

**ESTUDIO DE LAS PERDIDAS DE CIRCULACIÓN EN UN YACIMIENTO
DEPLETADO EVALUANDO LA VARIACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA
PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VENTANA SEGURA DE OPERACIÓN**

FRANCISCO JAVIER VELILLA MONTH

KEVIN IVÁN ATENCIA DURANGO

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

2015

**ESTUDIO DE LAS PERDIDAS DE CIRCULACIÓN EN UN YACIMIENTO
DEPLETADO EVALUANDO LA VARIACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA
PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VENTANA SEGURA DE OPERACIÓN**

FRANCISCO JAVIER VELILLA MONTH

KEVIN IVÁN ATENCIA DURANGO

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingenieros de Petróleos

Director

PhD. ZULY CALDERÓN CARRILLO

Co-Director

Ing. JHON JAIRO MAESTRE URIBE

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

2015

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios, por permitirnos terminar este meta propuesta, como inicio de nuestra carrera profesional.

A nuestros padres por su motivación incondicional para no decaer, por su gran esfuerzo económico necesario para el desarrollo del proyecto.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, que nos dio la oportunidad de presentar y desarrollar el tema propuesto.

A la PhD. Zuly Calderón Carrillo, por su acompañamiento, la pautas, sugerencias y dedicación durante este proceso.

TABLA DE CONTENIDO

PAG

INTRODUCCIÓN	20
1.GEOMECANICA	22
1.1.INICIOS DE LA GEOMECANICA.....	22
1.2.ESFUERZOS.....	23
1.2.1.Tipos de Esfuerzos.	23
1.2.2.Esfuerzo efectivo.	25
1.2.3.Tensor de esfuerzo.	25
1.3.Esfuerzos in- situ.	26
1.3.1.Esfuerzo Vertical.	29
1.3.2.Esfuerzos Horizontales: Máximo y Mínimo (σ_H , σ_h)	29
1.4.REDISTRIBUCIÓN DE LOS ESFUERZOS EN POZO POSTERIOR A LA PERFORACIÓN.....	31
1.5.TÉCNICAS Y/O METODOLOGÍAS DE MEDICIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS MAGNITUDES Y ORIENTACIONES DE ESFUERZOS IN SITU.	34
1.5.1.Pruebas de Integridad de Presión.	35
1.5.2.Técnicas de estimación de esfuerzos insitu en campos.	35
1.6.DEFORMACIÓN.	37
1.6.1.Tipos de Deformaciones.	38
1.6.1.1.Deformación Continúa.	38
1.6.1.2.Deformación Discontinua	38
1.6.1.3.Deformación Frágil.	39
1.6.1.4.Deformación Dúctil.....	39
1.6.1.5.Deformación Normal.	39
1.6.1.6.Deformación de cizalla.	40
1.7.RESISTENCIA DE LA ROCA.	40
1.7.1.Módulos Elásticos.	42
1.7.1.1.Módulos Elásticos Dinámicos.	42
1.7.1.2.Módulos Elásticos Estáticos.	43
1.7.2.Valores típicos de módulos elásticos en rocas.	47

1.8.PRESIONES	48
1.8.1.Presión Hidrostática.....	49
1.8.2.Presión de Sobrecarga.	50
1.8.3.Gradiante de Sobrecarga.	52
1.8.4.Presión de Poro.....	53
1.8.4.1.Presión Normal.....	54
1.8.4.2.Presión subnormal.....	54
1.8.4.3.Presión anormal.	54
1.8.4.4.Presión de fractura.	55
2.EFECTOS DE LA DEPLECIÓN EN YACIMIENTOS	55
2.1.RESUESTA ESFUERZO-DEPLECIÓN EN UN YACIMIENTO.....	57
2.1.1.Magnitudes de los esfuerzos.	57
2.1.2.Esfuerzos in situ que actúan en profundidad.....	58
2.1.3.Efectos geomecánicos debido a la depleción en el yacimiento.	58
2.2.DESCRIPCIÓN DE LAS RELACIONES TEÓRICAS DE LA RESPUESTA ESFUERZO-DEPLECIÓN.....	61
2.2.1.Cuenca pasiva.	61
2.2.2.Yacimientos con fallas normales.....	61
2.2.3.Yacimientos con fallas rumbo deslizante.....	63
2.3.REDUCCIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN YACIMIENTOS AFECTADOS POR LA DEPLECIÓN.....	63
2.4.FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE POZO.....	64
2.4.1.Indicadores de inestabilidad en pozo.	65
2.5.VENTANA SEGURA DE LODO (<i>Mud Weight Window</i>).....	66
2.5.1.Ventana de lodo en formaciones depletadas.	69
2.5.2.Inexactitud de la predicción de la ventana de lodo en un yacimiento depletado.....	70
2.5.3.Peso del lodo con inclinación y orientación azimutal de un pozo.....	70
2.6.PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS.	71
2.6.1.Clasificación de problemas de perforación en zonas depletadas	72
2.6.2.Perdidas de circulación durante la perforación.	74
2.7.PERDIDAS DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS.....	75
2.7.1.¿Cómo se producen las pérdidas?.	76

2.7.2. Clasificación de las pérdidas de circulación	77
2.7.3. Descripción de las situaciones en las cuales se puede detectar pérdidas de circulación.	78
2.7.4. Posibles problemas acompañado de las pérdidas de circulación.	78
2.8. SOLUCIONES PARA PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.....	80
2.9. MATERIALES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN (LCM)	81
2.9.1. Función de los LCM.....	81
2.9.2. Tipos de materiales de pérdidas de circulación usados como aditivos.	83
2.9.3. Fortalecimiento en la cara del pozo o Wellbore Strengthening.....	84
2.9.4. Técnicas de fortalecimiento en la cara del pozo.	85
2.9.5. Materiales innovadores actuales de control de pérdidas de circulación en arenas muy depletadas.....	89
2.10. PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	90
2.10.1. Historia de la perforación bajo balance.	91
2.10.2. Definición de la perforación bajo balance.	92
2.10.3. Diferencias entre la perforación bajo balance y la perforación sobre balance.	94
2.10.4. ¿Por qué la perforación bajo balance?	96
2.10.5. Factores que afectan la rentabilidad económica de la perforación bajo balance.....	97
2.10.6. Eliminación de las limitaciones técnicas	99
2.10.7. Limitaciones y problemas durante la perforación bajo balance.	103
2.10.8. Algunos fluidos de perforación bajo balance.	105
2.10.9. Factores Económicos.	107
2.10.9.1. Costos.	107
2.10.10. Futuro de la perforación bajo balance.	108
2.11. PERFORACIÓN EXITOSA EN ARENAS MUY DEPLETADAS.	109
2.11.1. Diseño y planeación de pozo.	109
2.11.2. Requerimientos para un fluido de perforación efectivo.	110
2.11.3. Selección del fluido de perforación y diseño del sistema.	111
2.11.4. Selección de productos especiales para sistemas de lodos.	112
2.11.5. Prácticas de perforación exitosa.	112
3. GRADIENTE DE FRACTURA.	113
3.1. DEFINICIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA	115

3.1.1. Gradiente de iniciación de fractura.....	115
3.1.2. Gradiente de propagación de fractura.....	115
3.2. RÉGIMEN DE GRADIENTES DE PRESIÓN EN POZO (<i>VENTANA DE DENSIDAD DEL LODO</i>).....	117
3.3. VARIACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA CON LA DEPLECIÓN TENIENDO EN CUENTA EL ÁNGULO DEL POZO.....	119
3.4. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA.....	120
3.4.1. Modelo convencional de predicción en un yacimiento depletado.	121
3.4.2. Un modelo alternativo de predicción.	122
3.5. DESARROLLO DE LOS MÉTODOS PARA CALCULAR EL GRADIENTE DE FRACTURA	123
3.6. MÉTODO DE LA SOLUCIÓN ELÁSTICA SIMPLE.....	123
3.6.1. Descripción del Método de la solución elástica simple para el cálculo del gradiente de fractura.....	124
3.6.1.1. Consideraciones del coeficiente de Biot.	125
3.6.2. Consideraciones y/o suposiciones con respecto al método de la solución elástica simple.....	128
3.6.3. Estimación del gradiente de fractura utilizando el método de solución elástico simple. ..	129
3.6.4. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir de la solución elástica simple.....	129
3.7. MÉTODO DE LOS ELEMENTOS FINITOS.	132
3.7.1. Descripción general del método FE.	133
3.7.2. Posibilidades de estimación del método elementos finitos.....	133
3.7.3. Paquetes de softwares para el modelo de elemento finito	134
3.7.3.1. Software ABAQUS.	135
3.7.4. Secuencia de solución para el método FE.....	138
3.7.5. Limitaciones del método FE	139
3.8. MÉTODO SENCILLO DE REDUCCIÓN DE ESFUERZOS PARA CAPROCK.....	139
3.8.1. Descripción general del método de reducción de esfuerzos	140
3.8.2. Análisis del método reducción de esfuerzo.	141
3.8.3. Consideraciones y suposiciones para el método.	142
3.8.4. Parámetros de cálculos.....	143
3.9. MODELO DE GEERTSMAN Y SOLUCIÓN MODIFICADA	145

3.9.1.Descripción general del modelo.....	145
4.DESCRIPCIÓN GEOLOGICA Y GEOMECÁNICA DEL CAMPO COLORADO.....	148
4.1.DESCRIPCION GEOLOGICA.....	148
4.1.1.Localización geográfica.	148
4.1.2.Estratigrafía.....	150
4.1.2.1.Formación la Paz	151
4.1.2.2.Formación Esmeralda.....	151
4.1.2.3.Formación Mugrosa	152
4.1.2.4.Formación Colorado	152
4.1.3.Estructura Geológica de Campo Colorado	152
4.1.4.Área de drenaje del Campo Colorado para la zona B (Mugrosa).	156
4.2.DESCRIPCIÓN GEOMECÁNICA	157
4.2.1.Comportamiento de la depleción del Campo Colorado.....	159
4.2.1.1.Análisis de los mecanismos de depleción.	160
4.3.POZO COLORADO 38.....	162
4.3.1.Datos Básicos.	162
4.3.2.Pérdidas de circulación registradas en Col 38.....	163
5.DESARROLLO DE LOS MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN EL CAMPO COLORADO 164	
5.1.CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA (ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL) A PARTIR DEL METODO DE LA SOLUCIÓN ELASTICA SIMPLE, COL 38.....	164
5.1.1.Aplicación del método de solución elástica simple al bloque 1 del campo colorado.....	165
5.1.2.Procedimiento de cálculo de la presión de fractura final.....	170
5.1.2.1.Tablas de resultados de cálculos para determinar el gradiente de fractura final.....	171
5.1.3. Densidad mínima de perforación.	173
5.1.4.Densidad máxima de perforación.	174
5.1.5. Ventana segura de lodo para la perforación del bloque 1 del campo colorado.	175
5.1.6. Gráficas de resultados.....	176
5.1.7. Argumentos de cálculo del método solución elástica simple.....	178
5.2.MODELAMIENTO DEL MÉTODO ELEMENTOS FINITOS POR ABAQUS.....	180
5.2.1.Geometría del modelo.	180

5.2.2. Condiciones iniciales.	181
5.2.3. Inicialización de los esfuerzos.	183
5.2.4. Condiciones de frontera.....	184
5.2.5. Datos utilizados para la aplicación del modelo.	184
5.2.6. Visualización de los resultados de la simulación del modelo.	185
5.2.7. Precisión del modelo geomecánico.	188
5.2.8. Comportamiento de la variación del esfuerzo mínimo posterior a la depleción.	190
5.2.9. Análisis de los resultados.	191
5.2.10. Argumentos de la simulación de un modelo geomecánico.....	193
6.CONCLUSIONES	195
7.RECOMENDACIONES	196
8. BIBLIOGRAFÍA	197

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1 Fuerza por Unidad de Área.....	23
Figura 2 Esfuerzo Compresivo.....	24
Figura 3: Esfuerzo De Corte.....	24
Figura 4: Tensor de Esfuerzos.....	26
Figura 5: Esfuerzos In-situ	27
Figura 6 Esfuerzos en la cara del pozo.....	33
Figura 7: Esfuerzos en pozo posterior a la perforación.	33
Figura 8: Deformaciones continuas y discontinuas.....	38
Figura 9: Deformación normal o longitudinal.....	40
Figura 10: Ley De Esfuerzo De Deformación Elástica Lineal	44
Figura 11: Efecto Poisson's.....	47
Figura 12: Presión Hidrostática	50
Figura 13: Presión Sobrecarga	51
Figura 14: Yacimiento depletado y redistribución de esfuerzos.	60
Figura 15: Efectos del peso del lodo en los esfuerzos en la cara del pozo	68
Figura 16: Ventana de lodo en zonas depletadas.....	69
Figura 17: Efectos del pozo con la profundidad	
Figura 18: Inclinación del pozo	71
Figura 19: Pérdidas de circulación durante la perforación.....	74
Figura 20: Causas de pérdidas que ocurren en formación.....	76
Figura 21: Programa de gestión integral de pérdida de circulación.....	80
Figura 22: Proceso de agregación del LCM en zona de filtración de fluido.....	82

Figura 23: Uso del análisis de elementos finitos simulando la propagación y geometría de la fractura para el fortalecimiento del pozo.	85
Figura 24: Núcleo de piedra arenisca suelta "solidificado" utilizando material monómero. .	86
Figura 25: Esfuerzos en el Stress Cage.	88
Figura 26: Esquema de la instalación superficial para una perforación bajo balance	94
Figura 27: Comparación perforación bajo balance y perforación convencional.....	95
Figura 28: Áreas de operaciones de la perforación bajo balance y convencional	96
Figura 29 Pega diferencial	100
Figura 30: Propagación de fractura vista desde un plano horizontal	116
Figura 31 Régimen de presiones para un pozo	118
Figura 32: Disminución del gradiente de presión de fractura con la depleción	120
Figura 33 Modelos de materiales	135
Figura 34: Fractura inducida durante la perforación cerca a la pared del pozo modelado por ABAQUS	137
Figura 35: Etapas para el desarrollo de una simulación en el software Abaqus.....	138
Figura 36: Cambios de esfuerzos desde arriba del yacimiento (caprock) a la superficie terrestre.....	144
Figura 37: Extensión de la zona depletada.....	145
Figura 38: Localización geográfica campo Colorado.....	149
Figura 39: Cartografía del campo Colorado.....	149
Figura 40 Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	150
Figura 41: Mapa estructural Zona B (Mugrosa).....	154
Figura 42: Mapa estructural Zona C (Mugrosa)	155
Figura 43: Mapa estructural Zona D (Esmeralda).....	156
Figura 44: Área de drenaje Campo Colorado.....	157
Figura 45: Comportamiento de depleción de la presión Zona B.	159

Figura 46: Comportamiento de depleción de la presión Zona B.	160
Figura 47: Mecanismo de empuje Campo Colorado, Zona B	161
Figura 48: Mecanismo de empuje Campo Colorado, Zona C	161
Figura 49: Ventana de lodo bloque 1. Col 38	176
Figura 50: Presión de formación bloque 1. Col 38.....	177
Figura 51: Presión de fractura bloque 1. Col 38.....	178
Figura 52Modelo 3D inicial.	180
Figura 53Representación del modelo.....	182
Figura 54Enmallado del elemento finito global.	182
Figura 55Distribución de la orientación de los esfuerzos.	183
Figura 56Análisis geostático de las cargas aplicadas.....	186
Figura 57Tendencia esfuerzo horizontal mínimo para la presión de poro inicial.....	187
Figura 58: Depleción del yacimiento o modelo geomecánico.....	188
Figura 59Precisión del modelo con respecto a la solución de Kirsch.....	189
Figura 60Variación del esfuerzo horizontal mínimo principal.....	190
Figura 61Incremento en el esfuerzo tangencial efectivo.	191

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1: Clasificación de los esfuerzos (<i>Zoback, 2007</i>).	28
Tabla 2: Técnicas para la estimación de esfuerzos Insitu.....	34
Tabla 3: Propiedades Elásticas Dinámicas.....	43
Tabla 4: Valores de la relación de Poisson para lutita, dolomía y caliza	46
Tabla 5: Propiedades mecánicas típicas para algunas rocas.....	48
Tabla 6: Indicadores de Inestabilidad en Pozo	66
Tabla 7: Clasificación de las pérdidas de circulación.....	78
Tabla 8: Materiales para la Prevención de Perdida de Circulación - Adictivos de lodo.....	83
Tabla 9: Recopilación de datos Campo Colorado	158
Tabla 10: Propiedades petrofísicas de la zona B (Mugrosa).	158
Tabla 11: Pérdidas de circulación en Col 38.....	163
Tabla 12: Presiones col 38.	165
Tabla 13: Presión de fractura inicial col 38.	167
Tabla 14: Relación de Poisson, zona productora de col 38.	168
Tabla 15 Consideraciones coeficiente de Biot.	170
Tabla 16: Presión de fractura final Col 38. (Biot=1).....	171
Tabla 17: Presión de fractura final (Biot=0.96)	172
Tabla 18: Densidad mínima de perforación col 38.	173
Tabla 19: Densidad máxima de perforación col 38.....	174
Tabla 20: Ventana segura de lodo bloque 1 Campo Colorado.....	175
Tabla 21: Data aplicada.	185

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA PERDIDA DE CIRCULACIÓN EN UN YACIMIENTO DEPLETADO EVALUANDO LA VARIACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA, PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VENTANA SEGURA DE OPERACIÓN.*

AUTORES: KEVIN IVÁN ATENCIA DURANGO

FRANCISCO JAVIER VELILLA MONTH.^{**}

PALABRAS CLAVE: PERFORACIÓN, GEOMECÁNICA, PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN, LODO.

DESCRIPCIÓN:

Nuevas zonas de campos maduros continúan desarrollándose activamente debido a que los operadores se esfuerzan por mantener y controlar el agotamiento de las reservas. Las actividades de perforación en zonas de producción o yacimientos abandonados a menudo se encuentran afectados por grandes variaciones en el gradiente de presión en especial las arenas depletadas que están expuestas durante el proceso de perforación, entre tanto un requisito clave para la perforación exitosa es la selección de un peso del lodo que proporcione una ventana segura de operación suficiente para evitar el influjo de fluidos en la formación, al mismo tiempo no superior a la resistencia a la fractura de las formaciones expuestas en agujero abierto.

Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuyen a los altos costos por consumo del lodo. Problemas como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación, además los yacimientos depletados no son una excepción ante este problema potencial que cada vez se torna más común, afectándola viabilidad financiera de la operación.

Es por eso que se pretende evaluar la variación del gradiente de fractura, permitiendo determinar un rango seguro de la ventana de operación a través de la predicción precisa de la respuesta esfuerzo-depleción, influyendo de manera significativa en el curso de la viabilidad técnico-financiera de las operaciones.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Directora: Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Jhon Jairo Maestre Uribe

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THE LOSS CIRCULATION IN A RESERVOIR DEPLETED EVALUATING FRACTURE GRADIENT CHANGES FOR DETERMINING THE WINDOW SAFE OPERATION. *

AUTHORS: KEVIN IVÁN ATENCIA DURANGO

FRANCISCO JAVIER VELILLA MONTH **

KEYWORDS: DRILLING, GEOMECHANIC, LOSS CIRCULATION, RESERVOIR DEPLETED, MUD.

DESCRIPTION:

New areas of mature fields continue to actively develop because operators strive to maintain and control the depletion of reserves. Drilling activities in production areas or abandoned often deposits are affected by large variations in the pressure gradient particularly depleted sands are exposed during the drilling process, meanwhile key to the successful drilling requirement is the selection a mud weight that provides a safe operation window sufficient to prevent the influx of formation fluids at the same time not exceed the fracture strength of formations exposed in the open hole.

From the historical point of view, the loss of movement has been one of the factors contributing to the high consumption costs sludge. Problems such as wellbore instability, the stuck pipe, and even raves, are consequences of the loss of circulation, in addition depleted reservoirs are no exception to this potential problem that is becoming ever more common, affecting her financial viability of the operation.

That is why we aim to assess the variation of fracture gradient, allowing determine a safe range of the operation window by accurately predicting the stress-depletion response, significantly influencing the course of the technical and financial viability operations.

* Bachelor Thesis.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Jhon Jairo Maestre Uribe

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de pozos es un problema presente en la gran mayoría de los campos de petróleo y gas, convirtiéndose esta en una problemática cada vez más importante en la industria petrolera. Requiriendo de esta manera, tener altos costos de inversión en la operación.

En los últimos años la demanda del hidrocarburo ha aumentado en la misma proporción que lo han hecho los problemas, para la explotación del mismo. Las pérdidas económicas asociadas a problemas de inestabilidad de pozo a nivel mundial, también han ido aumentando por la falta de estudios que involucren un análisis geomecánico de las formaciones de los yacimientos, por lo tanto los pozos que presentan graves problemas de inestabilidad durante los procesos de exploración y explotación, hoy día son sometidos a importantes estudios. Surgiendo de esta manera la inquietud de cómo proceder en estos problemas para poder contrarrestarlos e incrementar la facilidad de acceder a reservas recuperables, y de esta manera reducir tiempos no productivos.

El estudio, análisis y conocimiento de la respuesta de la depleción en un campo maduro, se logra constituir en una herramienta clave para las empresas vinculadas al sector de exploración y explotación de hidrocarburos; ya que estos, permiten hacer frente, a un amplio rango de problemas operacionales y de inestabilidad, que pueden ser encontrados durante el ciclo de vida del yacimiento.

De esta circunstancia nace el hecho que las empresas operadoras se encuentren obligadas a calcular distintas propiedades de la roca tales como gradientes de fracturas, química de arcilla, entre otras y sus efectos en los costos de perforación, completamiento, producción, etc. Ya que tener conocimiento de estas propiedades ayuda a prevenir notablemente costos y problemas, especialmente en la fase de perforación entre los cuales se encuentran la pérdida de circulación.

Es por eso que este trabajo de investigación pretende analizar e interpretar propiedades de la roca relevantes como es la variación del gradiente de fractura, aplicada a problemas de inestabilidad de pozo como es el caso particular de pérdidas de circulación, permitiendo determinar un rango seguro de la ventana de operación a través de la predicción precisa de la respuesta esfuerzo-depleción, influyendo de manera significativa en el curso de la viabilidad técnico-financiera de las operaciones. Teniendo en cuenta diferentes métodos de predicción y técnicas para la evaluación de un yacimiento depletado sometido a esfuerzos in-situ variables o constantes.

Esto nos conduce a que el libro esté distribuido de tal manera, que quien lo lea se identifique primero con el tema y así logre de forma más fácil su comprensión, son 7 capítulos; en el primer capítulo se presenta los inicio de la geomecánica, aplicación de la geomecánica en la estabilidad de pozos y aspectos generales de la misma aplicados a la estabilidad de pozo, en el segundo capítulo comprende a problemas de inestabilidad en pozo, el tercer capítulo muestra todo lo relacionado con yacimientos depletados en su ciclo de vida, el cuarto capítulo se mostrará los distintos métodos de predicción esfuerzo-depleción, quinto capítulo analizaremos el caso de investigación y se dará conocer los respectivos resultados, el sexto capítulo será las conclusiones y por último, el séptimo capítulo recomendaciones; todo esto en base en una extensa referencia bibliográfica.

1. GEOMECANICA

1.1. INICIOS DE LA GEOMECANICA

La historia de la geomecánica remonta en los inicios de la construcción, principalmente por el uso de suelos y rocas como material en obras civiles de gran envergadura como: presas, túneles, vías, etc. Posteriormente se usó la geomecánica para fines mineros en la construcción de túneles en minería subterránea y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto.

A mediados del siglo XIX se comienza a implementar la geomecánica en las actividades petroleras; la geomecánica del petróleo es la rama de la ingeniería que trata con las propiedades mecánicas y el comportamiento de las formaciones geológicas, las cuales tienen gran incidencia en operaciones de exploración, perforación y producción de petróleo y/o gas.

Esta permite el estudio de fenómenos a escala de yacimientos tales como evolución de fallas y fracturas en el tiempo geológico, compactación y subsidencia causada por la producción de fluidos, fallamiento y sismicidad. También incluye fenómenos a escala de pozo, tales como la estabilidad de pozo durante la perforación, fracturamiento hidráulico, interacción formación / casing durante la producción, entre otros¹.

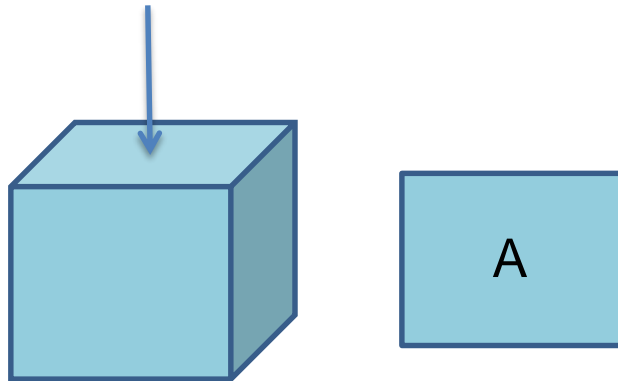
¹ OYANGUREN RAMIREZ, Pedro. Mecánica de las rocas: Fundamentos de la Ingeniería de Taludes. E.T.S.I. Minas (UPM). 2004

1.2. ESFUERZOS²

El esfuerzo es considerado como la fuerza por unidad de área aplicada a un cuerpo, lo cual puede verse reflejado en la figura 1. En la mecánica de rocas se acostumbra que los esfuerzos de tipo compresivos sean positivos; debido a que, la mayoría de los esfuerzos relacionados a la geología son compresivos. En general son expresados a través de la ecuación 1.1:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

Figura 1 Fuerza por Unidad de Área



Tomado y modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

1.2.1. Tipos de Esfuerzos: De manera general podemos encontrar 3 tipos de esfuerzos que pueden ser aplicados sobre un cuerpo, como lo son los esfuerzos compresivos, esfuerzos de corte y esfuerzos de tensión. Pero para el caso de la mecánica de rocas solo vamos a considerar los esfuerzos compresivos y de corte; considerando que, de acuerdo con la geología en la naturaleza no encontramos ningún cuerpo sometido a tensión.

² FJÆR E., HOLT M., HORSRUD P., RAAEN I., RISNES R., Petroleum related rock mechanics. Elsevier Science Publishers, 1992.

- **Esfuerzo Compresivo (σ):** El esfuerzo compresivo, También llamado *Esfuerzo normal*, es aquel que se presentan cuando las fuerzas externas son aplicadas en un mismo plano pero en direcciones opuestas; lo cual, provoca de esta manera una reducción en el volumen (figura 2).

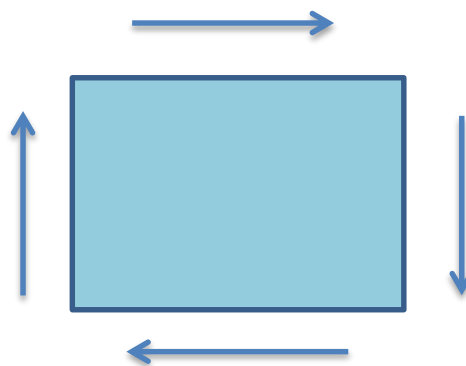
Figura 2 Esfuerzo Compresivo



Tomado y modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

- **Esfuerzo de Corte (τ):** El esfuerzo de corte es aquel que **se** presenta cuando las fuerzas externas son paralelas y en direcciones opuestas, pero en planos totalmente diferentes; lo cual, tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras, como se muestra en la figura 3.

Figura 3 Esfuerzo De Corte



Fuente: Tomado y modificado de: Petroleum Related Rock Mechanics. FJÆR, E. et al.

1.2.2. Esfuerzo efectivo: La definición del esfuerzo efectivo fue introducida en la mecánica de suelos en 1923 sobre una base empírica por su importancia, debido a que expresa el esfuerzo real que soporta la matriz de la roca y es definido por Terzagui, como el esfuerzo total menos la presión de poro.

$$\sigma' = \sigma - P \quad (1.2)$$

Donde P_p es la presión de poro, σ es el esfuerzo total y σ' es el esfuerzo efectivo o también conocido como esfuerzo intergranular³. Este término de esfuerzo efectivo se usa para indicar que la presión del fluido o presión de poro ha sido tomada en cuenta.

1.2.3. Tensor de esfuerzo.

El tensor de esfuerzos es considerado como el conjunto de los infinitos vectores esfuerzo que actúan sobre los infinitos planos que pasan por un punto, en un instante dado.⁴ Cualquier punto del interior de la Tierra está sometido a un complejo sistema de esfuerzos. Esto es generado gracias a que sobre él actúa el peso de las rocas que tiene encima, que no sólo se aplica en dirección vertical sino que es en cierto modo transmitido en todas las direcciones, pero no siempre con el mismo valor. Además, las rocas adyacentes pueden transmitirle fuerzas que pueden provenir de causas diversas.

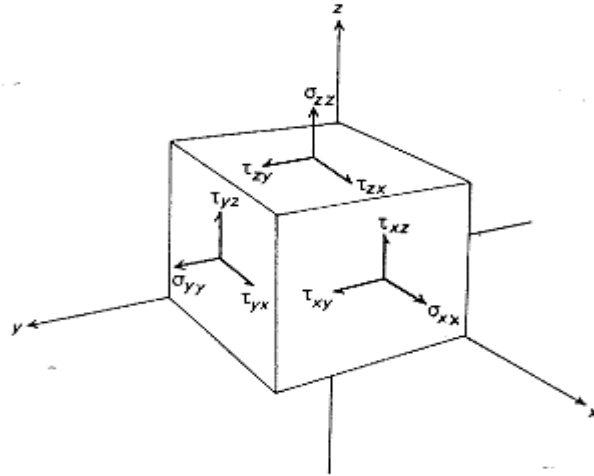
Asimismo cabe resaltar que el conjunto de fuerzas que actúan dan, a su vez, esfuerzos sobre todos y cada uno de los planos que pasan por el punto. Además puede considerarse que los esfuerzos que actúan sobre cada plano se componen dando un único esfuerzo resultante. No obstante, dado que por un punto pasan

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

⁴ Farmer, Ian. Engineering Behavior of rocks. Second Edition. London: Chapman and Hall Ltd... 1983. 33p

infinitos planos, habrá infinitos vectores esfuerzo actuando. De igual manera, la configuración de los esfuerzos puede variar de un instante a otro.

Figura 4: Tensor de Esfuerzos



Fuente: Tomado del libro de apoyo "Geología estructural y dinámica global", Martínez Catalán José. Universidad de Salamanca.

1.3. Esfuerzos in- situ.

Los esfuerzos in-situ son aquellos que actúan en la roca durante mucho tiempo y en el mismo lugar. Generalmente las formaciones se clasifican en términos de los esfuerzos in-situ ya sea en formaciones normalmente estresadas o formaciones tectónicamente estresadas⁵.

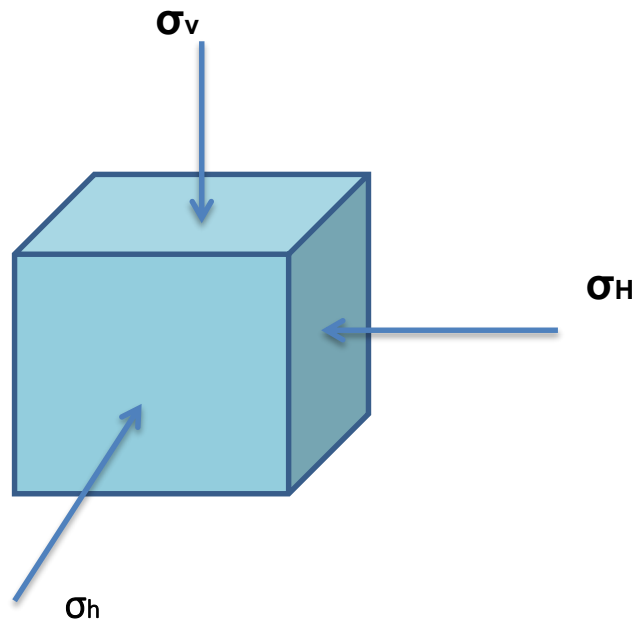
El conocimiento de estos esfuerzos es importante en perforación, estabilidad de pozo y especialmente aplicaciones de fracturamiento hidráulico.

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

⁵ ZOBACK M., "Reservoir Geomechanics." Cambridge University Press. 2007.

roca (fracturas naturales), propiedades mecánicas de la roca (la relación de poisson) y la actividad tectónica.⁶

Figura 5: Esfuerzos In-situ



Tomado y modificado de: ZOBACK M., "Reservoir Geomechanics." Cambridge University Press. 2007

Región pasiva; Las regiones pasivas son aquellas en las que el máximo esfuerzo in-situ es el vertical (σ_v) y es igual al esfuerzo de overburden. Los otros dos esfuerzos principales in-situ (σ_H y σ_h), localizados sobre el plano horizontal, son iguales o muy parecidos.

Asimismo para formaciones bien compactadas y cementadas, el esfuerzo de overburden varía linealmente con la profundidad, con un gradiente de aproximadamente 1 psi/ft. En cuencas sedimentarias que aún están sometidas a procesos de compactación, el gradiente de overburden varía con la profundidad.

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.

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

En otras palabras y de acuerdo con la clasificación de E. M. Anderson, quien considera que hay tres magnitudes en los esfuerzos; el mayor, intermedio y menor o en los términos σ_{vertical} , $\sigma_{\text{Máximo Horizontal}}$, $\sigma_{\text{mínimo horizontal}}$, mostrados en la Tabla 1.1, se puede evidenciar el tipo de falla que se presenta dependiendo del sistema de esfuerzos en que se encuentre.

Tabla 1: Clasificación de los esfuerzos (Zoback, 2007).

FALLA	$\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$		
	ESFUERZOS INSITU		
	σ_1	σ_2	σ_3
Normal	Σ_v	σ_{Hmax}	σ_{hmin}
Rumbo Deslizante	σ_{Hmax}	σ_v	σ_{hmin}
Inversa	σ_{Hmax}	σ_{hmin}	σ_v

Fuente: Tomado y modificado de zoback 2007

1.3.1. Esfuerzo Vertical.

El esfuerzo vertical es un esfuerzo gravitacional y aumenta con la profundidad debido al peso de overburden, este esfuerzo constituye uno de los tres esfuerzos principales, excepto en situaciones donde los procesos tectónicos están predominando. Se puede calcular directamente multiplicando la unidad de peso por la profundidad o se puede utilizar la siguiente ecuación que expresa la magnitud en una profundidad específica H^7 .

$$\sigma_v = \int_0^H \rho H g \partial H \quad (1.3)$$

Donde ρ es la densidad de la roca que expresa la masa por la unidad de volumen y sus unidades son libras masa por pie cúbico y la g es la aceleración de la gravedad y sus unidades son pies por segundo al cuadrado.

El esfuerzo vertical también se puede expresar como la sumatoria de la densidad de cada capa por su respectivo espesor como se muestra a continuación:

$$\sigma_V = g \int_i^n \rho_i * Z_i \quad (1.4)$$

1.3.2. Esfuerzos Horizontales: Máximo y Mínimo (σ_H , σ_h)

Si se asume deformaciones horizontales los otros dos esfuerzos primordiales se encuentran en el mismo plano y son perpendiculares al esfuerzo vertical ⁸.

⁷ FJÆR E., HOLT M., HORSRUD P., RAAEN I., RISNES R., Petroleum related rock mechanics. Elsevier Science Publishers, 1992.

⁸ HUBBER K. WILLIS D., Mechanic of Hydraulic Fracturing, Jour. Petroleum Tech., Washington, D.C and Atherton, California.

La predicción de estos esfuerzos se basa en dos teorías completamente diferentes, pero en áreas tectónicamente activas predicen aproximadamente la misma relación de $\frac{1}{3}$ entre el esfuerzo efectivo horizontal y el esfuerzo vertical ⁹.

1era hipótesis: (Hubbert y Willis 1953), asume que la roca está en un estado incipiente de falla, comenzando con el componente de esfuerzo efectivo de overburden y se expresa de la siguiente manera.

$$\sigma_e = \sigma - P_o \quad (1.5)$$

Donde σ_e es el esfuerzo efectivo y P_o es la presión de poro del yacimiento.

Empleando el criterio de falla de Mohr-Coulomb y relacionándolo con el esfuerzo efectivo horizontal tendremos las siguientes magnitudes, asumiendo que $\beta=30^\circ$.

$$\sigma_{eh} = \frac{\sigma - P_o}{3} \quad (1.6)$$

$$\sigma_{eH} = 3 \sigma - P_o \quad (1.7)$$

De lo anterior podemos afirmar que un estado de esfuerzo se encuentra definido por la envolvente de falla y es independiente de las propiedades elásticas de la roca.

2da hipótesis: Asume que los esfuerzos horizontales dependen únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente de la envolvente de falla. Debido al efecto de poisson's, la presión de overburden se encuentra relacionada con los componentes de los esfuerzos horizontales, cuya magnitud depende de las condiciones laterales de frontera.

⁹ Zoback, M.D., et al. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences

En cuencas no sometidas a deformaciones tectónicas, los componentes de los esfuerzos horizontales pueden tener la misma magnitud en cada dirección, porque la sección adyacente de una formación de capas se dirige para inhibir el movimiento lateral de la roca, donde las deformaciones y pueden ser cero ε_2 y ε_3 lo anterior conduce las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_i = \frac{1}{E} \sigma_v - \nu \sigma_h + \sigma_H \quad (1.8)$$

$$\sigma_h = \nu \sigma_v + \sigma_H \quad (1.9)$$

$$\sigma_H = \nu \sigma_v + \sigma_h \quad (1.10)$$

Considerando que $\sigma_h = \sigma_H$ tenemos:

$$\sigma_h = \sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v = k_o \sigma_v \quad (1.11)$$

Donde k_o representa el coeficiente de la presión de la tierra en forma estática.

1.4. REDISTRIBUCIÓN DE LOS ESFUERZOS EN POZO POSTERIOR A LA PERFORACIÓN

Antes de describir la variedad de técnicas y predicciones que están disponibles para evaluar una inestabilidad de pozo, es necesario definir lo que constituye el fracaso de un pozo.

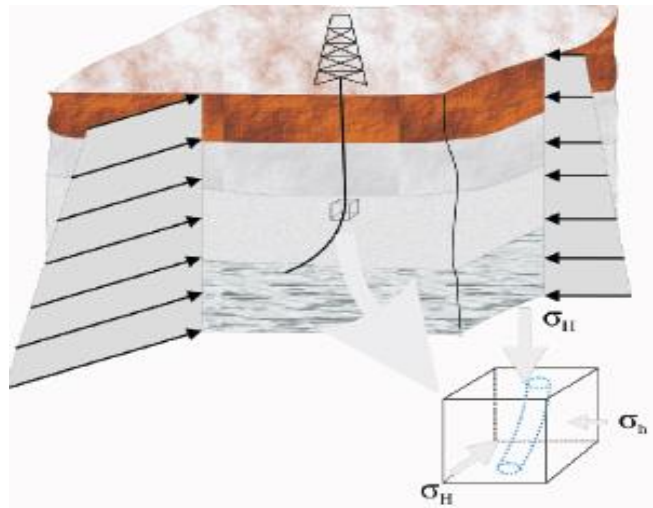
Claramente, el desprendimiento de cantidades manejables de roca o la erosión de la pared del pozo, no implica necesariamente que el pozo haya fallado. Por ejemplo, es por eso que no se puede afirmar que la ampliación del hueco sea por mala ingeniería que se esté aplicando, ya que la energía hidráulica suficiente que se dispone para circular derrumbes puede ocasionar tal convergencia en el hueco, además esta puede ayudar para tener acceso a los hidrocarburos del subsuelo.

Por lo tanto, de esto se concluye que la deformación de la pared y los fenómenos producidos, no necesariamente significa que un pozo ha fallado. De esta manera cuando un pozo se perfora, inicialmente la roca está en un estado de equilibrio. En estas condiciones los esfuerzos en la tierra se conocen como: campo de esfuerzos (σ_v , σ_H , σ_h) o también llamados esfuerzos locales.

De esta circunstancia nace el hecho que cuando el pozo se perfora, los esfuerzos rocosos en las cercanías del pozo son redistribuidos como el apoyo ofrecido originalmente por la roca taladrada se sustituye por la presión hidráulica del lodo. Como hemos mencionado en el capítulo anterior, los esfuerzos se dividen de tal forma que habrá un esfuerzo vertical o sobrecarga (σ_v), y dos esfuerzos horizontales, σ_H (esfuerzo horizontal máximo), y σ_h (el esfuerzo mínimo horizontal), que son generalmente desigual, esta apreciación se muestra en la figura 6 mostrada a continuación¹⁰.

¹⁰ McLean, M.R. Addis, M.A. (1990): Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application, paper IADC/SPE 19941 presented at the 1990 IADC/SPE Drilling Conference, 27 February - 2 March, Houston, Texas.

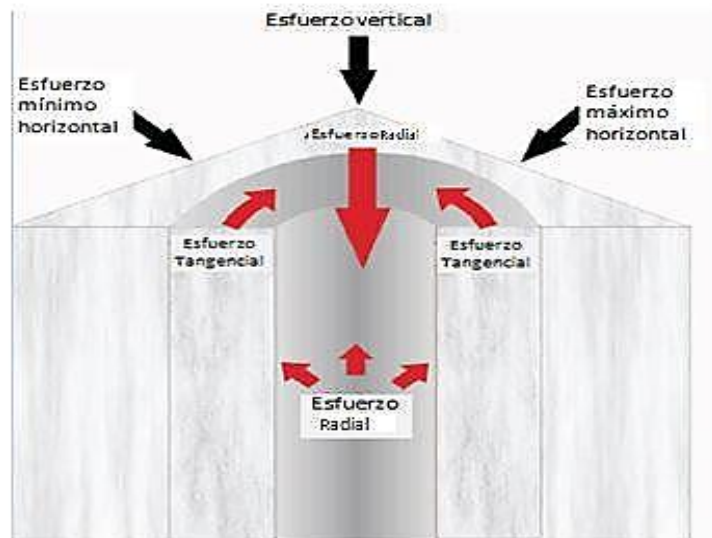
Figura 6 Esfuerzos en la cara del pozo.



Fuente: (Tomado de McLean y Addis, 1990,15)

Si el estado de esfuerzo redistribuido excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o compresión, a continuación, puede dar lugar a inestabilidad. La Figura 7 muestra los esfuerzos del pozo después de la perforación.

Figura 7: Esfuerzos en pozo posterior a la perforación.



Fuente: (Tomado de McLean y Addis, 1990,15)

Estos esfuerzos se describen como esfuerzo radial (σ_r), esfuerzo tangencial (circunferencial o circular) σ_t , y esfuerzo axial. El esfuerzo radial actúa en todas las direcciones perpendiculares a la pared del pozo, el esfuerzo tangencial rodea el pozo, y el esfuerzo axial actúa paralelo al eje del pozo (McLean, 1990). Esta distribución de esfuerzos alrededor de un pozo es controlada por efectos mecánicos, químicos, térmicos y efectos hidráulicos.

1.5. Técnicas y/o metodologías de medición para la estimación de las magnitudes y orientaciones de esfuerzos in situ.

Los métodos usados para predecir, detectar y evaluar magnitudes y orientaciones de esfuerzos in situ corresponden a metodologías aplicadas en campo y en laboratorios, con el fin de obtener parámetros necesarios y requeridos por medio de mediciones directas o indirectas aplicadas en la roca de estudio; por lo tanto, se procede a ilustrar en la tabla 2 un marco de referencia general sobre estas técnicas aplicadas para la estimación de estos esfuerzos.

Tabla 2: Técnicas para la estimación de esfuerzos Insitu

Parámetro a Medir	Tipo de Esfuerzo	Técnica de estimación
Magnitud	Esfuerzo Vertical	Registro de Densidad
	Esfuerzo Horizontal Mínimo	Leak of Test (LOT)
		XLOT
		Minifrac
Esfuerzo Horizontal Máximo	Breakout	
	Fracturas Inducidas	
Orientación	Esfuerzo Horizontal Mínimo y Esfuerzo Horizontal Máximo	Breakout y Fracturas Inducidas durante la Perforación

Fuente: Tomado de Nagel 2010 y Adnnoy, 2011

1.5.1. Pruebas de Integridad de Presión.

Son también llamadas pruebas de admisión las cuales permiten tener conocimiento sobre un factor de seguridad en la ejecución de algunas operaciones de perforación, completamiento y otros. Entre las cuales tenemos:

- **Prueba de Integridad de Formación.** Este tipo de prueba también llamada FIT, por sus siglas en inglés; es una prueba presurizada para un valor máximo predefinido durante el cual no se observa leak-off.
- **Prueba de Leak-off.** La prueba de leak-off o simplemente LOT; es una PIT que continúa hasta que la rata de incremento de presión declina, esto es un indicativo de que la compresibilidad del sistema ha caído y por lo tanto ha ocurrido un leak-off en la formación.
- **Prueba de Leak-off Extendido.** También conocida como ELOT, esta es una prueba LOT que se repite por dos o más ciclos, y donde más fluido es bombeado dentro de la formación.

1.5.2. Técnicas de estimación de esfuerzos insitu en campos.¹¹

Entre las técnicas de estimación de los esfuerzos insitu en campo, tenemos las siguientes:

- **Breakouts.** Los breakouts son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al esfuerzo horizontal mínimo, debido a la alta concentración de esfuerzos anisotrópicos alrededor del pozo.

¹¹ Calderón C. Zuly, Introducción a la mecánica de Rocas y sus aplicaciones en la industria del Petróleo, Universidad industrial de Santander

- Esto ocurre a lo largo de la intercepción de fracturas de corte generadas tempranamente durante la perforación las cuales progresan con el tiempo.

Las microfracturas cercanamente resultantes crecen y se agrupan para formar microfracturas cercanamente espaciadas en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Esto puede ser visualizado como ensanchamientos, en dos franjas simétricas que se mantienen como ranuras rectilíneas en intervalos a profundidad de metros.

El análisis de que dichas deformaciones son de carácter tectónico y se fundamentan en la experiencia de diversos lugares del mundo, donde los ejes de las franjas de ensanchamiento presentan arreglos sistemáticos coincidentes con los de las direcciones de mínima compresión horizontal de otros métodos.

- **Fracturas inducidas.** Tanto los Breakouts como las fracturas inducidas durante la perforación, son útiles para determinar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo y la orientación de los dos esfuerzos horizontales, los cuales se pueden determinar a partir de información registrada en dispositivos de imágenes de última generación, y constituyen uno de los principales avances en la industria del petróleo para obtener información precisa relacionada con la magnitud y orientación de esfuerzos.

Los dispositivos utilizados son de tipo ultrasónicos o eléctricos, los cuales proporcionan imágenes de las paredes del pozo, que son obtenidas con registros, dentro de los más conocidos están; Ultrasonic Borehole Imager y El FMO (Fullbore Formation MicroImager).

1.6. DEFORMACIÓN.

La deformación es considerada como cualquier cambio en la posición o en las relaciones geométricas internas, como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos. Esta puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión. Asimismo de manera general, una deformación las incluye a todas, pero existen deformaciones particulares las cuales pueden estar constituidas por una sola componente¹².

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, generando que las relaciones geométricas internas resulten modificadas.

La distorsión cambia la forma general del cuerpo y sus relaciones geométricas internas. De la misma manera las partículas se alejan o se aproximan y las líneas cambian el ángulo que forman entre sí.

¹² Martínez C. José R. Geología Estructural y Dinámica Global 2002/2003.

1.6.1. Tipos de Deformaciones

Dentro de los criterios para clasificar las deformaciones, podemos encontrar la continuidad, los resultados físicos y el tipo de esfuerzo que generó la deformación¹³.

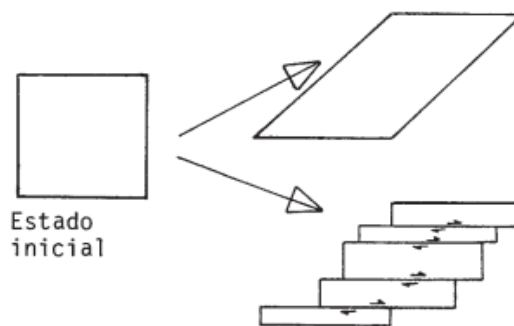
1.6.1.1. Deformación Continúa.

La de formación continua, también conocida como deformación afín, ocurre cuando una deformación interna no separa ningún par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación.

1.6.1.2. Deformación Discontinua.

La deformación discontinua también conocida como deformación no afín. Es aquella que se desarrolla cuando una deformación interna separa al menos un par de puntos materiales que estuvieron juntos antes de la deformación. Del mismo modo este tipo de alteración implica que han intervenido discontinuidades, debido a que han sido creadas por la deformación en cuestión, o bien porque ya existían y han sido utilizadas por la deformación.

Figura 8: Deformaciones continuas y discontinuas.



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

¹³ Monroy O. Carlos, Maestre U. Jhon., Determinación De La Redistribución De Esfuerzos Asociado Al Aumento Del Gradiente De Fractura En Formaciones Depletadas Simulando El Fenómeno Físico De Stress Cage. Facultad Físico-Química, Universidad Industrial de Santander, 2014.

1.6.1.3. Deformación Frágil.

La deformación frágil es aquella que produce rotura. Además este tipo de deformación aparte de ser discontinua también es irreversible.

1.6.1.4. Deformación Dúctil.

Este tipo de deformación es aquella que ocurre sin que el cuerpo se fracture. Es decir, este tipo de deformación es continua y puede subdividirse en elástica y permanente.

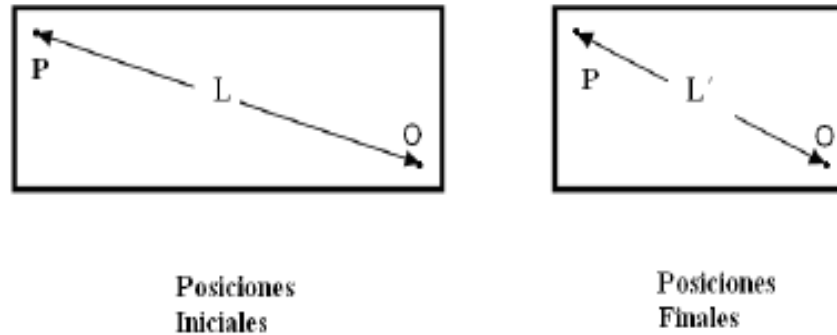
- **Deformación elástica:** La deformación elástica es aquella en la cual se produce deformaciones por aplicación de un campo de esfuerzos, pero si los esfuerzos se retiran, la deformación se pierde, entonces el cuerpo recupera su forma original.
- **Deformaciones plásticas y viscosas:** Son dos tipos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

1.6.1.5. 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.

$$\varepsilon = \frac{L-L'}{L} = \frac{\Delta L}{L} \quad (1.12)$$

Figura 9: Deformación normal o longitudinal



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

1.6.1.6. 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.

1.7. RESISTENCIA DE LA ROCA.

La resistencia es considerada como la capacidad de la roca para soportar los esfuerzos y está dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto; asimismo la resistencia de la roca refleja su historia geológica. Por lo tanto, esta propiedad de la roca es comúnmente medida en el laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial o también con pruebas de carga puntual¹⁴.

¹⁴ PADILLA J., BADRAN N., Desarrollo De Una Metodología General Para El Cálculo De Esfuerzos In-Situ En Formaciones Productoras De Hidrocarburos. Universidad Industrial De Santander. 2012

Cabe resaltar igualmente que la resistencia de una roca está gobernada entre otras cosas por la composición mineralógica, dureza de los minerales y durabilidad de la roca.

Las propiedades mecánicas también se ven afectadas por otros factores que son¹⁵:

- Tipo de roca
- Medio ambiente
- Esfuerzos Iniciales en las partículas minerales Individuales
- Resistencia del cementante intergranular
- Orientación de granos y cristales respecto a las cargas y deformaciones laterales.
- Defectos de la roca como: Fracturas, fisuras.
- Grado de saturación
- Elasticidad de la roca
- Plasticidad
- Esfuerzos Insitu
- Tiempo y método de prueba.

Del mismo modo debe también distinguirse entre resistencia estática y resistencia dinámica. Las pruebas estáticas más comunes en laboratorio son:

- Resistencia a la comprensión
- Resistencia a la compresión triaxial
- Prueba de corte directo
- Resistencia a la tensión
- Resistencia a la flexión
- Esfuerzos térmicos y deformaciones
- Propiedades plásticas

¹⁵ CHAVEZ R., JUAREZ M.: Fracturamiento Hidráulico Aplicado para la Determinación de Esfuerzos Tectónicos, Universidad Nacional Autónoma de México, D.F., 1998

1.7.1. Módulos Elásticos.

Las constantes elásticas son aquellas que describen las propiedades elásticas de un material en condiciones donde existe una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante. Cabe resaltar que las propiedades elásticas o módulos elásticos de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática. Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente en pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan por pruebas realizadas en campo, a partir de ecuaciones de propagación elástica de ondas acústicas en un medio sólido, en nuestro caso, un medio poroso.

1.7.1.1. Módulos Elásticos Dinámicos.

Los módulos elásticos dinámicos son aquellos que se derivan de la medición de las velocidades de ondas elásticas del material. Asimismo el análisis de registros sísmicos y de las formas de ondas proporciona el medio para obtener mediciones continuas de las velocidades de compresión y corte. Por lo tanto estos datos, junto con una medición de la densidad total, permiten la medición y el cálculo in situ de las propiedades mecánicas de la roca.

Las propiedades elásticas dinámicas se calculan a partir de valores medidos por el registro de densidad de la roca, tiempo de tránsito compresional y de cizalla, debido a que se calculan utilizando las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido¹⁶.

¹⁶ Acevedo O., Determinación de Esfuerzos Insitu, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, D.F., 2009.

Tabla 3: Propiedades Elásticas Dinámicas

ν	Relación de Poisson	$\frac{\text{Deformación lateral}}{\text{Deformación longitudinal}}$	$\frac{0.5 * \left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2 - 1}$
G	Módulo de corte	$\frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación de corte}}$	ρ_s^2
E	Módulo de Young	$\frac{\text{Deformación uniaxial aplicado}}{\text{Deformación normal}}$	$2G(1 + \nu)$
K_b	Módulo Volumétrico	$\frac{\text{Presión hidrostática}}{\text{Volumen deformado}}$	$304.87^2 \rho_b \left(\frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{1}{\Delta t_s^2} \right)$
C_b	Compresibilidad de la matriz (con porosidad)	$\frac{\text{Deformación volumétrica}}{\text{Presión hidrostática}}$	$\frac{1}{K_b}$
α	Constante elástica de Biot	Proporcionalidad a la Presión de poro	$1 - \frac{K_{fr}}{K_s}$

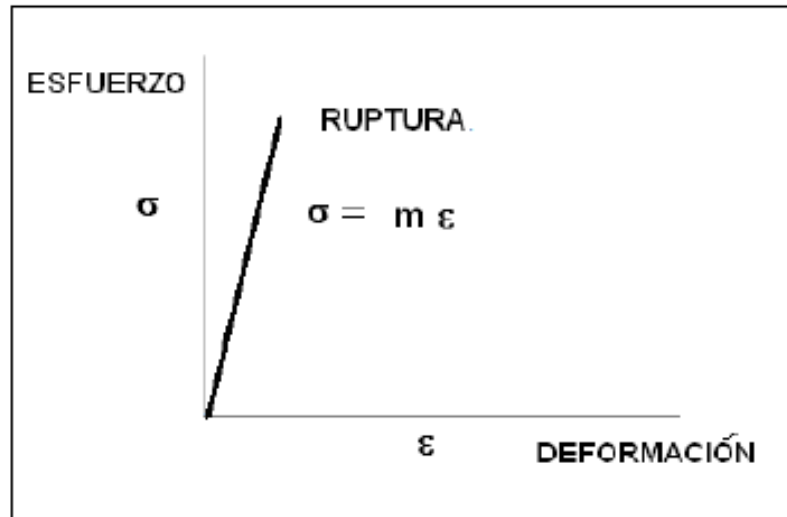
Fuente: Tomada de “Martínez C. José R. Geología Estructural y Dinámica Global”

Dado que las pruebas de laboratorio no siempre están disponibles, existen en la literatura correlaciones para estimar las propiedades elásticas estáticas a partir de las dinámicas, como se muestra en la tabla 3.

1.7.1.2. Módulos Elásticos Estáticos

Como ya se ha mencionado, a partir de pruebas de laboratorio, es posible obtener el valor de algunos parámetros o módulos elásticos. Si se ensaya en el laboratorio en una probeta de roca sin confinar mediante la aplicación gradual de una fuerza axial, se produce una deformación axial que puede ser medida mediante la instalación de comparadores en la probeta. El registro de los esfuerzos y de las deformaciones correspondientes permite dibujar la curva esfuerzo – deformación, Figura 10. La rama ascendente de la curva, antes de alcanzar la resistencia.

Figura 10: Ley De Esfuerzo De Deformación Elástica Lineal



Fuente: Ramsay, 1967

A) Módulo de Young.

El Módulo de Young, conocido como La ley de Hooke, establece que la deformación (ϵ) de un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada:

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{Fy}{AE} \quad (1.13)$$

Dónde:

ΔL = alargamiento longitudinal, *pies*.

L = longitud original, *pies*.

E = módulo de Young, *psi*.

A = sección transversal de la pieza estirada.

Fy = fuerza aplicada, *psi/pie²*.

En otras palabras el módulo de Young es aquel que considera la relación entre el esfuerzo de tensión o de compresión y la deformación correspondiente; por lo tanto es una medida de la rigidez de la roca.

También es importante resaltar que este módulo se aplica en materiales elásticos hasta el límite de elasticidad o ruptura. Las constantes elásticas describen las propiedades elásticas del material para condiciones donde existe relación lineal entre el *esfuerzo efectivo* y la *deformación* resultante, explicando la transición de frágil a dúctil.

El módulo de Young (E) puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son:

Modulo Tangente de Young: Se considera el modulo tangente de Young como la inclinación de la curva esfuerzo axial/deformación-axial a algún porcentaje fijo, generalmente 50% del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.

Módulo de Young Promedio: Es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial.

Módulo de Young Secante: Es inclinación de la línea que une el origen de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico.

B) Relación de Poisson.

La relación de poisson corresponde a una medida de la deformación total de una roca respecto a su deformación longitudinal, bajo la acción de un esfuerzo, y depende de la composición mineralógica de la roca:

$$v = \frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} = -\frac{\frac{\Delta A}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} \quad (1.14)$$

Tabla 4: Valores de la relación de Poisson para lutita, dolomía y caliza

γ Arenas Arcillosas	0.5
γ Sh	0.4
γ Dolomita	0.31
γ Calcita	0.2
γ Sal	0.25
γ Elásticos	0.25

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta que sí se utiliza la teoría de medios dispersos se puede demostrar que cuando se conoce la litología de la formación y los valores de la relación de Poisson de cada elemento mineralógico, como se muestra en la tabla 4, se puede obtener la relación de Poisson de la roca sin fluido:

$$v_b = f_{sh} v_{sh} + f_{dol} v_{dol} + f_{cal} v_{cal} \quad (1.15)$$

f_{sh} = fracción volumétrica de arcilla.

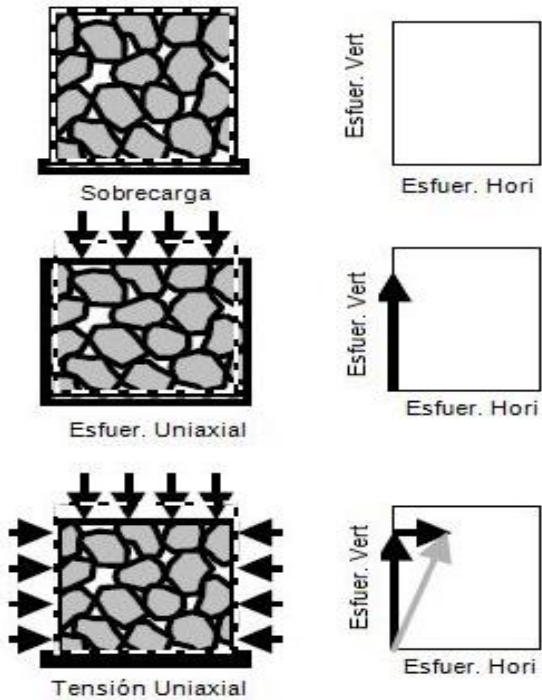
f_{dol} = fracción volumétrica de dolomía.

f_{cal} = fracción volumétrica de caliza.

v_{sh} = relación de Poisson de la arcilla.

v_{dol} = relación de Poisson de la dolomía.

Figura 11: Efecto Poisson's



Fuente: (Tomado de Shuck y Lange 2007, 345 y Pariseus, 2007,478)

C) Módulo de rigidez.

El módulo de rigidez es también conocido como módulo de cizalla, a causa de que esta constante relaciona el esfuerzo de cizalla con la deformación generada por este.

$$G = \frac{F_s}{\gamma} = \frac{\text{esfuerzo de cizalla}}{\text{deformación de cizalla}} \quad (1.16)$$

1.7.2. Valores típicos de módulos elásticos en rocas.

Con el único propósito de tener una idea general del rango de los valores posibles de algunos módulos elásticos propuestos y tener un punto de comparación de los

valores de las constantes elásticas en las rocas, se presentan en la tabla 1.4 algunos tipos de materia más comunes a encontrar en la industria del petróleo.

Tabla 5: Propiedades mecánicas típicas para algunas rocas

TIPOS	Densidad (Kg/m3)	Módulo Young	Relac. Poisson	Resist. A Compresión Uniaxial
Arenas no consolidadas	1.5-1.7	0.01-0.1	-0.45	
Areniscas	2.0-2.65	0.1-30	0-0.45	1-250
Arcilla	1.9-2.1	0.06-0.15	-0.4	0.2-0.5
lutita	2.3-2.8	0.4-70	0-0.30	2-250
Lodo calcáreo de alta porosidad	1.4-1.7	0.5-5	0.05-0.35	13-15
Lodo calcáreo de baja porosidad	1.7-2.0	0.5-30	0.05-0.30	10-40
Basalto	2.7-2.9	50-100	0.2-0.3	200-350
Granito	2.6-2.8	5-85	-0.3-0.4	50-350
Mármol	2.7-3.2	5-90	0.0-0.3	50-250
Conglomerado	2.9-3.9	91.01	0.1	43.44
Caliza	2.1	65.71	0.17	
Limolita	2.2-2.5	53.02	0.09	
Shale	2.5-4.0	31.6	0.14	15.38
Acero	7.9	200 0.28	220-900	350-1200

*Módulo de Young (Mpa). Fuente: (Tomado de Lama y Vutukuri, 1978. 315-453p)

1.8. PRESIONES

Cuando se procede a perforar es clave entender el comportamiento de la presión de poro con el fin de alcanzar una operación segura debido a que valores confiables de esta presión permiten diseñar pesos de lodo seguros y evitar influjos o fracturas en las formaciones mientras se lleva a cabo la operación. ¹⁷

¹⁷ HUSSAIN R., Well Engineering & Construction, 2001, 640 P.

Como consecuencia de lo anterior el estudio de las presiones durante las operaciones de perforación es sumamente importante y por lo tanto a continuación se explicaran cada una de ellas con mayor claridad.

1.8.1. Presión Hidrostática.

La presión hidrostática es considerada como aquella presión que se origina debido al peso de una columna estática de fluido sobre una unidad de área; la cual está en función de la altura de la columna y de la densidad del fluido; además es independiente de la distribución del fluido y no afecta su determinación.

De igual manera la altura de la columna del fluido es la distancia que hay entre el punto de medición y el objetivo, la cual siempre debe de ser la distancia "Vertical", como se encuentra expresado en la ecuación (1.17):

$$Ph = g \times \rho \times h \quad (1.17)$$

Dónde:

Ph= Presión hidrostática, *Pas*

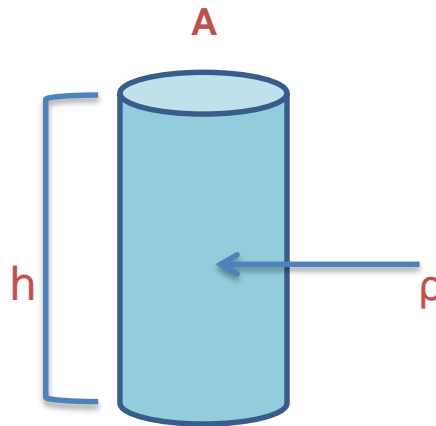
ρ = Densidad promedio del fluido, *Kg/ m³*

g= Gravedad

h= Altura vertical de la columna del fluido *m*

Otra manera de expresar la ecuación anterior es a través de unidades de campo o en términos de perforación, como se ve reflejado en la ecuación (1.18).

Figura 12: Presión Hidrostática



Fuente: Autores

$$Ph = \rho \times \frac{h}{10} \quad (1.18)$$

Dónde:

Ph= Presión hidrostática, kg/cm^2

ρ = Densidad promedio del fluido, gr/cm^3

h= Altura vertical del fluido m

1.8.2. Presión de Sobrecarga.

La presión de sobrecarga es aquella que se da por el peso combinado de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma, ejercida sobre las formaciones subyacentes. Se puede expresar de la siguiente manera:

$$S = \text{Peso de la Matriz de la roca} + \text{Peso de los fluidos} \quad (1.19)$$

Asimismo la presión de sobrecarga, también se puede expresar en términos de densidades, porosidad y gravedad, de tal forma que:

$$S = (1 - \emptyset)\rho_R + (\emptyset \times \rho_f \times g \times h) \quad (1.20)$$

Dónde:

S = Presión de Sobrecarga [kg/ m^2]

φ =Porosidad [fracción]

ρ_R = Densidad de la roca [kg/ m^3]

ρ_f =Densidad de los fluidos [kg/ m^3]

g = Gravedad [m/s^2]

h = Altura vertical de los fluidos [m].

Cuando se es posible es recomendado diferenciar entre la matriz y los fluidos, y utilizar el concepto de esfuerzo de sobrecarga, que se representa de la siguiente manera:

$$S = \rho_b \times \frac{Z}{10} \quad (1.21)$$

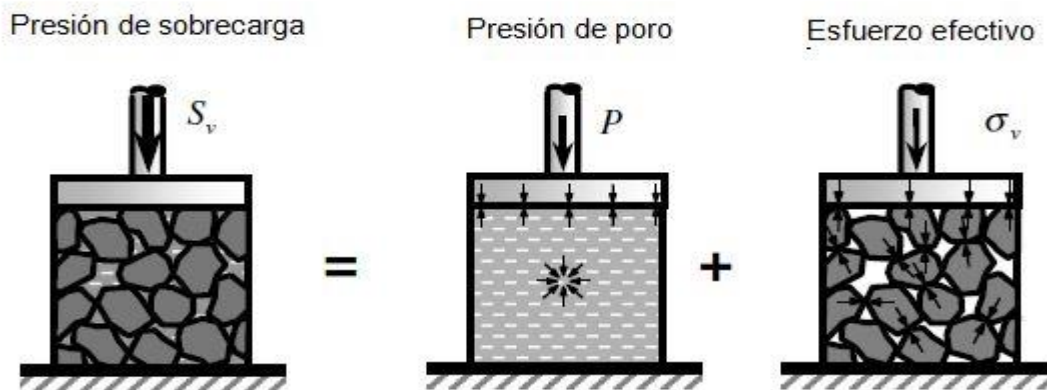
Dónde:

S = Esfuerzo de sobrecarga [kg/ cm^2]

ρ_b = Densidad aparente promedio de la formación [gr/ cm^3]

Z = Espesor de las rocas suprayacentes [m].

Figura 13: Presión Sobrecarga



Fuente: (Tomado de Shuck y Lange 2007, 345 y Pariseus, 2007,478)

1.8.3. Gradiente de Sobrecarga.

El conocimiento del gradiente de sobrecarga es de suma importancia para el cálculo de los gradientes de formación y de fractura, debido a que conforme aumenta la profundidad la compactación de los sedimentos provocará que se incremente el gradiente de sobrecarga.

La ecuación 1.21 se emplea para calcular el gradiente de sobrecarga, donde la ρ_b se le conoce como la densidad bulk, o bien densidad aparente; esta densidad no se utiliza para el espesor total de la formación, esta se utiliza para calcular solo intervalos.

Queda que:

$$S = \sum_i^n \frac{I_i \times \rho_b}{10} \quad (1.22)$$

Dónde:

S= Presión de sobrecarga [kg/cm²]

I_i = Espesor del intervalo[m]

ρ_b = Densidad del intervalo [m]

n= Número del intervalo

Tras lo dicho, la función de presión de sobrecarga acumulada es:

$$S = S_{in} \quad (1.23)$$

Por lo tanto, para calcular el gradiente de sobrecarga, se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$S = \frac{\textit{Presión de Carga Acumulada}}{\textit{Profundidad Total}} \times 10 \quad (1.24)$$

1.8.4. Presión de Poro.

La presión de poro es aquella originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación.¹⁸

Sin embargo, las formaciones tienen muchas características diferentes y esto las hace únicas, aunque se han generalizado algunas de sus propiedades.

En este caso, la presión que nos da la formación es la que es necesario comprender, ya que existen diferentes comportamientos respecto a la profundidad y que se explicaran a continuación.

Si bien anteriormente se explicó lo que es la Presión Hidrostática, la cual para fines prácticos es una presión que se comporta como “Normal”, es decir, su tendencia es lineal, pero en el subsuelo las presiones tienen un comportamiento diferente, es por ello que se originan las presiones “Anormales”.

Ahora, dependiendo de la magnitud de la presión de poro esta puede ser descrita como:

¹⁸ Bruce, B and Bowers, G. Pore Pressure Terminology. The Leading Edge, Vol 21. Febrero 2002.

- Presión Normal
- Presión Subnormal
- Presión Anormal

1.8.4.1. Presión Normal.

La presión de formación normal es igual a la presión hidrostática de los fluidos de la formación o en otras palabras es igual a la presión ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie y que es equivalente a una densidad de 1.07 gr/cm³ en zonas costeras y 1.00 gr/cm³ continente adentro.

1.8.4.2. Presión subnormal.

Las presiones subnormales son aquellas que se encuentran en zonas donde la presión es más baja que la presión hidrostática del fluido o también llamada presión normal. Asimismo la condición de presión subnormal se puede encontrar cuando la elevación de la superficie de un pozo es mucho más alta que la del nivel del mar, así como también es común en arenas que ya han sido producidas, es decir en yacimiento maduros.

Teniendo en cuenta lo anterior y considerando este tipo de condición, es común que en estas zonas se presenten problemas graves como lo son las pérdidas de circulación al momento de realizarse una operación de perforación.

1.8.4.3. Presión anormal.

Las zonas que presentan este tipo de condición, es debido a que la presión es mucho más alta que la presión normal y por este motivo es también llamada como sobrepresión o geopresión y se puede encontrar a cualquier profundidad.

En palabras más sencillas la presión anormal es igual a la presión hidrostática más un exceso de presión, el cual es el causante que cuando se perfora un pozo y se encuentren este tipo de zonas que son las que provocan reventones, se utilicen en superficie equipos de control.

1.8.4.4. Presión de fractura.

La presión de fractura es aquella necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca, por lo tanto es la que puede causar que la formación se fracture hidráulicamente con una densidad alta del lodo de perforación. Esta presión suele expresarse como gradiente debido a que aumenta con el aumento de la profundidad, y puede determinarse a través de pruebas de campo tales como LOT, FIT, ELOT, y mini-fracs.

2. EFECTOS DE LA DEPLECIÓN EN YACIMIENTOS.

Distintas operaciones en yacimientos depletados están aumentando relativamente a medida que más y más pozos son perforados en campos maduros. La determinación precisa de los efectos de la depleción en yacimientos, debido a la variación de esfuerzos in situ influyen tanto en la formación productora, como en la sobrecarga de la roca sello, lo que permite que este conocimiento sea fundamental para la perforación de pozos nuevos y obtener el rendimiento económico máximo.

Al respecto conviene decir que un yacimiento se compacta debido a la declinación de la producción, pero su comportamiento geomecánico es un reto mucho más complejo de lo pensado para las operadoras, por dos razones. En primer lugar, la reducción de la presión por la producción de fluido en el yacimiento es descontrolada por la falta de homogeneidad estructural y estratigráfica en todas las formaciones, esto hace referencia al estudio en la litología y/o propiedades estructurales de las rocas o formaciones. En términos generales, se puede distinguir entre la reducción de la presión de poro cerca del pozo, por una medida en la caída de presión en pozo (drawdown) y la reducción de la presión de poro en una escala de campo (depleción)¹⁹.

En segundo lugar, el esfuerzo total que actúa sobre el interior del yacimiento y desde todos los lados provocará el cambio de esfuerzos simultáneamente con el cambio de la presión del yacimiento-fluido.

Desde una perspectiva geomecánica, esto puede entenderse de la siguiente manera, cuando el yacimiento está expuesto a un comportamiento de deformación como resultado de la variación de las presiones del fluido presentes alrededor de las rocas, aun las formaciones adyacentes no productoras también va a sufrir deformación, desplazamiento, y cambio total de esfuerzos.

Estos cambios totales de esfuerzos, a su vez, controlan la deformación del yacimiento que sería un problema en conjunto, es decir, incluyendo la relación geomecánica entre el yacimiento y formaciones adyacentes de la roca por medio de la interacción entre la presión de poro y el cambio total de esfuerzos, lo que es esencial para modelar correctamente la redistribución de la variación total de esfuerzos, producto de la declinación del yacimiento.

¹⁹ Peter Schutjens, Boris N. Kuvshinov, On the Wellbore Stress Change Caused by Drawdown and Depletion: An Analytical Model for a Vertical Well in a Thin Reservoir, Society of Petroleum Engineers. SPE 136701. agosto 2010.

Ahora para generalizar, pasamos a decir que este comportamiento está gobernado por tres parámetros importantes, los cuales son:

- Profundidad, extensión lateral o geometría del yacimiento.
- Magnitud y el perfil de caída de presión.
- Propiedades mecánicas de las rocas.

2.1. RESPUESTA ESFUERZO-DEPLECIÓN EN UN YACIMIENTO.

Es importante tener en cuenta que el esfuerzo mínimo horizontal actuando en un yacimiento, va a disminuir paralelo a la reducción de la presión de poro. Esta disminución se conoce como la respuesta al esfuerzo-depleción del yacimiento.

A demás es fundamental considerar los esfuerzos en la etapa de diseño para la vida útil de algunos tipos de completamiento de pozos que requieren que el esfuerzo total que actúa en el yacimiento se tenga presente antes de la producción inicial. Al mismo tiempo considerar que las presiones de formación disminuyen durante la producción, y también la evolución de los esfuerzos con la producción, debido a que las magnitudes de los esfuerzos y la presión de poro están intrínsecamente ligadas²⁰.

2.1.1. Magnitudes de los esfuerzos.

Las magnitudes y proporciones de los esfuerzos que actúan dentro de los yacimientos son responsables de definir el gradiente de fractura alrededor del pozo y la estabilidad del pozo.

²⁰ Addis, M. A. (1997, January 1). The Stress-Depletion Response of Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 38720-MS

Como se ha indicado anteriormente, estas magnitudes de los esfuerzos que actúan en las formaciones y en completamiento de pozo abierto (barefoot) pueden exceder la resistencia de la roca convirtiéndose en el principal causante de producción disparada de arenas. Además, la conductividad de la fractura dentro de yacimientos naturalmente fracturados puede ser potencialmente dependiente de las magnitudes de estos esfuerzos.

2.1.2. Esfuerzos in situ que actúan en profundidad.

Debemos comprender que en un yacimiento depletado los esfuerzos que actúan pueden ser representados por 3 esfuerzos ortogonales que normalmente se considera que están orientados verticalmente y horizontalmente. Sin embargo esta suposición es válida para yacimientos de grandes extensiones laterales.

En las zonas donde hay estructura considerable, los esfuerzos se girarán de manera significativa a partir de los planos verticales y horizontales. Como es sabido el esfuerzo vertical a cualquier profundidad es equivalente al peso de los sedimentos y rocas suprayacentes. Además los dos esfuerzos horizontales son una combinación del efecto lateral de la sobrecarga, y el efecto poisson's, no obstante, cualquier cambio esfuerzos tectónicos, o restricción geométrica da lugar a magnitudes desiguales de los esfuerzos horizontales. La presión del fluido de poro en la formación también afecta a la magnitud de los esfuerzos horizontales, tanto en el estado de esfuerzo "virgen" y durante la producción.

2.1.3. Efectos geomecánicos debido a la depleción en el yacimiento.

El esfuerzo mínimo in situ es dependiente al tiempo e historia, es decir, este varía con el tiempo del yacimiento debido a la depleción.

Los esfuerzos insitu locales desempeñan un papel vital en la predicción de fractura ya que controlan la orientación, la apertura y la propagación de las fracturas inducidas y / o naturales. La depleción de una zona tiene dos efectos principales:

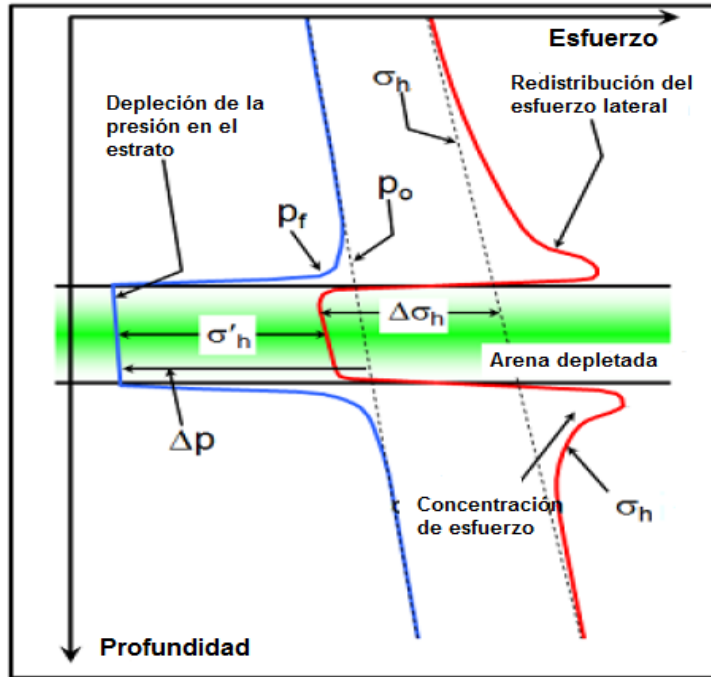
- Esfuerzo lateral total (σ_h)
- Esfuerzo efectivo (σ_v, σ_H)

El resultado de estos efectos da lugar a una disminución en el gradiente de fractura en la zona depletada y un aumento en el esfuerzo de confinamiento (roca más dura).

Por lo tanto la figura mostrada a continuación ilustra cómo la declinación de la presión de poro y el esfuerzo se redistribuyen en una zona de arena depletada. El esfuerzo mínimo horizontal en la zona donde se encuentra el yacimiento se redistribuye por encima y por debajo del reservorio. Provocando que, la perforación sea más lenta debido a que la roca es más dura y las pérdidas de circulación y riesgos a reventones suban sustancialmente, por lo que se requiere un tratamiento LCM (material para pérdidas de circulación). La depleción de la presión afecta directamente el gradiente de fractura, y disminuye la resistencia a la fractura de la formación. Se requieren métodos predictivos para extrapolar el nuevo gradiente de fractura en la zona depletada en base a los datos de presión medidos anteriormente²¹.

²¹ FEKETE P. Wellbore Stability Management in Depleted And Low Pressure Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 167543. 2013.

Figura 14: Yacimiento depletado y redistribución de esfuerzos.



Fuente: (Tomado y modificado de Wellbore Stability Management in Depleted And Low Pressure Reservoir. SPE 167543).

De manera que el cambio en el gradiente de fractura se puede encontrar a partir de la siguiente relación:

$$\nabla P_{f g} = \alpha * \nabla P_p \quad (2.1)$$

Dónde:

$$\alpha = 1 - (v / (1 - v)) \quad (2.2)$$

Donde $\nabla P_{f g}$ es el cambio en gradiente de fractura, ∇P_p es el cambio en la presión del yacimiento y v es la relación de Poisson.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS RELACIONES TEÓRICAS DE LA RESPUESTA ESFUERZO-DEPLECIÓN²².

Para precisar conceptos, las relaciones teóricas que describen las respuestas esfuerzo-depleción para diferentes condiciones geológicas se mostraran brevemente con el fin de conocer si la estructura geológica se puede tener en cuenta en la variabilidad de las respuestas.

Estas relaciones se basan en una respuesta elástico lineal isótropo homogéneo (HILE), para las masas de rocas, considerando cuencas pasivas, fallas normales, y condiciones de cabalgamientos.

2.2.1. Cuenca pasiva.

Para empezar en este caso se espera una respuesta de esfuerzo-depleción desde el punto de vista más simple de la mecánica del yacimiento durante la producción. Este método es el más comúnmente utilizado ya que asume que el yacimiento va reaccionar de forma pasiva durante la declinación de la producción y la presión, es decir, no se espera una disminución de la presión de poro que acompaña la declinación con los posibles esfuerzos geológicos que puedan presentarse como fallas y/o deslizamientos.

2.2.2. Yacimientos con fallas normales.

Partiendo de que hay otra definición más razonable y evidente que demuestra que un gran porcentaje de los yacimientos bajo producción se asocian con cambios en

²² GRASSO, J.-R.: "Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons,"., (1993)

los esfuerzos tectónicos, y con el inicio de la producción y tiempos de inyección marcando un cambio en la sismicidad.

Esto sugiere que los esfuerzos geológicos responden a la depleción, y que la suposición cuenca pasiva puede no ser válida²³.

Si se supone que los bloques de fallas actúan en forma plana y que el comportamiento de la deformación es elástica, como una primera aproximación, la respuesta al esfuerzo-depleción se define por la *ecuación 1.25*.

$$\frac{d\sigma_3}{dp_p} = \alpha \frac{2 \sin \phi}{1 + \sin \phi} \quad (2.3)$$

La ecuación 2.3 describe la disminución de esfuerzo mínimo con la depleción, cuando el mínimo esfuerzo actúa perpendicularmente a la falla normal, donde ϕ es el ángulo de fricción de la falla.

Sin embargo en cierto caso que la dirección del esfuerzo mínimo horizontal puede girar 90°, posteriormente de la formación de la falla para actuar en paralelo a la falla y cuando la relación de Poisson es: $\nu < \frac{(1 - \sin \phi)}{2}$ en cuyo caso la ecuación que describe la respuesta esfuerzo-depleción, es la ecuación 2.4

$$\frac{d\sigma_3}{dp_p} = \alpha \frac{\sin \phi + 1 - 2\nu}{1 + \sin \phi} \quad (2.4)$$

²³ ADDIS M. A, Op. Cit

2.2.3. Yacimientos con fallas rumbo deslizante

En este caso también se describe como un comportamiento en yacimiento de falla normal, es decir, la magnitud del esfuerzo mínimo es controlada por el ángulo de fricción en la falla. Para un sistema de deslizamiento, la magnitud del esfuerzo mínimo también será definida por deslizamiento de fricción en el plano de falla, y la respuesta esfuerzo-depleción, por lo tanto también se describe por la ecuación.

2.3. REDUCCIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN YACIMIENTOS AFECTADOS POR LA DEPLECIÓN.

La determinación precisa del cambio de esfuerzos y del nuevo²⁴ gradiente de fractura debido a la depleción ayuda a evitar pérdidas de circulación, colapso de las paredes del pozo, la producción incontrolada de arenas y la compactación-subsistencia del yacimiento. Las zonas depletadas son esencialmente yacimientos productores en los cuales la presión inicial se ve afectada por la producción de hidrocarburos y es de importancia el estudio de este tipo de zonas debido al incremento de la explotación de campos maduros en comparación con el descubrimiento de campos nuevos. Por lo tanto, estos efectos de la depleción en yacimiento debido a la variación de esfuerzos insitu influyen tanto en el yacimiento, como en la sobrecarga de la roca sello (*overburden camprock*), este conocimiento será fundamental para la perforación de pozos nuevos y obtener el rendimiento económico máximo.

Para el caso de los shales en algún momento durante el proceso de depleción, la presión en este tipo de formación es mayor que la presión en el yacimiento depletado; bajo tales condiciones, significa que se requiere un mayor peso del lodo para evitar el colapso en la formación de shales. Si esta misma ventana de

²⁴ Meng F., Fuh G., Wellbore Stability Evaluation Guideline For Reducing Non-Productive Time, international petroleum technology conference, IPTC 16567

lodo es utilizada en el yacimiento depletado, puede resultar en una fractura o pérdidas de circulación, es decir, el peso del lodo debe ser reevaluado o ajustado. De lo contrario, una sarta de revestimiento adicional se debe establecer antes de perforar a través de los yacimientos depletados.

Una de las mejores soluciones para evitar la pérdida de circulación y reducir tiempos no productivos, para garantizar la perforación exitosa a través del yacimiento depletado es utilizar el método de fortalecimiento del pozo.

Aplicando el método del gradiente de fractura el cual se mencionara con mayor profundidad en el capítulo 3, el cual permite adecuar la densidad de la ventana de lodo, conduciendo a mayores opciones en el diseño del pozo y aumentando la resistencia de obstrucción a la fractura de la formación y de la pantalla de salida de la LPM (*material de prevención de pérdidas*), diseñado y cargado en el sistema de lodo. Este método se utiliza con éxito en las dos perforaciones en la presión inicial del yacimiento y los casos de yacimientos depletados en los campos de petróleo / gas en todo Estados Unidos, Europa, Asia y otros lugares.

2.4. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE POZO.

Partiendo del hecho que la estabilidad de pozo es definida 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 químicos, al respecto cabe mencionar que las perforaciones en zonas depletadas presenta muchos desafíos consecuentes a la estabilidad en pozo que se ve afectada por muchos problemas, debido a la rotación de esfuerzos insitu, presión de poro, propiedades de las

rocas, resistencia de la formación, propiedades del lodo, y así como las operaciones de azimut e inclinación de pozo²⁵.

En algunos casos, es prácticamente imposible perforar a través de zonas depletadas y la densidad de lodo utilizado para controlar las zonas adyacentes o la formación productora del yacimiento, puede crear un estado sobre balance cuando se perfora a través de las arenas depletadas.

Esto a menudo conduce a graves pérdidas de lodo que impiden la perforación, a su vez la posibilidad de pega de los componentes en fondo de pozo (*Bottom Hole Assembly*), tubería de perforación o revestimiento (*Casing*).

2.4.1. Indicadores de inestabilidad en pozo.

La lista de indicadores de inestabilidad de pozo que se mostraran a continuación en la tabla 6, son señalizaciones que se deben considerar para percatarse ante un problema operacional que interfiera en la vida útil del pozo, eventualmente pueden ocurrir durante la perforación, completamiento o producción de un bien se así mismo estos indicadores se clasifican en dos grupos:

- Causas directas
- Causas indirectas.

²⁵ SONG Jae, ROJAS J. Preventing Mud Losses by Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 101593. 2006

Tabla 6: Indicadores de Inestabilidad en Pozo

INDICADORES DE INESTABILIDAD	
INDICADORES DIRECTOS	INDICADORES INDIRECTOS
Hueco de gran diametro	Altos torques
Volumen excesivo de recorte	Incremento en la presión de circulación
Volumen excesivo de cavings	Pega de tubería
Cavings en superficie	Vibraciones excesivas de la tubería
Volumen excesivo de cemento requerido	Fallas en la tubería
	Problemas en controlar la desviación de la perforación
	Respuestas pobres de registros
	Fuga de gas por el anular a causa de una cementación pobre
	Excesivas "patas de perro", (<i>Cambio angular</i>)

Fuente: (Tomado de Shuck y Lange 2007, 345 y Pariseus, 2007, 478)

2.5. VENTANA SEGURA DE LODO (*Mud Weight Window*)

Antes de introducir más en la temática de posibles problemas de estabilidad en pozo, es importante primero definir la ventana de lodo como el rango de pesos caracterizado por dos aspectos principales:

- Mantener el control del pozo a través de formaciones de alta presión durante la perforación.
- Perforar sin fracturar formaciones débiles o que sean de interés.

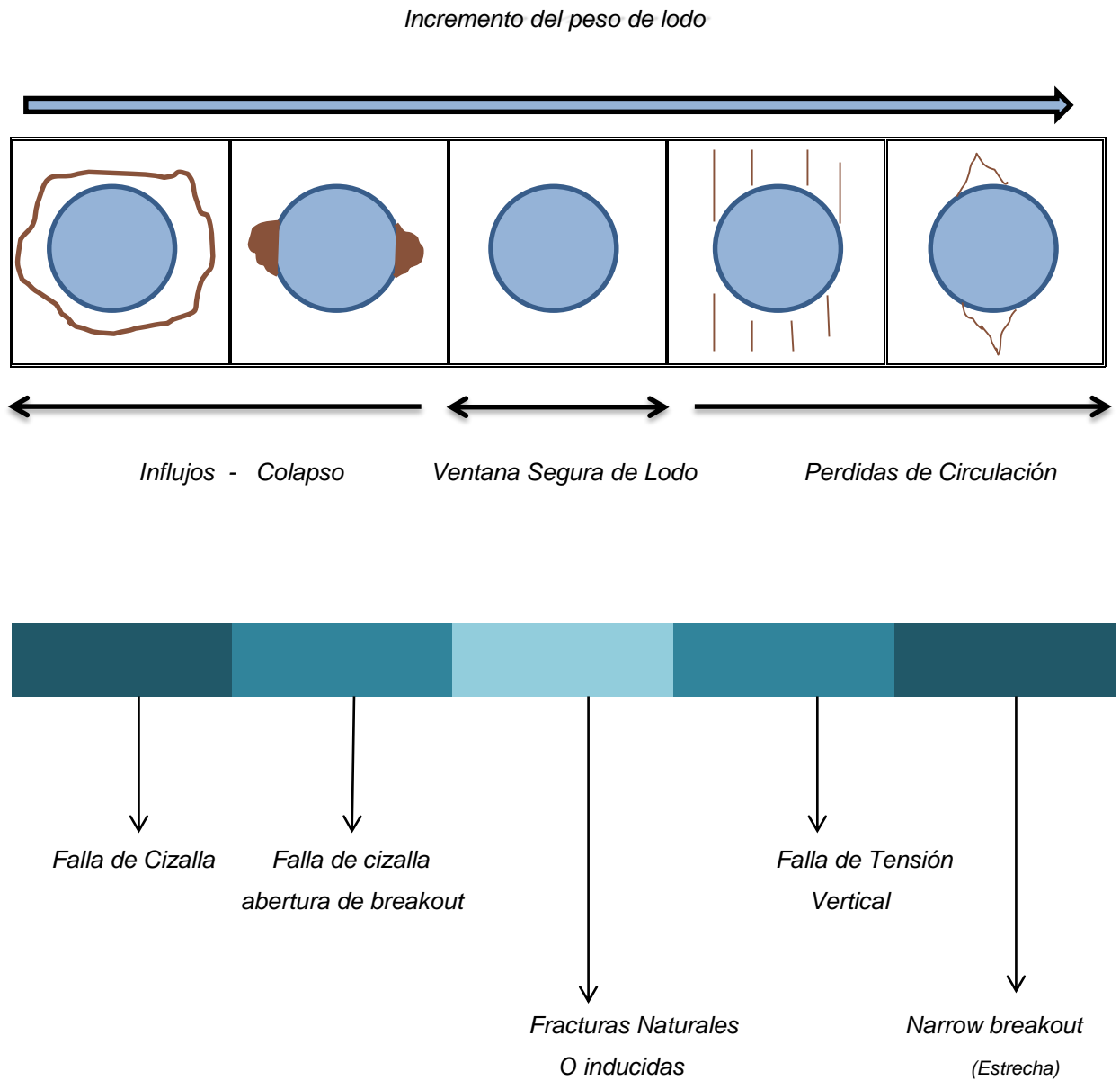
Bajo estas condiciones hay que tener en cuenta que un bajo rango de densidad de lodo ayuda a controlar pérdidas de circulación, pero simultáneamente podrían generar un influjo desde la formación o formaciones adyacentes hacia el pozo.

Además, de igual modo un alto rango de densidad de lodo permite controlar problemas operacionales como es el caso de un reventón, pero a pesar de esto también puede producir fracturas en la formación por lo tanto pérdidas de circulación²⁶.

Por otro lado es conveniente decir que la presión ejercida del fluido estático o dinámico, ya sea durante la perforación, estimulación u operaciones de workover para poner en producción un pozo, determinará la concentración de esfuerzos presente en el yacimiento. Por lo tanto, es importante saber que en ausencia de una eficiente torta de lodo (*Mud Cake*), en formaciones fracturadas, un aumento de la presión del fondo del pozo puede ser perjudicial para la estabilidad y puede comprometer otros criterios de daños operacionales y económicos.

²⁶ SWEATMAN. Wellbore Stalitzation Increases Fracture Gradients And Controls Losses/Flow During Drilling. Society of Petroleum Engineers. SPE 88701. 2004

Figura 15: Efectos del peso del lodo en los esfuerzos en la cara del pozo



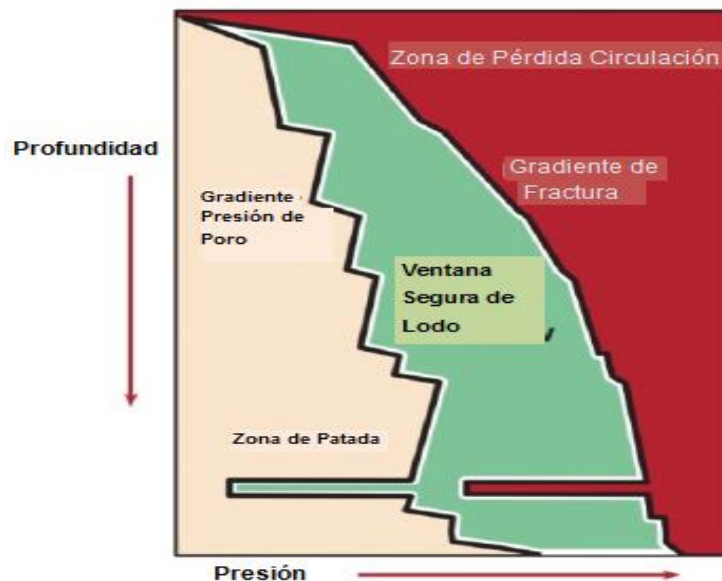
Fuente: (Tomado de Rasouli et al, 2011, 46 y Pasic et al, 2009, 91.)

El lodo de perforación que proporciona control de pozo contra reventones puede también fracturar formaciones depletadas; además, como ya fue mencionado es suficiente para controlar pérdidas de circulación (LOC) producto de la fracturación de formación en estas zonas que han depletado.

2.5.1. Ventana de lodo en formaciones depletadas.

El incremento de la presión de fractura en una formación, origina la pérdida de fluido hacia la formación, lo que conlleva a que el límite inferior de la ventana de densidad del lodo puede ser la presión de poro o presión de colapso. Durante la vida del yacimiento, la presión de poro y el estado de los esfuerzos insitu pueden cambiar significativamente, principalmente debido a la depleción y/o efectos de inyección. En particular, el cambio en la presión de poro afecta a los esfuerzos insitu y en consecuencia a la presión de iniciación de fractura, este fenómeno conocido como cociente de reducción de esfuerzos. En general, la FIP disminuye con la depleción del yacimiento, creando un riesgo importante de pérdida de circulación como en el caso en yacimientos costa afuera donde la ventana de peso inicial de lodo (MWW) es relativamente estrecha. Es decir, con una mayor depleción del yacimiento, MWW es estrecha, y se hace imposible perforar sin fracturar el pozo.²⁷

Figura 16: Ventana de lodo en zonas depletadas.



Fuente: (Tomado de McLean y Addis, 1990,15)

²⁷ MOJTABA P. Advanced Geomechanical Analysis of Wellbore Strengthening for depleted Reservoir Drilling Application. Society of Petroleum Engineer. IADC/SPE 167976

2.5.2. Inexactitud de la predicción de la ventana de lodo en un yacimiento depletado.

Hoy día se ha demostrado que problemas relacionados con la estabilidad de pozo durante la perforación se producen debido a la predicción errónea de la densidad de la ventana del lodo o falta de información clave. La pérdida de circulación a través de la creación de fracturas inducidas es probablemente el problema más común de pérdida durante la perforación, completamiento, y/o cementación. Revisión de varios casos de estudio de campo revela que este tipo de pérdida a menudo se produce debido al inapropiado peso del lodo basado en ventana operativa inexacta. La mayoría de los métodos comúnmente utilizados se basan en relaciones empíricas. Además, algunos de los métodos más comúnmente utilizados para predecir el gradiente de fractura se basan en la curva de presión de poro. A veces, estos métodos de predicción no predicen con precisión la presión de poro en formaciones depletadas, pero aplicando un enfoque sistemático de diferentes métodos para el diseño de la predicción de la presión de poro y gradiente de fractura se puede mitigar errores de predicción²⁸.

2.5.3. Peso del lodo con inclinación y orientación azimutal de un pozo²⁹.

La inclinación y orientación azimutal de un pozo con respecto a esfuerzos insitu principales pueden ser un factor importante para la propinación de un colapso en las formaciones y a su vez puede generar fractura o ruptura en pozo provocando pérdidas de circulación del fluido de perforación, como también de los fluidos de producción, paralelamente a la generación de influjos en pozo. Sin embargo, esta afirmación es particularmente cierta para la estimación de la presión de fractura en regiones de esfuerzos tectónicos donde existe una fuerte anisotropía de los esfuerzos.

²⁸ GHALAMBOR A. Integrated Workflow For Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineer. SPE 1681123. February 2014

²⁹ SWEATMAN, Op. Cit.

Figura 17: Efectos del pozo con la profundidad

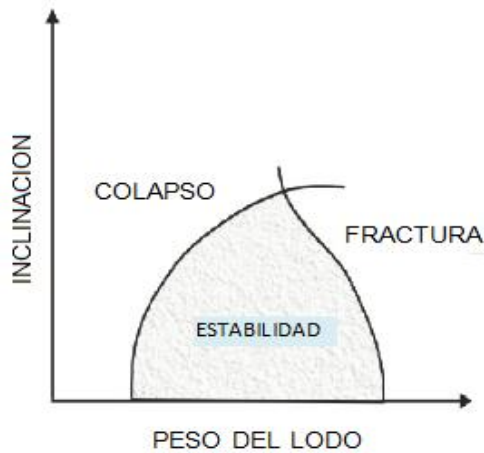
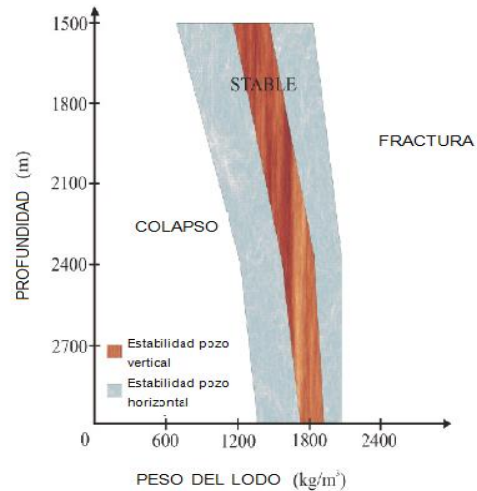


Figura 18: Inclinación del pozo



Fuente: (Tomado de McLean y Addis, 1990,15)

2.6. PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS

Si mencionamos el desarrollo de la perforación convencional en comparación a zonas depletadas, normalmente implica menos riesgo ya que se conocen muchos parámetros de perforación; sin embargo, en campos maduros que operan bajo mecanismos de depleción, esto no es siempre el caso.

Se sabe que las presiones del yacimiento en arenas depletadas es el principal causante al presentarse problemas graves de perforación y aumentos de costos de operación y mantenimiento, además como anteriormente mencionado tener en cuenta, algunos problemas que pueden ocurrir como pegas diferencial de tubería de perforación, tubería de revestimiento, y herramientas de registro, resultado de la acumulación de lodo y pérdida excesiva de filtrado; mientras tanto juntas adicionales de revestimiento también pueden ser necesarias para cubrir estas arenas, y en últimas conectar con eficacia los intervalos depletados es la clave para prevenir la mayoría de estos problemas.

Las pérdidas de circulación durante operaciones de perforación seguirán siendo un problema importante en la industria del petróleo y el gas, este control y rehabilitación que ocasiona la inestabilidad de pozo puede requerir grandes gastos y, si es posible, puede resultar en la pérdida del pozo.

Como si fuera poco, ya que se realizarán ejercicios en campos o yacimientos depletados de petróleo y gas que tienen que ser perforados hasta alcanzar intervalos más profundos productivos. Es por eso que hoy en día nace la necesidad de innovar en tecnologías eficaces para evaluar, evitar y controlar pérdida de circulación³⁰.

2.6.1. Clasificación de problemas de perforación en zonas depletadas

Los problemas de perforación que pueden llegar a presentarse en estas zonas, pueden ser clasificadas en tres áreas principales³¹:

I. Estabilidad de pozo

- La presencia de shales (*lutitas*) normalmente presionadas significa que se requiere un mayor peso del lodo para evitar el colapso, incluso cuando la perforación es una zona depletada.
- El perfil de la perforación debe considerarse tanto para formaciones suprayacentes de shales y el proceso debilitamiento de la propia roca del yacimiento que resulta del proceso de depleción.

³⁰ DEEG W. WANG H. Changing Borehole Geometry and Lost-Circulation Control. American Rock Mechanics Association. ARMA/NARMS 04-577. Junio 2004

³¹ ADACHI. J. Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses Into Fractures. Society of Petroleum Engineers, International Association of Drilling Contractors. IADC/SPE 87224. Dallas, Texas, U.S.A., 2–4 March 2004.

- No puede haber un problema con la adherencia mecánica del arrastramiento lutitas si el peso del lodo no se mantienen lo suficientemente alto. Los niveles apropiados de inhibición deben mantenerse para evitar la hinchazón química de lutitas.
- Si se están perforando estructuras salinas, se necesitan altas concentraciones de sal para evitar la disolución; Por lo tanto, es difícil reducir el peso del lodo para la zona depletada.

II. Pérdida de Circulación en fracturas preexistentes e inducidas en perforación.

- Un alto peso del lodo puede resultar en la fractura de la roca ya debilitada por el proceso de depleción.
- La pérdida de fluidos en las fracturas es costoso y puede conducir así, a problemas de control.
- No puede haber pérdida de la productividad con fracturas bloqueadas.
- Las fracturas pueden aumentar los problemas generales de estabilidad del pozo.

III. Pérdidas de fluidos en la matriz, disminución en la productividad y pega diferencial.

- Las pérdidas de la matriz pueden dañar una formación y reducir la productividad aumentando la necesidad de tratamientos correctivos, como la acidificación y el fracturamiento.

- Crecimiento de torta de filtro aumenta el potencial de pega diferencial durante períodos estacionarios con altos sobrealances, tasa de crecimiento de filtración y la tensión de fluencia se incrementan.

2.6.2. Pérdidas de circulación durante la perforación.

Las pérdidas de circulación habitualmente se define de la forma como los fluidos de perforación entran en formaciones naturalmente fracturadas o en fracturas inducidas, siendo esto un viejo problema que se encuentran normalmente durante la perforación, además de ser uno de los más lento y costosos que enfrenta la industria y la extracción de petróleo. Después que se produce la filtración, el nivel del fluido de perforación en el espacio anular puede disminuir y luego se estabilizará en un nivel particular en función de la presión de la formación.

La pérdida de los resultados de lodo de perforación en el aumento del tiempo de perforación, la pérdida de lodo caro, taponamiento de formaciones productivas, y / o la pérdida de control del pozo.

Figura 19: Pérdidas de circulación durante la perforación



Fuente: Halliburton

2.7. PERDIDAS DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS

Los problemas de estabilidad en yacimientos depletados al momento de la perforación de campos maduros en todo el mundo en ocasiones su desarrollo económico es negativo. La pérdida de circulación ha sido una limitación en la perforación de pozos petroleros desde su descubrimientos; y a modo de ejemplo, puede señalarse que la pérdida de fluido de circulación han sido representados por cuentas de lodo de hasta 100.000 dólares para un solo pozo, pero los últimos acontecimientos en el procedimiento de lodo controlado han reducido en gran medida estas cifras³².

Pérdidas incontrolables de fluidos de perforación que con frecuencia son inevitables debido a grandes fracturas características de estas formaciones, es por eso que la secuencia típica de arena y láminas de shales, crean condiciones que pueden hacer que la perforación sea excesivamente cara y peligrosa cuando se utiliza equipo de perforación convencional. En consecuencia, estas y una serie de problemas asociados han llevado a algunos operadoras a renunciar al desarrollo de estos yacimientos que inicialmente eran prometedores.

Esto conlleva a decir que la causa de la mayoría de los problemas de circulación y la pérdida de fricción diferencial encontradas durante la perforación de estos pozos, ocurre cuando se genera una presión de sobre balance (*overbalance*) al utilizar fluidos de perforación convencionales.

Ahora, el equipo necesario para utilizar lodos de alta calidad o perforación bajo balance es a menudo costosa su aplicación, y a su vez cumplir con los requisitos de seguridad puede ser un esfuerzo exhaustivo. Sin embargo, estas técnicas pueden no proporcionar presión hidrostática necesaria para estabilizar de forma segura formaciones normalmente presionadas por encima del yacimiento.

³² SILENT Roy A. Drilling Practice, Circulation Losses, Pág 60.

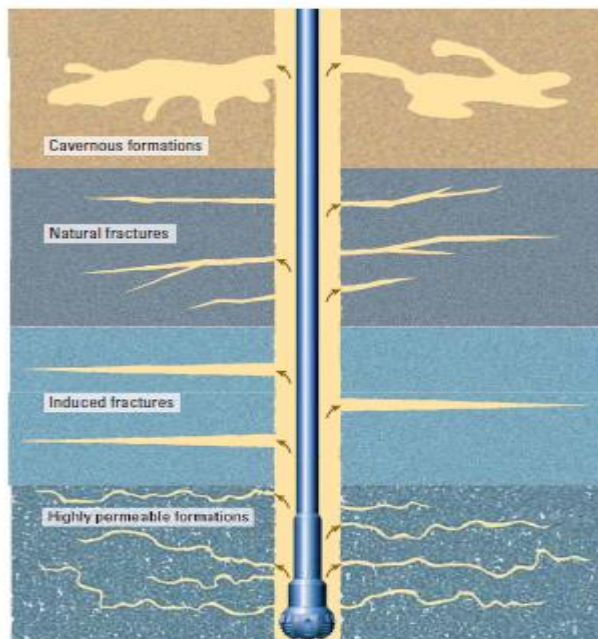
Estas zonas depletadas suelen ser producidas simultáneamente con yacimientos productores e intercalación de capas de shales.

2.7.1. ¿Cómo se producen las pérdidas?

La pérdida de circulación es generalmente causada por un desequilibrio de presión y una vía de fluido para entrar en la formación. Estos desequilibrios de presión se producen en ciertos escenarios de perforación.³³

La principal condición para la pérdida de fluido de perforación es que la densidad del lodo sea demasiado alta, donde el lodo ejerce una presión hidrostática que es mayor que la presión de la formación, que puede conducir a la fractura de la formación y la posterior pérdida de fluido hacia las fracturas inducidas lo que conlleva a vías para la pérdida de líquidos que incluyen a fracturas y formaciones no consolidadas.

Figura 20: Causas de pérdidas que ocurren en formación



Fuente: Schlumberger

³³ BAGGINI S. FRATES C. GARAND J. Sealing Fractures: Advances in Lost Circulation Control Treatments. Schlumberger. 2014

En algunos tipos de formaciones, las zonas de riesgo son más difíciles de identificar que en otros. Por ejemplo, el alto grado de heterogeneidad de las formaciones de carbonato hace referencia a yacimientos problemáticos, estas formaciones de carbonato son altamente susceptibles a la disolución.

Esto puede conducir a la formación de nuevos espacios de poros, y la disolución a lo largo de fracturas y planos de estratificación puede producir grandes grietas. Al considerar cualquier tipo de formación, los ingenieros se basan en el conocimiento previo para planificar acciones preventivas y correctivas para contrarrestar los eventos de pérdida de circulación.

2.7.2. Clasificación de las pérdidas de circulación

La pérdida de circulación se puede dividir en cuatro tipos de categorías, dependiendo de la pérdida volumétrica que se presente en formación, es decir, la clasificación está basada en la tasa de volumen de fluido que se va a formación:

1. Filtración
2. pérdida parcial
3. pérdida severa
4. pérdida total (abajo).

Como la gravedad se incrementa la pérdida de lodo, las pérdidas financieras de montaje para cubrir los costes para el exceso de líquidos de perforación, los tratamientos de pérdida de circulación, tiempo de equipo y los retrasos.

Tabla 7: Clasificación de las pérdidas de circulación.

Tipo de Pérdida	Gravedad o severidad de la pérdida
Filtración	Menor a 10 bbl/hr
Parcial	10 bbl/hr a 100 bbl/hr
Severa	Mayor a 10 bbl/hr
Total	No hay retorno de fluido a superficie

Fuente: Autores

2.7.3. Descripción de las situaciones en las cuales se puede detectar pérdidas de circulación.

Dentro de las situaciones en las cuales se puede detectar pérdidas de circulación, tenemos:

- Aumento en la rata de perforación, debido a que la formación encontrada es frágil, inconsolidada, cavernosa o extremadamente porosa. Las fracturas pueden ser detectadas por un incremento súbito en la rata de penetración acompañada por torque alto y errático.³⁴
- La pérdida de circulación inicialmente será detectada por una reducción de flujo de lodo hacia la superficie, acompañada de una pérdida de presión. Si la situación continúa o empeora, el nivel del lodo en el tanque de succión bajará a medida que se pierde el lodo. En una situación aún más severa, habrá una total ausencia de retornos del pozo.

2.7.4. Posibles problemas acompañado de las pérdidas de circulación.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación.

³⁴ Hawker David, Vogt Karen. Datalog "procedimientos y operaciones en el pozo". Versión 3.0, marzo 2001

Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la rata de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación. En el peor de los casos es cuando se pierde fluido a la formación, cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y se reduce en consecuencia la presión hidrostática.

Esta caída de presión hidrostática puede permitir que entren al pozo fluido de otras formaciones. es decir una patada. En este caso, el pozo está fluyendo a una profundidad y perdiendo en otra. Los fluidos de formación pueden fluir entre los dos intervalos, resultando en un reventón subterráneo. Este flujo incontrolable de fluidos bajo la superficie, es una situación muy crítica y muy difícil de resolver.

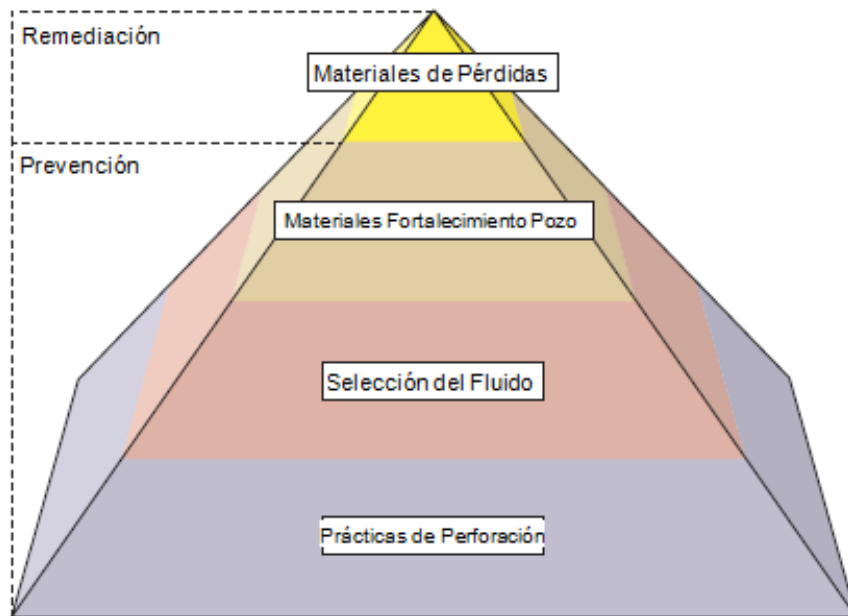
También las pérdidas de circulación traen como consecuencias:

- Daño a la formación, es decir reducción de la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes que se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañara el potencial productor de la zona de interés.
- Incremento en los costos como resultado del tiempo que lleve resolver los problemas y el costo del lodo perdido.
- Cambio en las propiedades del lodo, y cambios en las ratas de flujo para controlar la pérdida de circulación pueden reducir la eficiencia en la perforación, al gastar tiempo e incrementando el costo.
- Pega diferencial de tubería en la zona de pérdida o por encima de ella, debido a la ausencia de lodo en el anular.

2.8. SOLUCIONES PARA PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.

La prevención de una pérdida de circulación y remediación de esta misma son factores importantes para la perforación desde el punto de vista económico, por lo que cuando los perforadores no pueden prevenirlas, recurren a tratamientos de mitigación para recuperar el control del pozo y de la circulación.

Figura 21: Programa de gestión integral de pérdida de circulación.



Fuente: Modificado, COOK Cambridge

Para la figura anterior, representa el programa de gestión integral de pérdida de circulación. Los tres últimos niveles se centran en medidas de prevención de pérdida de circulación, mientras que el nivel superior representa las medidas de remediación o mitigación.

2.9. MATERIALES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN (LCM)

La perforación en yacimientos maduros depletados, donde se llega a presentar excesivas pérdidas de lodo, pegadas de diferencial o colapso de la pared del pozo, cada vez más es un reto considerable mitigar estos problemas de estabilidad; que a menudo puede ser el resultado de la disminución del gradiente de iniciación de la fractura (FIG), producto de la declinación del yacimiento, a menos que, el peso del lodo sea el necesario para evitar fuga del pozo en la roca o en lutitas interestratificadas del yacimiento donde las presiones de formación están en o cerca de la presión inicial.

Esto significa que la ventana operativa de peso del lodo, está entre las presiones de fluido de perforación aplicadas y FIG, o bien ya no existe o es disminuida tan enormemente que ya no es posible operar y permanecer dentro de ella, de esta manera, unas de las técnicas de mayor aplicación en la industria de los hidrocarburos para mitigar problemas de pérdidas durante la perforación en yacimientos maduros es el uso de materiales de control de pérdidas.

2.9.1. Función de los LCM.³⁵

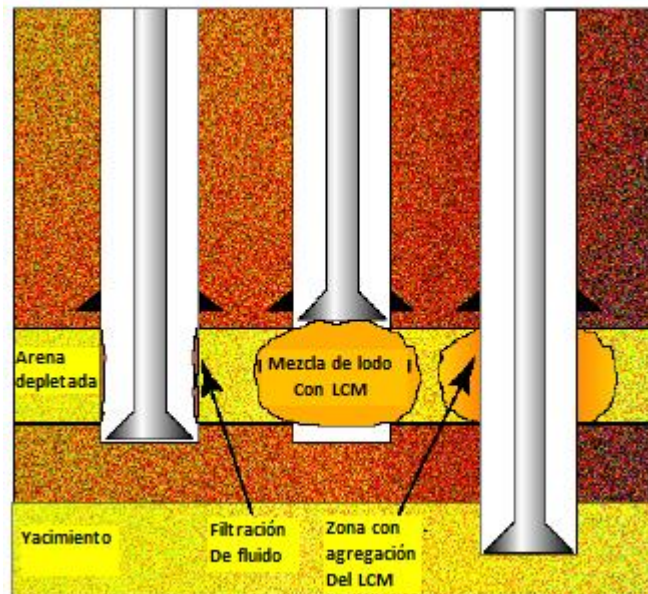
Visto en un sentido amplio, los materiales de pérdida de circulación de lodo son aditivos diseñados para asegurar que el fluido que circula por el pozo en el método rotatorio de perforación vuelva a la superficie para la recirculación en lugar de desaparecer en la formación perforada.

En este sentido amplio, la arcilla y otros sólidos que son constituyentes normales de lodos de perforación son materiales de pérdida de circulación y son adecuados para el sellado de formaciones porosas hasta que el tamaño de poro o grieta para ser sellado exceda aproximadamente tres veces el diámetro de las partículas más grandes presentes.

³⁵ WHITE R. J. Lost-circulation Materials and their Evaluation. American Petroleum Institute API-56-352. 1956

Estos materiales son sustancias añadidas a los lodos de perforación para aumentar el tamaño máximo de partícula presente con el fin de tapan los poros o grietas que el barro por sí solo no es capaz de sellar, ahora, para realizar esta función, estos materiales deben ser lo suficientemente grandes para alojarse en las aberturas más anchas, teniendo en cuenta, que el tamaño o medida máxima del material pueda ser manejado a través de bombas de lodo, porque en ciertos casos es limitada, esto pone un límite superior en el tamaño de las aberturas que se pueden sellar por este método.

Figura 22: Proceso de agregación del LCM en zona de filtración de fluido.



Fuente: Modificado, COOK Cambridge

En poca consideración, también se debe hacer una graduación adecuada del tamaño de partícula de los materiales de control de pérdidas para empacar, de tal manera que formen una base sobre la que una torta de filtro de lodo se pueda construir.

2.9.2. Tipos de materiales de pérdidas de circulación usados como adictivos.

Una amplia variedad de materiales se ha utilizado en los últimos años, probablemente incluyendo todo lo que era voluminoso y disponible en un momento u otro. Incluso hoy en día la lista de materiales disponibles en el mercado como materiales de pérdida de circulación es extensa.

Para efectos de la clasificación éstos se pueden dividir en tipos fibrosos, escamosa, y granulares y mezclas de los mismos. (Ver tabla 8)

Tabla 8: Materiales para la Prevención de Perdida de Circulación - Adictivos de lodo

MATERIAL	TIPO de MATERIAL	Nombre Industrial con que se vende
Algodón	Fibrosos	Coto Fiber
Bagazos	Fibrosos	Fibertex, Mud Fiber, Milfiber
Fibra de madera	Fibrosos	Balsam Wool, Sinlpson Treewool
Fibra de textil	Fibrosos	Reclaim Textile Fiber
Fibra de minerales	Fibrosos	Control Wool, Asbestos
Cuero	Fibrosos	Leather Seal
Fibra de vidrio	Fibrosos	Ultra Seal
Plumas	Fibrosos	Plumas/Feathers
La pulpa de la remolacha	Fibrosos	Pulpa de remolacha/Beet Pulp
Corcho	Escamas	Silvaflake
Mazorcas de maíz	Escamas	Fergie Seal Flakes
Semilla de algodón	Escamas	kotten Seal
Mica	Escamas	Micatex
Perlita	Escamas	Perlita
bentonita gruesa	Granular	LC Clay
cáscaras de frutos secos	Granular	Tuf Plug
cáscaras de nueces	Granular	Eseal
Asfalto	Granular	Asfalto
Madera	Granular	Madera
Fibras textiles y aserrín	Mixto/Mezcla	Kingseal
Fibra de celulosa y aserrín	Mixto/Mezcla	Queenseal
Minerales y textiles de fibra y aserrín	Mixto/Mezcla	Fibermix

Fuente: COOK Cambridge

2.9.3. Fortalecimiento en la cara del pozo o Wellbore Strengthening.

Consiste en un tratamiento físico y químico que puede llegar a alterar las propiedades del material de las formaciones (incluyendo areniscas, carbonatos, esquistos fracturados y otras formaciones). Además la resistencia a la compresión y tracción, módulo de Young, la relación de Poisson y la tenacidad a la fractura de la zona tratada, esto ocurre generalmente sobre propiedades de formación de base. Por otra parte, la permeabilidad de la formación puede reducirse fuertemente.³⁶

El fortalecimiento del pozo (Wellbore Strengthening), puede ser utilizado para alinear la trayectoria del pozo, consolidar zonas débiles y sellar zonas de flujo no deseados, este diseño se diseña con el fin de restaurar la tensión circunferencial cerca del pozo y aumentar el gradiente de fractura del pozo.

Sin embargo, se debe tener precaución al utilizar esta técnica en zonas objetivas, ya que la producción puede ser altamente perjudicada como consecuencia del tratamiento.

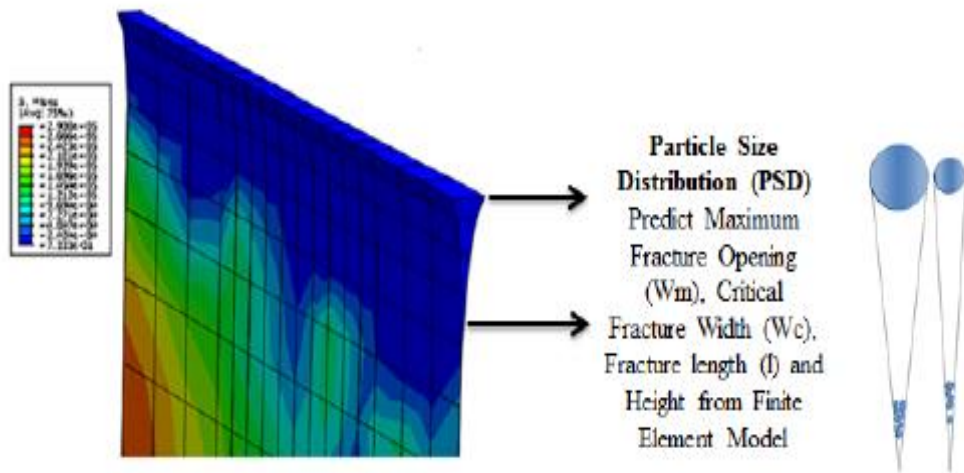
Esta técnica es una opción viable para las pérdidas causadas por las fracturas inducidas o naturales, siempre y cuando el ancho de la fractura no exceda las 2.000 micras. Esto es en parte debido a la limitación de tamaño para el material bombeable.

Conocer la geometría de la fractura es una parte esencial para el diseño de la píldora eficaz o del material de fortalecimiento del pozo (WSM), debido a que se puede controlar la fractura en tiempos tempranos, aun desde el momento en que comienza.

³⁶ Ghalambor Ali. Integrated Workflow For Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineers. SPE 168123. February 2014.

La aplicación de modelos numéricos para simular la propagación de fracturas y la geometría, es una herramienta viable para la aplicación del fortalecimiento de pozo (ver figura 23).

Figura 23: Uso del análisis de elementos finitos simulando la propagación y geometría de la fractura para el fortalecimiento del pozo.



Fuente: Modificado, COOK Cambridge

2.9.4. Técnicas de fortalecimiento en la cara del pozo.

Los ingenieros han desarrollado una variedad de tecnologías y/o técnicas 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 especialistas desarrollan numerosas técnicas para prevenir las pérdidas de circulación mediante mecanismos físicos o mecánicos, que actúa de manera distinta a cada proceso:

✚ RESINA DE MONÓMERO³⁷

Unos de los tratamientos para fortalecer el pozo, se basa en la tecnología de resina de monómero, que se ha diseñado particularmente para zonas que han sufrido depleción o arenas depletadas, las posibilidades de esta técnica son:

- I. Excelente control de la pérdida de líquidos, para mitigar las pérdidas por filtración y el riesgo de pega diferencial en la arena depletadas;
- II. Baja reología y geles, utilizando una formulación de lodo disperso para minimizar las presiones de la ECD y sobretensiones que podrían conducir a la fractura inducida.

Figura 24: Núcleo de piedra arenisca suelta "solidificado" utilizando material monómero.



Fuente: Modificado, COOK Cambridge

El Núcleo de la izquierda es el resultado posterior al tratamiento de la tecnología de resina de monómero.

³⁷ Oort E. Van, Gradishar J. Ugueto G. Accessing Deep Reservoirs by Drilling Severely Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers or the International Association of Drilling Contractors. SPE/IADC 79861. February 2003.

La combinación de medidas de control de pérdidas de circulación y las tecnologías de monómero para el fortalecimiento de las zonas cercanas del pozo, da lugar a nuevas tecnología de implementación para perforar a través de arenas depletadas desde la perspectivas de un yacimiento maduro que requiera más profundidad de perforación.

STRESS CAGE³⁸

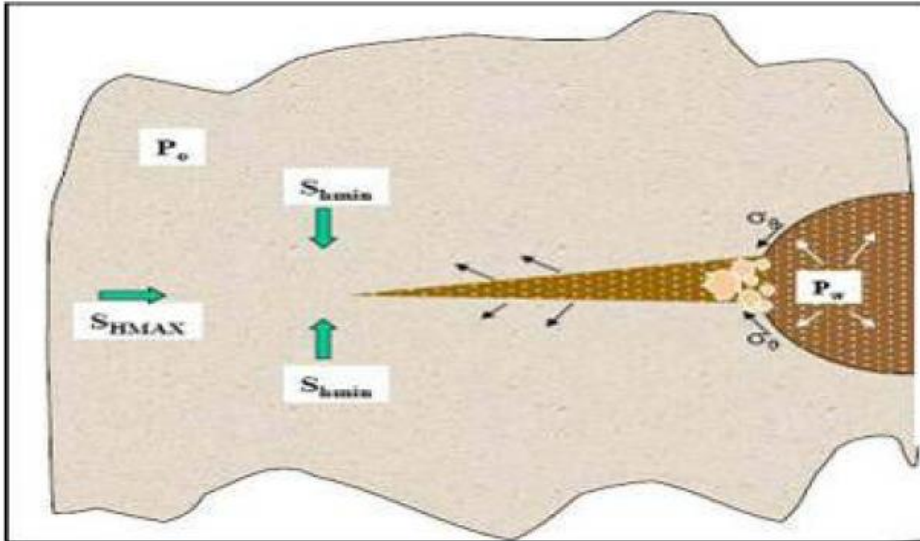
El principio de la técnica, es para depositar sólidos en o cerca de la cara de las fracturas inducidas que actuará como un agente de sostén, además también aislar la presión de fluido en el pozo de la mayoría de la fractura. La disipación del filtrado en la formación más allá de la clavija de LCM dará lugar a la disipación de la presión en la fractura. Inducir fracturas conduce a la compresión de la formación cercana al pozo, y cuando las partículas sólidas de taponamiento mantienen la fractura abierta, y cerca del pozo aumenta la tensión tangencial.

La técnica del Stress Cage se modela únicamente para fracturas inducidas y formaciones permeables.

En la Figura 25 se muestran, diferentes tipos de esfuerzos que existen en un pozo. Esfuerzos horizontales mínimos (S_h), también llamados esfuerzos de campo lejano, son inherentes al tipo particular de formación y no se pueden cambiar. Esfuerzos tangenciales efectivos (σ_θ) son las tensiones que actúan sobre el pozo, cerca de la periferia de la pared del pozo, creado por las operaciones de perforación.

³⁸ Arunesh Kumar, Sharath Savari, Donald L. Whitfill, and Dale E. Jamison, Wellbore Strengthening: The Less-Studied Properties of Lost-Circulation Materials. Society of Petroleum Engineers. SPE 133484. September 2010.

Figura 25: Esfuerzos en el Stress Cage.



Fuente: Modificado, COOK Cambridge

Estas fracturas recién creadas actúan comprimiendo el pozo, lo que genera un esfuerzo tangencial adicional, o celda de esfuerzos. El lodo cargado con WSM (materiales de wellbore strengthening) 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.

2.9.5. Materiales innovadores actuales de control de pérdidas de circulación en arenas muy depletadas.³⁹

CEMENTO DE MAGNESIA

Una nueva alternativa actual de píldora LCM ha sido diseñada para sellar intervalos temporales o indefinidamente en las operaciones críticas de perforación y cementación, ya que son muy difíciles de lograr con éxito.

Esta formulación se prepara con emulsión inversa, reticulado con magnesia, hasta 90% soluble, especialmente diseñado para ser utilizado en zonas depletadas, convirtiéndose en una alternativa de bajo costo y apropiada para sellar intervalos no productivos.

El cambio de fase de emulsión inversa forma el fluido viscoso y se mantiene estable hasta que no se añade un activador. Mediante la adición de un activador, ocurre un proceso gelificación estático para controlar las aperturas de la fractura y forma el cemento de magnesia. La viscosidad aparente de esta píldora se mantiene en el rango de 45 cp a 60 cp para evitar cualquier sedimentación de magnesia.

❖ Aplicación:

- A. Se puede utilizar cuando se observa pérdidas de circulación totales durante la perforación a través de la formación del yacimiento. Esta suspensión de peso ligero desarrolla resistencia a la compresión necesaria y tiempo de espesamiento ajustable para lograr un sellado exitoso.

³⁹ Suyan K. M. An Innovative Material for Severe Lost Circulation Control In Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers and The International Association of Drilling Contractors. SPE/IADC 125693. October 2009.

- B. La formulación diseñada (sin magnesita) se puede mantener en el sitio durante 8-10 días y mediante la adición de magnesita (activador), la píldora puede ser colocado para controlar la pérdida de lodo.
- C. El cemento magnesita ofrece una solución eficiente para la pérdida de circulación, así como sistema de diseño fácilmente modificado también puede ser utilizado para otras aplicaciones, tales como taponamiento temporal. Tapones potencialmente se pueden configurar y luego retirados más tarde por acidificación.
- D. El cemento de magnesita se puede utilizar para reforzar las proximidades del pozo, permitiendo potencialmente la perforación con un mínimo de problemas, sin dañar el pozo.

2.10. PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

Inicialmente es necesario entender qué tipo de operación se va a desarrollar durante la perforación, es decir si esta se va a llevar a cabo de manera convencional o no convencional como es el caso de la perforación bajo balance, la cual pertenece a este tipo de metodología.

Por lo tanto una perforación no convencional es aquella que no es común en la industria petrolera o que se ha utilizado para casos especiales como son: fluidos de aire, gas, espumoso, perforación de doble gradiente en aguas profundas, con tubería flexible, horizontal o multilateral, perforación bajo balance y solo por mencionar algunos⁴⁰.

⁴⁰ 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.

2.10.1. Historia de la perforación bajo balance⁴¹.

La perforación bajo balance ha sido una técnica que se ha desarrollado en la industria del petróleo desde el comienzo de la exploración y la explotación de los hidrocarburos.

Inicialmente se perforaban los pozos con un equipo de perforación por percusión utilizado en china, posteriormente entre los años de 1859 y 1895 todos los pozos fueron perforados bajo balance, por lo tanto debido a la introducción de la tecnología de la perforación rotatoria en 1895 , la cual requirió de un fluido de circulación que para el principio fue agua y, luego más adelante los sistemas de lodos aparecieron en 1920 y la perforación continuo realizándose en condiciones de sobre balance y en 1928 se utilizaron BOP, esto se hacía para aumentar la seguridad y la limpieza del hueco.

Entonces en 1980 se perforaron los primeros pozos de alta presión con la técnica de bajo balance en el Austin chalk, estas operaciones, dieron lugar a la perforación bajo balance moderna que se volvió a retomar en 1990 en canada.

Desde 1997 justo después de la realización de la tercera conferencia internacional de perforación bajo balance, se inició una mejor cooperación entre los operadores internacionales. Los primeros comités fueron desarrollados como resultado de que la solicitud de Shell y mobil de obtener mayor información y cooperación para asegurarse de que los pozos costa fuera podrían ser perforados bajo balance de una forma segura.

En 1998 la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) tomo el liderazgo de seguridad en perforación bajo balance y se formó el comité de UBD de la IADC para aumentar la seguridad de las operaciones de perforación bajo balance.

⁴¹ Gonzales I. Miguel angel, perforación bajo balance caso práctico, universidad nacional autónoma de mexico,2009.

Este comité desarrollo la matriz de clasificación de pozos perforados bajo balance y hoy continua desarrollando métodos y procedimientos más seguros y eficientes para operaciones de perforación bajo balance.

2.10.2. Definición de la perforación bajo balance.

La perforación bajo balance o UBD, (por sus siglas en inglés Underbalanced drilling), es una técnica en la cual la presión ejercida sobre la formación durante la perforación es menor a la presión de poro de dicha formación, lo cual podemos observar matemáticamente en la ecuación.

$$P_p > P_{BHP} = P_{lodo} + P_{fricción} + P_{choke}$$

Otra definición de perforación bajo balance es la planteada por el comité de operaciones bajo balance de la IADC, la cual la definen como “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 natural, el resultado puede ser un influjo de los fluidos de la formación, los cuales deben ser circulados desde el pozo y controlados en superficie”⁴².

En palabras más sencillas la presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación, o puede ser inducida por medio de técnicas tales como la inyección de aire, gas natural o Nitrógeno dentro de la fase líquida del fluido de perforación, con el objetivo de alcanzar la condición

⁴² Råen, J., Managing Pressure during Underbalanced Drilling, in Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology. 2012.

bajo balance y dado que en este tipo de perforación puede existir influjo de fluidos de la formación, una operación de perforación underbalance, requiere equipos en superficie y fondo adicionales, y procedimientos específicos a los desarrollados en operaciones convencionales con el fin de controlar el influjo de fluidos y las presiones.

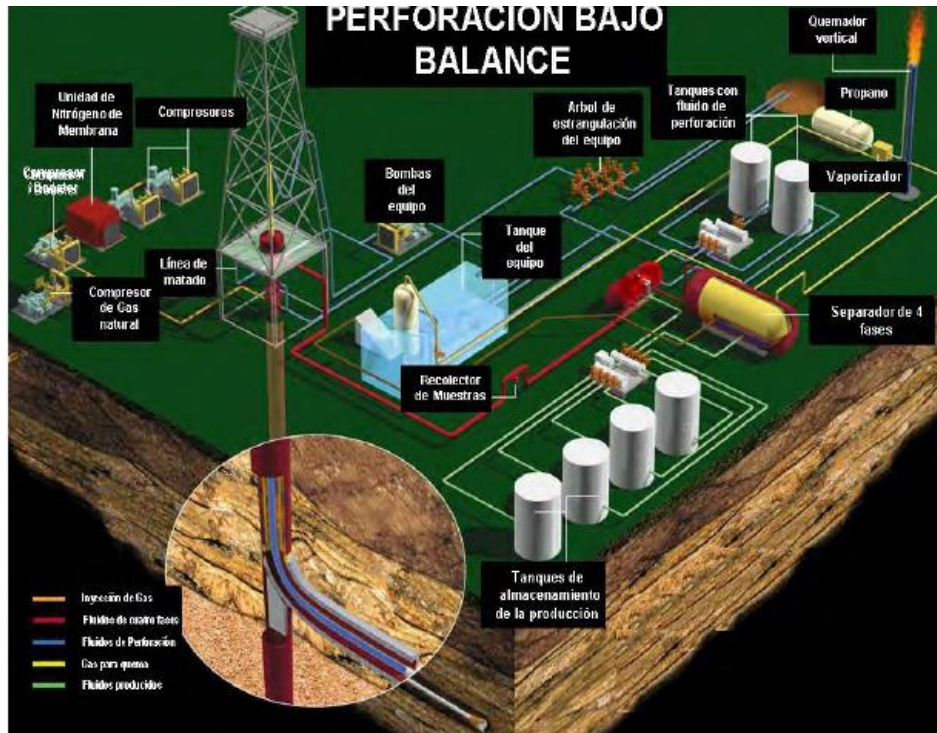
En las operaciones de perforación bajo balance, la presión ejercida por el fluido de perforación en la cara de la formación es intencionalmente diseñada para ser menor que la presión de poro en la sección de agujero abierto. Dependiendo de la presión efectiva ejercida sobre la formación, la condición bajo balance, puede o no permitir el flujo continuo de fluidos desde la formación al agujero.⁴³

De igual manera esta es una técnica que además de ser usada para controlar las pérdidas de circulación en yacimientos depletados, permite reducir el daño a la formación, evita pegadas diferenciales, así como también puede ser usada para aumentar la vida útil de la broca y la producción temprana de hidrocarburos entre otros beneficios que se mencionaran más adelante. Pero en fin, la perforación bajo balance se hace para reducir el costo total de Perforar un pozo y hacer producir un reservorio. Si este costo viene a ser mayor que con la perforación convencional, es de beneficio limitado.

Con la utilización del equipo adecuado, ciertos pozos pueden ser perforados bajo balance, y así proporcionarán las ventajas de costos reducidos de perforación y producción mejorada. Es imperativo que todo el equipo de seguridad funcione perfectamente y que todo el personal tome las debidas precauciones lo que es cierto para todas las operaciones de perforación, pues las patadas de pozo (kicks) son más severas y peligrosas.

⁷ Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Derechos reservados. Weatherford. 2005. Pág. 6.

Figura 26: Esquema de la instalación superficial para una perforación bajo balance



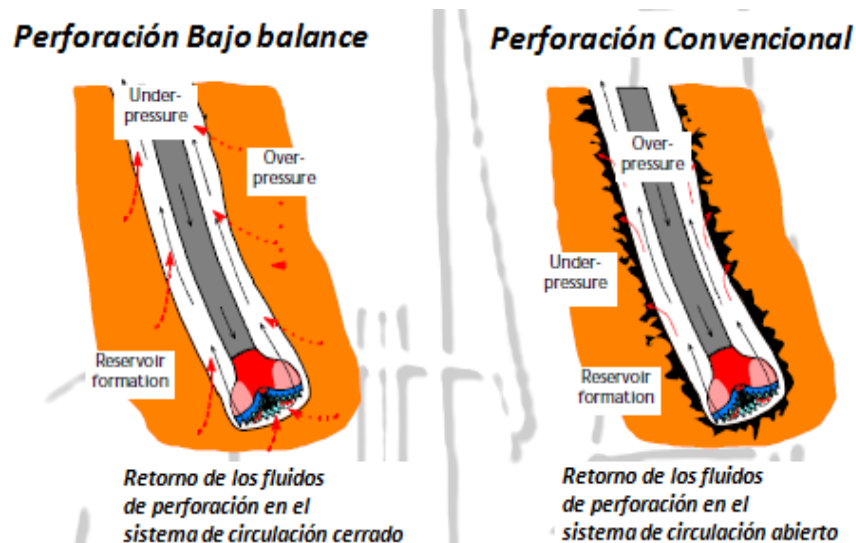
Fuente: Gonzales I. Miguel Ángel, perforación bajo balance caso práctico, universidad nacional autónoma de México, 2009.

2.10.3. Diferencias entre la perforación bajo balance y la perforación sobre balance.

Comparar las técnicas de perforación sobre balance y bajo balance nos permite establecer las principales diferencias entre ellas, por lo tanto la principal diferencia de la perforación bajo balance y la de sobre balance o también referida como convencional, es que en la primera el control primario del pozo no solo se apoya principalmente en la presión de la columna hidrostática dentro del pozo, sino en el equipo superficial, donde la presión es registrada y controlada más fácilmente.

Al comparar la perforación bajo balance con la perforación convencional pronto se hace evidente que una afluencia de fluidos de la formación debe ser controlada para evitar problemas de control de pozo. En la perforación bajo balance, los fluidos del pozo se devuelven a un sistema cerrado en la superficie para controlar el pozo. Con el pozo fluyendo, el sistema BOP se mantiene cerrado durante la perforación, mientras que en comparación con los fluidos de perforación convencionales son devueltos a un sistema abierto con el pozo abierto a la superficie.

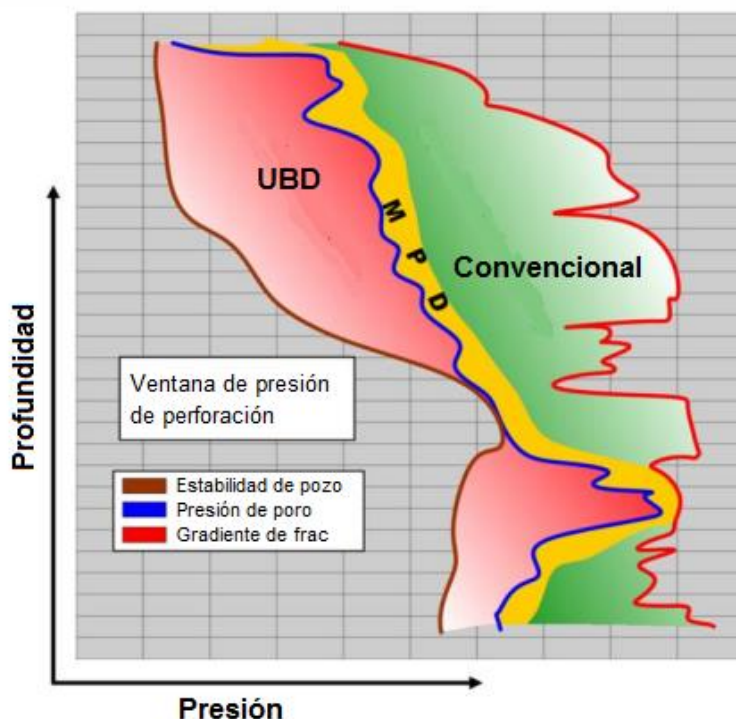
Figura 27: Comparación perforación bajo balance y perforación convencional



Fuente: Gonzales I. Miguel Ángel, perforación bajo balance caso práctico, universidad nacional autónoma de México, 2009.

Desde otro punto de vista, a manera de comparación podemos encontrar en la figura las diferencias existentes entre la perforación bajo balance y la perforación sobre balance, detallando que la región UBD se encuentra entre la presión de colapso siendo mayor a esta y menor a la presión de poro.

Figura 28: Áreas de operaciones de la perforación bajo balance y convencional



Fuente: Tomada y modificada de “Manging Pressure During Underbalanced Drilling”, Jostein Råen, mayo 2012.

2.10.4. ¿Por qué la perforación bajo balance?

La perforación de pozos se realiza por lo general en ambientes adversos que requieren de mucho esfuerzo para obtener los hidrocarburos de zonas depletadas⁴⁴. Es aquí donde se ve reflejado el aporte de la perforación Underbalanced, minimizando los problemas comunes de una perforación convencional, lo cual proporciona ventajas significantes y beneficios económicos.

⁴⁴ Sepulveda A. Omar Leonardo, evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el campo colorado, universidad industrial de Santander. 2010

Dentro de las ventajas de la perforación bajo balance podemos encontrar la disminución de los costos de la perforación y la eliminación de problemas presentes en una perforación convencional.

2.10.5. Factores que afectan la rentabilidad económica de la perforación bajo balance

- **Incremento en la velocidad de perforación.**

La presión que se ejerce en la cara de formación es producto de la suma de las pérdidas de fricción en el anular y la columna hidrostática de lodo, al momento de utilizar la perforación de bajo balance se disminuye el peso de la columna hidrostática, esto se logra a través del uso de fluidos livianos o fluidos aireados (nitrogenado o gasificado), asimismo se incrementa de 2 a 5 veces la velocidad de penetración debido a que la presión diferencial entre la presión en la cara de la formación y la presión de poro disminuye y a su vez las pérdidas de fricción en el sistema disminuyen debido a que está en función de la densidad.

- **Incremento en la vida de la broca.**

Con la perforación bajo balance se elimina el confinamiento que se impone por la presión de la columna hidrostática sobre la roca disminuyendo el esfuerzo aparente de la roca, y por lo tanto se disminuye el trabajo que debe hacer la broca para perforar.

El incremento de la vida de la broca se debe a que el pozo se perfora más rápidamente y la remoción de cortes desde la broca es más eficiente, es decir se disminuye el Efecto de sujeción de cortes.

- **Reducción de Pérdidas de Circulación.**

Cuando ocurre el efecto de pérdidas de circulación resulta muy costoso cuando se usan sistemas de lodo especiales debido a que el fluido perdido debe ser reemplazado y el problema deben ser corregido, y como solución se adiciona un material de pérdida de circulación al lodo (LCM). Este tipo de dificultades se eliminan con la perforación bajo balance, utilizando fluidos livianos o aireados los cuales reducen la presión hidrostática haciéndola menor que la presión de formación evitando la invasión de fluidos a la formación.

- **Reducción en Tiempos de Limpieza y Prueba de Pozo.**

Luego de perforarse un pozo petrolero con perforación sobre balance o técnica convencional es común que los pozos sean estimulados con el objetivo de incrementar su productividad, utilizando procesos como la acidificación y el fracturamiento hidráulico, los cuales ayudan a mitigar y garantizar una adecuada producción en zonas donde se ha propiciado un daño a la formación y que poseen permeabilidades bajas.

Cuando el daño que sufre la formación es poco en la perforación de un pozo, podemos garantizar una disminución de los costos en los procesos de estimulación. Por tal motivo cuando se utiliza una cabeza hidrostática menor se evita la aparición del filtrado del lodo o torta de lodo sobre las paredes del pozo, así como también la invasión de lodo y sólidos dentro de la formación, lo que contribuye a mejorar la productividad del yacimiento y disminuye los problemas de perforación.

Al momento en el cual es perforado un pozo bajo balance se obtiene que, el pozo sobrepasará la productividad de uno que ha sido estimulado y por ejemplo se ha comprobado que, un pozo que se perfora en condición de bajo balance y luego

estimulado mediante un lavado con ácido, probó de manera concluyente que la estimulación con ácido no incrementa la productividad.

- **Producción Temprana.**

Cuando se perfora un pozo en la condición bajo balance, la producción de el pozo puede empezar una vez haya sido perforada la zona productora, esto puede ocurrir utilizando equipo en superficie con el cual se pueda recolectar el crudo y ha ocurrido que algunos pozos se pagan solos con su producción.

2.10.6. Eliminación de las limitaciones técnicas

- **Pega Diferencial.**

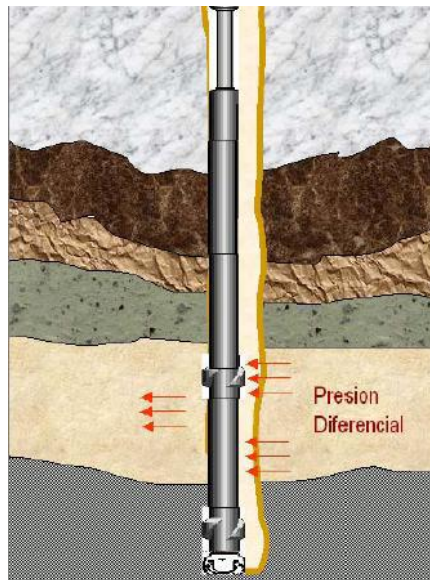
Durante la perforación convencional de un pozo ocurre la pega diferencial, cuando la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación es muy alta.

Esta diferencia genera una fuerza resultante que pega o empuja la tubería hacia las paredes del hueco, por lo tanto para que ocurra pega diferencial se requiere esencialmente de dos condiciones como lo son, que la formación tenga buena permeabilidad y que haya condiciones estáticas de la sarta de perforación.

Dado que se alcanza una condición de sobre balance, es decir se genera una presión positiva sobre la formación. Esta presión positiva provoca la generación de una torta de lodo sobre la pared de la cara del pozo, producto de los sólidos depositados cuando, desde el lodo de perforación fluye líquido hacia las zonas permeables de la formación.

En otras palabras, para que ocurra una pega diferencial la permeabilidad de la torta de lodo debe ser menor que la permeabilidad de la formación en la cual se ha formado, por lo tanto se crea un diferencial de presión entre la formación y la cara del pozo. Si la tubería se incrusta en la torta, la presión diferencial a través de la torta puede imponer una fuerza sobre la sarta empujándola sobre la pared de la cara del pozo. Esta fuerza se eleva a medida que aumenta el área de contacto es decir la longitud del intervalo permeable y el espesor de la torta

Figura 29 Pega diferencial



Fuente: Sistemas y Servicios de Pruebas bajo balance, Weatherford 2005

Cabe resalta que el espesor de la torta de lodo depende de factores tales como el volumen del líquido perdido hacia la formación y el contenido de sólidos en el lodo. Aunque se pueda reducir el espesor de la torta del lodo mediante el control de la composición del fluido y sus propiedades, ésta, siempre se generara cuando tengamos presente una formación permeable y una condición de sobre-balance como se había mencionado anteriormente.

En el caso de la perforación bajo balance no ocurre pega diferencia debido a que no existe la formación de una torta de lodo en la pared del pozo y asimismo no hay sobre presión para empujar la tubería contra la pared del mismo.

- **Incidentes de Control de Pozo.**

La perforación convencional de un pozo puede presentar dificultades como la pérdida de circulación a causa de los excesos en los pesos de los lodos utilizados, lo cual puede ser algo muy costoso para las empresas, pero de igual manera hay que tener en cuenta que estas pérdidas pueden ocasionar daños peores como los reventones, debido a la pérdida del control hidrostático sobre la presión de formación permitiendo el ingreso de fluidos en el pozo y creando así el amago.

En el caso de una perforación bajo balance, como se había mencionado anteriormente no ocurren pérdidas de circulación, pero si existe el ingreso de fluidos al pozo, lo cual es una situación ya esperada y que ha sido diseñada en este tipo de perforación, por tal motivo se dispone en superficie del equipo adecuado para controlar estos eventos.

- **Reducción del daño de formación.**

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad provocada por la invasión de fluidos y solidos del lodo durante la etapa de perforación afectando directamente la productividad.

El daño a la formación puede ocurrir por varias razones tales como la formación de escamas o emulsiones por la interacción entre el filtrado del lodo con los fluidos del yacimiento o partículas de arcilla en la formación, la absorción de aditivos del lodo de perforación generando reducción en la permeabilidad o alteración de la

mojabilidad del yacimiento y por último la Migración de finos hacia la formación particularmente en condiciones de alto grado de sobre balance.

Con respecto a lo anterior en donde se evidencia claramente que el daño es provocado por la invasión de fluidos o solidos hacia la formación. En una perforación bajo balance se elimina la fuerza fisca que induce a dicha invasión, lo cual puede verse reflejado en una disminución del daño. Pero, no quiere decir que se elimine el daño por completo debido a que en algunas circunstancias, diferencias químicas entre el lodo de perforación y los fluidos del yacimiento pueden causar que el filtrado entre en la formación, aún en contra del gradiente de presión y esto es lo que se conoce con el nombre de imbibición espontánea.

Por esta razón el fluido de perforación seleccionado para una operación Underbalanced, debe ser compatible con la formación productora, de esta manera se reduce el impacto sobre el daño de formación.

- **Evaluación Temprana del Yacimiento**

Durante la perforación bajo balance cuando se perfora la zona productora, resulta un influjo de fluidos desde la formación hacia el pozo y por lo tanto se puede monitorear cambios en las condiciones de flujo en superficie tales como aumento en los niveles de tanques, o llama en el quemador de gas o cambios en la presión de flujo. De la misma manera estos pueden ser separados y medidos con precisión y realizar en ellos análisis químicos y físicos. El uso de herramientas de registro de condiciones de fondo combinado con los análisis en superficie permite realizar una caracterización temprana de las condiciones del yacimiento.

- **Reducción de los Efectos Ambientales.**

Como se había mencionado anteriormente en la técnica bajo balance se utilizan para perforar fluidos secos o gaseosos, entonces no hay fluidos de perforación potencialmente perjudiciales que tengan que ser dispuestos después de que la perforación es terminada. Los químicos utilizados en la técnica de perforación con Niebla y Espuma son surfactantes biodegradables que no generan efectos significativos al medio ambiente.

2.10.7. Limitaciones y problemas durante la perforación bajo balance⁴⁵.

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 diseño.

- **Inestabilidad del Agujero.**

La inestabilidad del agujero cuando se perfora bajo condiciones de Underbalanced aumenta debido a que si incrementa el grado de Underbalanced, la fuerza de soporte para las paredes del agujero disminuye. El colapso del agujero como resultado del esfuerzo de la roca, es uno de los aspectos a considerar.

En otras palabras existe 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 derrumbe. Los problemas de inestabilidad de pozo también pueden ser provocados 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.

⁴⁵ Joseph U. Messenger . lost circulation. Copyright by pennwell publishing company, Tulsa – Oklahoma, 1985

La inestabilidad de agujero se puede clasificar en dos categorías como lo es la Inestabilidad mecánica e inestabilidad química.

La inestabilidad mecánica se presenta cuando la densidad del fluido no es suficiente para evitar la caída o derrumbe de las paredes de la formación. Esfuerzos tectónicos inducidos o condiciones físicas como la inconsolidación contribuyen también a este tipo de inestabilidad. El otro aspecto es la estabilidad química que es el resultado de la interacción entre el fluido de perforación y la formación como se ve en formaciones de lutitas y arcillas. Ambos aspectos pueden tener serias implicaciones en la perforación. La inestabilidad del agujero tanto por causas mecánicas como por químicas, puede resultar en un atrapamiento de la sarta.

Por lo tanto es importante recalcar que en este tipo de perforación es necesario determinar la máxima caída de presión y el respectivo análisis químico de compatibilidades entre fluidos.

- **Explosiones en Fondo.**

Este tipo de situaciones no es común tenerlas pero pueden presentarse cuando se perfora con aire y puede ocasionar daños tan grandes como la destrucción de la broca o partes de la tubería. Este tipo de eventos ocurre cuando la composición de la mezcla de hidrocarburo y aire se encuentran en el rango de explosividad y debe haber una fuente de ignición como por ejemplo un anillo de lodo o una chispa.

Los anillos de lodo pueden llegar a sellar el anular de tal manera que se genera un incremento de presión de la mezcla aire-hidrocarburo, hasta que ocurre una ignición espontánea como ocurre en un motor Diesel. Las chispas pueden también ser generadas por la fricción de la sarta con minerales duros en la cara de la

formación. Este tipo de eventos puede ser controlado usando fluidos de perforación no inflamables.

- **Vibraciones de la Sarta y Ensamble de Fondo.**

Las vibraciones de la sarta y ensamble de fondo se convierten en un problema cuando se perfora bajo balance, a causa de que en este tipo de perforación hay menos cantidad de líquido en el pozo que amortigüen estas vibraciones. Provocando entonces el desgaste de las herramientas.

- **Equipo de Perforación Direccional.**

Debido a que en la perforación bajo balance se utilizan fluidos aireados y existen muchos Pozos que requieren un control direccional y de desviación. Se convierte en un problema porque no se pueden utilizar herramientas de telemetría por pulso de lodo MWD (Medición Mientras se Perfora), debido a que los pulsos de presión generados para transmitir la señal no se propagan adecuadamente hasta la superficie en fluidos compresibles.

Cuando los motores de fondo convencionales son usados con fluidos airados su vida útil y su desempeño se ven afectados. La energía almacenada en un fluido compresible puede por ejemplo sobre-acelerar el motor dañando el rotor. Motores de fondo especialmente diseñados para ser usados con fluidos compresibles ya han sido desarrollados.

2.10.8. Algunos fluidos de perforación bajo balance.

Los fluidos que se utilizan para operaciones de perforación bajo balance tienen tres funciones básicas, al igual que en la perforación sobre balance y es la limpieza del agujero, transporte de sólidos, líquidos y gases,⁴⁶ lubricación de la barrena y de la sarta de perforación, refrigeración de la broca y como ya sabemos la diferencia radica es en se está trabajando con una presión menor a la de la formación como se había mencionado anteriormente⁴⁷. Dentro de los fluidos para perforar bajo balance podemos encontrar el aire, el gas natural, las espumas, nieblas, nitrógeno pero dentro de los más destacados encontramos:

- **Perforación con gas y aire**

Desde su introducción, la perforación con gas se ha empleado para incrementar la rata de perforación en formaciones de rocas duras. Con la introducción del martillo de aire, es ahora posible perforar un hueco vertical en roca dura en una formación con tendencia a la desviación usando una sarta pendular sencilla, equipada con un martillo y baja rotación.

La sarta de perforación para perforar con gas es muy parecida a la de perforar con lodo. Sin embargo, la tubería de perforación debe ser lo suficientemente fuerte para resistir el peso y los choques que normalmente soportaría y absorbería el lodo de perforación. De la misma manera, el lodo seco en el interior de la tubería puede soltarse y taponar la broca o el martillo, además la tubería puede presentar fugas cuando vuelva a ser utilizada con lodo.

Las brocas de perforación con aire se asemejan a las de perforación con lodo, y tienen un orificio abierto para minimizar la caída de presión en la broca.

⁴⁶ William c. Lyons .Air and gas drilling manual, copyright by gulf publishing company, Houston – texas, 1984.

⁴⁷ Barriguete peralta Alejandro, chico rodríguez Ricardo. Un siglo de la perforación en México. 2000

- **Perforación con espuma y niebla.**

Mientras que la niebla tiene partículas de líquido suspendidas en una fase continua de gas, la espuma es un fluido de dos fases una fase son burbujas de gas suspendidas en una fase líquida. La calidad de la espuma es un término que describe la proporción de gas respecto al fluido. La fase líquida de una espuma contiene un surfactante, un detergente espumante, que ayuda a mantener unido el fluido y evita que la fase gaseosa se separe del sistema de fluido.

La espuma se usa en general porque no se altera por los influjos de fluido de la formación y porque tiene unas excelentes características para levantar los cortes y limpiar el hueco.

2.10.9. Factores Económicos.

Una perforación bajo balance es mucha más costosa en comparación a una perforación convencional debido a los equipos adicionales que se utilizan. Además existen otros factores que influyen en la viabilidad económica de un proyecto bajo balance tales como la presencia de zonas con grandes influjos de agua, altas velocidades de penetración o alta productividad lograda con perforación convencional y la logística del área⁴⁸.

2.10.9.1. Costos.

Los costos de perforación bajo balance varían mucho con el yacimiento encontrado y la sofisticación necesaria en la adquisición de separación de

⁴⁸ Introduction to Underbalanced Drilling. Leading Edge Advantage. Old Stoneywood Church Bankhead Road Bucksburn. Aberdeen AB21 9HQ

superficie y datos de sistema. Los fluidos del yacimiento dictan el equipo de separación requerida y la presión del yacimiento dictan las necesidades de equipo de control de presión, así como los requisitos de elevación de gas.

La comparación de una serie de operaciones en Europa, Canadá y Medio Oriente, ahora podemos ofrecer una cifra parque de pelota del 10% del coste, así es el costo adicional requerido para la perforación bajo balance. Si su pozo es caro debido a la geometría del yacimiento complejo, es probable que el equipo de perforación bajo balance también tendrá que ser adaptado a los sistemas de perforación complejas requeridas. Si se requiere una sencilla pozo vertical en un yacimiento homogéneo entonces los costos de UBD pueden ser bajos.

Si un desarrollo de múltiples pocillos puede ser perforado con éxito bajo balance de la reducción en el recuento bien podría ser tan alta como 25% como resultado del aumento de la productividad. Este beneficio supera los obstáculos y costos de perforación bajo balance significativamente.

2.10.10. Futuro de la perforación bajo balance.

El futuro de la perforación bajo balance tendrá un aumento significativo en la automatización y la consiguiente reducción de los equipos requeridos. El uso frecuente de perforación bajo balance en los yacimientos depletados para evitar o al menos aumentar la estrecha ventana de presión, entre la presión de poro /fractura.

Actualmente hay sistemas y métodos en la mesa de trabajo, para el uso de la perforación bajo balance en las plataformas flotantes y con los desarrollos submarinos (off shore), pero una inversión de 2 a 3 millones de dólares serán

necesarios para desarrollar un sistema de trabajo para la perforación bajo balance de las plataformas flotantes⁴⁹.

El modelado de flujo multifásico en el anular y la predicción de los transportes limpieza del pozo y recortes mejorará aún más las operaciones UBD.

Por lo tanto queda decir que, un proyecto de perforación underbalance es justificable en la medida que disminuya los costos finales de perforación y los costos de estimulación, con un incremento en la productividad.

2.11. PERFORACIÓN EXITOSA EN ARENAS MUY DEPLETADAS.

Si mencionamos el desarrollo de la perforación convencional en comparación con zonas depletadas, normalmente implica menos riesgo ya que se conocen muchos parámetros de perforación; sin embargo, en campos maduros que operan bajo mecanismos de depleción, esto no es siempre el caso⁵⁰. Se sabe que las presiones del yacimiento en arenas depletadas es el principal causante al presentarse problemas graves de perforación y aumentos de costos de operación y mantenimiento, además como anteriormente mencionado tener en cuenta, algunos problemas que pueden ocurrir como pegas diferencial de tubería de perforación, tubería de revestimiento, y herramientas de registro, resultado de la acumulación de lodo y pérdida excesiva de filtrado; mientras tanto juntas adicionales de revestimiento también pueden ser necesarios para cubrir estas arenas, en últimas conectar con eficacia los intervalos depletados es la clave para prevenir la mayoría de estos problemas.

2.11.1. Diseño y planeación de pozo

⁴⁹ Ibid.

⁵⁰ NEWHOUSE C. Successfully Drilling Severely Depleted Sands. Society Petroleum engineer. SPE/IADC 21913. Amsterdam. 11-14 March 1991

Como en cualquier pozo, el primer paso en el diseño debe ser investigar a fondo la perspectiva que se tiene del campo, por decir, cuando arenas gravemente depletadas están presentes, esto puede ser el paso más importante debido a que la investigación de la geología y/o geomecánica del yacimiento, y bloques de producción que permiten validar las presiones de la formación es imprescindible. Datos de presión de fondo, de producción, curvas de declinación, y cualquier otros datos pertinentes deben ser investigados a fondo en todos los pozos cercanos (pozos offset), además una revisión de la composiciones del crudo en los intervalos producidos también puede resultar beneficioso para localizar las fallas o barreras de permeabilidad no detectadas previamente.

En pozo también debe entenderse, que la perforación de un hueco muy desviado a través de arenas depletadas puede no ser práctico. El geólogo debe ser consciente del riesgo mecánico relacionado y las alternativas que están disponibles, por lo tanto, mantener ángulos mínimos en el agujero debería ser la máxima prioridad.

Una vez que los datos de presión han sido validado y la predicción de la presión de poro completada, se deben calcular las presiones diferenciales esperados a través del yacimiento depletado. El diseño inicial de revestimiento (casing) ahora puede formularse sobre la base de lo que ha sido los puntos de revestimiento más eficaces y económicos para el campo en el pasado. La correlación de estos puntos ideales (casing points) de revestimiento y la ubicación de las arenas depletadas entonces dará una idea de lo que se da, en cada sección y/o intervalos del pozo.

2.11.2. Requerimientos para un fluido de perforación efectivo.

Conectar eficazmente las arenas depletadas será probablemente el requisito más importante del fluido de perforación para evitar la adherencia diferencial o pega diferencial y de igual importancia mantener el control de filtración y la formación delgada una torta de filtro compresible.

En condiciones dinámicas, los investigadores han encontrado que la penetración inicial de las partículas dentro de la formación influye mucho en las características de la torta del filtro resultante. Asimismo, durante el filtro dinámico del crecimiento de la torta, el esfuerzo cortante evitará penetración de las partículas, a menos que las partículas sean mucho más pequeñas que el espacio de poro disponible. Los productos especializados se pueden utilizar como carácter preventivo para promover el taponamiento y la formación de un filtro compresible.

La floculación adecuada también debe estar presente para mantener los sólidos en una red y disminuir la permeabilidad de la torta de filtro, en presencia de altos pesos de lodo y temperatura, además que el mantenimiento de las propiedades reológicas deseadas sería crítico. Las pruebas piloto para la estabilidad térmica que contiene la máxima concentración de sólidos esperados asegurarán que el lodo siga siendo fluido en condiciones de fondo de pozo.

2.11.3. Selección del fluido de perforación y diseño del sistema.

La consideración primordial en la selección del fluido de perforación debe ser escoger un sistema que ha sido probado en la zona. Sistemas experimentales o extremadamente complicados deben ser evitados; aún más cuando las arenas depletadas probablemente presentará la más grave amenaza de adherencia, por lo que el lodo que se seleccione debe ser capaz de controlar otros problemas potenciales, tales como la inhibición de shales. Ahora, si aparecen problemas en el pozo, será mucho más fácil de resolver o eliminar si son conocidas las posibles

causas de origen. Sin embargo, llegara el caso que no exista sistemas que han demostrado ser totalmente eficaz, por lo tanto elegir el que se sienta más cómodo, es decir, un sistema que todo el mundo está completamente familiarizado proporcionará soluciones más rápida a los problemas que en aquellos en los que se sabe poco.

La selección del sistema también debe basarse en la profundidad y ubicación del pozo, es por eso que muchos operadores eligen sistemas a base de aceite para perforar arenas depletadas, particularmente en pozos profundos, estas proporcionan menores tasas de filtración, una ventana de lodo más delgada y más alta a estabilidades térmicas; sin embargo, todavía puede ser necesarios el uso de productos especiales.

Como es de conocimiento que lodos a base de aceite puede ser una alternativa viable y mucho más efectiva, pero es sustancialmente más caro. Es así que preocupaciones y posibles responsabilidades ambientales también pueden hacer de su uso prohibitivo. Lo que al respecto conviene decir que, productos de especialidad en sistemas basados en agua pueden ser tan exitosos y más económicos.

2.11.4. Selección de productos especiales para sistemas de lodos.

Hay dos tipos de productos especiales que han demostrado ser eficaces en la prevención de atascamiento diferencial durante la perforación de yacimientos depletados y son, Gilsonite y fibras de celulosa (*cellulose fibers*). En condiciones severas, uno o ambos productos se pueden mantener en el sistema de lodo, aunque ambos productos mejoran la eficiencia de taponamiento de los fluidos de perforación, y a su vez funcionan de una manera diferente.

2.11.5. Prácticas de perforación exitosa

La práctica más importante que se utiliza debe ser la paciencia, pues comportamientos del yacimiento de este tipo a veces no son los que figuran en los registros, por consecuencia, se ve involucrado más viajes, por lo que se requerirá tiempo y dinero. Ahora, es por eso que antes de la perforación del pozo, es importante que los procedimientos y prácticas que se utilizarán sean discutidos con todo el personal de perforación involucrados. Además de realizar reuniones con las cuadrillas de perforación durante la perforación del pozo para asegurarse de que conocen las condiciones actuales y la importancia del movimiento de la tubería constante. Un conjunto completo de mapas estructurales, secciones transversales y compensado la correlación exacta de diferentes registros deben estar disponibles y una comunicación con el geólogo establecido es crucial para tener una buena práctica.

Antes de perforar en el intervalo depletado, una muestra de lodo debe ser enviada al laboratorio para su análisis y pruebas piloto de pérdidas de circulación, estabilidad térmica, y las características de taponamiento del lodo debe ser excelente. Ahora, una vez encontrarse con las arenas depletadas, se debe perforar en intervalos de 5 a 10 pies, además que la tubería debe entonces ser introducida después de unos pocos minutos para permitir la formación de una buena ventana de lodo. Los barridos del fluido de perforación se deben mezclar y tener listo para bombear ya sea durante la perforación de la arena o una vez que ha sido penetrado, sin embargo, barridos de lodos periódicos también deben utilizarse para garantizar las arenas permanezcan en control.

3. GRADIENTE DE FRACTURA.

Un requisito clave para la perforación exitosa es la selección de un peso del lodo, que proporcione presión suficiente para evitar el influjo de fluidos en los poros de la roca productora de la formación, mientras que al mismo tiempo no superior a la resistencia de la fractura de las formaciones expuestas en hueco abierto. La predicción correcta de cómo la presión de poro y la resistencia a la fractura varía a través de los intervalos que se perforarán es fundamental para el diseño de un programa de revestimiento apropiado.

En muchos casos, perfiles de gradiente de fractura estarán bien definidos a partir de experiencias de perforación pozos offset. Sin embargo, en los casos donde los programas de revestimiento se modifican, resultado de la depleción de la presión, se requieren métodos de predicción para extrapolar las mediciones anteriores e inferencias del gradiente de fractura.

El conocimiento convencional sobre gradientes de fractura sugiere que el declinamiento de la presión puede reducir significativamente la resistencia a la fractura y aumentar seriamente la dificultad al momento de la perforación. Sin embargo, una teoría alternativa sobre gradientes de fractura, junto con la creciente evidencia de su aplicabilidad, indica que las arenas no son en general la causa de pérdidas asociadas con las fracturas inducidas⁵¹. A pesar que las arenas suelen estar expuestas a bajas magnitudes de esfuerzos in situ en comparación que las capas de shales adyacentes, nace el hecho que el esquisto o shales tenga más probabilidad de albergar una fractura inducida responsable de las pérdidas de lodo a gran escala. En general, las formaciones de esquisto y/o shales tiene una relación de Poisson mayor que las arenas, además, el grado de declinamiento de la presión será menor intra-yacimiento que en las capas de arenas.

⁵¹ M.W. Alberty and M. R. McLean, BP. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. 27 February–1 March 2001.SPE/IADC 67740

3.1. DEFINICIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA⁵²

El gradiente de fractura es el gradiente de presión a la que se desarrolla una fractura en la pared del pozo, lo que lleva a pérdidas no controladas de lodo, por lo que este gradiente es abierto a la interpretación. En muchos casos, cuando se ha iniciado pérdidas severas, se requiere una reducción notable de la ECD (densidad de circulación equivalente) para evitar más pérdidas. Aquí, se supone que el gradiente de fractura es la densidad del lodo equivalente a la que se inicia grandes pérdidas.

La evaluación del gradiente de fractura requiere la consideración de si una fractura iniciará en el pozo y si se va a propagar lejos en la formación. Las presiones a las que una fractura inicia y que posteriormente se propaga generalmente son desiguales. Para diferenciar entre las dos, se conocen como gradiente de iniciación de la fractura, gf_i y el gradiente de propagación de la fractura, gf_{pr} .

3.1.1. Gradiente de iniciación de fractura

El gradiente de iniciación de fractura, gf_i es el punto en el que pequeñas fracturas inician en la zona cercana al pozo. Para iniciar una fractura, el esfuerzo mínimo principal de la matriz de la roca en la pared del pozo (suponiendo compresión positiva) debe ser superior a los esfuerzos y resistencia (strength) de la formación.

3.1.2. Gradiente de propagación de fractura.

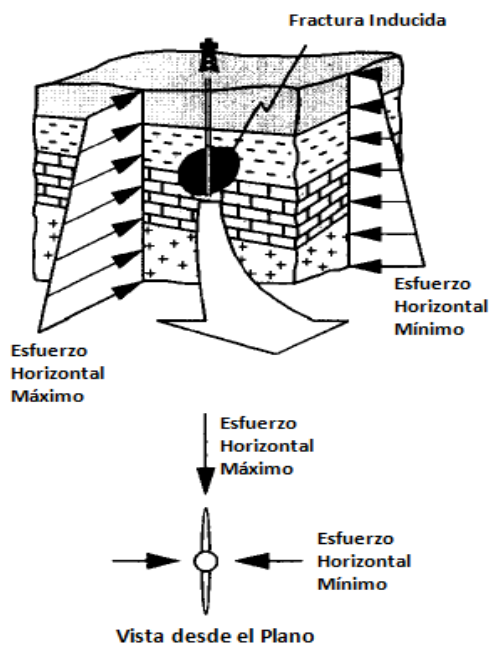
El gradiente de propagación de fractura, gf_{pr} es el punto en el que si se excede el gradiente de iniciación de fractura, fracturas grandes aparecerán y se propagarán

⁵² FRENCH, MCLEAN. Development Drilling Problems in High-Pressure Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE-22385-PA. agosto 1993.

en la formación, en el supuesto caso que una fractura ya se haya iniciado en la pared del pozo. Durante la propagación, la fractura se toma el camino de la menor resistencia, definida por un plano de fractura normal al esfuerzo mínimo principal in-situ. Por lo tanto, para abrir y propagar la fractura, la presión dentro de ella debe exceder el esfuerzo principal mínimo in-situ.

Por ejemplo, la Figura 30 muestra una fractura que se propaga desde un pozo vertical para el caso cuando los tres esfuerzos principales son desiguales y el esfuerzo mínimo principal se encuentra en el plano horizontal.

Figura 30: Propagación de fractura vista desde un plano horizontal



Fuente: French, 1993.

De la teoría de fracturación hidráulico, se puede demostrar que las presiones de fluido en la punta de la fractura deben exceder el esfuerzo principal mínimo, ya sea por una pequeña cantidad de presión para propagar la fractura⁵³.

En la práctica, el exceso de presión (presión en pozo menor al esfuerzo mínimo principal in-situ) puede ser unos pocos cientos psi para propagar la fractura. Suponemos que la presión en pozo sólo tiene que ser igual al esfuerzo mínimo principal (se supone ser horizontal) para propagar una fractura más allá de la región vecina al pozo. Estos corresponde a:

$$g_{fpr} = g_{hmin} \quad (3.1)$$

Dónde:

g_{fpr} = Gradiente de propagación de fractura

g_{hmin} = Gradiente de esfuerzo mínimo.

Por lo tanto, a diferencia del gradiente de iniciación de fractura g_{fi} , el gradiente de propagación de fractura, g_{fpr} es independiente a la orientación del agujero o hueco del pozo.

3.2. RÉGIMEN DE GRADIENTES DE PRESIÓN EN POZO (VENTANA DE DENSIDAD DEL LODO)

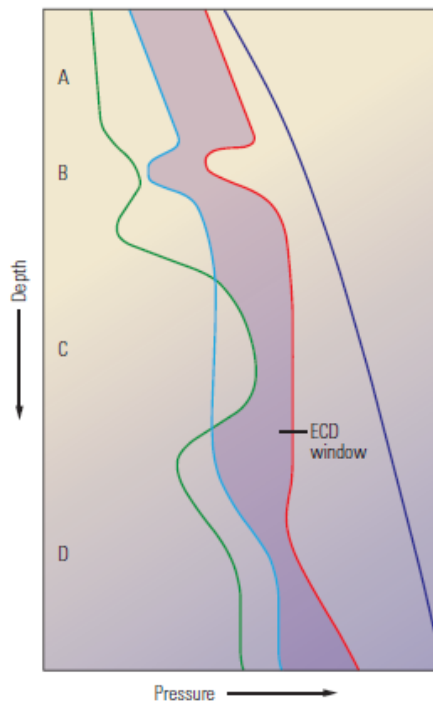
Para la perforación segura, el peso o densidad del lodo de un pozo debe estar entre la presión de poro y la presión de fracturación.

⁵³ Morita, N., Whitfill, D.L., and Whal, H.A.: "Stress-Intensity Factor and Fracture Cross-Sectional Shape Predictions from a 3D Model for Hydraulically Induced Fractures, Society of Petroleum Engineers. SPE-14262-PA. Octubre 1988.

Esta diferencia entre la presión de poro inferior y la presión de fracturamiento cota superior se denomina la "ventana de densidad del lodo".

Entre más amplia la ventana de peso del lodo, más seguro y más fácil será la perforación. De acuerdo a múltiples operaciones contemporáneas como la perforación en zonas depletadas, desvió en la perforación y la perforación de pozos tectónicamente activos, se detectó e informó sobre todo tener ventanas de densidad del lodo estrecha.

Figura 31 Régimen de presiones para un pozo



Presión overburden ———

Gradiente de fractura ———

Presión de poro ———

Presión de colapso ———

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

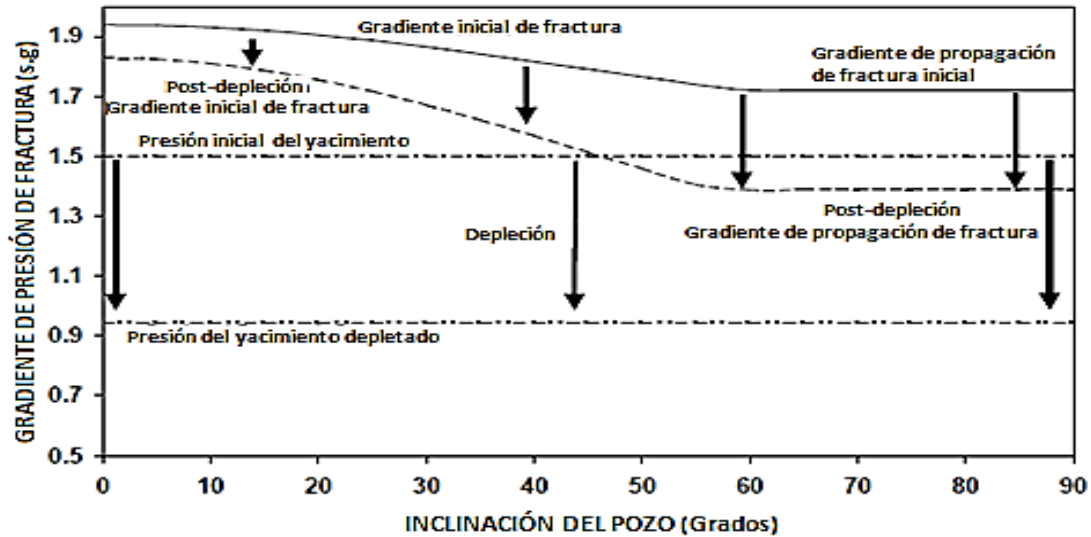
Es por eso que para algunas situaciones, las densidades circulantes equivalentes (ECD) más allá de la presión de fracturación del pozo pueden conducir a excesiva pérdida de circulación.

3.3. VARIACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA CON LA DEPLECIÓN TENIENDO EN CUENTA EL ÁNGULO DEL POZO

El gradiente de iniciación de la fractura disminuye con el aumento de la inclinación del pozo en una zona donde el esfuerzo mayor es el esfuerzo vertical. Además este gradiente de iniciación de fractura también variará con el azimut, en un área de esfuerzos horizontales desiguales⁵⁴. Sin embargo, el gradiente de propagación de la fractura permanece relativamente constante, independientemente de la inclinación del pozo, y es aproximadamente igual, pero mayor, que el esfuerzo mínimo horizontal que actúa en el campo. Ahora, el gradiente de fractura en un pozo dañado o uno que contenga una fractura natural es probable que sea igual al gradiente propagación de la fractura, es por eso que es importante conocer los esfuerzos iniciales del yacimiento y la velocidad a la que los esfuerzos disminuyen a medida que disminuye la presión de formación, con el fin de estimar el gradiente de fractura en cualquier momento durante la vida de un campo depletado.

⁵⁴ Addis, Cauley, Kuyken. Brent In-Fill Drilling Programme: Lost Circulation Associated With Drilling Depleted Reservoirs. SPE/IADC 6774. March 2001

Figura 32: Disminución del gradiente de presión de fractura con la depleción



Fuente: Addis, 2001.

El rango al que el esfuerzo mínimo disminuye durante la depleción (respuesta esfuerzo-depleción) normalmente oscila entre 0,4 y 1.0, aunque algunas mediciones de campo exceden la unidad. En consecuencia, se espera que la presión de propagación de la fractura o el gradiente de fractura efectiva en pozos de alto ángulo disminuya entre un 40% y el 100% debido a la depleción del yacimiento.

3.4. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

En particular muchos de los geólogos e ingenieros de petróleos entienden que el gradiente de presión de fractura es uno de los temas más importantes para considerar al momento de diseñar o perforar un pozo.

Este planteamiento importante del gradiente de presión de fractura proviene de los resultados de muchas pérdidas económicas que la industria petrolera ha tenido en relación con los problemas relacionados de circulación.

Es bien conocido que una correcta predicción del gradiente de fractura minimiza los problemas de perforación. Sin embargo los métodos usados por la industria a fin de realizar esta tarea son generalmente basados en ecuaciones o metodologías que dan resultados muy cuestionables y poco concuerdan con los datos actuales de campo.

3.4.1. Modelo convencional de predicción en un yacimiento depletado

El modelo convencional de la predicción el gradiente de fractura se basa en la ecuación 2.1 descrita en el capítulo 2 o un derivado de la misma.⁵⁵ Esto conduce al concepto de que:

- Las formaciones con baja relación de Poisson están en mayor riesgo.
- La depleción del yacimiento puede reducir significativamente el gradiente de fractura, particularmente en formaciones con la relación de un bajo Poisson (basado en la suposición de que la reducción de gradiente de fractura es sinónimo de la reducción en el esfuerzo horizontal mínimo).

La evidencia de la teoría convencional se basa en décadas de principios de experiencia de la mecánica roca/suelo y se ha demostrado que funciona bien en muchos casos.

Es por eso que diferentes pruebas convincentes que se han podido observar en pozos inyectores de agua (pozos de prueba), de cómo la presión de inyección y registros de temperatura proporcionan evidencia de que las fracturas se producen en las arenas. Además, se observa que la presión de fractura cae o declina con la disminución de la presión del yacimiento.

⁵⁵ Ibid.

Apoyado en la temática de tratamientos de fracturas, las fracturas son contenidas dentro de las capas de arena que demuestran que el esquisto tiene mayores magnitudes de esfuerzos insitu. Como en el caso de un inyector, la presión de fractura cae con el declinamiento de la presión de acuerdo con la relación de Poisson de la arena. Con todo y lo anterior, las mediciones de laboratorio y los registros realizados en ambas confirman que la relación de Poisson es más baja para la arena que la formación esquisto y/o shales.

3.4.2. Un modelo alternativo de predicción.

Dado el modelo convencional descrito anteriormente, las expectativas serían que las pérdidas de perforación ocurrirían predominantemente en arenas cerca del último zapato del casing (casing shoe).

El uso de la medición durante la perforación (MWD) con dispositivos de resistividad en tiempo real y la medición después de la perforación (MAD) con lodo base aceite y sintético, ofrece la capacidad de reconocer las fracturas inducidas por la perforación.

La medición en tiempo real establece un perfil de resistividad línea de base que puede ser comparada con los registros de medición después de la perforación MAD, para determinar dónde el lodo altamente resistivo ha entrado en las fracturas de la formación. El uso repetido de estos registros en los últimos diez años ha demostrado que la mayoría de los eventos de pérdida de circulación se producen en la capa de shales. Así que tal vez el modelo convencional no se mantiene en condiciones de perforación.

3.5. DESARROLLO DE LOS MÉTODOS PARA CALCULAR EL GRADIENTE DE FRACTURA

Hay varios métodos utilizados para calcular el cambio de esfuerzos debido al cambio de presión de poro. La estimación de la reducción del gradiente de fractura (esfuerzo horizontal mínimo) con la depleción se realiza generalmente mediante la determinación de la relación esfuerzo-depleción de las propiedades mecánicas de las rocas y pruebas de campo. Ahora, desde la ecuación elástica simple o método de elementos finitos se llegan utilizar para determinar el efecto de depleción del yacimiento en la estabilidad del pozo⁵⁶.

La metodología de este trabajo para estimar el gradiente de fractura consiste en el desarrollo de cuatro métodos de cálculo, en donde cada uno de ellos realiza sus propias consideraciones y depende de parámetros específicos, sin embargo para la aplicación en campo solo se aplicaran los dos primeros.

En general, estos son:

- Método de la solución elástica simple
- Método de los elementos finitos
- A Quick Method for Stress Reduction in Caprock
- Modelo de Geertsman y solución modificada

3.6. MÉTODO DE LA SOLUCIÓN ELÁSTICA SIMPLE

El método de la solución elástica simple aparece como una alternativa importante para el cálculo del gradiente de fractura o gradiente de esfuerzo horizontal mínimo

⁵⁶ Fanhong (Frank) Meng, Giin-Fa Fuh. Reservoir depletion effect on In-situ Stresses and Mud Weight Selection. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-342. Junio 2010.

en donde son considerados diferentes parámetros geomecánicos para el cálculo, ellos son:

- Relaciones de Poisson,
- Coeficiente o módulo de Biot,
- Presión de poro.

3.6.1. Descripción del Método de la solución elástica simple para el cálculo del gradiente de fractura.

Teniendo en cuenta que el yacimiento se compactará verticalmente a medida que disminuye la presión (de producción) o aumenta (inundaciones de agua), sin movimientos horizontales (condición esfuerzo uniaxial), el esfuerzo horizontal o el cambio del gradiente de fractura se puede describir por medio de la ecuación de Eaton, como:

$$\frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p} = \alpha * \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (3.2)$$

Dónde:

$\Delta\sigma_h$ = Variación del gradiente de fractura o esfuerzo mínimo

Δp = Cambio de la presión de poro

ν = Relación de Poisson

α = Coeficiente de Biot

Esta ecuación de Eaton muestra el cambio de esfuerzo con la depleción que se relaciona con las propiedades de formación, y además de que 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.

3.6.1.1. Consideraciones del coeficiente de Biot

Para una roca el coeficiente de poroelasticidad de Biot puede tomar valores entre 0 y 1, esto explica que al estar presente el coeficiente de Biot, la ecuación considerará que cualquier cambio en la presión de poro es acompañada de una variación en el volumen poroso, éste cambio en el volumen poroso afecta la respuesta mecánica de la roca. De ésta manera, el coeficiente de Biot describe la eficiencia de la presión del fluido para contrarrestar el esfuerzo total aplicado⁵⁷.

Si se considera el coeficiente de Biot igual a:

- Si $\alpha = 1$ esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca.

$$\frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p} = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (3.3)$$

⁵⁷ Contreras O, Rodríguez Wilmar. Desarrollo De La Metodología Para Estimar El Gradiente De Fractura De La Formación K1 De Un Campo De La Superintendencia De Operaciones Apiay. Universidad Industrial De Santander. 2008

Dónde:

$\Delta\sigma_h$ = Variación del gradiente de fractura o esfuerzo mínimo

Δp = Cambio de la presión de poro

ν = Relación de Poisson

- Si $\alpha < 1$ esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual.

Como se indicó, si $\alpha < 1$ existirá entonces una correlación que está en función de valores de porosidad que se tenga en formación, por lo tanto la ecuación que describe esta situación es⁵⁸:

$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b} \quad (3.4)$$

Dónde:

α = Coeficiente de Biot

C_r = Comprensibilidad de los granos de la roca

C_b = Comprensibilidad total de la roca

Este caso es cuando se tiene valores de cuenta con valores del efecto de la comprensibilidad de la roca, es decir, comprensibilidad de los granos de la roca (matriz) y comprensibilidad total de la roca, lo que conlleva a decir que el término de biot queda representado de la siguiente manera.

58 ADDIS, Op.Cit.

En el caso en que el coeficiente de Biot sea cero, el cual se considera su límite inferior, toma este valor en los sólidos, es decir cuando no hay porosidad.

Hay otro aspecto que se debe mencionar y es la idea que la ecuación anterior se reemplace en la ecuación 2.1 para expresar la variación del gradiente de fractura con respecto al cambio de la presión de poro de la formación por lo que representa el efecto de la compresibilidad de la roca con la relación entre el esfuerzo y los cambios de presión de poro.

$$\sigma_f = \left\{ \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) * \left[1 - \frac{C_r}{C_b} \right] \right\} * \Delta\sigma_{pp} \quad (3.5)$$

Dónde:

$\Delta\sigma_h$ = Variación del gradiente de fractura o esfuerzo mínimo

$\Delta\sigma_{pp}$ = Cambio de la presión de poro

ν = Relación de Poisson

C_r = Compresibilidad de los granos de la roca

C_b = Compresibilidad total de la roca

A diferencia del coeficiente de Biot en función de los valores de la porosidad, la segunda ecuación para determinar el coeficiente, describe el declinamiento de la presión como un gran impacto en la roca con mayor alta capacidad de compresión.

Estas condiciones para el término de Biot se deben evaluar cuidadosamente.

Muchos ingenieros consideran sólo la primera condición, ignorando el segundo caso o asumiendo que es igual a uno, lo que conlleva a decir como conclusión es que la ecuación es simplificada e inexacta.

3.6.2. Consideraciones y/o suposiciones con respecto al método de la solución elástica simple.

- La predicción de la evolución de los esfuerzos en un yacimiento durante la depleción se ha basado tradicionalmente en la suposición de que el reservorio va a reaccionar de una manera "pasiva".
- El yacimiento se compactará verticalmente ya que la presión de poro no disminuye con el movimiento horizontal que acompaña la depleción.
- Otro enfoque es el que supone que las rocas se ajustarán a la depleción sin ningún movimiento en las fallas, y a la vez asume que el declinamiento se produce demasiado rápido, en un marco de tiempo geológico, por las fallas que reaccionaran.

Para las ecuaciones descritas del método, los autores comprobaron y compararon muchos casos reales mediante el uso de la ecuación 3.2 y otros resultados de datos de prueba o de cálculo numérico y se observó una buena concordancia. Sin embargo, la ecuación podría no proporcionar buenos resultados para algunas situaciones⁵⁹. Por ejemplo, algunas formaciones de roca que muestran comportamiento inelástico durante el proceso de declinamiento de la presión, lo que quiere decir, que la ecuación elástica simple no es válida para estos casos.

⁵⁹ Fanhong, Op. cit.

El buen conocimiento y entendimiento de estos factores sin duda aumenta la confianza mediante el uso de la solución elástica simple.

Es de importancia volver aclarar que las pérdidas de lodo en las fracturas inducidas sólo pueden ocurrir cuando se supera la presión de iniciación de la fractura de la fractura. Las pérdidas se vuelven más graves cuando se hayan superado tanto la presión de iniciación de la fractura y la presión de propagación de la fractura.

3.6.3. Estimación del gradiente de fractura utilizando el método de solución elástico simple.

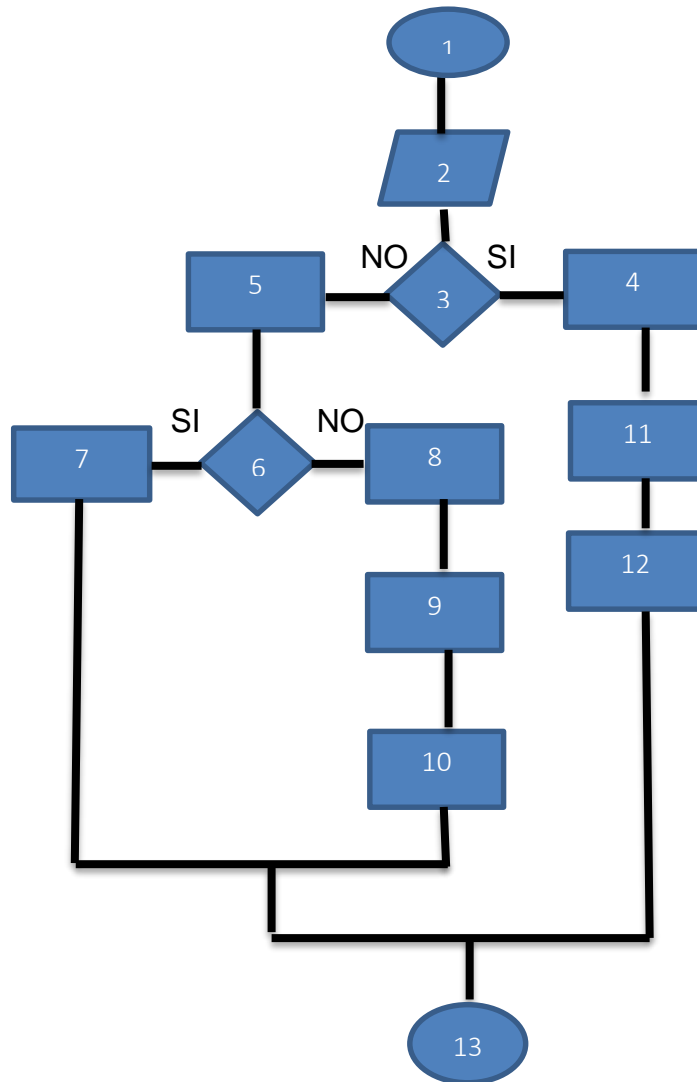
Teniendo en cuenta la ecuación 2.1, el cambio en el gradiente de fractura se puede encontrar a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_f = \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) * \alpha * (\Delta\sigma_{pp}) \quad (3.6)$$

Donde σ_f es el cambio en gradiente de fractura, $(\Delta\sigma_{pp})$ es el cambio en la presión del yacimiento, ν es la relación de Poisson y α es el coeficiente de Biot.

3.6.4. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir de la solución elástica simple.

A continuación se presenta la siguiente metodología en forma de diagrama de flujo para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el método de la solución elástica simple:



El significado de cada numeral se presenta a continuación:

1. Inicio
2. Recolección de datos de v , Cr , Cb , α , $\Delta\sigma_{pp}$, y el coeficiente de Biot varia así, $0 \leq \alpha \leq 1$.
3. ¿Se considera el fluido de poro 100% eficiente para contrarrestar el esfuerzo total que se le esté aplicando?, es decir si $\alpha=1$, entonces.

4. Se utiliza la ecuación 3.2 para determinar la relación esfuerzo – depleción, teniendo en cuenta que el fluido en el poro tiene la máxima eficiencia para contrarrestar el esfuerzo total que se le esté aplicando y por lo tanto $\alpha=1$.
5. Esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y por lo tanto en coeficiente de Biot se encontrara en este rango $0 \leq \alpha < 1$.
6. Si $\alpha =0$, entonces.
7. Se considera una roca sin porosidad, (un sólido) y por lo tanto al momento de calcular la relación esfuerzo - depleción a través de la ecuación 1 esta va ser cero y por consiguiente el gradiente también lo va a ser.
8. Se aplica la ecuación 3.4 para calcular el coeficiente de Biot, en donde se utilizan los valores de las compresibilidades (C_r , C_b), el cual va a estar en un rango entre $0 < \alpha < 1$.teniendo dicho coeficiente se puede utilizar la ecuación 1 para determinar la relación esfuerzo depleción.
9. Se despeja de la ecuación 3.2 el gradiente de fractura.
10. Para calcular el gradiente de fractura se puede utilizar la ecuación 3.6 donde ya está despejado y se puede obtener un valor del mismo.
11. Por lo tanto se procede a recolectar los respectivos valores y reemplazarlo en la ecuación 3.6 que ha sido despejada en el paso anterior y se encuentra en el capítulo presente.
12. Se observa los valores del gradiente de fractura, para este caso $\alpha =1$ y así se obtiene un valor. (se repite la secuencia para obtener los otros valores para un Biot diferente o relación de Poisson).

13. Fin.

3.7. MÉTODO DE LOS ELEMENTOS FINITOS.

El modelado preciso de fracturas tridimensionales en cuerpos finitos sigue siendo un difícil problema en la mecánica computacional. La pertinencia e importancia de la simulación de tres dimensiones y el cálculo de parámetros de la propagación de fractura, se derivan de la aplicación generalizada de la mecánica numérica de fractura en la predicción de vida de la formación⁶⁰.

Los métodos finitos computacionales basados en elementos singulares finitos son capaces de proporcionar factores precisos de intensidad en cambios de esfuerzo en un yacimiento, proporcionando en funciones de prueba factores de intensidad del esfuerzo directamente como parte de la solución.

A pesar de los numerosos casos de aplicación exitosos en la industria de los hidrocarburos, donde se llega utilizar métodos computacionales de elementos finitos para el modelamiento de iniciación, propagación de problemas de pérdidas de circulación, como el caso de fracturas producidas por el declinamiento de la presión del yacimiento o por la depleción general del campo, se utiliza una malla de generación en tres dimensiones que requiere de un considerable tiempo y especialmente para múltiples configuraciones de fracturas y además que requiera simulaciones de crecimiento. También mencionar que el modelar explícitamente la topología de la fractura en la formación como parte del elemento finito, ya requiere consideraciones de precisión de refinamiento en las proximidades del frente de las grieta.

⁶⁰ N. sukumar, N. Moes , B. Moran, Extended Finite Element Method for Three-dimensional Crack modelling, Department of Civil and Mechanical Engineering, Northwestern University, 2145 Sheridan Road, Evanston, IL 60208, U.S.A.

3.7.1. Descripción general del método FE.

Las formaciones rocosas son irregulares en forma y tamaño, esto debido a la presencia de características geológicas, tales como defectos, las propiedades de las rocas son raramente uniforme dentro del volumen de roca de interés. Además, como hemos venido explicando en este capítulo, la presión de poro también muestra diferentes valores en la arena y shales. Es por eso que el método de elementos finitos proporciona buenas soluciones para estos problemas.

La masa de roca se divide en elementos geoméricamente simples cada uno con propiedades asumidas. El comportamiento colectivo y la interacción de estos elementos simplificados modelan el más complejo comportamiento global de la masa rocosa. El método de elementos finitos se adapta bien a la solución de los problemas que implican propiedades de formación heterogénea o no lineal, ya que cada elemento modela explícitamente la respuesta de sus materiales contenidos. El modelo numérico desarrollado utiliza los bloques de cuadrícula o celdas idénticas y las propiedades de la simulación de yacimientos, sin necesidad de translación o cambio de escala.

En el método de elementos finitos el problema físico se modela numéricamente dividiendo toda la región en una evaluación de cada elemento⁶¹.

3.7.2. Posibilidades de estimación del método elementos finitos

Un modelo geomecánico numérico desarrollado puede incorporar muchos factores importantes y proporcionar un método eficaz para estimar⁶²:

⁶¹ Fanhong (Frank) Meng, Giin-Fa Fuh. Reservoir depletion effect on In-situ Stresses and Mud Weight Selection. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-342, Junio 2010.

⁶²Ahmed S, Fan H, Gary Wang, Compaction-Induced Wellbore Failure and Fault Instability: A Hybrid Approach, American Rock Mechanics Association, ARMA/NARMS 04-594, Junio 2004.

- Esfuerzos y la resistencia a lo largo de las trayectorias del pozo debido a la depleción del reservorio,
- La compactación del yacimiento,
- La subsidencia en la línea de lodo,
- Desplazamientos de la interfaz de la formación,
- Movimiento y desplazamiento en las fallas.

3.7.3. Paquetes de softwares para el modelo de elemento finito⁶³

La aplicabilidad general del método de elementos finitos hace que sea un potente y herramienta universal para una amplia gama de problemas en la industria de los hidrocarburos. Por lo tanto una serie de paquetes de programas informáticos se han desarrollado para la solución de diversos problemas geomecánicos, geológicos, estructurales y de mecánica de sólidos. Entre los paquetes más ampliamente utilizados son ABAQUS, FLAC3D, NSYS, NISA.

Cada paquete de programas de elementos finitos se compone de tres partes:

- i. Programas para la preparación y el control de los datos iniciales,
- ii. Los programas para la solución del problema de elementos finitos,
- iii. Los programas para el procesamiento de los resultados.

⁶³ Barkanov Evgeny, Introduction To The Finite Element Method, Institute Of Materials And Structures Faculty Of Civil Engineering Riga Technical University, 2001.

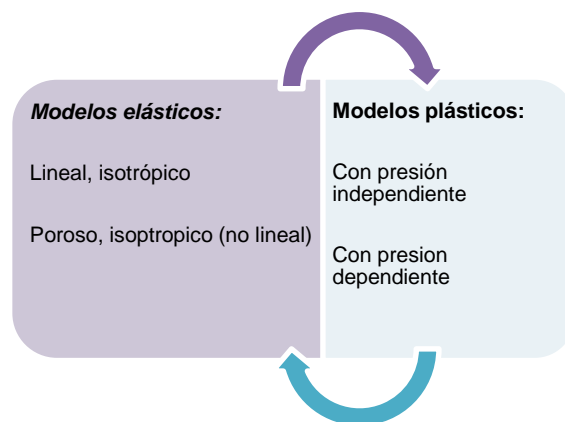
3.7.3.1. Software ABAQUS.

Abaqus es uno de los simuladores principales para estudiar el comportamiento esfuerzo/deformación para un modelo geomecánico de un yacimiento, tanto en condiciones de campo y en escala de pozo, donde la definición de los parámetros de entrada y la interpretación de los resultados de estos modelos están en función de las capacidades de los ingenieros con más experiencia en el uso de las herramientas de modelado del programa.

a) Modelos de materiales

Abaqus ofrece una amplia gama de modelos de materiales:

Figura 33 Modelos de materiales



Fuente: Autores

b) Uso del software ABAQUS para la determinación del gradiente de presión de fractura y la fracturación hidráulica⁶⁴.

I. Aplicación

Logra simular efectos de la fractura hidráulica en la perforación y producción de hidrocarburos.

II. ¿Por qué utilizar Abaqus en el análisis de los elementos finitos?

- i. Posee elementos de cohesión para usos especiales, con grados de libertad de la presión de poro para modelar la superficie fracturada.
- ii. Especifica el flujo tangencial y normal.
- iii. Posee una buena colección de propiedades de los materiales, junto con el modelado de falla.
- iv. Muestra el cambio de la presión de poro utilizando elementos de variación en cada celda.
- v. Subprogramas de usuario para el uso de tecnología avanzada.

III. Beneficios

Evaluar el valor de fractura hidráulica y utilizar la tecnología apropiada de fracturación.

⁶⁴ King Stephen, Abaqus for Oil & Gas Geomechanics, SIMULIA

SIMULACIÓN DE DAÑOS PROGRESIVOS

Abaqus

- Rango de iniciación del daño
- Rango de los criterios de propagación

ELEMENTOS DE COHESION

Abaqus

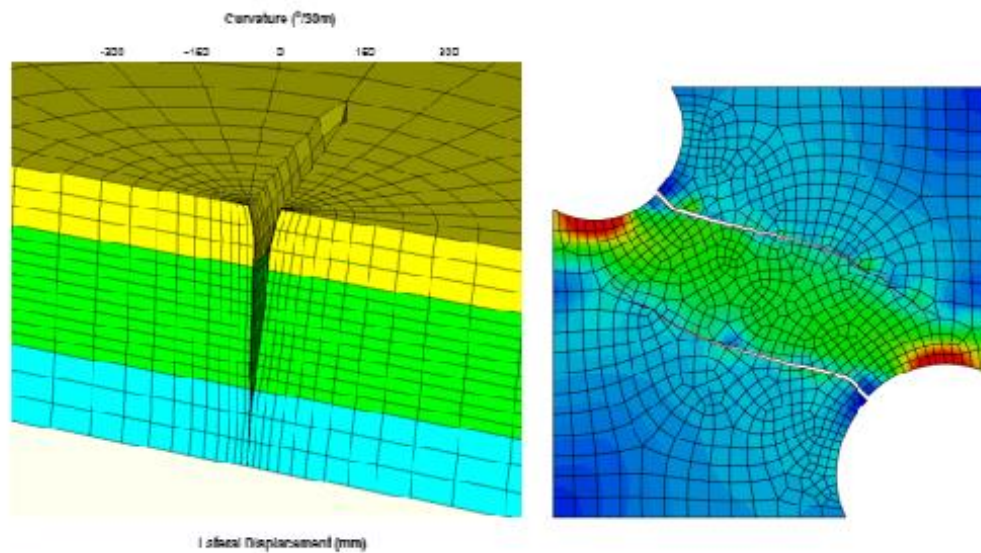
- Con presión de poro
- Sin presión de poro

EROSIÓN

Abaqus

- Criterios de erosión definidos por el ingeniero

Figura 34: Fractura inducida durante la perforación cerca a la pared del pozo modelado por ABAQUS

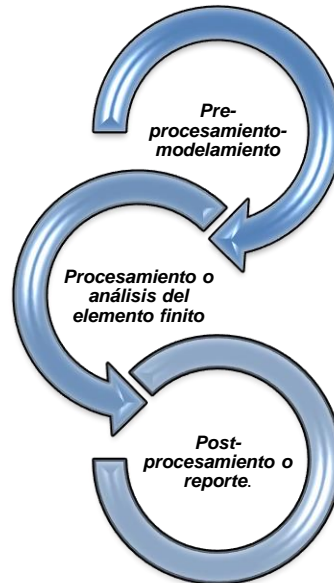


Fuente: SKING, Simulia.

3.7.4. Secuencia de solución para el método FE

Cada análisis completo de elementos finitos se compone de 3 etapas separadas:

Figura 35: Etapas para el desarrollo de una simulación en el software Abaqus



Fuente: Autores.

- i. ***Pre-procesamiento-modelamiento:*** Esta etapa consiste en la creación de un archivo de entrada que contiene el diseño de un ingeniero para un analizador de elementos finitos (también llamado "solucionador").
- ii. ***Procesamiento o análisis del elemento finito:*** Esta etapa produce un archivo visual de salida para su respectivo análisis.
- iii. ***Post-procesamiento o reporte:*** Esta etapa consiste en la representación visual de los resultados del modelo.

3.7.5. Limitaciones del método FE

Mientras que la industria tiene acceso a grandes elementos finitos acoplados (FE), es decir, paquetes o herramientas en los software que puedan evaluar las deformaciones de roca y del casing, causadas por los cambios de presión, pero sin embargo el uso numeroso de estas herramientas se ve seriamente obstaculizado por varios factores vitales, tales como⁶⁵:

- a. Los modelos FE no proporcionan una forma razonable y eficiente para llevar a cabo el desarrollo del yacimiento y los estudios de estrategia que necesitan los ingenieros de yacimientos,
- b. Los modelos FE no permiten la entrada de comportamientos de fase o rutinas de gestión de pozos utilizada para el reservorio.
- c. Para el ingeniero a veces el innecesario gran número (varios millones) de celdas del modelo, requeridas para el análisis FE y la falta de descripción detallada e incierta de las propiedades de las rocas de estas celdas, se duda en gran manera sobre su eficacia y la utilidad del enfoque de análisis emitidos.

3.8. MÉTODO SENCILLO DE REDUCCIÓN DE ESFUERZOS PARA CAPROCK

Es bien sabido que el gradiente de fractura se reduce significativamente cuando se perfora a través de yacimientos depletados; por lo tanto, la densidad del lodo debe ser ajustada o un nuevo casing se debe establecer antes de perforar a través del yacimiento.

⁶⁵ Ahmed S. Abou-Sayed, Fanhong Meng, Modeling of Reservoir Compaction and Casing Integrity Evaluation Using Reservoir Simulation, Society of Petroleum Engineers, SPE 81072, April 2003.

Sin embargo, la magnitud y el alcance de la reducción del gradiente de fractura en la roca sello que se encuentra encima de yacimientos depletados, actualmente no ha sido bien caracterizado desde que lleva este método en estudio. Varias pruebas realizadas en los caprocks (roca sello) mostraron que los gradientes de fractura en la roca sello que está por encima de yacimientos agotados o depletados también disminuyen significativamente con el agotamiento del yacimiento. Esto da lugar al problema de la determinación de una posición segura del conjunto casing shoes, sin inducir problemas de pérdida de circulación.

3.8.1. Descripción general del método de reducción de esfuerzos⁶⁶

Este método fue propuesto y desarrollado por el Dr. Morita y el Dr. Fuh, presentando un método para calcular la reducción del esfuerzo en la roca sello por encima de un yacimiento de compactación o que ha sido compactado.

El método propuesto puede ser utilizado como una rápida evaluación de la reducción que ocurre en los esfuerzos insitu de la roca sello debido al agotamiento del yacimiento, permitiendo a su vez la determinación del gradiente de fractura de la formación.

Una solución analítica se desarrolla sobre la base de la teoría isotrópica elástica lineal para calcular la reducción de los esfuerzos en la roca sello debido al efecto que puede ocurrir por el cambio en la presión de poro.

La reducción del esfuerzo debido a la formación de esquisto del efecto techo que se produce, se puede conseguir mediante el uso de modelo numérico basado en el método núcleos deformados.

⁶⁶ Morita N., Fuh G. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Caprock above Compacting Reservoirs. Society Of Petroleum Engineers. SPE-114629-PA. Diciembre 2009

3.8.2. Análisis del método reducción de esfuerzo.

Para abordar este método descrito por Morita, este mismo autor realizó un análisis paramétrico de la reducción del esfuerzo en la roca sello por encima de los yacimientos de compactación usando un modelo estructural de elementos finitos con flujo de fluido desde Caprock; Se encontró que dos factores dominan el cambio esfuerzos in-situ.

Un factor es el cambio de la presión de poros causada por la deshidratación del esquisto encima del yacimiento, así mismo como disminuye la presión del yacimiento, y el otro factor es la reducción del esfuerzo horizontal mínimo que hace referencia al gradiente de fractura, debido al efecto de techo de caprocks.

Estos dos factores actúan de forma diferente en el gradiente de fractura o esfuerzo mínimo in situ de la roca sello. Ahora, el autor utiliza una simple correlación de la permeabilidad vs a la porosidad, del módulo de Young vs. Porosidad, y la relación de Poisson vs. Porosidad, y la permeabilidad y módulo de cizallamiento en Caprock se evalúan con respecto a la porosidad de esquisto. Una solución analítica se encuentra a la presión de poro roca sello cuando la presión del yacimiento se reduce linealmente con el tiempo.

Posteriormente, la extensión de la zona reducida de la presión de poro de la parte superior del yacimiento se identifica, y expresa como una función del tiempo y la distancia desde la interfaz del yacimiento/roca sello.

Como es de natural conocimiento la permeabilidad de la roca sello es generalmente muy baja, y el fluido de poro de esquisto puede drenar a través del tiempo en secciones del yacimiento debido a las grandes diferencias de presión después del agotamiento del yacimiento a la presión.

La pérdida de líquido de poros provoca una reducción del gradiente fractura en las secciones de esquisto. Por el contrario, si el módulo de cizallamiento en la sección de esquisto es alta comparada con el módulo de cizallamiento de la formación de yacimiento, el esfuerzo horizontal en la roca sello se reduce debido al efecto de techo⁶⁷.

Como se indicó el uso de las correlaciones de esquisto módulo de elasticidad y permeabilidad con respecto al esquisto porosidad, un método práctico para estimar el alcance y la magnitud de la reducción del esfuerzo en la roca sello encima de yacimientos agotados es se propone en este método.

3.8.3. Consideraciones y suposiciones para el método.

- I. Si la porosidad del esquisto caprock es grande, la permeabilidad de la roca sello es alta, de modo que el intervalo afectado por la reducción de la presión de poro por encima de la interfaz del yacimiento/roca sello se hace más grande con el declinamiento de la presión del yacimiento.
- II. Por otra parte, si la porosidad de esquisto caprock es alta, el módulo de cizallamiento de roca sello se vuelve similar a la de la sección del yacimiento; Por lo tanto, la reducción del esfuerzo causado por el efecto techo se vuelve insignificante. Cuando la porosidad de esquisto es baja, la permeabilidad se vuelve tan baja que no hay reducción de la presión de poro donde produce en la roca sello; por lo tanto, la reducción esfuerzo mínimo causada por la reducción de la presión de poro se vuelve insignificante.
- III. Sin embargo, una roca de baja porosidad tiene un módulo de alta cizalladura, y módulo de corte de la relación de roca sello y módulo de corte del yacimiento

⁶⁷ Meng, Op cit., Pag 3

es alta. La reducción de la tensión en la roca sello causada por el efecto del techo se convierte en significativa, y que afecta a la tensión in situ, incluso a varios cientos de pies por encima de la interfaz de roca sello / depósito.

3.8.4. Parámetros de cálculos.

La reducción del esfuerzo causado por el efecto de la roca sello se puede observar sólo mediante el uso de modelos numéricos. Sin embargo, un análisis adimensional muestra que se puede expresar como una función de un grupo de términos adimensionales, incluyendo el módulo de cizallamiento entre la roca sello, y la roca del yacimiento, además de la profundidad, espesor, radio, y la declinación del yacimiento.

Utilizando los resultados de estos modelos numéricos donde varían todos estos parámetros, un método gráfico se desarrolla para evaluar la reducción horizontal del esfuerzo frente a la distancia desde la interfaz de la roca sello/yacimiento con respecto a los parámetros involucrados.

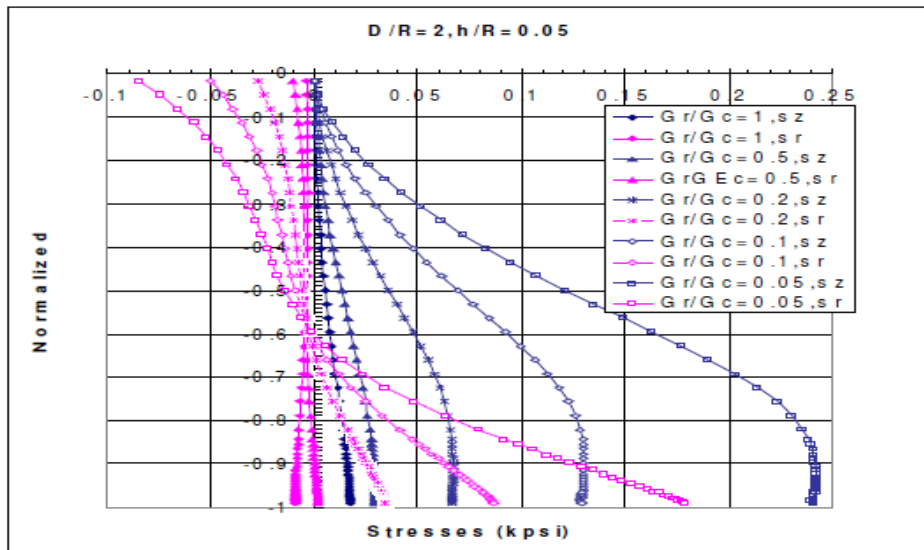
Este uso de las soluciones analíticas anteriores, permite que las reducciones del esfuerzo mínimo in situ durante la compactación del yacimiento se evalúe para las condiciones típicas del yacimiento teniendo en cuenta, la roca sello.

La Figura 36, muestra una curva típica para la determinación de la reducción del estrés caprock en ambas direcciones vertical y horizontal. En la figura, se observa que:

- Las líneas azules son la reducción de la tensión vertical
- Las líneas de color rosa son la reducción de la tensión horizontal por encima del yacimiento.

Los valores de G_r y G_c en la figura representan los módulos de corte del yacimiento y roca sello; el valor de $D/R=2$ es la profundidad superior del yacimiento sobre el radio de yacimiento; $h/R=0,05$ muestra el espesor de la formación sobre un radio del yacimiento. El eje X representa el esfuerzo vertical y horizontal debido al declinamiento del yacimiento, y el eje y, da los valores para la profundidad normalizada desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie terrestre.

Figura 36: Cambios de esfuerzos desde arriba del yacimiento (caprock) a la superficie terrestre



Fuente: Morita N., Fuh G. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Caprock above Compacting Reservoirs.

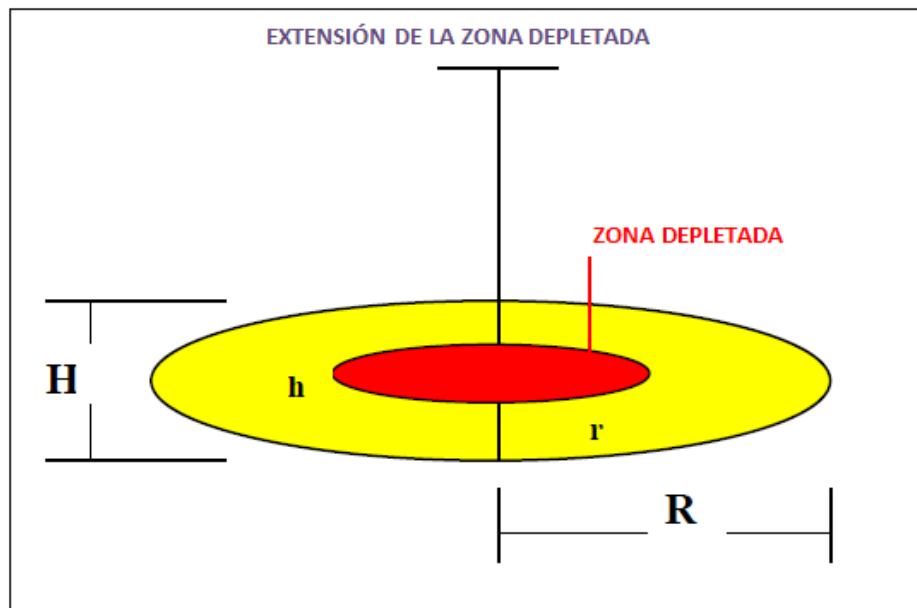
Los esfuerzos verticales y horizontales reales pueden determinarse multiplicando el valor obtenido del eje x por $100\beta P / G_r$. β es una función de relaciones de Poisson y módulos de Young de depósito y roca sello.

3.9. MODELO DE GEERTSMAN Y SOLUCIÓN MODIFICADA⁶⁸

3.9.1. Descripción general del modelo.

Este modelo creado por J. Geertsman, caracteriza y evalúa el yacimiento asumiéndolo como 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.

Figura 37: Extensión de la zona depletada.



Fuente: Morita N., Fuh G. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Caprock above Compacting Reservoirs.

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.

⁶⁸ Op. Cit. Meng Fanhong. Pag 3

Dentro del yacimiento y en el yacimiento límite, la deformación y el esfuerzo no se pueden obtener con precisión, pero sin embargo, no es realista que los cambios de presión de poros en un yacimiento se distribuyan uniformemente.

Como bien dicho anteriormente, el modelo presenta una solución modificada que permite la determinación de desplazamiento esfuerzo, tanto dentro como fuera del yacimiento con formas geométricas diferentes, además del tamaño, límite, y presión de poro distribuidos arbitrariamente.

Ahora, el modelo geomecánico numérico creado puede incorporar muchos factores importantes y proporcionar un método eficaz para estimar la compactación del yacimiento, la subsidencia de la formación, los desplazamientos de interfaz de formación, el movimiento de fallas y desplazamientos, y aun los esfuerzos a lo largo de las trayectorias del pozo debido a la declinación de la presión del yacimiento. La solución numérica utiliza los bloques de cuadrícula idénticos y las propiedades de la simulación de yacimientos, sin necesidad de un cambio de escala. La deformación y la capa de la sobrecarga a lo largo del pozo de producción y la inyección se calculan semi-analíticamente mediante la integración de la función de Green derivado de núcleos de deformación en un medio-espacio multi-capas que representa la tierra y el yacimiento.

La deformación calculada incluye movimientos de roca dentro de la sobrecarga, el desplazamiento a lo largo de trayectorias de pozos y hundimiento de las formaciones. Esta compactación del yacimiento está relacionada con la compresibilidad del yacimiento o coeficiente de compactación, la depleción de la presión, y la geometría del yacimiento. La sobrecarga y las formaciones adyacentes tienen propiedades mecánicas uniformes que se pueden caracterizar usando registros de pozos geofísicos.

La deformación y el esfuerzo en el pozo se calculan a partir del desplazamiento y las condiciones de continuidad de la fuerza, con la suposición aproximada que el pozo no tiene impacto en la deformación calculada sobre la formación rocosa.

4. DESCRIPCIÓN GEOLOGICA Y GEOMECÁNICA DEL CAMPO COLORADO

Este capítulo muestra el estudio geomecánico en términos generales realizado al campo escuela Colorado, en donde se presenta una descripción geológica, caracterización del yacimiento y un estudio de los parámetros geomecánicos, útiles en el diseño de pozo con la finalidad de presentar aplicaciones prácticas de la predicción del gradiente de fractura para casos reales, por lo que se efectuará para algunos pozos de este campo petrolero colombiano.

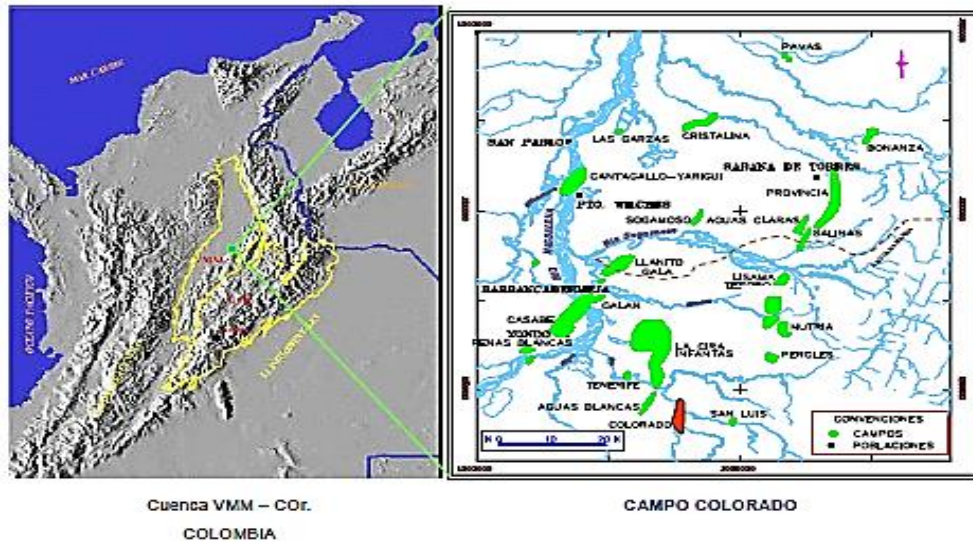
4.1. DESCRIPCION GEOLOGICA

La primera etapa de un estudio geomecánico consiste en la descripción geológica del campo objeto de estudio, que de manera general se presenta a continuación.

4.1.1. Localización geográfica.

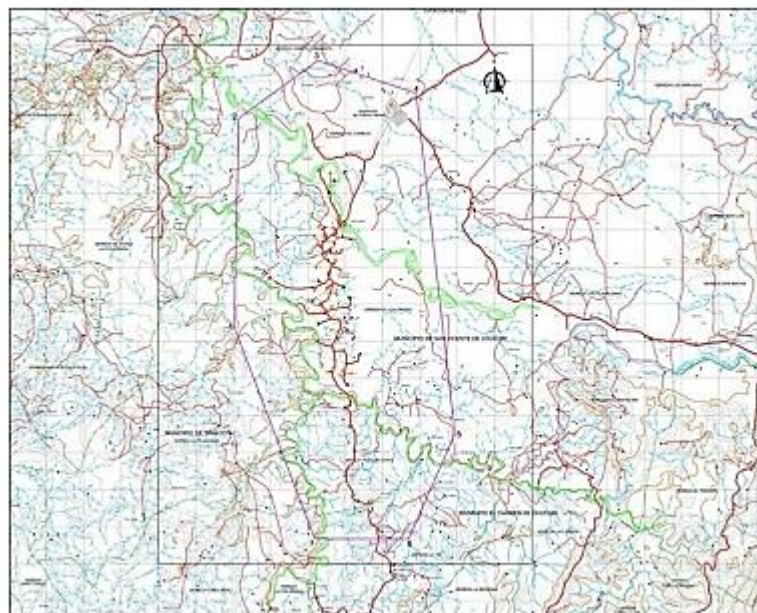
El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander), en la Vereda los Colorados, Corregimiento de Yarima, en inmediación del Municipio de San Vicente de Chucuri, Departamento de Santander y al sur del Campo Cira-Infantas, en el área de la antigua Concesión de Mares; entre las coordenadas $X=(1.036.000-1.040.500)$ Este y $Y=(1.238.000-1.247.500)$ Norte tomando como referencia Bogotá. Ver figura 38.

Figura 38: Localización geográfica campo Colorado



Fuente: Diagnóstico y estrategias de recobro. Ecopetrol-ICP 2003

Figura 39: Cartografía del campo Colorado

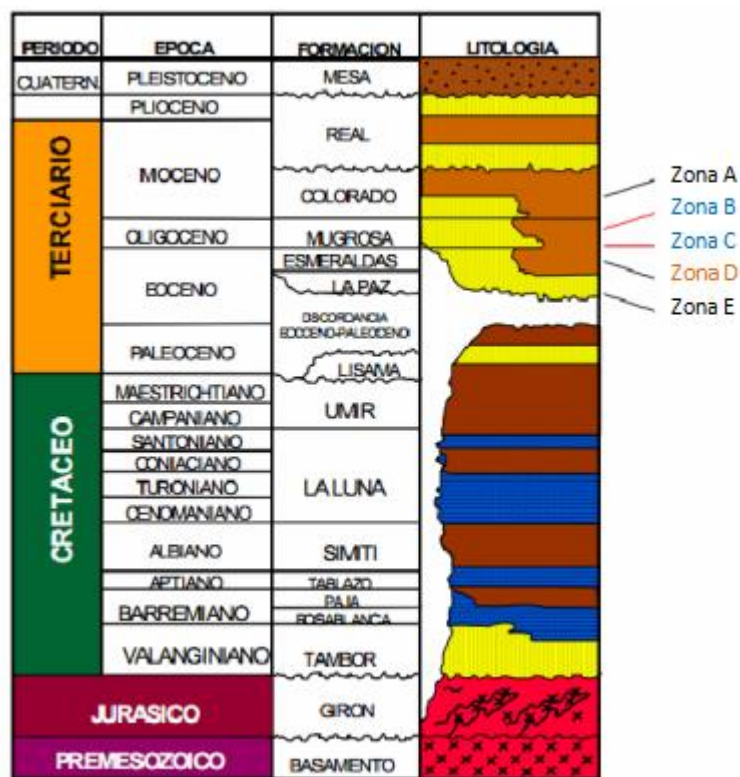


Fuente: Cartografía XIJMA LTDA., 2010

4.1.2. Estratigrafía.⁶⁹

El hidrocarburo se extrae principalmente de la Formaciones Mugrosa en las zonas B Y C y Esmeraldas que corresponde a la zona D de la edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca.

Figura 40 Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Modificado. Diagnóstico y estrategias de recobro. Ecopetrol-ICP 2003

⁶⁹Rodríguez Deisy, Manual Técnico De Las Actividades De Producción Efectuadas En El Campo Escuela Colorado, Bucaramanga 2012.

Como se indicó, las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM (Valle Medio del Magdalena), las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca⁷⁰.

4.1.2.1. Formación la Paz

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

4.1.2.2. Formación Esmeralda

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

⁷⁰ Duque Carlo, Informe Geológico Final Campo Colorado, Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano Del Petróleo, El Centro, Barrancabermeja, Diciembre De 2003.

4.1.2.3. Formación Mugrosa

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), esta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2, cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

4.1.2.4. Formación Colorado

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo 69 Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988). Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

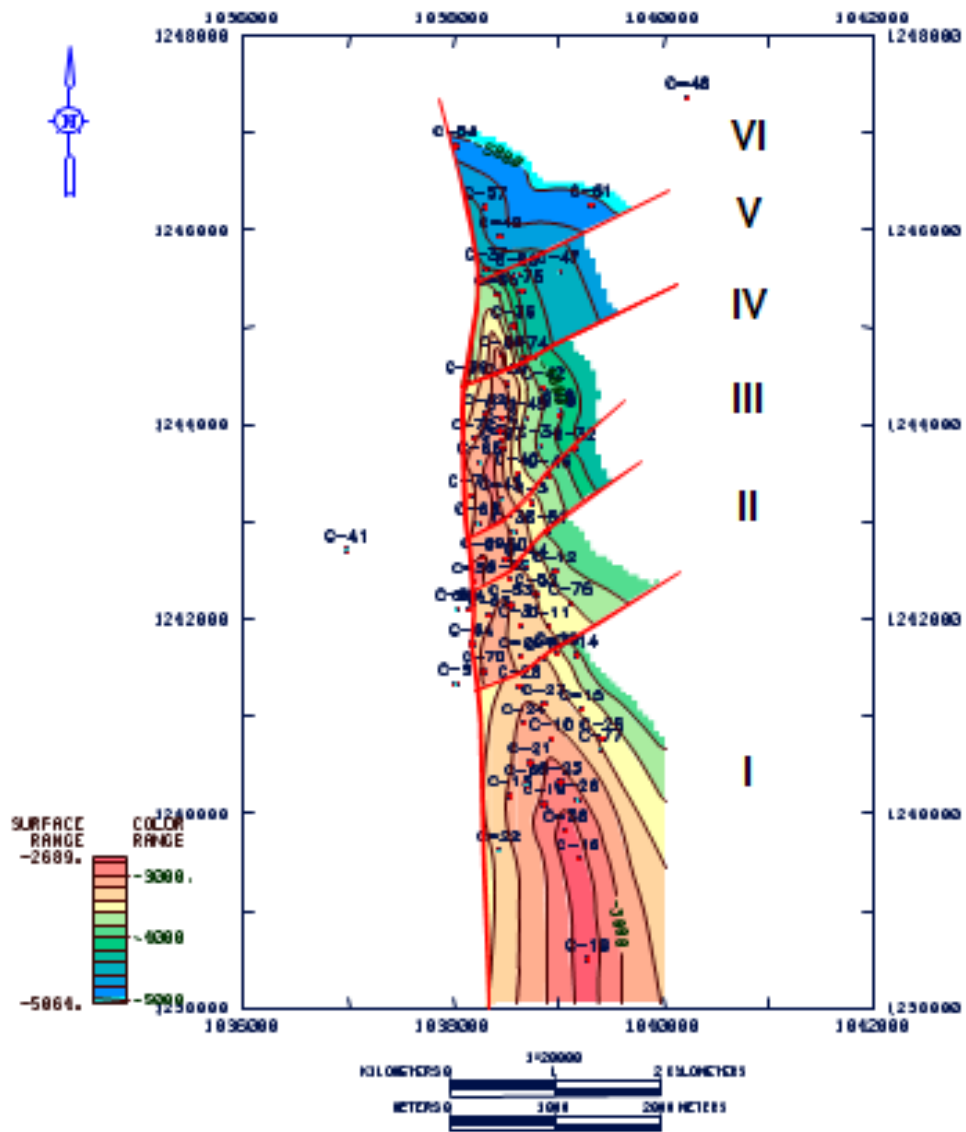
4.1.3. Estructura Geológica de Campo Colorado

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la sísmica disponible en el área cercana al campo se infiere una geometría anticlinal que corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979).

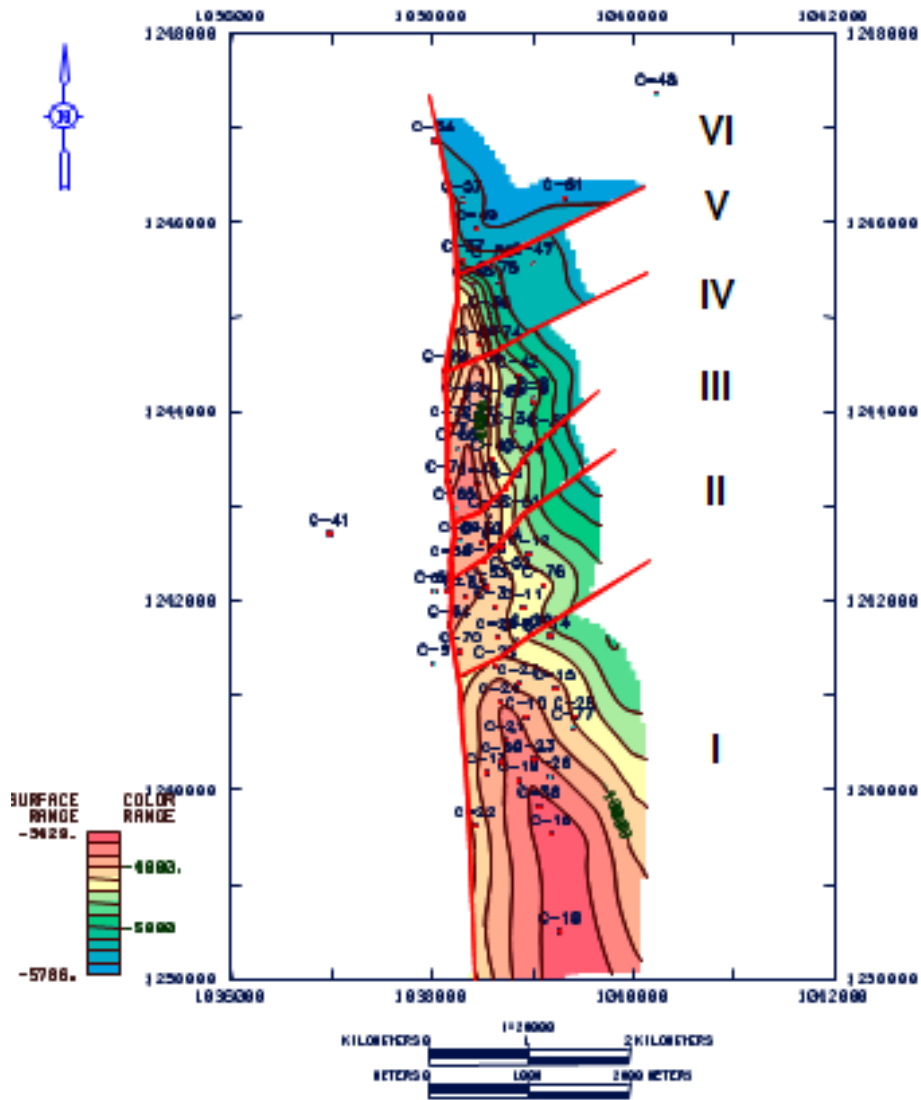
El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y W-NE. De sur a norte en este trabajo se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo (Ver figura 41).

Figura 42: Mapa estructural Zona C (Mugrosa)



Fuente: Mapas Estructurales Campo escuela Colorado convenio Ecopetrol-UIS

Figura 43: Mapa estructural Zona D (Esmeralda).

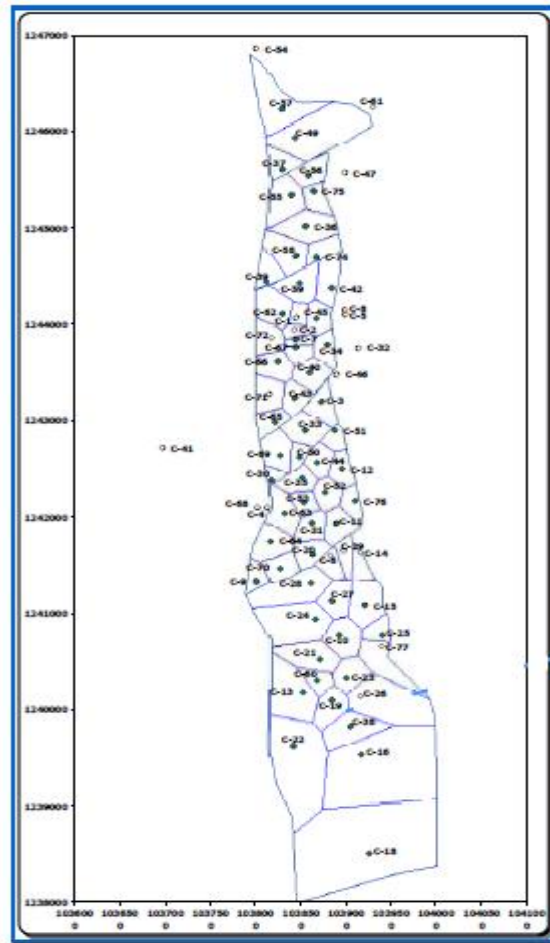


Fuente: Mapas Estructurales Campo escuela Colorado convenio Ecopetrol-UIS

4.1.4. Área de drenaje del Campo Colorado para la zona B (Mugrosa).

La figura representa el área de drenaje que le corresponde a cada pozo del campo, se puede asumir el radio del yacimiento circular o cuadrado en unidades pies (ft).

Figura 44: Área de drenaje Campo Colorado.



Fuente: Campo Escuela Colorado

4.2. DESCRIPCIÓN GEOMECÁNICA

Una vez realizado el análisis geológico, la siguiente etapa consiste en la consecución y análisis de los datos disponibles y de información relevante que se combina de tal manera que se pueda realizar la predicción de las propiedades geomecánicas, tales como magnitud y orientación de esfuerzos, presión de poro y resistencia mecánica de la roca.

Algunos componentes de los esfuerzos de una formación pueden medirse de forma directa y otros pueden derivarse de cantidades conocidas, pero algunos deben estimarse con base en correlaciones.

Tabla 9: Recopilación de datos Campo Colorado⁷¹⁷²

Propiedades	ECP 1978*	Fuente**
k (mD)	54	N/E
ϕ (%)	15.7	15
Swi (%)	40	45
Pi (psi)	566	N/E
Pa (psi)	200	N/E
Boi	1.091	1.091
API a 60 °F	41.2	41.2
μ (cp)	1.6	1.64
Pb (psi)	648	648
Net Pay (ft)	N/E	50

Fuente: Campo Escuela Colorado

Tabla 10: Propiedades petrofísicas de la zona B (Mugrosa).

PROPIEDADES PETROFÍSICAS ZONA B	
ϕ (%)	15
Swi (%)	40
K(mD)	50
μ (cp)	2.23
T (°F)	104
Área de Drenaje (ft ²)	1916640
Awbs (ft ²)	0.801
Pb (psi)	648
Pi (psi)	800
r _e (ft)	781.08
r _w (ft)	0.2525
ρ (lbm/ft ³)	52.426
h (ft)	47
S	20
Co	1.03189E-05
Cf	3.06825E-07
Qt (1/psi)	1.06825E-05
Boi	1.091

Fuente: Informe Convenio UIS-Ecopetrol

⁷¹Camacho D. Jorge. Campo Colorado-Calculo de Reservas. Junio 1978.

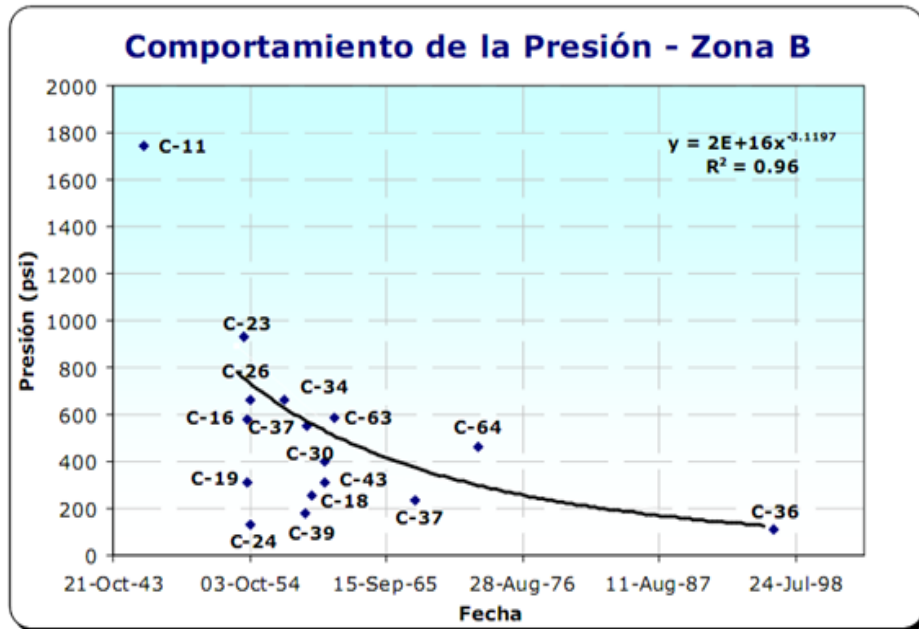
⁷² Empresa Colombiana de Petróleos Gerencia Centro Oriente División de Yacimientos. Campo Colorado. Marzo 2001.

4.2.1. Comportamiento de la depleción del Campo Colorado.

El campo cuenta con estudios anteriores donde se han recopilado las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos, dichas pruebas se encontraron en los archivos de pozos y en una recopilación de las pruebas de formación del campo Colorado de Octubre de 1962. Con los datos disponibles y tomando en cuenta que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como profundidad de referencia la profundidad del empaque.

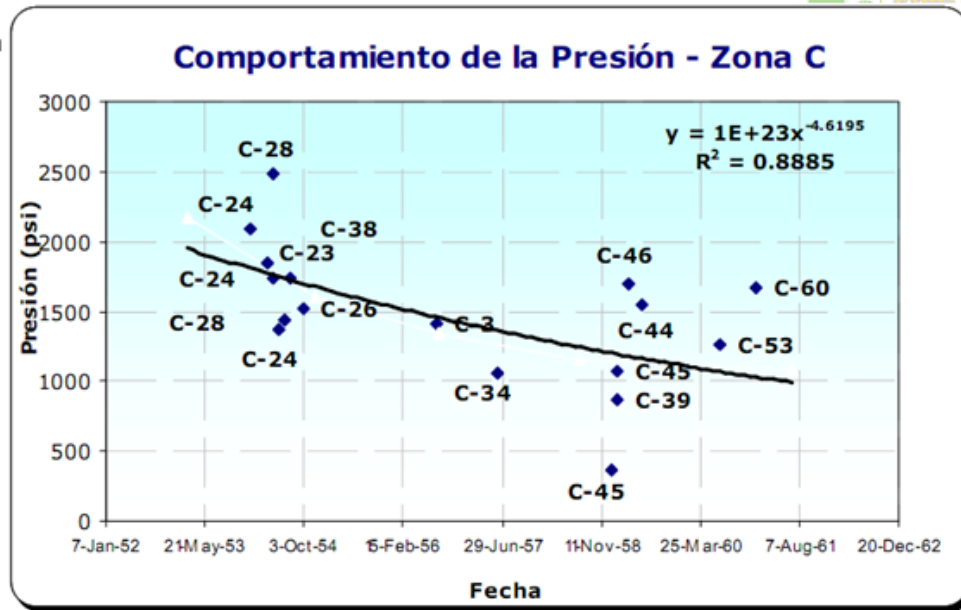
Por lo tanto, el comportamiento de depleción de la presión del campo colorado se muestra en la siguiente figura (ver figura 45, ver figura 46) para las principales zonas productoras de la formación la Mugrosa, para las zonas B y C, respectivamente.

Figura 45: Comportamiento de depleción de la presión Zona B.



Fuente: Informe Ecopetrol, convenio UIS-Ecopetrol

Figura 46: Comportamiento de depleción de la presión Zona B.



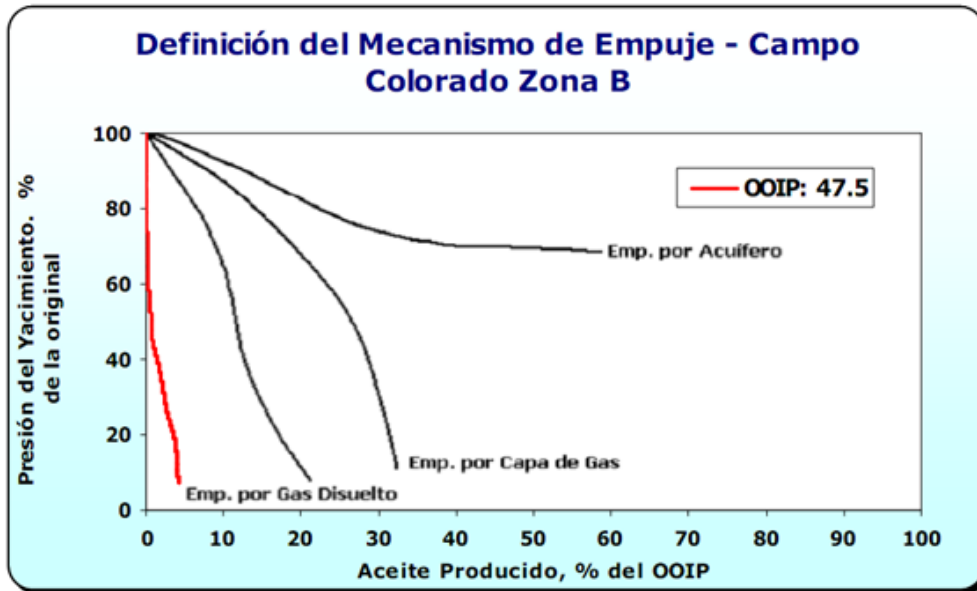
Fuente: Informe Ecopetrol, convenio UIS-Ecopetrol

4.2.1.1. Análisis de los mecanismos de depleción.

Basándose en un segundo informe del campo Colorado se corroborar la declinación de la presión en función del tiempo y por medio de este se determina el mecanismo de empuje del Campo Colorado, definiéndose los mecanismo de producción para el comportamiento depletivo del campo.

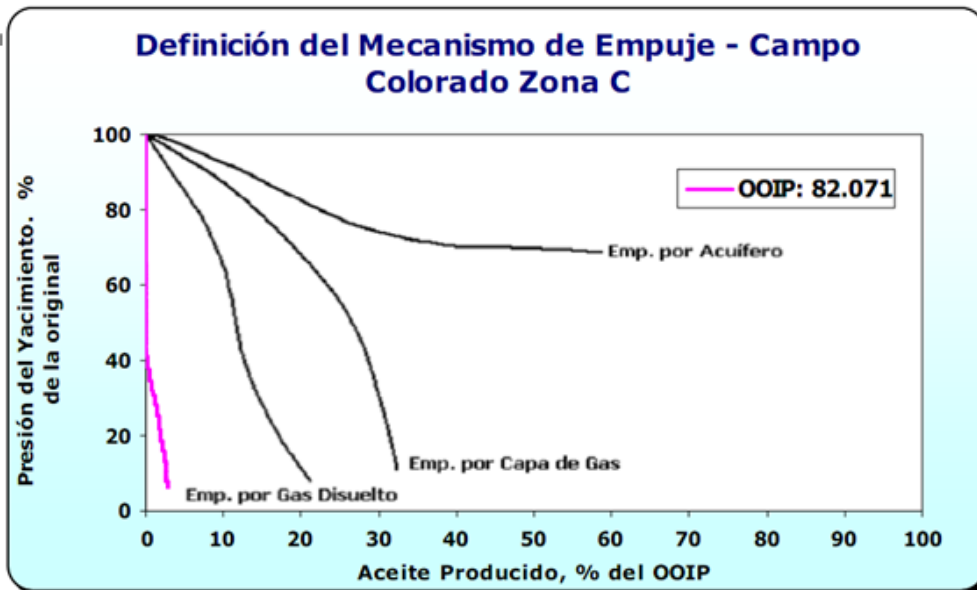
Por lo tanto, se determinó como mecanismo de producción para la condición que el campo Colorado esta depletado, quedó que lo que empuje por expansión de fluido debido a la tendencia mostrada por las gráficas y apoyado en la literatura. A continuación se presentan los gráficos para cada una de las zonas Productoras B y C:

Figura 47: Mecanismo de empuje Campo Colorado, Zona B



Fuente: Informe Ecopetrol, convenio UIS-Ecopetrol

Figura 48: Mecanismo de empuje Campo Colorado, Zona C



Fuente: Informe Ecopetrol, convenio UIS-Ecopetrol

4.3. POZO COLORADO 38

4.3.1. Datos Básicos.

El pozo Colorado 38 está localizado en el bloque I de la estructura del campo. Este pozo se completó en la formación Mugrosa.

•Zona B

Tope: 1240 pies

Base: 3380 pies

•Zona C:

Tope: 3380 pies

Base: 4220 pies

Actualmente solo produce en la zona B. Según los datos de la base de datos OFM®, suministrada por ECOPETROL S.A. se reporta que se el pozo produjo de la zona C hasta el 1 de marzo de 1966.

- A. Localización: N 1'239.826,63 E 1'039.062,56
- B. Elevación terreno: 499.4 pies
- C. Inicio perforación: Mayo 10 de 1954
- D. Elevación rotaria: 508 pies
- E. Completado: Agosto 4 de 1954
- F. Profundidad total: 4.220 pies
- G. Estado del pozo: Activo
- H. Acumulado de Petroleó a 2006: 515156 Bls
- I. Acumulado de Gas a 2006: 892827 MPC
- J. Acumulado de Agua a 2006: 32631 Bls

4.3.2. Pérdidas de circulación registradas en Col 38

El pozo Col 38 al momento de la perforación presento pérdidas en las siguientes profundidades.

Tabla 11: Pérdidas de circulación en Col 38

Profundidad de pérdidas (ft)
624
721

Fuente: Campo Escuela Colorado

5. DESARROLLO DE LOS MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN EL CAMPO COLORADO

La variación de esfuerzos in situ en yacimiento durante la depleción ha sido notada por la industria y en particular por los ingenieros que trabajan en la fracturación hidráulica. Este fenómeno es conocido como la denominada trayectoria de los esfuerzos. Por otra parte, ha sido reconocida la importancia de este fenómeno en términos de compactación, hundimiento de la superficie, variación de la permeabilidad, producción potencial de arena potencial, la fracturación hidráulica, pérdidas de lodo durante la perforación infill, etc. Desafortunadamente, a pesar de numerosas observaciones en todo el mundo, este fenómeno sigue siendo bastante poco conocido.

5.1. CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA (ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL) A PARTIR DEL METODO DE LA SOLUCIÓN ELASTICA SIMPLE, COL 38.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

5.1.1. Aplicación del método de solución elástica simple al bloque 1 del campo colorado.

Inicialmente se aplica el método de solución elástica simple al bloque 1 del campo colorado específicamente al pozo 38, el cual será tomado como referencia y los valores obtenidos serán generalizados para todo el bloque. El pozo 38 cuenta con las siguientes características:

- **Presión de formación inicial y actual⁷³.**

El pozo 38 registra presiones de formación inicial y actual, con las cuales se analizó la caída de presión que han presentado algunas formaciones.

Tabla 12: Presiones col 38.

Profundidad(ft)	Presión de formación inicial (psi)	Presión de formación actual (psi)	Deplecion
128	60	60	0
342	159	159	0
361	168	168	0
422	196	196	0
644	299	299	0
839	390	390	0
882	410	410	0
938	436	436	0
1207	561	322	239
1389	646	370	276
1436	668	383	285
1518	706	405	301
1634	783	449	334
1792	916	525	391
1874	994	570	424

⁷³ Gonzalez Andres. Reevaluación De Las Presiones De Formación Y Fractura A Partir De Registros En El Campo Colorado.Universidad Industrial De Santander.Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga .2011

1919	1090	625	465
1944	1132	649	483
1988	1303	747	556
2015	1341	769	572
2048	1342	769	573
2091	1354	776	578
2125	1326	760	566
2202	1317	755	562
2252	1335	765	570
2351	1345	771	574
2493	1426	818	608
2692	1547	887	660
2866	1642	942	700
3061	1790	1027	763
3142	1822	1044	778
3255	1880	1078	802
3378	1866	1070	796
3412	1863	794	1069
3477	1899	809	1090
3574	1773	755	1018
3664	1832	781	1051
3684	1843	785	1058
3745	1874	799	1075
3781	1897	809	1088
3893	2034	867	1167
4001	2047	872	1175
4142	2116	902	1214
4210	2242	956	1286

Fuente: Propia

- **Presión de fractura inicial⁷⁴.**

A continuación se presentan los valores de presión de fractura inicial del pozo 38.

⁷⁴ Ibid.

Tabla 13: Presión de fractura inicial col 38.

Profundidad (ft)	Presión de Fractura Inicial (psi)	Gradiente de Fractura Inicial (psi/ft)
128	69.54	0.543
342	185.79	0.543
361	196.12	0.543
422	229.69	0.544
644	351.85	0.546
839	458.38	0.546
882	482.78	0.547
938	513.44	0.547
1207	657.54	0.545
1389	770.64	0.555
1436	819.35	0.571
1518	847.53	0.558
1634	904.53	0.554
1792	1033.07	0.576
1874	1124.51	0.6
1919	1203.78	0.627
1944	1237.25	0.636
1988	1400.02	0.704
2015	1432.02	0.711
2048	1430.18	0.698
2091	1451.08	0.694
2125	1432.93	0.674
2202	1449.72	0.658
2252	1454.75	0.646
2351	1497.45	0.637
2493	1597.28	0.641
2692	1761.13	0.654
2866	1850.66	0.646
3061	1984.15	0.648
3142	2023.83	0.644
3255	2091.08	0.642
3378	2102.61	0.622

3412	2110.02	0.618
3477	2150.5	0.618
3574	2068.52	0.579
3664	2132.49	0.582
3684	2146.16	0.583
3745	2182.55	0.583
3781	2208.09	0.584
3893	2337.55	0.6
4001	2369.39	0.592
4142	2450.55	0.592
4210	2563.09	0.609

Fuente: Autores

- **Relación de Poisson :**

Teniendo en cuenta que la zona productora se encuentra ubicada entre las profundidades de 1207 y 3378 ft, cabe resaltar que está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y limolitas, por lo tanto las relaciones de Poisson son las siguientes:

Tabla 14: Relación de Poisson, zona productora de col 38.

Profundidad(ft)	Litología	Relación de Poisson
128	Limolita	0.09
342	Limolita	0.09
361	Limolita	0.09
422	Limolita	0.09
644	Limolita	0.09
839	Arenisca	0.27
882	Arenisca	0.27
938	Limolita	0.09
1207	Limolita	0.09
1389	Arenisca	0.27
1436	Limolita	0.09
1518	Limolita	0.09
1634	Limolita	0.09

1792	Arenisca	0.27
1874	Limolita	0.09
1919	Arenisca	0.27
1944	Limolita	0.09
1988	Limolita	0.09
2015	Limolita	0.09
2048	Limolita	0.09
2091	Limolita	0.09
2125	Limolita	0.09
2202	Limolita	0.09
2252	Limolita	0.09
2351	Limolita	0.09
2493	Limolita	0.09
2692	Limolita	0.09
2866	Limolita	0.09
3061	Limolita	0.09
3142	Limolita	0.09
3255	Limolita	0.09
3378	Limolita	0.09
3412	Limolita	0.09
3477	Arenisca	0.27
3574	Arenisca	0.27
3664	Arenisca	0.27
3684	Limolita	0.09
3745	Limolita	0.09
3781	Limolita	0.09
3893	Arenisca	0.27
4001	Arenisca	0.27
4142	Limolita	0.09
4210	Limolita	0.09

Fuente: Lama y Vutukury, 1978.

- **Coefficiente de poroelasticidad de Biot.**

Para el cálculo del coeficiente de biot se van a tomar dos valores, el primer valor va ser 1, es decir suponiendo que el fluido de poro es 100% eficiente para contrarrestar el esfuerzo total que se está aplicando y el segundo valor va a ser

el calculado con la ecuación 3.4 teniendo en cuenta las compresibilidades de la matriz de la roca y la total.

Donde:

$$C_r = 3.63607E-07$$

$$C_t = 1.06825E-05$$

Tabla 15 Consideraciones coeficiente de Biot.

Consideración	Coeficiente de Biot (α)
Utilizando la ecuación teniendo en cuenta C_r y C_t .	0.96
Si el fluido es el fluido de poro es 100% eficiente para contrarrestar el esfuerzo total que se está aplicando.	1

Fuente: Autores

5.1.2. Procedimiento de cálculo de la presión de fractura final.

El cálculo de la presión de fractura final se le realizó al intervalo productor del pozo Col 38.

- **Cálculo de la relación esfuerzo depleción.**

Con la ecuación 3.2 se puede calcular la relación esfuerzo–depleción, teniendo los respectivos valores de Poisson y coeficiente de biot.

- **Cálculo del cambio de esfuerzo horizontal mínimo.**

Partiendo de lo calculado anteriormente y teniendo los respectivos valores de caída de presión de las formaciones se aplica la ecuación 3.5 y se obtiene el cambio de esfuerzo horizontal mínimo.

- **Cálculo del gradiente de fractura final.**

Teniendo el cambio de esfuerzo horizontal mínimo y la presión de fractura inicial se puede calcular con la siguiente ecuación el gradiente de fractura final.

$$\Delta\sigma = P_{fr\ inic} - P_{fr\ final}$$

Dónde:

$\Delta\sigma$ =cambio de esfuerzo horizontal.

$P_{fr\ inic}$ = presión de fractura inicial (psi).

$P_{fr\ final}$ = presión de fractura final (psi)

5.1.2.1. Tablas de resultados de cálculos para determinar el gradiente de fractura final.

- *Para cuando biot es 1.*

Tabla 16: Presión de fractura final Col 38. (Biot=1)

Profundidad(ft)	ΔP (psi)	Valores de Poisson	Biot	$\Delta\sigma/\Delta P_p$	$\Delta\sigma$	$P_{fr\ inic}$ (psi)	$P_{fr\ final}$ (psi)
1207	239	0.09	1	0.901	215.36	657.54	442.18
1389	276	0.27	1	0.630	173.92	770.64	596.72
1436	285	0.09	1	0.901	256.81	819.35	562.54
1518	301	0.09	1	0.901	271.23	847.53	576.30
1634	334	0.09	1	0.901	300.97	904.53	603.56
1792	391	0.27	1	0.630	246.38	1033.07	786.69
1874	424	0.09	1	0.901	382.07	1124.51	742.44

1919	465	0.27	1	0.630	293.01	1203.78	910.77
1944	483	0.09	1	0.901	435.23	1237.25	802.02
1988	556	0.09	1	0.901	501.01	1400.02	899.01
2015	572	0.09	1	0.901	515.43	1432.02	916.59
2048	573	0.09	1	0.901	516.33	1430.18	913.85
2091	578	0.09	1	0.901	520.84	1451.08	930.24
2125	566	0.09	1	0.901	510.02	1432.93	922.91
2202	562	0.09	1	0.901	506.42	1449.72	943.30
2252	570	0.09	1	0.901	513.63	1454.75	941.12
2351	574	0.09	1	0.901	517.23	1497.45	980.22
2493	608	0.09	1	0.901	547.87	1597.28	1049.41
2692	660	0.09	1	0.901	594.73	1761.13	1166.40
2866	700	0.09	1	0.901	630.77	1850.66	1219.89
3061	763	0.09	1	0.901	687.54	1984.15	1296.61
3142	778	0.09	1	0.901	701.05	2023.83	1322.78
3255	802	0.09	1	0.901	722.68	2091.08	1368.40
3378	796	0.09	1	0.901	717.27	2102.61	1385.34

Fuente: Propia

- Para cuando biot es 0.96.

Tabla 17: Presión de fractura final (Biot=0.96)

Profundidad(ft)	ΔP (psi)	Valores de Poisson	Biot	$\Delta\sigma/\Delta P_p$	$\Delta\sigma$	Pfinic(psi)	Pffinal (psi)
1207	239	0.09	0.96	0.865	206.75	657.54	450.79
1389	276	0.27	0.96	0.605	166.96	770.64	603.68
1436	285	0.09	0.96	0.865	246.54	819.35	572.81
1518	301	0.09	0.96	0.865	260.38	847.53	587.15
1634	334	0.09	0.96	0.865	288.93	904.53	615.60
1792	391	0.27	0.96	0.605	236.53	1033.07	796.54
1874	424	0.09	0.96	0.865	366.78	1124.51	757.73
1919	465	0.27	0.96	0.605	281.29	1203.78	922.49
1944	483	0.09	0.96	0.865	417.82	1237.25	819.43
1988	556	0.09	0.96	0.865	480.97	1400.02	919.05
2015	572	0.09	0.96	0.865	494.81	1432.02	937.21
2048	573	0.09	0.96	0.865	495.68	1430.18	934.50
2091	578	0.09	0.96	0.865	500.00	1451.08	951.08

2125	566	0.09	0.96	0.865	489.62	1432.93	943.31
2202	562	0.09	0.96	0.865	486.16	1449.72	963.56
2252	570	0.09	0.96	0.865	493.08	1454.75	961.67
2351	574	0.09	0.96	0.865	496.54	1497.45	1000.91
2493	608	0.09	0.96	0.865	525.95	1597.28	1071.33
2692	660	0.09	0.96	0.865	570.94	1761.13	1190.19
2866	700	0.09	0.96	0.865	605.54	1850.66	1245.12
3061	763	0.09	0.96	0.865	660.04	1984.15	1324.11
3142	778	0.09	0.96	0.865	673.01	2023.83	1350.82
3255	802	0.09	0.96	0.865	693.77	2091.08	1397.31
3378	796	0.09	0.96	0.865	688.58	2102.61	1414.03

5.1.3. Densidad mínima de perforación.

Para determinar la densidad mínima de perforación se tiene en cuenta la presión de formación actual en cual se maneja un factor de seguridad de 0.5 que se le suma a la densidad equivalente de lodo. Cabe resaltar que para el cálculo de esta densidad se tomaron los valores, considerando el coeficiente de biot como 1.

Tabla 18: Densidad mínima de perforación col 38.

Profundidad(ft)	Presión de formación actual (psi)	Gradiente de Pf actual (psi/ft)	Densidad equivalente (lb/gal)	Densidad mínima de lodo actual (lb/gal)
1207	322	0.267	5.130	5.630
1389	370	0.266	5.123	5.623
1436	383	0.267	5.129	5.629
1518	405	0.267	5.131	5.631
1634	449	0.275	5.284	5.784
1792	525	0.293	5.634	6.134
1874	570	0.304	5.849	6.349
1919	625	0.326	6.263	6.763
1944	649	0.334	6.420	6.920
1988	747	0.376	7.226	7.726
2015	769	0.382	7.339	7.839

2048	769	0.375	7.221	7.721
2091	776	0.371	7.137	7.637
2125	760	0.358	6.878	7.378
2202	755	0.343	6.594	7.094
2252	765	0.340	6.533	7.033
2351	771	0.328	6.307	6.807
2493	818	0.328	6.310	6.810
2692	887	0.329	6.336	6.836
2866	942	0.329	6.321	6.821
3061	1027	0.336	6.452	6.952
3142	1044	0.332	6.390	6.890
3255	1078	0.331	6.369	6.869
3378	1070	0.317	6.091	6.591

Fuente: Autores

5.1.4. Densidad máxima de perforación.

Para determinar la densidad máxima de perforación se tiene en cuenta la presión de fractura actual, en donde se maneja un factor de seguridad de 0.3 que se le resta a la densidad equivalente de lodo.

Tabla 19: Densidad máxima de perforación col 38.

Profundidad(ft)	Presión de fractura actual (psi)	Gradiente de fractura actual (psi/ft)	Densidad equivalente (lb/gal)	Densidad máxima de lodo actual (lb/gal)
1207	442.18	0.37	7.05	6.75
1389	596.72	0.43	8.26	7.96
1436	562.54	0.39	7.53	7.23
1518	576.30	0.38	7.30	7.00
1634	603.56	0.37	7.10	6.80
1792	786.69	0.44	8.44	8.14
1874	742.44	0.40	7.62	7.32
1919	910.77	0.47	9.13	8.83
1944	802.02	0.41	7.93	7.63
1988	899.01	0.45	8.70	8.40

2015	916.59	0.45	8.75	8.45
2048	913.85	0.45	8.58	8.28
2091	930.24	0.44	8.56	8.26
2125	922.91	0.43	8.35	8.05
2202	943.30	0.43	8.24	7.94
2252	941.12	0.42	8.04	7.74
2351	980.22	0.42	8.02	7.72
2493	1049.41	0.42	8.10	7.80
2692	1166.40	0.43	8.33	8.03
2866	1219.89	0.43	8.19	7.89
3061	1296.61	0.42	8.15	7.85
3142	1322.78	0.42	8.10	7.80
3255	1368.40	0.42	8.08	7.78
3378	1385.34	0.41	7.89	7.59

Fuente: Autores

5.1.5. Ventana segura de lodo para la perforación del bloque 1 del campo colorado.

De acuerdo a los resultados obtenidos a través de la ecuación del método de solución elástica simple, la ventana segura de lodo para perforar un pozo en el bloque 1 del campo colorado, teniendo en cuenta el efecto de la depleción es la siguiente:

Tabla 20: Ventana segura de lodo bloque 1 Campo Colorado.

Profundidad(ft)	Densidad mínima de lodo actual (lb/gal)	Densidad máxima de lodo actual (lb/gal)
1207	5.63	6.75
1389	5.62	7.96
1436	5.63	7.23
1518	5.63	7.00
1634	5.78	6.80
1792	6.13	8.14
1874	6.35	7.32
1919	6.76	8.83

1944	6.92	7.63
1988	7.73	8.40
2015	7.84	8.45
2048	7.72	8.28
2091	7.64	8.26
2125	7.38	8.05
2202	7.09	7.94
2252	7.03	7.74
2351	6.81	7.72
2493	6.81	7.80
2692	6.84	8.03
2866	6.82	7.89
3061	6.95	7.85
3142	6.89	7.80
3255	6.87	7.78
3378	6.59	7.59

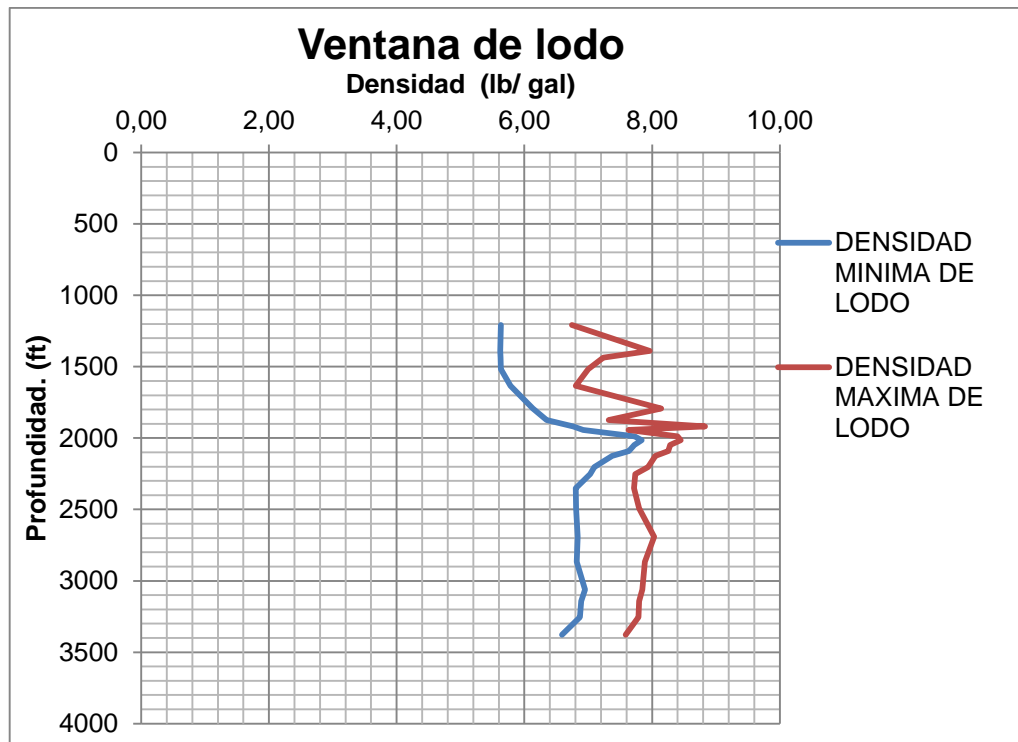
Fuente: Autores

5.1.6. Gráficas de resultados

A continuación se presentarán las tablas correspondientes a los resultados graficados en el capítulo 5. Donde se muestra las presiones de poro y fractura.

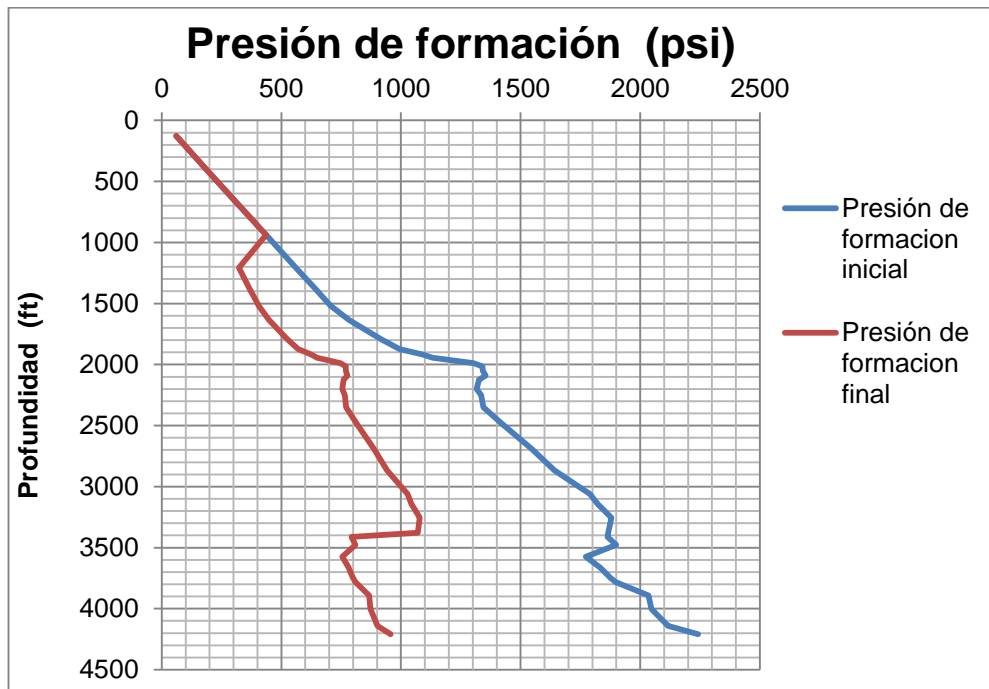
BLOQUE 1

Figura 49: Ventana de lodo bloque 1. Col 38



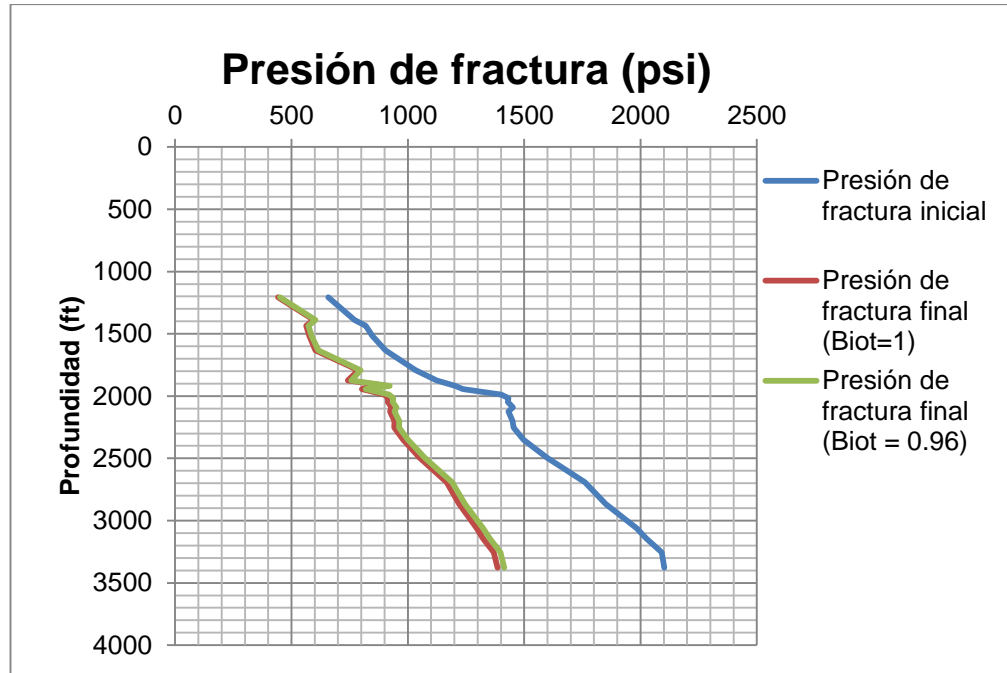
Fuente: Autores

Figura 50: Presión de formación bloque 1. Col 38



Fuente: Autores

Figura 51: Presión de fractura bloque 1. Col 38



Fuente: Autores

5.1.7. Argumentos de cálculo del método solución elástica simple.

Los resultados obtenidos del cálculo del esfuerzo horizontal mínimo (gradiente de fractura) pueden presentar una discrepancia o un porcentaje de error al momento de compararlos con valores leídos de pruebas de campos, que son mucho más precisos y confiables, como lo son las pruebas Leak Off Test (LOT), o pruebas de integridad de formación (FIT), esta diferencia es producto de la aproximación de la ecuación más simple de la mecánica de las rocas, ecuación de Eaton.

Conviene, sin embargo advertir que la velocidad a la que el gradiente de fractura disminuirá es difícil de evaluar sobre la base de principios y supuestos de mecánica de rocas estándar.

A continuación se muestra las posibles razones que produciría la divergencia en los resultados de cálculo⁷⁵⁷⁶:

- ✚ El uso inapropiado de la formulación elástico lineal de la ecuación.
- ✚ La suposición de límites incorrectos en la ecuación.
- ✚ Las propiedades mecánicas de las rocas son incorrectas, por efectos de escalas y heterogeneidades en la formación de estudio.
- ✚ Los efectos geométricos en el yacimiento.
- ✚ La ovación de la interacción del yacimiento-overburden y los esfuerzos entre ellos.
- ✚ Las pérdidas se supone que ocurrirán en las areniscas que se depletan.
- ✚ Los sólidos de lodo parcialmente bloquean la iniciación de la fractura y propagación y la interpretación del campo de esfuerzos que ocurren en el campo.

⁷⁵ Rhett D., Farrell H. Effect of Reservoir Depletion And Pore Pressure Drawdown On In Situ Stress And Deformation In the Ekofisk Field, North Sea. American Rock Mechanics Association. ARMA-91-063. 1991.

⁷⁶ Addis, Op. cit.

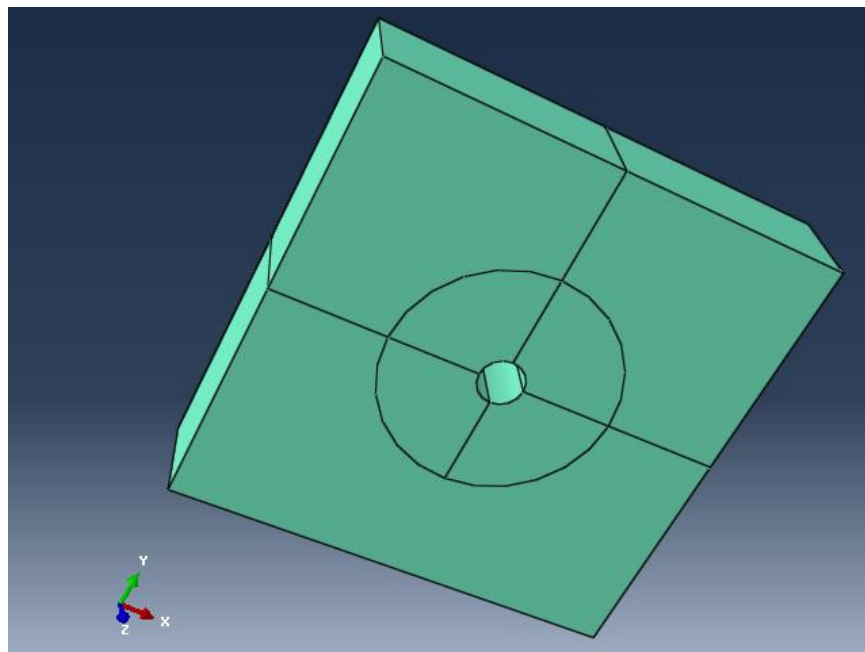
5.2. MODELAMIENTO DEL MÉTODO ELEMENTOS FINITOS POR ABAQUS

5.2.1. Geometría del modelo.

A continuación se presenta el modelo aplicado para simular la variación de los esfuerzos debido a la reducción de la presión inicial del yacimiento, este modelo fue desarrollado en tres dimensiones.

De acuerdo con nuestro trabajo, los primeros cálculos en ABAQUS se realizaron bajo las hipótesis de un comportamiento elástico lineal del material con propiedades mecánicas homogéneas e isotrópicas. Este enfoque puede ser considerado como una metodología general para la validación del malla, ampliación de la escala y la atribución de la presión en los nodos, así como para el ajuste correcto de las condiciones de frontera. Como ejemplo, en la Figura 51 se muestra el resultado inicial del modelo 3D del yacimiento y de la región circundante del pozo.

Figura 52 Modelo 3D inicial.



Fuente: Software ABAQUS

El modelo estático incluye la atribución de los parámetros petrofísicos porosidad y permeabilidad en todo el modelo. ABAQUS toma como entrada toda la información del modelo estático y, mediante la introducción de una serie de parámetros adicionales con respecto a las propiedades mecánicas de la roca yacimiento, proporciona la información necesaria para el manejo del modelo⁷⁷.

Además, ABAQUS ofrece un conjunto de entradas de información, que se utiliza en la simulación geomecánica de elementos finitos: la discretización del enmallado del yacimiento y de la cara del pozo; los valores iniciales de la porosidad y la permeabilidad, la declinación de la presión del fluido como una condición de frontera para cada nodo. Además, se planteó que la longitud, la altura y el ancho del modelo fuera igual a diez veces el diámetro del pozo, esto con el fin de no incurrir a errores asociados a la perturbación de los esfuerzos en la zona cercana a la frontera; toda esta información se convierte en un código de interfaz y se utiliza para construir el modelo ABAQUS de elementos finitos.

5.2.2. Condiciones iniciales.

En un orden más claro, se asigna las siguientes propiedades para construir el modelo completo en ABAQUS:

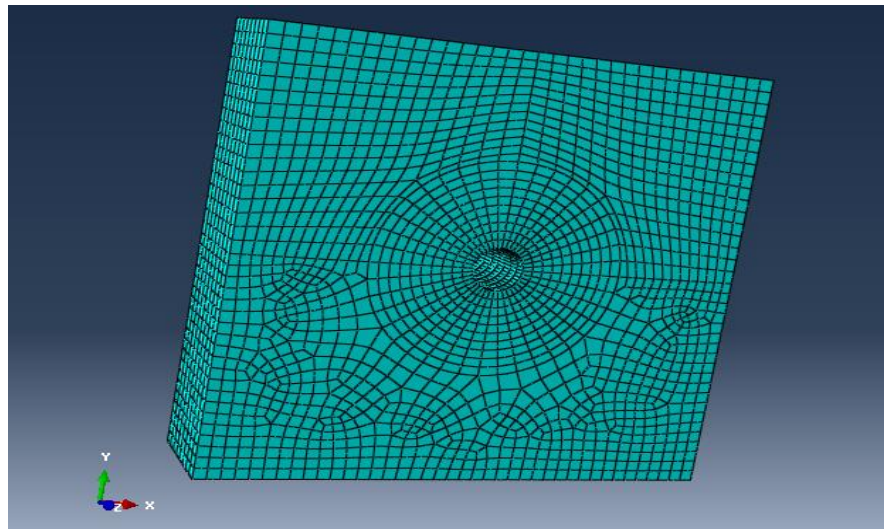
- Módulo de Young y relación de Poisson,
- Peso específico del fluido de poro,
- Relación de vacío inicial, (función de la porosidad (ϕ)); ($e=\phi/(1-\phi)$)
- Valores de permeabilidad.

El modelo se compone de una sección sólida, esta conforma la mayor parte del modelo, esta es asumida como lineal elástica y los esfuerzos in-situ son aplicados.

⁷⁷ Capasso G., Mantica S. Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS. Eni S.p.A., Exploration and Production Division, Milan (Italy).

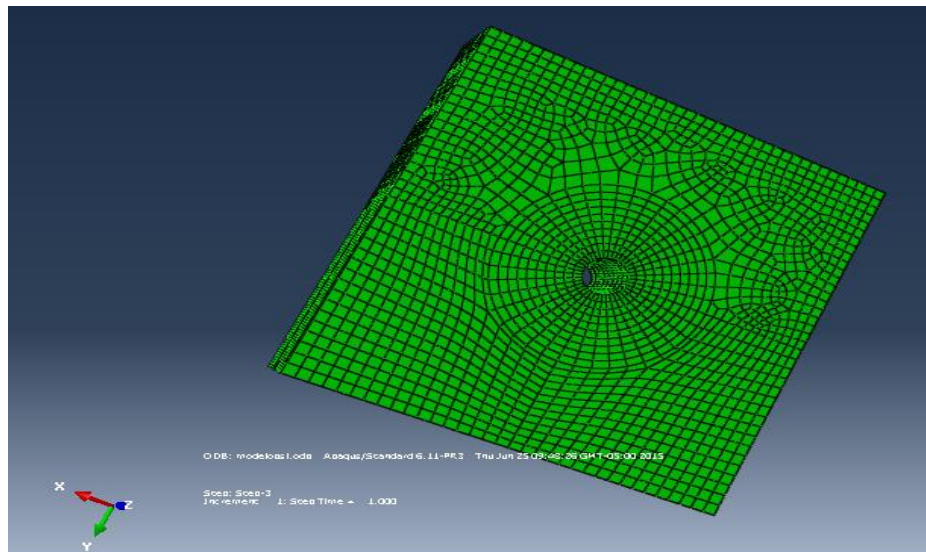
Además está conformada por elementos continuos tridimensionales con grados de libertad de desplazamiento y presión que permiten simular el flujo en el medio poroso a través de todo el modelo.

Figura 53 Representación del modelo.



Fuente: Software ABAQUS

Figura 54 Enmallado del elemento finito global.



Fuente: Software ABAQUS

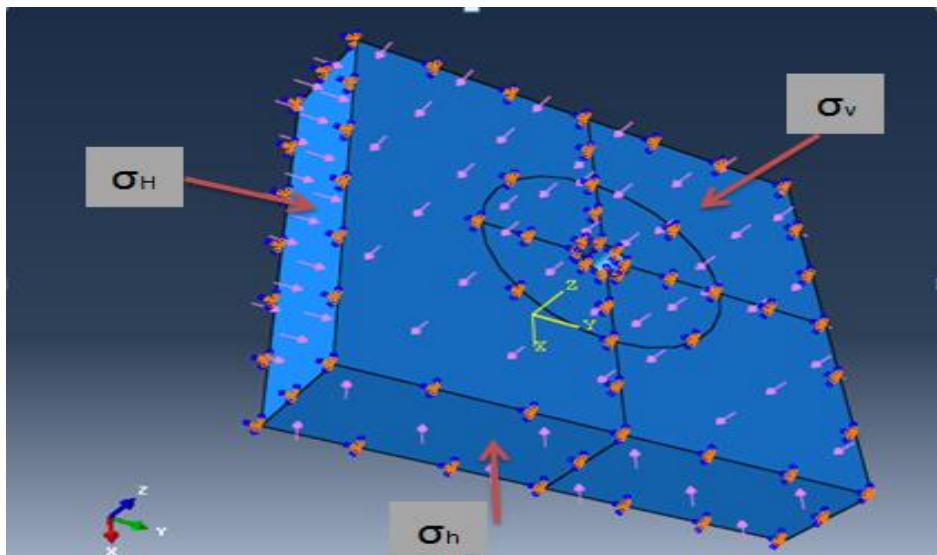
5.2.3. Inicialización de los esfuerzos.

La inicialización de los esfuerzos es un punto crítico, ya que el comportamiento del material es controlado por el valor actual de los esfuerzos y trayectoria, y no sólo por las variaciones de los esfuerzos.

Los pasos generales que se realizaron para la inicialización fueron:

- Los datos iniciales en el campo de esfuerzos in situ se calcularon utilizando el la densidad de la formación material (gradiente de 1 psi/ft), así como el valor del esfuerzo horizontal mínimo obtenido a partir de mediciones in situ, resultado del método anterior del esfuerzo horizontal mínimo disponible para el campo; ver figura 55.
- El modelo se equilibra con este campo de esfuerzos como condición inicial, suponiendo un comportamiento elástico lineal del material y usando la opción geostático (análisis de suelo), para verificar que el campo de esfuerzos geostático está en equilibrio con las cargas aplicadas y condiciones de frontera en el modelo y para iterar, si es necesario, para obtener el equilibrio.

Figura 55 Distribución de la orientación de los esfuerzos.



Fuente: Tomado y modificado, Software ABAQUS

5.2.4. Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera asignadas al modelo consisten en la restricción de desplazamiento de la parte inferior del enmallado (dirección z) y restricción de desplazamiento horizontal en ambos lados (dirección x, dirección y).

Esto para evitar que el análisis del modelo del flujo de trabajo no presente deformaciones de tipo rígido, ya sea por rotación o traslación, y así mantener la convergencia del modelo, y simular la interacción de la roca con las formaciones adyacentes-

El valor de la presión de poro final se encuentra aplicado en cada nodo del modelo en el simulador ABAQUS, obteniéndose como un promedio ponderado de la presión centrada en cada celda de la simulación, es decir, la historia de carga del modelo se proporciona entonces como una condición de frontera para el paso de simulación de la depleción en el software ABAQUS.

5.2.5. Datos utilizados para la aplicación del modelo.

A continuación se muestra los valores que se utilizaron para la simulación de la variación de los esfuerzos en la cara del pozo, para un yacimiento que posteriormente se asume que ha depletado.

Ver tabla 21.

Tabla 21: Data aplicada.

Diámetro del pozo	8.5"
Esfuerzo vertical (Sv)	1207 psi
Esfuerzo horizontal máximo (SH)	800 psi
Esfuerzo horizontal mínimo (Sh)	657 psi
Presión de poro inicial	560 psi
Presión de poro final (Depleción)	322 psi
Relación de vacío	0.3
K, Permeabilidad	160 mD
Módulo de Young	377000 psi
Relación de Poisson	0.27

Fuente: Autores

5.2.6. Visualización de los resultados de la simulación del modelo.

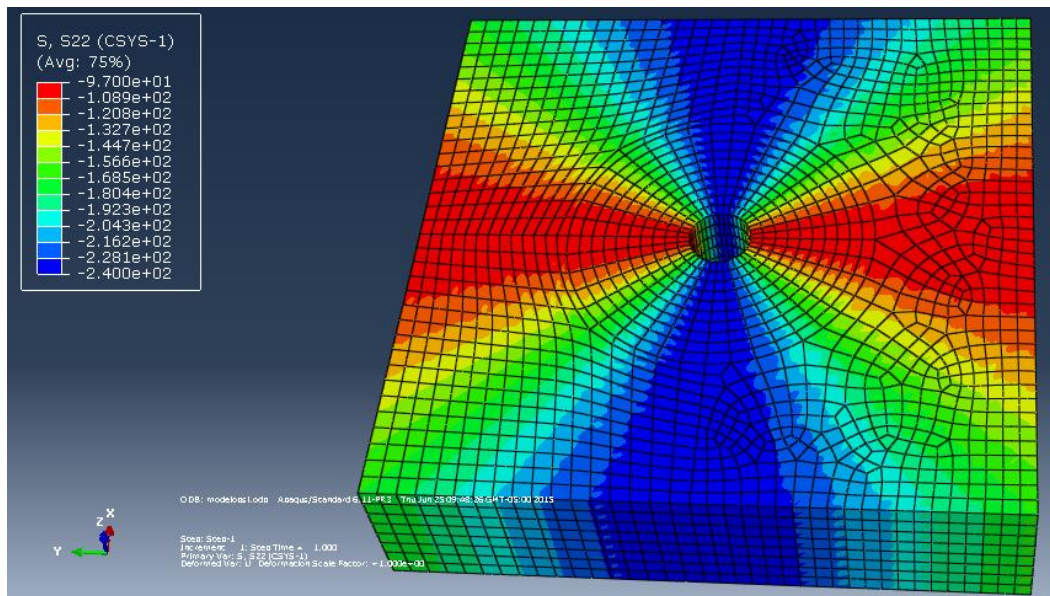
La historia de tiempo para la simulación consiste de tres pasos principales:

I. Paso geostático (step 1).

La visualización del resultado para el primer análisis que se inicializó al principio de la simulación, producto del análisis de la 'corrida' (*Job*); se observa (ver figura 56), que el campo de esfuerzos se encuentra equilibrado con las cargas aplicadas para el modelo, de igual forma para las condiciones de frontera planteada, en su respectiva orientación para cada esfuerzos en el yacimiento, sin embargo, hay que

tener en cuenta que para esta visualización el yacimiento no sufre deformación, es decir, la deformación, es igual a cero (0). Lo anterior cumple con la condición de que el modelo está en equilibrio. Es necesario para todo análisis de suelos este análisis geostático.

Figura 56 Análisis geostático de las cargas aplicadas.



Fuente: Software ABAQUS

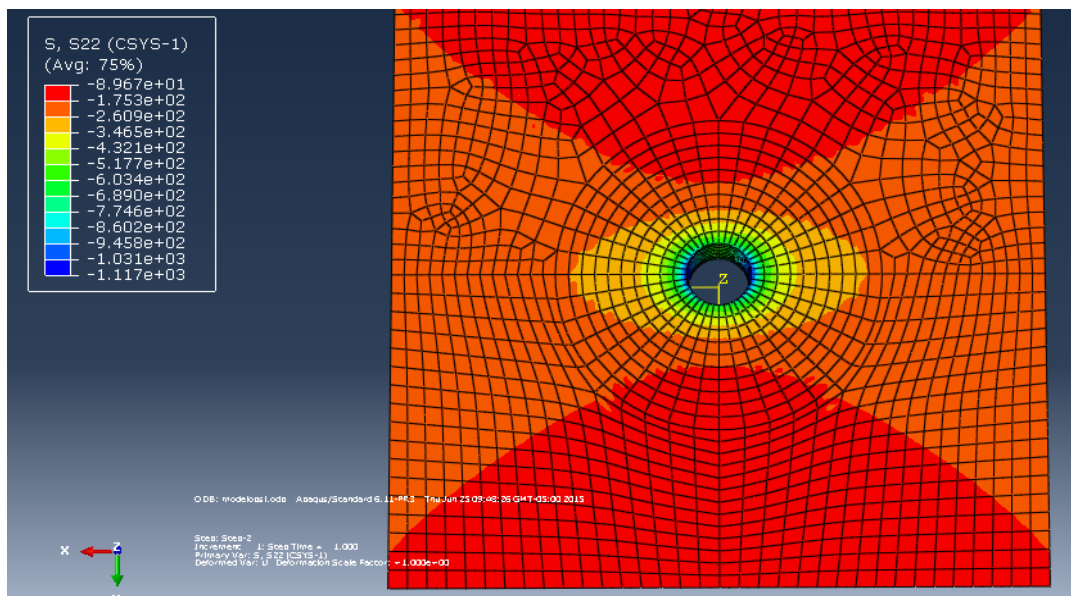
II. Segundo paso (*step 2*).

El siguiente análisis corresponde al comportamiento o tendencia de los esfuerzos a concentrarse en la cara del pozo, empleando 560 psi como presión de poro inicial del campo (ver tabla 11), sin embargo, se procederá más adelante a verificar la confiabilidad de los resultados del modelo, mediante la comparación con los resultados obtenidos por medio del modelo analítico propuesto por Kirsch.

La concentración de esfuerzos en la cara del pozo se manifiesta de tal manera que en la dirección del esfuerzo mínimo hay una máxima compresión y en la dirección del esfuerzo horizontal máximo presenta una máxima tensión, ya que, como se explicó en el capítulo 2, en la dirección del esfuerzo horizontal máximo es donde se incurre a problemas de derrumbamiento de las paredes del pozo, de igual forma señalar que a cierta distancia del pozo los esfuerzos son iguales a los esfuerzos del campo.

Nota: Aquí no tenemos en cuenta la presión del lodo, es decir, la $P_m=0$.

Figura 57 Tendencia esfuerzo horizontal mínimo para la presión de poro inicial.

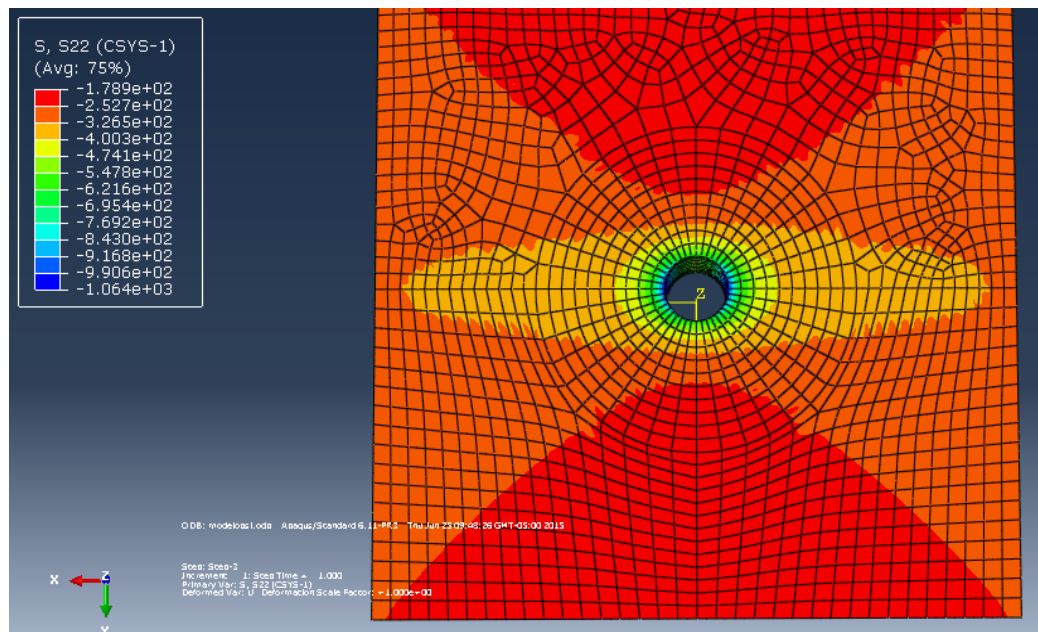


Fuente: Software ABAQUS

III. Tercer paso (step 3).

En este análisis se visualiza el comportamiento que presenta el modelo ante la condición de declinamiento o depleción de la presión de poro; es decir, para este paso la presión de poro aplicada es la de 322 psi (ver tabla 11) es aquí donde ocurre el aumento de los esfuerzos efectivos en el yacimiento y la disminución del esfuerzo mínimo horizontal total, ver figura 58.

Figura 58: Depleción del yacimiento o modelo geomecánico.



Fuente: Software ABAQUS

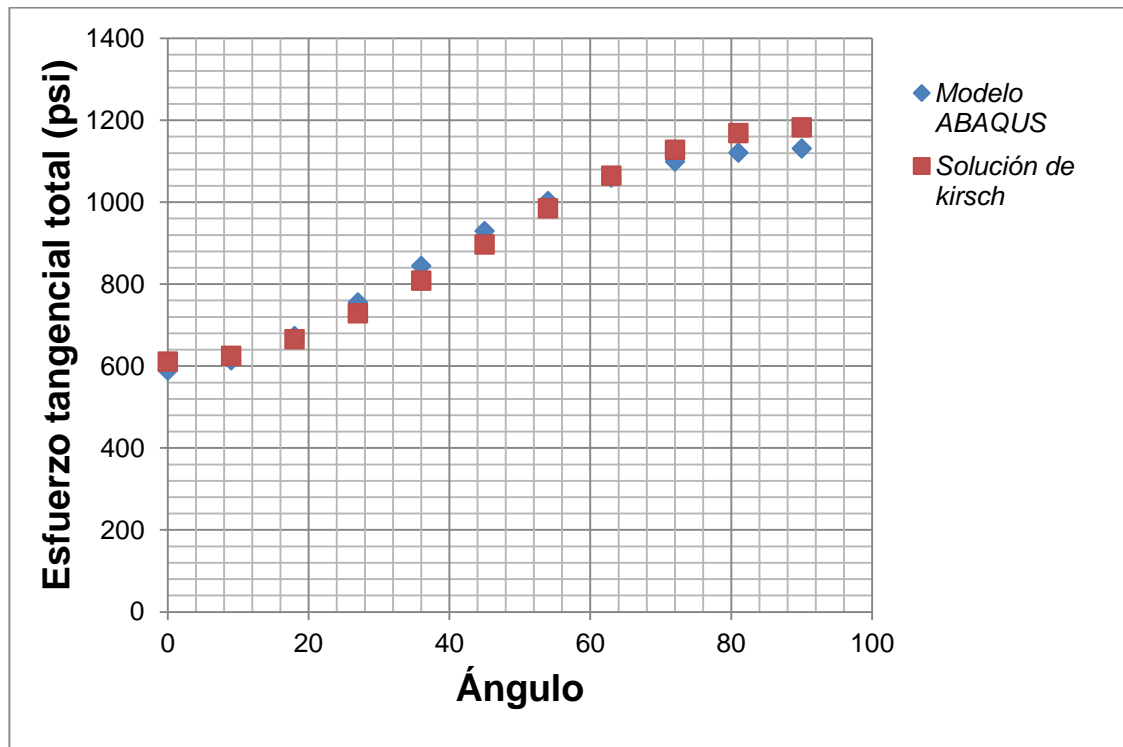
5.2.7. Precisión del modelo geomecánico.

En este paso se procede a analizar 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 mínimo, la validación de la convergencia del emallado se realizara 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 analizara la convergencia usando elementos de orden geométrico lineal (10 nodos) y de orden geométrico cuadrático (23 nodos).

Los valores de esfuerzo tangencial alrededor del pozo presentados a continuación son calculados para una emallada base que corresponde al modelo y un orden geométrico de elementos de esfuerzo/presión de poro. 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 21. La Figura 54 ilustra la emallada base utilizado en la prueba de convergencia.

Figura 59 Precisión del modelo con respecto a la solución de Kirsch.

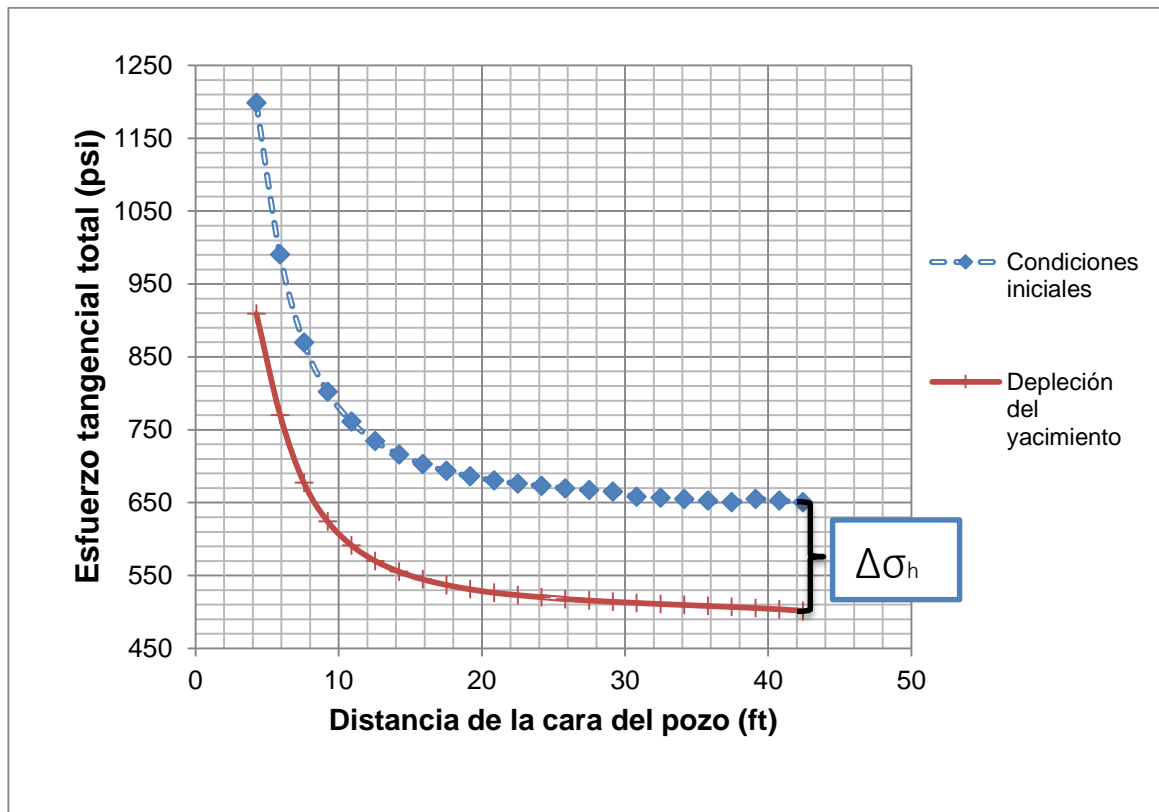


Fuente: Autores

5.2.8. Comportamiento de la variación del esfuerzo mínimo posterior a la depleción.

A continuación se muestra los resultados obtenidos para la tendencia del esfuerzo mínimo a la depleción del yacimiento descrito y con las condiciones específicas aplicadas anteriormente.

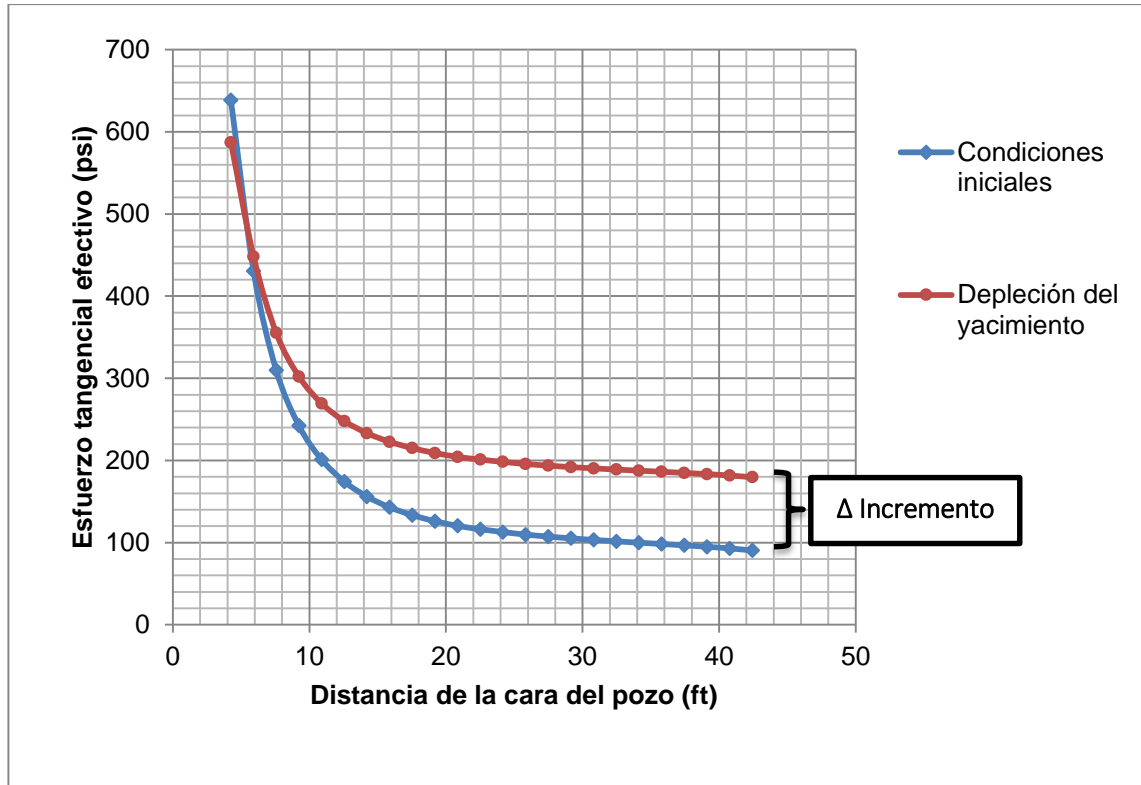
Figura 60 Variación del esfuerzo horizontal mínimo principal



Fuente: Autores

La gráfica anterior es la representación de la tendencia del esfuerzo horizontal mínimo a la depleción del modelo geomecánico, este es paralelo al esfuerzo horizontal máximo, es decir, ángulo igual a 0.

Figura 61 Incremento en el esfuerzo tangencial efectivo.



Fuente: Autores

5.2.9. Análisis de los resultados.

Para evaluar el comportamiento del modelo desarrollado y el flujo de trabajo propuesto, se generó un modelo de un yacimiento, teniendo en cuenta en su mayoría propiedades del pozo Col 38, descrito en el capítulo cuatro. Este modelamiento corresponde a la secuencia de tres pasos, explicados anteriormente en la visualización de los resultados de la simulación, los cuales fueron empleados para analizar el comportamiento de los esfuerzos bajo a una condición de disminución de la presión de poro del yacimiento.

La figura 59 representa una disminución significativa del esfuerzo horizontal mínimo con la reducción de la presión de poro registrada del campo, esta reducción está en función de la distancia del radio de drenaje del pozo, es decir, en la cara del pozo para condiciones iniciales, el esfuerzo horizontal mínimo corresponde al valor de 1198.73 psi, sin embargo, para la condición de declinamiento de la presión de poro, se observa que el esfuerzo horizontal mínimo también disminuye hasta un valor registrado de 909.24 psi; este comportamiento de debilitamiento del esfuerzo es constante en la línea de alejamiento desde la cara del pozo hasta el límite de drenaje del yacimiento , confirmando paralelamente la hipótesis, de que la depleción del yacimiento afecta directamente al gradiente de fractura.

Cabe mencionar tras lo dicho anteriormente que la respuesta esfuerzo-depleción es 0.42, tomando los valores de esfuerzo mínimo en el límite del yacimiento para cada condición de presión, el procedimiento es el siguiente:

$$\frac{\Delta\sigma}{\Delta Pp} = \frac{(650.42 - 501.29) \text{ psi}}{(560 - 200) \text{ psi}}$$

$$\frac{\Delta\sigma}{\Delta Pp} = 0.42$$

Esta repuesta es muy diferente a la respuesta esfuerzo-depleción 0.86 promedio del método de la solución elástica simple y esta discrepancia o inexactitud se debe al uso inapropiado de la formulación elástico lineal de la ecuación, la suposición de límites incorrectos en la ecuación y además las propiedades mecánicas de la arena productora podrían ser incorrectas, debido a efectos de escalas y heterogeneidades en la formación de estudio.

Teniendo en cuenta los resultados de la figura 60, queda que la nueva presión de iniciación de fractura en la cara del pozo después de que el yacimiento se haya depletado, es: 909.24 psi; por lo tanto, en el caso de llegar a perforar con una presión mayor a esta, fracturas aparecerán y se propagarán en la formación, en el supuesto caso que una fractura ya se haya iniciado en la pared del pozo. Durante esta propagación, la fractura se toma el camino de la menor resistencia, definida por un plano de fractura normal al esfuerzo mínimo principal in-situ.

La figura 60 muestra el incremento de los esfuerzos efectivos debido a que esta depende de la variación que experimente la presión de poro del yacimiento, por lo tanto, la formación puede experimentar fenómenos de compactación o de aplastamiento de poros, además la formación podría ser un poco inestable, debido a la consideración del manejo de la densidad de lodo que se manejaría para controlar problemas de inestabilidad en el pozo.

5.2.10. Argumentos de la simulación de un modelo geomecánico.

La importancia de simular un comportamiento geomecánico como el realizado anteriormente, radica en que se logra determinar de manera aproximada las acciones de operación más adecuada y convenientes, además determina también el método de perforación más económico, así como el tipo y diseño del pozo, el número de pozos a perforar, y aun la tasa de inyección, para que la perforación sea un éxito.

Para ser más puntual, generalmente:

- Mejora el entendimiento del ingeniero de la forma de cómo ocurren algunos comportamientos geoestructurales y geomecánicos que no se pueden ver físicamente.

- Disminuir los costos asociados con la experimentación en el sistema real (prueba y error).
- Aumenta la confiabilidad para tomar decisiones importantes para una fase en la operación en campo que se tenga que llevar a cabo.
- La aplicación de un modelamiento es de mayor seguridad, estabilidad y practicidad para disminuir riesgo de error que puede producir un método analítico, como es el caso del método de la solución elástica simple.

Sin embargo, también tiene sus limitaciones ya que las soluciones en algunos casos no son exactas debido a que los datos ingresados en ciertas ocasiones no son precisos, y no se puede confiar plenamente en el ajuste histórico porque suelen tener mucha incertidumbre, es por eso que cuenta mucho la experiencia y conocimientos del ingeniero en el manejo de este tipo de simulador.

6. CONCLUSIONES

- El conocimiento de las propiedades de la roca y del comportamiento geomecánico que puede experimentar el yacimiento, ayuda al ingeniero en la prevención y la mitigación de las pérdidas de fracturas inducidas durante la perforación. Además también permite al operador evaluar la eficacia de una cierta prevención de pérdida de circulación o aplicar nuevas tecnologías o estrategias de mitigación.
- La predicción de una ventana de lodo exacta teniendo en cuenta el gradiente de presión de fractura, es fundamental para mitigar los problemas de estabilidad del pozo, tales como pérdida de circulación. La mayoría de los métodos comúnmente utilizados se basan en relaciones empíricas o procesos de simulación que pueden apoyar ciertos ambientes geomecánicos.
- La solución elástica simple basada en una condición de deformación uniaxial genera una respuesta fácil y rápida para determinar el cambio de esfuerzo debido al efecto de la presión. Entender la limitación y ajustes de la ecuación darán una buena estimación de la trayectoria de esfuerzos.
- Para el estudio de la estimación del gradiente de fractura en el campo colorado, se encontró que el campo no cuenta con las pruebas leak off test (LOT), las cuales eran pretendidas para compararlas con los resultados obtenidos a través de la aplicación de los respectivos métodos mencionados en este proyecto de grado.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de presión en las arenas representativas del Campo Escuela Colorado, que permita contar con información confiable para luego comparar con los resultados obtenidos por el método de la solución elástica simple y el de elementos finitos utilizando ABAQUS para definir cual se aproxima más a los valores en tiempo real.
- Se recomienda realizar un estudio geomecánico para el Campo Escuela Colorado, para evaluar los esfuerzos, aspectos de buzamiento y otros factores que permitan hacer ajustes para una mejor ventana del lodo segura.
- Desarrollar y profundizar en cada método de predicción propuesto en el capítulo 3 para determinar la variación del esfuerzo mínimo (gradiente de fractura) con la depleción y aplicarlo en un campo colombiano para permitir el desarrollo de futuros proyectos en campos maduros.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Acevedo O., Determinación de Esfuerzos Insitu, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, D.F., 2009.
- ADACHI. J. Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses Into Fractures. Society of Petroleum Engineers, International Association of Drilling Contractors. IADC/SPE 87224. Dallas, Texas, U.S.A., 2–4 March 2004.
- Addis, M. A. (1997, January 1). The Stress-Depletion Response of Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE 38720-MS
- Ahmed S, Fan H, Gary Wang, Compaction-Induced Wellbore Failure and Fault Instability: A Hybrid Approach, American Rock Mechanics Association, ARMA/NARMS 04-594, Junio 2004.
- Ahmed S. Abou-Sayed, Fanhong Meng, Modeling of Reservoir Compaction and Casing Integrity Evaluation Using Reservoir Simulation, Society of Petroleum Engineers, SPE 81072, April 2003.
- Arunesh Kumar, Sharath Savari, Donald L. Whitfill, and Dale E. Jamison, Wellbore Strengthening: The Less-Studied Properties of Lost-Circulation Materials. Society of Petroleum Engineers. SPE 133484. September 2010.
- BAGGINI S. FRATES C. GARAND J. Sealing Fractures: Advances in Lost Circulation Control Treatments. Schlumberger. 2014

- Barkanov Evgeny, Introduction To The Finite Element Method, Institute Of Materials And Structures Faculty Of Civil Engineering Riga Technical University, 2001.
- Bruce, B and Bowers, G. Pore Pressure Terminology. The Leading Edge, Vol 21. Febrero 2002.
- Calderón C. Zuly, Introducción a la mecánica de Rocas y sus aplicaciones en la industria del Petróleo, Universidad industrial de Santander
- Camacho D. Jorge. Campo Colorado-Calculo de Reservas. Junio 1978.
- Capasso G., Mantica S. Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS. Eni S.p.A., Exploration and Production Division, Milan (Italy).
- CHAVEZ R., JUAREZ M:, Fracturamiento Hidráulico Aplicado para la Determinación de Esfuerzos Tectónicos, Universidad Nacional Autónoma de México, D.F., 1998
- Contreras O, Rodríguez Wilmar. Desarrollo De La Metodología Para Estimar El Gradiente De Fractura De La Formación K1 De Un Campo De La Superintendencia De Operaciones Apiay. Universidad Industrial De Santander. 2008
- DEEG W. WANG H. Changing Borehole Geometry and Lost-Circulation Control. American Rock Mechanics Association. ARMA/NARMS 04-577. Junio 2004

- Duque Carlo, Informe Geológico Final Campo Colorado, Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano Del Petróleo, El Centro, Barrancabermeja, Diciembre De 2003.
- Empresa Colombiana de Petróleos Gerencia Centro Oriente División de Yacimientos. Campo
- Fanhong (Frank) Meng, Giin-Fa Fuh. Reservoir depletion effect on In-situ Stresses and Mud Weight Selection. American Rock Mechanics Association. ARMA 10-342. Junio 2010.
- Farmer, Ian. Engineering Behavior of rocks. Second Edition. London: Chapman and Hall Ltd... 1983. 33p
- FJÆR E., HOLT M., HORSRUD P., RAAEN I., RISNES R., Petroleum related rock mechanics. Elsevier Science Publishers, 1992.
- FRENCH, MCLEAN. Development Drilling Problems in High-Pressure Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE-22385-PA. agosto 1993.
- GHALAMBOR A. Integrated Workflow For Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineer. SPE 1681123. February 2014.
- GRASSO, J.-R.: "Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons". 1993.
- Gonzalez Andres. Reevaluación De Las Presiones De Formación Y Fractura A Partir De Registros En El Campo Colorado. Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2011

- Gonzales I. Miguel Angel, Perforación Bajo Balance Caso Práctico, Universidad Nacional Autónoma De Mexico, 2009.
- Hopkins, C. W. (1997, September 1). The Importance of In-Situ-Stress Profiles in Hydraulic-Fracturing Applications. Society of Petroleum Engineers. SPE 38458-JPT.
- HUBBER K. WILLIS D., Mechanic of Hydraulic Fracturing, Jour. Petroleum Tech., Washington, D.C and Atherton, California.
- HUSSAIN R., Well Engineering & Contruction, 2001, 640 P.
- Introduction to Underbalanced Drilling. Leading Edge Advantage. Old Stoneywood Church Bankhead Road Bucksburn. Aberdeen AB21
- M.W. Albery and M. R. McLean, BP. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. 27 February–1 March 2001.SPE/IADC 67740.
- Martínez C. José R. Geología Estructural y Dinámica Global 2002/2003.
- McLean, M.R. Addis, M.A. (1990): Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application, paper IADC/SPE 19941 presented at the 1990 IADC/SPE Drilling Conference, 27 February - 2 March, Houston, Texas.
- Meng F., Fuh G., Wellbore Stability Evaluation Guideline For Reducing Non-Productive Time, international petroleum technology conference, IPTC 16567.

- MOJTABA P. Advanced Geomechanical Analysis of Wellbore Strengthening for depleted Reservoir Drilling Application. Society of Petroleum Engineer. IADC/SPE 167976.
- Monroy O. Carlos, Maestre U. Jhon., Determinación De La Redistribución De Esfuerzos Asociado Al Aumento Del Gradiente De Fractura En Formaciones Depletadas Simulando El Fenómeno Físico De Stress Cage. Facultad Físico-Química, Universidad Industrial de Santander, 2014.
- Morita N., Fuh G. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Caprock above Compacting Reservoirs. Society Of Petroleum Engineers. SPE-114629-PA. Diciembre 2009.
- Morita, N., Whitfill, D.L., and Whal, H.A.: "Stress-Intensity Factor and Fracture Cross-Sectional Shape Predictions from a 3D Model for Hydraulically Induced Fractures, Society of Petroleum Engineers. SPE-14262-PA. Octubre 1988.
- N. sukumar, N. Moes , B. Moran, Extended Finite Element Method for Three-dimensional Crack modelling, Department of Civil and Mechanical Engineering, Northwestern University, 2145 Sheridan Road, Evanston, IL 60208, U.S.A.
- NEWHOUSE C. Successfully Drilling Severely Depleted Sands. Society Petroleum engineer. SPE/IADC 21913. Amsterdam. 11-14 March 1991.
- Oort E. Van, Gradishar J. Ugueto G. Accessing Deep Reservoirs by Drilling Severely Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers or the International Association of Drilling Contractors. SPE/IADC 79861. February 2003.

- OYANGUREN RAMIREZ, Pedro. Mecánica de las rocas: Fundamentos de la Ingeniería de Taludes. E.T.S.I. Minas (UPM). 2004
- PADILLA J., BADRAN N., Desarrollo De Una Metodología General Para El Cálculo De Esfuerzos In-Situ En Formaciones Productoras De Hidrocarburos. Universidad Industrial De Santander. 2012.
- Peter Schutjens, Boris N. Kuvshinov, On the Wellbore Stress Change Caused by Drawdown and Depletion: An Analytical Model for a Vertical Well in a Thin Reservoir, Society of Petroleum Engineers. SPE 136701. agosto 2010.
- Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Derechos reservados. Weatherford. 2005. Pág. 6.
- 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.
- Råen, J., Managing Pressure during Underbalanced Drilling, in Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology. 2012.
- Rhett D., Farrell H. Effect of Reservoir Depletion And Pore Pressure Drawdown On In Situ Stress And Deformation In the Ekofisk Field, North Sea. American Rock Mechanics Association. ARMA-91-063. 1991.
- Rodríguez Deisy, Manual Técnico De Las Actividades De Producción Efectuadas En El Campo Escuela Colorado, Bucaramanga 2012.
- Schlumberger, Sugar Land Technological Learning Center, Rock Mechanics.

- Sepúlveda Omar, evaluación de las oportunidades de perforación underbalance en el campo colorado, universidad industrial de Santander. 2010.
- SILENT Roy A. Drilling Practice, Circulation Losses, Pág 60.
- SONG Jae, ROJAS J. Preventing Mud Losses by Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. SPE 101593. October 2006.
- Suyan K. M. An Innovative Material for Severe Lost Circulation Control In Depleted Formations. Society of Petroleum Engineers and The International Association of Drilling Contractors. SPE/IADC 125693. October 2009.

SWEATMAN. Wellbore Stalitzation Increases Fracture Gradients And Controls Losses/Flow During Drilling. Society of Petroleum Engineers. SPE 88701. 2004

- Whitfill, D. L., Jamison, D. E., & Wang, H. (2008, January 1). Lost Circulation Prevention and Remediation. Society of Petroleum Engineers. SPE 115039-MS.
- ZOBACK M., "Reservoir Geomechanics." Cambridge University Press. 2007.
- Zoback, M.D., et al. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences