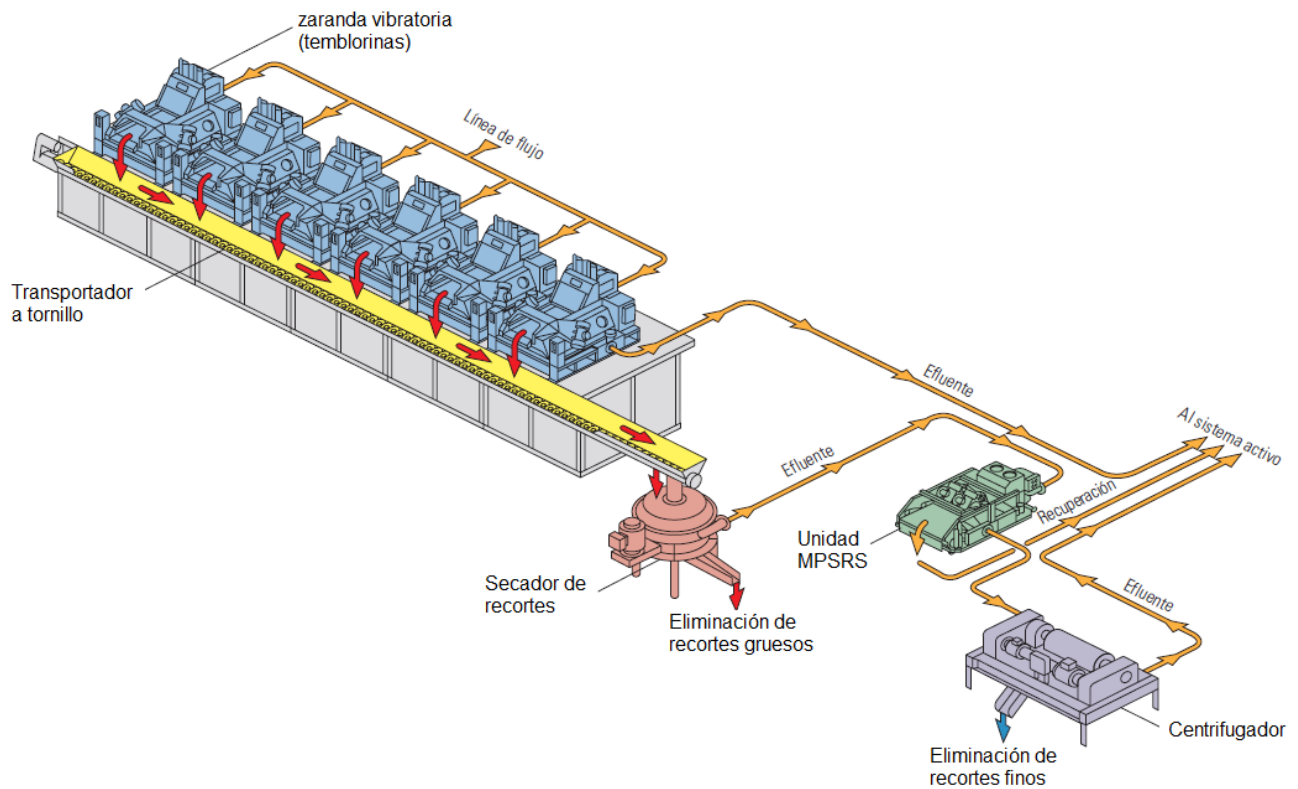
Las pruebas de campo demostraron la importancia de mantener tanto la concentración como la distribución granulométrica del WSM en el lodo⁵². Esta necesidad condujo al desarrollo de equipos internos de reciclado de WSM, tales

⁵¹ Van Oort, E., et al. Op. cit.

⁵² Sanders M.W., Y., S., & Friedheim, J. (2008, April 8). Development and Testing of Novel Additives for Improved Wellbore Stability and Reduced Losses. American Association of Drilling Engineers. AADE-08-DFHO-19.

como la tecnología del sistema de recuperación con manejo del tamaño de las partículas MPSRS (por sus siglas en inglés Managed Particke-Size Recovery System). Este sistema remueve los recortes de perforación y los sólidos de baja densidad que pueden incidir negativamente en la reología del lodo y la ECD, a la vez que se recupera el material WSM en los rangos granulométricos adecuados para incrementar la resistencia FPR.

Figura 44: Sistema de recuperación con manejo del tamaños de las partículas MPSRS.



Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

El proceso de recuperación del WSM para su reutilización subsiguiente comienza con una línea de flujo que recoge los sólidos del fluido de perforación (incluidos los recortes y los WSM's bombeados originalmente en el fondo del pozo para su fortalecimiento) del pozo y los pasa a través de las zarandas vibratorias (temblorinas), que remueven las partículas grandes. El fluido y las partículas remanentes (flechas rojas) atraviesan luego un transportador a tornillo y un secador de recortes para remover los recortes residuales del fluido de perforación. Luego, el fluido pasa a través del sistema MPSRS, que separa posteriormente el WSM de los recortes de perforación más pequeños. Un centrifugador efectúa el último proceso de separación, el cual remueve los recortes de perforación más pequeños del WSM. El efluente, o el WSM, proveniente de las zarandas vibratorias, la unidad MPSRS y el centrifugador se envía de regreso al sistema activo para su reintroducción en el pozo.

La compañía Shell introdujo el concepto FPR con la tecnología MPSRS en el año 2006, en los pozos submarinos del Golfo de México. La contribución de las pérdidas de circulación al NPT disminuyó significativamente en estos pozos a lo largo de un periodo de tiempo de cuatro años. Esto contrasta con los sistemas alternativos de remoción de los recortes de perforación compuestos por zarandas vibratorias con tres niveles, que se configuran en serie. Los recortes son removidos del nivel superior (provisto de los tamices más gruesos), los finos son removidos del nivel inferior (con los tamices más finos) y la mayor parte del WSM grueso no degradado queda atrapado en el nivel intermedio y es derivado de regreso al sistema activo⁵³.

⁵³ Growcock, F., et al (2010, April 7). Drilling Fluid Maintenance During Continuous Wellbore Strengthening Treatment. American Association of Drilling Engineers. AADE-10-DF-HO-44.

2.2.4.4 Aislamiento de pozo⁵⁴. Se han propuesto varios métodos de aislamiento de un pozo durante la perforación para sellar la formación de un modo similar a la protección de un pozo con tubería de revestimiento⁵⁵. En ciertos casos, los materiales WSM's para esta aplicación son flexibles para controlar las pérdidas de fluidos que poseen la capacidad para penetrar o sellar la roca. El concepto implica la reducción de la permeabilidad de la roca hasta que alcance un valor cercano a cero mediante el relleno de la roca con un material de igual o mayor resistencia a la tracción.

Varios materiales para bajas pérdidas de fluido han sido implementados con el fin de lograr este efecto, el cual básicamente implica la formación de un revestimiento de tipo cemento en la pared del pozo. Esta barrera sirve para aislar el pozo tanto de la invasión de fluidos como de la presión de pozo. A raíz de los avances registrados en la química del lodo, se han desarrollado materiales en micro y nano-partículas que pueden reducir la permeabilidad hasta niveles insignificantes, pero el aislamiento de la presión de pozo sigue siendo un objetivo elusivo. El efecto de empaste, que se cree que tiene lugar durante las operaciones de perforación con revestimiento, puede tomarse como un ejemplo de aislamiento del pozo porque se cree que los finos se adhieren a las paredes del pozo formando una barrera compacta para la invasión de fluidos.

2.2.4.5 Stress cage⁵⁶. Según la teoría de stress cage, los esfuerzos tangenciales presentes en la cara del pozo pueden aumentarse mediante la adición de un material WSM adecuado al fluido de perforación. Un lodo de

⁵⁴ Cook, J.G. et al. Op.cit.

⁵⁵ Benaissa, S., Ong, S., & Bachelot, A. (2006, January 1). Preventing mud losses and differential sticking by altering effective stress of depleted sands. Society of Petroleum Engineers. SPE 103816-MS.

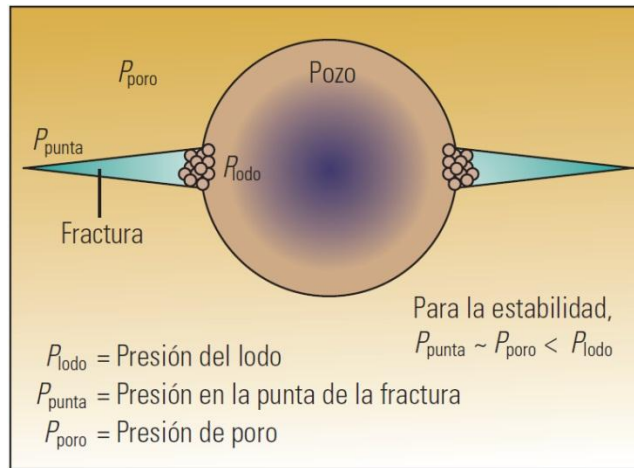
⁵⁶ Benaissa, Ong, & Bachelot. Op.cit.

perforación tratado previamente con WSM circula en un estado de sobrebalance para inducir fracturas someras en la región vecina al pozo.

Estas fracturas recién creadas actúan comprimiendo el pozo, lo que genera un esfuerzo tangencial adicional, o celda de esfuerzos. El lodo cargado con WSM ingresa en estas fracturas someras, y las partículas dimensionadas de WSM comienzan a acumularse y a puentear la zona cercana a la cara del pozo. La acumulación adicional de WSM forma un sello hidráulico cerca de la boca de cada fractura; como resultado, no puede ingresar más lodo desde el pozo y el fluido contenido en la fractura se pierde en la formación.

Esta pérdida reduce la presión hidráulica presente en la fractura, lo que hace que ésta comience a cerrarse. No obstante, la presencia del puente de WSM encajado en la boca de la fractura previene el cierre total y mantiene un esfuerzo tangencial adicional. La presencia de una o más de estas fracturas apuntaladas incrementa el esfuerzo tangencial, por lo que se necesita una presión de pozo más elevada para extender o crear fracturas adicionales.

Figura 45: Concepto de stress cage.



Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

Las actividades de investigación de la industria indican que para que este mecanismo prospere, se requieren altas concentraciones de aditivos de puenteo; éstos deben ser suficientemente resistentes como para resistir los esfuerzos de cierre y deben estar dimensionados correctamente para taponar la zona cercana a la boca de la fractura, en vez de hacerlo a mayor profundidad en la formación. Además, deben formar un puente impermeable para minimizar la pérdida a través de éste, permitiendo que se reduzca la presión presente en la fractura. Los materiales tales como las mezclas gráficas, el mármol, las cáscaras de nuez y el coque de petróleo molido, funcionan bien al igual que con el mecanismo FPR. Para una abertura de fractura de 1 mm (0,04 pulgada), se ha sugerido una distribución del tamaño de las partículas oscilantes entre arcillas coloidales y valores cercanos a 1 mm⁵⁷.

⁵⁷ Scott, P. D., Zamora, M., & Aldea, C. (2004, January 1). Barite-Sag Management: Challenges, Strategies, Opportunities. Society of Petroleum Engineers. SPE 87136-MS.

Históricamente, el material WSM ha sido aplicado como una fase de inyección forzada en forma de píldora; un volumen relativamente pequeño (menos de 32m³, es decir 200 bbl) de fluido agregado al pozo de una sola vez. No obstante, cuando lo han permitido la ingeniería y la logística, el WSM se ha aplicado a todo el lodo en forma continua. Los tratamientos con stress cage generalmente requieren al menos 25 kg/m³ (9 lbm/bbl) de WSM en el lodo. Se puede utilizar un sistema de recuperación de sólidos, tal como un sistema de zarandas de tres niveles configurado en serie, para levantar los recortes de perforación y remover los finos, a la vez se captura el material en partículas del tamaño del WSM para su transporte de regreso al sistema activo. Las zarandas provistas de tamices gruesos (malla de 10/20) solamente, pueden ser suficientes, si bien removerían únicamente los recortes y dejaría el WSM y los finos perforados en el lodo. La acumulación de finos podría ser tolerable, especialmente para el fortalecimiento de los intervalos cortos perforados con fluidos NAF tolerantes a los sólidos, pero la remoción de todos los sólidos innecesarios se considera la mejor práctica.

2.2.4.6 Esfuerzo de cierre de fractura FCS⁵⁸. El modelo de esfuerzo de cierre de fractura, fue desarrollado a mediados de la década de 1990 y aún se aplica en la industria⁵⁹. Este método presenta ciertas similitudes con el concepto de stress cage, especialmente en cómo el WSM tapona y comprime las fracturas abiertas para incrementar el esfuerzo tangencial cerca del pozo y detener la propagación de las fracturas.

⁵⁸ Cook, J.G. et al. Op. cit.

⁵⁹ Dupriest, F. E. (2005, January 1). Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Returns Practices. Society of Petroleum Engineers. SPE 92192-MS.

No obstante, a diferencia del proceso de formación de stress cage, que inicia las fracturas antes de detener rápidamente su crecimiento, el tratamiento FCS es para las altas pérdidas de fluido en las fracturas existentes. Si bien en este método el WSM puede ser aplicado como un tratamiento completo, generalmente se aplica mediante píldoras para altas pérdidas de fluidos.

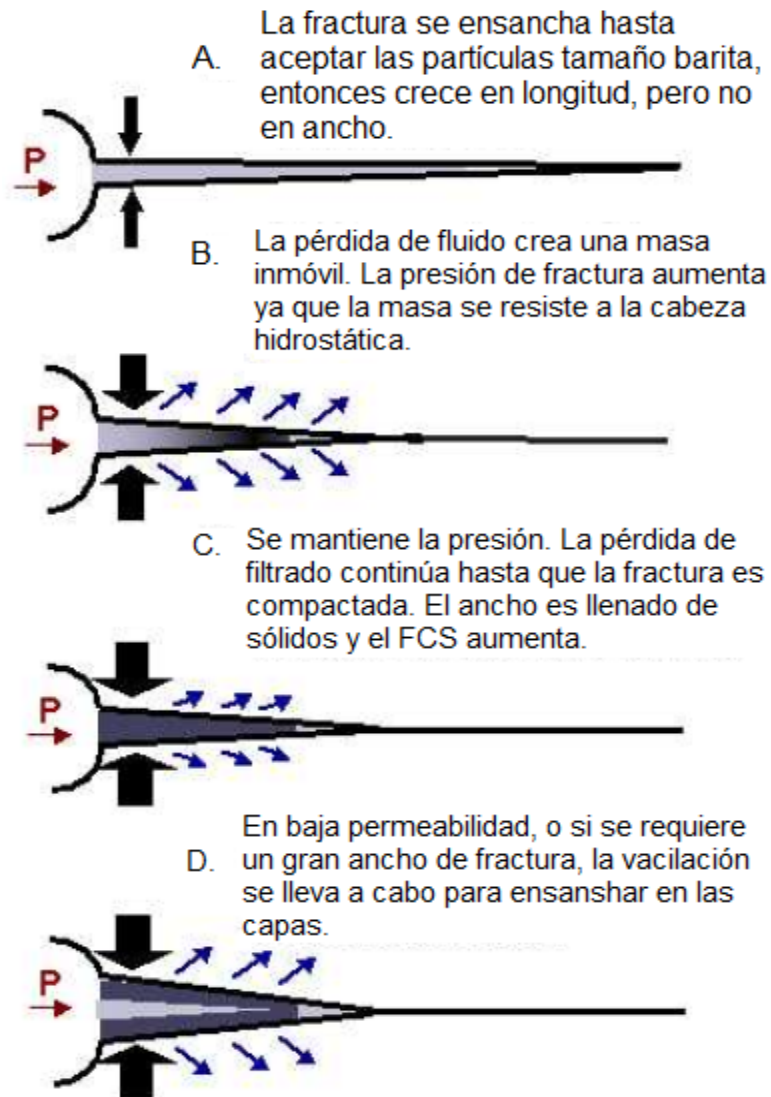
Según la teoría FCS, un tratamiento efectivo debe asilar la punta de la fractura. Los científicos consideran que esto es así debido al drenaje rápido del fluido portador proveniente de la mezcla de lodo, a medida que las partículas se comprimen y se aglutinan durante la fase de inyección forzada para luego formar un tapón en la fractura. El tapón se vuelve inmóvil y corta la comunicación entre la punta de la fractura y el pozo, con lo cual impide la transmisión de la presión a la punta y detiene la propagación de la fractura. Esto permite un crecimiento de la presión del pozo y un aumento consiguiente del ancho de la fractura.

En consecuencia, es importante que las partículas puedan deformarse, o ser trituradas, durante la aplicación de un tratamiento de inyección forzada. El WSM ideal debería componerse de partículas relativamente grandes de tamaño similar y rugosidad considerable que no se empaca bien, tales como la diatomita y la barita. A menudo se requiere más de un tratamiento FCS.

La teoría FCS sostiene que el tapón de material en partículas puede manifestarse en cualquier lugar de la fractura, no sólo cerca de la boca como sucede en el stress cage. Para este mecanismo, si bien la resistencia a la compresión del WSM no es importante, la alta pérdida de fluido es crítica porque acelera la formación del tapón inmovilizado. Alternativamente, puede producirse pérdida de filtrado a través de la generación de micro-fracturas o la extensión de la fractura existente,

lo que permite la des-licuefacción del WSM y la formación de un tapón antes del comienzo de la pérdida total de lodo.

Figura 46: Teoría del esfuerzo de cierre de la fractura.



Fuente: Tomada y modificada de "Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Returns Practices". SPE 92192.

Entre los mecanismos de fortalecimiento de la cara del pozo existen diferencias fundamentales, que se pueden observar en la tabla 2. Dado que es imposible ver qué sucede en una fractura durante un tratamiento de fortalecimiento de la cara del pozo, la industria aún no ha alcanzado un consenso claro acerca de cuál es el mecanismo exacto que interviene.

Tabla 2: Diferencias entre los mecanismos de fortalecimiento de pozo.

Categoría	FPR	Stress Cage	FCS
Técnica de aplicación	Continua en el lodo	Continua en el lodo o inyección forzada con píldora	Continua en el lodo o inyección forzada con píldora
¿Se aplica esfuerzo de formación o de cierre?	No	No	Si
¿Se requiere el aislamiento de la punta de la fractura?	Si	No	Si
¿Se requiere alta pérdida de fluido?	No	No	Si
Resistencia de las partículas de WSM	No importante	Levemente importante	No importante
Tamaño de las partículas de WSM	Importante	Importante	No importante
Tipo de partículas de WSM	Importante	Importante	No importante

Fuente: Tomada de “Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación”, oilfield review, invierno 2011/2012

En este trabajo de grado se decidió analizar el método de stress cage, haciendo énfasis en la redistribución de esfuerzos asociados al aumento del gradiente de

fractura en formaciones depletadas, generado por esta técnica de fortalecimiento de la cara del pozo. Esta decisión se tomó en base a algunos artículos de casos de estudio^{60 61 62 63}, en los cuales se afirma que el método stress cage es una de las mejores soluciones para los eventos de pérdidas de circulación en yacimientos depletados.

⁶⁰ Fekete, P. O., et al. (2013, August 5). Wellbore Stability Management in Depleted and Low Pressure Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 167543-MS.

⁶¹ Barrett, S., et al. (2010, January 1). Wellbore Strengthening: Where Field Application Meets Theory. Society of Petroleum Engineers. SPE 139167-MS.

⁶² Salehi, S., & Nygaard, R. (2011, January 1). Evaluation of New Drilling Approach for Widening Operational Window: Implications for Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 140753-MS.

⁶³ Song & Rojas. Op.cit.

3. FENÓMENO FÍSICO STRESS CAGE

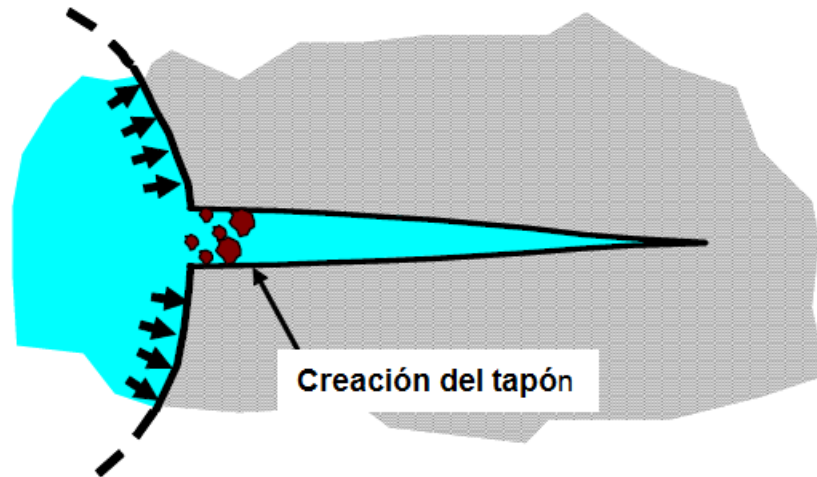
Los diseños de los pozos están limitados por la variación de la presión de poro y el gradiente de fractura a lo largo de su profundidad. Cada sección del hueco es diseñada de tal manera que, el perfil de presión dentro del pozo en cualquier momento durante la perforación no exceda el perfil de la presión de fractura en cualquier punto a lo largo de la sección. El gradiente de fractura típicamente es determinado mediante la medición de la presión en la que empiezan a ocurrir pérdidas en la sección del pozo. La mayoría de los operadores y las compañías de servicios han observado que la adición de algún aditivo al lodo, tiene influencia en la presión en la cual estas fracturas inducidas empiezan.

Los trabajos de la compañía BP han resultado en el desarrollo de un fenómeno físico, que describe el mecanismo que permite el aumento de la resistencia a la fractura por encima del esfuerzo horizontal mínimo convencional, al adicionarle al lodo de perforación diferentes tipos de aditivos. Estos aditivos resultan en la formación de un “stress cage” o jaula de esfuerzo, que es una región cercana a la cara del pozo de altos esfuerzos, inducidos por el sellado de fracturas superficiales en la interface cara de pozo/formación.

El principio del stress cage es depositar sólidos en la cercanía de la boca de una fractura recién formada, para que actúen como un apuntalante y como un sello, el cual aísla la presión en el pozo de la mayoría de la fractura (figura 47). Siempre que la formación sea lo suficientemente permeable y el sellado del tapón sea efectivo, el fluido filtrado después del bloqueo se disipará. Por lo tanto, la presión en la zona aislada de la fractura tenderá, en última instancia, a la presión de poro de la formación y la fractura intentará cerrarse (figura 48). El intento de cierre de la

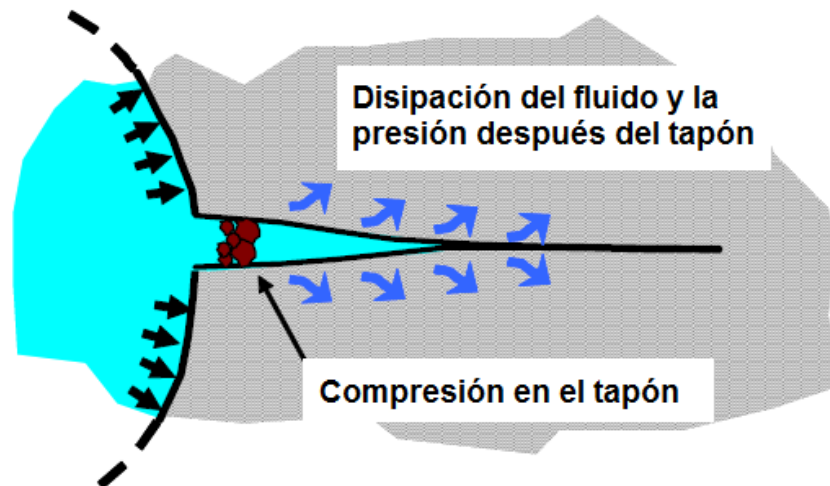
fractura sobre el bloqueo crea compresión en el tapón, lo que incrementa el esfuerzo tangencial por encima de su valor original.

Figura 47: Creación del tapón en el método stress cage.



Fuente: Tomada y modificada de "A Physical Model for Stress Cages". SPE 90493.

Figura 48: Como trabaja el método stress cage en un área cerca al pozo.



Fuente: Tomada y modificada de "A Physical Model for Stress Cages". SPE 90493.

La capacidad de formar un tapón en la fractura depende de la apertura de la fractura y el tamaño de las partículas dentro del lodo de perforación. El aumento del esfuerzo tangencial depende de la localización y extensión del tapón, la rigidez de la formación y el grado de la caída de presión en la fractura aislada. Por tanto, si la presión de la formación es baja con respecto a la presión del pozo, habrá una gran caída de presión en la fractura, lo que resulta en un gran aumento compresivo del esfuerzo en el tapón, ya que este impide el cierre total de las caras de la fractura. Este método facilita la perforación de formaciones depletadas, sin embargo, en una formación normalmente presionada, donde la diferencia entre la presión del pozo y la presión de la formación es pequeña, el aumento del esfuerzo en el tapón puede ser pequeño⁶⁴.

El tratamiento de stress cage es considerado como un tratamiento preventivo, ya que no trabaja muy bien después de que un evento de pérdida de fluido haya ocurrido. Esto se debe a que la fractura que ha sido creada es probablemente muy grande y difícil de sellar, y demasiado fácil volver a abrirla. Por lo tanto, la planeación de un tratamiento de stress cage es un factor crítico en la prevención de pérdidas de circulación⁶⁵.

Existen dos métodos para la aplicación de un tratamiento de stress cage:

- **La perforación continua**, mediante la cual el material para pérdidas de circulación es mantenido en el sistema de circulación. Esto requiere una muy

⁶⁴ Alberty, M. W., & McLean, M. R. (2004, January 1). A Physical Model for Stress Cages. Society of Petroleum Engineers. SPE 90493-MS.

⁶⁵ Tehrani. Et al. Op.cit.

buena planeación e ingeniería en materia de control de sólidos mientras se mantiene el peso adecuado de lodo y la reología.

- El otro método para la aplicación de un tratamiento de stress cage es **la aplicación en píldora**. Este método es más sencillo de aplicar y puede ser usado para reforzar secciones que ya han sido perforadas (pero aún no han sufrido pérdidas de fluido).

3.1 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA UN TRATAMIENTO DE STRESS CAGE⁶⁶.

El éxito de un tratamiento para fortalecer la cara del pozo utilizando el método de stress cage radica en el diseño del lodo de perforación, es decir, el tipo y la concentración de los sólidos, la distribución del tamaño de las partículas y el método para su inyección.

3.1.1 Tipo de sólidos. Una mezcla de mármol y grafito se ha mostrado como la mejor combinación de puenteo. El grafito es elástico, lo que significa que puede ser comprimido y volverá a expandirse cuando se retire la presión. Esta propiedad le permite mantener el sello, aun si la fractura se flexiona debido a los cambios de presión, como cuando las bombas de lodo son apagadas o encendidas.

3.1.2 Distribución del tamaño. Los sólidos deben ser lo suficientemente grandes para puentear la boca de la fractura, y lo suficientemente pequeños para puentear

⁶⁶ Whitfill, D. L., Jamison, D. E., & Wang, H. (2008, January 1). Lost Circulation Prevention and Remediation. Society of Petroleum Engineers. SPE 115039-MS.

cualquier poro de la matriz de la roca, para asegurar que las rocas permeables estén debidamente selladas por el filtrado del lodo. El ancho de fractura creado por la presión de lodo será mayor que el tamaño de la garganta de poro, de modo que los materiales sellantes son diseñados específicamente para ajustarse al ancho de fractura. Una distribución bimodal puede ser diseñada para tomar ambos requerimientos dentro de consideración.

El cálculo del ancho de fractura es un factor fundamental para el diseño de la distribución del tamaño de partículas PSD (Partice Size Distribution). Alberty y McLean desarrollaron un modelo de elementos finitos para estimar el ancho de fractura requerido, utilizando datos de mecánica de rocas y presiones del pozo⁶⁷.

3.1.3 Concentración de sólidos. Además de asegurar el correcto tipo de sólidos y de PSD, es importante mantener la correcta concentración de materiales para realizar un sello adecuado. Por medio de prácticas de laboratorio y experiencias de campo los especialistas han demostrado que un mínimo de 30-35 ppb de material sellante es requerido, para un adecuado tratamiento.

3.1.4 Métodos de inyección. Después de diseñar el adecuado fluido de perforación, es muy importante seleccionar la forma como éste será inyectado al pozo ya sea en forma continua o en forma de una píldora.

3.1.4.1 Tratamientos de píldora. Para este tipo de tratamiento, altas concentraciones de sólidos sellantes deben ser usadas. Los datos de laboratorio sugieren que altas concentraciones son más efectivas que las bajas.

⁶⁷ Alberty. Op.cit.

Adicionalmente, es más práctico inyectar con altas concentraciones en forma de píldora, debido a que el sello se forma más rápido.

3.1.4.2 Perforación continua con sólidos gruesos. Para las aplicaciones de la perforación continua, es difícil mantener altas concentraciones con grandes PSD's. Los sólidos sellantes por lo general son tomados por las zarandas vibratorias y desgastados por el tiempo, por lo que mantener la concentración puede resultar en una muy ardua tarea. Generalmente es recomendado usar concentraciones bastante altas de sólidos, por ejemplo 30 ppb si es posible, y mantenerlos dentro del sistema mediante el uso de zarandas vibratorias con tamices gruesos.

3.1.4.3 Perforación continua con sólidos finos. Si se usan zarandas vibratorias con tamices finos, la pre-carga del lodo con material sellante grueso es inefectiva y simplemente pierde sus propiedades en la primera circulación. En este caso, los tratamientos tienen que ser hechos por adición continua. La máxima tasa práctica de adición debe ser usada, a menos que el trabajo de modelado indique otra cosa.

3.2 RECOMENDACIONES IMPORTANTES PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE STRESS CAGE.

Los ingenieros encargados del diseño de cualquier etapa en un tratamiento de stress cage, deben ser muy cuidadosos en su tarea, para no cometer algún error que ponga en peligro la operación, el pozo e inclusive la vida del personal. El siguiente es un listado de recomendaciones para un adecuado y exitoso diseño de stress cage⁶⁸:

⁶⁸ Whitfill, Jamison & Wang. Op.cit.

- Analizar cuidadosamente los perfiles de presión de poro y gradiente de fractura, para identificar las zonas de alto riesgo, donde el stress cage sea requerido.
- Tener en cuenta las presiones generadas cuando se corre un revestimiento y se cementa, las cuales pueden ser mayores que el ECD de perforación.
- Los pozos con diámetros grandes son más difíciles de sellar que los pozos con diámetros pequeños.
- Las formaciones con baja permeabilidad son más difíciles de sellar que formaciones con alta permeabilidad.
- Las partículas sellantes usadas para sellar la fractura deben ser lo suficientemente grandes para sellar la boca de la fractura.
- Un rango del tamaño de las partículas sellantes debe estar presente. El tamaño máximo depende del ancho de la fractura.
- Las combinaciones de mármol y grafito granular son las más efectivas para puentear y sellar.
- La zona de pérdida puede ser en shale. Siempre analizar esta posibilidad cuidadosamente.
- Recordar que el tratamiento en píldora es la mejor opción en algunos casos. Altas concentraciones de aditivos pueden ser usadas en tratamientos con bajos volúmenes.

- Si se usa una píldora, no hay garantía de cuánto tiempo va a durar el stress cage. Por lo tanto, algunos tratamientos continuos del lodo serán requeridos cuando se siga perforando.

3.3 CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA EL STRESS CAGE.

Además de tener muchas precauciones en el diseño del método de stress cage, los ingenieros deben estar muy atentos a la hora de realizar el procedimiento diseñado, para evitar cualquier error que dañe o interrumpa el tratamiento. Las siguientes son algunas consideraciones que deben tener en cuenta los operadores cuando estén realizando trabajos de stress cage⁶⁹:

- Minimizar el ECD para evitar tasas excesivas de penetración (ROP) y permitir que el proceso de stress cage se desarrolle.
- Si es posible evitar suabeo y backreaming.
- Aumentar el peso del lodo lentamente para permitir el desarrollo de los puentes acerca de las paredes del pozo. No permitir que ocurra surgencia.
- Minimizar la presencia de recortes de perforación acerca de las fracturas, cuando se aumente la presión hidrostática.

⁶⁹ Whitfill, Jamison & Wang. Op.cit.

- Asegurar que los aditivos del lodo estén en el sistema cuando sea necesario. Esto implica tener en funcionamiento la zaranda vibratoria y utilizar tasas continuas de adición.
- Se quiere mantenimiento adicional de los sólidos sellante, aun cuando éste en uso la zaranda vibratoria. Los niveles mínimos de tratamiento pueden ser estimados usando los datos del diseño del PSD.
- Usar tamices para verificar que las partículas sellantes están presentes.
- Bajar lentamente el revestimiento para evitar surgencia.
- Tener un plan de contingencia para hacer frente a las pérdidas de circulación.

4. METODOLOGÍA DEL MODELADO

Para el modelado del fenómeno de interés del presente proyecto se utilizó el software ABAQUS 6.11, el software se compone de cinco interfaces:

- **ABAQUS/CAE**, módulo interactivo para la creación de modelos de elementos finitos, permite plantear modelos de forma rápida y sencilla.
- **ABAQUS/STANDARD**, disponible para la resolución de una amplia gama de problemas de propósito general. Incluye todas las posibilidades de análisis, tal como estático, suelos, geostático, transferencia de calor, difusión de masa, excepto el análisis dinámico.
- **ABAQUS/EXPLICIT**, disponible para la resolución de problemas de tipo dinámico. Es poderoso por su eficiencia computacional en grandes modelos y también altamente efectivo para aplicaciones cuasi estáticas.
- **ABAQUS/CFD**, disponible para dinámica de fluidos computacional. Proporciona capacidades de simulación para abordar problemas no lineales de acople fluido –termal y de fluidos-estructural.
- **ABAQUS/VIEWER**, disponible para visualizar los resultados una vez concluido el paso de análisis.

ABAQUS es un programa destinado a resolver problemas de ciencias e ingeniería y está basado en el método de los elementos finitos. El programa puede resolver casi todo tipo de problemas, desde un simple análisis lineal hasta simulaciones complejas no lineales. Abaqus posee una extensa librería de elementos finitos que

permite modelar virtualmente cualquier geometría, así como su extensa línea de modelos que simulan el comportamiento de una gran mayoría de materiales, permitiendo su aplicabilidad en distintas áreas de ingeniería⁷⁰.

Contextualizando el uso del software en la ingeniería de petróleo, ABAQUS permite modelar diferentes problemas que involucran parámetros geomecánicos, exceptuando aquellos que involucren análisis hidro-mecánico acoplado⁷¹, permitiendo así predecir las deformaciones asociadas a procesos de compactación del yacimiento, estimar la erosión y la producción de arena como consecuencia de la producción de hidrocarburos, evaluar la estabilidad de estructuras offshore, predecir el cambio en el estado de esfuerzos producto de la depleción, el efecto de las fracturas hidráulicas en la producción y demás aplicaciones, que brindan el beneficio a los ingenieros de poder optimizar las operaciones.

En este orden de ideas, dentro de las operaciones que se pueden optimizar se encuentran: determinar la técnica apropiada de control de arena con gran seguridad, reducir las fallas en las tuberías de revestimiento causadas por los procesos de recobro térmico y compactación, entre otras, en pro de disminuir costos económicos⁷².

⁷⁰ Flores, M.Y.U., ABAQUS Programa de Elementos Finitos Centro Nacional de Cálculo Científico Universidad de los Andes: Mérida, Venezuela.

⁷¹ Skomedal, E., Brostrom, B., Reservoir Geomechanics with ABAQUS. ABAQUS user's conference, 2004.

⁷² King, S., ABAQUS for Oil & Gas Geomechanics. Simulia.

En ese sentido, este software se seleccionó porque permite modelar de manera confiable la generación de fracturas hidráulicas, además, por medio de análisis de sensibilidad, permite determinar los parámetros que causan más impacto en la geometría de éstas^{73 74 75 76}. Por otro lado, y de mayor interés en esta investigación, permite la predicción del cambio en el estado de esfuerzos en la zona cercana a la cara del pozo debido a la aplicación de técnicas de wellbore strengthening^{77 78}.

La metodología desarrollada en el presente trabajo se compone de tres partes: pre procesamiento, procesamiento y post procesamiento. En la figura 49 se ilustran las etapas importantes de cada una, que se explicarán a detalle a continuación con la finalidad de brindar al lector una base sólida en el manejo básico del simulador.

⁷³ Chen, Z., (2011). Finite Element Modelling of Viscosity-Dominated Hydraulic Fractures. Journal of Petroleum Science and Engineering.

⁷⁴ Zang, G.M., et al. (2010). Three-Dimensional Finite Element Simulation and Parametric Study for Horizontal Well Hydraulic Fracture. Journal of Petroleum Science and Engineering.

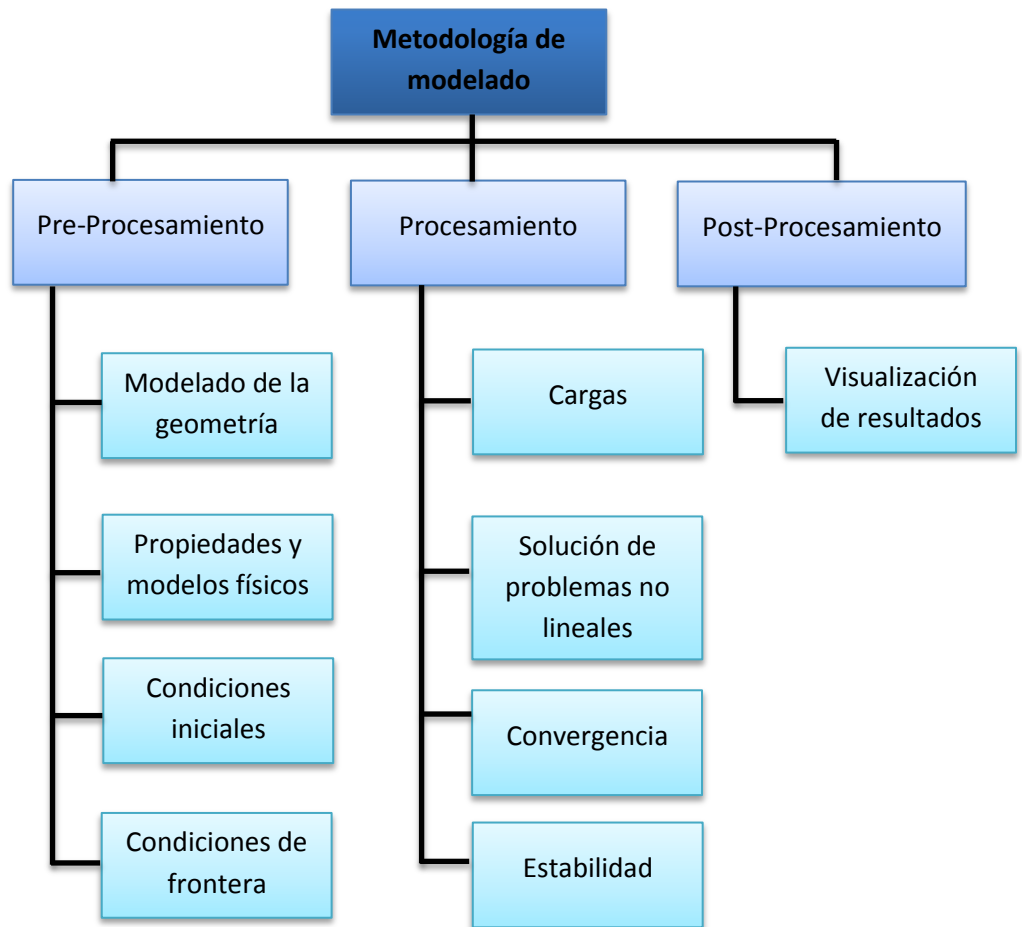
⁷⁵ Carvalho, E.C., et al. (2010). Finite Element Modeling of Hydraulic Fracturing in Vertical Wells. Department of Civil Engineering, Computer Graphics Technology Group Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

⁷⁶ Marko, A.L., et al. (2010). Hydraulic Fracturing in Vertical Wells: Effect of In-Situ Stress Variation Using Cohesive Zone Three Dimensional Finite Element. Department of Civil Engineering, Computer Graphics Technology Group Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

⁷⁷ • Salehi, S., & Nygaard, R. (2010, January 1). Finite-element Analysis of Deliberately Increasing the Wellbore Fracture Gradient. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-202.

⁷⁸ Kocababuc, B. (2011). Finite Element Analysis of Wellbore Strengthening. University of Texas at Austin.

Figura 49: Metodología del modelado.



Cabe resaltar que el modelado de cualquier problema en el software ABAQUS puede realizarse por medio de dos métodos. El primero, y más sencillo, es el método interactivo. Este se realiza por medio de la interface ABAQUS/CAE el cual facilita el pre-procesamiento, pero presenta varias limitantes, debido a que no incluye todas las funciones ofrecidas por el software, por ejemplo el uso de elementos cohesivos con presión de poro.

El segundo método, se basa en archivos de entrada o archivo plano, en el cual se pueden realizar análisis más complejos y permite acceder a todas las funciones ofrecidas por el software. Su dificultad radica en que el usuario debe ingresar manualmente, mediante palabras claves, los parámetros necesarios para realizar el modelado.

Durante el desarrollo del presente proyecto de investigación se empleó una combinación de los métodos anteriores.

4 .1 PRE-PROCESAMIENTO.

El pre-procesamiento consiste en la descripción del modelo que se va a analizar; en esta etapa se define la geometría, se especifican las propiedades que describen el comportamiento mecánico del material, las propiedades del medio poroso y de los fluidos que lo saturan, se establecen las condiciones iniciales del modelo conocidas como campos predefinidos, se discretiza el enmallado del modelo asociando a uno o más tipos de elemento a ésta y, dependiendo de lo que se quiere modelar, se establecen las condiciones de frontera.

Para esto, ABAQUS/CAE, interface interactiva, se encuentra conformada por módulos que permiten al usuario introducir la data requerida en la etapa de pre-procesamiento de una manera amigable.

4.1.1 Modelado de la geometría. El método de los elementos finitos supone que el comportamiento mecánico de un continuo está conformado por un número finito

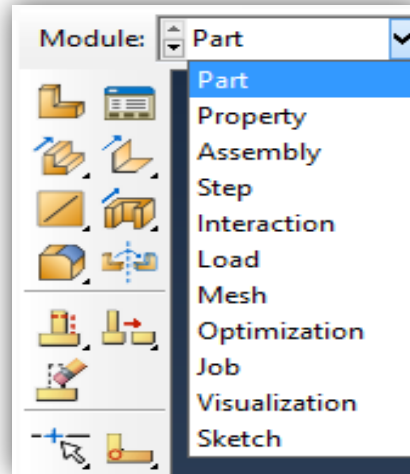
de partes o elementos. Sobre estos elementos se consideran las propiedades del material y las relaciones constitutivas que describen su comportamiento, donde a su vez, estos elementos se encuentran conectados entre sí por un número discreto de puntos conocidos como nodos.

Por lo tanto, en el planteamiento del modelo lo primero que se debe introducir es la geometría, la cual se define por medio de elementos y nodos. El software permite realizar modelos de geometría de diferente orden de complejidad, por medio del método interactivo o del archivo plano. Así, el usuario debe procurar que sea una representación aproximada del cuerpo real que se quiere estudiar.

Los módulos disponibles para la creación de la geometría del modelo en el ABAQUS/CAE, son el módulo part, mesh y assembly.

4.1.1.1 Módulo part. El módulo **part** del ABAQUS/CAE, brinda las herramientas necesarias para dibujar, de manera específica, la forma y características geométricas propias de cada modelo. Se puede acceder a él en cualquier momento durante la sesión en el software dando click en **part** en la lista de módulos localizada en la barra de herramientas superior, Figura 50.

Figura 50: Lista de módulos de la interface ABAQUS/CAE.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

Para crear una parte en ABAQUS/CAE se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Posee la opción de crear geometrías en 2 dimensiones y 3 dimensiones.
- Permite establecer si el modelo adopta un comportamiento rígido (sin cambio de forma, solo de posición) o deformable.
- El software permite asociar las características y geometría de la parte que se quiere modelar con la forma de una pieza específica⁷⁹, encontrando así entre

⁷⁹ Simulia, Part Module, ABAQUS/CAE User'S Manual.

las posibilidades modelar carcazas, alambres y piezas sólidas. La última, solo se encuentra disponible en geometrías tridimensionales.

- El software no especifica las unidades a utilizar, por lo tanto, las unidades elegidas deben ser consistentes entre sí. Por ejemplo, en la Tabla 3 se muestran las convenciones utilizadas por el Sistema Internacional de unidades (SI).

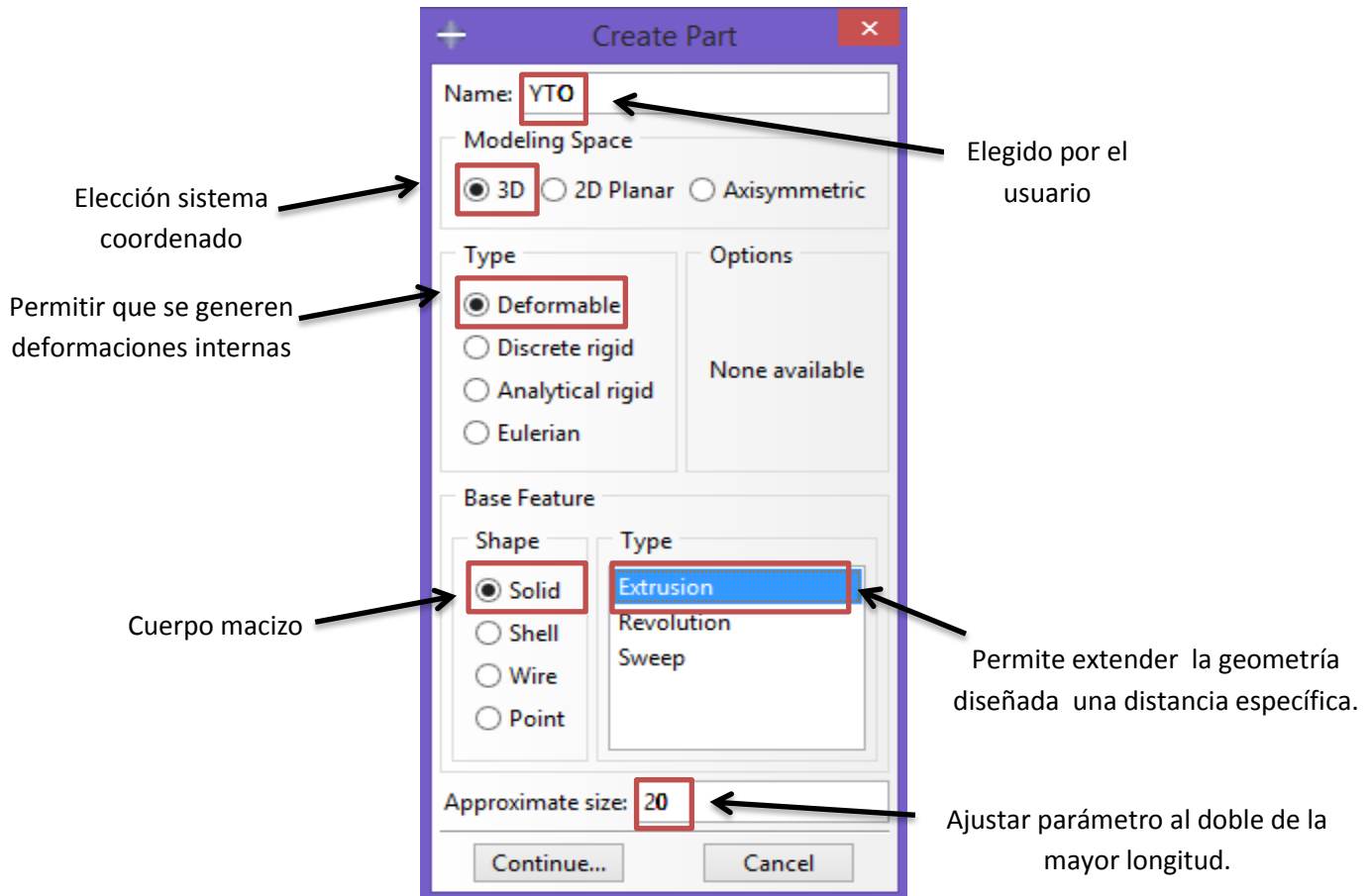
Tabla 3: Ejemplo de símbolos y unidades usadas en el Sistema Internacional.

Dimensión	Indicador	S.I unidades
Longitud	L	Metro
Peso	M	Kilogramo
Tiempo	T	Segundo
Fuerza	F	Newton

Para complementar las consideraciones anteriores, en la Figura 51 se explica cómo crear una parte que represente un yacimiento tridimensional cuya dimensión de mayor longitud tiene un valor de 10 metros.

Luego de establecer los parámetros indicados en la Figura 51, se procede a realizar el dibujo de la parte. El software, en la interface interactiva, permite realizar un bosquejo de la cara superficial del modelo. Para esto brinda una serie de herramientas, con variedad de formas geométricas, que permiten que la parte creada se asemeje de la manera más precisa a la forma real del modelo. Para finalizar, luego de realizado el bosquejo, se introduce el espesor y así, el software genera la imagen de la parte finalizada.

Figura 51: Ejemplo de cómo crear una parte en ABAQUS/CAE.



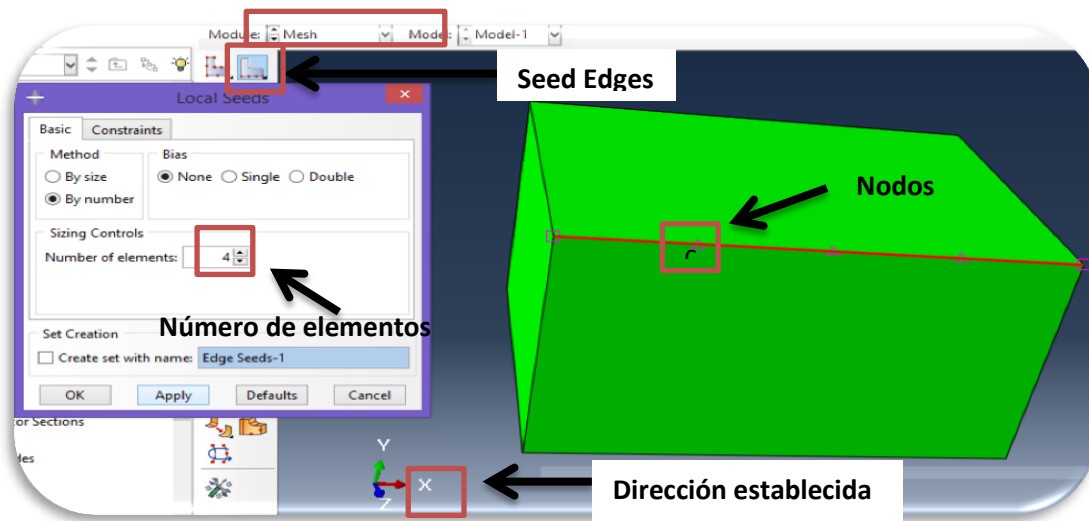
Fuente: Software ABAQUS 6.11

4.1.1.2 Módulo mesh. Luego de tener el bosquejo del modelo se procede a discretizar la parte mediante un número finito de nodos y elementos. Esto se realiza en el módulo **mesh** de la interface ABAQUS/CAE, al cual se puede acceder de la misma manera presentada para el módulo **part**, mediante la lista ubicada en la barra de herramientas superior.

Es importante resaltar que la forma como se establezca el enmallado tiene un impacto directo en la calidad de los datos obtenidos durante la simulación⁸⁰. Por lo tanto, si el modelo se encuentra discretizado por un mayor número de elementos, los resultados presentaran un mejor ajuste con la solución analítica.

ABAQUS/CAE facilita esta operación mediante la opción *seed edges* presente en el módulo **mesh**. Esta opción permite establecer el número de elementos a lo largo de cada dirección del modelo, Figura 52.

Figura 52: Como establecer un número de elementos a lo largo de una dirección.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

A continuación, después de establecer el número de elementos, se procede a asignar el tipo de elemento que se empleara para el modelado. ABAQUS presenta una extensa librería de elementos finitos que proporciona una herramienta robusta

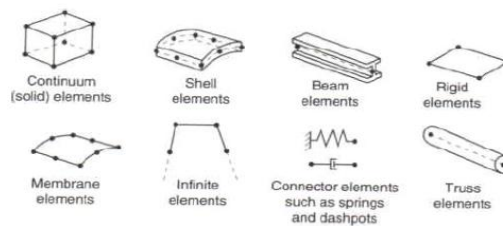
⁸⁰ Lee, M., Eckert, A., & Nygaard, R. (2011, January 1). Mesh Optimization For Finite Element Models of Wellbore Stress Analysis. American Rock Mechanics Association. ARMA 11-356.

para la solución de una gran variedad de problemas. Por consiguiente, se describirán las características más relevantes de ellos.

4.1.1.2.1 Características de los elementos finitos. Cada elemento finito en ABAQUS tiene un único nombre que caracteriza su comportamiento, a través de las siguientes definiciones:

- Familia
 - Grados de libertad
 - Número de nodos
 - Formulación
 - Integración
-
- **Familia.** La Figura 53 ilustra las familias de elementos que son usadas en un análisis de esfuerzos. La mayor diferencia entre las familias de elementos es la geometría que cada una asume. La primera letra o letras del nombre de un elemento de la librería indican la familia a la que pertenecen.

Figura 53: Familia de elementos.



Fuente: Abaqus programa de elementos finitos, Maylett Y. Uzcátegui Flores.

- **Grados de libertad.** Los grados de libertad son variables fundamentales calculadas durante un análisis. Estos grados de libertad están relacionados íntimamente con la familia del elemento, Tabla 4.

Tabla 4: Grados de libertad considerados por ABAQUS.

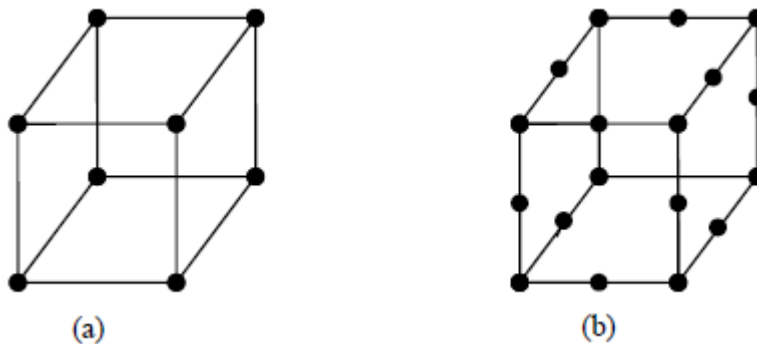
(1)	Desplazamiento en X
(2)	Desplazamiento en Y
(3)	Desplazamiento en Z
(4)	Rotación a través del eje X
(5)	Rotación a través del eje Y
(6)	Rotación a través del eje Z
(7)	Warping Amplitud (para secciones de elementos beams)
(8)	Presión de poros
(9)	Potencial eléctrico
(10)	No usado
(11)	Temperatura
(12)	Segunda temperatura
(13)	Tercera Temperatura
(14)	Etc.

Fuente: Abaqus programa de elementos finitos, Maylett Y. Uzcátegui Flores

- **Número de nodos y orden de interpolación.** El orden de interpolación es determinado por el número de nodos usados en el elemento, por ejemplo, los elementos que tienen nodos solo en las esquinas usan interpolación lineal y son llamados elementos lineales o elementos de primer orden, Figura 54 a. En ABAQUS/STANDARD los nodos con nodos intermedios usan interpolación

cuadrática y son llamados elementos cuadráticos o elementos de segundo orden, Figura 54 b.

Figura 54: Elementos lineales y cuadráticos.

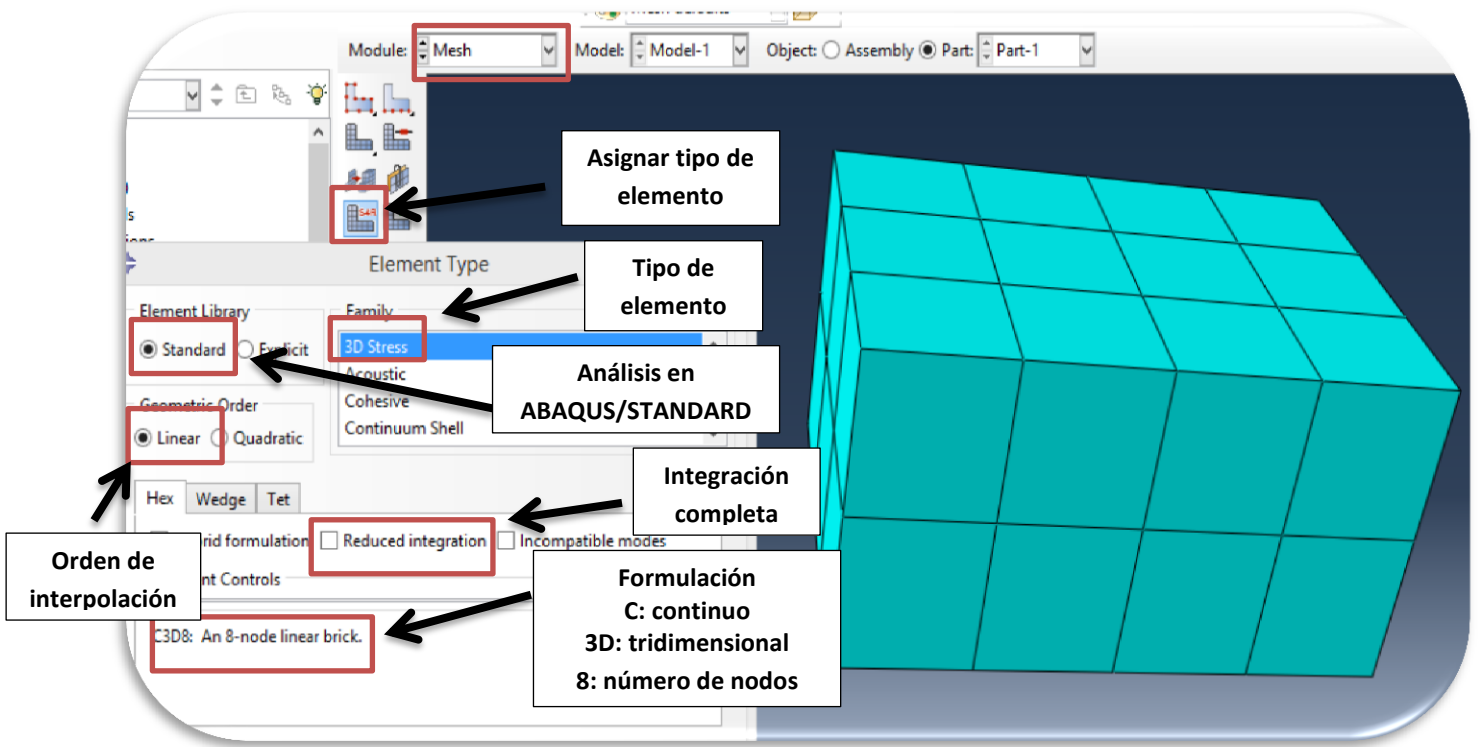


Fuente: ABAQUS/CAE user's manual, Simulia.

- **Integración.** ABAQUS emplea técnicas numéricas para integrar sobre el volumen de cada elemento, la cuadratura de Gaussian es la más usada. El software evalúa la respuesta del material para cada punto de integración en cada elemento. Algunos elementos continuos pueden usar integración completa o reducida, esta decisión puede tener un significativo efecto sobre la exactitud de los resultados. Por lo tanto, se aconseja utilizar siempre la integración completa.

Ya teniendo claro el tipo y la densidad de elementos que se va a emplear en el modelado, lo único que resta, para definir la geometría en su totalidad, es asignar el tipo de elemento al enmallado. Figura 55.

Figura 55: Asignar tipo de elemento al modelo.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

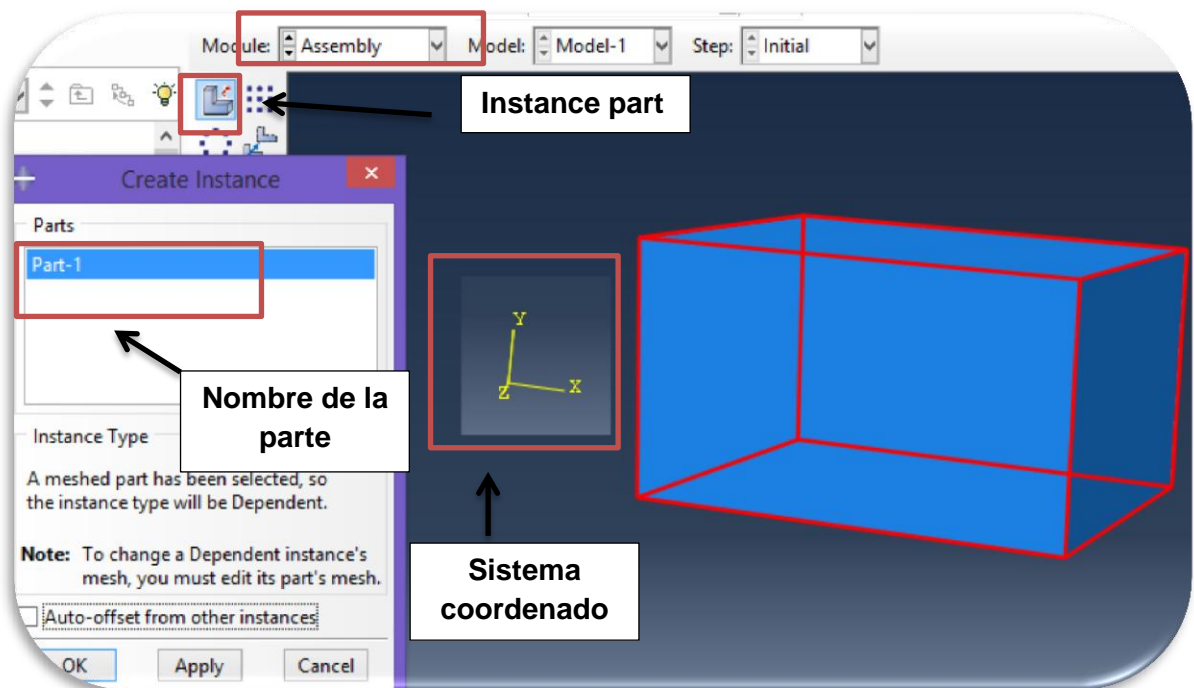
Cabe resaltar, en contraposición a lo expresado anteriormente, un número excesivo de elementos significa un mayor gasto de tiempo de cómputo ya que requiere una gran capacidad computacional. Por lo tanto, el usuario debe buscar un balance entre estas dos variables, lo cual será expuesto posteriormente.

4.1.1.3 Módulo assembly. En este módulo se procede, como su nombre lo indica, a ensamblar todas las partes que conforman el modelo. Esta etapa es obligatoria, así solo exista una sola parte, debido a que permite asociar la geometría del modelo a un sistema de coordenadas. Por ende, si este paso se

omite, el software no permitirá establecer las cargas, las condiciones de frontera e incluso las condiciones iniciales necesarias para definir el paso de análisis.

En el módulo **Assembly**, la opción *instance part* permite al usuario hacer el ensamblaje. La Figura 56, ilustra cómo se realiza este procedimiento.

Figura 56: Crear ensamblaje.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

4.1.2 Propiedades y modelos físicos. La primera parte del pre-procesamiento, el modelado de la geometría, es seguida por la definición de las propiedades que caracterizan el comportamiento de los materiales que constituyen el modelo. Cada modelo a implementar, puede estar formado por uno o más materiales. Por ende, es necesario definir las propiedades de cada uno de ellos y asociar cada material a la sección que corresponda de la parte creada.

Un material es definido eligiendo el comportamiento apropiado para el propósito de un análisis. Algunos materiales pueden ser usados solos o en conjunto con otros, por ejemplo, propiedades térmicas tales como conductividad pueden ser usadas con cualquier otra definición. Sin embargo, algunas definiciones requieren la presencia de otras, por ejemplo, la plasticidad requiere la definición elástica del material. ABAQUS requiere que el material esté correctamente definido para proporcionar las propiedades convenientes de los elementos con los cuales el material está asociado y para el análisis en el que será corrido⁸¹.

ABAQUS ofrece una amplia librería de materiales que permiten la simulación de modelos con características, lineales, no-lineales, materiales isotrópicos y anisotrópicos. El comportamiento del material es definido dentro de las siguientes categorías generales:

- Propiedades generales (amortiguamiento, densidad, expansión térmica).
- Propiedades elásticas.
- Propiedades inelásticas.
- Propiedades térmicas.
- Propiedades acústicas.
- Propiedades para fluidos hidrostáticos.
- Propiedades de difusión de masa.

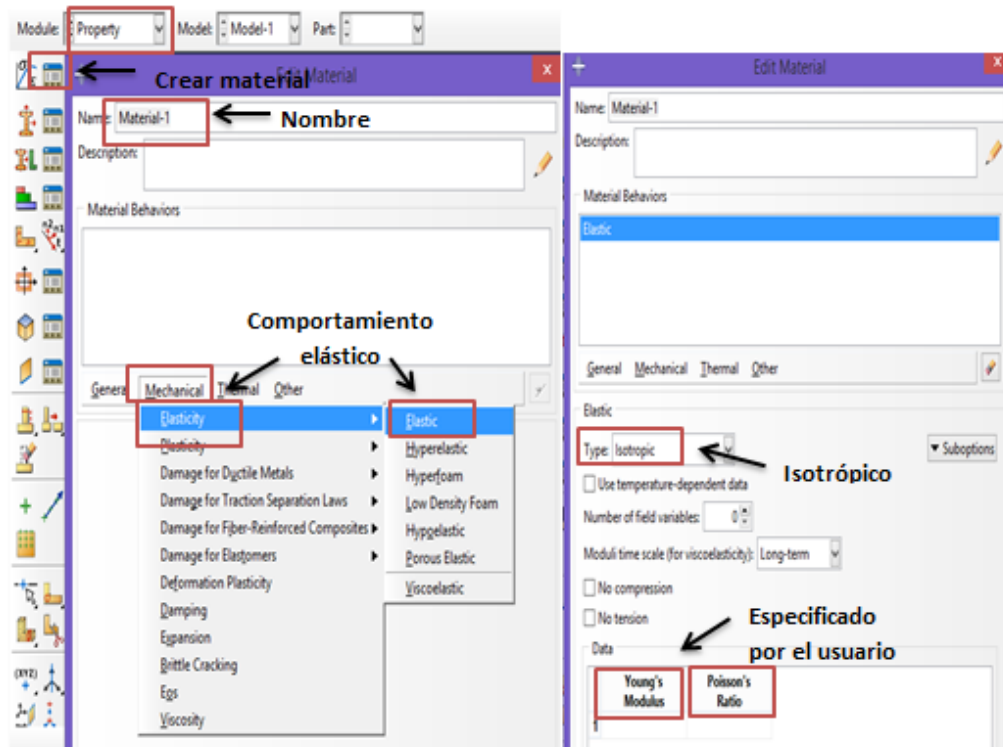
⁸¹ Flores. Op.cit.

- Propiedades eléctricas.
- Ecuaciones de estado.

Es importante resaltar que una vez creado el material, este debe ser asignado a un tipo de sección que se ajuste a su comportamiento para así, por último, tener el modelo asociado a las propiedades ya introducidas en el software.

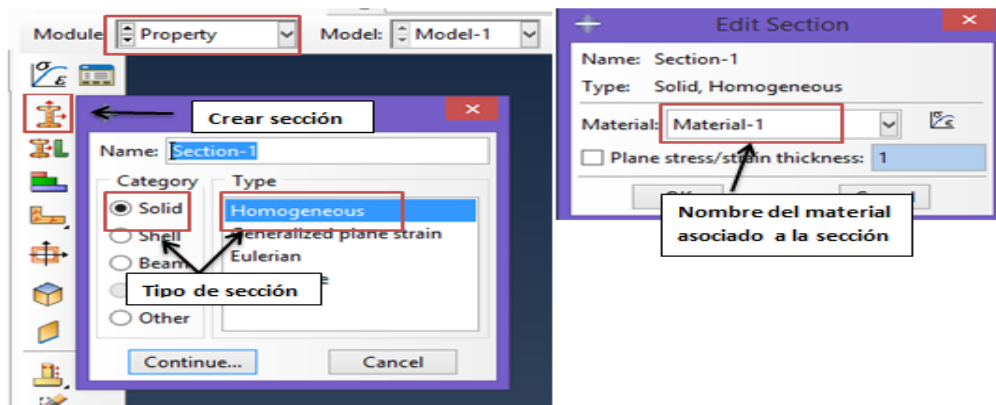
La Figura 57, ilustra un ejemplo de cómo crear un material elástico isotrópico en la interface ABAQUS/CAE, y la Figura 58, muestra como asociar el material a una sección sólida homogénea.

Figura 57: Crear un material elástico isotrópico.



Fuente: Software ABAQUS6.11

Figura 58: Crear una sección sólida homogénea.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

4.1.3 Condiciones iniciales. En el software, el modelado de un fenómeno se realiza mediante una serie de pasos de análisis. ABAQUS establece por defecto un paso inicial, en el cual el usuario debe definir las condiciones iniciales del modelo.

Las condiciones iniciales se especifican en los nodos y elementos que discretizan la geometría de la parte. Dichas condiciones se pueden incluir directamente por medio de la opción *predefined field* en el ABAQUS/CAE.

El software permite establecer las siguientes condiciones iniciales:

- Presión de poro inicial.
- Porosidad inicial.

- Estado de esfuerzos efectivos inicial.
- Saturación inicial.

- Deformaciones plásticas iniciales.

- Tasa de flujo másico inicial.

- Ubicación de una grieta en un análisis de ABAQUS/STANDARD.

- Presiones iniciales para fluidos hidrostáticos.

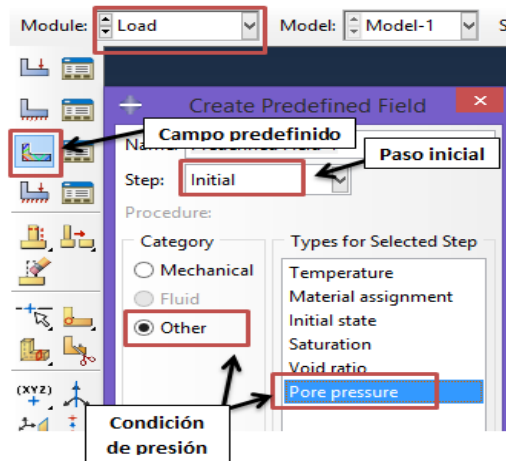
- Elementos con flujo de fluido tangencial.

- Temperatura inicial.

- Velocidad inicial.

La Figura 59, ilustra cómo establecer condición inicial de presión de poro en la interface ABAQUS/CAE.

Figura 59: Establecer condición inicial de presión de poro en ABAQUS/CAE.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

4.1.4 Condiciones de frontera. En las condiciones de frontera el usuario especifica los valores para las variables de solución básicas que sean necesarias en el análisis del problema (desplazamientos, rotaciones, presiones de poro, temperaturas, Etc.). El valor especificado no será excedido en ningún paso de análisis y es aplicado en los nodos o elementos del modelo. Cabe resaltar que solo se pueden especificar condiciones de frontera de valor cero en ABAQUS/CAE durante el paso inicial.

Algunos de los tipos de condiciones de frontera que el software permite especificar, son:

- XSYMM, simetría alrededor de un plano $X=\text{constante}$ (grados de libertad 1, 5, 6=0).

- YSYMM, simetría alrededor de un plano $Y=\text{constante}$ (grados de libertad 2, 4, 6=0).
- ZSYMM, simetría alrededor de un plano $Z=\text{constante}$ (grados de libertad 3, 4, 5=0).
- ENCASTRE, restringido todos los grados de libertad (1, 2, 3, 4, 5, 6=0).
- PINNED (grados de libertad 1, 2, 3=0).

4.2 PROCESAMIENTO.

Existen dos categorías principales que clasifican los problemas analizados en el software ABAQUS: lineales y no lineales. Cabe resaltar que siempre el comportamiento de todas las estructuras físicas es no lineal. Por ejemplo, el análisis de una estructura geométrica en la cual su rigidez cambia en la medida que ésta se deforma es un problema no lineal. Sin embargo, la respuesta de algunos modelos puede ser aproximada a un comportamiento lineal si la deformación/movimiento es pequeño⁸².

Las principales fuentes de no linealidad son:

- Geometría, cuerpos que experimentan altas deformaciones y rotaciones.
- Tipo de material; elástico no lineal, plástico.

⁸² Simulia. Obtaining a Converged Solution With ABAQUS.

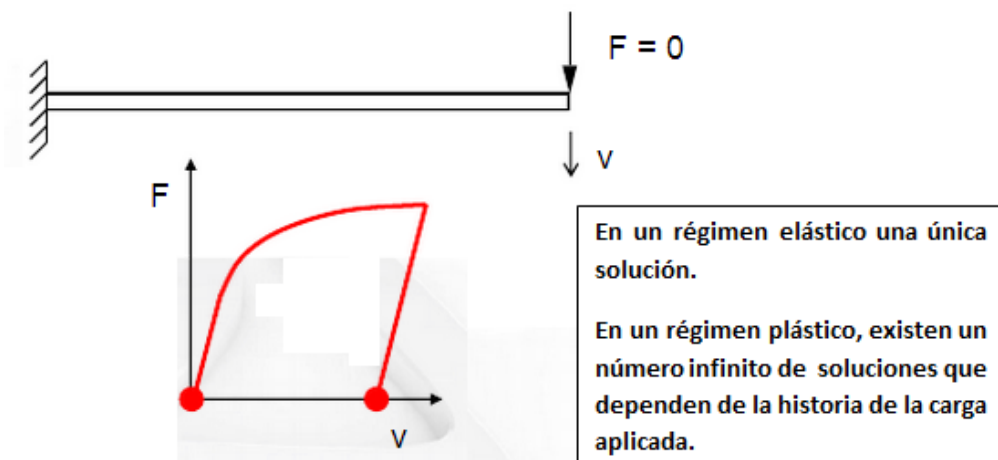
- Condiciones de frontera; fricción, contacto.

Por consiguiente, entre las características que definen un problema no lineal en mecánica se encuentran:

- No existencia y no unicidad; para cierta carga F pueden haber ninguna, una o muchas soluciones de desplazamiento generado.
- No escalamiento; si F causa un desplazamiento u , entonces aF no causará un desplazamiento au .
- No superposición; si F causa un desplazamiento u y G causa un desplazamiento v , entonces $F + G$ no generará un desplazamiento $u + v$.

En la Figura 60, se presenta un ejemplo de lo dicho anteriormente.

Figura 60: No unicidad en la solución de problemas no lineales.



Fuente: Obtaining a converged solution with Abaqus.

4.2.1 Solución de problemas no lineales. Para problemas no lineales, estáticos, el sistema de ecuaciones utilizado está basado en el principio de equilibrio estático:

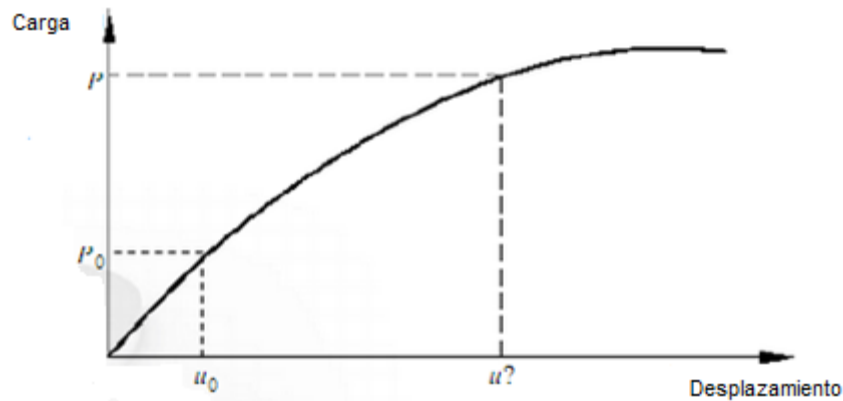
$$P - I = 0 \tag{27}$$

Donde P , la carga externa, e I , las fuerzas internas (nodales), deben estar balanceadas. En un problema no lineal las fuerzas internas son función de:

- u , desplazamiento.
- E , deformación.
- t , tiempo.
- Otras variables.

Con el propósito de entender claramente la solución de este tipo de problemas, se va a considerar un análisis en el cual la carga externa total aplicada y la rigidez inicial de la estructura son parámetros conocidos. Como se ilustra en la Figura 61, el objetivo es encontrar el desplazamiento total generado por la aplicación de la fuerza. En un análisis lineal el desplazamiento final puede ser encontrado con un solo cálculo, hecho que no es posible en un análisis no lineal debido al cambio de la rigidez de la estructura en la medida que ésta se deforma.

Figura 61: Curva de Fuerza no lineal vs desplazamiento.



Fuente: obtaining a converged solution with Abaqus.

Por lo tanto, la solución de un problema no lineal requiere del uso de una técnica incremento/iteración⁸³. Es importante resaltar que la solución obtenida por esta técnica es una aproximación de la ecuación 27.

Esta técnica encuentra la solución especificando la carga como una función del tiempo e incrementando el tiempo para obtener la respuesta no lineal. Por lo tanto, la simulación se divide en un número de *incrementos de tiempo* y se encuentra la configuración de equilibrio aproximada al final de cada incremento usando el método numérico de Newton-Raphson. A menudo se requiere de varias iteraciones para determinar una solución aceptable para cada incremento de tiempo.

4.2.1.1 Pasos. La historia de tiempo para una simulación consiste de uno o más *pasos*. El usuario debe definir los pasos mediante un procedimiento de análisis,

⁸³ Simulia. Obtaining a Converged Solution with ABAQUS. Op.cit.

cargas y requerimientos de salida. En cada paso se pueden asignar diferentes cargas, condiciones de frontera y requerimientos de salida, que dependen principalmente, del procedimiento de análisis que se desea efectuar.

4.2.1.2 Incrementos. Un incremento es parte de un paso. En un problema estático, la carga total aplicada en un paso es dividida en pequeños incrementos de modo que se pueda seguir la trayectoria de la solución no lineal.

4.2.1.3 Iteración. Es un intento para encontrar una solución de equilibrio en un incremento. Si el modelo no está en equilibrio al final de la iteración, el software realiza otra. Con cada iteración la solución que la herramienta software obtiene debería ser más cercana al equilibrio; sin embargo, algunas veces el proceso de iteración puede divergir y por ende, próximas iteraciones pueden alejarse del estado de equilibrio. En ese caso, el simulador puede terminar el proceso de iteración e intentar encontrar una solución con un tamaño menor de incremento.

El objetivo de Abaqus es usar aproximadamente entre 4-6 iteraciones para encontrar una solución que converja en cada incremento de la carga, aunque algunas veces el número de iteraciones puede llegar a 10.

4.2.2 Cargas. Las cargas externas pueden ser incluidas en el modelo de las siguientes maneras:

- Tracciones concentradas o distribuidas.

- Flujos concentrados o distribuidos.
- Cargas de ondas incidentes.

El software permite aplicar diferentes tipos de cargas distribuidas, las cuales dependen del tipo de elemento. Para ello, existen dos métodos disponibles para especificar este tipo de cargas: cargas distribuidas basadas en elementos y cargas distribuidas basadas en superficies.

4.2.3 Convergencia. En un análisis de elementos finitos, convergencia puede envolver múltiples significados:

- Convergencia del enmallado; incrementar el número de elementos en un modelo propiciará que la solución dada por el software se aproxime a la solución analítica de las ecuaciones que gobiernan el fenómeno. Por lo tanto, se asume que el enmallado ha convergido, cuando a un mayor refinamiento del modelo se genera un pequeño o ningún cambio en la solución.
- Precisión en los tiempos de integración para problemas transitorios; para este tipo de problemas, ABAQUS/STANDAR brinda al usuario la posibilidad de especificar ciertos parámetros de tolerancia, permitiendo así, controlar la precisión en la integración de las ecuaciones relevantes durante el tiempo de análisis. Por ejemplo, en un análisis el cual involucra cambios de temperatura, el software permite determinar el máximo cambio permitido de este parámetro en cada incremento para facilitar la convergencia de las ecuaciones.
- Convergencia de un procedimiento de solución no lineal; es el foco de esta sección, por lo tanto, se explicará de manera más detallada a continuación.

- Precisión en la solución; una solución precisa requiere todos los factores mencionados anteriormente (convergencia en el enmallado, tiempos de integración precisos en problemas transitorios, convergencia adecuada en procedimientos de solución no lineales).

Como ya se había mencionado en la sección 4.2.1, el software ABAQUS emplea el principio de equilibrio estático para dar solución a problemas no lineales. Esta herramienta solo acepta como válida una respuesta al verificar que este principio se cumple para cada nodo que conforma el modelo, por ende, se dice que un sistema alcanza la convergencia cuando todos los nodos se encuentran en equilibrio, Figura 62. Es importante resaltar, que las cargas internas que actúan sobre un nodo son causadas por los esfuerzos en los elementos que están adheridos a éste.

En modo de retroalimentación recordar que la técnica utilizada por el software para hallar la respuesta del modelo a cierta carga externa es el método iterativo de Newton-Raphson. Este divide la carga en incrementos y realiza diferentes iteraciones hasta que la solución converja en cada uno. La Figura 63 ayuda a comprender lo anterior de manera más sencilla ya que muestra la respuesta no lineal de una estructura a un incremento de carga pequeño, ΔP .

La diferencia entre la carga aplicada total P e I_1 se puede recalcularse como:

$$R_1 = P - I_1 \quad (28)$$

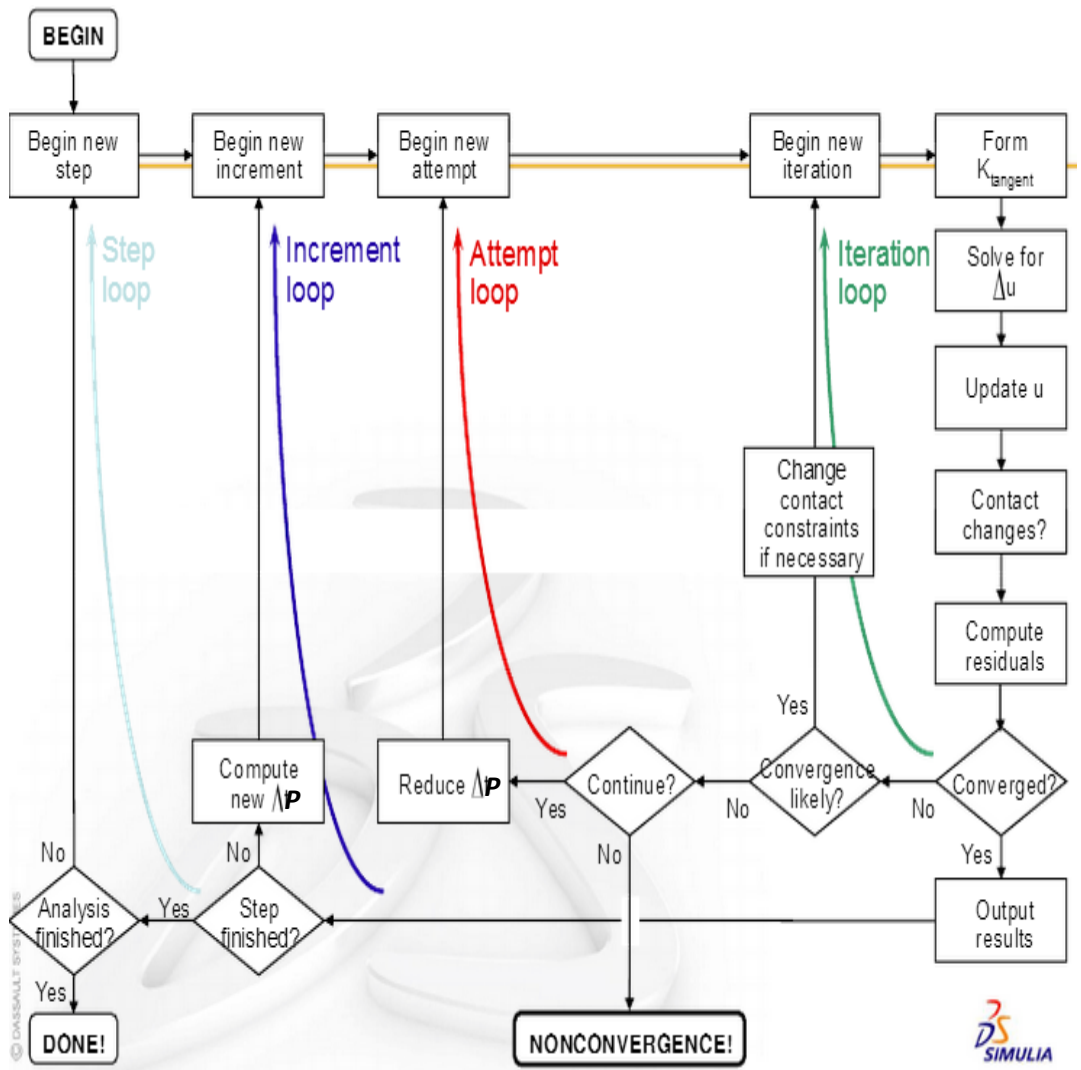
Donde R_1 es la fuerza residual para la iteración.

Si R_1 es cero en cada grado de libertad en el modelo, el punto a de la Figura 64 se ubicará sobre la curva de carga-deflexión y la estructura estaría en equilibrio. En un problema no lineal R_1 nunca será exactamente cero. Teniendo en cuenta lo anterior, la herramienta software lo compara con un valor de tolerancia.

Si R_1 es menor que esta tolerancia de fuerza residual en todos los nodos, se acepta la solución como si estuviera en equilibrio. Por defecto, ABAQUS ajusta este valor de tolerancia al 0.5% de una fuerza promedio de la estructura, la cual es promediada a lo largo del tiempo. Por lo tanto, si R_1 cumple este criterio de tolerancia, se considera que P e I_1 están en equilibrio y que u_0 es una configuración de equilibrio válida para la estructura bajo la carga aplicada. Sin embargo, antes de que se acepte la solución, el software revisa que la última corrección de desplazamiento C_1 , sea pequeña en relación al desplazamiento incremental total, $\Delta u_1 = u_1 - u_0$. Este criterio de convergencia, al igual que el anterior, es establecido por defecto en un valor del 1% del desplazamiento incremental.

Se deben satisfacer las dos revisiones de convergencia antes de que se pueda decir que una solución ha convergido para un determinado incremento, si no es

Figura 65: Ilustra el diagrama de flujo seguido en este proceso iterativo.



Fuente: Obtaining a converged solution with Abaqus.

4.3 POST-PROCESAMIENTO.

Una vez ABAQUS termina la etapa de procesamiento, los resultados de la simulación son presentados al usuario a través del módulo de visualización del ABAQUS/CAE. Este módulo lee el archivo de salida (output file) y permite obtener

animaciones de la simulación, gráficas cartesianas X-Y, tablas de resultados, etc. La visualización de los resultados es una de las actividades más comunes de cualquier tarea de post proceso y puede efectuarse tanto en ABAQUS/CAE como en ABAQUS/VIEWER, siendo el último el realmente orientado para esta tarea.

5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

5.1 GEOMETRÍA DEL MODELO.

El modelo implementado para simular el fenómeno físico de interés en este trabajo fue construido en tres dimensiones, ya que las condiciones en el frente de la fractura no corresponden a deformación plana o tensión plana⁸⁴. Solo la mitad del pozo es modelado, tomando ventaja del comportamiento simétrico propio de las fracturas hidráulicas con el objetivo de reducir los costos computacionales inherentes a modelos robustos. La longitud, la altura y el ancho del modelo es igual a diez veces el diámetro del pozo, con el fin de eliminar los errores asociados a la perturbación de los esfuerzos en la zona cercana a la frontera⁸⁵.

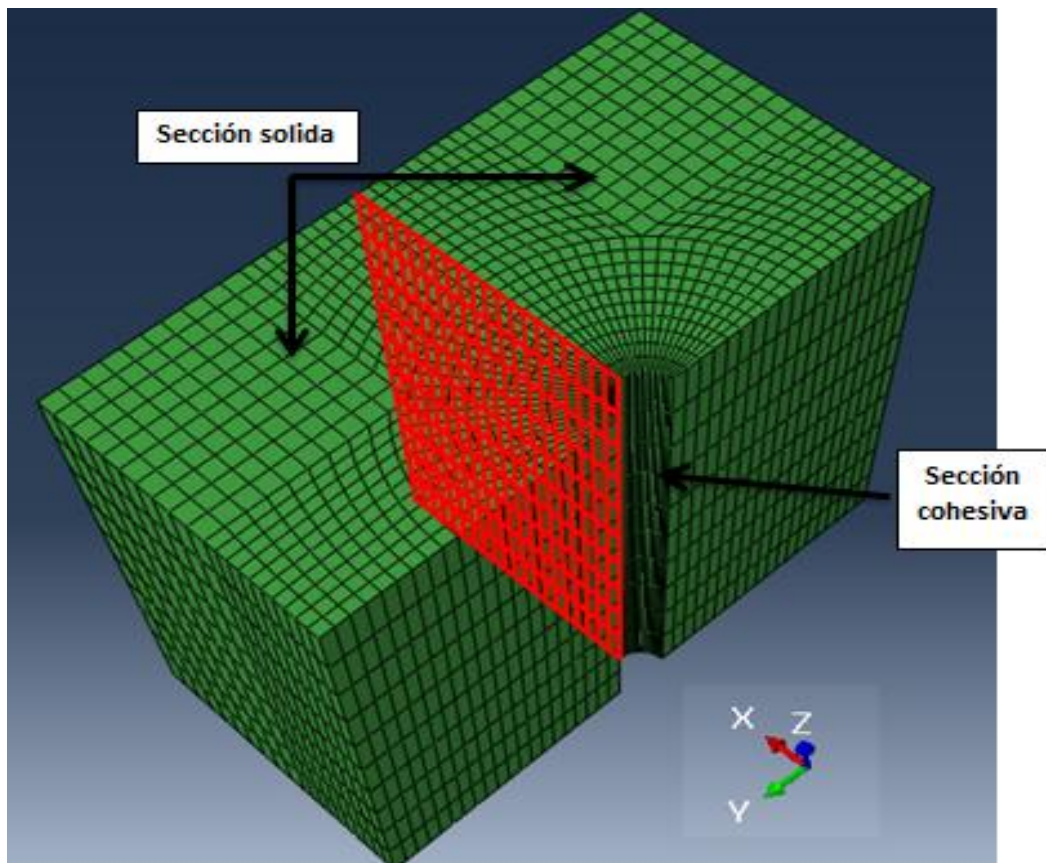
El modelo se compone de dos secciones: la sección cohesiva y la sección sólida, Figura 66. La sección cohesiva es discretizada como una capa vertical de poco espesor, que puede ser considerado como cero, direccionada perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal para que así, acorde a la teoría mencionada en los primeros capítulos, la fractura simulada sea forzada a desarrollarse a lo largo de este sentido. Elementos cohesivos tridimensionales con grados de libertad de presión y desplazamiento conforman la geometría de esta sección.

⁸⁴ Anderson, T.L. Fracture Mechanics: Fundamental and Applications. Second Edition. 1995.

⁸⁵ Salehi, S., & Nygaard, R. (2010, January 1). Finite-element Analysis of Deliberately Increasing the Wellbore Fracture Gradient. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-202.

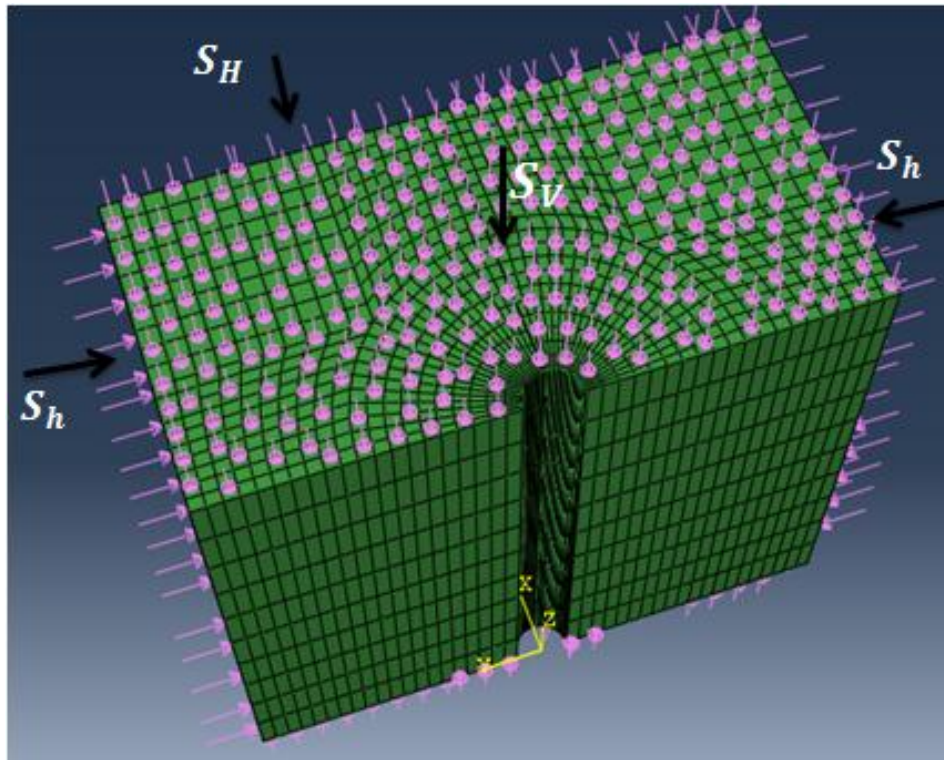
La sección sólida conforma la mayor parte del modelo, ésta es asumida como lineal elástica y los esfuerzos in-situ son aplicados como se muestra en la Figura 67. Esta sección está conformada por elementos continuos tridimensionales con grados de libertad de desplazamiento y presión que permiten simular el flujo en el medio poroso a través de todo el modelo.

Figura 66: Sección cohesiva y sólida del modelo.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 67: Aplicación de cargas al modelo.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

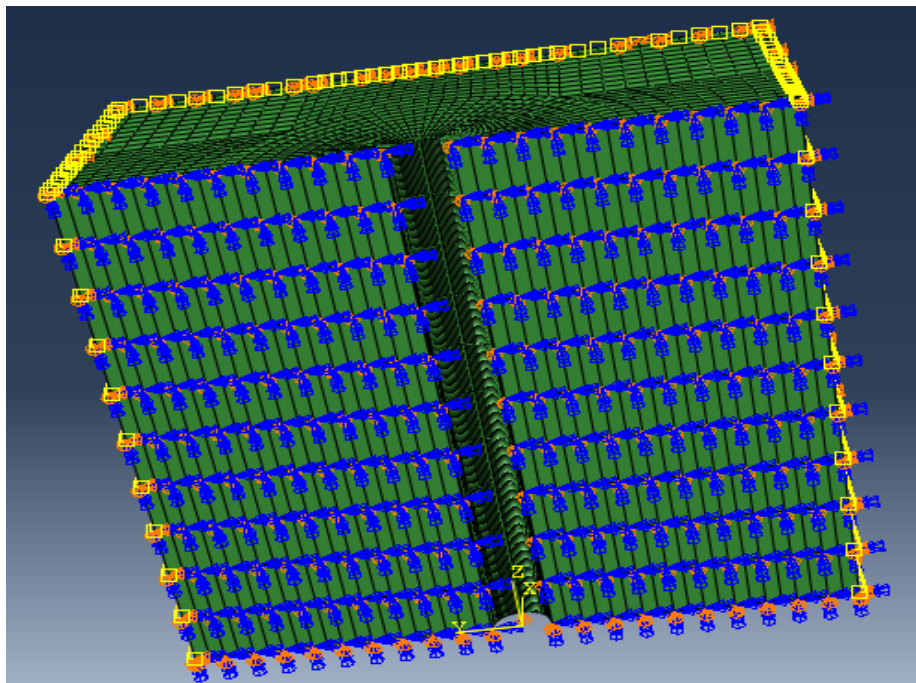
5.2 CONDICIONES DE FRONTERA.

Como se pretende modelar solo medio pozo, es necesario aplicar condición de frontera de simetría⁸⁶, Figura 68. La dirección en la que esta ejerce, para que funcione adecuadamente, es la perpendicular al plano de simetría, siendo en este caso el eje X. Se aplicó restricción de desplazamiento en las direcciones X e Y en las caras laterales y frontal del modelo, con el fin de simular la interacción de la roca con formaciones adyacentes y evitar que la fractura lo divida en dos bloques

⁸⁶ Brocks, W., et al. (2013, November). Exploiting Symmetries of FE Models and Applications to Cohesive Elements. Politecnico de Milano.

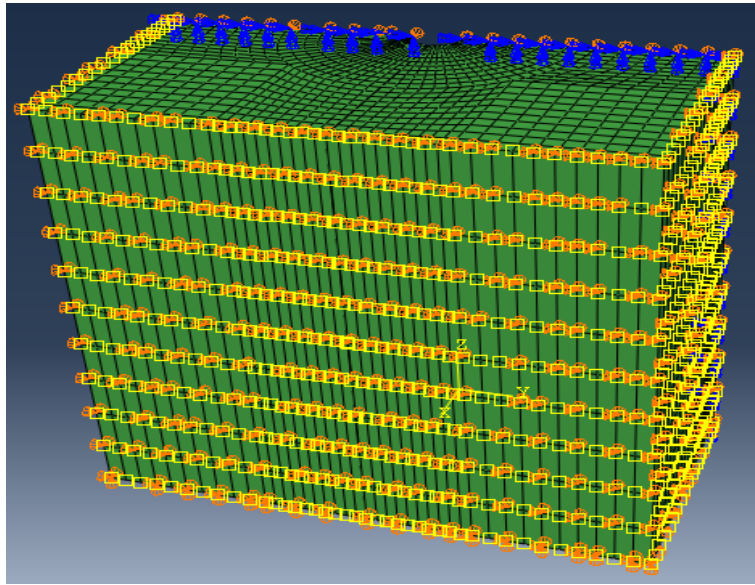
independientes al propagarse, Figura 69. En la cara inferior, se implementó restricción de desplazamiento en la dirección Z, Figura 70. Por último, se estableció que la presión de poro en los límites del modelo se mantiene igual a la presión inicial a lo largo de todo el análisis.

Figura 68: Simetría con respecto al plano X.



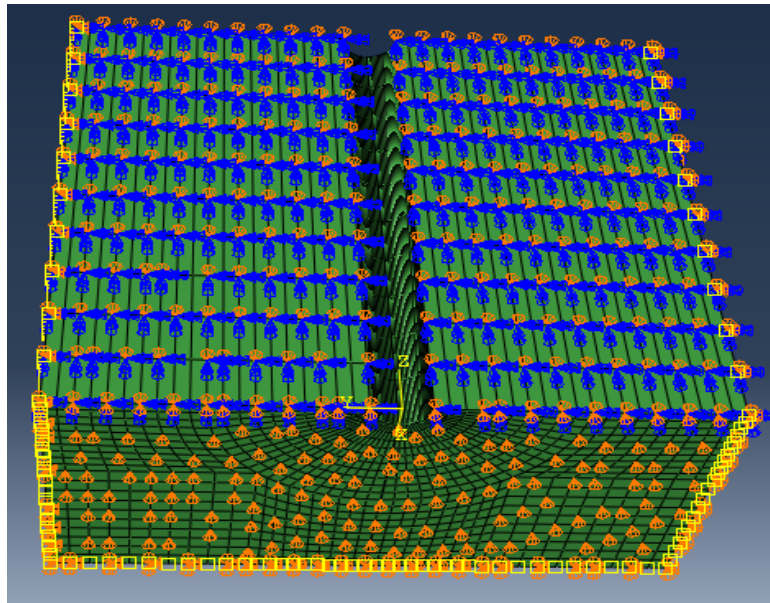
Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 69: Restricción de presión de poro y desplazamiento en X e Y.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 70: Restricción de desplazamiento en la dirección Z.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

5.3 CONDICIONES INICIALES.

Los parámetros asignados a todos los nodos del modelo son presión de poro y relación de vacíos. La relación de vacíos es definida como el cociente entre el volumen poroso y el volumen de matriz rocosa. Los esfuerzos principales efectivos se aplican solamente en los elementos que conforman la sección sólida. El flujo a través del medio poroso es asumido como monofásico y la saturación es ajustada como uno para todas las simulaciones.

5.4 PRECISIÓN DEL MODELO Y DEL ENMALLADO.

En este paso se procede a emplear lo ya mencionado (sección 4.2.3) con respecto a la influencia de la densidad y el tipo de elementos en la convergencia del modelo. El modelo analítico a validar propuesto por Kirsch permite determinar la concentración de esfuerzos alrededor del pozo en las coordenadas radial, tangencial y axial.

Como la variable de interés en este proyecto es el esfuerzo tangencial, la validación de la convergencia del enmallado se realizará usando este parámetro de correlación. Es importante destacar que el orden geométrico de los elementos juega un rol importante a la hora de tener resultados más acertados, por ende, se analizará la convergencia usando elementos de orden geométrico lineal (8 nodos) y de orden geométrico cuadrático (20 nodos).

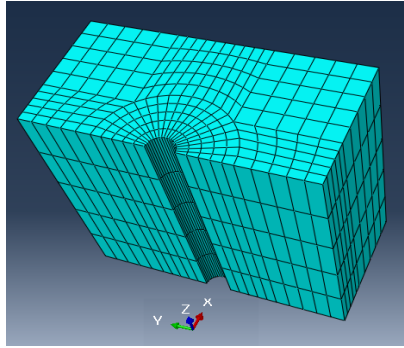
Los valores de esfuerzo tangencial alrededor del pozo presentados a continuación son calculados para diferentes densidades de enmallado y ordenes geométricos de elementos de esfuerzo/presión de poro, además el pozo se encuentra en estado pre-fracturado. El principal objetivo es obtener resultados precisos sin la necesidad de comprometer altos costos computacionales. La data utilizada en el modelo se muestra en la Tabla 5. La Figura 71 ilustra el enmallado base utilizado en la prueba de convergencia.

Tabla 5: Data utilizada para la verificación de la convergencia.

Diámetro del pozo	8.5"
Esfuerzo vertical (Sv)	3000 psi
Esfuerzo horizontal máximo (SH)	2200 psi
Esfuerzo horizontal mínimo (Sh)	1800 psi
Presión de poro	870 psi
Módulo de Young	1740000 psi
Relación de Poisson	0.25

Fuente: Finite Element Analysis of Wellbore Strengthening, Kocababuc, B.

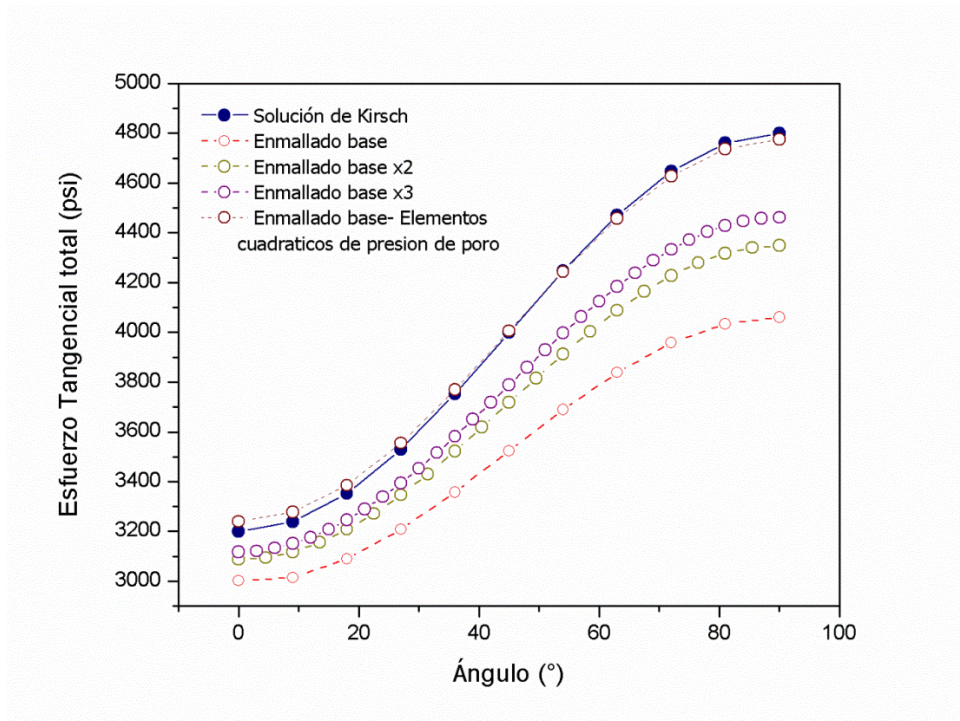
Figura 71: Enmallado base del modelo para análisis de convergencia.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

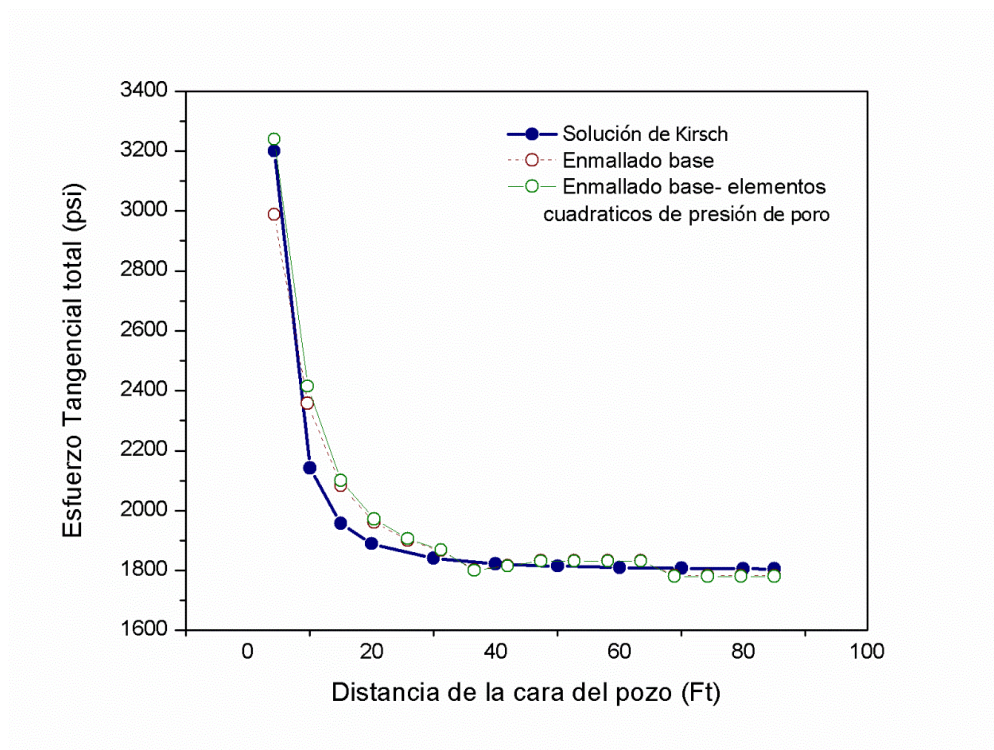
Los resultados son presentados en la Figura 72 y Figura 73.

Figura 72. Distribución del esfuerzo tangencial para diferentes órdenes geométricos y enmallados.



Tal como se expresa en las gráficas de resultados, la configuración más confiable en términos de precisión y de reducción de gastos computacionales innecesarios es la que compete al enmallado base ilustrado en la Figura 70, en conjunto con elementos de orden geométrico cuadrático.

Figura 73. Distribución del esfuerzo tangencial en dirección paralela al esfuerzo máximo horizontal.



5.5 MODELADO DE LA FRACTURA.

La generación y la posterior propagación de una fractura se pueden simular por medio de la implementación del concepto de la zona cohesiva. El comportamiento cohesivo es de gran utilidad en el modelado de separación y daño progresivo entre dos superficies unidas. Este comportamiento cohesivo puede ser:

- Basado en elementos; análisis con elementos cohesivos. Estos elementos permiten un modelado detallado de conexiones adhesivas, incluyendo la especificación detallada de las propiedades de materiales adhesivos, control directo de la conexión de estos elementos en el enmallado, modelado de conexiones adhesivas de espesor finito, entre otras.
- Basado en superficies; definición del contacto entre dos superficies como cohesivo. Esta es una forma fácil y simplificada de modelar conexiones cohesivas y se usa mediante la implementación del comportamiento de tracción – separación en la interface.

Basado en lo anterior, se modeló la zona cohesiva usando elementos cohesivos. Para introducir la zona cohesiva al modelo adecuadamente, se deben desarrollar los puntos que se señalan a continuación⁸⁷:

- La elección del tipo de elemento cohesivo adecuado para su utilización en el problema de estudio.

⁸⁷ Simulia. Modeling with Cohesive Elements. Abaqus Analysis User's Manual.

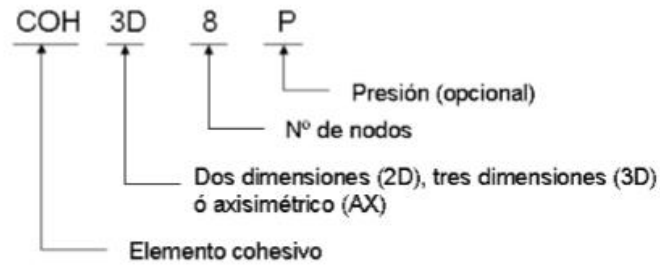
- Incluir los elementos cohesivos en un modelo de elementos finitos, conectándolos adecuadamente con el resto de componentes que conforman el modelo.
- Definir la geometría inicial de los elementos cohesivos incluidos en el modelo.
- Definir el comportamiento mecánico constitutivo de los elementos cohesivos.
- Definir las propiedades de flujo del fluido en el espacio poroso en los elementos cohesivos.

5.5.1 Elección del tipo de elementos cohesivos. ABAQUS incluye en su librería los siguientes tipos de elementos cohesivos:

- Elementos para análisis en dos dimensiones.
- Elementos para análisis en tres dimensiones.
- Elementos para análisis axisimétricos.

La nomenclatura utilizada por el programa para definir el tipo de elemento que se incluye se hace según se muestra en la Figura 74.

Figura 74: Nomenclatura Utilizada en ABAQUS para los elementos cohesivos.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual

Como en el problema es necesario simular el flujo de fluidos a través de la fractura y la fuga del mismo de la fractura a la formación adyacente, el tipo de elemento cohesivo seleccionado debe tener grados de libertad de presión, por ende la nomenclatura del elemento utilizado es: COH3D8P. Cabe resaltar que este tipo de elemento no se encuentra habilitado en la interface ABAQUS/CAE, por lo tanto, es necesario dirigirse al archivo plano y especificarlo directamente con la nomenclatura determinada anteriormente.

5.5.2 Inclusión de los elementos cohesivos en el modelo. El siguiente paso, una vez elegido el tipo de cohesivos que se van a utilizar, es incluir los elementos cohesivos en el modelo de elementos finitos, conectándolos adecuadamente con el resto de componentes que conforman el modelo, es decir, discretizar la zona cohesiva de dicho modelo.

La zona cohesiva debe ser discretizada como una sola capa de elementos cohesivos a lo largo del espesor, Figura 66 (sección cohesiva y sólida). En la inclusión de los elementos cohesivos en el modelo se han conectado ambas caras de la capa de cohesivos a los componentes adyacentes (elementos de la sección sólida).

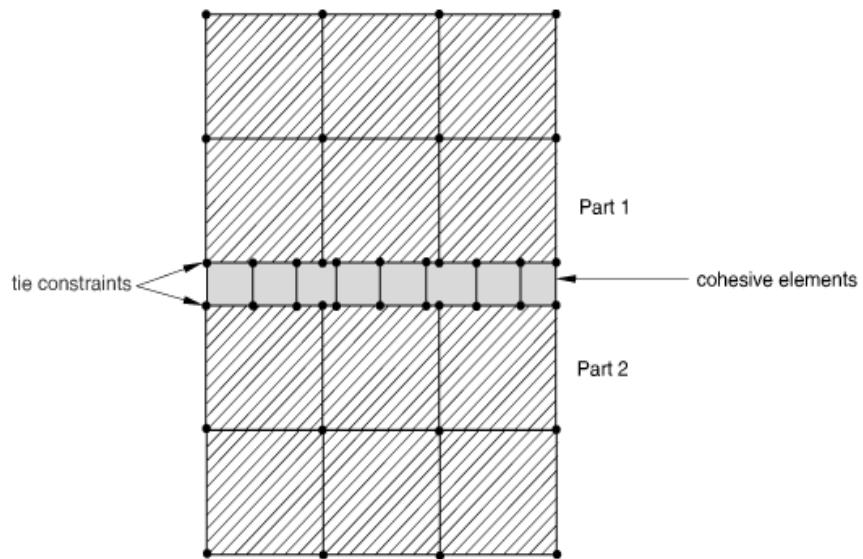
Existen dos formas de realizar esta operación⁸⁸:

- Utilizando restricción de atado entre la zona cohesiva y las zonas adyacentes a esta. De esta manera se puede utilizar un enmallado mucho más fino en la zona cohesiva, por ende se deben dibujar partes independientes para representar el modelo. Figura 75.
- Permitiendo que tanto los elementos cohesivos como los vecinos tengan enmallados donde la posición de sus nodos concuerden. De esta forma, es muy sencillo conectar los elementos cohesivos a los otros componentes en un modelo compartiendo nodos, Figura 76.

En este trabajo se utilizó el procedimiento de incluir los elementos cohesivos en el modelo de tal manera que compartieran nodos con las zonas adyacentes. El principal motivo es el evitar problemas de convergencia asociados al utilizar restricciones de contacto entre superficies.

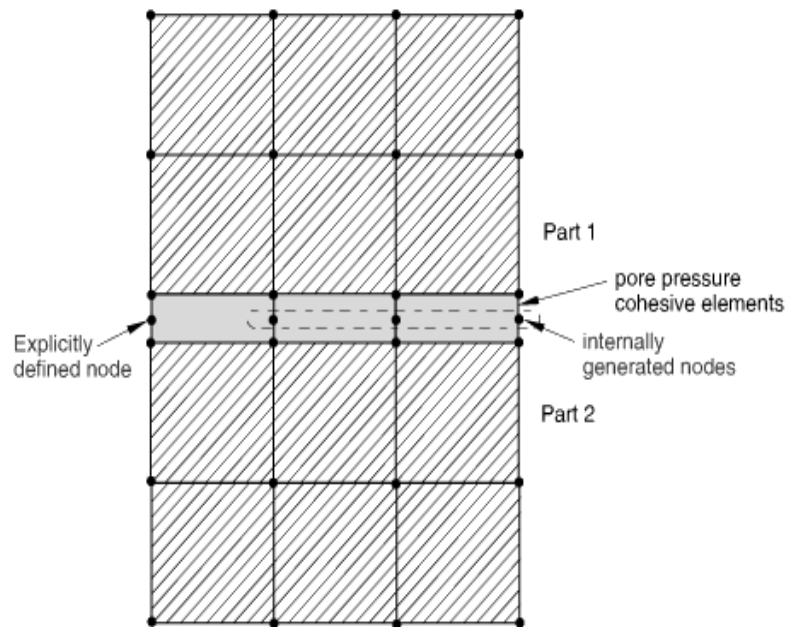
⁸⁸ Simulia. Element-Based Cohesive Behaviour.

Figura 75: Enmallados independientes con restricciones de atado.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

Figura 76: Elementos cohesivos compartiendo nodos con otros.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

5.5.3 Definición de la geometría inicial de los elementos cohesivos. La definición de la geometría inicial de los elementos cohesivos se ha realizado directamente a partir de la conectividad entre los nodos que lo componen y la posición de dichos nodos.

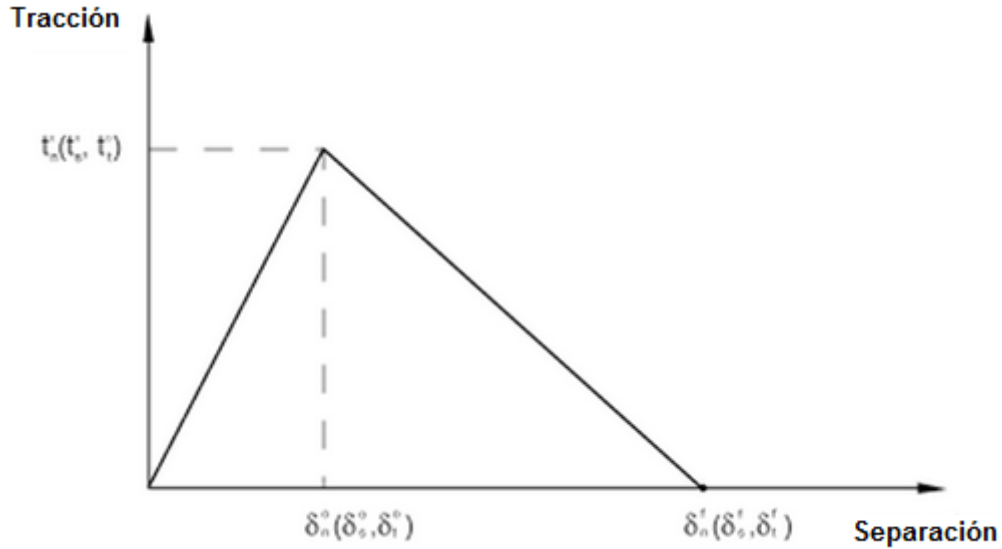
Es decir, la definición del elemento cohesivo se hace especificando el número del elemento y todos los nodos que lo definen.

5.5.4 Definición del comportamiento mecánico constitutivo de los elementos finitos. Si la zona cohesiva es muy fina tal que a efectos prácticos puede ser considerada de espesor nulo, como es el caso del estudio tratado, la respuesta de los cohesivos suele ser especificada directamente en términos de tracción frente a separación en la interfase.

Por lo tanto, para estas situaciones, las propiedades macroscópicas del material en la zona cohesiva dejan de tener relevancia directa y el análisis debe referirse a conceptos derivados de la mecánica de la fractura tales como la energía necesaria para la creación de nuevas superficies.

Los elementos cohesivos modelan la carga inicial, el comienzo del daño y la propagación del mismo, que precede a un eventual fallo de la interfase. De esta forma aparecen dos zonas diferenciadas en el comportamiento mecánico de los elementos cohesivos, Figura 77.

Figura 77: Respuesta típica de los elementos cohesivos.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

El comportamiento previo al inicio del daño se asume que es elástico lineal y es escrito en términos de una matriz elástica constitutiva que relaciona las tensiones nominales con las deformaciones nominales a través de la interfase, de la siguiente manera:

$$t = \begin{Bmatrix} t_n \\ t_s \\ t_t \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{nn} & K_{ns} & K_{nt} \\ K_{ns} & K_{ss} & K_{st} \\ K_{nt} & K_{st} & K_{tt} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \varepsilon_n \\ \varepsilon_s \\ \varepsilon_t \end{Bmatrix} = K_\varepsilon \quad (29)$$

El vector de tensiones nominales, t , está constituido por tres componentes (dos para problemas bidimensionales): t_n , t_s y t_t . De ellas t_n es la tensión normal a la interfase, y, t_s y t_t son las tensiones en las direcciones tangenciales a la misma.

Las separaciones se denotan por: δ_n , δ_s y δ_t . Análogamente a las tensiones, δ_n , es la separación en la dirección normal a la interfase, y δ_s y δ_t son las separaciones en las dos direcciones tangenciales.

Denominando T_0 al espesor constitutivo del elemento cohesivo, las deformaciones nominales quedan definidas por:

$$\varepsilon_n = \frac{\delta_n}{T_0}; \varepsilon_s = \frac{\delta_s}{T_0}; \varepsilon_t = \frac{\delta_t}{T_0} \quad (30)$$

El valor de este espesor constitutivo T_0 por defecto es de uno, por lo tanto, diferente del espesor geométrico que es cero o prácticamente nulo.

En el caso que se desee el desacoplamiento entre las componentes, como es el caso de este estudio, basta con hacer nulos los elementos de la matriz fuera de la diagonal, con lo que bastaría especificar el valor de los tres elementos diagonales.

La segunda zona diferenciada en el comportamiento de los elementos cohesivos es la correspondiente a la zona de proceso de daño.

De esta manera, el modelado de esta se resume teniendo en cuenta tres factores principales: El criterio de inicio del daño, la ley de evolución de la zona de daño y por último la elección de si se elimina o no el elemento tras alcanzar su estado de degradación total.

El inicio de la degradación del elemento comienza cuando el valor de las tensiones o deformaciones alcanzan cierto valor que satisface un criterio de inicio de daño especificado.

En este proyecto se ha empleado un criterio que asume que el daño se inicia cuando una función de interacción cuadrática que depende de la relación de los esfuerzos nominales alcanza un valor de uno. Este criterio se representa de la siguiente manera:

$$\left\{ \frac{\langle t_n \rangle}{t_n^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_s}{t_s^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_t}{t_t^0} \right\}^2 = 1 \quad (31)$$

El símbolo $\langle \rangle$ se usa para puntualizar que una tensión de compresión pura en la dirección normal no produce el inicio del daño.

La evolución del daño, describe de qué forma el elemento se va degradando una vez que se ha satisfecho el criterio de inicio del fallo. Para describir esta evolución hay que especificar dos parámetros.

El primero, se refiere a la degradación del elemento, que puede hacerse especificando la separación a la que comienza la rotura real, o bien, como es el caso de este estudio, incluyendo la energía disipada cuando se alcanza la rotura, G_c .

El segundo de ellos, es una variable escalar D que toma el valor 0 en el momento de la iniciación del daño y valor 1 cuando se produce la degradación total del elemento, por ende, se refiere a la forma en que D varía entre ambos valores 0 y 1.

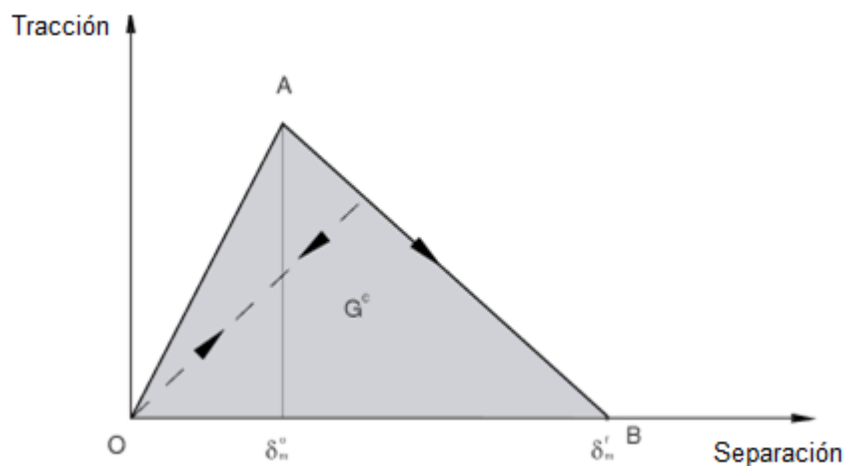
En este caso, se adopta una ley lineal respecto a la separación para esta variación, quedando definido completamente el comportamiento cohesivo, tal como se muestra en la Figura 78.

Además, con respecto a fracturas tensiles, el criterio de evolución del daño propuesto por Benzeggagh – Kenane describe el problema de mejor manera comparado con los otros criterios de evolución, debido a que la energía crítica de fractura a lo largo de la primera y segunda dirección tangencial son iguales⁸⁹.

$$G_n^C + (G_s^C - G_n^C) \left\{ \frac{G_s}{G_T} \right\}^n = G^C \quad (32)$$

En este proyecto todas las propiedades elásticas de la zona cohesiva fueron tomadas del problema de *hydraulically induced fracture problem* en el Abaqus example problems manual.

Figura 78. Evolución lineal del daño en el elemento cohesivo.



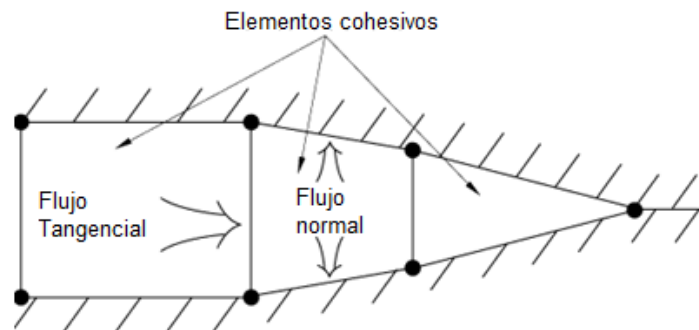
Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

⁸⁹ Benzeggagh & Kenane (1996). Measurement of Mixed-Mode Delamination Fracture Toughness of Unidirectional Glass/Epoxy Composite with Mixed-Mode Bending Apparatus.

5.5.5 Propiedades de flujo del fluido en el medio poroso en los elementos cohesivos. Se pueden modelar dos diferentes patrones de flujo usando elementos cohesivos de presión de poro, estos son el flujo tangencial dentro del espacio y el flujo normal a través de los límites de la fractura, Figura 79.

El flujo tangencial es definido especificando a qué comportamiento se asemejan las propiedades reológicas del fluido, teniendo entre las opciones disponibles escoger Newtoniano o ley de potencia. En este estudio, un fluido Newtoniano con una viscosidad de 1×10^{-6} KPaS (1cP) fue seleccionado.

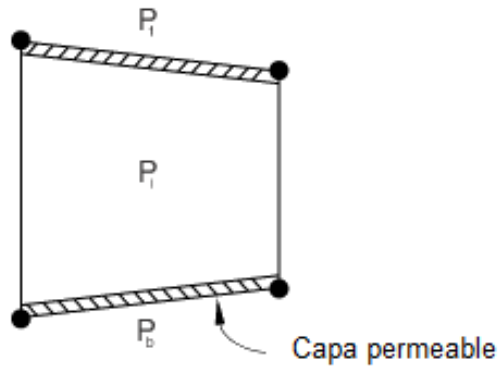
Figura 79: Patrones de flujo del fluido en el medio poroso dentro de los elementos cohesivos.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

El otro patrón de flujo, flujo normal, describe la fuga de fluido de la fractura a las formaciones adyacentes. Coeficientes de fuga para las caras de tope y fondo del elemento cohesivo son usados para simular el efecto de la reducción de la permeabilidad, producto del asentamiento de la torta de lodo en las caras de la fractura, Figura 80.

Figura 80: Capas permeables de un elemento cohesivo.



Fuente: Abaqus Analysis User's Manual.

En el presente modelo, se asume que los coeficientes de fuga son iguales para ambas caras, por lo tanto, el flujo normal es definido como:

$$q = c * (P_{fractura} - P_{formación}) \quad (33)$$

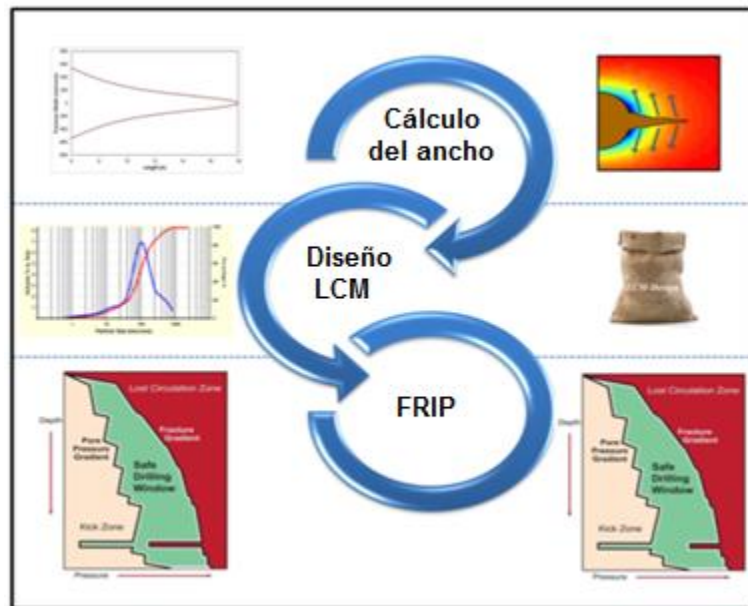
Donde, c es el coeficiente de fuga y q es la tasa de flujo hacia la formación.

Los valores de coeficiente de fuga usados en el modelo son tomados del problema de *hydraulically induced fracture problem* en el Abaqus example problems manual.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la implementación exitosa de la técnica de Stress Cage es necesario seguir la metodología ilustrada en la Figura 81. Esta metodología se presenta debido a que la técnica de estudio, diferente de otras técnicas de fortalecimiento de la cara del pozo, necesita para su diseño conocer con precisión el ancho de la fractura a generar, para así determinar con la menor incertidumbre el tamaño del material de pérdida⁹⁰.

Figura 81: Metodología para implementar el Stress Cage.



Fuente: Tomada y modificada de “Advanced Geomechanical Analysis of Wellbore Strengthening for Depleted Reservoir Drilling Applications”. SPE 167976.

Con el fin de cumplir la metodología antes mencionada, se estudiarán los factores que generan mayor impacto en las dimensiones de la fractura por medio de la

⁹⁰ Shahri, M. P. et al. (2014, March 4). Advanced Geomechanical Analysis of Wellbore Strengthening for Depleted Reservoir Drilling Applications. Society of Petroleum Engineers. SPE 167976-MS.

implementación de un modelo tridimensional, el cual brinda un alto grado de confiabilidad.

Posteriormente se procederá a simular el taponamiento de la boca de la fractura como consecuencia de la aplicación de la técnica de fortalecimiento de la cara del pozo, Stress Cage. Para crear este efecto en el software ABAQUS, se debe ajustar a cero la velocidad en la dirección Y en el punto de ubicación del sello (nodos en la boca de la fractura)⁹¹.

Para llevar a cabo todo el proceso en el simulador se han determinado cuatro pasos de análisis. En el primer paso se lleva a cabo el análisis geoestático, este es necesario para todo análisis de suelos. En este punto, los esfuerzos en el modelo se estabilizan a los valores de los esfuerzos efectivos in-situ, Figura 82. La deformación generada en este paso debe ser cero en todo el modelo.

En el segundo paso, con el fin de generar tensión en la cara del pozo, se aplica en las paredes del pozo la presión de lodo igual al doble del esfuerzo mínimo horizontal, Figura 83.

En el tercer paso, se define el caudal de flujo de fluidos hacia el interior de la fractura, permitiendo así, observar su propagación y determinar los parámetros más influyentes en la geometría de la fractura generada, Figura 84 y 85.

En el cuarto y último paso, la fractura es taponada con material de pérdida. Este efecto genera un sello efectivo, aislando de esta manera la presión del pozo con la

⁹¹ Arlanoglu, C., Feng, Y., Podnos, E., Becker, E., & Gray, K. E. (2014, March 4). Finite Element Studies of Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 168001-MS.

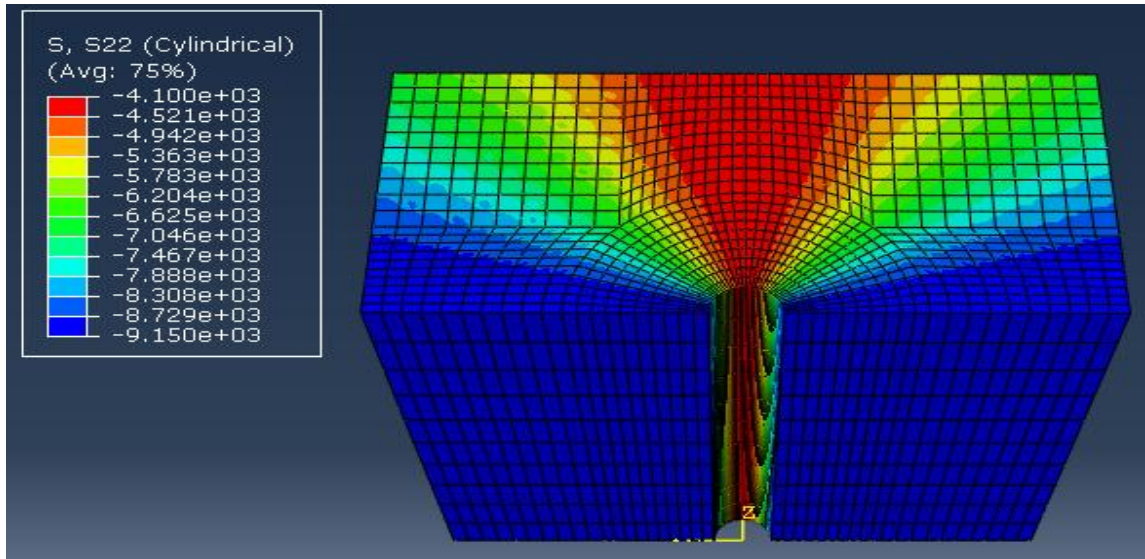
presión al interior de la fractura, Figura 86. Al final del cuarto paso, la presión dentro de la fractura es disipada hacia la formación. La Tabla 6, muestra los parámetros de entrada usados en la simulación.

Es importante mencionar que los signos negativos para los esfuerzos en ABAQUS corresponden a compresión, mientras que los positivos corresponden a tensión. El reporte dado por ABAQUS es entregado en KPa y metros para los esfuerzos y ancho de fractura respectivamente. Para facilitar la lectura de los datos, los resultados serán convertidos a unidades de campo usando Excel.

Tabla 6. Datos utilizados en la simulación.

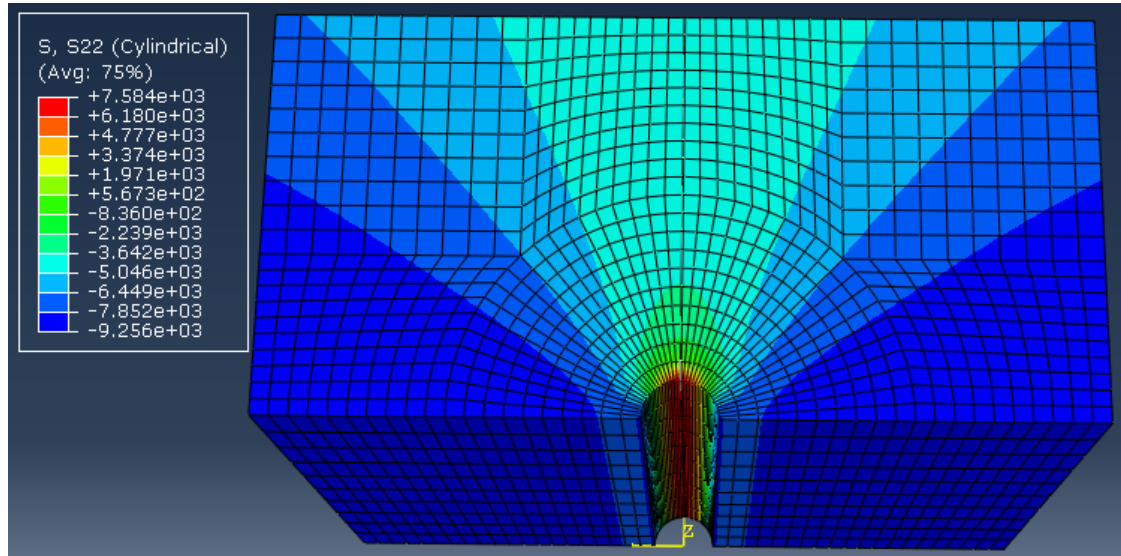
Diámetro del pozo	8,5 inch	0,1 m
Dimensiones del modelo	85x85x85 inch	1,1x1,1x1,1 m
Esfuerzo vertical	3000 psi	20700 KPa
Esfuerzo horizontal max.	2200 psi	15150 KPa
Esfuerzo horizontal min.	1465 psi	10100 KPa
Presión de poro	870 psi	6000 KPa
Porosidad	0,25	0,25
Permeabilidad	160 mD	$16 \times 10^{-14} \text{ m}^2$
Viscosidad	1 cP	$1 \times 10^{-6} \text{ KPa}$
Módulo de Young	1740000 psi	$1,2 \times 10^7 \text{ KPa}$
Relación de Poisson	0,25	0,25
Caudal hacia la fractura	0,015 Bbl/min	$4 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$

Figura 82: Distribución del esfuerzo tangencial en el análisis geostático.



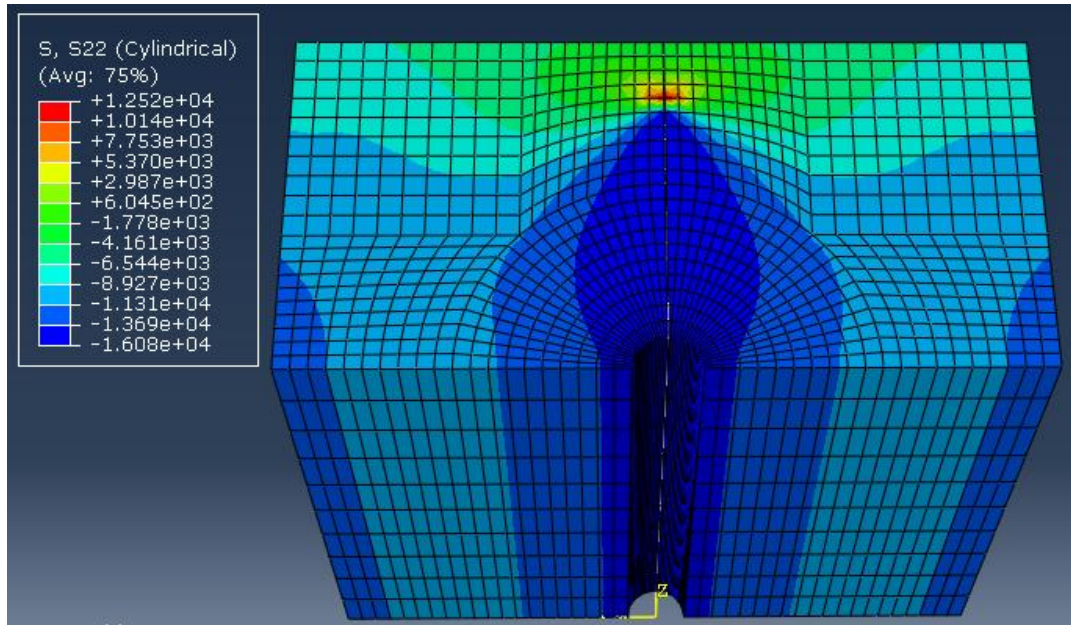
Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 83: Distribución de esfuerzo tangencial al final del segundo paso



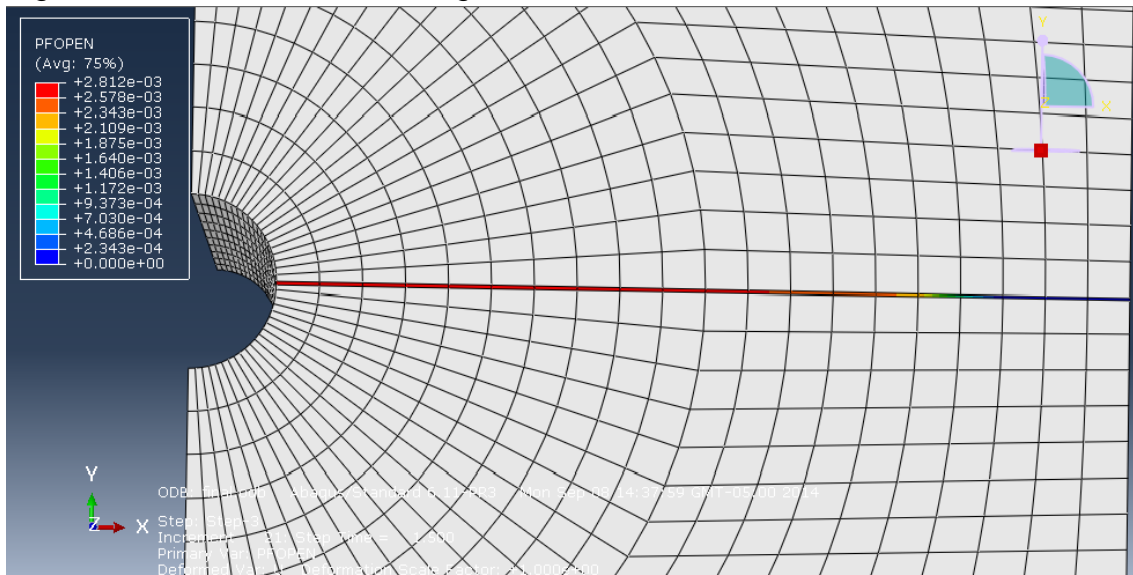
Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 84: Distribución del esfuerzo tangencial al final del tercer paso.



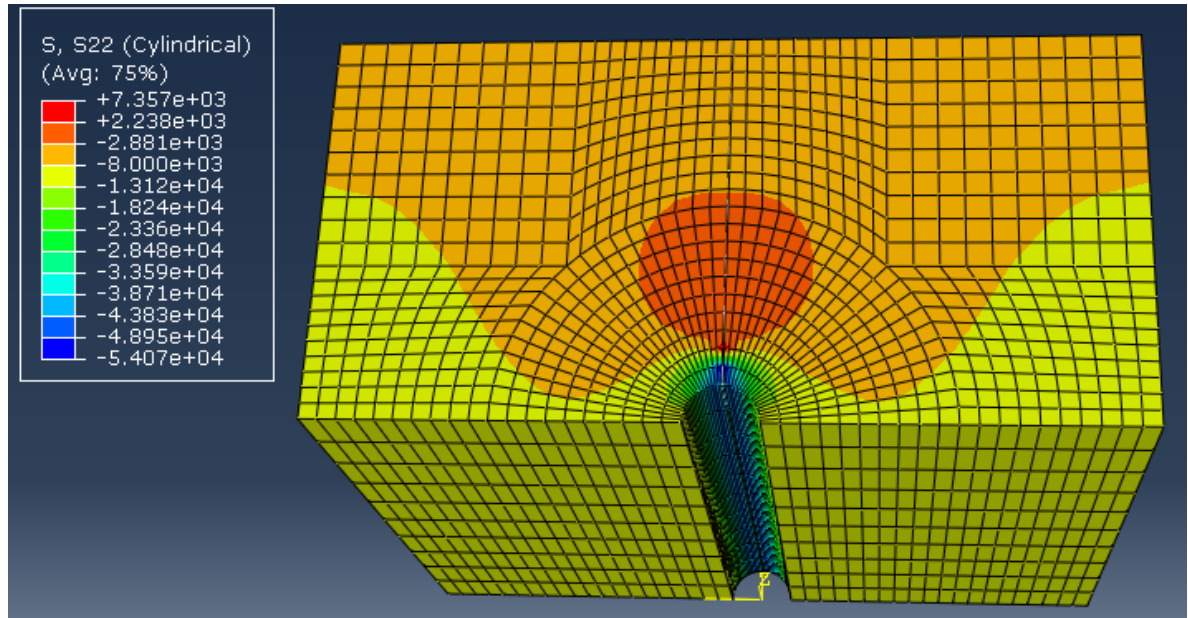
Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 85: Ancho de la fractura generada.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

Figura 86: Distribución del esfuerzo tangencial al final del cuarto paso.



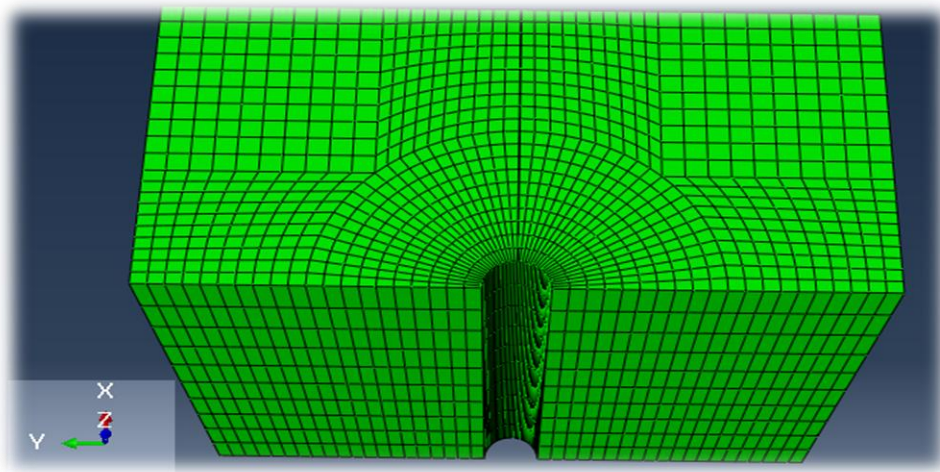
Fuente: Software ABAQUS 6.11

6.1 SUPOSICIONES.

- Fluido newtoniano.
- Yacimiento isotrópico homogéneo.
- Plano de fractura vertical.
- Régimen de falla normal ($S_v > S_H > S_h$).
- Estado de esfuerzos afectados por la depleción.
- Porosidad homogénea en todo el intervalo.

- Presión de poro homogénea en todo el intervalo.
- Fluido monofásico en el yacimiento.
- Comportamiento totalmente elástico de la formación.
- La altura de la fractura es igual al espesor de la formación.

Figura 87: Geometría del modelo, estado no deformado.



Fuente: Software ABAQUS 6.11

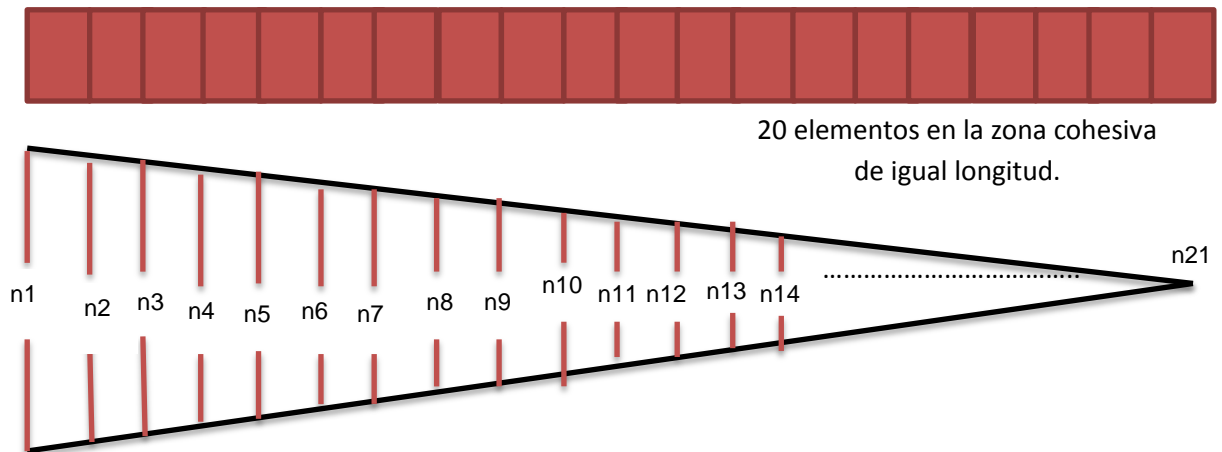
6.2 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA GENERADA.

El modelado mediante la inclusión de la zona cohesiva, brinda al usuario la posibilidad de predecir la variación del ancho de fractura a lo largo de esta⁹², además, por medio de la incorporación de la presión de poro en los elementos cohesivos, se puede representar la fuga de fluidos de la fractura a la formación y

⁹² Wang, H., et al. (2008, January 1). Avoiding Drilling Problems by Strengthening the Wellbore while Drilling. American Rock Mechanics Association. ARMA 08-200.

así, tener mayor confiabilidad en que el fenómeno simulado sea una representación acorde a lo que ocurre en la realidad.

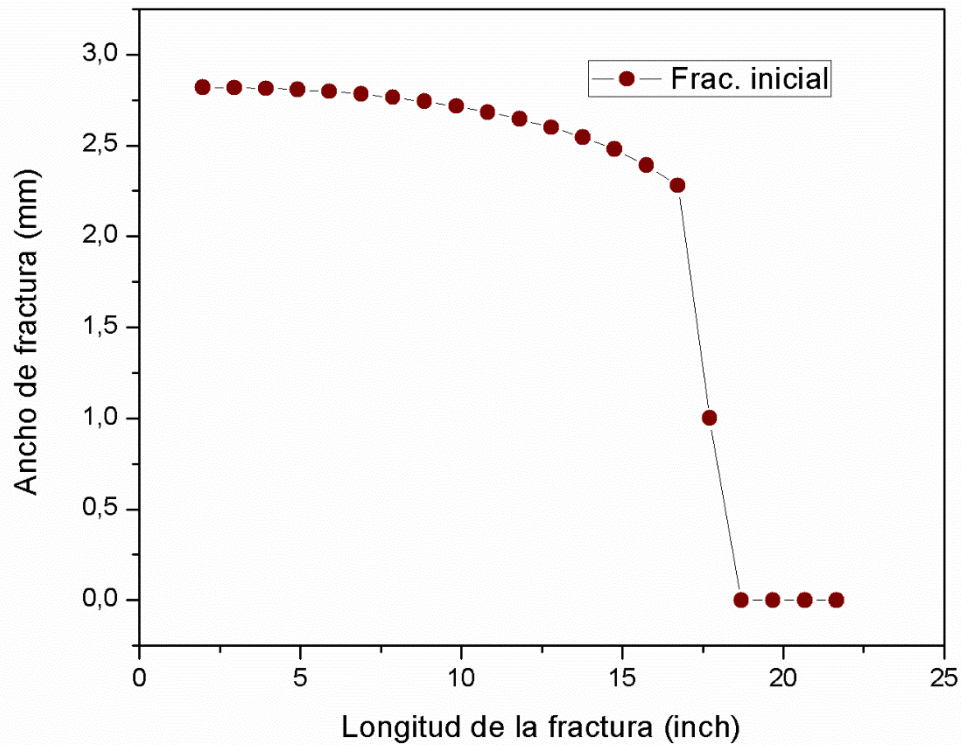
Figura 88: Geometría de la fractura.



Como se ilustra en la figura 88, el ancho de la fractura hidráulica cambia con la longitud, siendo en la boca de la fractura donde alcanza su máximo valor. Es importante resaltar que el ancho de fractura no decrece uniformemente de la boca a la punta a medida que esta se propaga⁹³, debido a que se ve afectado por factores operacionales (caudal y tiempo de inyección) y por la magnitud de los parámetros que describen el comportamiento mecánico de la fractura.

⁹³ Guo, Q., Feng, Y. Z., & Jin, Z. H. (2011, January 1). Fracture Aperture For Wellbore Strengthening Applications. American Rock Mechanics Association. ARMA 11-378.

Figura 89: Ancho vs longitud, fractura inicial.



En la figura anterior, se evidencia lo ya mencionado con respecto a la tendencia de variación no uniforme que presenta el ancho de fractura vs la longitud.

Como el parámetro de interés en esta investigación es la magnitud del ancho de la boca de la fractura, a continuación, se investigarán los factores que causan más impacto sobre éste, permaneciendo constante el estado de sobrepresión ($P_{lodo} = 2 * S_{hmin}$).

Los datos serán presentados mediante la denotación ilustrada en la Figura 88, donde n_1 es el ancho de fractura en el primer nodo de la zona cohesiva (boca de

la fractura) y n21 es el ancho de fractura en el nodo final. Cabe resaltar que en algunos casos la fractura no se propaga a lo largo de toda la zona.

Tabla 7: Cambio de la geometría de la fractura con la permeabilidad de la roca.

Nodo	Ancho (mm) 160 mD	Ancho (mm) 2 mD	Ancho (mm) 500 mD
1	2,82	2,744	2,83
2	2,818	2,742	2,82
3	2,814	2,735	2,815
4	2,807	2,73	2,81
5	2,796	2,72	2,8
6	2,782	2,71	2,79
7	2,764	2,7	2,77
8	2,742	2,69	2,75
9	2,715	2,66	2,72
10	2,683	2,62	2,69
11	2,645	2,57	2,65
12	2,6	2,51	2,62
13	2,545	2,45	2,55
14	2,48	2,36	2,5
15	2,39	2,27	2,43
16	2,28	1	2,3
17	1	0	1,5
18	0	0	1
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0

Se analizó el efecto de la permeabilidad durante la propagación de la fractura, tabla 7. En tratamientos de fracturamiento hidráulico es común observar que en formaciones permeables el flujo de fluido hacia la formación sea mucho mayor, provocando que se genere una reducción en la presión al interior de la fractura

disminuyendo de esta manera su crecimiento. Sin embargo, de acuerdo a lo obtenido durante la simulación y en otras investigaciones⁹⁴, se encontró un factor importante que propicia el crecimiento de fracturas más anchas en formaciones permeables, siendo este, el estado de esfuerzos efectivos alrededor de la fractura. Se determinó que cuando hay un aumento en el caudal de fluidos fugándose se genera mayor tensión alrededor de la fractura de acuerdo al principio de Terzagui.

Esto resulta en un crecimiento más acelerado de la fractura en la roca, pero siempre teniendo en cuenta que este efecto será reducido cuando se inyecta fluido a altas tasas o cuando el tiempo de inyección aumenta, como es el caso en operaciones de fracturamiento hidráulico. Como el punto de interés de este estudio son las fracturas creadas en poco tiempo mientras se perfora, se cumple este comportamiento.

Otro factor importante es la permeabilidad de la torta de lodo al interior de la fractura. Es común la adición de material de pérdida en la formulación del fluido de perforación con el objetivo de minimizar la pérdida de circulación en el pozo, sin embargo, se ha determinado que esta propiedad cumple un rol importante en la propagación de las fracturas al crear una sello hidráulico al interior de las caras de ésta⁹⁵. La Tabla 8, muestra el impacto de diferentes coeficientes de fuga en la geometría de la fractura.

Una baja permeabilidad de torta de lodo es generada por un bajo coeficiente de fuga. Se analizó que el modelo es sensible a este parámetro, por ende se recomienda poder realizar experimentos de laboratorio que permitan encontrar una correlación para determinar este coeficiente con mayor precisión.

⁹⁴ Salehi, S., & Nygaard, R. Op.cit.

⁹⁵ Wang, H., Soliman, M. Y., & Towler, B. F. (2009, September 1). Investigation of Factors for Strengthening a Wellbore by Propping Fractures. Society of Petroleum Engineers. SPE 112629-PA.

Los resultados arrojados permiten concluir que a mayor coeficiente de fuga se generará un mayor flujo de fluido de la fractura hacia la formación reduciendo así la presión de fractura y por ende, su crecimiento.

Cabe resaltar que el utilizar este parámetro con valores muy bajos o altos genera considerables problemas de convergencia en el modelo.

Tabla 8: Efecto de diferentes coeficientes de fuga en la geometría de la fractura.

Nodo	Ancho de fractura(mm) Alta permeabilidad de torta de lodo	Ancho de fractura(mm) Baja permeabilidad de torta de lodo
1	2,32	2,82
2	2,29	2,818
3	2,26	2,814
4	2,24	2,807
5	2,23	2,796
6	2,21	2,782
7	2,2	2,764
8	2,18	2,742
9	2,17	2,715
10	2,15	2,683
11	2,13	2,645
12	2,11	2,6
13	2,09	2,545
14	2,07	2,48
15	1	2,39
16	0	2,28
17	0	1
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0

A continuación, en la Tabla 9, se presentará el efecto de la anisotropía del estado de esfuerzos en la geometría de la fractura hidráulica generada. La anisotropía será evaluada como la diferencia entre el esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}) y el esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}), no se tiene en cuenta el efecto del esfuerzo de sobrecarga (S_v), ya que las ecuaciones que describen la concentración de los esfuerzos en la cara del pozo no se encuentran en función de este último⁹⁶.

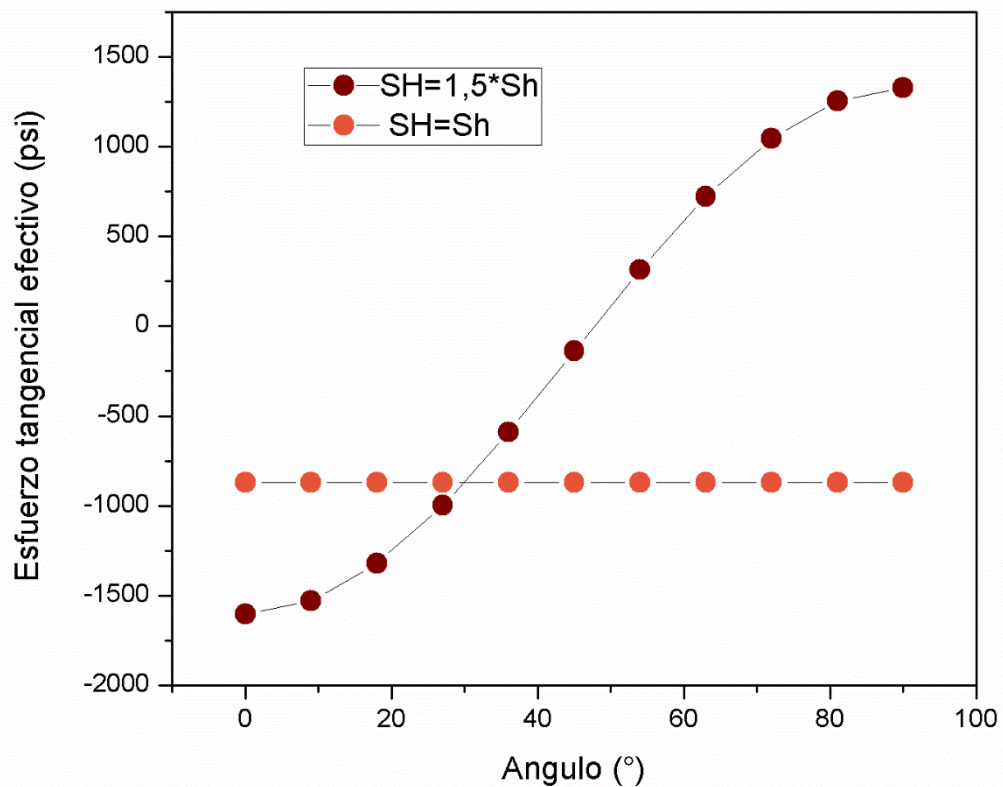
Tabla 9. Efecto de la anisotropía de esfuerzos en la geometría de la fractura.

Nodo	SH=Sh	SH= 1,5*Sh
1	2,79	2,82
2	2,785	2,818
3	2,782	2,814
4	2,78	2,807
5	2,778	2,796
6	2,771	2,782
7	2,769	2,764
8	2,753	2,742
9	2,747	2,715
10	2,68	2,683
11	2,65	2,645
12	2,6	2,6
13	2,54	2,545
14	2,47	2,48
15	2,3	2,39
16	2,25	2,28
17	1	1
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0

⁹⁶ Morita, N., & Fuh, G.-F. (2012, June 1). Parametric Analysis of Wellbore-Strengthening Methods from Basic Rock Mechanics. Society of Petroleum Engineers. SPE 145765-PA.

Se observa que, a mayor diferencial de esfuerzos el ancho en la boca de la fractura aumenta. Para entender por qué ocurre esto es necesario analizar la figura 90, donde se muestra como varían los esfuerzos en la cara del pozo para diferentes diferenciales de esfuerzos horizontales.

Figura 90: Distribución del esfuerzo tangencial para diferentes diferenciales de esfuerzos.



La figura anterior muestra que bajo un mayor diferencial de esfuerzos, a cero grados (dirección de propagación de la fractura) la pared del pozo se encuentra sometida a mayores esfuerzos de tensión, propiciando la generación de fracturas hidráulicas más anchas.

Con respecto al efecto que ejercen las propiedades mecánicas de la roca en la geometría de la fractura, la Tabla 10 presenta el ancho de la fractura para diferentes valores del módulo de Young.

Tabla 10: Efecto de diferentes módulos de Young en la geometría de la fractura.

Nodo	Ancho (mm) 1,74E+06 psi	Ancho (mm) 2,90E+06 psi	Ancho (mm) 7,25E+06 psi
1	2,82	2,654	2,599
2	2,818	2,653	2,594
3	2,814	2,652	2,5 91
4	2,807	2,648	2,573
5	2,796	2,647	2,55
6	2,782	2,64	2,524
7	2,764	2,635	2,493
8	2,742	2,628	2,456
9	2,715	2,615	2,413
10	2,683	2,578	2,36
11	2,645	2,55	2,3
12	2,6	2,53	2,23
13	2,545	2,49	2,14
14	2,48	2,45	2,1
15	2,39	2,41	2,07
16	2,28	2,36	2,02
17	1	2,3	1,9
18	0	2,2	1,86
19	0	2,14	1,7
20	0	2,2	1,63
21	0	1,8	1,5

Los resultados obtenidos durante la simulación permiten concluir que a mayor módulo de Young la fractura obtenida será más angosta, pero su penetración en la formación será mucho mayor. Es importante resaltar, que los datos obtenidos permiten validar la teoría mencionada en diferentes investigaciones acerca de la influencia de las constantes elásticas en la geometría de las fracturas hidráulicas⁹⁷.

Al finalizar la etapa de predicción de la geometría de fractura hidráulica inducida a obtener, se procede a estimar la concentración de partículas sólidas a emplear en el tratamiento mediante el cálculo del volumen de fractura a taponar, utilizando el tamaño del ancho de fractura objetivo.

Como se había mencionado anteriormente, para la técnica de Stress Cage, el propósito es ubicar el puente sólido en la boca de la fractura, por consiguiente, el ancho objetivo corresponde al de mayor magnitud.

Basados en los estudios realizados por Mark W. Alberty et al⁹⁸, el cálculo del volumen de fractura a taponar puede ser hecho con suficiente precisión asumiendo una fractura de forma prismática triangular, donde la altura y el ancho de la apertura objetivo son las dimensiones a tener en cuenta, así:

$$V_{sol} = \frac{1}{2} * H * W^2 \quad (34)$$

⁹⁷ Britt, L. K., & Schoeffler, J. (2009, January 1). The Geomechanics Of A Shale Play: What Makes A Shale Prospective. Society of Petroleum Engineers. SPE 125525-MS.

⁹⁸ Alberty & McLean. Op.cit.

Es necesario resaltar que para este volumen de material dado, en el sistema de circulación, se deben encontrar tamaños de partículas iguales o mayores a la apertura objetivo a sellar de la fractura. Por lo tanto, para encontrar la concentración de producto a utilizar, es necesario conocer esa proporción de agente de puenteo con sólidos iguales o mayores que el ancho de fractura dado por el proveedor, conocido como el PSD del producto^{99 100}. Ya una vez se tengan estos parámetros la concentración (Lb/Bl) se obtiene así:

$$[Producto] = \frac{V_{sol} * \rho_{sol}}{V_{fractura} * PSD} \quad (35)$$

6.3 MODELADO DEL STRESS CAGE.

Para el diseño del plan de perforación de los pozos, un parámetro crítico a tener en cuenta es la presión de fractura (S_{hmin}) de las formaciones, ya que éste determina la presión máxima que no se debe exceder durante la operación. Sin embargo, en muchas ocasiones se ha logrado perforar con éxito utilizando presiones de lodo muy por encima del esfuerzo mínimo horizontal^{101 102 103 104}.

⁹⁹ Savari, S., et al. (2014, March 4). A Method to Evaluate Lost Circulation Materials - Investigation of Effective Wellbore Strengthening Applications. Society of Petroleum Engineers. SPE 167977-MS.

¹⁰⁰ Whitfill, D. L., Jamison, D. E., & Wang, H. (2008, January 1). Lost Circulation Prevention and Remediation. Society of Petroleum Engineers. SPE 115039-MS.

¹⁰¹ Alberty, M. W., & McLean, M. R. (2001, January 1). Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. Society of Petroleum Engineers. SPE 67740-MS.

¹⁰² Aston, M. S., et al. (2004, January 1). Drilling Fluids for Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 87130-MS.

En el pasado esta ganancia en el gradiente de fractura era obtenida sin la conciencia del fenómeno ocurrido. Ahora se conoce con gran confiabilidad que la manera de generar este efecto es mediante el incremento artificial del esfuerzo tangencial en la pared de pozo, sin la modificación del estado de esfuerzos del campo.

Lo anterior lleva a concluir que si mediante la aplicación de la técnica de Stress Cage se logra producir una redistribución artificial del esfuerzo tangencial en la cara del pozo, será indicativo de que a la presión a la que se ésta trabajando, independientemente de la magnitud de la sobrepresión, no se inducirán nuevamente fracturas hidráulicas en la formación evitando altas pérdidas de circulación.

Antes de analizar el efecto de la técnica, es necesario entender cómo se altera el esfuerzo tangencial a lo largo de los diferentes pasos de análisis efectuados hasta el momento. La figura 83, muestra cómo se distribuye el esfuerzo tangencial al final del segundo paso. En este paso se aplica tensión en la cara del pozo al utilizar una presión de lodo elevada, generando que en la dirección paralela al esfuerzo máximo horizontal, el esfuerzo tangencial tenga su máximo valor positivo (tensión en el software ABAQUS). Si este esfuerzo de tensión supera la resistencia a la fractura de la roca, se generará en la cara de la formación el inicio del daño seguido por su posterior propagación.

La Figura 84, muestra la distribución del esfuerzo tangencial al final del tercer paso. En este paso se observa la propagación de la fractura a lo largo de la

¹⁰³ Sanad, M., et al. (2004, January 1). Numerical Models Help Analyze Lost-Circulation/Flow Events and Frac Gradient Increase to Control an HPHT Well in the East Mediterranean Sea. Society of Petroleum Engineers. SPE 87094-MS.

¹⁰⁴ Webb, S., et al. (2001, January 1). New Treatments Substantially Increase LOT/FIT Pressures to Solve Deep HTHP Drilling Challenges. Society of Petroleum Engineers. SPE 71390-MS.

formación, a medida que la fractura gana ancho la compresión alrededor de la cara del pozo se incrementa. El incremento en la compresión es mucho mayor en la región cercana a la fractura como se muestra en la Figura 84. La punta de la fractura es la región de mayor tensión. Si esa tensión es mayor a la resistencia de la roca, la fractura continuará propagándose. La figura 91 y 92, expresa los resultados que confirman lo anterior.

Figura 91: Distribución del esfuerzo tangencial en la cara del pozo en el paso dos y tres.

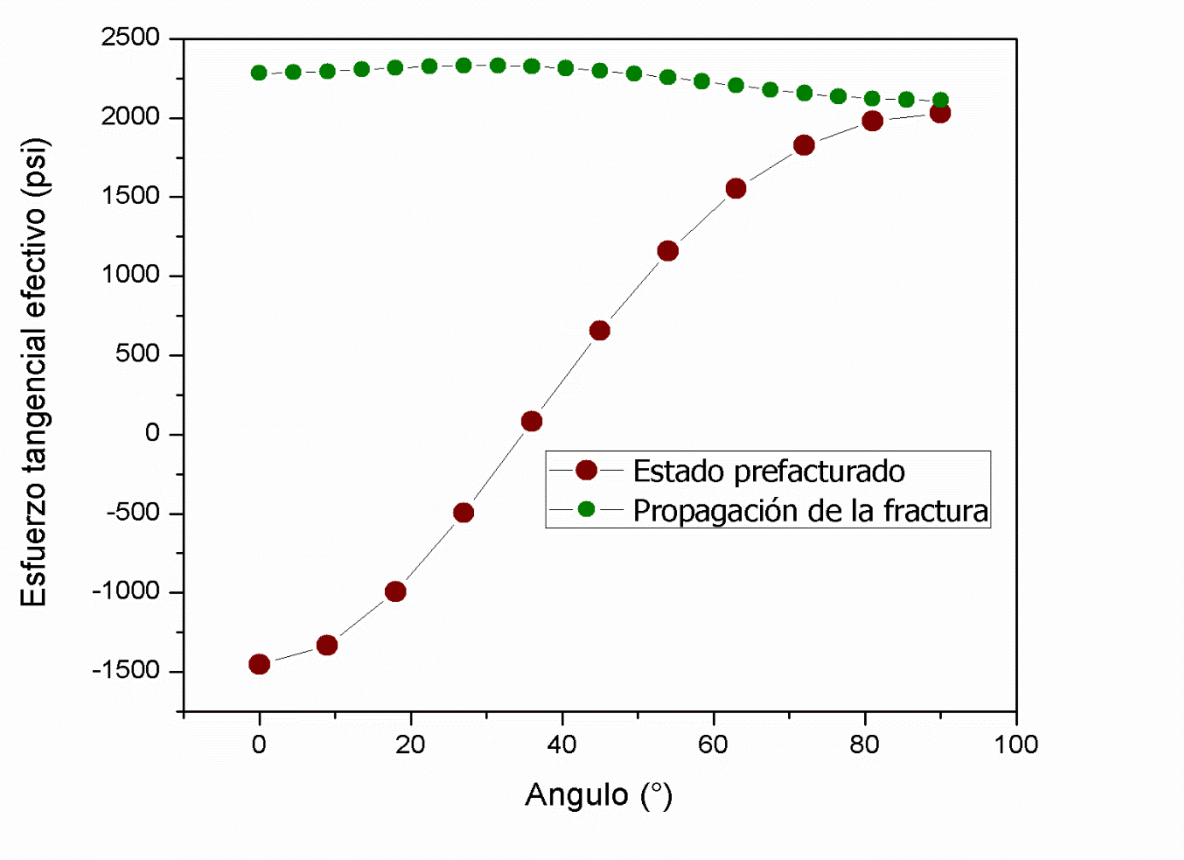
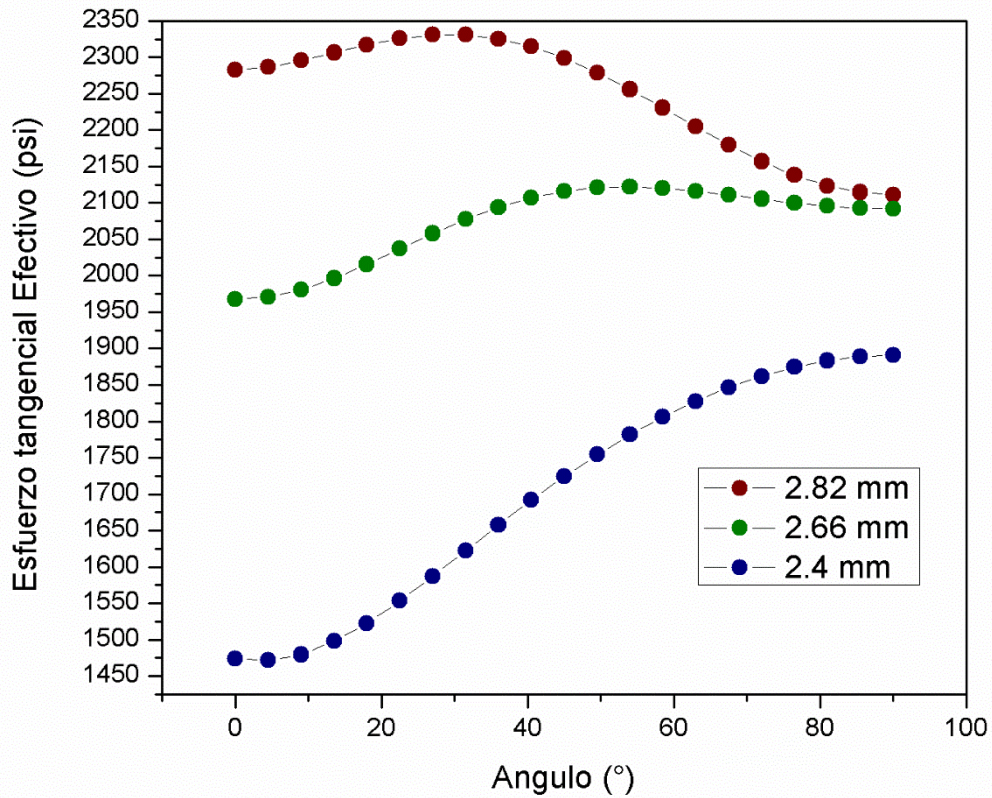
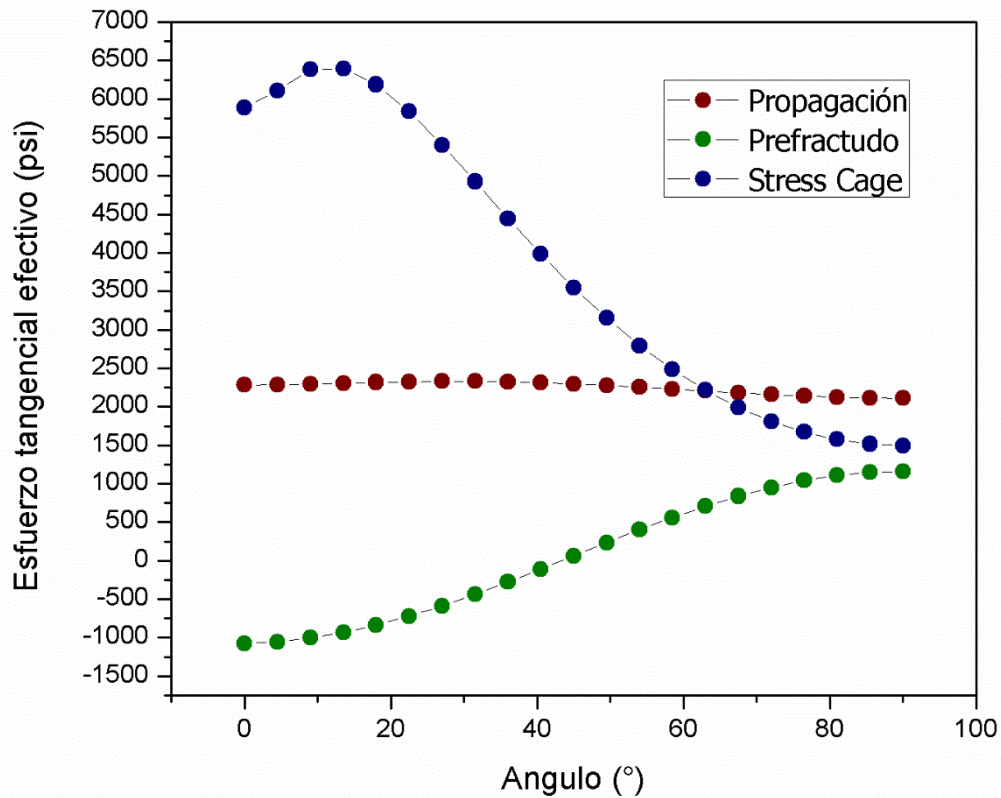


Figura 92: Distribución del esfuerzo tangencial en la cara del pozo para diferentes anchos en la boca de la fractura.



La figura 86, muestra la distribución del esfuerzo tangencial al final del último paso. Al taponar la fractura, la presión en el interior empieza a caer hasta el valor de la presión inicial del yacimiento. La caída de presión al interior de la fractura provoca que esta empiece a cerrarse. A medida que aumenta la caída de presión, se genera mayor compresión en la región cercana a la fractura debido a la presencia del material apuntalante en la boca de ésta. Como resultado, se genera un incremento en el esfuerzo tangencial a bajos ángulos, el cual puede prevenir la iniciación de nuevas fracturas, Figura 93.

Figura 93: Distribución del esfuerzo tangencial para los diferentes pasos de análisis.



La figura anterior muestra la redistribución del esfuerzo tangencial producto de las alteraciones efectuadas al modelo a través de los diferentes pasos de análisis. Al comparar la curva correspondiente al estado pre facturado con aquella que representa la distribución del esfuerzo tangencial en la cara del pozo después de aplicada la técnica de Stress Cage, se observa un aumento considerable en la magnitud del esfuerzo a valores de ángulos bajos (dirección perpendicular al S_{hmin}), pasando así, de un estado de tensión a un estado de compresión en la dirección donde se propaga la fractura.

Lo anterior permite apreciar que después de la aplicación de la técnica la resistencia del pozo a la fractura aumenta a pesar de que el estado de

sobrepresión se mantiene en el pozo no se genera tensión a esas condiciones, aumentando la capacidad del pozo de contener presiones. De esta manera, se verifica numéricamente la eficacia de esta técnica para disminuir las pérdidas de circulación en formaciones debilitadas producto de la depleción.

7. CONCLUSIONES

- La iniciación y la posterior propagación de una fractura hidráulica incrementa la compresión alrededor del pozo. Este incremento es mayor en zonas cercanas a la fractura.
- El taponar la boca de la fractura con material de pérdida de circulación no incrementa el esfuerzo tangencial en toda la cara del pozo. El incremento se ve marcado en la zona cercana a la dirección de propagación de la fractura (0°), lo cual puede prevenir la iniciación y posterior propagación de fracturas adicionales.
- Después de sellada la fractura, el punto más débil alrededor del pozo cambia. Por consiguiente, si la presión de lodo es incrementada después de efectuado el tratamiento, se evidenciará el crecimiento de nuevas fracturas en otras direcciones diferentes a la perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}).
- Una variable importante en la predicción de las dimensiones de fractura es la permeabilidad de la torta de lodo, debido a que el modelo presenta alta sensibilidad a este parámetro. Por ende, se necesitan realizar pruebas de laboratorio que permitan generar una correlación con baja incertidumbre para éste.

8. RECOMENDACIONES

- Aplicar la simulación numérica del fenómeno stress cage en un yacimiento maduro de Colombia. Para determinar la viabilidad de este método para fortalecer la cara del pozo y prevenir las pérdidas de circulación en la perforación in-fill de dicho yacimiento.
- Realizar los modelos conceptuales de las otras técnicas de wellbore strengthening, para luego comparar los resultados obtenidos y definir cuál es el mejor método para fortalecer la cara del pozo en las formaciones colombianas.
- Realizar un manual del simulador ABAQUS, para que este sea en el futuro una herramienta útil y llamativa para realizar otros trabajos de grado, debido a que este ofrece una gran variedad de análisis pero es muy complejo y poco llamativo para los estudiantes de pregrado.
- Realizar un análisis técnico-económico de cada técnica para reducir las pérdidas de circulación en yacimientos depletados, y comparar los resultados obtenidos para seleccionar el mejor método para evitar este problema en los campos maduros de Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

ADACHI, J., et al. Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses into Fractures. Society of Petroleum Engineers [online], January 2004. Available from www.onepetro.org: SPE 87224-MS.

ADDIS, M. A. The Stress-Depletion Response of Reservoirs. Society of Petroleum Engineers [online], January 1997. Available from www.onepetro.org: SPE 38720-MS.

ALBERTY, M. W., & MCLEAN, M. R. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. Society of Petroleum Engineers [online], January 2001. Available from www.onepetro.org: SPE 67740-MS.

ALBERTY, M. W., & MCLEAN, M. R. A Physical Model for Stress Cages. Society of Petroleum Engineers [online], January 2004. Available from www.onepetro.org: SPE 90493-MS.

ALSABA, M., et al. Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification. American Association of Drilling Engineers [online], 2014. Available from AADE-14-FTCE-25.

AMOCO, Wellbore Stability. Drilling Handbook.

ANDERSON, T.L. Fracture Mechanics: Fundamental and Applications. Second Edition. 1995.

ARLANOGLU, C., et, al. Finite Element Studies of Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers [online], March 2014. Available from www.onepetro.org: SPE 168001-MS.

ASTON, M. S., et al. Drilling Fluids for Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers [online], January 2004. Available from www.onepetro.org: SPE 87130-MS.

BARRETT, S., et al. (Wellbore Strengthening: Where Field Application Meets Theory. Society of Petroleum Engineers [online], January 2010. Available from www.onepetro.org: SPE 139167-MS.

BARTMAN, B.C., et. al, Las Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción. Oilfield Review Winter [online] 2005.

BENAISSA, S., ONG, S., & BACHELOT, A. Preventing mud losses and differential sticking by altering effective stress of depleted sands. Society of Petroleum Engineers [online], January 2006. Available from www.onepetro.org: SPE 103816-MS.

BENZEGGAGH & KENANE, Measurement of Mixed-Mode Delamination Fracture Toughness of Unidirectional Glass/Epoxy Composite with Mixed-Mode Bending Apparatus. 1996.

BRITT, L. K., & SCHOEFFLER, J. The Geomechanics Of A Shale Play: What Makes A Shale Prospective. Society of Petroleum Engineers [online], January 2009. Available from www.onepetro.org: SPE 125525-MS.

BROCKS, W., et al. Exploiting Symmetries of FE Models and Applications to Cohesive Elements. Politecnico de Milano [online], November 2013.

CARVALHO, E.C., et al. Finite Element Modeling of Hydraulic Fracturing in Vertical Wells. Department of Civil Engineering, Computer Graphics Technology Group Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro [online], 2010.

CHEN, Z., Finite Element Modelling of Viscosity-Dominated Hydraulic Fractures. Journal of Petroleum Science and Engineering [online], 2011. Available from www.onepetro.org.

COOK, J.G. et al., Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation. Oilfield Review Winter [online], 2012.

DUPRIEST, F. E. (2005, January 1). Fracture Closure Stress (FCS) and Lost Returns Practices. Society of Petroleum Engineers [online], January 2005. Available from www.onepetro.org: SPE 92192-MS.

FEKETE, P. O., et al. (2013, August 5). Wellbore Stability Management in Depleted and Low Pressure Reservoirs. Society of Petroleum Engineers [online]. Available from www.onepetro.org: SPE 167543-MS.

FILIPPOV, A., et al. Expandable Tubular Solutions. Society of Petroleum Engineers [online], January 1999. Available from www.onepetro.org: SPE 56500-MS.

FJAER, E., et al., Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition. Elsevier. 2008.

FLORES, M.Y.U., ABAQUS Programa de Elementos Finitos Centro Nacional de Cálculo Científico Universidad de los Andes: Mérida, Venezuela.

FONTENOT, K.R., et al., Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Oilfield Review Otoño [online], 2005.

GROWCOCK, F., et al. Drilling Fluid Maintenance During Continuous Wellbore Strengthening Treatment. American Association of Drilling Engineers [online], April 2010. AADE-10-DF-HO-44.

GUO, Q., FENG, Y. Z., & JIN, Z. H. Fracture Aperture For Wellbore Strengthening Applications. American Rock Mechanics Association [online], January 2011. Available from www.onepetro.org: ARMA 11-378.

GUPTA, A. K. Drilling With Casing: Prospects and Limitations. Society of Petroleum Engineers [online], January 2006. Available from www.onepetro.org: SPE 99536-MS.

HOPKINS, C. W. The Importance of In-Situ-Stress Profiles in Hydraulic-Fracturing Applications. Society of Petroleum Engineers [online], September 1997. Available from www.onepetro.org: SPE 38458-JPT.

JAEGER, J.C., & COOK N.G.W., Fundamentals of Rock Mechanics Fourth Edition. Blackwell Publishing Ltd: 2007.

KAGESON-LOE, N. M., ET AL. Particulate Based Loss-Prevention Material—The Secrets of Fracture Sealing Revealed! Society of Petroleum Engineers [online], January 2008. Available from www.onepetro.org: SPE 112595-MS.

KING, S., ABAQUS for Oil & Gas Geomechanics. Simulia.

KOCABABUC, B. Finite Element Analysis of Wellbore Strengthening. University of Texas at Austin, 2011.

KUMAR, A., PRATAP SINGH, A., & SAMUEL, R. Analytical Model to Estimate the Downhole Temperatures for Casing while Drilling Operations. Society of Petroleum Engineers [online], January 2012. Available from www.onepetro.org: SPE 159278-MS.

LEE, M., ECKERT, A., & NYGAARD, R. Mesh Optimization For Finite Element Models of Wellbore Stress Analysis. American Rock Mechanics Association [online], January 2011. Available from www.onepetro.org: ARMA 11-356.

MARKO, A.L., et al. Hydraulic Fracturing in Vertical Wells: Effect of In-Situ Stress Variation Using Cohesive Zone Three Dimensional Finite Element. Department of Civil Engineering, Computer Graphics Technology Group Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro, 2010

MARTÍNEZ C. JOSÉ R. Geología Estructural y Dinámica Global 2002/2003.

MENG, F., & FUH, G.-F. Reservoir Depletion Effect on In-Situ Stresses and Mud Weight Selection. American Rock Mechanics Association [online], January 2010. Available from www.onepetro.org: ARMA 10-342.

MENG, F., & FUH, G.-F. Wellbore Stability Evaluation Guideline for Reducing Non-Productive Time. International Petroleum Technology Conference [online], March 2013. Available from www.onepetro.org: IPCT-16567-MS.

MORITA, N., & FUH, G.-F. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Cap Rock above Compacting Reservoirs. Society of Petroleum Engineers [online], January 2008. Available from www.onepetro.org: SPE 114629-MS.

MORITA, N., & FUH, G.-F. Parametric Analysis of Wellbore-Strengthening Methods from Basic Rock Mechanics. Society of Petroleum Engineers [online], June 2012. Available from www.onepetro.org: SPE 145765-PA.

PAŠIĆ, B.M., D. & et al., Wellbore Instability: Causes and Consequences, in Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb. 2007.

QIU, K., et al. Underbalanced Drilling of a Horizontal Well in Depleted Reservoir: A Wellbore-Stability Perspective. Society of Petroleum Engineers [online], June 2008. Available from www.onepetro.org: SPE 105215-PA.

RÅEN, J., Managing Pressure during Underbalanced Drilling, in Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology. 2012.

SALEHI, S., & NYGAARD, R. Finite-element Analysis of Deliberately Increasing the Wellbore Fracture Gradient. American Rock Mechanics Association [online], January 2010. Available from www.onepetro.org: ARMA 10-202.

SALEHI, S., & NYGAARD, R. Evaluation of New Drilling Approach for Widening Operational Window: Implications for Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers [online], January 2011. Available from www.onepetro.org: SPE 140753-MS.

SANAD, M., et al. Numerical Models Help Analyze Lost-Circulation/Flow Events and Frac Gradient Increase to Control an HPHT Well in the East Mediterranean Sea. Society of Petroleum Engineers [online], January 2004. Available from www.onepetro.org: SPE 87094-MS.

SANDERS M.W., Y., S., & FRIEDHEIM, J. Development and Testing of Novel Additives for Improved Wellbore Stability and Reduced Losses. American Association of Drilling Engineers [online], April 2008. Available from: AADE-08-DFHO-19.

SAVARI, S., et al. A Method to Evaluate Lost Circulation Materials - Investigation of Effective Wellbore Strengthening Applications. Society of Petroleum Engineers [online], March 2014. Available from www.onepetro.org: SPE 167977-MS.

SCHLUMBERGER, Sugar Land Technological Learning Center, Rock Mechanics.

SCOTT, P. D., ZAMORA, M., & ALDEA, C. Barite-Sag Management: Challenges, Strategies, Opportunities. Society of Petroleum Engineers [online], January 2004. Available from www.onepetro.org: SPE 87136-MS.

SHAHRI, M. P. et al. Advanced Geomechanical Analysis of Wellbore Strengthening for Depleted Reservoir Drilling Applications. Society of Petroleum Engineers [online], March 2014. Available from www.onepetro.org: SPE 167976-MS.

SHARMA, V.K., A. DUTT, S., Importance of Collapse Gradient of Formation for Stable Well, 2012.

SIMULIA, Part Module, ABAQUS/CAE User'S Manual.

SIMULIA. Element-Based Cohesive Behaviour.

SIMULIA. Modeling with Cohesive Elements. Abaqus Analysis User's Manual.

SIMULIA. Obtaining a Converged Solution with ABAQUS.

SKOMEDAL, E., BROSTOM, B., Reservoir Geomechanics with ABAQUS. ABAQUS user's conference, 2004.

SONG, J., & ROJAS, J. C. Preventing Mud Losses by Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers [online] January 2006. Available from www.onepetro.org: SPE 101593-MS.

STOCKMEYER, C. F., et al. Development and Commercial Deployment of an Expandable Monobore Liner Extension. Society of Petroleum Engineers [online], January 2006. Available from www.onepetro.org: SPE 102150-MS.

TEHRANI, A., et al. Designing Fluids for Wellbore Strengthening - Is It an Art? American Association of Drilling Engineers [online], 2007. Available from: AADE-07-NTCE-75.

VAN OORT, E., et al. Avoiding Losses in Depleted and Weak Zones by Constantly Strengthening Wellbores. Society of Petroleum Engineers [online], December 2011. Available from www.onepetro.org: SPE 125093-PA.

WANG, H., et al. Avoiding Drilling Problems by Strengthening the Wellbore while Drilling. American Rock Mechanics Association [online] January 2008. Available from www.onepetro.org: ARMA 08-200.

WANG, H., SOLIMAN, M. Y., & TOWLER, B. F. Investigation of Factors for Strengthening a Wellbore by Propping Fractures. Society of Petroleum Engineers [online], September 2009. Available from www.onepetro.org: SPE 112629-PA.

WANG, H., TOWLER, B. F., & SOLIMAN, M. Y. Near Wellbore Stress Analysis and Wellbore Strengthening for Drilling Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers [online], January 2007. Available from www.onepetro.org: SPE 102719-MS.

WEBB, S., et al. New Treatments Substantially Increase LOT/FIT Pressures to Solve Deep HTHP Drilling Challenges. Society of Petroleum Engineers [online], January 2001. Available from www.onepetro.org: SPE 71390-MS.

WHITFILL, D. L., JAMISON, D. E., & WANG, H. Lost Circulation Prevention and Remediation. Society of Petroleum Engineers [online] January 2008. Available from www.onepetro.org: SPE 115039-MS.

ZANG, G.M., et al. Three-Dimensional Finite Element Simulation and Parametric Study for Horizontal Well Hydraulic Fracture. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010

ZOBACK, M.D., et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences [online]. 2003.

ZOBACK, M.D., Reservoir Geomechanics. New York: Cambridge University Press. 2007.