

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZOS MULTILATERALES EN UNA
FORMACION COLOMBIANA

JULIO CESAR RÍOS LANDÁBUR
ROBERT EDUARDO SERRANO CRUZ

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

2011

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZOS MULTILATERALES EN UNA
FORMACION COLOMBIANA

JULIO CESAR RÍOS LANDÁBUR
ROBERT EDUARDO SERRANO CRUZ

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

Director

MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES

Docente

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

2011

DEDICATORIA

A DIOS por darme la vida, por su gran misericordia, por guiarme día a día y darme la fortaleza suficiente para cumplir todas mis metas.

A mi madre Bárbara Nelly Cruz Dorado, por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por irradiar en mí esa fortaleza que solo tienen los grandes luchadores de la vida.

A mi padre Carlos Eduardo Serrano Gómez por el ejemplo de vida que es, por todo su apoyo, comprensión, amor y sacrificio a través de los años, por confiar en mí, por darme aliento cuando lo he necesitado, por regalarme siempre una sonrisa, por sentirse orgulloso de mí siempre.

A alguien que inicio conmigo esta etapa y el destino se los llevo muy pronto, pero que desde el cielo siempre me acompaña, guía e ilumina, mi hermano Edwin Javier Cruz Dorado. Gracias, lo quiero y lo extraño mucho.

A mi hermana Maricel Serrano Cruz, por su cariño, apoyo y buena fe.

A mi profesor de colegio y amigo Germán Tejada, por su apoyo orientación y compañía en los momentos más difíciles de mi existencia.

A mis sobrinos Germán Eduardo y Paulina por ser fuente de motivación para alcanzar mis metas.

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

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

ROBERT EDUARDO.

A mi madre Nilba Landabur y mi hermana Sol Marina Pupo, quienes han sido mi mayor motivación para culminar esta etapa.

A mis compañeros y amigos de la Universidad Industrial de Santander con quienes compartí durante todo este tiempo, permitiéndome aprender de ellos, y que ellos aprendieran junto a mí. En especial Samir Suarez Torrenegra y Gustavo Parra Cediél, por su importante apoyo en la realización de la presente investigación.

JULIO CESAR.

AGRADECIMIENTOS

A La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir de manera directa en mi formación profesional.

Al ingeniero Fernando Calvete, por su incondicional apoyo como director del trabajo realizado, con especial aprecio, a él mil gracias.

Al ingeniero Cesar Pineda, por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles, por su colaboración y por su valiosa amistad.

A mis compañeros y amigos de la Universidad Industrial de Santander con quienes compartí durante todo este tiempo, permitiéndome aprender de ellos, y que ellos aprendieran junto a mí.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	23
1. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES Y FORMACIONES EN COLOMBIA.	24
1.1 DESCRIPCIÓN Y DEFINICIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH.....	26
1.2 GEOMETRIA DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH.....	26
1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	28
1.3.1 Ventajas de los pozos multilaterales:	28
1.3.2 Desventajas de los pozos multilaterales.....	31
1.4 APLICACIONES DE POZOS MULTILATERALES.....	31
1.5 UBICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y COORDENADAS UTM. ..	36
1.5.1 Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator	36
1.6 DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS JUNTAS EN POZOS MULTILATERALES	39
1.6.1 Sistema de clasificación TAML.....	39
1.7 FACTORES DE RIESGOS ASOCIADOS A CADA NIVEL DE JUNTAS EN POZOS MULTILATERALES.....	46
1.8 FORMACIONES EN COLOMBIA.....	47
2. GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA EN RELACIÓN CON LOS POZOS MULTILATERALES.	49
2.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO.....	50
2.2 DESCOMPOSICIÓN DE ESFUERZOS.....	52
2.3 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.....	53
2.3.1 Ondas acústicas.....	54
2.3.2 Coeficiente de Poisson.....	56
2.3.3 Módulo de corte.....	57

2.3.4 Módulo de Young	58
2.4 RESISTENCIA DE LA ROCA.	58
2.4.1 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS).....	58
2.4.2 Resistencia a la tensión T_o	59
2.4.3 Cohesión S_o	59
2.5 ANTES DEL POZO.....	59
2.5.1 Condiciones in-situ	59
2.5.2 Esfuerzos terrestres in situ	61
2.6 DESPUES DEL POZO.	70
2.6.1 Estado de Esfuerzo cerca del pozo	70
2.6.2 Estabilidad mecánica.....	73
2.6.3 Estabilidad química	82
2.7 UNA PANORÁMICA DE LOS MODELOS ESTABILIDAD DEL POZO.	88
2.7.1 Antecedentes de la estabilidad de pozo	88
2.7.2 Análisis de la estabilidad en pozos multilaterales.....	89
2.7.3 Criterio de falla	91
2.7.4 Criterio de falla por tensión.....	92
2.7.5 Criterio de falla por compresión.....	92
2.7.6 Cierre del pozo	94
3. CONSIDERACIONES PARA EL ÓPTIMO DISEÑO DE UN POZO	
MULTILATERAL. 96	
3.1 PARÁMETROS DE SCREENING NECESARIOS PARA LA PERFORACIÓN MULTILATERAL	97
3.1.1 Plan de negocios para el proyecto.	97
3.1.2 Parámetros de screening para el completamiento	99
3.1.3 Parámetros de screening para el yacimiento.	101
3.1.4 Parámetros de screening para la geología	102
3.1.5 Parámetros de screening para la perforación.....	103
3.1.6 Parámetros generales de screening.....	104

3.2 PARÁMETROS EN LA MEDICIÓN COSTO/BENEFICIO DEL CRITERIO DE DISEÑO AL ESCOGER LA PROFUNDIDAD ÓPTIMA PARA LA JUNTA.....	105
3.2.1 Parámetros Geológicos	107
3.2.2 Parámetros geométricos	107
3.2.3 Parámetros de producción	109
4. ANÁLISIS DE LAS ACTUALES FORMAS DE DISEÑO DE LAS JUNTAS DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	111
4.1 PORQUE SE VIO LA NECESIDAD DE UTILIZAR MULTILATERALES.....	111
4.2 QUE RAZONES EXISTIERON EN LA SELECCIÓN DEL NIVEL QUE UTILIZARON.	114
4.3 EJECUCIÓN Y PROBLEMAS QUE SE TUVIERON EN LA EJECUCIÓN DEL DISEÑO.....	115
4.4 SOLUCIONES Y COMPARACIONES.....	121
4.5 TECNOLOGÍA MULTILATERAL ACTUAL.....	122
5. METODOLOGIA Y DISEÑO DE ML/MB APLICADO A UN CASO COLOMBIANO.	126
5.1 METODOLOGÍA.....	129
5.1.1 Bases iniciales.....	129
5.1.2 Proceso de screening o selección inicial	131
5.1.3 Identificación de los criterios iniciales.....	134
5.1.4 Consideraciones iniciales sobre creación de los laterales.....	135
5.1.5 Consideraciones generales con respecto a la perforación y completamiento de pozos ML/MB	139
5.1.6 Selección de La junta	142
5.1.7 Ubicación del lateral	143
5.1.7.1 Planificación del perfil direccional.....	144
5.1.8 Integridad de las juntas	145
5.1.9 Selección de configuración de pozo, completamiento, y control de producción.....	145
5.1.10 Revisión de aislamiento selectivo (dependiendo el nivel escogido) ...	151
5.1.11 Completamiento del lateral.....	151

5.1.12 Screening final:.....	151
5.1.13 Resultado del diseño en el caso base.....	152
6. ANALISIS TECNICO, ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA POZOS MULTILATERALES.	153
6.1 METODOLOGÍA PARA REALIZAR UN ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y DE RIESGOS EN POZOS MULTILATERALES.	154
6.1.1 Paso 1: Análisis técnico.....	154
6.1.2 Paso 2: Análisis económico.....	160
6.1.3 Paso 3: Análisis de riesgos	162
6.1.4 Paso 4: Análisis de sensibilidad	169
6.2 ANALISIS TECNICO, ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA UN PROSPECTO DE POZO EN EL CAMPO CASTILLA.....	171
6.2.1 Paso 1: Análisis Técnico	173
6.2.2 Paso 2: Análisis Económico	184
6.2.3 Paso 3: Análisis de Riesgos	187
6.2.4 Paso 4: Análisis de Sensibilidad.....	193
7. ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA PARA LA JUNTA O UNION MULTILATERAL MEDIANTE UNA APLICACIÓN SOFTWARE.	194
7.1 APROXIMACIÓN NUMÉRICA A LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD DEL POZO.	194
7.1.1 Modelo computacional.....	194
7.1.2 Definición del modelo.	195
7.1.3 Modelo matemático de la estabilidad de pozo.....	196
7.1.4 Método de solución usando ABAQUS.....	204
7.1.5 Inclinación del pozo y variación del azimuth.....	207
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.	210
8.1 ESTABILIDAD PARA UNA UNION DE UN POZO MULTILATERAL.....	210
8.1.1 Independencia entre los huecos.....	212
8.1.2 Efecto que hay en la orientación de la unión con respecto a los esfuerzos in-situ.....	213
8.1.3 Efecto de variar el tamaño de los huecos.....	213

8.2 CONCLUSIONES GENERALES DE OTROS ESTUDIOS SOBRE ESTABILIDAD CON UNIONES DE POZOS MULTILATERALES.	221
8.2.1 Efecto de incrementar el Ángulo de la Junta	221
8.2.2 Efecto de variar el Diámetro del Hueco Lateral	222
8.2.3 Efecto de variar la Orientación de Hueco Lateral	223
9. CONCLUSIONES.	224
10. RECOMENDACIONES	227
BIBLIOGRAFIA	229
ANEXOS.....	236

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Primer pozo multilateral de Rusia, 1953.	25
Figura 2. Yacimientos de crudo pesado.....	33
Figura 3. Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados.....	33
Figura 4. Formaciones laminadas o yacimientos estratificados.....	33
Figura 5. Compartimentos geológicos aislados	33
Figura 6. Yacimientos satélites	34
Figura 7. Mapa del mundo en proyección UTM enfocada en 0° y 45°.....	38
Figura 8. Husos y zonas UTM.....	38
Figura 9. Tensor de esfuerzos y el volumen elemental que representa un punto dentro del cuerpo rígido.	52
Figura 10. Transformación del tensor de esfuerzos en “elipsoide de esfuerzos de Lamé ”	53
Figura 11. Efecto de la Onda Pag.8.....	55
Figura 12. Efecto de la Onda S.....	55
Figura 13. Coeficiente de Poisson	57
Figura 14. Representación de una Constante Elástica que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos cortantes.....	57
Figura 15. Módulo de <i>Young</i>	58
Figura 16. Representación del esfuerzo debido al manto de recubrimiento Sv.....	62
Figura 17. Representación del Esfuerzo efectivo debido al manto de recubrimiento σ_v	63
Figura 18. Resistencia de las rocas.....	65
Figura 19. Esfuerzo cortante y ruptura cortante o por cizallamiento	66
Figura 20. Análisis de la presión de poro.....	67
Figura 21. Esfuerzo de corte.....	68
Figura 22. Falla por tensión	69
Figura 23. Estado de esfuerzo cerca del pozo.....	70
Figura 24. Esfuerzos y el sistema coordenadas	71
Figura 25. Esfuerzos horizontales iguales.....	72
Figura 26. Componentes del esfuerzo	72
Figura 27. Esfuerzo de corte.....	74
Figura 28. Causas de la falla de por tracción.....	74
Figura 29. Falla tensil debida a un esfuerzo de zuncho negativo	75

Figura 30. Incremento del peso del lodo	76
Figura 31. Incremento excesivo del peso del lodo	77
Figura 32. Decrecimiento del peso del lodo	77
Figura 33. Torta filtrante.....	78
Figura 34. Inclinación y dirección del agujero	79
Figura 35. Cambio del estado de esfuerzo en la pared del pozo	79
Figura 36. Variaciones del esfuerzo tangencial asociado a las altas temperaturas de un pozo	81
Figura 37. Trayectorias típicas de un pozo	82
Figura 38. Estabilidad química.....	83
Figura 39. Advención	84
Figura 40. Advención y tensión interfacial.....	85
Figura 41. Presión de difusión.	86
Figura 42. Tiempo de exposición	86
Figura 43. Hinchazón e hidratación (1)	87
Figura 44. Hinchazón e hidratación (2)	88
Figura 45. Junta Multilateral.....	89
Figura 46. Esquema de parámetros Screening necesarios para la Perforación Multilateral.....	97
Figura 47. Efectos interrelacionados de los criterios para diseñar la realización óptima de una junta.	106
Figura 48. Completamiento final para el pozo multilateral propuesto.	113
Figura 49. Pasos del completamiento pozo Hawtah.	118
Figura 50. Plano General de Pozos Campo Castilla.....	127
Figura 51. Columna estratigráfica para el campo castilla.....	128
Figura 52. Datos iniciales mínimos en el diseño de pozos multilaterales	130
Figura 53. Orden metodológico llevado a cabo en el diseño de un pozo multilateral.	131
Figura 54. Configuración de pozos direccionales en pozos actuales de Castilla.	139
Figura 55. Diagrama de flujo para la selección del completamiento.	147
Figura 56. Pitchfork Dual Lateral Well.....	149
Figura 57. Gullwing multilateral well.....	150
Figura 58. Pozo vertical, horizontal y multilateral completados.....	155
Figura 59. Modelo tipo caja asignado por Babu y Odeh.	156
Figura 60. Grafica típica del logaritmo natural del gasto de aceite contra el tiempo.	159
Figura 61. Diagrama de flujo de caja para un sistema concesionario.....	162
Figura 62. Diagrama de influencia para realizar un árbol determinístico de decisión.	163

Figura 63. Alternativas del árbol de decisión para perforar y completar un pozo.	165
Figura 64. Estructura del árbol de decisión.....	166
Figura 65. Secuencia depositacional del Campo Castilla	172
Figura 66. Planeación de pozos para el ejemplo	173
Figura 67. ACD para un sistema – pozo vertical “escenario caso base”	180
Figura 68. ACD para un sistema de pozo horizontal bajo “Escenario caso base”	181
Figura 69. ACD para un sistema de pozo multilateral bajo escenario (caso base)	181
Figura 70. Tasa de producción mensual de los tres sistemas de producción bajo escenario (caso base).....	182
Figura 71. Producción acumulada de petróleo bajo “escenario caso base”	183
Figura 72. FCV acumulada bajo “escenario caso base”	186
Figura 73. Árbol de decisión con expectativa del valor monetario para cada sistema de pozo.....	192
Figura 74. Análisis de sensibilidad en función de la calidad del yacimiento.....	193
Figura 75. Transformación del sistema de coordenadas de un pozo desviado ...	209
Figura 76. Representación gráfica del problema de estabilidad a simular con ABAQUS 6.9-3.....	212
Figura 77. Entorno de simulación ABAQUS CAE 6.9-3	214
Figura 78. Distribución de los principales esfuerzos. Prueba #1	215
Figura 79. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #2.	215
Figura 80. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #3	216
Figura 81. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #4.	216
Figura 82. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales.	217
Figura 83. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales	217
Figura 84. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales.	218
Figura 85. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo principal, para una unión con dos pozos de diámetros desiguales.	218
Figura 86. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral, para una unión con dos pozos desiguales.	219
Figura 87. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo principal, para una unión con dos pozos desiguales	219
Figura 88. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral, para una unión con dos pozos desiguales	220

Figura 89. Placa infinita con carga hidrostática externa e interna y forma de hueco arbitraria.....	265
Figura 90. Geometrías requeridas para modelar una junta multilateral.	266
Figura 91. Factores de concentración de esfuerzo para dos pozos adyacentes.	266
Figura 92. Factores de concentración de esfuerzo para un hueco ovalado.....	267
Figura 93. Análisis de la estabilidad en una junta típica de un pozo multilateral..	267
Figura 94. Diferentes formas de apertura	268
Figura 95. Definición para un hueco ovalado.....	268

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Configuraciones de pozos.....	27
Tabla 2. Rango de complejidad de completamiento TAML.....	40
Tabla 3. Descripción del pozo.....	42
Tabla 4. Clasificación alfanumérica de la descripción de la junta	44
Tabla 5. Comparaciones de niveles TAML.	45
Tabla 6. Fuentes de información para la construcción de un análisis o modelo geomecánico.....	51
Tabla 7. Esfuerzo horizontal efectivo.....	64
Tabla 8. Clasificación de los modelos de estabilidad de pozo	94
Tabla 9. Resumen de sistemas empleados en el diseño de multilaterales.....	122
Tabla 10. Comparación entre pozos nuevos y pozos viejos acondicionables.....	136
Tabla 11. Métodos kick-off y opciones de salida de casing	143
Tabla 12. Ventajas y desventajas de Stacked dual lateral well.....	148
Tabla 13. Ventajas y desventajas de Pitchfork Dual Lateral Well	149
Tabla 14. Ventajas y desventajas de Gullwing multilateral well:	150
Tabla 15. Propiedades del campo Castilla.....	171
Tabla 16. Propiedades del yacimiento.	174
Tabla 17. Resultados del modelo analítico bajo “escenario caso base”	179
Tabla 18. Resultados ACD bajo “escenario caso base”.....	180
Tabla 19. Resumen de la tasa mensual inicial de producción	183
Tabla 20. Flujos de caja financiero (FCF) para pozos petroleros.....	184
Tabla 21. Resumen de los resultados económicos bajo el “escenario caso base”	185
Tabla 22. Resumen de VAN una tasa de descuento del 10%	186
Tabla 23. Probabilidad de fallas.....	187
Tabla 24. Probabilidad de la calidad del yacimiento - baja, media y alta.	187
Tabla 25. Los costos incurridos por fallas en perforación y completamiento	188
Tabla 26. Probabilidades para perforar y completar un pozo vertical.	188
Tabla 27. Probabilidades para perforar y completar de un pozo horizontal	189
Tabla 28. Probabilidades para perforar y completar de un pozo multilateral	190
Tabla 29. Valor monetario esperado (VME) para un pozo vertical.....	191
Tabla 30. Valor monetario esperado (VME) para un pozo horizontal	191

Tabla 31. Valor monetario esperado (VME) para un pozo multilateral.....	192
Tabla 32. Datos experimentales tomados de una prueba triaxial.	211
Tabla 33. Propiedades físicas de la roca y fluido que interactúan en el análisis de la estabilidad de un pozo multilateral.	211

LISTA DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS EN CUENCAS SEDIMENTARIAS COLOMBIANAS.....	237
ANEXO B. ESFUERZOS ALREDEDOR DE HUECOS OVALADOS	262
ANEXO C. ARCHIVO DE ENTRADA PARA SOFTWARE ABAQUS.....	269
ANEXO D. ARBOL DE DECISIÓN PARA EL EJEMPLO CASTILLA.....	274

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZOS MULTILATERALES EN UNA FORMACION COLOMBIANA*

AUTORES: JULIO CESAR RÍOS LANDÁBUR, y ROBERT EDUARDO SERRANO CRUZ **

PALABRAS CLAVES: Estabilidad, geomecánica, multilateral, multibranch, conectividad, junta, taml, abaqus.

DESCRIPCIÓN: Esta tesis describe un análisis general de las actuales formas de diseño de pozos multilaterales, a la vez las consideraciones a tener en cuenta para un diseño óptimo de estos pozos, de igual forma se presenta una metodología de diseño de ML/MB realizada por los autores, basándose en casos actuales y ejemplificando un caso base realizado en Colombia. Además muestra en detalle el análisis de la estabilidad de las diferentes configuraciones de uniones o juntas de pozos multilaterales, esto con el fin de optimizar su diseño. Para complementar y profundizar más, se hace un estudio de factibilidad para el diseño de juntas, un análisis técnico, económico y de riesgos, aplicados y enfocados en el campo Castilla. La investigación se basa en la modelización de elementos finitos tridimensionales utilizando el software comercial ABAQUS. La estabilidad de las uniones multilaterales fue analizada bajo distintos escenarios tridimensionales de esfuerzo in situ.

Este estudio muestra que el conocimiento preciso del campo de esfuerzos in situ es un parámetro geomecánico importante y necesarios para optimizar la estabilidad de una junta bajo un escenario multilateral. Además, se realizó un análisis de la geometría, colocación y orientación de la unión, llevando consigo para ofrecer una visión real y proponer estrategias para optimizar la perforación, el diseño y el completamiento de pozos multilaterales.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. CALVETE GONZALES, Fernando Enrique.

ABSTRACT

TITLE: STABILITY ANALYSIS OF MULTILATERAL WELLS IN A COLOMBIAN FORMATION.*

AUTHORS: JULIO CESAR RÍOS LANDÁBUR, and ROBERT EDUARDO SERRANO**

KEYWORDS: Stability, geomechanics, multilateral, multibranch, connectivity, taml, junction, abaqus.

CONTENTS: This thesis describes a general analysis of the existing forms of multilateral well design, the considerations to have in mind for optimal design of these wells, and shows a ML/MB design methodology created by the authors, based on actual cases and exemplifying a base case from Colombia. It also shows the stability analysis of the different configurations of multilateral wells joints, in order to optimize its design. To complement and going beyond this issue, a feasibility study and technical, economic and risk analysis are made for joint design applied and focused on the Castilla field. The research is based on three-dimensional finite element modeling using ABAQUS commercial software. The stability of multilateral junctions was analyzed under different scenarios of dimensional in situ stress.

This study shows that knowing the in situ stress field is an important and necessary geomechanical parameter to optimize the stability of a board under a multilateral setting. Also, the geometry, placement and orientation of the union were studied, offering a real vision to propose strategies that optimize the design, drilling and completion of multilateral wells.

* Degree work

** Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. CALVETE GONZALES, Fernando Enrique

INTRODUCCION

Debido a que la integridad de un pozo juega un papel muy importante en operaciones de campo, el principal objetivo del presente trabajo es realizar un análisis de la estabilidad en una unión multilateral a diferentes orientaciones y magnitudes de esfuerzos in situ, todo esto con el fin de poder optimizar su diseño, La investigación se basa en la modelización de elementos finitos bidimensionales utilizando el software comercial ABAQUS.

Este estudio muestra que el conocimiento preciso del campo de esfuerzos in situ es un parámetro geomecánico importante, necesario para optimizar la orientación de los laterales en la unión bajo un escenario multilateral respecto a la estabilidad. Adicionalmente, ejecutar un análisis del cambio en la dirección de los esfuerzos en las uniones multilaterales ayuda a identificar las áreas críticas donde normalmente unión puede fallar. La geometría, la puesta y orientación de la unión fueron analizadas y los resultados siempre una visión real de proponer estrategias para optimizar la perforación y el diseño de terminación de pozos multilaterales. Las comparaciones de las predicciones de este método numérico con los datos experimentales publicados en algunos artículos científicos, muestran que esta formulación es confiable para la simulación de los fenómenos.

El libro está distribuido de tal manera, que quien lo lea se familiarice primero con el tema y así logre de forma más fácil su comprensión, son ocho capítulos; el (I) es una reseña histórica de los pozos multilaterales, para conocer sus inicios hasta hoy; el (II) son definición y conceptos básicos de geomecánica en relación a pozos multilaterales; en el (III) se hablan de las consideraciones para el diseño óptimo de los pozos multilaterales que se pueden presentar; en el (IV) capítulo se encuentra resumido análisis un las de las actuales formas de diseño de las juntas (V) se trata la metodología y diseño de ml/mb aplicado a un caso colombiano (VI) complementa el tema con un análisis técnico, económico y de riesgos aplicado al campo castilla (VII Y VIII) se realiza la validación de la temática con una aplicación software que permite analizar la estabilidad mecánica típica de una junta, conclusiones y recomendaciones. Este libro también cuenta con una extensa referencia bibliográfica.

1. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES Y FORMACIONES EN COLOMBIA.

Debido a la necesidad de extraer petróleo a profundidades cada vez mayores, y/o encontrarse con zonas donde una solución vertical no es muy eficiente, una solución empleada desde hace más de medio siglo de continuo desarrollo por las empresas operadoras son los pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales que desde su implementación demostraron ser la única opción de obtener la mayor cantidad posible de aceite, al atravesar de forma horizontal las arenas claves, han convertido estas últimas como parámetro principal para la selección del pozo multilateral apropiado. Existen diferentes Tipos de Pozos Multilaterales, los cuales van de lo más sencillo hasta lo más complejo, estos se diferencian en las distintas ramificaciones o brazos laterales posibles que se pueden desarrollar en cada proyecto.

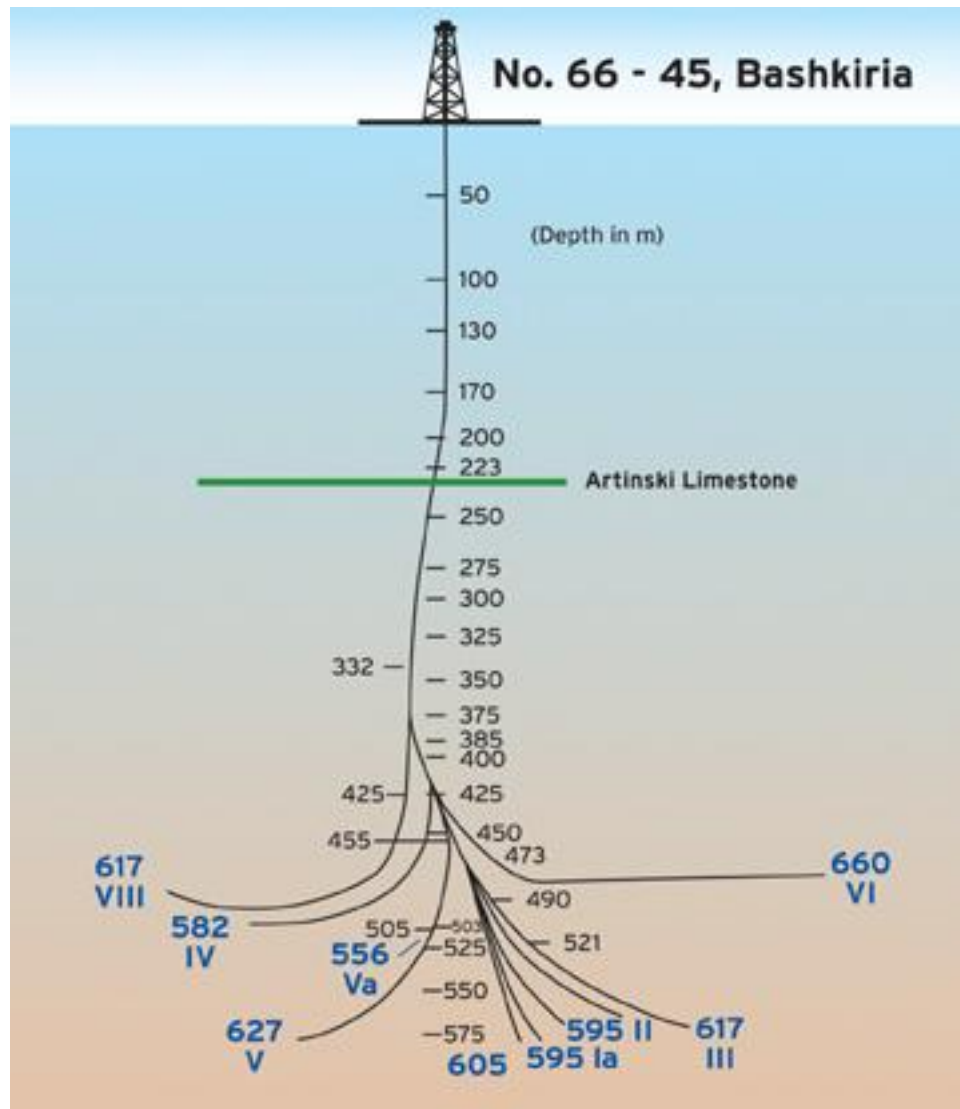
Se puede recalcar que los pozos multilaterales por lo general no aumentan el factor de recobro (mientras no se topen con nuevas zonas u otros factores. Ver 1.4.1 ventajas técnico-económicas), sino que solo aceleran el proceso de drenaje, a la vez que se mantienen los límites de contacto gas-petróleo o petróleo-agua.

Históricamente la perforación multilateral comenzó en la década de los 40 en pozos de California EEUU junto con la perforación horizontal (JOSHI 1991), gracias al auge de herramientas para la perforación de radios cortos llevado a cabo por John Eastman y John Zublin que dieron excelentes resultados y mejoras con el aumento de producción, creando pozos de mayor eficiencia. No fue hasta la siguiente década cuando el ingeniero Alexander Grigoryan desarrolló el primer pozo (figura 1) en el actual Bashkortostan, URSS, este tenía nueve ramales del pozo origen, sin embargo existen patentes desde 1929 de pozos con esta tecnología.

A la fecha Rusia y EEUU encabezan las áreas de mayor implementación de esta tecnología, seguidos por Medio Oriente, Suramérica, Canadá y Europa*

* Ibid. Pág.1

Figura 1. Primer pozo multilateral de Rusia, 1953.



Fuente: Hart Energy Publishing, LP

A modo de diferenciar un pozo multilateral de otros perfiles de pozos, por definición se dice que una desviación de menos de 2° en todo su trayecto es un pozo vertical, entre 1° y 5° por cada 100 pies se habla de un pozo desviado, de más de 80 grados entre la vertical y el fondo es un pozo horizontal, y con más de un ramal sobre el mainbore (huevo principal) se habla de un pozo multilateral.

1.1 DESCRIPCIÓN Y DEFINICIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH.[†]

- Multilateral (ML): La definición general de un pozo multilateral es en el cual existe más de un horizontal o casi horizontales en forma de pozos laterales perforados a un lado de un single hole (Pozo origen) y conectados al single bore.
- Multibranch (MB): La definición general de un pozo multibranch es en el cual se tiene más de un pozo branch perforado a partir de un single site conectado a un single bore. El branch puede ser vertical, horizontal, inclinado o combinación de los tres.

Por tanto un pozo multilateral es siempre un multibranch mientras que lo inverso no necesariamente es cierto.

1.2 GEOMETRIA DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH.[‡]

Generalmente se suele usar la siguiente convención de nombres para describir la geometría de pozo para pozos multilaterales:

- Configuración: La configuración de pozo puede ser descrita como “apilado”, “planar”, o “opuesto”. Para configuraciones más complejas se puede realizar una descripción física Ej. “pozo Y” o “espina de pescado”.
- Número de laterales: El número de laterales puede ser descrito como dual-lateral, tri-lateral, cuadrilateral, etc. La tabla 1 contiene algunas de las configuraciones de pozo que son posibles en la perforación multilateral y multibranch.

[†] Ibid. Pág.1.

[‡] Ibid. Loc. Cit.

Tabla 1 Configuraciones de pozos.

<p>Dual apilado (Stacked) y trilaterales</p>	<p>Lateral dual opuesto y cuadrilaterales opuestos apilados</p>
<p>Plano de doble lateral o pozo en (Y) sobre un plano</p>	<p>Plano tri-lateral</p>
<p>Plano cuadrilateral offset</p>	<p>Plano cuadrilátero opuesto o (espina de pescado)</p>
<p>Cuadrilateral radial apilado</p>	<p>Cuadrilateral radial</p>
<p>Tri-lateral radial extendido desde un pozo principal vertical</p>	<p>Tri-lateral inclinado apilado</p>

Fuente: *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. pág. 11, 2004.*

1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS MULTILATERALES.

La implementación de los pozos multilaterales aporta tanto riesgos como múltiples beneficios a un proyecto, 10% de los 74000 (año 2008) nuevos pozos perforados cada año son completados con esta tecnología. A continuación se muestran las ventajas de la técnica multilateral:

1.3.1 Ventajas de los pozos multilaterales:

- Reducen los costos de perforación de pozos, al drenar de un mismo pozo varias formaciones o por la posibilidad de drenar más de un horizonte productor a la vez.
- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical, permiten la recuperación si se logra navegar en la dirección adecuada a través de la formación.
- En campos que no son viables con perforación convencional, pueden ser viables usando tecnología multilateral.
- Reducen costo de capital, al minimizar el número de localizaciones en superficie.
- Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que el hueco del pozo hace las veces de fracturas mecánicas extensas de una forma más controlada.
- Incrementan la exposición del yacimiento para estrategias de producción e inyección, porque hay una navegación a través de la formación clave.
- Incrementan la conectividad areal entre las capas de yacimientos y zonas fracturadas dentro de la formación del yacimiento.
- Reducen las pérdidas de presión por fricción durante la producción, por la cantidad de flujo lograda al atravesar dos o más brazos laterales cortos, lo cual permite una facilidad durante el drenado.

- Mejoran el área de drenaje, por consiguiente reduce los efectos de conificación, arenamiento e incrementa la eficiencia vertical y horizontal.
- Ofrecen más eficiencia en la explotación de yacimientos con características geológicas complejas.
- Mejoran la producción de yacimientos en zonas de petróleo delgadas.
- Los multilaterales incrementan la eficiencia de recobro a través del alcance extendido y flexible de la formación donde los pozos convencionales tienen limitaciones.
- Reducción considerable del impacto ambiental (menos locaciones, aparatos de bombeo, ruido, cantidad de líneas de transporte, caminos, residuos, etc.).
- Permiten explotar yacimientos satélites (campos remotos) con hidrocarburos limitados de una forma eficaz y económica.

1.3.1.1 Ventajas técnico-económicas: Los pozos multilaterales requieren altas inversiones iniciales en equipos, pero potencialmente reduce los gastos totales tan bien como los costos operacionales por la disminución de pozos requeridos. Generalmente los pozos horizontales pueden costar de 1,2 a 2,5 veces más que los pozos verticales, mientras que los multilaterales entre 1,58 y 2,54 para configuraciones que permiten obtener el equivalente a tres bifurcaciones, todo esto considerando una misma área por drenar, permitiendo dar relevancia al hecho de que esta área no será igualmente drenada por cada una de las alternativas de pozos en revisión; sin embargo, es por este aumento en costos que realizan reactivaciones de zonas por medio de la reutilización de pozos verticales como pozos horizontales, puesto que ello implica una reducción del costo desde el 3,6% hasta el 17% por pie, si se compara con un pozo horizontal nuevo, esta operación se logra gracias al uso de tecnología re-entry que permite obtener una configuración de pozo multilateral sin necesidad de pensar en los problemas de una nueva perforación.

Es por esto que grandes potencias petroleras como Venezuela y EE.UU. cambiaron en gran medida las nuevas explotaciones on-shore a cientos de pozos

multilaterales, dando como resultado mayores reservas probadas gracias a la recuperación de crudos pesados y a la delimitación de zonas productoras así como la recuperación de reservas en zonas de difícil acceso en el yacimiento.

Estos pozos incrementan el área de drenaje y permiten explotar yacimientos estratificados simultáneamente. Adicionalmente, los pozos multilaterales colocan a exposición el yacimiento de igual o hasta de mejor manera, con menor número de pozos y con una buena apreciación desde el punto de vista de administración de yacimientos, así mismo permiten patrones de interferencia de pozos de forma controlada y debido a la necesidad de tecnología para su implementación forman pozos que se pueden entender como pozos flexibles a posteriores mejoras tecnológicas[§].

La conexión de características verticales y horizontales en el pozo multilateral, tales como, distribución de esfuerzos, fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados por lo general incrementa mejor la producción que pozos horizontales sencillos o fracturados hidráulicamente. Este tipo de pozos optimizan el contacto pozo-yacimiento y permiten mayores tasas de flujo y caídas más bajas de presión que los pozos horizontales y verticales simples, lo cual es muy ventajoso en pozos con alta conificación debido al empuje de agua.

En las zonas laminadas o yacimientos estratificados o formaciones heterogéneas, los pozos verticales con laterales apilados mejoran la productividad y la recuperación de reservas por la conexión de múltiples intervalos separados por barreras verticales o gradaciones de permeabilidad.

La ventaja de los pozos multilaterales se capta mejor examinando el índice de productividad normalizado (NPI, por sus siglas en inglés); la tasa de producción normalizada por la caída de presión y el largo de la arenisca. Según Stuart C. Curtis, el NPI inicial de pocos días del pozo con un solo tramo lateral perforado en areniscas fluviales es el doble que el de areniscas marinas, pero sólo el 66% del los pozos multilaterales que penetran todas las areniscas.

Para el flujo en condiciones pseudo-estables en un tiempo, la productividad de los pozos multilaterales es similar a la de pozos con un solo tramo lateral perforado en areniscas fluviales de buen espesor, pero es superior en areniscas marinas.

Debido a este desarrollo de petróleo, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar

[§] GÓMEZ VANEGAS, César Augusto y SANTAMARÍA BOLÍVAR, Rafael. "Análisis De Estabilidad De Pozo Utilizando El Software PBORE". Tesis de grado, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.

reservas acumuladas en areniscas más delgadas. En el futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de que se alcance el límite económico.

1.3.2 Desventajas de los pozos multilaterales: Las desventajas de los pozos a menudo son atribuidas al hecho de no satisfacer una determinada necesidad, supongamos el caso de un campo maduro con muchos pozos, pero con pocos o hasta posiblemente ningún pozo candidato a ser empleado en multilateral, esto implicaría perforar un pozo infill, lo que posiblemente llevaría a no utilizar la riesgosa tecnología para evitar costos superiores al 50% de uno convencional (Ver en capítulo VI, “análisis económico”), pero cabe destacar las siguientes desventajas de este perfil de pozos:

- Incrementan el costo en comparación con un pozo convencional
- Exigen mayor esfuerzo de planificación con respecto a pozos convencionales.
- Corren mayores riesgos en la instalación de las juntas multilaterales.
- Pueden tener problemas durante la fase de producción de los pozos.
- Son susceptibles a los riesgos de pérdida parcial o total del pozo.

1.4 APLICACIONES DE POZOS MULTILATERALES.

Los pozos con tramos laterales múltiples resultan particularmente adecuados para campos con reservas de petróleo pesado (figura 2), baja permeabilidad o fracturas naturales (figura 3), formaciones laminadas o yacimientos estratificados (figura 5), hidrocarburos pasados por alto en distintos compartimentos estructurales o estratigráficos y con producción madura o con agotamiento parcial , es por esto que las aplicaciones de estos pozos están ligadas a los casos mencionados anteriormente.

El conjunto de aplicaciones de los pozos multilaterales se han enfocado más que todo a suplir las necesidades en yacimientos de crudos pesados, el desarrollo económico de reservas de este tipo de crudo está limitado por la baja movilidad, la eficiencia del barrido de la inyección de vapor y los factores de recobro. Para yacimientos de crudos pesados o de baja movilidad, los laterales ofrecen ventajas similares al fracturamiento hidráulico en zonas gasíferas de baja permeabilidad

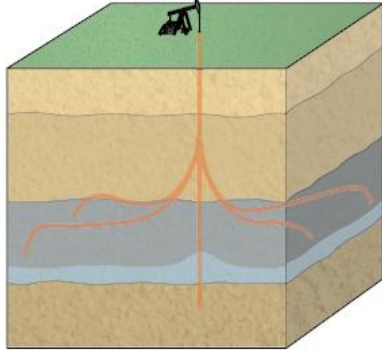
permitiendo la exposición del fluido así como una sostenibilidad en la zona que se quiere drenar.

El mayor contacto del pozo con el yacimiento estimula la producción de petróleo. Los tramos laterales horizontales maximizan la producción y mejoran la recuperación de depósitos de petróleo pesado y de yacimientos delgados, someros o agotados, mediante el incremento del área de drenaje del pozo. También estos pozos reducen las caídas de presión frente a la formación, atenúan la conificación de agua y mejoran la inyección de vapor en estos yacimientos. En yacimientos con columnas de petróleo delgadas, los tramos laterales horizontales mitigan la irrupción prematura de agua o gas, o la conificación (figura 2).

Los tramos laterales horizontales aumentan la probabilidad de interceptar fracturas naturales y de terminar un pozo rentable en formaciones naturalmente fracturadas con fracturas cuyas orientaciones se desconocen. Si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, los dos tramos laterales opuestos permiten optimizar el contacto del pozo con el yacimiento (figura 3). La baja permeabilidad y los yacimientos fracturados naturalmente son frecuentemente asociados con la limitación de productividad, de tal manera que la anisotropía de la formación es un factor importante en el diseño de los pozos multilaterales puesto que se va a encargar de dirigir el pozo teniendo siempre la precaución de moverse en la dirección de mínimo esfuerzo. Las fracturas paralelas a los laterales se comportan como si fueran más cortas que las de un yacimiento homogéneo y las que son perpendiculares mejoran la productividad por la intersección masiva de las mismas fracturas.

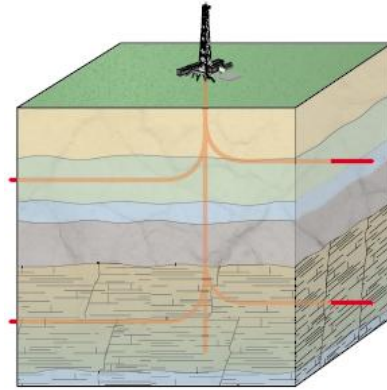
Las fracturas hidráulicas yacen paralelas, no perpendiculares, a las fracturas naturales. En consecuencia, los pozos producen como si las fracturas apuntaladas fueran mucho más cortas que en un yacimiento homogéneo. Los tramos laterales horizontales perforados en forma perpendicular a las fracturas naturales mejoran sustancialmente la productividad del pozo ya que interceptan más fracturas (figura 3).

Figura 2. Yacimientos de crudo pesado



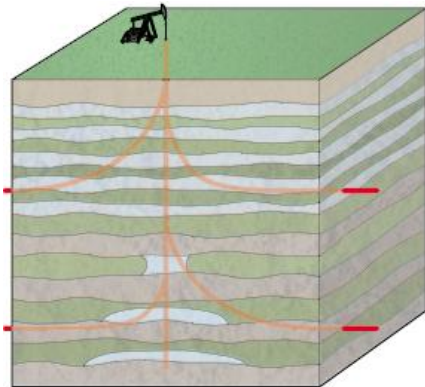
Fuente: *Oilfield Review Winter 2002***

Figura 3. Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados



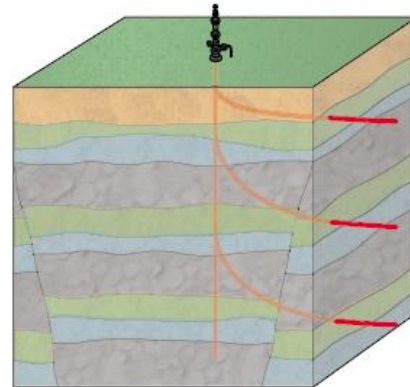
Fuente: *Oilfield Review Winter 2002*

Figura 4. Formaciones laminadas o yacimientos estratificados.



Fuente: *Oilfield Review Winter 2002*

Figura 5. Compartimentos geológicos aislados



Fuente: *Oilfield Review Winter 2002*

Mediante la modificación de la inclinación de los tramos laterales y de la profundidad vertical de cada pozo de drenaje, es posible drenar múltiples formaciones delgadas (Figura 4). La explotación simultánea de zonas múltiples ayuda a mantener los regímenes de producción por encima del límite económico

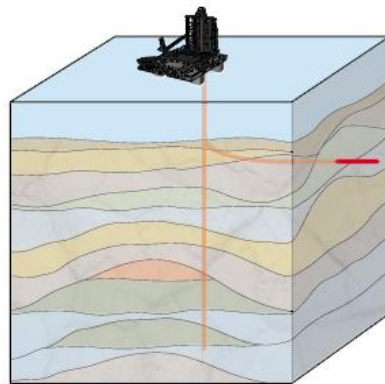
**http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

de las instalaciones de superficie o de las plataformas marinas, y prolonga la vida económica de los pozos y campos petroleros.

Con pozos multilaterales se pueden explotar reservas pasadas por alto en distintos compartimentos geológicos creados por ambientes sedimentarios, la diagénesis formacional y fallas que actúan como sello. Los pozos multilaterales suelen ser más eficaces que los pozos individuales para explotar hidrocarburos pasados por alto en distintos compartimentos geológicos o como resultado del agotamiento parcial de las reservas (Figura 5). La compartimentalización geológica también se produce cuando el agua de acuíferos naturales o el agua inyectada barren más allá de las áreas de baja permeabilidad, dejando bolsones de petróleo y de gas que pueden recuperarse mediante la construcción de pozos multilaterales.

En forma similar, los pozos multilaterales permiten el desarrollo de yacimientos pequeños y campos satélites remotos sin posibilidades de ser explotados con pozos verticales, de alto ángulo u horizontales convencionales (Figura 6). Además se incluye en el campo de aplicaciones de pozos multilaterales la explotación de yacimientos de baja presión y yacimientos parcialmente agotados, particularmente para la perforación de pozos de relleno y de re-entrada.

Figura 6. Yacimientos satélites



Fuente: *Oilfield Review Winter 2002*

En campos petroleros maduros, los pozos multilaterales mejoran la perforación de pozos de relleno ya que tienen como objetivo áreas cuya explotación no resulta económica con pozos individuales. Cuando la producción se estabiliza, la perforación de ramificaciones laterales desde pozos existentes permite explotar

hidrocarburos adicionales sin sacrificar los niveles de producción corriente. Esta estrategia mejora los niveles de producción de un pozo y aumenta las reservas recuperables, permitiendo la explotación económica de yacimientos maduros.

Las ramificaciones laterales desviadas a partir de pozos existentes controlan la localización del influjo (recobro terciario) y permiten mejorar los esquemas de inyección a medida que la eficiencia de barrido cambia con el tiempo. La producción de hidrocarburos pasados por alto y la realineación de los esquemas de inyección con las ramificaciones laterales elimina la necesidad de forzar las reservas hacia los pozos de producción existentes.

Los pozos multilaterales también ayudan a controlar la entrada de gas y de agua. Las ramificaciones laterales múltiples perforadas con longitudes variables en diferentes capas permiten mejorar el barrido vertical de los hidrocarburos y la recuperación de reservas. Los tramos laterales horizontales atenúan la conificación de gas y de agua en ciertos yacimientos, especialmente en aquellos que tienen zonas delgadas con hidrocarburos, casquetes de gas o empuje de agua de fondo. Los pozos multilaterales permiten mejorar la recuperación durante la despresurización del casquete de gas en las últimas etapas de la vida útil del campo y también ayudan a mejorar la productividad en proyectos de almacenamiento de gas en el subsuelo.

Los operadores utilizan incluso los pozos multilaterales en exploración para muestrear la calidad del yacimiento horizontal y su extensión areal, y evaluar las trampas estratigráficas. Otro de los roles de estos pozos es la delineación de yacimientos. Mediante la planificación de dos o más tramos laterales perforados desde un pozo principal, se puede explorar directamente un área más extensa desde una sola localización de superficie. Este procedimiento genera mayor flexibilidad durante la delineación del campo ya que permite que cada tramo lateral sea planificado en base al conocimiento adquirido durante la perforación del pozo principal y de los tramos laterales precedentes.

Además de seleccionar las configuraciones de pozos multilaterales necesarias para abordar aplicaciones específicas en yacimientos, los ingenieros deben determinar el grado de integridad mecánica e hidráulica que se requiere en las conexiones laterales para optimizar la producción y maximizar la recuperación. Muchas empresas de servicios ofrecen soluciones de pozos multilaterales que van desde la perforación de pozos de re-entrada y tramos laterales terminados a agujero descubierto hasta las avanzadas conexiones de Acceso Confiable que

Proveen Drenaje Mejorado RAPID, las cuales proporcionan conectividad, resistencia, exclusión de arena e integridad hidráulica.

1.5 UBICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y COORDENADAS UTM.^{††}

Cuando se desea ubicar los pozos multilaterales se deben hacer estudios geológicos, sísmica, entre otros. Estos estudios arrojarán objetivos geológicos o claves, es decir donde se van a dirigir los pozos multilaterales. El empleo de simuladores como eclipse 100, es una herramienta de enorme utilidad, porque ayudan a visualizar los lugares estratégicos o claves, estos puntos se deben representar en coordenadas UTM.

1.5.1 Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator: (Universal Transverse Mercator por sus siglas en inglés), es un sistema de coordenadas basado en la proyección cartográfica transversa de Mercator, que se construye como la proyección de Mercator normal, pero en vez de hacerla tangente al Ecuador, se la hace tangente a un meridiano. A diferencia del sistema de coordenadas geográficas, expresadas en longitud y latitud, las magnitudes en el sistema UTM se expresan en metros únicamente al nivel del mar que es la base de la proyección del elipsoide de referencia (ver figura 7).

1.5.1.1 Proyección Transversal de Mercator: La UTM es una proyección cilíndrica conforme. El factor de escala en la dirección del paralelo y en la dirección del meridiano son iguales ($h = k$). Las líneas loxodrómicas se representan como líneas rectas sobre el plano (mapa). Los meridianos se proyectan sobre el plano con una separación proporcional a la del modelo, así hay equidistancia entre ellos. Sin embargo los paralelos se van separando a medida que nos alejamos del Ecuador, por lo que al llegar al polo las deformaciones serán infinitas. Es por ello que solo se representa la región entre los paralelos 84°N y 80°S. Además es una proyección compuesta; la esfera se representa en trozos, no

^{††} DEETZ, Charles H. Elementos de proyección de mapas y su aplicación a la construcción de mapas y cartas, Washington: Secretaría de Estado de los Estados Unidos de América. 1944.

entera. Para ello se divide la Tierra en husos de 6° de longitud cada uno (Ver figura 8).

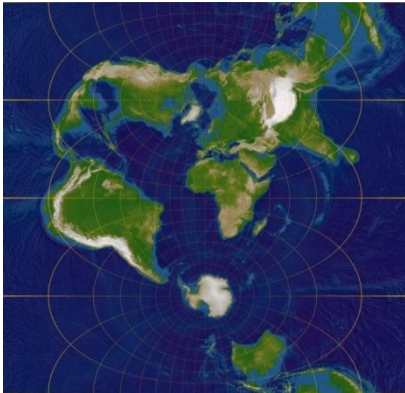
La proyección UTM tiene la ventaja de que ningún punto está alejado del meridiano central de su zona, por lo que las distorsiones son pequeñas. Pero esto se consigue al coste de la discontinuidad: un punto en el límite de la zona se proyecta en dos puntos distintos, salvo que se encuentre en el ecuador. Una línea que unos dos puntos de entre zonas contiguas no es continua salvo que cruce por el ecuador.

Para evitar estas discontinuidades, a veces se extienden las zonas, para que el meridiano tangente sea el mismo. Esto permite mapas continuos casi compatibles con el estándar. Sin embargo, en los límites de esas zonas, las distorsiones son mayores que en las zonas estándar.

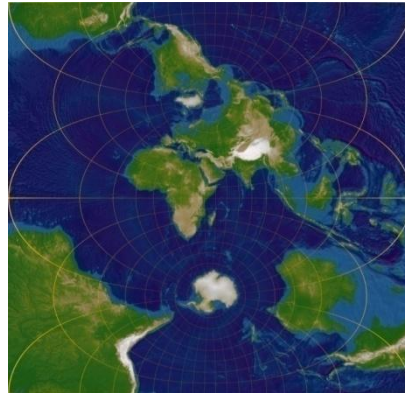
- **Husos UTM:** Se divide la Tierra en 60 husos de 6° de longitud, la zona de proyección de la UTM se define entre el paralelo 80° S y 84° N. Cada huso se numera con un número entre el 1 y el 60, estando el primer huso limitado entre las longitudes 180° y 174° W y centrado en el meridiano 177° W. Cada huso tiene asignado un meridiano central, que es donde se sitúa el origen de coordenadas, junto con el ecuador. Los husos se numeran en orden ascendente hacia el este. Por ejemplo, la Península Ibérica está situada en los husos 29, 30 y 31, y Canarias está situada en el huso 28. En el sistema de coordenadas geográfico las longitudes se representan tradicionalmente con valores que van desde los -180° hasta casi 180° (intervalo $-180^\circ \rightarrow 0^\circ \rightarrow 180^\circ$); el valor de longitud 180° se corresponde con el valor -180° , pues ambos son el mismo antimeridiano de Greenwich y en él se produce la conexión de los husos UTM 1 y UTM 60 (ver figura 8).
- **Zonas UTM:** Se divide la Tierra en 20 zonas de 8° Grados de Latitud, que se denominan con letras desde la C hasta la X excluyendo las letras "I" y "O", por su parecido con los números uno (1) y cero (0), respectivamente. Puesto que es un sistema norteamericano (estadounidense), tampoco se utiliza la letra "Ñ". La zona C coincide con el intervalo de latitudes que va desde 80° S (o -80° latitud) hasta 72° S (o -72° latitud). Las zonas polares no están consideradas en este sistema de referencia. Para definir un punto en cualquiera de los polos, se usa el sistema de coordenadas UPS. Si una zona tiene una letra igual o mayor que la N, la zona está en el hemisferio

norte, mientras que está en el sur si su letra es menor que la "N". (ver figura 8).

Figura 7. Mapa del mundo en proyección UTM enfocada en 0° y 45°.



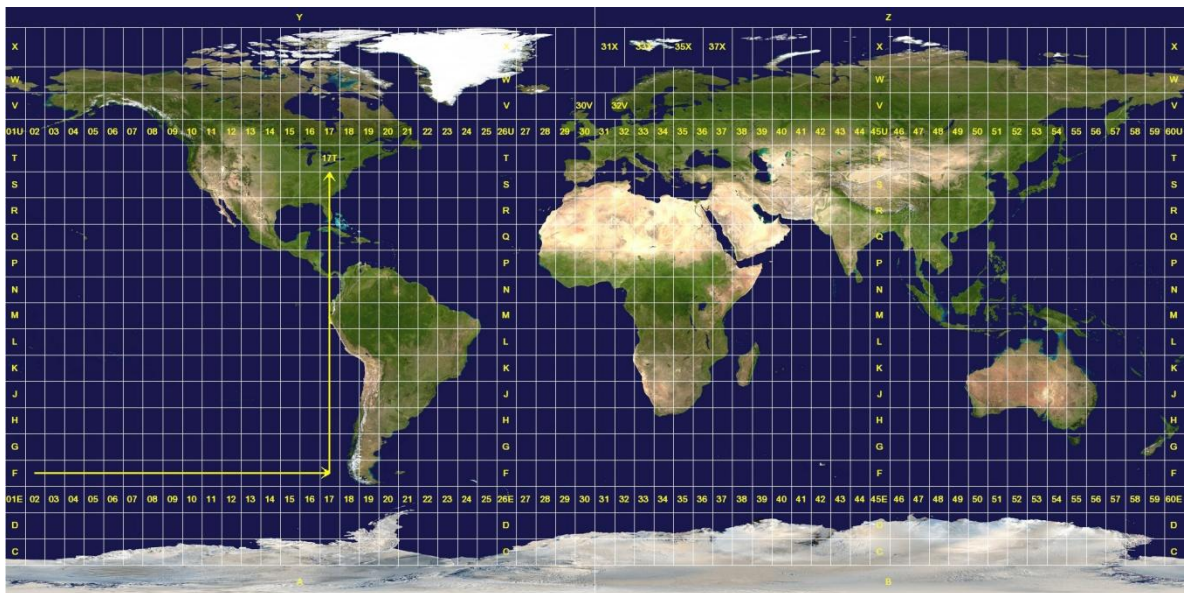
Mapa del mundo en proyección transversa de Mercator, centrado sobre el meridiano 0° y el ecuador



Mapa del mundo en proyección transversa de Mercator, centrado sobre el meridiano 45° E y el ecuador

Fuente: Versión actual de *DEETZ, Charles H. 1944.*

Figura 8. Husos y zonas UTM



Fuente: Versión actual de *DEETZ, Charles H. 1944*

1.6 DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS JUNTAS EN POZOS MULTILATERALES.

El sistema de clasificación más detallado, conocido y aceptado TAML (Technology Advancement of Multilaterals, por sus siglas en inglés) da una descripción al tipo de junta(as) que conforma(n) un determinado grado de complejidad de pozo multilateral, es decir el tipo de junta, sello hidráulico, revestimiento y cementación empleados define en gran medida el grado de complejidad para un pozo multilateral, la complejidad desde otro punto de vista también aumentaría con el número de uniones, pero básicamente la define la unión más compleja.

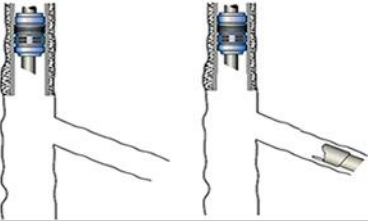
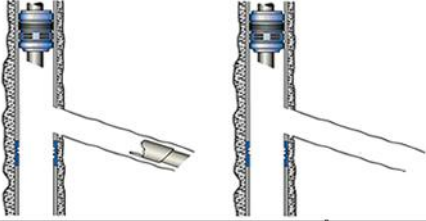
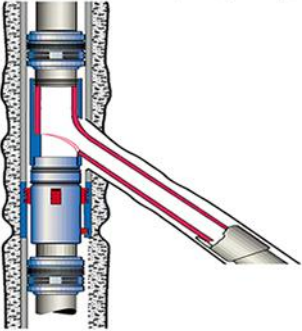
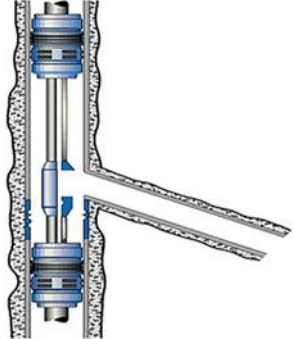
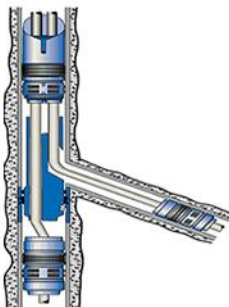

1.6.1 Sistema de clasificación TAML^{}:** El sistema de clasificación TAML se encuentra dividido en dos categorías:

- Rango de Complejidad.
- Clasificación funcional.

1.6.1.1 Rango de complejidad: Se trata de un indicación de la complejidad de las uniones (ML/MB), es definido en números de 1 a 6 donde el numero 6 representa la configuración más compleja, en pozos que posean más de una unión la más compleja será la referencia del pozo. Estos rangos de complejidad se ilustran en la tabla 2.

^{**} Ibid. Pág.1.

Tabla 2. Rango de complejidad de completamiento TAML

<p>NIVEL 1 Junta con hueco abierto y sin soporte. Hueco principal y lateral abierto o con liner ranurado pero no soportado en ambos.</p> 	<p>NIVEL 2 Lateral abierto, hueco principal sementado y con casing. Lateral ya sea abierto o con liner ranurado no soportado en el hueco abierto.</p> 
<p>NIVEL 3 Hueco principal sementado y con casing. lateral con casing pero no cementado. Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo (color rojo).</p> 	<p>NIVEL 4 Hueco principal y lateral ambos cementados y con casing. Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento del tramo lateral conectada mecánicamente al pozo principal.</p> 
<p>NIVEL 5 Integridad de presión en la junta. Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares).</p> 	<p>NIVEL 6 Integridad de presión en la junta. Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por la tubería de revestimiento primaria en la intersección de la tubería de revestimiento del tramo lateral sin componentes de terminación adicionales dentro del pozo principal.</p> 

Fuente: Tomado y modificado de *Oilfield Review Winter 2002*.

1.6.1.2 Clasificación funcional: La segunda categoría es subdividida en dos secciones:



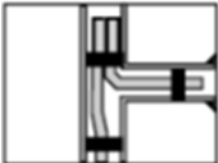
- Descripción del pozo.
- Descripción de la junta.

La clasificación funcional provee más detalles técnicos en la mayoría de atributos del pozo (ML/MB). El sistema combina elementos de la categoría uno de clasificación para describir características críticas en el planeamiento y la funcionalidad del pozo. En un pozo con más de una unión, cada una se describe desde el fondo hasta el tope.

Descripción del Pozo: La descripción del pozo está dividida en cuatro principales categorías:

- **Pozo nuevo o existente:** Son dos aplicaciones distintas donde son importantes los métodos de salida del casing y la habilidad de proveer integridad de presión en las juntas para los diferentes requerimientos de servicio.
- **Numero de uniones:** Es importante en la complejidad del pozo. Normalmente la mayoría de los pozos son perforados de forma dual lateral, Sin embargo debido a que la tecnología ha avanzado y se ha logrado ganar experiencia en el manejo de la tecnología el promedio de laterales perforados en un pozo ha aumentado.
- **Tipo de Pozo (Productor con o sin levantamiento artificial, Inyector o Multipropósito):** Los requerimientos de funcionalidad de un pozo productor son diferentes de los de un inyector. Particularmente en los niveles de integridad de presión requerida en las juntas y la presión ejercida durante el cierre de un pozo.
- **Tipo de Completamiento (Simple, Dual u Hoyo Concéntrico):** Describe el completamiento de acuerdo al empaque de producción, el cual tiene un gran impacto en el tipo de equipo requerido en la unión. La tabla 3 da la clasificación alfanumérica del código usado para describir el pozo.

Tabla 3. Descripción del pozo

Pozo nuevo/existente (alfa)	Numero de juntas (numero)	Tipo de pozo (alfa)	Tipo de completamiento encima del empacador (numero)
Nuevo	1	<u>PA</u> – productor con artificial Lift	Agujero individual
Existente	2	<u>PN</u> – productor con Natural Lift	
	3		Agujero doble
	etc		IN- inyector
		MP – Multipropósito	
			Agujero concéntrico
			




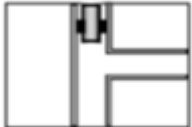


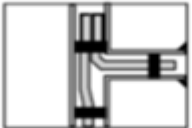
Fuente: *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. pág. 15, 2004.*

Descripción de la Junta: La segunda área es la descripción de las juntas con enfoque en lo siguiente:

- **Conectividad:** Para el caso dual lateral, el mismo indicador incluido en la categoría uno del rango de complejidad. Para pozos de más de una unión cada unión tendrá su propio nivel indicador, el cual puede o no ser similar, la más compleja de las uniones determinara el rango de complejidad del pozo, además del nivel un rango de presión será incluido donde de decida aplicar (ej. Nivel 5 – 5000psi).

- **Accesibilidad (Re-entry no selectivo, Re-entry por empuje del completamiento o Re-entry al atravesar la tubería):** Describe el nivel de re-entry, el cual es suministrado durante el ciclo de vida del pozo. Aunque las ventanas de apertura pueden ser reentradas en base a una prueba y error utilizando bent joints, Si estos datos no pueden ser alcanzados, la abertura no puede ser fácilmente localizada y se estima que no se tiene capacidad re-entry. La tabla 4 ilustra la opción de accesibilidad.
- **Control de flujo (Ninguno, Selectivo, Separado, Monitoreo Remoto o Monitoreo Remoto y Control):** Describe el grado de control sobre la inyección o producción del fluido que fluye a través de la junta. El monitoreo incluye algunos de los siguientes parámetros: Presión, Temperatura, Caudal, Producción de arena, Incrustaciones, Perfiles de Saturación, Sísmica, estado del SCSSSV (Surface Controlled Sub Surface Safety Valve), Integridad del Pozo, Corrosión. La Tabla 4 ilustra la opción de control de flujo, la descripción de la junta es dada por los códigos de clasificación alfanumérica usando la letra o número correspondiente.

Tabla 4. Clasificación alfanumérica de la descripción de la junta

Conectividad (numero)	Accesibilidad (alfa)	Control de flujo (alfa)
<p>Categorización igual que el nivel uno del ranking de complejidad.</p> <p>Cada junta tendrá su propio indicador de nivel que puede o no ser el mismo.</p>	<p><u>NR</u> - sin reentrada selectiva.</p>  <p><u>PR</u> - reentrada por completamiento Pulling.</p>  <p><u>TR</u> - reentrada a través de tubing.</p> 	<p><u>NON</u> - ninguno</p>  <p><u>SEL</u> - selectivo</p>  <p>O</p>  <p><u>SEP</u> - separado</p>  <p><u>REM</u> - monitoreo remoto</p> <p><u>RMC</u> - control y monitoreo remoto</p>

Fuente: *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. pág. 16, 2004.*

1.6.1.3 Comparación entre niveles de complejidad de los pozos: En resumen, la clasificación en grados de complejidad surgió de la necesidad de proveer una diversidad de sistemas multilaterales que satisficieran las necesidades de la industria, entre las que se destacan estas tres condiciones ideales:

1. Conectividad del hueco principal con cada uno de los ramales.
2. Posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva.
3. Sello hidráulico entre el pozo principal y los ramales.

Este sistema de clasificación (TAML) considera que a medida en que alguna de las condiciones no es indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo, es decir las conclusiones de los análisis económicos del proyecto pueden recomendar que con una significativa reducción de costos en el pozo se puede agregar un poco de riesgo, pero alcanzando el mismo desarrollo y con base en esto se diferencian seis niveles de clasificación para los pozos multilaterales, sin embargo para cada uno de los grados de complejidad se pueden generar combinaciones o pequeñas variaciones, en la tabla 5 se observan las comparaciones entre los seis niveles.

Tabla 5. Comparaciones de niveles TAML.

Característica. Nivel	Hueco Principal	Lateral	Junta Unión	o	Revestimiento del lateral	Conexión de tuberías
1	Abierto	Abierto	Abierta		Sin liner	Abierta y No soportada
2	Revestido y cementado	Abierto	Abierta		Liner soportado	no Abierta y No soportada
3	Revestido y cementado	Revestido y no cementado	Sin sello hidráulico		Liner soportado	no No soportada
4	Revestido y cementado	Revestido y cementado	Sin sello hidráulico		Liner soportado	no Mecánica
5	Revestido y cementado	Revestido, cementado o no cementado	Integridad de presión		Liner soportado	Mecánica
6	Revestido y cementado	Revestido, cementado o no cementado	Integridad de presión		Liner soportado	Mecánica

Fuente: *Análisis de los autores.*

1.7 FACTORES DE RIESGOS ASOCIADOS A CADA NIVEL DE JUNTAS EN POZOS MULTILATERALES.⁵⁵

Análisis de juntas: Después de que un análisis previo de costo/beneficio y de diseño se realice por separado para cada lateral, otro análisis debe llevarse a cabo con la combinación de los dos o más ramales separados. Además, una serie de riesgos variables deben ser analizados, porque ellos llevan consigo las siguientes tres consideraciones:

- Deltas de presión entre los ramales deben ser tenidos en cuenta en la fase de diseño para prevenir crossflow (flujo de fluidos de un reservorio a otro con una presión más baja a través del pozo).
- El análisis multilateral va ligado al área de la junta donde dos o más ramales saldrán.
- Los daños en la formación además del crossflow también pueden ser ocasionados por el movimiento de ripios de perforación (en el área de la junta) de un lateral dentro de otro y hacer colapsar ya sea una junta cementada o no cementada dentro de cualquiera de los otros ramales.

Antes de que pueda ser creado un proceso para evaluar el criterio de selección de juntas, es necesario tener conocimiento de los factores de riesgo que rodean los distintos niveles del diseño multilateral. Los niveles del diseño multilateral a los que se hace referencia se describen en el TAML Complexity Ranking aceptado en la industria. Las descripciones de los TAML (ver tabla. 2) y las áreas de riesgo generalmente aceptadas para cada nivel se listan a continuación:

- **Nivel 1:** (*Hueco principal y lateral(es) sin cementar*). Las áreas de riesgo incluyen los controles de re-entrada y de flujo. Intentos de re-entrada o instalación de equipos de monitoreo de flujo sumados al riesgo potencial de colapso de junta.
- **Nivel 2:** (*Hueco principal cementado y entubado, lateral(es) sin cementar*). Las áreas de riesgo incluyen el whipstock, salidas del casing y la calidad del cemento del hueco principal alrededor de la junta. Dependiendo del equipo

⁵⁵BRISTER, Ray. The Optimum Junction Depth for Multilateral Wells. Presentado en el SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held. Paper SPE 64699. Beijing, China: 7–10 November 2000.

utilizado también puede ser riesgoso recuperar la entrada a uno o más de los laterales.

- **Nivel 3:** (*Hueco principal cementado y entubado, lateral(es) entubados mas no cementados*). Áreas de riesgo incluyen fallas mecánicas del equipo en el anclaje del liner lateral, mayor grado de complejidad (comparada con los Niveles 1 y 2), y la calidad del cemento en el hueco principal alrededor de la junta.
- **Nivel 4:** (*Hueco principal cementado y entubado, liner lateral cementado y entubado*). Las áreas de riesgo incluyen fallas mecánicas del equipo, manejo de escombros (ripios metálicos), incremento de costos y complejidad (principalmente asociados con el tiempo de construcción de las juntas), calidad del cemento alrededor de la junta y la calidad del cemento del liner lateral.
- **Nivel 5:** (*integridad de presiones en la junta con hueco principal cementado y entubado, liner lateral cementado y entubado, y packer seal proveyendo integridad hidráulica y presión adecuada en la junta*). Las áreas de riesgo incluyen fallas mecánicas en el equipo, incremento de costos y complejidad de procedimientos operacionales, incremento de problemas desperdiciando tiempo y costo.
- **Nivel 6:** (*Splitter en el casing o en el downhole con presión adecuada en la junta con casing deformable/reformable*). Las áreas de riesgo incluyen fallas mecánicas de equipo, problemas con el equipo (inexperiencia del proveedor).

1.8 FORMACIONES EN COLOMBIA

Dentro del proceso de perforación en la búsqueda de yacimientos petrolíferos, las rocas sedimentarias son un factor geológico determinante. Una de las labores adelantadas es reconocer estas rocas sedimentarias que al depositarse bajo ciertas condiciones en grandes cuencas marinas, forman estructuras y combinaciones geológicas complejas. El petróleo se desplaza hacia las rocas porosas y una vez allí se almacena y deposita en estructuras posiblemente anticlinales que forman campos de aceite y de gas-aceite. El petróleo también se acumula en sitios donde existen fallas geológicas y por ello son de gran interés los

mapas tectónicos que limitan grandes cuencas sedimentarias, en Colombia las formaciones ubicadas en el periodo geológico terciario muestran que son las más productoras hasta la fecha y se encuentran en la cuenca de los Llanos orientales que comprenden los campos: Rubiales Castilla, Caño Limón, Castilla norte, Cupiagua, Candelilla, Cusiana entre otras. En el *ANEXO NO.1* del presente trabajo de investigación, hay un ordenamiento llevado a cabo por los autores de las formaciones geológicas más importantes encontradas bajo las principales cuencas sedimentarias en Colombia clasificadas por edades.

2. GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA EN RELACIÓN CON LOS POZOS MULTILATERALES.

La estabilidad del pozo es un mecanismo que sirve para la prevención de una falla frágil o deformación plástica de la roca alrededor del pozo debido a la tensión mecánica o desequilibrio químico.

Antes de perforar, los esfuerzos mecánicos en la formación son menores que la resistencia de la roca. La acción química también es equilibrada y se desarrolla a una velocidad relativamente baja en el tiempo geológico (millones de años). Las rocas en este estado de equilibrio o cerca del equilibrio son estables.

Después de la perforación, la roca que rodea el pozo se somete a cambios de tensión, compresión y cargas de corte, ya que se retira la roca que forma el núcleo del pozo. También se producen reacciones químicas debido a la exposición de los fluidos de perforación con la formación.

En estas condiciones, la roca que rodea el pozo puede llegar a ser inestables y aún más si se trata de pozos multilaterales, estos huecos comienzan a deformarse, aparecen gradualmente fracturas, cavidades o se disuelven en el fluido de perforación.

El esfuerzo excesivo de la roca puede hacer colapsar el hueco y por consiguiente atascar tubería (hole-squeezing) en formaciones móviles produce problemas como huecos reducidos y pegado de tuberías. Los derrumbes de la formación complican la limpieza de un hueco, aumenta los costos en lodos y cementación.

El costo estimado para la industria de perforación para los problemas de estabilidad de pozo está en un rango de 600 millones a 1000 millones de dólares anuales.

Aunque existe una cantidad significativa de información relativa a la estabilidad del pozo, la mayor parte de la información aborda el estudio de la estabilidad en la vecindad de un pozo tradicional meramente vertical. Cuando dos huecos interactúan, la interferencia de un hueco lateral causa esfuerzos en todo el pozo principal y esto es particularmente interesante. Sin embargo, la información sobre las investigaciones realizadas en un escenario multilateral, donde interactúan dos agujeros es limitada.

2.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO.

Antes de empezar el análisis de estabilidad, el modelo geomecánico es el corazón de cualquier estudio de geomecánico y, por tanto, el grado de exactitud de todos los resultados posteriores. Como mínimo, un modelo de geomecánico comprende la determinación de las propiedades elásticas, resistencia de la roca, la presión de poro, y las magnitudes y las orientaciones de los esfuerzos principales. En este estudio, un modelo geomecánico se construyó para cada pozo incluido en el estudio. En los párrafos siguientes se presenta la metodología utilizada para construir el modelo de geomecánica. La selección de las correlaciones y las técnicas para la evaluación de las propiedades geomecánicas, resistencia de la roca y esfuerzos in situ, se basa en aquellos que han demostrado funcionar mejor para estratificaciones en Colombia.

Cuando se decide llevar a cabo un análisis o un modelo geomecánico, el modo de obtener la información esta resumida en la tabla 6. Las fuentes de información están más que todo basadas en imágenes de pozo, registros, reportes de perforación y pruebas de laboratorio. Se debe tener en cuenta que hay tres tipos de información específica que son de suma importancia para realizar un análisis geomecánico 1:

- a) Estado de esfuerzos.
- b) Propiedades mecánicas de la roca

Tabla 6. Fuentes de información para la construcción de un análisis o modelo geomecánico.

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

Fuente: *Articulo Oilfield Review, Otoño de 2003*

2.2 DESCOMPOSICIÓN DE ESFUERZOS.

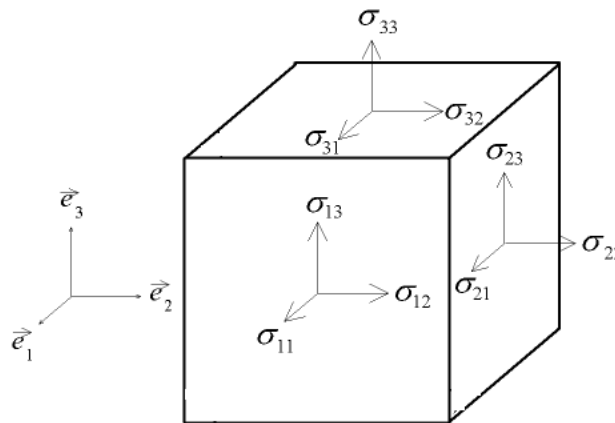
El tensor tensión de Cauchy viene dado por una matriz simétrica de la ecuación 1, cuyas componentes son:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_{XX} & \sigma_{XY} & \sigma_{XZ} \\ \sigma_{YX} & \sigma_{YY} & \sigma_{YZ} \\ \sigma_{ZX} & \sigma_{ZY} & \sigma_{ZZ} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y & \tau_{YZ} \\ \tau_{ZX} & \tau_{ZY} & \sigma_Z \end{pmatrix}$$

1

En general, un estado de esfuerzo puede ser representado por una figura geométrica, que es la superficie tridimensional que se obtendría uniendo todos los extremos de los vectores esfuerzo que actúan sobre un punto en un instante dado.

Figura 9. Tensor de esfuerzos y el volumen elemental que representa un punto dentro del cuerpo rígido.

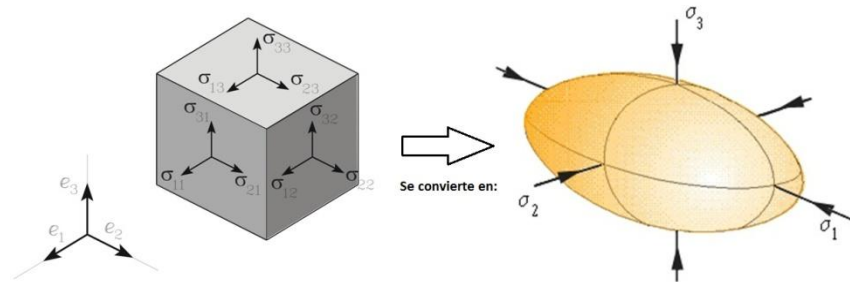


Fuente: rockmechs 2010***

Esta figura no es irregular, como intuitivamente podría parecer, sino que los estados de esfuerzo son tales que todos los vectores esfuerzo están relacionados entre sí, y sus extremos suelen definir la superficie de un elipsoide de tres ejes, en el caso general como se muestra en la figura 10.

*** Rock mechs junio 22 de 1010, Publicación en <http://www.rockmechs.com/page/2/>

Figura 10. Transformación del tensor de esfuerzos en “elipsoide de esfuerzos de Lamé ”



Fuente: Los autores

Cada elipsoide de esfuerzo tiene tres ejes perpendiculares entre sí, llamados esfuerzos principales, y las direcciones según las cuales actúan se denominan direcciones principales. Uno de ellos es el mayor de todos los esfuerzos de ese estado particular, otro es el menor, y el tercero es un esfuerzo de valor intermedio entre los anteriores que actúa según una dirección perpendicular a los dos. Se denotan como σ_1 , σ_2 , σ_3 , de forma que σ_1 es mayor que σ_2 y así mismo este último es mayor que σ_3 . Una propiedad importante de los esfuerzos principales es que son siempre esfuerzos normales, es decir, son perpendiculares al plano sobre el que actúan. Por tanto, los tres planos perpendiculares entre sí que contienen a los ejes del elipsoide son aquellos sobre los que actúan los esfuerzos principales y se llaman planos principales del elipsoide de esfuerzo.

2.3 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.

Convencionalmente, las propiedades mecánicas de la roca se obtienen mediante la realización de una serie de ensayos de compresión triaxial sobre muestras del núcleo. Sin embargo, las pruebas de laboratorio sólo proporcionan propiedades de un núcleo a profundidades discretas a lo largo del pozo pero sería mejor usar herramientas de registros eléctricos para calibrar puntos mejor y derivar las propiedades. Además, debido a los altos costos asociados con recuperaciones, manejo y conservación, de núcleos estos a menudo no están disponibles.

El uso de los registros para predecir las propiedades mecánicas de las formaciones, se convierte en la manera más técnica-económica para generar perfiles continuos.

El método más utilizado para calcular las propiedades mecánicas se basa en las relaciones que expresan las propiedades en función de las velocidades sónicas. Estos perfiles acústicos derivados, se refiere a las propiedades mecánicas y dinámicas, difieren de las propiedades derivadas de laboratorio, que muestran las propiedades de forma estática. La principal causa de esta diferencia se debe a diferentes mecanismos de deformación entre la carga dinámica (baja magnitud de los esfuerzos aplicados, la corta duración de la presión o las ondas sonoras) y la carga estática (se aplica una elevada magnitud del esfuerzo, la larga duración de la presión aplicada). Dado que los parámetros necesarios para un trabajo de análisis de estabilidad debe ser válido para una amplia variación en las magnitudes de esfuerzo, las propiedades derivadas de inicio de sesión debe ser calibrado por el uso de correlaciones empíricas entre las propiedades estáticas y dinámicas y/o utilizando valores derivados de laboratorio para un tipo de roca específica. En este estudio, la calibración se realiza mediante el uso de las propiedades mecánicas derivadas de laboratorio de muestras de núcleos.

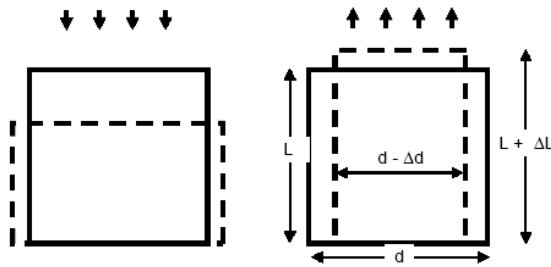
2.3.1 Ondas acústicas⁺⁺⁺: En un laboratorio de forma controlada es posible propagar en una muestra de roca, ondas acústicas como son la onda P de compresión y la onda S de corte, con el objetivo de estudiar el comportamiento de la propiedad elástica de la muestra de roca. La velocidad de propagación de las ondas depende en especial de la densidad y las propiedades elásticas de la roca en estudio.

Onda P: La onda P u onda primaria es denominada así por tener la mayor velocidad de propagación en los materiales elásticos, su comportamiento describe compresiones y dilatamiento alternativamente de la roca, dando lugar a un movimiento de las partículas en la dirección de la propagación de la onda, tal como se describe una onda longitudinal.

El movimiento de las partículas provoca en el material cambios de volumen pero no de forma figura 11 y la onda P es capaz de viajar tanto en rocas sólidas como en líquidos.

⁺⁺⁺ FIGUEROA, Puerto German Darío, “Automatización del sistema de adquisición de ondas y medición de velocidades acústicas del equipo DT14210-ROP para la estimación de las propiedades mecánicas en rocas”. Tesis de grado universidad industrial de Santander. 2009

Figura 11. Efecto de la Onda Pag.8

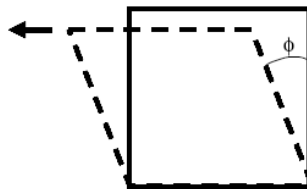


Fuente: *Figuroa, puerto. pag8*⁺⁺⁺

Onda S: La onda S u onda secundaria exhibe la cualidad de ser una onda lenta, es decir que la velocidad de propagación de la onda es inferior a la onda P. El comportamiento de la onda S en un material elástico, describe la deformación lateral del material en dirección perpendicular a la propagación de la onda, tal como se describe una onda transversal.

La generación de ondas S en el material provoca cambios en su forma pero no en su volumen figura 12, la onda S se considera como dos ondas superpuestas, es decir que una se transmite en el plano horizontal y la otra en el plano vertical.

Figura 12. Efecto de la Onda S



Fuente: *Figuroa, Puerto. pag 9*

⁺⁺⁺FIGUEROA, Puerto Germán Darío, "Automatización del sistema de adquisición de ondas y medición de velocidades acústicas del equipo DT14210-ROP para la estimación de las propiedades mecánicas en rocas". Tesis de grado universidad industrial de Santander. 2009

También con los ensayos no destructivos, en el sistema de medición de velocidades acústicas DT14210-ROP, se estiman las velocidades de las ondas P y S a través de la muestra de roca con densidad específica.

Inicialmente conociendo la densidad, las dimensiones geométricas de la muestra de roca y los tiempos de tránsito de las señales acústicas, se establece las velocidades de compresión Dt_p y de corte Dt_s .

$$V_p = \frac{L}{T_p} \quad ; \quad V_s = \frac{L}{T_s}$$

2

Dónde:

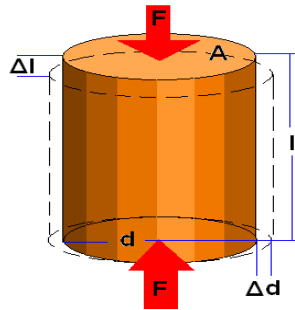
- L es el largo de la muestra de roca
- V_p es la velocidad de la onda P a través de la muestra de roca.
- T_p es el tiempo de tránsito de la onda P a través de la muestra de roca
- V_s es la velocidad de la onda S a través de la muestra de roca.
- T_s es el tiempo de tránsito de la onda S a través de la muestra de roca.

2.3.2 Coeficiente de Poisson: Se denota con la letra ν y se define como la relación entre las deformaciones laterales y axiales por la acción de un esfuerzo aplicado en la muestra de roca, para determinar la constante elástica dinámica de la muestra de roca, coeficiente de *Poisson*, se realiza con la estimación de la velocidad de onda P, velocidad de onda S a través de la muestra de roca. La relación de Poisson se da como (Montmayour y Graves, 1986):

$$\nu = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l} = \frac{2 - \left(\frac{Dt_s}{Dt_p}\right)^2}{2 \left[1 - \left(\frac{Dt_s}{Dt_p}\right)^2\right]}$$

3

Figura 13. Coeficiente de Poisson



Fuente: *Figuroa, puerto. pag 7*

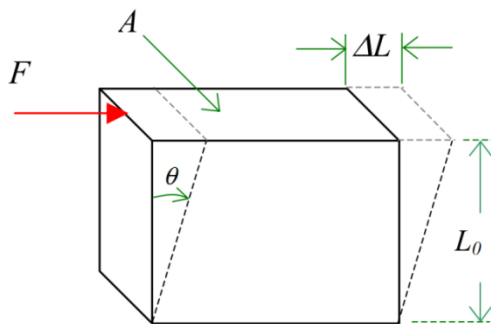
En la ecuación 3 Dt_s y Dt_p son velocidades de onda; de corte (S) y de compresión (P) obtenidas de los registros sónicos.

2.3.3 Módulo de corte: El módulo de corte mide la resistencia de un material a la deformación de corte. Se calcula mediante la siguiente expresión

$$G = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Deformacion de corte}} = \frac{FL_o}{\Delta L/A}$$

4

Figura 14. Representación de una Constante Elástica que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos cortantes.



Fuente: *fisicarecreativa.com*^{§§§}

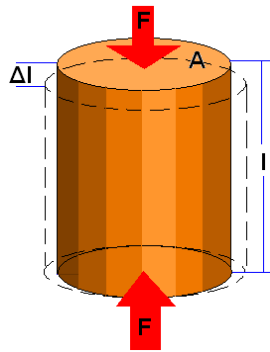
^{§§§}http://www.fisicarecreativa.com/papers_sg/papers_sg/Docencia/elasticidad1.pdf

2.3.4 Módulo de Young: Se denota con la letra E y se define como la relación entre el esfuerzo aplicado $\sigma = F/A$ y la deformación del material elástico $\varepsilon = \Delta l/l$, para determinar la constante elástica dinámica de la muestra de roca, módulo de *Young*, se obtiene con la estimación de la velocidad de onda P, velocidad de onda S a través de la muestra de roca y datos específicos de la probeta a ensayar, como se observa en la figura 15.

$$E = \frac{\sigma}{|\varepsilon|} = 2G(1 + \nu)$$

5

Figura 15. Módulo de *Young*.



Fuente: Figueroa, puerto. pag6

2.4 RESISTENCIA DE LA ROCA.

2.4.1 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS): Es un esfuerzo (uniaxial) normal requerido para ocasionar que falle una muestra de roca sometida a un aplastamiento:

$$UCS = 253.09 \cdot \rho \cdot V_p^2 - 3045.78$$

6

Donde, V_p es la velocidad de la onda P

2.4.2 Resistencia a la tensión T_o : Es el esfuerzo tensil requerido para ocasionar que falle por estiramiento una muestra de roca la relación entre T_o y UCS :

$$T_o = 0.1.UCS$$

7

2.4.3 Cohesión S_o : Es la fuerza que mantiene juntos los granos de una roca. La relación entre S_o y UCS :

$$S_o = \frac{UCS}{2.tan\beta}$$

8

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}$$

9

Donde φ es el ángulo interno de fricción, se obtuvo de (Chang and Zoback 2003):

$$\varphi = 18.532(V_p^{0.5148})$$

10

2.5 ANTES DEL POZO****

2.5.1 Condiciones in-situ

2.5.1.1 Presión de poro (P_o): La presión de poro, también llamada presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: *normal*, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y *anormal*, cualquier presión diferente a la presión normal de una

**** AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l. : Amoco production company, 1996.

formación, para un área dada. Si la presión de formación excede a la presión hidrostática, se le denomina anormalmente alta, o sobre-presión, o simplemente presión anormal; pero si es menor que la normal, entonces se le llama presión de formación anormalmente baja o subnormal.

- **Presión de Poro Normal:** Es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo, la magnitud de la presión normal varía según la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, tipo de fluido, gas presente y gradiente de temperatura.
- **Presión Anormal de Poro:** Se define como cualquier presión del poro que sea mayor que la presión hidrostática normal del agua de la formación (de salinidad normal promedio) que ocupa el espacio poroso. Las causas de la presión anormal se atribuyen a la combinación de varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.
- **Presión Subnormal de Poro:** Se define como cualquier presión de poros que sea menor a la correspondiente presión hidrostática NORMAL (de una columna de fluido de salinidad Normal promedio) a una profundidad dada, ocurre con menor frecuencia que las presiones anormales. Pudiera tener causas naturales relacionadas con el historial estratigráfico, tectónico o geoquímico del área.

En general:

- Presión anormal de poros $> 0.465 \text{ psi/ft}$ (@ 80,000 PPM)
- Gradiente de presión normal $= 0.465 \text{ psi/ft}$
- Presión subnormal del poro $< 0.465 \text{ psi/ft}$

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

2.5.2 Esfuerzos terrestres in situ: Antes de perforar, las rocas de superficie son expuestas a un equilibrio o cercano a un ambiente de esfuerzos balanceados. Naturalmente ocurren esfuerzos in situ que son llamados esfuerzos in situ.

Las fuerzas internas se distribuyen de forma continua en el volumen del cuerpo material, es decir, la distribución de tensiones en el cuerpo se expresa como una función continua por partes de las coordenadas espaciales y el tiempo.

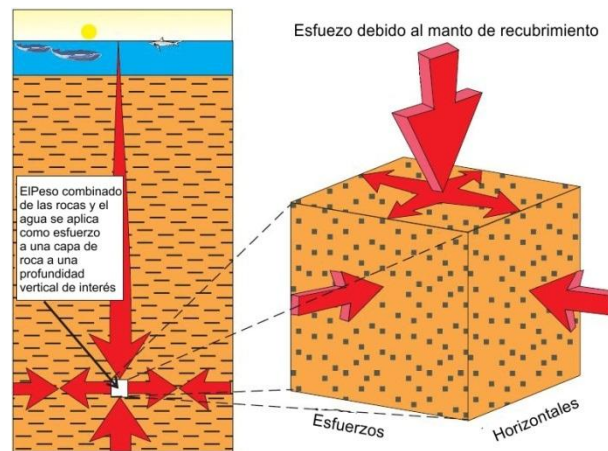
$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta F}{\Delta A} \right)$$

11

Los esfuerzos in situ son normalmente compresivos debido al peso de la sobrecarga. Por esta razón en mecánica de rocas los esfuerzos compresivos tienden a ser positivos.

2.5.2.1 Esfuerzo debido al manto de recubrimiento S_v : El esfuerzo debido al manto de recubrimiento es la presión ejercida sobre una formación a una profundidad determinada, debido al peso total de las rocas y fluidos que están por encima de esa profundidad.

Figura 16. Representación del esfuerzo debido al manto de recubrimiento S_v



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. Wellbore stability. Drilling handbook. s.l.

La mayoría de las formaciones se forman a partir de una historia de sedimentación geológica por compactación. Las formaciones pueden variar significativamente desde la superficie de la tierra hasta una profundidad de interés. Una shale superficial será más porosa y menos densa que los shales a grandes profundidades.

2.5.2.2 Esfuerzo horizontal S_h , S_H : En muchas áreas de perforación, los esfuerzos horizontales son iguales. Al perforar cerca de estructuras masivas, tales como minas de sal o en zonas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán diferentes y se describen como un mínimo (S_h) y un máximo (S_H).

2.5.3 Esfuerzos efectivos: La matriz de la roca no puede soportar con toda la sobrecarga y esfuerzo horizontal. Parte de la carga es soportada por el fluido en el poro (presión de poros).

El esfuerzo neto es el esfuerzo efectivo soportado por la matriz de la roca. El esfuerzo efectivo es utilizado en mecánica de rocas para determinar la estabilidad del pozo.

2.5.3.1 Esfuerzo efectivo debido al manto de recubrimiento σ_v : La presión de aire en las llantas de un carro son las que soporta su peso, igualmente el fluido alojado en un poro de la matriz es capaz de soportar parte de la carga de toda la formación.

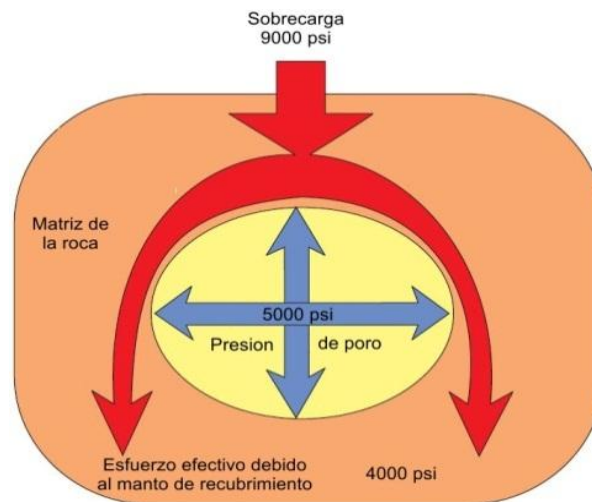
La matriz de la roca ayuda con una porción del esfuerzo total de sobrecarga.

$$\text{Esfuerzo efectivo vertical} = \text{Esfuerzo total vertical} - \text{Presión de poro}$$

$$\sigma_v = S_v - P_o$$

12

Figura 17. Representación del Esfuerzo efectivo debido al manto de recubrimiento σ_v



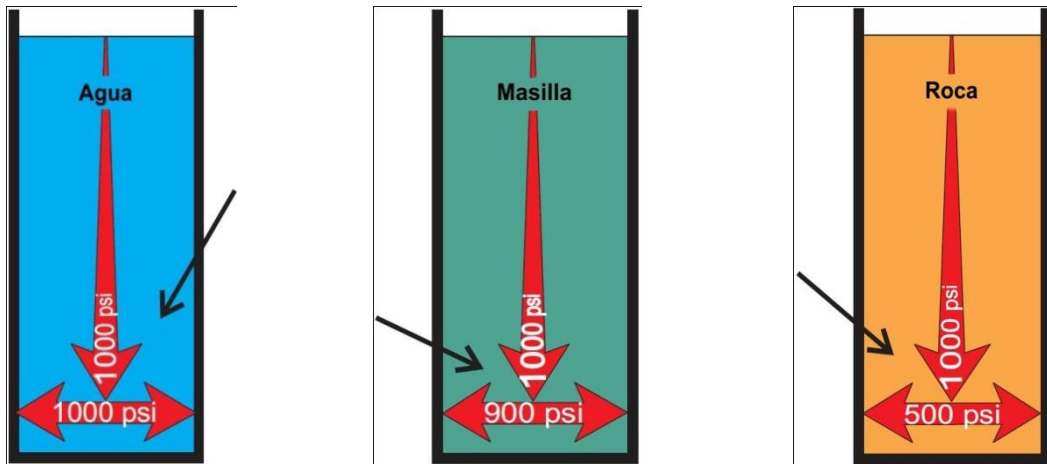
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

2.5.3.2 Esfuerzo efectivo horizontal σ_h , σ_H : Del mismo modo, se puede determinar el esfuerzo horizontal efectivo. Por lo general, los esfuerzos horizontales son iguales y el esfuerzo horizontal efectivo es igual al esfuerzo efectivo vertical por un factor litológico. El factor de litológico (k) es igual a 1 para los líquidos, pero es menor a 1 para materiales más rígidos, como por ejemplo las formaciones rocosas.

$$\sigma_h = \sigma_H = k * \sigma_v$$

13

Tabla 7. Esfuerzo horizontal efectivo.



Fluidos no compresibles, como el agua tiene factor k de 1.

Materiales más rígidos como la masilla tienen un factor k menor (por ejemplo 0,7 -. 0.9)

Materiales muy duros como la roca de una formación tienen un factor k muy inferior (0,37 es común para la pizarra.)

Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

En áreas tectónicas activas, el esfuerzo horizontal no es igual. El esfuerzo horizontal máximo será mayor o menor dependiendo de los movimientos tectónicos, debido a los esfuerzos tectónicos adicionales, t_h y t_H . En esas áreas, los esfuerzos efectivos horizontales son referidos a un valor máximo y mínimo.

$$\sigma_h = k * \sigma_v + t_h \text{ y } \sigma_H = k * \sigma_v + t_H$$

14

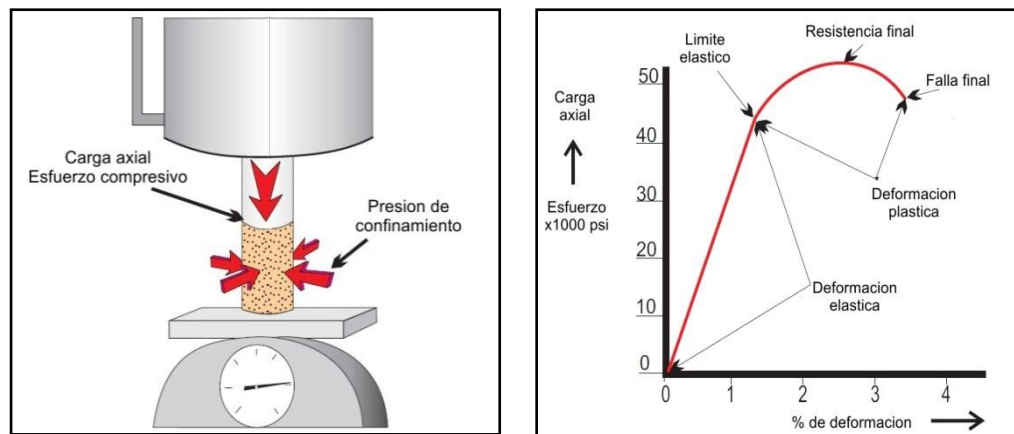
En ambientes tectónicos extremos, t_H puede ser suficiente para hacer que el esfuerzo horizontal sea mayor que el esfuerzo vertical.

2.5.4 Resistencia de las rocas: La *mecánica de rocas* es el estudio del comportamiento mecánico de las rocas en el subsuelo.

Las muestras de núcleos (removidas de condiciones in situ) suelen ser probado bajo compresión con un equipo de laboratorio especializado. Para simular mejor las condiciones in situ, las muestras de núcleo probado tambadas son sometidas a una presión de confinamiento (esfuerzo). La roca responde a al esfuerzo debido al cambio en el volumen o forma (deformación) o ambos. El cambio en el volumen de roca o la forma debido a la tensión aplicada es llamado tensión.

Cuando las rocas son sometidas a compresión (+) o tensión (-), el esfuerzo puede pasar por tres fases de deformación de tensión. En la deformación elástica, la roca se deforma cuando se aplica un esfuerzo y luego al ceder esfuerzo, esta regresa a su forma original. En la deformación elástica, la tensión es proporcional al esfuerzo (Ley de Hooke).

Figura 18. Resistencia de las rocas.



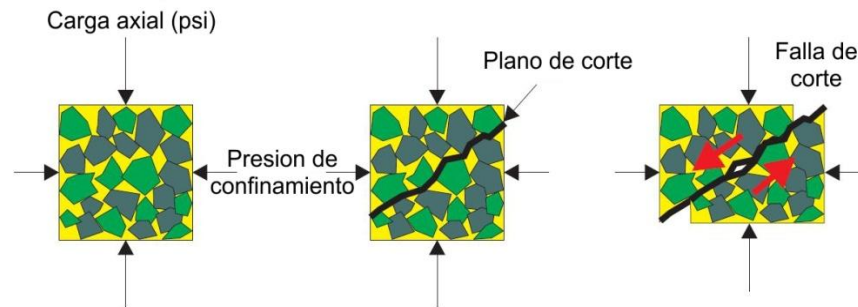
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

Cuando el esfuerzo aplicado alcanza el límite elástico, la roca comienza a exhibir deformación plástica. En la deformación plástica, la roca parcialmente sólo vuelve a su forma original cuando se alivia esfuerzo. Si se continúa aplicando esfuerzo, se desarrollaran fracturas y la roca fallara (falla final).

Las rocas pueden fallar de manera frágil, por lo general bajo un bajo esfuerzo de confinamiento, o de una manera dúctil con un mayor esfuerzo de confinamiento.

2.5.4.1 Esfuerzo cortante y ruptura cortante o por cizallamiento: Normalmente las rocas fallan bajo compresión; es más fácil deslizar un grano sobre otro que aplastarlos.

Figura 19. Esfuerzo cortante y ruptura cortante o por cizallamiento



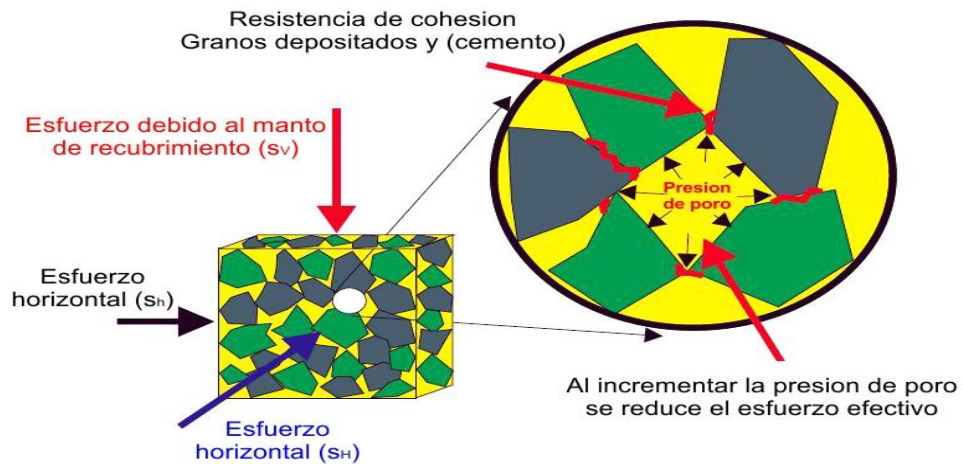
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

La alta presión de confinamiento resiste al deslizamiento sobre el plano de corte y la roca parece ser más fuerte. Si la presión de confinamiento y de la carga axial fuesen iguales, no habría ningún esfuerzo de corte en la roca y no habrá falla de corte.

Esfuerzos iguales prometen estabilidad y esfuerzos desiguales prometen esfuerzo de corte y posiblemente una ruptura cortante

No es posible reproducir con precisión los efectos de la presión de poro en la resistencia de la roca al probar muestras de núcleos de campo. En condiciones reales de perforación, la presión de poro ejerce una fuerza que tiende a empujar los granos de la roca hacia afuera. Esta es la razón por la que se utilizan los esfuerzos efectivos en la mecánica de rocas cuando se aplica a los estudios de estabilidad del pozo.

Figura 20. Análisis de la presión de poro.



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

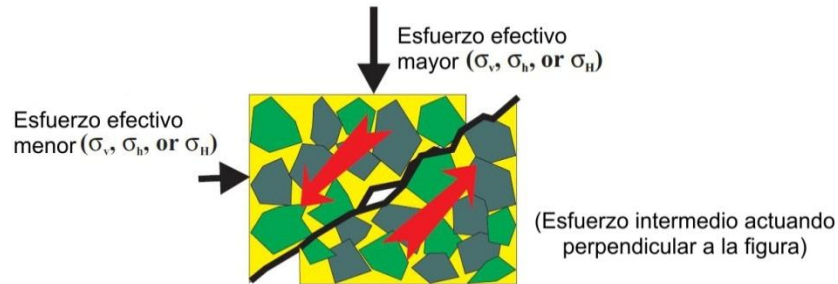
La mecánica de rocas utiliza modelos de falla para predicciones de estabilidad de pozo. Uno de estos modelos toma en cuenta los tres esfuerzos efectivos para calcular el esfuerzo cortante resultante. El esfuerzo efectivo "medio" es utilizado por este modelo para describir el estado de esfuerzo de la roca.

$$\text{Esfuerzo efectivo medio} = \frac{\sigma_v + \sigma_h + \sigma_H}{3}$$

15

El modelo de falla utilizado por (Mohr-Coulomb) deja de lado los esfuerzos medios y solo considera los esfuerzos efectivos mayores y menores. El mayor esfuerzo de corte en una roca se produce bajo el plano de dos dimensiones y consiste en dos esfuerzos, uno mayor y otro menor. El esfuerzo más grande al menos podría ser cualquiera de los tres, dependiendo del ambiente in situ y de las condiciones del pozo.

Figura 21. Esfuerzo de corte.



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

El esfuerzo de corte que falla una roca debe superar la resistencia de cohesión, S_o (Unión de los granos), y una resistencia friccional entre los granos ($\mu\sigma$). La resistencia friccional entre los granos es producto del **coeficiente de fricción** (μ) y el esfuerzo efectivo de compresión (σ).

$$\text{Esfuerzo de corte} = \text{Resistencia cohesiva} + \text{Resistencia friccional}$$

$$\tau = S_o + \mu\sigma$$

16

La **resistencia al corte** es definida como el esfuerzo de corte a la que la roca falla. El coeficiente de fricción es también expresado en términos del **ángulo interno de fricción** (φ)

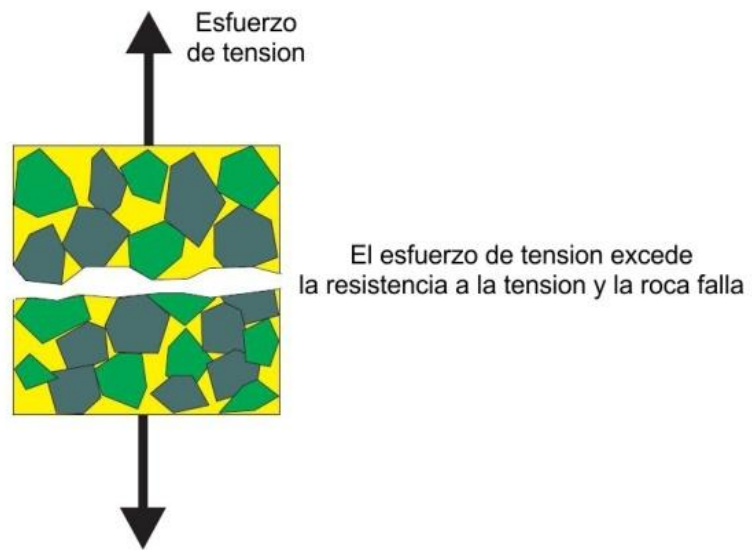
$$\mu = \tan\varphi$$

17

La resistencia cohesiva (S_o) y el ángulo interno de fricción (φ) Se obtienen realizando ensayos de compresión en muestras de núcleos (o puede estimarse a partir de registros eléctricos) desde el campo. Es necesario realizar muchas pruebas de núcleos para determinar estos valores.

2.5.4.2 Falla por tensión: Las fallas por tensión resultan de los esfuerzos contrarios que tienden a tirar la roca (esfuerzo por tensión). Las rocas muestran una baja resistencia a la tensión.

Figura 22. Falla por tensión



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

2.5.4.3 Tiempo: Los procesos geológicos han operado durante largos períodos de tiempo. Aunque es imposible reproducir el tiempo geológico en un laboratorio, se es posible hacer deducciones sobre la influencia del tiempo a partir de experimentos.

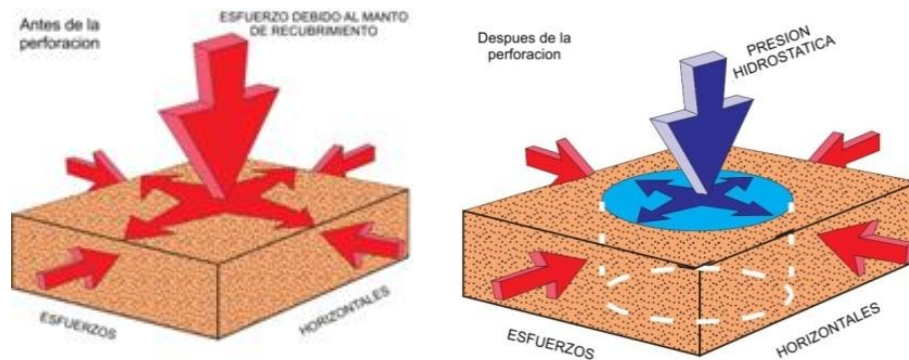
La fluencia ocasiona una deformación lenta y continúa de la roca con el paso del tiempo, a pesar de que el esfuerzo puede estar por encima o por debajo del límite elástico.

2.6 DESPUES DEL POZO.

2.6.1 Estado de Esfuerzo cerca del pozo

Antes de perforar, el esfuerzo de las rocas es descrito por los esfuerzos in situ; esfuerzo efectivo de sobrecarga, esfuerzo mínimo horizontal y esfuerzo efectivo horizontal máximo. Esos esfuerzos se designan de siguiente forma ($\sigma_v \sigma_h \sigma_H$).

Figura 23. Estado de esfuerzo cerca del pozo



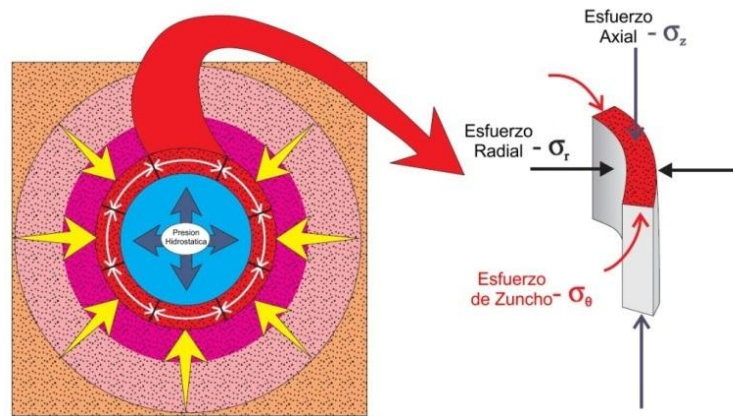
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

A medida que el hueco se perfora, es eliminado el apoyo prestado por la roca y reemplazado por la presión hidrostática. Este cambio altera los esfuerzos in situ.

El esfuerzo en cualquier punto cercano al pozo puede ser descrito en termino de: un esfuerzo radial que actúa a lo largo del radio del pozo; Esfuerzo tangencial que actúa alrededor de la circunferencia del pozo (tangencial); un esfuerzo axial actuando paralelo a la trayectoria del pozo. Estos esfuerzos se designan de siguiente forma ($\sigma_r \sigma_\theta \sigma_z$). Adicionalmente las componentes de los esfuerzos de corte son: ($\sigma_r \sigma_\theta \sigma_z$).

Cada uno de estos esfuerzos son perpendiculares y por conveniencia matemática, en el hueco se usa un sistema de coordenadas.

Figura 24. Esfuerzos y el sistema coordenadas



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

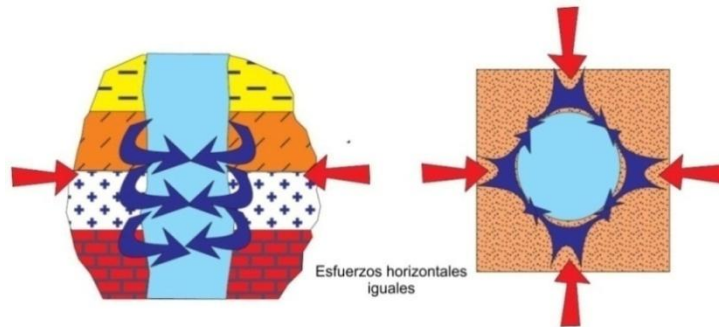
2.6.1.2 Esfuerzo tangencial o de zuncho σ_θ : El esfuerzo tangencial depende de: la presión de pozo (P_w), la magnitud y orientación de la tensión in-situ, la presión de poro, dirección e inclinación del hueco. La presión de pozo (P_w) es directamente proporcional a (peso del lodo/ECD).

$$\sigma_\theta = [\text{In situ \& Parametro de pozo}] - p_w - p$$

18

Para un pozo vertical con igual tensión horizontal, el esfuerzo tangencial depende del peso de la columna de lodo y de la magnitud de los esfuerzos horizontales que están igualmente distribuidos alrededor del pozo.

Figura 25. Esfuerzos horizontales iguales.

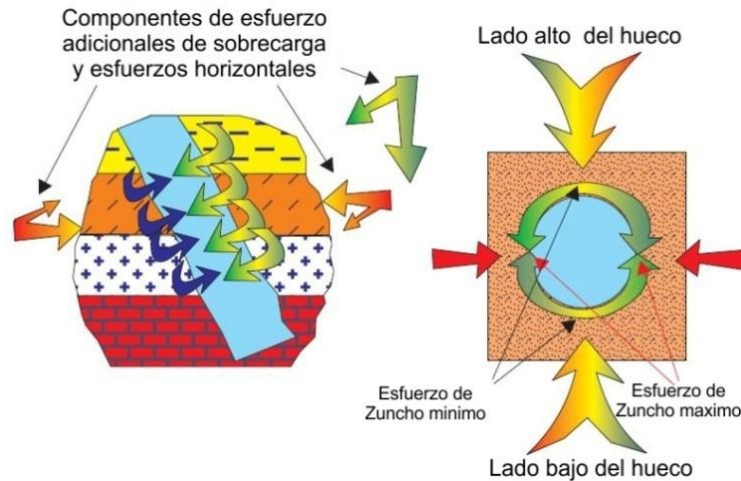


Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

Un pozo multilateral o desviado crea una distribución de esfuerzos tangenciales desigual alrededor del pozo debido a la redistribución de las tensiones horizontales y verticales. El esfuerzo tangencial que actúa sobre una sección transversal del pozo es máxima a los lados del pozo y perpendicular a la tensión máxima.

Lo mismo ocurre cuando se perfora un pozo vertical a condiciones in-situ con esfuerzos horizontales desiguales. El esfuerzo tangencial es máximo a los lados del pozo y perpendicular a la tensión horizontal máxima.

Figura 26. Componentes del esfuerzo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

2.6.1.3 Esfuerzo axial σ_z : El esfuerzo axial se orienta por la trayectoria del pozo y puede ser distribuido desigualmente alrededor del pozo. El esfuerzo axial depende de: magnitud y orientación de la tensión in-situ; presión de poro, inclinación y dirección del hueco. El esfuerzo axial no es directamente afectado por el peso de la columna de lodo.

$$\sigma_z = [\textit{Insitu} \ \& \ \textit{Parametros de pozo}]$$

Para un pozo vertical con esfuerzos horizontales iguales ($S_h=S_H$), los esfuerzos axiales horizontales y verticales son iguales. El esfuerzo axial en pozos desviados es la resolución de los esfuerzos horizontales y de sobrecarga.

2.6.1.4 Esfuerzo radial σ_r : El esfuerzo radial es una diferencia de presión entre el pozo y la presión de poro y actúa a lo largo del radio del pozo.

Dado que las presiones de pozo y de poros se derivan de la presión del fluido que actúa por igual en todas las direcciones, esta diferencia de presión actúa perpendicular a la pared del pozo, a lo largo del radio del agujero.

$$\textit{Esfuerzo radial} = \textit{Presiondepozo} - \textit{Presiondeporo}$$

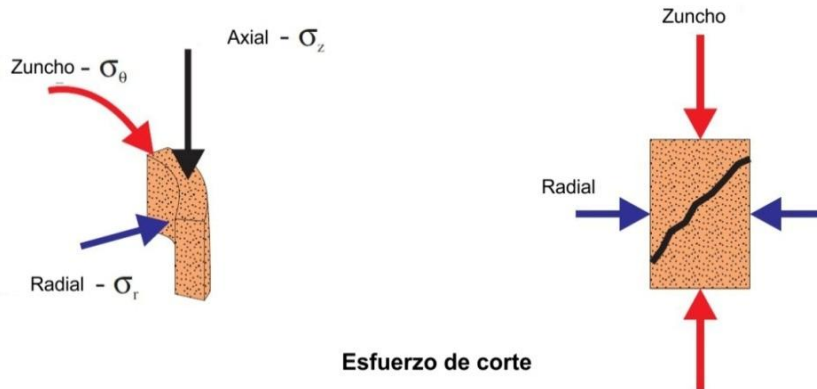
$$\sigma_r = p_w - p$$

19

2.6.2 Estabilidad mecánica: Los esfuerzos tangencial (σ_θ), radial (σ_r) y axial (σ_z) cerca al pozo describen estado de esfuerzo en la roca. La estabilidad mecánica es la administración de esos esfuerzos y del mismo modo prevenir fallas en las rocas por tensión o corte.

Normalmente, los esfuerzos son de compresión y crean esfuerzo cortante en la roca. Cuanto más iguales sean los esfuerzos, más estable es la roca.

Figura 27. Esfuerzo de corte



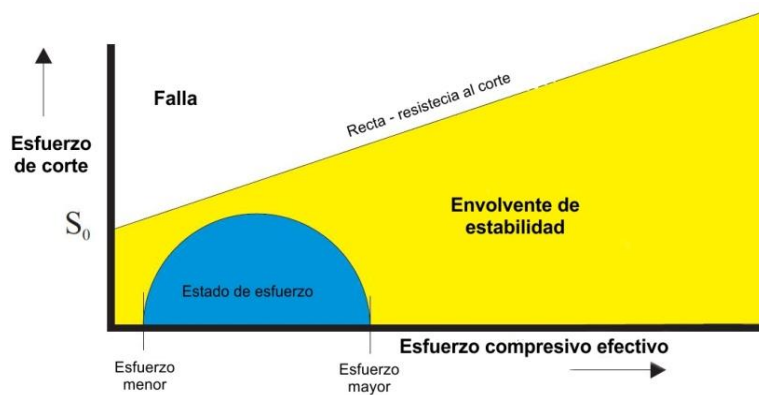
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

Como se muestra en la imagen derecha de la figura 27, el esfuerzo radial es la resistencia al corte causado por el esfuerzo tangencial.

Los esfuerzos tangencial, axial y radial se pueden calcular indicándose de mayor a menor por un semicírculo de estado de esfuerzo en un diagrama de estabilidad.

Una falla cortante aparece si el estado de esfuerzo queda fuera de la envolvente de estabilidad. La falla por tracción se produce si el estado de esfuerzo cae a la izquierda del eje del esfuerzo de corte y excede la resistencia tensil de la roca.

Figura 28. Causas de la falla de por tracción

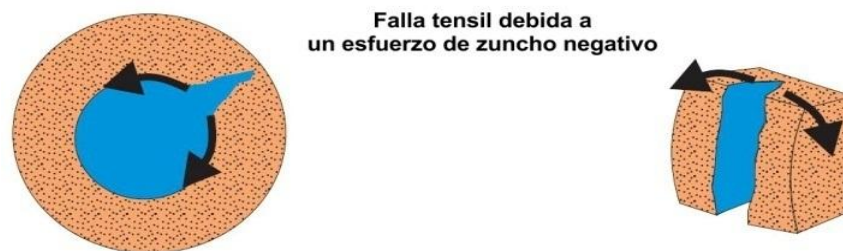


Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

Siempre los esfuerzos tangencial o la radial se convierten en tracción (negativa), la roca es propensa a fallar bajo tensión.

Muchos eventos de equipo no programados son debidos a la perdida de circulación causados por fallas por tracción.

Figura 29. Falla tensil debida a un esfuerzo de zuncho negativo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

La estabilidad mecánica se logra controlando los parámetros que afectan los esfuerzos tangencial, axial y radial.

Parámetros controlables:

- MW/ECD (peso molecular / densidad de circulación equivalente)
- Torta de lodo filtrante
- Trayecto del pozo - Inclinación y Azimut
- Perforación / practica de carreras
- Parámetros controlables
- Condiciones poco in Situ
- Formaciones adversas
- Trayectoria limitada del pozo

La estabilidad mecánica del pozo también se ve afectado por la interacción del fluido de perforación con la formación. La inestabilidad química eventualmente da como resultado una falla mecánica de la roca sea cortante o de tensión.

El tiempo también es una consideración importante. Los lodos de perforación son expuestos a lo largo de toda la formación, se incrementa la presión de poro cerca a la cara del pozo y el apoyo que pierde la roca es prestado por la columna de lodo.

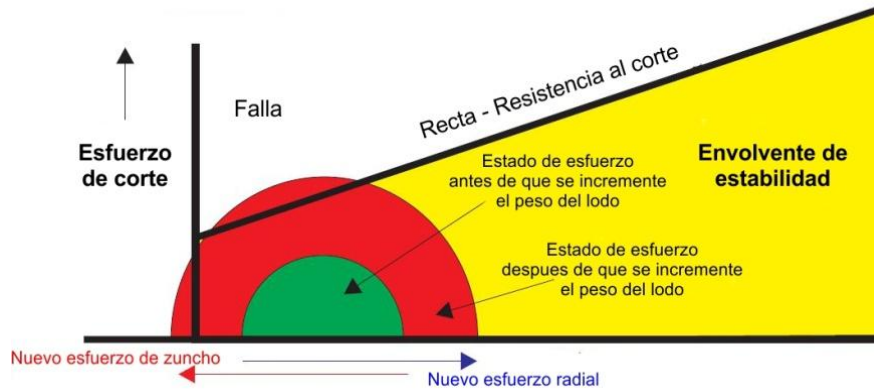
2.6.2.1 Efecto del peso de la columna de lodo: El peso de la columna de lodo (MW), la densidad de circulación equivalente (ECD), y las sobrepresiones en el pozo afectan directamente a los esfuerzos tangencial y radial. Un incremento en el peso del lodo disminuye el esfuerzo tangencial e incrementa el esfuerzo radial. Similarmente, una disminución del peso de la columna de lodo, incrementa el esfuerzo tangencial y disminuye el esfuerzo radial. Un resultado de la estabilidad del pozo depende de la magnitud (aumento/disminución) del peso de la columna de lodo.

Figura 30. Incremento del peso del lodo



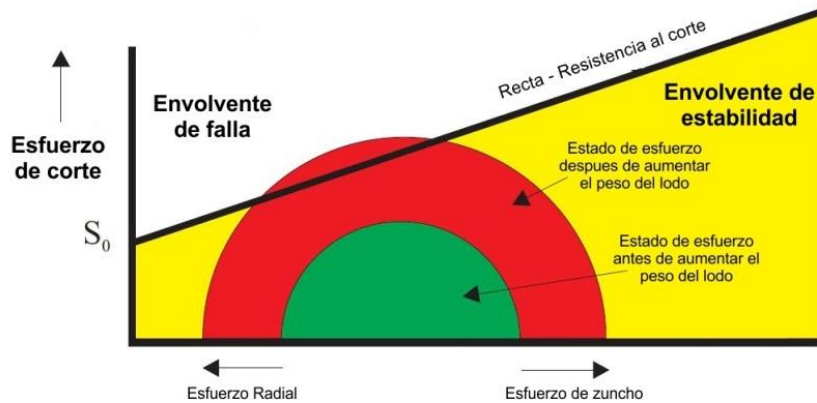
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

Figura 31. Incremento excesivo del peso del lodo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

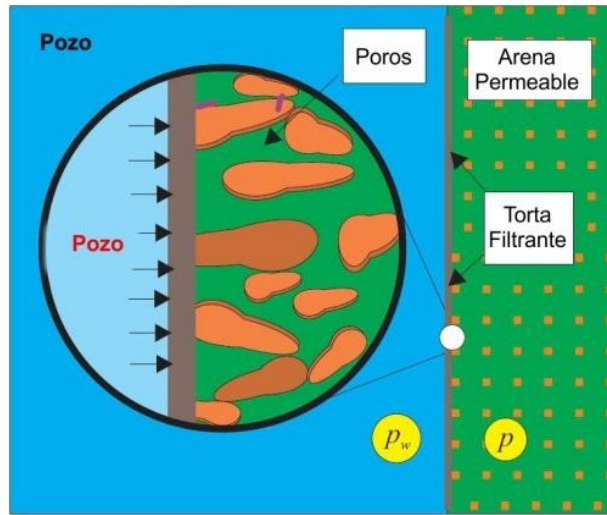
Figura 32. Decrecimiento del peso del lodo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

2.6.2.2 Torta de lodo filtrante y formaciones permeables: La torta filtrante juega un papel importante en la estabilización de las formaciones permeables. Una torta filtrante ideal debe cumplir con los siguientes requisitos: ser delgada, fuerte, impermeable y flexible. Una torta filtrante ideal mantiene alejado los fluidos del pozo de los fluidos del poro cercano al pozo. Esto es importante para la estabilidad y ayuda a evitar la pega en tuberías.

Figura 33. Torta filtrante



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

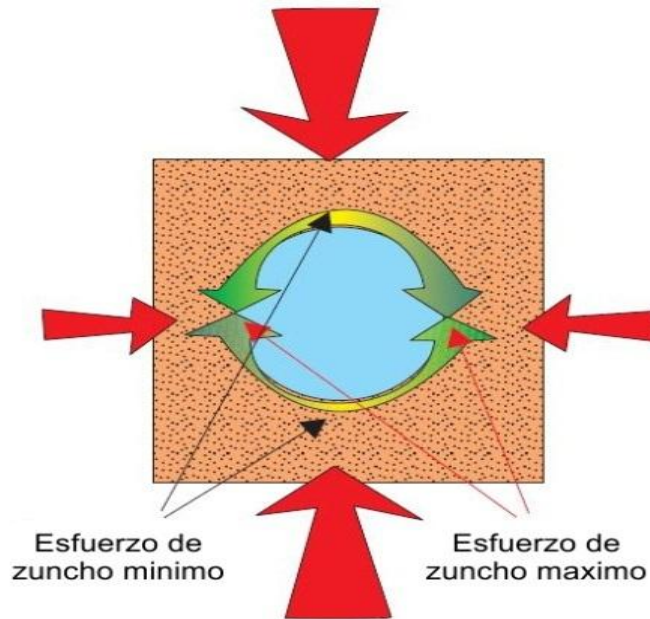
Si no hay torta filtrante, la presión de poro cercana al pozo aumenta a la presión hidrostática; el esfuerzo radial efectivo es cero. Simultáneamente disminuye el esfuerzo efectivo tangencial si se mueve el estado de esfuerzo hacia la izquierda de la envolvente de estabilidad; de esta forma disminuye la estabilidad de la formación. Una torta filtrante ideal ayuda a que el pozo permanezca estable.

2.6.2.3 Dirección e inclinación del hueco: La dirección e inclinación del pozo afectan en gran medida a la estabilidad del pozo. La distribución desigual de los esfuerzos tangencial y radial alrededor de la circunferencia del pozo tiende a hacer el pozo menos estable.

La perforación de un pozo horizontal hace que la distribución los esfuerzos radiales y tangencial alrededor del pozo cambien.

Antes de perforar verticalmente, el esfuerzo tangencial se distribuye por igual. A medida que aumenta el ángulo a la horizontal, el esfuerzo tangencial decrece en la parte alta y baja del pozo, pero el zunchado aumenta en gran medida en los lados perpendiculares.

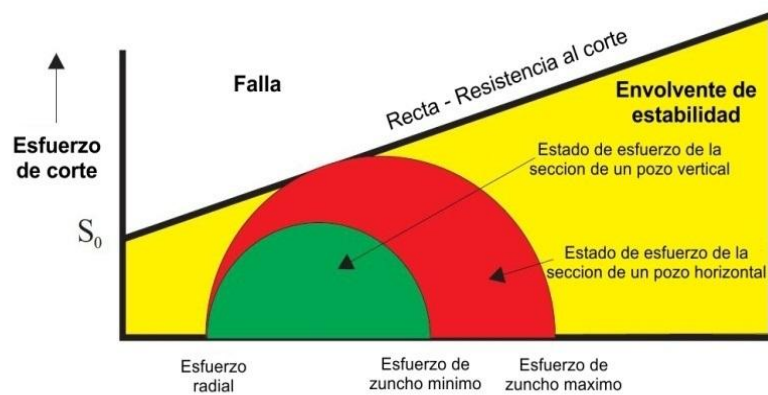
Figura 34. Inclinación y dirección del agujero



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

A continuación se muestra el cambio del estado de esfuerzo en la pared del pozo. El esfuerzo radial se mantiene fijo, pero el incremento del esfuerzo tangencial incrementa el estado de esfuerzo.

Figura 35. Cambio del estado de esfuerzo en la pared del pozo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

2.6.2.4 Temperatura en el fondo del pozo: Una alta temperatura en fondo de pozo puede ocasionar problemas de estabilidad, tales como: cambios en el esfuerzo tangencial debido a la existencia de una diferencia de temperatura entre el lodo y la formación.

Si el lodo es más frío que la formación, a medida que se enfría la formación se reduce el esfuerzo tangencial. Cuando el esfuerzo tangencial es alto debido a la baja densidad del lodo y si se ocasiona una reducción en el esfuerzo tangencial esto puede estabilizar el hueco ya que evita la aparición de una falla de corte. Por otro lado, si el peso del lodo es demasiado alto y cerca del gradiente de fractura, un enfriamiento excesivo puede disminuir el esfuerzo tangencial y hacer tracción. Esto podría causar una falla o fractura por tracción, ya que efectivamente se reduce el gradiente de fractura.

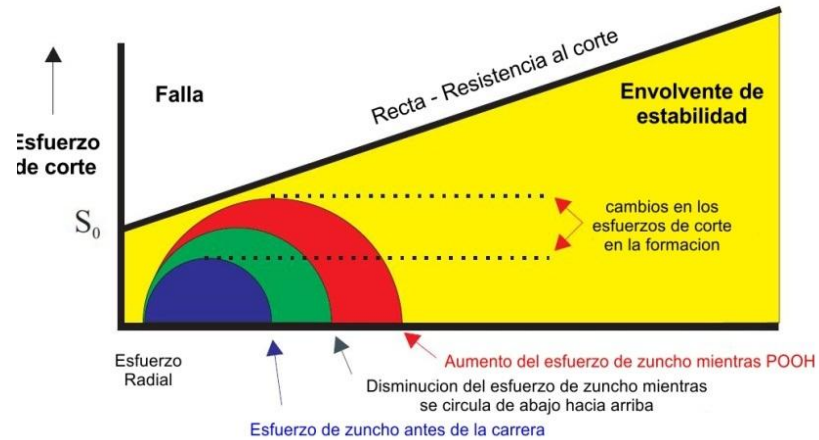
Si el lodo es más caliente que la formación, ocurre exactamente lo contrario ya que el esfuerzo tangencial se incrementa. Esto podría promover la exfoliación o falla de corte.

Considere lo que sucede durante un típico viaje de ida y vuelta hacia un pozo profundo con alta temperatura. Durante la carrera, regresa la temperatura de formación retorna a un valor ambiental. Esto hace que la tensión tangencial aumente. Cuando de nuevo se reanuda la circulación al fondo, el lodo fresco que baja por la columna de perforación reduce la temperatura de la formación de los alrededores, causando tensión tangencial puesto que la temperatura se reduce.

Como el lodo caliente circula de abajo hacia arriba atravesando formaciones de menor profundidad, hace que se aumente el esfuerzo tangencial debido a que el lodo calienta las formaciones.

Esas variaciones del esfuerzo tangencial tienen el mismo efecto de las sobrepresiones asociadas con la succión y sobrecarga que pueden causar tanto a tracción como por falla de corte en fondo de pozo.

Figura 36. Variaciones del esfuerzo tangencial asociado a las altas temperaturas de un pozo

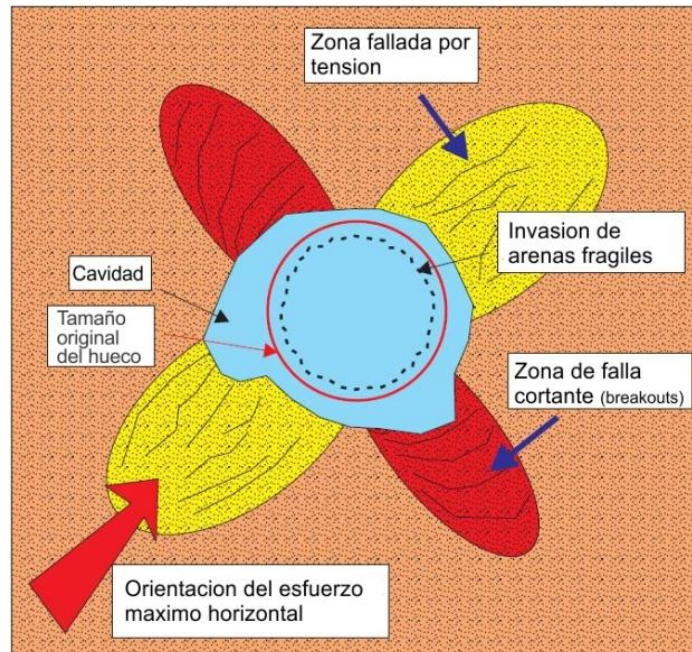


Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

2.6.2.5 Impacto de la estabilidad mecánica en un pozo: Los problemas de estabilidad mecánica son asociados a eventos operacionales no programados. Los problemas de estabilidad también son efectos globales de la eficiencia de la perforación puesto que se altera la forma del hueco que está siendo perforado.

Las deformaciones severas del hueco ocurren cuando el taladro atraviesa diferentes ambientes de esfuerzos in situ. La siguiente figura es un indicativo a de lo que puede enfrentar un programa de perforación. La figura 38 es solo una parte del pozo actual. Considera las típicas trayectorias de un pozo y considerar que esta deformación pertenece a un hueco abierto que se encuentra a miles de pies; es fácil ver el impacto de un pozo en operación.

Figura 37. Trayectorias típicas de un pozo



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

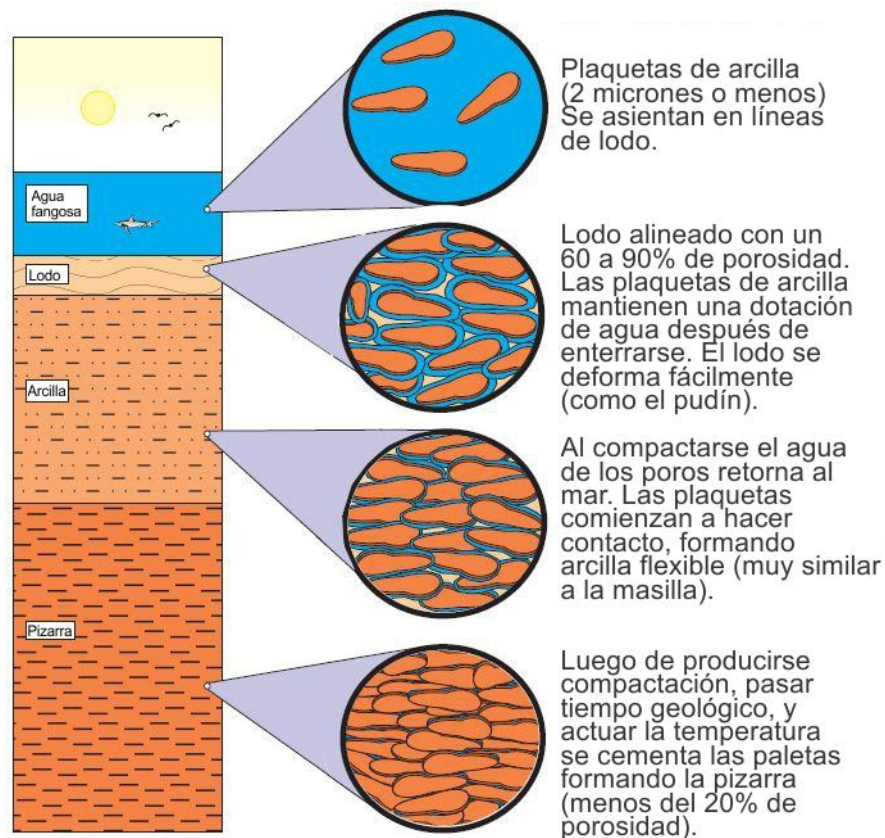
Los problemas operativos resultantes incluyen:

- Pega de: tubería, casing, herramientas de registros, etc.
- Ineficiencia en la limpieza del pozo.
- Ledges and breakouts.
- Torque alto y deslizamiento o pega fuerte
- Fallas en la sarta de perforación.

2.6.3 Estabilidad química: La estabilidad química está relacionada a la interacción que hay entre los fluidos de perforación y la roca; usualmente hay muchos problemas cuando se perforan shales.

Los shales son definidos como rocas sedimentarias de grano fino con permeabilidades muy baja y compuesta principalmente por minerales de arcilla (agrupación de limolitas arcillosas).

Figura 38. Estabilidad química



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

Un factor que distingue a un shale de otra roca es que esta es sensible al agua de los fluidos de perforación. Con el tiempo, se verá disminuida la resistencia del shale por estar en contacto continuo con el agua, haciéndola más propensa a fallas.

Como el shale es perforada, una secuencia de eventos toma lugar y pueden conducir a tensiones, debilitamiento y una eventual falla en el shale. Diferentes parámetros se describen a continuación, y contribuyen a la estabilidad mecánica del shale.

Advención: Es el transporte de fluidos a través del shale debido a la diferencia de presiones. Típicamente, la presión hidrostática en el pozo es mayor que la presión de los fluidos de la formación. Cuando es expuesta a una formación permeable, la

fase líquida del lodo es “empujada” hacia los poros abiertos debido al diferencial de presión.

En una arena de alta permeabilidad, la pérdida de fluido es suficiente para formar una torta filtrante que controla la pérdida de fluidos. Sin embargo con los shales, no se puede desarrollar una torta filtrante ya que la permeabilidad de un shale típica es mucho menor que la de cualquier otra torta. Además, el tamaño de las partículas de una típica torta de filtrante es demasiado grande para taponar las gargantas de poro del shale.

Figura 39. Advención



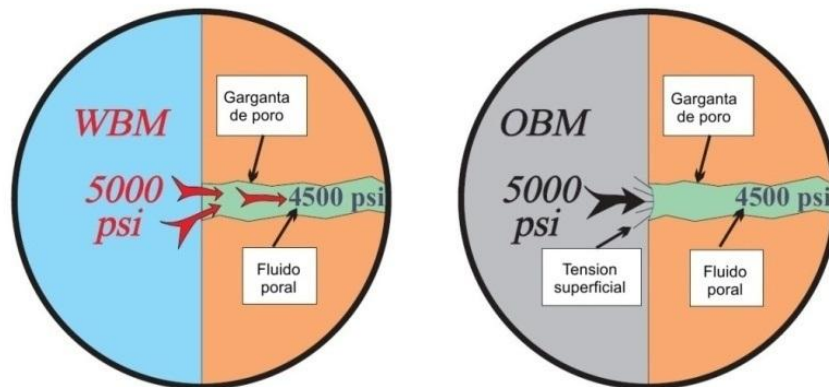
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

Efectos capilares: El fluido de perforación debe superar la presión capilar para entrar en las gargantas de poro del shale. La presión capilar, desarrollada entre el fluido de perforación y la interfaz fluido intersticial, depende de varios factores; radio de la garganta del poro, tensión interfacial y ángulo de contacto.

Cuando un shale es mojado por lodo a base de agua, la tensión superficial entre la fase de agua del lodo y el líquido del poro es muy baja. Bajo condiciones favorables de salinidad, el agua entra en la fase de la garganta del poro.

Cuando un shale se moja con lodo a base de aceite, la presión capilar es muy alta (8000 a 10,000 psi) debido a la intensa tensión interfacial y al pequeño radio de garganta de los poros. Sin embargo, si la salinidad del agua del lodo de perforación no se balancea con la salinidad del shale, pueda que ocurra transferencia de agua por medio de osmosis.

Figura 40. Advención y tensión interfacial.



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

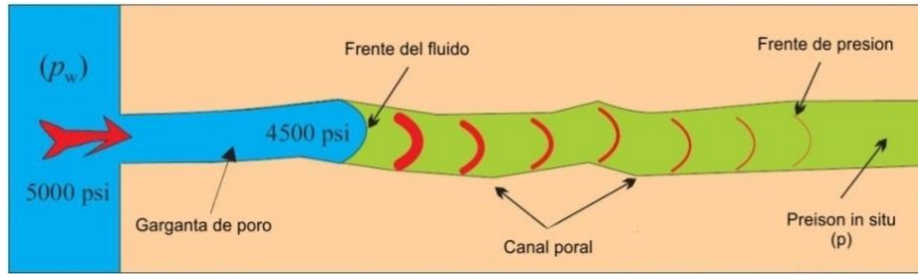
Osmosis: Es causada por el desequilibrio de la concentración de sal entre la fase de agua del lodo y el agua intersticial. El desequilibrio de la salinidad se separa por medio del shale que actúa como una membrana semi-permeable que permite el transporte solamente de agua. El agua se mueve, de baja salinidad a alta salinidad hasta que la diferencia de salinidad (actividad química) es equilibrada.

Si la salinidad del lodo también es baja, el agua se mueve a través de la pizarra, ocasionando un aumento en la presión de poro. A medida que aumenta la presión de poro, se tiene un efecto adverso en la estabilidad.

Si la salinidad del lodo es demasiado alta, el agua de los poros migra hacia el lodo de perforación, deshidratando el shale. A medida que disminuye la presión de poro, el esfuerzo efectivo tangencial aumenta y así promueve a que aparezcan fallas de corte.

Presión de Difusión: Es el cambio de la presión de poros cercana al pozo con relación al tiempo. Esto ocurre cuando el desequilibrio y la presión osmótica manejan el frente de presión a través de la garganta del poro, aumentando la presión del fluido del poro ubicado en la pared del hueco. Esta presión de difusión en el poro conduce a un estado menos estable cercano a la pared del pozo.

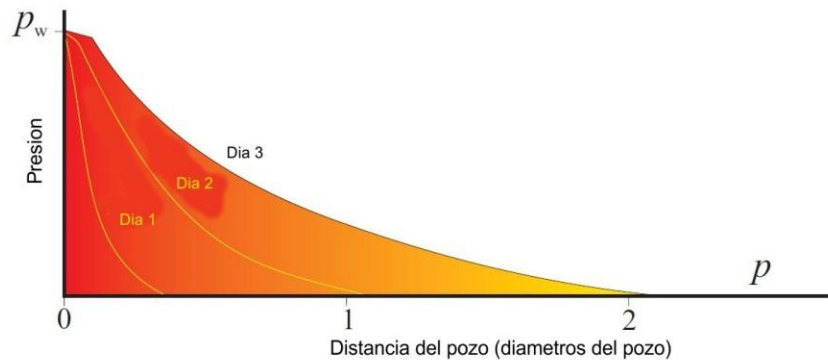
Figura 41. Presión de difusión.



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

El tiempo requerido para que el frente de presión penetre a una profundidad dada depende principalmente de la permeabilidad del shale (conectividad de los poros) y el diferencial de presión entre el pozo (P_w) y la presión de poro "in situ" (P_o).

Figura 42. Tiempo de exposición



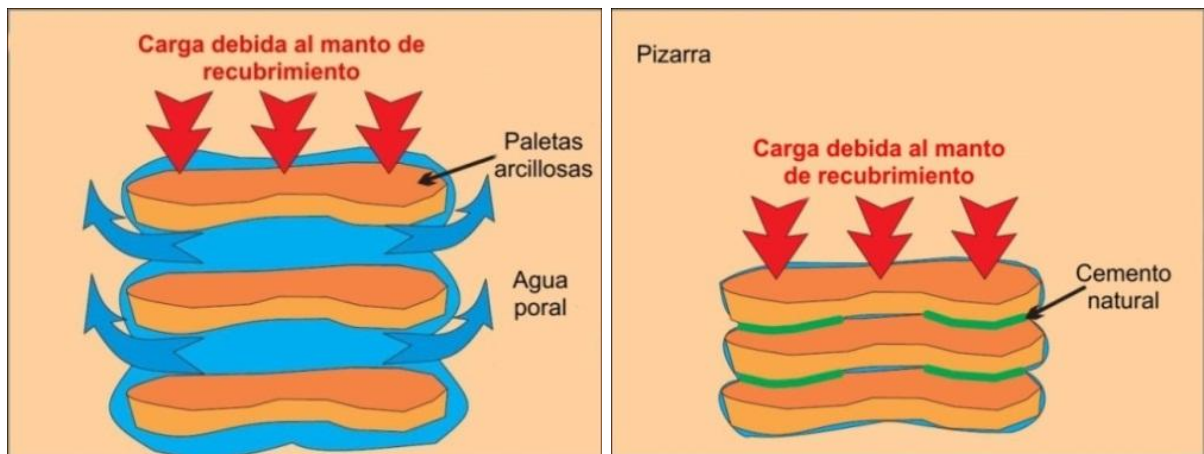
Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

Como la difusión de presión aumenta la presión de poro en la cara del pozo, se reduce la resistencia al corte de la roca. El tiempo de exposición para que pueda ocurrir una falla impactando al shale con la difusión de presión, debe ser de muchos días.

Hinchazón e hidratación: Con el transcurso del tiempo geológico, el lodo arcilloso se solidifica en el shale debido a unidades de esfuerzo de sobrecarga que desaloja el agua del shale (deshidratación) y se cementan las plaquetas con minerales que quedan después de la deshidratación.

Después de la perforación, el agua entra de nuevo a la pizarra por la advección y ósmosis. Los lones con carga negativa de la arcilla pueden atraer y retener agua polar. El volumen creciente de agua adjunta produce una tensión de inflamación que "acuña" las paletas de arcilla por aparte.

Figura 43. Hinchazón e hidratación (1)

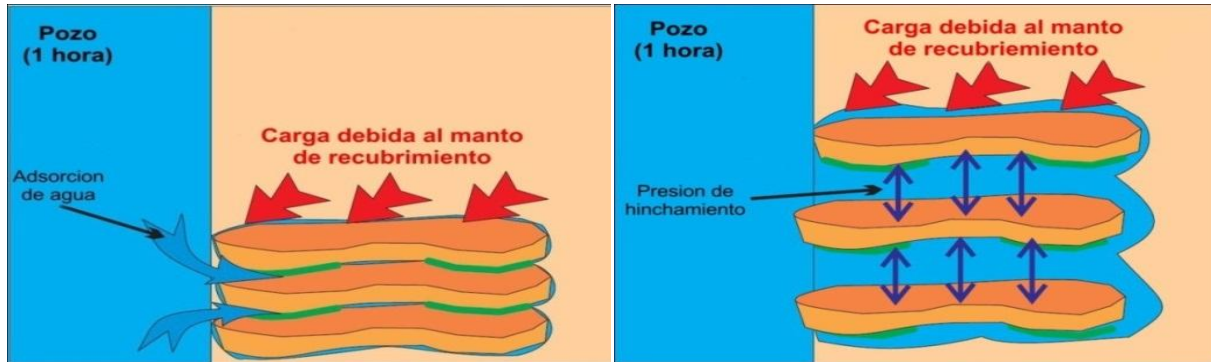


Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook.* s.l.

La presión de la hinchazón y el comportamiento de los shales están directamente relacionados con el tipo y la cantidad de minerales arcillosos contenidos en el shale. Los shales con altas concentraciones de iones cargados negativamente puede producir presiones de hinchazón demasiado elevadas (mayores a 50.000 psi).

La presión de hinchazón disminuye la resistencia del shale ya que destruye la adherencia del cemento natural entre las plaquetas de arcilla. La pizarra frágil se convierte en dúctil y se introduce en el pozo mediante esfuerzos tangenciales compresivos y esfuerzo de hinchazón.

Figura 44. Hinchazón e hidratación (2)



Fuente: Tomado y modificado de AMOCO. 1996. *Wellbore stability. Drilling handbook*. s.l.

2.7 UNA PANORÁMICA DE LOS MODELOS ESTABILIDAD DEL POZO.

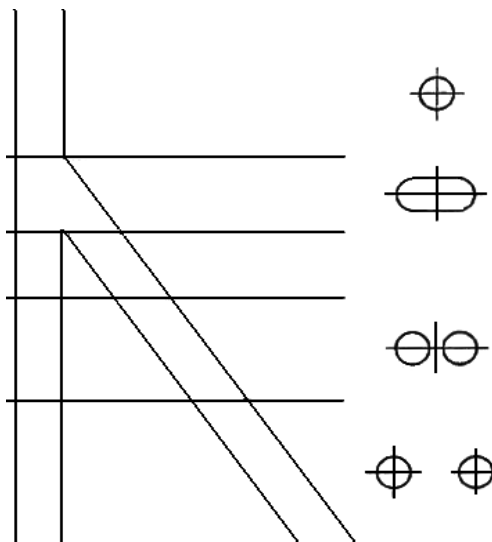
Bajo esta sección se maneja un solo propósito, y es el de realizar una revisión de la literatura que es relevante para la solución de los problemas de estabilidad en uniones multilaterales. Posteriormente ofrecer la oportunidad de comparar lo que se ha hecho en cada área. En segundo lugar, se revisa la importancia de elegir un modelo constitutivo apropiado, así como el criterio de falla adecuado para analizar los problemas de estabilidad del pozo.

2.7.1 Antecedentes de la estabilidad de pozo: La simulación de la estabilidad del pozo tiene propósito predecir la redistribución de los esfuerzos alrededor del pozo, como resultado de la perforación, terminación, u operaciones de producción. Los elementos más importantes que se necesitan para simular problemas geomecánicos son modelo constitutivo de comportamiento de la roca y un correspondiente criterio de falla. Los modelos constitutivos utilizados para predecir el comportamiento y rango de estabilidad del pozo utilizan la teoría de la elasticidad a modelos más complejos que tengan en cuenta las teorías de la elasticidad y plasticidad, porosidad de los materiales, la temperatura y los efectos diferidos. Comparación de las tensiones obtenidas mediante el uso de algunos de estos modelos constitutivos como el criterio de falla de la roca adecuado, determina si la roca alrededor del pozo es probable que falle o no. Fonseca (1998) y McLean y Addis (1990a) incluyen en sus obras una clasificación de los modelos

de la estabilidad del pozo. La Tabla 8 muestra algunas características especiales que caracterizan a los modelos con fines específicos.

2.7.2 Análisis de la estabilidad en pozos multilaterales: Existe una considerable cantidad de publicaciones relacionadas con la estabilidad del pozo de un solo hueco. Sin embargo, esta situación cambia radicalmente con respecto a los análisis de estabilidad en las uniones multilaterales. Aadnoy y Edland (1999) investigó el efecto de la geometría del pozo en la estabilidad de las uniones multilaterales. Se supone que la geometría alrededor de la unión tiene diferentes configuraciones. Por encima de la unión, la geometría del agujero es circular, que se convierte al cruzar un plano en óvalo. A continuación, se divide en dos pozos adyacentes debajo de ese punto, para finalmente separarse en dos agujeros circulares independientes. La figura 45 ilustra esta situación. Ellos encontraron una relación entre el esfuerzo tangencial y un factor de concentración de esfuerzos (K) en la pared del pozo.

Figura 45. Junta Multilateral



Fuente: *Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999.*

Ellos utilizaron la teoría de la elasticidad para establecer su modelo. El esfuerzo tangencial σ_{θ} para un medio isotrópico de esfuerzos se representa a continuación:

$$\sigma_{\theta} = P_w + K_s(\sigma_H - P_w) = K_s\sigma_H - (K_s - 1)P_w$$

20

Dónde:

- K_s =factor de concentración de esfuerzo
- P_w =Presión de pozo
- σ_H =Esfuerzo horizontal máximo

Su enfoque se basa en la suposición de que cada geometría corresponde a un factor de concentración de esfuerzos diferentes. En primer lugar, para los huecos circulares, K es una constante con un valor igual a dos, $K_s = 2$. En segundo lugar, para los agujeros ovalados, el factor K no es singular pues se encuentra con huecos circulares. En cambio, existe un valor K para cada uno de los ejes de la geometría del óvalo. Estos valores de K no son constantes, y están en función de los valores n y m, como muestra la ecuación 21.

$$K_s = f(n, l)$$

21

Donde

- l =Es la relación del tamaño (vertical/horizontal) de la elipse
- n =Parametro geométrico empírico
- Los valores de n y l son función directa de la geometría del ovalo.

Según Aadnoy y Froitland (1991), por la condición pozos adyacentes, el factor K se define como una función de la distancia entre los huecos y el radio del pozo. Ellos encontraron una distancia de separación dimensional entre los huecos, donde los pozos adyacentes pueden ser tratados como dos huecos circulares independientes.

Esta distancia se expresa como $x = d/2r_w$ $\varepsilon = d/2r_w$ donde d es la distancia entre los centros del pozo y r_w es el radio del pozo. Establecieron que la condición para el tratar a dos pozos de forma independientes es cuando $\varepsilon > 3$. Este modelo supone que los dos huecos son del mismo diámetro. La única excepción que existe se encuentra al completar una junta de nivel 6, donde los huecos separados son del mismo diámetro. Aadnoy y Edland (1999) examinó el criterio de falla Mohr-Coulomb, y también supone un medio isotrópico y homogéneo. Su principal

conclusión fue que la unión es una región crítica donde aumenta la concentración de esfuerzos cuando el hueco es de forma ovalada.

Ellos encontraron que el óvalo y las dos configuraciones de huecos adyacentes crean las condiciones extremas de fractura y colapso, respectivamente.

Se realizó el análisis de elementos finitos usando un software comercial de elementos finitos ABAQUS para predecir los puntos de rotura y el colapso de la unión pre-formados y luego de evaluar los efectos de la presión interna y externa en el cruce preformado, variando el ángulo entre el pozo principal y el lateral y consolidar la unión. Sus principales conclusiones son las siguientes:

- Al incrementar el ángulo de la unión de 2,5 a 5 grados significativamente no aumenta las tensiones de estallido y colapso.
- Al fortalecer el acero de unión pre-formada puede incrementar significativamente la resistencia de la junta.
- Soportar la unión con cemento puede mejorar la resistencia al estallido, dependiendo de la colocación adecuada del cemento y las propiedades del cemento.

Este trabajo tuvo como objetivo analizar los esfuerzos resultantes a lo largo del tubo, la unión pre-formada, más que el comportamiento de los esfuerzos de la propia roca.

2.7.3 Criterio de falla: Elegir adecuadamente el criterio de falla es tan importante como la correcta selección del modelo constitutivo. El tipo más simple de criterio se basa en el supuesto de que el sistema permanece estable mecánicamente hasta una cierta tensión o hasta cuando se logra un valor de falla (Charlez 1997b). Por ejemplo, en un análisis puramente elástico, los esfuerzos se comparan con un criterio de máxima resistencia, normalmente se define en términos de esfuerzos principales. Sin embargo se considera impropio el hecho de que la falla del sistema dependa de un solo punto localizado. Por otro lado, cuando las propiedades plásticas de la roca se tienen en cuenta, el comportamiento de la roca se caracteriza por un criterio de rendimiento. En este caso, los esfuerzos plásticos se desarrollan una vez que el estado de esfuerzo alcanza el criterio de rendimiento en lugar de en un punto de máxima resistencia.

2.7.4 Criterio de falla por tensión: Según McLean y Addis (1990b), la falla por tensión en un pozo inicia cuando el esfuerzo efectivo mínimo σ'_{min} en la pared del pozo es mayor que la resistencia a la tensión de la formación σ_t . La falla ocurre cuando:

$$\sigma_t < \sigma'_{min}$$

Se propone que una vez que ocurre la falla por tensión en la pared del pozo, el criterio para evaluar si la fractura debida a la tensión se propagará hacia el interior de la formación está dado por la siguiente relación:

$$P_w \geq \sigma_{min}$$

2.7.5 Criterio de falla por compresión: En contraste con la sencillez del criterio de falla por tensión, el criterio de falla por compresión requiere más análisis. Existen numerosos criterios de falla propuestos para predecir la falla de la roca bajo compresión. Uno de los criterios conocidos es el criterio Mohr-Coulomb (clase B). Este criterio se puede expresar en términos de esfuerzos principales de la siguiente manera:

$$\sigma_{max} - P_o = \frac{1 + \sin f}{1 - \sin f} (\sigma_{min} - P_o) + \frac{ac \cos f}{1 - \sin f}$$

22

Donde c = cohesión de la muestra, p_o = presión de poro y f = ángulo interno de fricción.

Por otro lado, el criterio de Drucker-Prager (modificado por Von Mises) clase A se da de la siguiente forma:

$$\tau_{oct} = \tau_o + m(\sigma_{oct} - P_o)$$

Donde τ_o y m son parámetros Drucker-Prager definidos por las ecuación 23:

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_{max} - \sigma_{int})^2 + (\sigma_{int} - \sigma_{min})^2 + (\sigma_{min} - \sigma_{max})^2}$$

$$\sigma_{oct} = \frac{1}{3} (\sigma_{max} + \sigma_{int} + \sigma_{min})$$

23

Donde σ_{oct} y τ_{oct} son esfuerzos de corte normales octohedrales

$$\sigma_{max} = \frac{\sigma_{\theta} + \sigma_z}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\theta} - \sigma_z}{2}\right)^2 + \tau_{\theta z}^2}$$

24

$$\sigma_{int} = \frac{\sigma_{\theta} + \sigma_z}{2} - \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\theta} - \sigma_z}{2}\right)^2 + \tau_{\theta z}^2}$$

25

$$\sigma_{min} = P_w$$

Donde $\sigma_r, \sigma_{\theta}, \sigma_z$ son los esfuerzos radial, tangencial y axial, y $\tau_{\theta z}^2$ es el componente de corte.

Hay tres alternativas en la utilización de este criterio para la investigación de la estabilidad del pozo: los círculos (internos, externo y medio) de Drucker-Prager. Los valores de τ_o y m para cada alternativa, se consiguen de la ecuación 26 en donde se discutieron las diferencias en la predicción de los valores del peso del lodo, como resultado se eligieron esos diferentes criterios de falla bajo compresión. Sus conclusiones son ambiguas, dice que al utilizar cualquiera de las tres alternativas dadas, se puede tener éxito en una situación, pero muy poco realistas bajo diferentes condiciones.

- Circulo externo: $m = \frac{2\sqrt{2} \sin f}{3 - \sin f} \tau_o = \frac{2\sqrt{2} c \cdot \cos f}{3 - \sin f}$
- Circulo medio: $m = \frac{2\sqrt{2} \sin f}{3 + \sin f} \tau_o = \frac{2\sqrt{2} c \cdot \cos f}{3 + \sin f}$
- Circulo interior: $m = \frac{\sqrt{6} \sin f}{\sqrt{9 + 3 \sin^2 f}} \tau_o = \frac{\sqrt{6} c \cdot \cos f}{\sqrt{9 + 3 \sin^2 f}}$

26

Fuera de los criterios de de Mohr-Coulomb y Drucker-Prager, hay muchos otros diferentes criterios de falla a la compresión basada en la evaluación de los esfuerzos. Sin embargo, la importancia de los esfuerzos medias y la consideración de que la falla de las rocas depende de un solo punto localizado, permanece en controversia. Consecuentemente, en los últimos años ha emergido una clase de criterio diferente que evalúa el máximo cierre permitido del pozo.

2.7.6 Cierre del pozo: El cierre del pozo depende de la respuesta de las rocas al esfuerzo-deformación y a los esfuerzos del campo, y estos se han usado como criterio para identificar la inestabilidad del pozo.

La revisión de la literatura ha demostrado que la mayoría de las investigaciones en la estabilidad del pozo se ha centrado en dos aspectos principales. Se trata atribuirse a la inestabilidad del pozo efectos mecánicos y químicos. Además, la mayoría de la investigación se ha orientado hacia el estudio de la estabilidad en las cercanías del pozo. Últimamente se han realizado Investigaciones bajo escenarios de juntas multilaterales, esto para entender el comportamiento de la roca en la región en que dos o más pozos se cruzan, región conocida como la unión. Los objetivos principales de esta investigación son los siguientes: En primer lugar, comprender el comportamiento de la roca durante la perforación de un pozo multilateral y, posteriormente a la unión entre el pozo principal (mainbore) y el hueco lateral, y en segundo lugar, proponer estrategias para el diseño de los pozos multilaterales. La selección e implementación de un modelo constitutivo adecuado constituye una tarea importante de esta investigación para entender los efectos de la anisotropía de la roca y anisotropía de la tensión en la estabilidad del pozo. Otros aspectos como la geometría y la colocación de la unión y la orientación del pozo lateral están dirigidos a evaluar su efecto sobre la estabilidad de la unión.

Tabla 8. Clasificación de los modelos de estabilidad de pozo

Referencia	Tipo de modelo	Características especiales
Bradley (1979)		
Fuh et al. (1988)		
Aadnoy and Chenevert (1987)	Elasticidad lineal	Pozos direccionales
McLean and Addis (1990)		
Zhou et al. (1996)		
Santarelli (1987)	Esfuerzo- dependiente elasticidad	Para análisis de laboratorio. Incluyen resistencia pre-peak
Wang (1992)	Esfuerzo- dependiente	Incluye efectos químicos(concepto de

Mian et al. (1995)	elasticidad	contenido de agua)
Paslay and Cheatham (1963)	Elasticidad-lineal	Entrada de un flujo de fluido
Hsiao (1998) Yew and Liu (1992)	Poroelasticidad lineal	Esfuerzos en la pared del pozo
Mody and Hale (1993)	Poroelasticidad lineal	Esfuerzos en la pared del pozo y efectos químicos (concepto de potencial osmótico)
Sherwood (1993, 1994, 1995) Wong and Heidug (1995)	Poroelasticidad lineal	Efectos químicos (potencial químico de cada especie) para análisis de laboratorio
Detournay and Cheng (1988) Cui (1995)	Poroelasticidad lineal	Simula los efectos de perforación instantáneos
Ewy (1991) Mc Lean (1989) Wetergaard (1940)	Elasto-plasticidad	
Veeken et al. (1989)	Elasto-plasticidad	Función solo de σ_x & σ_z
Criterio Lineal	Categoría A e.g. Drucker-Prager	Categoría B e.g. Mohr-Coulomb
Criterio no-lineal	Categoría C e.g. Pariseau	Categoría D e.g. Hoek-Brown

Fuente: Fonseca. 1998^{****}.

^{****}FONSECA, C.: "Chemical-Mechanical Modeling of Wellbore Instability in shales," Ph.D. disertación, Universidad de Texas at Austin, Austin, Texas, (1998).

3. CONSIDERACIONES PARA EL ÓPTIMO DISEÑO DE UN POZO MULTILATERAL.

Existen muchas consideraciones a tener en cuenta para realizar un diseño multilateral, todas estas consideración están ligadas al análisis costo/beneficio que se debe hacer a un pozo, antes de poner en marcha una operación, una consideración inicial sería saber si se va aplicar sobre un pozo nuevo o sobre uno ya existente. La implementación sobre un pozo nuevo genera la posibilidad, libertad y flexibilidad de diseñar los multilaterales desde el fondo hasta el tope, sin embargo para el caso de un pozo ya existente hay limitaciones en los diseños. Después de hacer los estudios necesarios, a los pozos viejos candidato se le pueden llegar a construir re-entradas mediante la tecnología multilateral. El análisis nodal de los sistemas de producción y el modelamiento de yacimientos ayuda a establecer la longitud lateral óptima y el tamaño de la tubería a utilizar como revestimiento y producción.

El conocimiento del yacimiento es crucial cuando se planean los pozos multilaterales. En exploración o en los pozos de desarrollo temprano, no puede haber la suficiente información para planear un pozo de trayectoria compleja; y en esta situación, los operadores pueden perforar a bajo costo un pozo vertical con planes de contingencia para uno o más laterales, dependiendo de la información obtenida durante la perforación y completamiento del pozo principal.^{****}

Otras consideraciones para el diseño de pozos y que satisfaga los análisis costo/beneficio son:

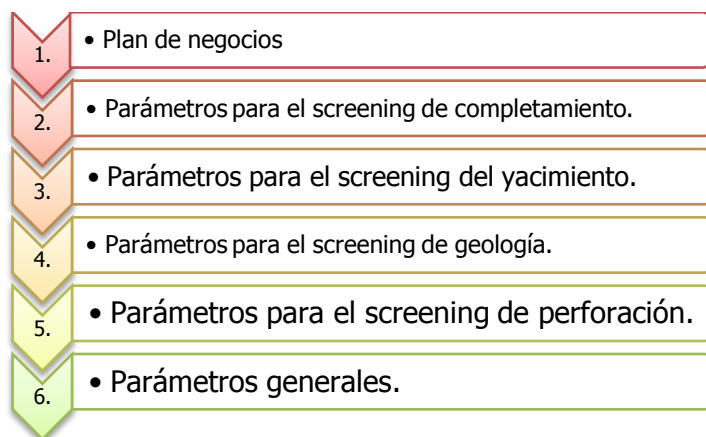
- La ubicación del pozo en el yacimiento
- tipos de completamiento y producción
- Tipo de uniones (con o sin integridad mecánica y/o con integridad de presiones).
- Esfuerzos a los que está sometido la formación (tensión, compresión...)
- la necesidad de re-entrar a cada uno de los brazos individualmente.

^{****}MERCADO BENÍTEZ, Darío Rafael y VELANDIA MANOSALVA, Jairo Alexei. “Estudio de factibilidad para la perforación de pozos multilaterales en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena”. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

3.1 PARÁMETROS DE SCREENING NECESARIOS PARA LA PERFORACIÓN MULTILATERAL.^{§§§§}

A continuación se presenta un esquema con los parámetros a tener en cuenta para el estudio de un proyecto multilateral siguiendo un orden en importancia desde lo más hasta lo menos.

Figura 46. Esquema de parámetros Screening necesarios para la Perforación Multilateral



Fuente: autores, basado en BRISTER, SPE 64698, 2000

3.1.1 Plan de negocios para el proyecto.

Reducción de costos

- Se logra incurriendo sólo en los costos adicionales del tiempo de montaje, herramientas, servicios y el equipo necesario para perforar y completar un pozo.
- Los gastos principalmente se deben dar en el tronco del pozo.

^{§§§§} BRISTER, Ray. Screening Variables for Multilateral Technology. Presentado en el SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held. Paper SPE 64698. Beijing, China: 7–10 November 2000.

- Un modelo típico de costos es aumentar la producción al doble a un costo de 1.5 veces mayor que un pozo convencional.

Reservas incrementadas

- Es importante tener en cuenta las reservas que se encuentran por fuera del pago, ya sean yacimientos aislados o que se encuentren en forma de compartimientos.
- Dependiendo de lo anteriormente mencionado se diseña el pozo con el número de laterales apropiado para producirlo.

Reservas aceleradas

- La optimización del drenaje es importante especialmente cuando el precio por barril o los gastos operativos son altos.
- Los multilaterales implementados bajo estos programas están perforados en el mismo plano horizontal para acelerar la producción. Los laterales pueden ser radialmente opuestos o en alguna configuración plana la cual permite un mayor drenaje aéreo.

Conservación del hueco

- En aplicaciones costa afuera, la optimización del hueco es apreciable debido a esto el valor de un pozo puede variar de decenas de miles de dólares al valor de la producción inalcanzada y al costo de un proyecto de perforación entero. Las perforaciones adicionales incrementan la producción agregada por hueco, así que reduce el costo capital por barril.

Reservas de Crudos Pesados

- El drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD es una aplicación multilateral si el pozo inyector vertical y el productor son combinados en un pozo con dos laterales horizontales.
- El pozo superior es usado como inyector de vapor y el inferior como productor, teniendo en cuenta esto, el crudo producido mantendrá su temperatura logrando así un mejor flujo hacia la cabeza de pozo.

Delimitación de Yacimientos

- Los límites del yacimiento se pueden registrar con pruebas de pozo, línea de pozos y registros de caracterización de yacimientos.
- Canales de arena, bloques de falla, y múltiples formaciones u objetivos pueden ser localizados, registrados, graficados o producidos con un mínimo número de pozos.

3.1.2 Parámetros de screening para el completamiento: Para llevar a cabo el proyecto es necesario planearlo desde el completamiento. La información concerniente al control de arena, producción de agua, extracción, mecanismos de levantamiento, escenarios variantes de completamiento y el control de la producción ayudará en la determinación de cuál sistema es apropiado para el yacimiento.

Control de arena

- No se puede ejecutar un proyecto de tal magnitud si no se selecciona un modelo que permita el reingreso para operaciones posteriores.
- El diseño debe incluir el nivel de control de arena, la longitud y el mecanismo determinado del soporte del liner y los requerimientos de re entrada para la estimulación y limpieza.

Producción de agua

- Similar al control de arena, los planificadores deben decidir qué tanta agua será producida o manipulada. La habilidad para aceptar la determinación de cada contribución lateral de agua puede dictar también el sistema multilateral apropiado.
- Consecuentemente, puede ser más eficiente, y menos costoso, en estos tipos de pozos planear un completamiento de nivel 1-2 con un correctivo futuro para la limpieza de arena o eliminar la producción de agua.

Producción drawdown

- El efecto más común para que falle el multilateral es la inestabilidad de la unión de los laterales que puede ocurrir durante la producción drawdown después del completamiento.

- Si las presiones drawdown son altas debe considerarse un sistema que asegure el aislamiento de la producción para cada lateral

Mecanismos Artificiales

- Es importante conocer la distancia vertical entre los laterales y si el equipo de bombeo estará ubicado encima, al lado o en medio de ellos.
- Deben analizarse también los sistemas de levantamiento ya que tienen unas características máximas de dogleg que pueden afectar el trayecto diseñado del multilateral.

Diseño de Completamiento

- Un sistema de nivel 1 puede ser escogido debido al costo del programa. Sin embargo, si los laterales necesitan estimulación acida, el reingreso no es garantizado sin un revestimiento en el cual se pueda fijar una cuña desviadora.
- Si un sub-método de curvatura para la reentrada no sirve, los laterales no pueden ser estimulados en el completamiento. Sin embargo si los laterales son estimulados inmediatamente después de la perforación, el daño a la formación puede ocurrir debido a las pérdidas de fluido en esta. En este caso, el mínimo diseñado requeriría un multilateral nivel 2 para asegurar el reingreso.
- Si la simulación de fractura es típicamente usada para abrir arenas apretadas, el sistema multilateral escogido debe permitir la operación. El fracturamiento del revestimiento contra la tubería de producción favorecerá el refinamiento del criterio para la selección del sistema apropiado.

Control de la Producción

- La necesidad de conocer la contribución de cada lateral también determinará cual sistema multilateral es apropiado. Por ejemplo, un sistema de nivel 1 que tiene un tronco abierto y un lateral abierto, no tiene revestimiento en el pozo principal desde el cual, el equipo de monitoreo de flujo o sistemas inteligentes de completamiento de pozos puedan ser instalados.
- Cualquier tubería de producción doble requerirá planeamiento adicional. El sistema multilateral tiene que permitir también el paso de empaques de revestimiento externos usados para controlar la producción sin dañarlos.

3.1.3 Parámetros de screening para el yacimiento.

Evaluación del Yacimiento

- La evaluación del yacimiento debe contener el modelamiento y la simulación para la determinación de los volúmenes, número y longitud de los laterales, tasas de flujo y requerimientos de la tubería.

Propiedades petrofísicas.

- El análisis mecánico de la roca, la diferencia en un sistema diseñado para arenas consolidadas contra uno de arenas inconsolidadas representa un cambio en los costos. Los sistemas de clasificación 1-4 son típicamente diseñados para formaciones consolidadas, mientras que los niveles 5-6 son diseñados para ambos tipos de formaciones.

Presión de Poro

- Los potenciales de daño son usualmente causados por regímenes de presión inconsistentes a través de los diferentes laterales.
- Idealmente las reservas serán producidas siempre y cuando una zona significativamente sobre-presione la otra por lo tanto, la evaluación del yacimiento debe incluir la discusión de la zona dominante contra la producción del lateral.

Geometría del Yacimiento

- El número de compartimientos, las unidades o depósitos de dolomías u otras barreras de flujo parcial y la conectividad de la fractura determinan la longitud, el número de laterales, y el diseño del trayecto del pozo.

Estrategia de Drenaje

- Al diseñar un multilateral se tiene que considerar la estrategia de drenaje del yacimiento basado en la etapa de la vida de campo.
- La tecnología multilateral también se usa en implementaciones del pozo inyector modelado para incrementar el recobro.

- Cada procedimiento de recobro mejorado tiene restricciones en el diseño que deben ser evaluados en cada uno de los sistemas multilaterales bajo consideraciones.

3.1.4 Parámetros de screening para la geología: Las variables para el screening de la geología involucran la colocación del lateral y el empalme respecto a la estabilidad, la orientación del lateral y el diseño del trayecto del pozo. El objetivo de los requerimientos y la longitud del lateral también impactan la selección del sistema apropiado. El empalme debe estar óptimamente colocado y los dogleg no deben ser severos para que no afecten el ingreso de las herramientas.

Ubicación del Empalme y el Lateral.

- Los empalmes se deben asentar en litologías estables, no reactivas, cerca a la zona productora y permitir un diseño mínimo de trayecto de pozo dogleg. Esto no significa que el empalme necesariamente tenga que ser asentado en un shale. Los epoxis y las resinas se bombean dentro de las arenas para fortalecer el área del empalme.
- Todos los sistemas (nivel 3-6) tienen un diseño límite dogleg a través del cual su equipo puede ser llevado; por consiguiente cada esfuerzo se realiza para determinar la profundidad óptima de la colocación del empalme.

Potencial de conicidad agua/aceite.

- El potencial de conicidad agua/aceite se minimiza con el uso de esta tecnología.
- La correcta alineación del acceso del bombeo en cada lateral puede atrasar significativamente la iniciación temprana de agua o gas. Además, este diseño tiene otro beneficio en reducir la colocación drawdown en el enlace multilateral.

Requerimientos del Objetivo de Interés.

- El marcador máximo, la extensión lateral y superficial y la desviación se deben evaluar; así como también el programa de la conectividad de la fractura, la reducción de la conicidad y la orientación de la falla para seleccionar el diseño óptimo del trayecto del pozo.
- *Longitud del lateral*

- El impacto de entender este parámetro con respecto a la tecnología multilateral es en esencia, el costo versus la tasa de producción.

3.1.5 Parámetros de screening para la perforación: El criterio de screening que debe ser evaluado, incluye el diseño del sistema, el cual debe dirigir la estabilidad del empalme y la administración de los detritos, las dos causas de falla más importantes en una implementación multilateral.

Estabilidad del empalme.

- El colapso del empalme es una de las dos causas principales de falla multilateral, y cualquier análisis del sistema multilateral debe ser cuidadosamente estudiado.

Manejo de los detritos.

- El operador debe evaluar cualquier procedimiento que involucre la entrada o salida de herramientas como también el sistema de lodos para asegurar que no haya acumulación de detritos.

Requerimientos de Reentrada.

- El criterio de reentrada incluye la producción de agua anticipada, las intervenciones para hacer correcciones de estimulación, limpieza, potencial para el recobro mejorado, costo, riesgo y complejidad mecánica entre otros.

Control de Pozo.

- El aislamiento de un lateral perforado y completado mientras se está trabajando en otro es esencial para prevenir los problemas de control del pozo, es decir para evitar patadas o flujo cruzado.

Limitaciones del Tubular.

- Algunos de los productos para un multilateral en el mercado son hechos o trabajados mejor en un solo tamaño, por ello es necesario saber con qué materiales se dispone para trabajar.

Estabilidad de Pozo.

- La estabilidad del pozo no solo es crítica en el empalme, sino a través de la perforación del lateral.

- Los sistemas de lodo tienen que ser diseñados para prevenir la reacción en el área del empalme y también para mantener el pozo abierto. Proveedor del Equipo

Dependencia del Proveedor.

- El operador debe tener confianza de que el proveedor asegurará el emplazamiento del mejor proyecto, los empleados, el equipo, la gerencia y el apoyo de ingeniería durante el proceso.

3.1.6 Parámetros generales de screening: Para una mayor eficacia del proyecto se mencionan algunos parámetros generales a tener en cuenta tales como:

- ***Programas para un Multilateral:*** Los cuales incluyen la conservación del hueco, las reservas expedidas, las reservas adicionales, las zonas múltiples pagas, la combinación de diseños y la reducción de costos.
- ***Requerimientos Regulatorios:*** Ponen en consideración las restricciones de combinación, control de pozo y aislamiento de zonas.
- ***Logística del Proveedor.***
- ***Alianzas del Proveedor.***
- ***Planes de Contingencia:*** Deben estar disponibles para manejar sobrecostos, incertidumbre en el yacimiento y fallas mecánicas.
- ***Manejo de Riesgos.***
- ***Costos:*** los costos del sistema se refieren a la construcción del empalme y son problema sobre un número de criterios.
- ***Curva de Aprendizaje de Economía:*** Alguna aplicación de pozo multilateral que sufra ya sea un fracaso parcial o total podría resultar en la suspensión del uso de una tecnología que pueda ser la herramienta de desarrollo óptimo de un yacimiento en particular.
- ***Comité de Dirección:*** Garantiza que los programas y objetivos para la tecnología multilaterales se cumplan.

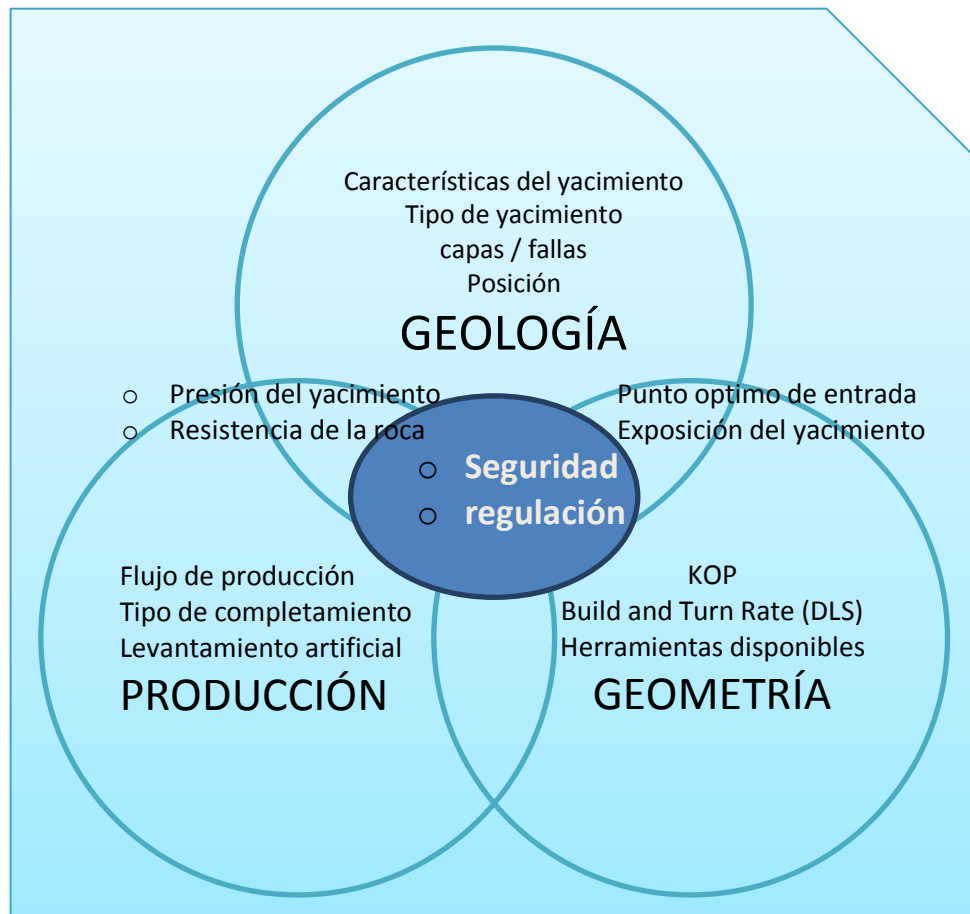
3.2 PARÁMETROS EN LA MEDICIÓN COSTO/BENEFICIO DEL CRITERIO DE DISEÑO AL ESCOGER LA PROFUNDIDAD ÓPTIMA PARA LA JUNTA.*****

Aunque hay diferencias en conceptos y métodos para el diseño de un pozo multilateral, no hay diferencias fundamentales en cuanto al equipo o método que puedan excluir tratar la perforación de un lateral como otro tipo de perforaciones. Por ejemplo, dos yacimientos de presiones distintas deben ser separados si producen al mismo tiempo. Similarmente, un conjunto de perforaciones abiertas deben ser separadas durante las operaciones de workover, etc.

Por motivos de organización, el criterio de diseño multilateral se divide en tres categorías: Geología, Geometría y Producción (ver figura 47). El criterio Geológico incluye las características y descripción litológica del yacimiento. El criterio Geométrico abarca el diseño del wellpath (camino del pozo), características direccionales, herramientas y equipo, y áreas de drenaje como función del diseño direccional. El criterio de Producción abarca el tipo de completamiento, mecanismos de “levantamiento” (lifting), corrientes de flujo de producción (mezclados vs flujos separados), y características del yacimiento en cuanto al impacto en el diseño del equipo de completamiento (presiones del yacimiento, dureza de las rocas, etc.).

***** BRISTER, Ray. The Optimum Junction Depth for Multilateral Wells. Presentado en el SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held. Paper SPE 64699. Beijing, China: 7–10 November 2000.

Figura 47. Efectos interrelacionados de los criterios para diseñar la realización óptima de una junta.



Fuente: BRISTER, *SPE 64699*, 2000

Dado que la mayoría de los implementos multilaterales implican trabajar en un lateral mientras otro es abierto o aislado, problemas regulatorios y de seguridad comprometen ambas áreas. Cada uno de estos criterios tiene un efecto interactivo sobre el otro, tal como lo indica la figura 47. La idea es encontrar una solución óptima cuando se mida la relación costo/beneficio de los diferentes criterios de diseño. Inevitablemente habrá compromisos pero los elementos más críticos primarán sobre áreas secundarias.

3.2.1 Parámetros Geológicos: Escoger la ubicación de la junta también depende de parámetros geológicos que incluyen la litología, presión del yacimiento, área de drenaje, potencial de crossflow (flujo a través del tubo de un pozo a otro con mejor presión), drawdown, potencial de enconamiento, y propiedades petrofísicas. La detección de variables geológicas compromete la ubicación de las juntas con la estabilidad, orientación lateral, y el diseño del path (parche) del hueco del pozo. Los requerimientos de los puntos clave y longitud de los laterales también tienen impacto en la selección del sistema apropiado. La detección de las variables del yacimiento hace parte de la evaluación del yacimiento, incluyendo modelos y simulaciones, propiedades petrofísicas, y estabilidad del hueco del pozo. Inconsistencias en el registro de las presiones del poro y un anticipado potencial de crossflow de los laterales también afectan la elección y el diseño del equipo multilateral. Otras variables del yacimiento incluyen la geometría del yacimiento y la estrategia de drenaje.

3.2.2 Parámetros geométricos: Los criterios de diseño de completamiento y perforado deben considerar las tasas diarias, rig time, y costo direccional. El punto en el cual el casing shoe (zapato) se coloca y la trayectoria del hueco del pozo llega al fin de la sección curva, es donde inicia el análisis. Asumiendo que un casing string se pondrá en o debajo del top marker (marcado superior) de una formación (TAML Niveles 3-5), pueden identificarse relaciones entre el diseño direccional, exposición del yacimiento y los costos de perforación. Estas correlaciones se definen a fondo por la inclinación al terminar de construir una sección justo en o debajo del top marker de una formación.

Otros factores incluyen las distancias verticales, y medidas entre la ubicación propuesta de una junta y el tope de la zona. Por ejemplo, un yacimiento de baja presión que requiere levantamiento artificial debe tener un sistema multilateral que permita el paso a través de un equipo de bombeo o la junta debe estar lo suficientemente adentrada para que el yacimiento pueda levantar los fluidos a la bomba. Este diseño de sistema tiene impacto sobre la exposición del yacimiento, el DLS (dogleg severity, severidad de la pata de perro), y la inclinación de la zona productora. En este caso el factor limitante está relacionado con la instalación del sistema de bombeo. Similarmente, si la exposición del yacimiento es el criterio dominante, este también es una función de la distancia vertical (cabeza hidrostática) y distancia medida (longitud de arco). Pero, también es una función del ángulo de inclinación al final de construir una sección y el DLS de la junta al casing point. En pocas palabras, a mayor exposición del pozo que se desee cerca

del heel (tacón), mayor el DSL, más cortas son las distancias verticales y medidas a la junta, menor costo del casing y/o rig time para llegar de la junta a la zona de producción. Esta información no es nueva; sin embargo la relación entre los diferentes criterios a menudo se pasa por alto cuando se escoge la ubicación óptima para una junta multilateral.

Otros factores que figuran en la ubicación de una junta multilateral son los factores limitantes relacionados con el DLS. Cabe anotar que el DSL no es simplemente la construcción propuesta y la tasa de cambio, sino que es la tasa actual obtenida. Aunque puede ser minimizada con las corridas del ensanchador (reaming), hay un punto a través del cual el equipo de levantamiento artificial no puede pasar que es $\pm 15^\circ/100$ pies dependiendo de la longitud y tipo de equipo (por ejemplo: bomba de cavidades progresiva, bomba eléctrica sumergible, bomba de varilla). Y, similarmente, $\pm 30^\circ/100$ pies puede ser el factor limitante de diseño cuando el completamiento requiere un screen de control de arenas que no puede pasar a través de un DLS menor. Herramientas direccionales, bits y collars utilizados para perforar huecos mayores a 5-7/8" no son útiles para alcanzar los radios de curvatura deseados (ROC) para radios cortos (ROC 40-70°/100pies, 140-82pies) o radios ultracortos (ROC 70-140°/100pies, 82-40pies)⁺⁺⁺⁺. "Perforar un pozo de radio corto, por lo general de vertical a horizontal en menos de 100pies solo puede llevarse a cabo en un hueco de 4-3/4" de medida o más pequeño." Los costos direccionales comienzan a incrementarse en este punto ya que motores flexibles, herramientas articuladas, y conexiones especiales deben ser utilizados para obtener el radio de curvatura adecuado.

Otro factor limitante puede ser la inclinación. Algunos sistemas multilaterales de Nivel 6 son instalados y activados por wireline. Las herramientas de wireline tienen limitaciones de trayectoria basadas en la máxima inclinación permitida, ósea esto posteriormente *definiría la ubicación de la junta*.

En resumen las correlaciones direccionales con: la exposición del yacimiento, distancia al tope de zona (vertical y medida), severidad del dog-leg, variables económicas, un menor DSL permite utilizar un conjunto más amplio de herramientas, logs, BHAs, equipos de levantamiento artificial, y tubulars. Sin embargo, costos por rig time, casing, entre otros, se deben tener en cuenta en el modelo económico. Contrariamente para juntas instaladas muy cerca del tope de la zona no son tenidos en cuenta el rig time, costos de casing, entre otras en el

⁺⁺⁺⁺CHAMBERS, M. R.: "Making Multilateral Wells Cost Effective," paper SPE 51244, presentado en el "22nd Annual International Conference and Exhibition", Lagos, Nigeria, 1998.

modelo de costos. El trade off (estudio de comparación) es costado efectivamente poniendo un sistema en tierra, sabiendo que el programa direccional es más complicado (y costoso), y con bomba, equipo de registros, equipo de control de arenas, reentrada, y equipo de control/monitoreo de flujo, diseñados alrededor de un DLS mayor.

3.2.3 Parámetros de producción: El área de producción es la locación donde las consideraciones multilaterales distan más del diseño convencional de pozos. Aunque un lateral dual podría ser análogo a un completamiento dual, el espacio en el lateral de hecho da más flexibilidad en el diseño del completamiento y capacidades. Se consideran los siguientes parámetros:

- **Control de arenas:** La implementación multilateral que requiera control de arenas debe permitir la instalación de un screen o liner en la(s) leg(s) del lateral. La junta debe permitir tieback (abrazadera) mecánica si el lateral requiere control de arenas desde la junta al TD. Si el lateral será cementado al tope de la zona antes de correr el control de arena, un blank liner se deberá instalar en el área de la junta. En cualquier caso, la junta debe ser instalada de tal manera que el DLS final permitirá el paso ya sea de un blank liner (liner sin perforaciones) o un liner perforado, ranurado o wire-wrapped (con malla de alambre).
- **Producción de agua:** Parecido al problema del control de arenas, los planeadores deben decidir cómo será la producción y el manejo del agua. La necesidad de determinar la contribución de agua de cada lateral puede también influir en la selección del sistema multilateral apropiado. La ubicación adecuada de la junta con respecto al potencial de enconamiento del lateral completado, es esencial para el éxito de la implementación multilateral, especialmente en yacimientos donde el empuje del agua es fuerte. Por tanto, la distancia mínima entre la junta y el contacto agua-aceite tiene que ser incluida en el diseño del pozo.
- **Producción drawdown:** Los Multilaterales de Niveles 1, 2 y 3 tendrán presiones drawdown ejercidas directamente sobre la formación. Multilaterales de Nivel 4 tendrán presiones ejercidas sobre una envoltura de cemento que separa la formación de la junta. Los análisis mecánicos de roca deben ser llevados a cabo para asegurar que la formación no colapse dentro o alrededor de la junta. La Litología y dureza de la roca son factores importantes de diseño. Cabe anotar que si se esperan presiones drawdown

altas, debe tenerse en cuenta la elección de un sistema multilateral que asegure la separación de la producción de cada lateral.

- **Levantamiento artificial:** La implementación multilateral puede cambiar dependiendo del tipo de levantamiento artificial utilizado para el pozo multilateral. Es importante conocer la distancia vertical entre los laterales y si algún equipo de bombeo será instalado por encima, debajo o entre ellos. Adicionalmente los sistemas de levantamiento tienen limitaciones máximas de dogleg que pueden tener impacto sobre el diseño del wellpath y en la ubicación óptima de las juntas.
- **Control de producción:** La necesidad de monitorear o controlar la contribución de cada lateral puede impulsar el pozo a sistemas de completamiento “inteligente”. Lo mismo sucede para inyectores multilaterales.

4. ANÁLISIS DE LAS ACTUALES FORMAS DE DISEÑO DE LAS JUNTAS DE LOS POZOS MULTILATERALES.

Una de las razones principales por las cuales se opta por los pozos multilaterales, es que no solo mejoran la accesibilidad y recobro sino que también logran reducir los costos de perforación. Su efectividad ha sido validada en muchos campos petroleros en todo el mundo. Sin embargo surgen problemas frecuentemente con el incremento en el perforado de multilaterales.

Un pozo multilateral consiste en un pozo principal o madre con uno o más ramales. Estos laterales o pozos secundarios son perforados para incrementar la productividad del pozo incrementando del área de drenaje. También son utilizados para producir petróleo de diferentes formaciones separadas. Debido a efectos Geomecánicos, el pozo secundario e incluso el principal pueden echarse a perder durante el perforado, completamiento, o producción, lo que conduce a pérdidas enormes y retrasos en el schedule de producción.

El presente apartado, corresponde a la descripción de las actuales formas de diseño de las juntas de los pozos multilaterales. La constitución de éste, corresponde al análisis de trabajos selectos como los publicados en:

SPE-107603, SPE-117518, SPE 90245, ARMA 08-364, La tesis sobre “Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco”.

Esta unidad se divide de la siguiente forma: En primer lugar, se destacan las razones por las cuales se optó por los pozos multilaterales; en segundo lugar, se describe la selección de los niveles y el porqué; en tercer lugar, se analiza la ejecución de los diseños así como los problemas durante los mismos; en cuarto lugar las soluciones dadas por las experiencias narradas en los artículos, y finalmente un caso teórico que habla sobre la estabilidad de las juntas.

4.1 PORQUE SE VIO LA NECESIDAD DE UTILIZAR MULTILATERALES.

Justificar la selección de un diseño es clave para la ejecución de un proyecto petrolero. Ello determina la eficiencia de la ejecución, y el cumplimiento del plan propuesto y los resultados. En los casos que anteriormente se mencionaron, se destaca que al momento de analizar las características del pozo se tuvieron en

cuenta varias variables como lo son el presupuesto, el aumento del factor de recobro, entre otros.

En los casos mencionados, se destaca algunos aspectos que se tuvieron en cuenta al respecto. En el campo de Hawtah, por ejemplo, se destaca que es un campo maduro y depletado; con un tipo de producción desde los años 90 con bombas electrosumergibles; de pozos completados con casing de 9 5/8". Inicialmente altos cortes de agua que posteriormente fue corregido con la implementación de pozos horizontales y técnicas de control de arenas. Debido a la depletación del pozo, las técnicas multilaterales son necesarias y obligatorias para mitigar el límite económico de este pozo. Y los controles de arena son necesarios para desplegar varias ramas de un mismo pozo vertical.^{****}

En otro caso, el descrito en la tesis que habla sobre el campo Cononaco^{§§§§}(ver figura 48), se escogió la zona norte del campo, ya que hay continuidad de yacimiento en las arenas Hollín Inferior y "T" Inferior, además de tener buenos parámetros petrofísicos. Asimismo, se analizó la posibilidad de crear dos laterales hacia Hollín Inferior partiendo de un pozo existente que es el Cononaco 21.

Hollín Inferior es considerado el principal yacimiento del campo y del cual el pozo CON-21 produce 2544 barriles de fluido por día, siendo: 712 barriles de petróleo de 33° API y 1832 barriles de agua.

Con la creación de los laterales, se pensó reducir la conificación por agua y aumentar la producción de petróleo porque se alcanzarían zonas que aún no habían sido drenadas. "T" Inferior es un yacimiento que no ha sido explotado en la zona norte del Campo, presentando condiciones favorables como continuidad de yacimiento y un petróleo de 24 °API.

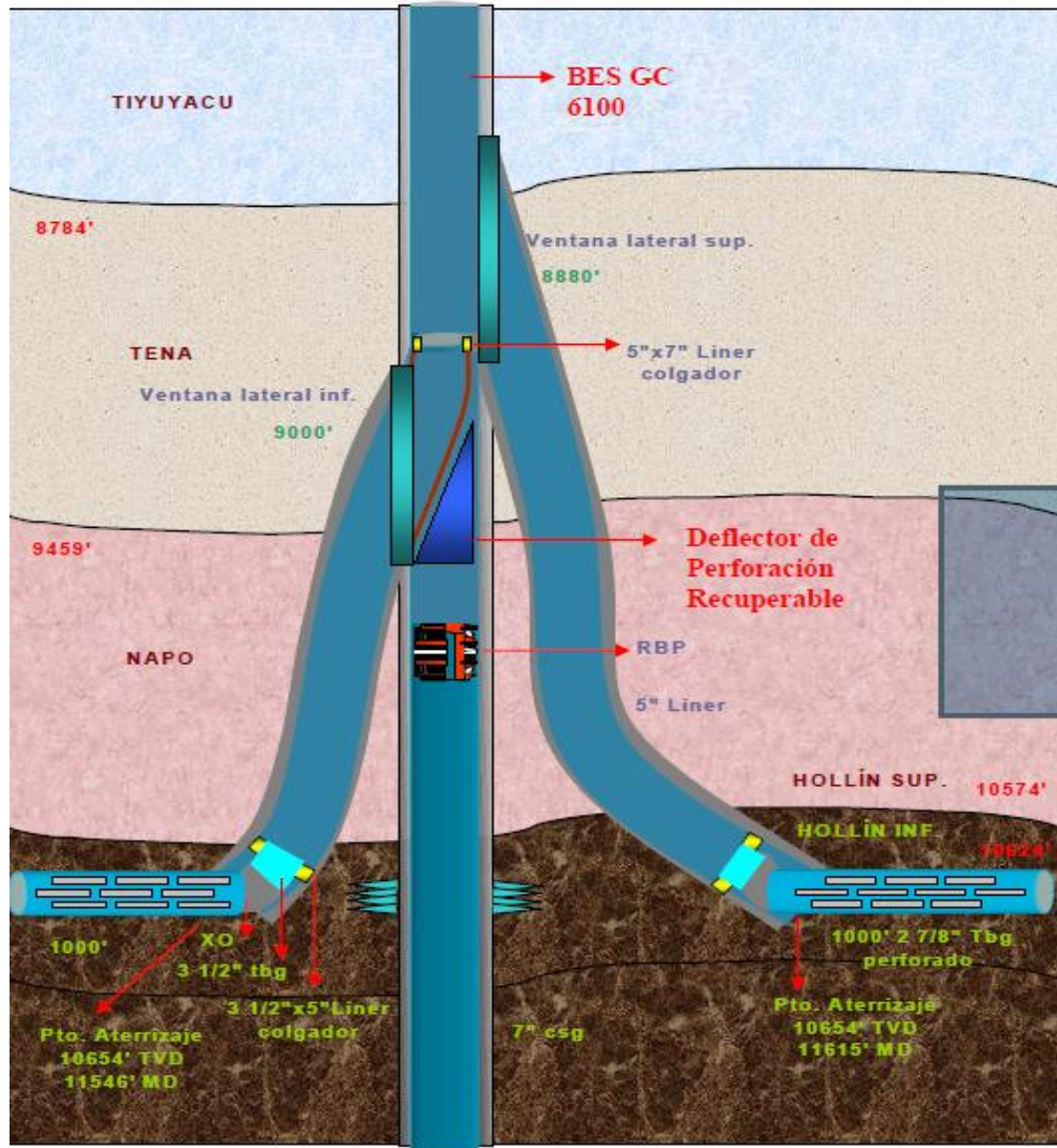
Puesto que para este campo, seis pozos multilaterales equivalen a 12 pozos horizontales y a 24 pozos verticales, se reduce el número de cabezales y facilidades de superficie, originando menor impacto ambiental. Una de las principales ventajas al perforar los multilaterales es que se reducen costos de perforación porque no se necesita volver a perforar hasta la profundidad de

^{****}Ibrahim Refai, Anwar Assal, Jeremie Fould, Tim O'Rourke, Muhammad Habib Haque, Nawaf Sayed Akram. "TAML Level 3 tri-lateral with Sand Control application for Saudi Aramco" SPE-117518.2008.

^{§§§§}MCKEE CANEPA, Jenniffer; CALVACHE ARGUDO, Guillermo; MALAVE TOMALA, Kleber. "Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco, Operado Por Petroproducción". Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2009.

desviación (KOP). Lo que se perfora es solo el lateral, por lo tanto se reducen costos en lodos de perforación, cemento, etc.

Figura 48. Completamiento final para el pozo multilateral propuesto.



La creación del lateral superior es opcional puesto que depende de la producción probada del lateral inferior. Si esta producción es buena, el lateral superior no se realizaría quedando simplemente un pozo de re-entrada.

Fuente: MCKEE, CALVACHE, MALAVE. *Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco. 2009*

4.2 QUE RAZONES EXISTIERON EN LA SELECCIÓN DEL NIVEL QUE UTILIZARON.

En el Campo val d'agri, Italia^{*****}, se resalta que, en el caso en que ellos describen, el principal criterio de selección fue la ubicación del campo, debido a las consideraciones medioambientales, y se evaluaron tecnologías como:

- 1 **La “Clustering” y La “Straight hole drilling device (SDD)”**, en donde las formaciones de este campo son difíciles de perforar por la tendencia a perder la verticalidad. Luego estas dos tecnologías son difíciles de implementar en este pozo, pero ENI desarrolló un tipo de SDD (dispositivo de perforación recta automática) esto hizo posible crear locaciones tipo clúster.
- 2 **La Lean Profile technology** es una técnica de perforación y casing que trata de mantener una pulgada de espacio a través de todo el programa de casing. Esta técnica conlleva a obtención de perfiles de pozo más angosto pero mantiene el mismo tamaño para la producción a través del casing. Ésta tecnología reduce el consumo de material y producción de desechos (más del 50% comparada con la perforación estándar) y se logran altas tasas de perforación, reduciendo el tiempo de perforación.
- 3 **Closed-loop system**, es un sistema que consiste de una serie de plantas instaladas en la mismas instalaciones del pozo que procesan los excesos de lodo y los ripios, haciendo posible recuperar, en primer lugar, fase acuosa que puede ser reusada para preparar nuevos lodos de perforación, para diluir lodos, y como agua de lavado de plantas, y en segundo lugar, los ripios del lodo en filtrados se pueden desechar o reutilizar para la producción de cementos o ladrillos. Ventajas de este sistema incluyen la reducción del volumen de desechos, consumo de agua, agua a ser enviada a plantas de purificación, reducción del transporte de desechos, y peligro de derrame durante el transporte.
- 4 **Compact wellhead and horizontal Christmas tree**, es un nuevo tipo de cabeza de pozo y arbolito de navidad que se desarrolló para ser utilizado en este campo. La meta de este desarrollo fue mejorar la seguridad operacional, simplificar el manejo de pozo durante las diversas fases operativas, y reducir el efecto visual del sistema del pozo durante la producción el cabezal de pozo

^{*****} Cristiano Caproni, John Johnstone,; and Giorgio Cavallaro. “The Use of Multilateral Technology in an Environmentally Sensitive Area: The Val d'Agri Field, Italy”. SPE107603. 2007

fue reducido comparado con los sistemas tradicionales haciendo posible mantener toda la estructura por debajo de superficie eliminando el efecto visual completamente.

- 5 **Multilaterals**, es una tecnología que hace posible el acceso a las formaciones del yacimiento, minimizando las facilidades y el efecto medioambiental, reduciendo principalmente los costos de perforación, costos de desarrollo del proyecto, y costos de facilidades. Con esta tecnología pudo llegar a zonas donde no es físicamente no era posible acceder, por esto, compañías como la ENI, instalan dispositivos de orientación como los “Latch Couplings” en cada nuevo pozo perforado como parte del diseño del casing. Este dispositivo permite acceso futuro a formaciones claves desde la misma locación y es utilizado para precisar la introducción de la herramienta (axial y azimuthal). Hasta la fecha han sido instalados Latch Coupling de 7 pulgadas en 15 pozos y de 9-5/8 pulgadas en un solo pozo.

4.3 EJECUCIÓN Y PROBLEMAS QUE SE TUVIERON EN LA EJECUCIÓN DEL DISEÑO.

Volviendo al caso en el pozo Hawtah se realizó el siguiente programa de workover:

1. Se recubrió con casing 9-5/8 en la formación SUDR por encima de la KHFF y se perforo un piloto de 8-1/2 a lo largo de yacimiento enayzah.
2. Con los registros y muestras se definieron eficazmente el contacto agua-petróleo y los lugares claves para alcanzar.
3. se tapó el piloto y se recubrió el hueco y de este se perforo una sección curva de 8 1/2” a la parte superior del yacimiento.
4. Se corrió y cemento un liner de 7” a través de la sección curva.
5. Se perforo un hueco horizontal de +/- 1500’ dentro del yacimiento y se corrió expandable sand screens.
6. Se recubrió desde el liner de 7” dentro de la formación de anhidrita (formación dura y consolidada, KHFF), se perforo una sección de 6 1/8 dentro del yacimiento y se continuo perforando +/- 1500’ de sección horizontal.

7. Se completó el pozo con screen autosostenible y ML 3.
8. Se repitió la perforación más arriba y se completó la tercera pata de perro.
9. Se recompleto el pozo con un set esp en el casing de 9-5/8" con un by-pass assembly run on 3-1/2" EUE x 4-1/2" VAM tubing.

Asimismo, se realizaron las siguientes especificaciones y objetivos ML:

El casing de 9 5/8" fue terminado en un solo intento con un sistema permanente estándar de whipstock y un liner de 7"; fue corrido y cementado en la formación de anhidrita, arriba del yacimiento. Esta formación compacta y dura de anhidrita se seleccionó para terminar el casing, tal como usualmente facilita la operación de molido manteniendo la estabilidad del montaje en el whipface para cortar una **ventana** larga y recta, que facilitara la operación de perforación, así como se facilita la corrida del completamiento de sandface. Una formación dura y compacta en la junta ML level 3 provee la estabilidad del hueco durante los procesos de perforación y completamiento, así como durante la vida del pozo y elimina el requerimiento de controles de arenas en la JUNTA.

A continuación, se detalla el sistema multilateral escogido. Para La construcción de este sistema multilateral, dentro de un hueco con re-entry se tomó un ensamblaje de molino y se corre dentro del hueco del pozo y se corta un hueco de 15' más o menos alargado a un lado del casing. Los ensambles de perforación se corren dentro del hueco del pozo para taladrar el lateral. Muchas veces se requiere y prefiere separar una zona mientras se separa la otra. Las operaciones de pesca pueden ocasionar problemas donde los escombros que caen al pozo y afecta las operaciones de completamiento, donde se requiere alineamiento apropiado después de las operaciones de milling.

En cuanto a los sistemas de separación, se encontraron pocos riesgos en este plan comparado a cuando producía inicialmente. Los campos maduros al incurrir en pérdidas y la perforación de esta zona no consolidada requieren un muy buen sistema de control de lodos para prevenir de que la formación colapse ya sea por la perforación BHA, o por el string de completamiento. Además de estos dos parámetros la economía del proyecto busca dispositivos seguros y baratos. Se decidió usar disco de cerámica, proveyendo la separación del tubing en ambas direcciones debajo del casing packer.

Para las operaciones de completamiento, ocurrió que, como el packer permanece en el downhole, el punto de referencia requerido para correr el completamiento

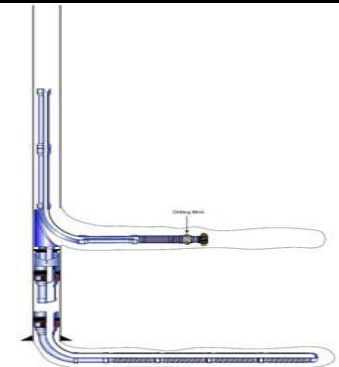
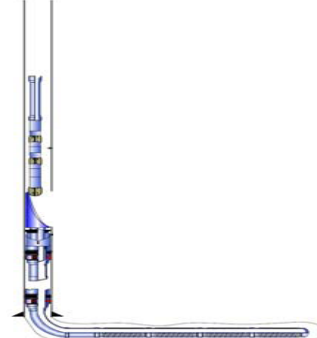
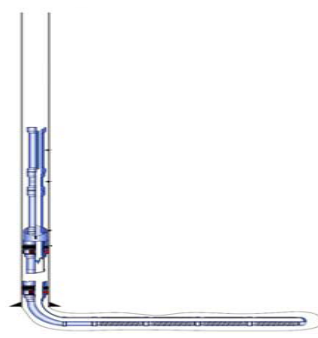
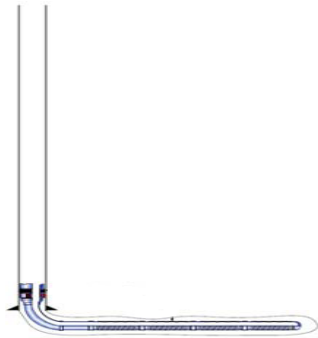
queda en la misma posición que la salida del casing, y no hay necesidad de esperar que en un bent sub o algún otro dispositivo que haga que el completamiento del sandface corra riesgos innecesariamente. En esta aplicación, un deflector de producción es usado para guiar el string de completamiento fuera de la salida/ventana del casing y mezclar el flujo proveniente de altas y bajas zonas en la ventana.

Dentro de la solución escogida para los problemas de arenamiento, los sand screens expandibles con auto-sostenimiento, fueron escogidos para el completamiento de la cara arenosa de las tres patas de perro. La zona más baja que debería ser la mayor productora, está ubicada en la mejor parte del yacimiento y fue completada con sand screens expandible, solución que probó ser eficiente en ese mismo campo durante el trabajo de workover horizontal de otros pozos productores declinados. Los screens con auto-sostenibilidad son corridos en las dos patas superiores debidas a la disponibilidad del equipamiento y como las zonas claves no justificaran un completamiento expandible sand screen costoso.

Las arenas blandas y poco consolidadas en la formación unayzah, condujo a que esta perforación se hiciera con muchos cuidados. Cualquier punto propenso al pegue o un alto dog leg debe ser arreglado haciendo un limpieza y un ensanchador como el BHA. Se consume mucho tiempo corrigiendo lo anterior, por lo que se debe hacer es garantizar que el liner llegue correctamente al fondo. Como un modo de separación, entre yacimiento unayzah (arenoso) y la formación de anhídrita donde termina el casing, un packer hinchable de 10' se corre fuera de la ventana molida. Esto es crítico para evitar el arenamiento del yacimiento sobre el mainbore casing. Por lo anterior es crítico poder correr los screens al fondo o el swellpacker podría permanecer en el mainbore casing y tapar la zona más baja (principal productora). Una vez que el hueco sea bien ensanchado y el trabajo de limpieza sea llevado a cabo sin problema alguno, el sistema de lodos es cambiado a lodo libre de solidos compatible con la selección de los sand screens y todas las pruebas de flujo fueron llevadas a cabo en la superficie antes de correr el completamiento del sandface.

Figura 49. Pasos del completamiento pozo Hawtah.

Viaje 1: Ejecutar completamiento inferior Viaje 2: Ejecutar orientación baja del empaque Viaje 3: Ejecutar "milling wipstock" inferior Viaje 4: Segundo lateral perforado

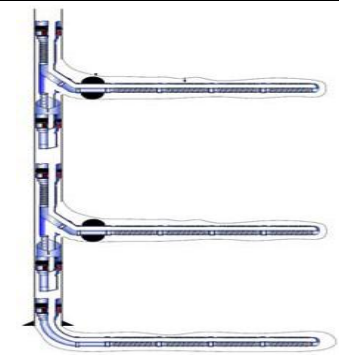
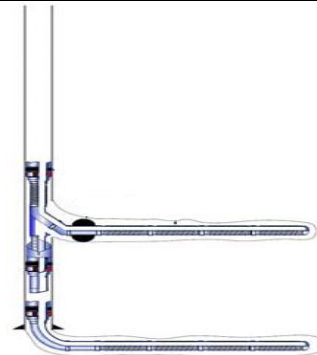
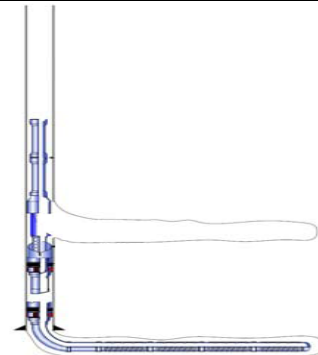
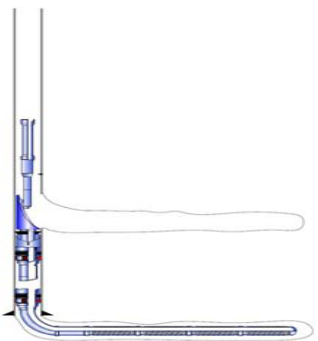


Viaje 5: Recuperar Whipstock inferior

Viaje 6: Ejecutar deflector de producción inferior

Viaje 7: Ejecutar Screens

Viaje 8,9,10,11,12,13: Repetición desde el 3er paso



Fuente: Ibrahim Refai, SPE117518. 2008.

Despliegue del Sistema Multilateral. Una vez corrido el completamiento del sandface (sistema de arena expandible) por medio de procedimientos estándares, el anchor packer con disco cerámico fue desplegado en el tubing. La corrida de este set packer hidráulico es similar al de cualquier packer permanente estándar, sin embargo cuando el packer es tapado, la velocidad con la que se corre el liner de 7" debe ser cuidadosamente controlada y evitar cualquier clase de golpe o sacudida con el fin de evitar cualquier acción no deseada (corrida de herramientas y daños en la parte más baja de la formación). Una vez en el fondo el packer fue colocado mediante el procedimiento estándar. (Ver figura 49).

La segunda corrida necesitó de un sistema MWD adaptado (scribed) a un anchor latch para precisar la orientación del packer dentro del pozo (downhole). Corrido con un circulation sub el anchor latch encabeza un alining key que será orientado encima del scoop head de orientación del packer (diseño similar al de un sub UBHO). El latch solo cerrará cuando esté correctamente orientado y cuando el overpull confirme el cierre y orientación apropiados. Un sub de circulación se requiere encima del anchor latch porque el espacio entre el anchor latch y el packer no es suficiente para mantener la tasa mínima de flujo para activar la señal de MWD en superficie entre una presión circulante aceptable para el equipo de superficie.

Otra lección aprendida fue la de combinar estas dos corridas utilizando un dispositivo especial que hiciera posible la circulación para el sistema MWD, así como garantizar la separación al hueco principal. Esto será desplegado posteriormente.

El Whipstock fue recogido y corrido dentro del pozo. Utilizando un latch similar al utilizado para definir la orientación del packer; el Whipstock fue alineado, en superficie al latch key y el azimuth de salida deseado. En este caso el Whipstock fue alineado 30 grados a la izquierda del high side. Un sub de escombros es corrido debajo del Whipstock para limitar la cantidad de escombros (durante el molido y el perforado) que cae entre el packer y el latch. Para garantizar operaciones fáciles después de esta, los parámetros de molido fueron estrictamente conservados para no apresurar el trabajo y no salir prematuramente del casing, y por tanto creando una ventana acortada. Esta operación aunque un poco larga y dispendiosa, probó ser bastante rentable para el resto de la operación ya que ningún obstáculo pudo verse en alguno de las perforaciones BHA del completamiento del sand face.

Una vez perforado el lateral, un ensamblaje de ensanchamiento se utilizó para garantizar las condiciones adecuadas del hueco con un número mínimo de patas de perro. Hecho esto, el lodo dentro del hueco del pozo fue desplazado a un sistema sólido libre. El Whipstock es entonces recuperado utilizando una herramienta tipo gancho, y un MWD para disminuir el tiempo de pesca. De nuevo esto probó ser bastante eficiente. Una vez afuera, después de analizar el Whip Face, marcas de molido (milling) debajo del Whip Face confirmaron que las brocas pasaron a través de todo el Whip Face dando prueba de que la ventana era larga y recta tal y como la requerida.

La siguiente operación era la de la limpieza en el tubing, un tubing de menor tamaño con un no-go se corrió hasta abajo para abrir el dispositivo de separación y limpiar el packer de cualquier escombros considerable. Esta es una operación crítica, ya que en este momento la formación más baja pudo haber experimentado pérdidas y es muy importante mantener fluido disponible en esta etapa para compensar cualquier pérdida y no reducir la hydrostatic head de la formación. Se han visto casos en los que las pérdidas son tan grandes que la unión de la ventana con el casing podría colapsar con la presión de la formación, que podría comprometer por completo las operaciones de completamiento.

El production deflector fue corrido en el tubing y el primer intento resultó ser difícil ya que cayó dentro del orificio del packer haciendo imposible que el production deflector encajase dentro del packer. Una segunda limpieza se llevó a cabo y con ella se pudo encontrar arena en el pozo. Avances futuros en este sistema combinarán el viaje de limpieza y el procedimiento de instalación del production deflector. Esto eliminará un viaje extra y también disminuirá el tiempo en que el hueco permanece abierto sin el completamiento del sandface. El production deflector está diseñado para dirigir un flujo a través de la salida para mezclar la formación más baja, pero también crear un flujo by pass debajo de él para disminuir las lavadas o hotstops del string de completamiento justo por encima de él debido a la mayor rapidez del flujo. El production deflector está diseñado para ser más pequeño que un Whipstock para permitir un flujo de desvío dentro del casing string. Este diseño hace que un espacio exacto fuera de la ventana antes perforada se desvíe en el completamiento del surface en el área medida de la ventana para evitar posibles daños.

Las screens fueron corridas con un bull-nose siendo desviadas fuera del production deflector y fuera del lateral. Con los screens en su lugar, un liner hanger estándar se utilizó para descolgar el string. Una junta extra de screen fue

corrida en el mainbore del casing por encima de la ventana para mezclar el flujo del mainbore y evitar que se genere cualquier partícula de la ventana.

4.4 SOLUCIONES Y COMPARACIONES.

Para el caso del Campo val d'agri, en Italia, cuyo inconveniente fue la corrosión, se facilitó la siguiente solución. Para el agri-1 o A, la primera formación se alcanzaba con un casing de 9-5/8. Después de la producción y corrosión del material de completamiento, este fue recuperado y de la evaluación de ambas empresas, ENI y HALLIBURTON, se diseñaron estas soluciones:

- Taponar y abandonar el hueco principal Agri-1 or A (el hueco lateral se convertiría ahora en el principal)
- Crear una unión de nivel 4 desde un latch coupling de 9-5/8”.
- Instalar un Incoloy 925 a nivel 5 TAML para aislar la unión (debido a su proximidad a un contacto de gas) y proporcionar acceso a través de la tubería a todos los agujeros.

Estas soluciones se realizaron satisfactoriamente y como resultado se proveyó acceso total y aislamiento de todos los laterales a través del pozo. De esta experiencia, los autores del paper²², sugieren los requisitos clave para el éxito de un proyecto, se enumeran a continuación:

- Un lateral dentro del yacimiento.
- Nivel 2
- Una ventana de colocación en un liner de 7”.
- Accesibilidad Lateral con coiled tubing, wireline, y unidad snubbing.
- flujo entremezclado con control por aparatos mecánicos.

De la misma forma, los objetivos incluidos son los siguientes:

- Instalar exitosamente la junta multilateral nivel 2
- Proporcionar estabilidad a la junta

²²Cristiano Caproni, John Johnstone,; and Giorgio Cavallaro. “The Use of Multilateral Technology in an Environmentally Sensitive Area: The Val d'Agri Field, Italy”. SPE107603. 2007

- Proporcionar ventanas de colocación en el yacimiento
- Maximizar el retorno a través de la utilización de la ranura mejorado con la tecnología de multilaterales
- Reducir los costos del pozo en general.
- Facilitar el acceso tanto a los agujeros principales como laterales.

Asimismo, el autor del artículo SPE 107603, destaca el desempeño de las marcas usadas por sus patentes tales cuales MERlin™, IsoRite® (para sistema de ventanas), resultado: full re-entry, acceso a todos los laterales por coiled tubing, wireline y unidad snubbing.

4.5 TECNOLOGÍA MULTILATERAL ACTUAL.

En la siguiente tabla se observa un resumen de actuales patentes en el proceso de diseño llevadas a cabo por varias empresas, y además se encuentra información de contacto para estas.

Tabla 9. Resumen de sistemas empleados en el diseño de multilaterales.

EMPRESA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN
TIW Corporation (www.tiwtools.com)	1. SS-WSM-BB Big Bore Packer Mono Bore Permanent & Retrievable	1 Este sistema es para uso en pozos mono existentes perforados donde la producción de la zona de debajo de la parte lateral es deseada al igual que es deseada la orientación del whipstock packer para futuras re-entradas.
	2. Whipstock Packers TTR™ Thru Tubing Retrievable Window Milling System.	2 Este sistema permite al operador emplear y/o manipular desde la superficie todas las herramientas de milling de ventana hacia el pozo principal, y sin la remoción de la

	<p>3. MLASTM Multi-Lateral Access System.</p> <p>4. COBRATM Coiled Tubing Operational Bending Radial Application</p>	<p>producción de tubing existente.</p> <p>3 Este sistema es diseñado para un máximo de flexibilidad. Utiliza herramientas que son llevadas y operadas ambas por un rotatorio convencional un sistema de perforación coiled-tubing. La perforación lateral puede proceder en una secuencia, cuando sistemas múltiples han sido instalados in el casing/liner string.</p> <p>4 Este sistema usa el jet milling fresado para remover el muro del casing (sección de salida) y sobre fresado para proveer de articulación al coiled tubing.</p>
<p>Baker Hughes Window MasterTM (www.bakerhughes.com)</p>		<p>Este es un sistema de trip milling el cual puede empezar al taladrar y fresar la ventana en un solo proceso; con lo cual se reduce sustancialmente el tiempo de perforación, El sistema incorpora dos watermelonmills y el Baker Hughes Metal Muncher™ window mill. En el watermelon mills y dentro del milling assembly hay dos juntas flexibles que son diseñadas para reducir esfuerzo de doblar BHA, mientras el diseño de deflación de rampa patentada en la cara del whipstock asegura que el milling assembly permanezca en el track.</p>
<p>Sperry Sun (www.sperry-</p>	<p>Re-entry System (RDS) Drilling</p>	<p>Este apretado sistema de milling fue primeramente desarrollado para taladrar pozos ML/MB de pozos existentes, sin embargo puede ser usado en pozos</p>

sun.com)

nuevos, proveer el casing latch coupling para ser instalado en el casing string primario y de esa forma, darle ubicación y capacidad de orientación. El Sperry-Sun latch coupling ofrece una ID no restringida y habilita herramientas estándar y operaciones de ejecución a través del coupling.

El sistema de ventanas está contenido en una gimbaled bearinghousing que puede ser indexado para moler la ventana de apertura en tres pasos.

Esto habilita una precisión centrada del perfil de ventana para ser procesado sin problemas de milling y de aperturas fuera del centro que están generalmente asociadas con sistemas no apretados. Al centrar la máquina y la apertura más precisa, operaciones de re-entrada, capacidades de cementación e integridad de uniones pueden ser mejoradas. Una vez el proceso de milling ha sido completado, el RDS es removido y la tecnología convencional es usada para perforar y completar el lateral.

Smith
International
(www.smithdrilling.com)

TrackMaster™
Millennium™

A diferencia de los whipstocks convencionales, la cara del Smith International Trackmaster tiene múltiples rampas con diferentes tapers. Una rampa radical en la parte superior permite al mill enganchar y acelera la unión inicial con el casing.

La rampa está asegurada en el B.U.R. más alto por una cara derecha sin ningún taper para darle libertad a la operación de milling. Debajo de la sección recta, más allá de una rampa de bajo Angulo desvía el mills hacia

la formación.

Debajo de eso, hay un rampa media aceleradora con una depuración radical para acelerar el mil inclusive más allá dentro de la formación del rathole en cuanto a calibre.

Esto habilita una ventana de amplio tamaño para ser completada en el tiempo mínimo, para proveer un amplio calibre de rathole para la dirección conjunta.

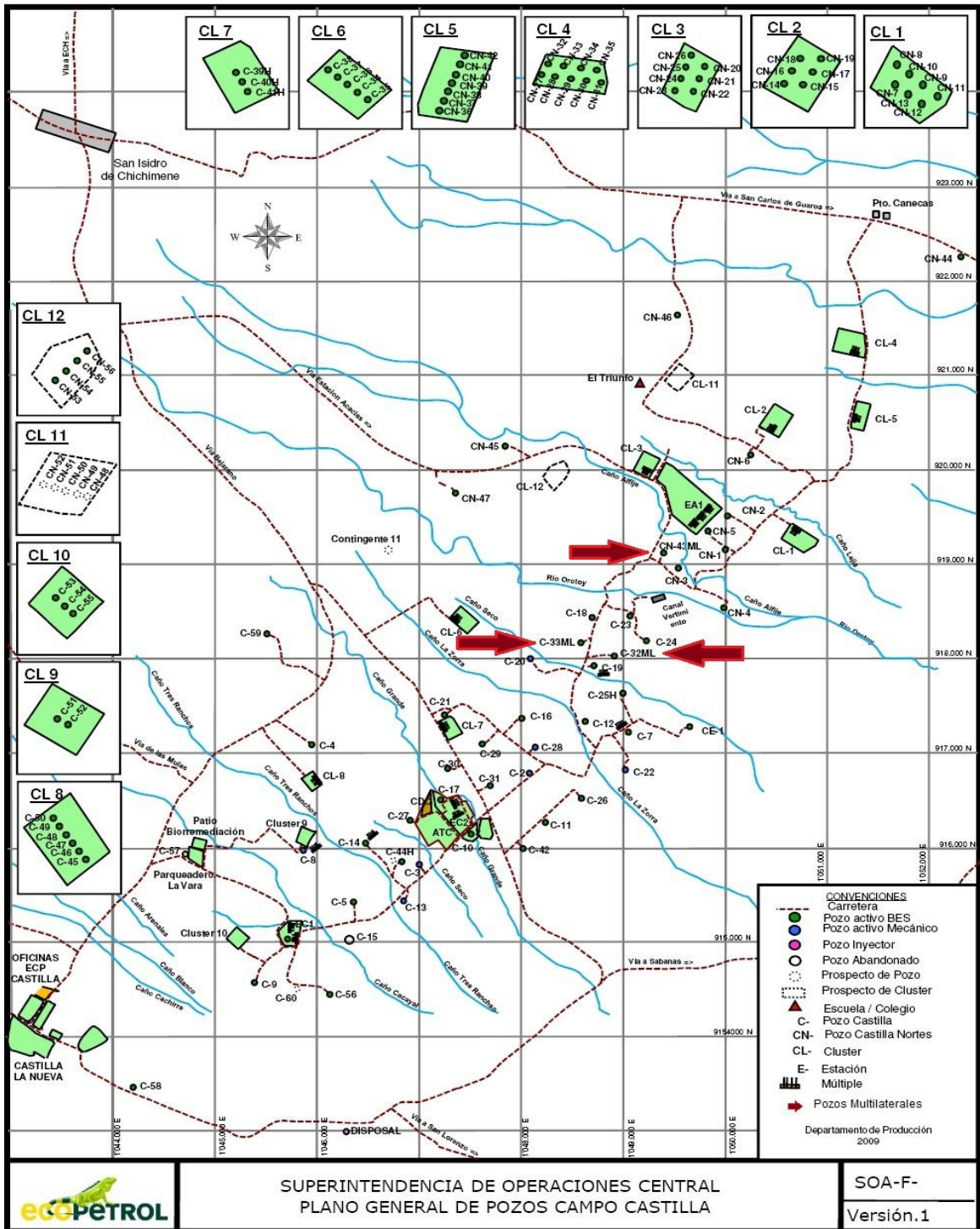
Fuente: *autores, basado en GUIDE to Multilaterals, TALM.inc, capítulo 5. 2004*

5. METODOLOGIA Y DISEÑO DE ML/MB APLICADO A UN CASO COLOMBIANO.

La metodología y el diseño estarán aplicados a unos pozos que pasan por varias de las formaciones anteriormente mencionadas en el capítulo 1 y anexo 1, exactamente para el campo Castilla. En el diseño y el posterior desarrollo del programa de perforación, lo fundamental es la interacción que debe existir entre el personal operador y la compañía ya que, generalmente todas las herramientas de anclaje, soltadoras, empacadores, etc., son patente de la compañía y operadas por su propio personal.

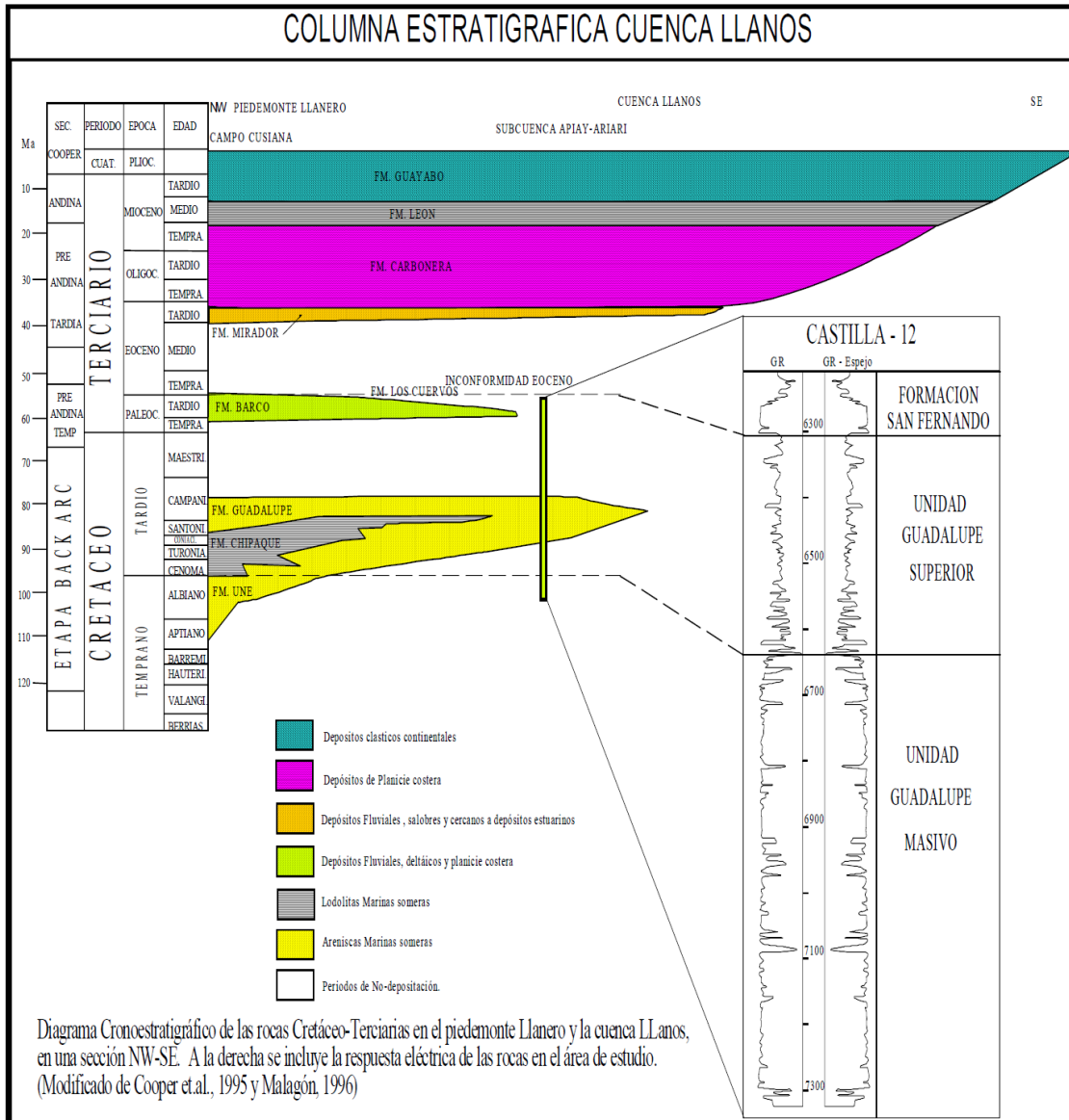
El caso base fue aplicado a tres pozos en el campo Castilla, el cual está situado en la Cuenca de los Llanos Orientales, a unos 50 km al sur de la ciudad de Villavicencio. Se trata de un campo de petróleo pesado (13.7 ° API) que cubre un área de 10.300 hectáreas. Actualmente (2010) se han perforado 105 pozos (Castilla 55, Castilla norte 47, Castilla este 1 y dos abandonados) ver plano general figura 50. Los principales reservorios son los más bajos y más altos del formación de Guadalupe (unidades K2 y K1, respectivamente), donde K2 es el más importante, con porosidad de 20%, oscila entre 680 y 750ft de arena neta y 350ft de espesor neto **ver anexo 1. Formaciones en Colombia, grupo Guadalupe.** EL OOIP es de 1900 millones de aceite para K2, y para K1 es 900 millones de barriles, El FR es de aproximadamente 15% y la producción acumulada a diciembre de 2007 es de 198 millones de barriles. El objetivo secundario de los pozos del campo Castilla es K1, una unidad de estuarios marinos compuesta por una capa delgada de areniscas finas de medio grano intercaladas con pizarras y lutitas. Debido a su medio ambiente, las areniscas de la unidad K1 carecen de continuidad lateral y sus propiedades petrofísicas no son tan buenas como las de la unidad K2. El comportamiento de la viscosidad del crudo a la temperatura del yacimiento podría considerarse atípico para este tipo de crudo pesado.

Figura 50. Plano General de Pozos Campo Castilla



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 51. Columna estratigráfica para el campo castilla.



Fuente: DIAZ GRANADOS, NIETO FERNÁNDEZ²³ pag 106

El mecanismo de producción de ambas unidades es por acuífero activo que mantiene la presión cerca de la inicial (2800 psi). Debido a este acuífero, los pozos producen a menudo con un alto corte de agua. Tomando las características del

²³DIAZGRANADOS, Silvio y NIETO FERNÁNDEZ, Felipe. "Implementación De Métodos Geoestadísticos Para El Modelamiento De Propiedades Petrofísicas En Yacimientos De Deposición Fluvial En Colombia: Campo Castilla" : Universidad Industrial de Santander. Tesis de grado.2005.

depósito en mención, la estrategia de perforación tipo cluster se llevó a cabo a principios de 2005 para drenar el reservorio con pozos direccionales (40-60° de inclinación). Esta estrategia ha permitido un mayor contacto con el yacimiento, la reducción de los costos de perforación, y un menor impacto ambiental.

5.1 METODOLOGÍA.

La metodología que se propone en la presente investigación ha sido el resultado del análisis de varios pozos en donde esta tecnología se ha empleado a nivel mundial y se ha tomado el caso colombiano, para explicar cómo es su aplicación a partir de la guía de multilaterales de TAML.inc.

5.1.1 Bases iniciales: El diseño de la perforación y completamiento de pozos es un proceso ordenado y sistemático y es básicamente el mismo para diferentes tipos de pozos (multilaterales, horizontales, etc). El único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. El proceso requiere llevar un estricto orden, por ejemplo la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

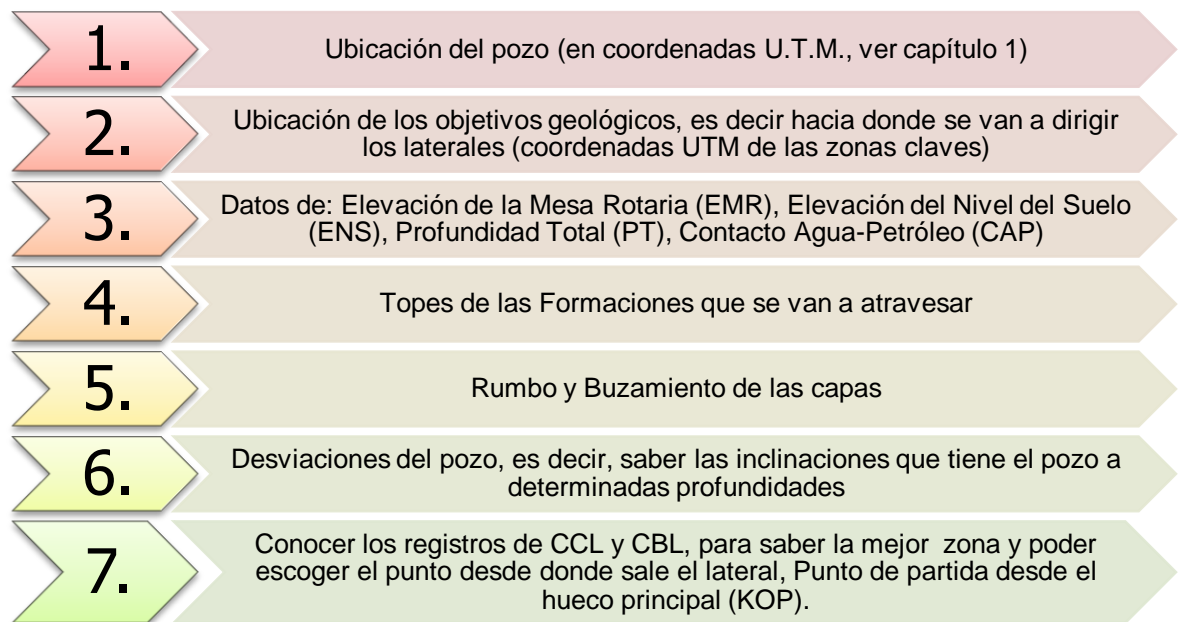
A continuación las etapas a seguir previas a un diseño convencional de una perforación²⁴:

1. Recopilación de datos disponibles.
2. Predicción de presión de formación y fractura.
3. Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
4. Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
5. Programa de fluidos de perforación.
6. Programa de barrenas.
7. Diseño de las sartas de perforación.
8. Programa Hidráulico.
9. Selección del equipo de perforación.
10. Tiempos estimados de perforación.
11. Costos de la perforación.

²⁴Anónimo, "diseño de la perforación de pozos", universidad CEDIP, tomo 8, 2010. <http://www.cedip.edu.mx/gratis.htm>

La planeación o el diseño de pozo convencional, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad. Para este caso al tratarse de un multilateral se adicionan algunos pasos al diseño general de perforación y posterior completamiento. Por ejemplo los datos iniciales mínimos en la recopilación de datos se presentan en la figura 52²⁵:

Figura 52. Datos iniciales mínimos en el diseño de pozos multilaterales



Fuente: MCKEE CANEPA, CALVACHE ARGUDO, MALAVE TOMALA, Kleber. *Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco, Operado por Petroproducción, 2009.*

Basado en la implementación en campos en el mundo de ML/MB e identificados algunos en el capítulo 4, sobre tecnologías actuales de TALM inc y la guía de multilaterales de TALM inc. La metodología llevada a cabo en el diseño contempla el siguiente orden:

²⁵MCKEE CANEPA, Jenniffer; CALVACHE ARGUDO, Guillermo; MALAVE TOMALA, Kleber. "Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco, Operado Por Petroproducción". Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2009

Figura 53. Orden metodológico llevado a cabo en el diseño de un pozo multilateral.



Fuente: Autores

5.1.2 Proceso de screening o selección inicial²⁶: Este proceso ya tiene bases teóricas en la sección 3.1 de capítulo 3, por tanto a continuación solo se ilustra el proceso general de selección básico así:

a. ¿Porque se ha seleccionado una estrategia ML/MB?

- Para aumenta la relación reserva/pozo?
- Para aumenta la eficiencia y reducir costos de desarrollo?
- Para retrasar la producción de agua y gas?
- Para mejorar el rendimiento de EOR/waterflood?
- Como una herramienta de trazado de exploración?

²⁶ *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. pág. 107, 2004.*

- Razones ambientales?

Caso base:

Los pozos de castilla tienen tendencia a desarrollar alto corte de agua, problema que ya han solucionado la implementación de horizontales e inclinados (ML/MB ayudan mucho con este problema) y ha contribuido con razones ambientales al tener la mayoría de pozos en locaciones tipo closter (otro beneficio de los ML/MB).

b. Definir, priorizar y evaluar los objetivos económicos y técnicos para una estrategia ML/MB. Por ejemplo:

- Re-entrada para reducir costos y hacer un uso eficiente de la infraestructura existente.
- Acceder a múltiples objetivos.
- Intersección de zonas naturalmente fracturadas dentro de las zonas de destino.

Caso base:

El presupuesto es suficiente para hacer un pozo nuevo y diseñarlo de la mejor forma. (\$936 millones en el año 2006 para exploración y producción). Se necesita acceso a dos objetivos K1 y K2.

c. Analizar los datos de campo disponibles (por ejemplo, la geofísica, la geología, los registros de pozos, los datos históricos en conjuntos del campo, datos offset de pozo, etc) para garantizar que los objetivos puedan ser atendidos en términos de viabilidad técnica y de riesgo aceptable.

- ¿Se pueden perforar múltiples pozos sin problema?
- ¿Pueden todas la metas cumplirse o se requieren soluciones previas?

Caso base:

Viabilidad técnica y riesgo aceptable (riesgo dado por la presencia de un pozo abandonado cerca que podría poner vulnerable la perforación ML).

Si se pueden perforar múltiples pozos luego esto no es una limitante porque hay suficiente espaciamiento

Con la tecnología disponible a la fecha (2005) para el desarrollo del diseño las metas se pueden cumplir.

d. Definir los criterios de diseño y proponer una serie de alternativas ML/MB para las estrategias críticas de evaluación, ¿que requiere el sistema?

- ¿Requisitos de producción o inyección?
- ¿Es necesario aislamiento para la junta o a lo largo del lateral?
- ¿Se necesitara accesibilidad para wireline, CT y/o Drill pipe?
- ¿Necesita acceso selectivo a cada ramal?
- ¿Se mezclará flujo, producción selectiva o doble completamiento?
- ¿Requisitos de control de flujo en la junta o a lo largo del lateral?
- ¿Requisitos de artificial lift?
- ¿Requisitos de monitoreo y diagnostico?
- ¿Disposiciones de limpieza de pozo?
- ¿Requisitos de control de arena?

Caso base:

El planteamiento para Castilla inicialmente solo requiere los pozos para producción, debido a que las presiones se mantienen debido al empuje por acuífero activo. En cuanto al aislamiento de los laterales este no es tan necesario, porque se empleara liner ranurado. Claro que este, si se requiere que sea para las juntas, debido al aislamiento selectivo necesario para dar acceso con wireline y DP. A demás si la producción es de la misma zona (k1 o k2) puede ser flujo mezclado si es de las dos zonas (por separado cada una) se necesitaría flujo selectivo. En cuanto al control de arena en la zona y por experiencia con más de 40 años en otros pozos, se completará con liner ranurado pues lo resultados son buenos y conocidos.

e. Evaluar las opciones de diseño que se proponen y comparar cada una contra los criterios de screening:

- La ejecución del proyecto de modelamiento de pozo (tasas de producción acumulada de aceite/agua/gas, predicción de la vida del pozo).

- Proyección de los costos de desarrollo (perforación, completamiento, equipos de producción)
- Modelo económico (ganancia, la tasa de inversión, VAN).
- Análisis de riesgos relacionados con cada fase del proyecto (perforación, completamiento, producción y reingreso).

Caso base:

Se realizó modelado de pozo, proyección de costos, modelo económico (capítulo 6), y se puso en marcha todos los análisis de riesgos.

f. Aquí ya es posible identificar una solución óptima para la aplicación concreta y hacer recomendaciones basadas en principios de análisis sínicos.

5.1.3 Identificación de los criterios iniciales:

- a) **On-shore:** La logística es menos limitada, el costo no puede justificar ingeniería compleja es decir debe haber balance de los costos incrementales con beneficio/complejidad. Menor tasa de producción/menor costo de operación. Los beneficios ambientales pueden ser restringidos.
- b) **Off-shore:** En este caso, la logística es más exigente, el tiempo de inactividad (downtime) no puede justificar la aplicación de multilaterales o multibrench (ML/MB), en ocasiones es totalmente necesario añadir ML/MB para dar cobertura estratégica para la producción de la plataforma. Costos operativos y/o intervención de submarinos pueden justificar una mayor complejidad en el aislamiento, capacidad de re-entradas. etc., y por último, el riesgo y la incertidumbre es mucho por la misma complejidad de la estructura.
- c) **Análisis costo/beneficio para el diseño de bases para un pozo ML/MB:** Conductores financieros en un análisis costo/beneficio para el desarrollo de las bases de un diseño de pozo ML/MB son el costo adicional de las operaciones para el ML y el equipo, comparado con un pozo convencional. Sin embargo la incertidumbre está entre ¡qué hacer!, un lateral vs la

creación de un nuevo pozo, hacer un lateral podría reducir costos pero pone en riesgo el resto del pozo debido a la creación y/o moledura de la o las ventanas.

ML/MB en otros escenarios, tales como Pozo nuevo y/o acondicionamiento de Re-entrada para uno viejo;

- **Re-entry:** Hace referencia a un pozo existente acondicionable para ser ML/MB es decir un pozo existente donde se perforan múltiples ramas, cada rama es una vía de paso y acceso al petróleo.
- **Pozo nuevo:** Menos restringido por una configuración preexistente (tal como KOP, BUR, dimensiones, integridad del casing, tamaño, etc), la operación es más costosa, pero ofrece un mayor grado de flexibilidad porque “se ajusta al propósito” con la tecnología empleada (es decir, la salida, ubicación, tipo, etc. como fue para el ejemplo en el caso base)

Caso base:

El campo Castilla al ser on-shore tiene una logística menos limitada, aunque también muy exigente. Las comparaciones en cuanto al análisis costo/beneficio están dadas en el capítulo 6.

5.1.4 Consideraciones iniciales sobre creación de los laterales: El método usado para iniciar el tramo lateral desde el hueco principal dependerá si este último está en open hole o cased. También dependerá si el pozo esta pre-planeado o es re-entry, o de la forma del diseño final del completamiento del ML/MB. En algunos casos si el aspecto ML/MB del pozo ha sido planeado desde el principio, juntas con casing especial, pre-espaciado y pre-orientado con respecto a la formaciones de destino, se puede instalar en el pozo para permitir una instalación más fácil los laterales por medio de un desviador (whipstock).

Otras consideraciones en la creación de laterales para pozos las observamos en la siguiente tabla:

Tabla 10. Comparación entre pozos nuevos y pozos viejos acondicionables.

POZOS NUEVO	POZO RE-ENTRY
<ul style="list-style-type: none"> ○ El espaciamiento cuidadoso del casing con respecto a la formación destino garantiza que los casing collars o centralizadores no obstaculicen con el corte de la ventana. Sin embargo, la selección de la profundidad aproximada de la junta (ver capítulo 3) con respecto a la meta para permitir la construcción de una tasa de rango de ángulos razonable para mitigar este requisito. ○ Una consideración cuidadosa del dog-leg donde el desviador se va a establecer (ya que puede ser difícil recuperar el desviador si el dog-leg es demasiado alto como paso en <i>Castilla 33, donde se perdieron 14 días en la recuperación de este</i>) 	<p>En este caso no es posible tener en cuenta las consideraciones de un pozo nuevo, por tanto se recomienda reunir la mayor cantidad de información posible sobre la sección que será desviada lateralmente (sidetracking). Esta información debe incluir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acceso a la profundidad de la junta 2. Condición del casing 3. Integridad del cemento 4. Propiedades de formación <p>Si la sección del pozo esta entubada (casing), a continuación, una salida para crear la unión lateral puede ser por:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Section Milling ○ Window Milling ○ Pull Casing

Fuente: Autores, basado en *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. Capítulo 4*

Métodos básicos creados para diferentes salidas de la junta:

Section Milling:(Moler una sección), es establecer un tapón de cemento y el uso de un motor para orientar y perforar el tapón en la dirección deseada.

Ventajas.

- Headroom más bajo.
- Sin interferencia magnética.
- Huecos laterales abiertos múltiples.
- El kick-off del lado bajo puede ser logrado
- No se recomiendan ventanas.
- Costos más bajos que las ventanas.
- Dependiente de cemento de alta calidad y logística

Desventajas.

- No hay un positivo KOP
- Más desechos de metal.
- Riesgo de taponamiento cemento malo.
- Dificultad de obtener rendimiento en la calidad del cemento bajo ciertas condiciones.
- Riesgo de correr hacia un menor stub.

- **Window Milling:** Se trata de establecer un whipstock orientado y recuperable, cortar la ventana e iniciar operaciones.

Ventajas.

- Kick off positivo.
- Bajo riesgo
- Menos desperdicio de metal que una sección completa.
- Potencial para el multilateral.
- Whipstock retirable.

Desventajas.

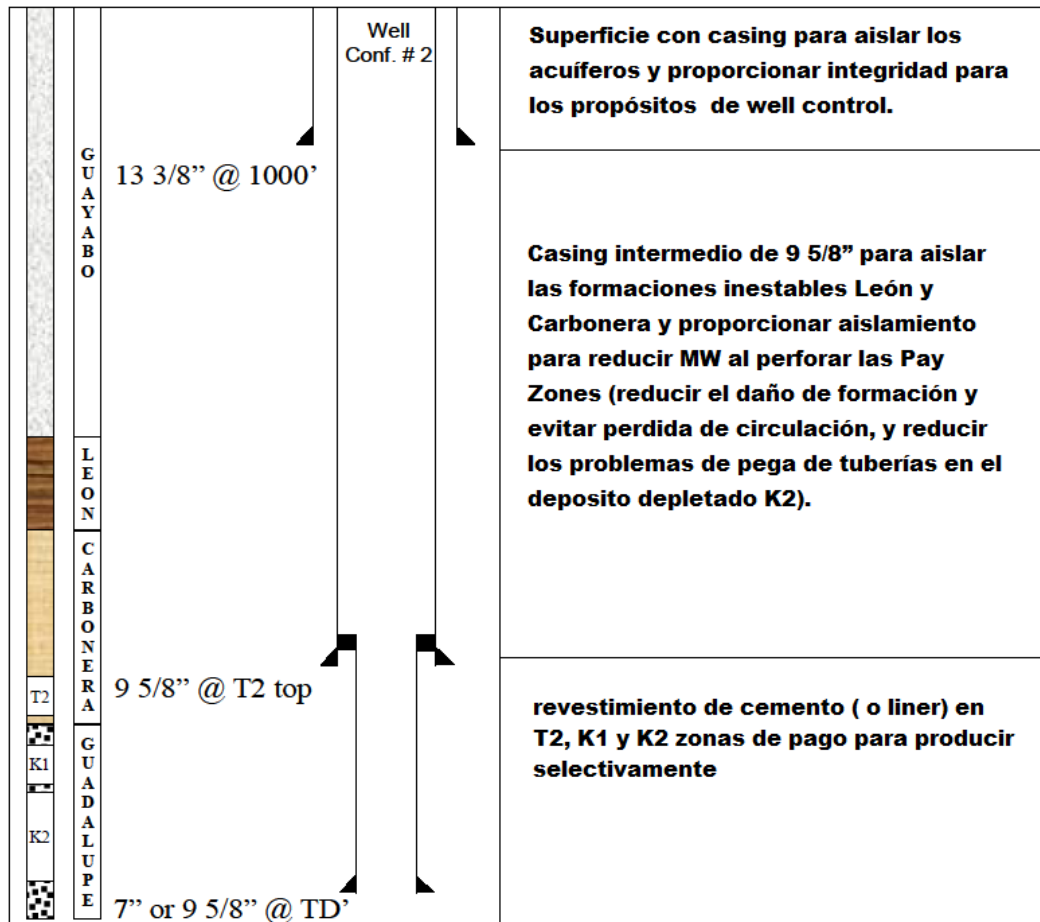
- Interferencia magnética.
- Costo inicial más alto.
- Riesgo de no recuperación si es crítico volver a entrar por debajo del pozo.
- Más exigencia en los requisitos del headroom.

- **Pull Casing:** Es retirar el casing string e iniciar en un hueco abierto con whipstock o tapón de cemento.

Caso base:

- a) **Consideración 1.** *Una consideración previa a tener en cuenta es la configuración de pozos empleada en los pozos anteriores, en vista de que en Castilla antes de esta campaña no existían pozos multilaterales, la configuración para el mainbore principal del multilateral puede ser muy similar a la configuración de pozos llevadas a cabo en pozos verticales. La figura 54 muestra la configuración de pozo utilizada en los nuevos pozos, esta utiliza un intermedio de "9 5/8-in". Cubriendo la parte superior del objetivo de reservorio secundario T2.*
- b) **Consideración 2.** *Para el cálculo económico (encontrar si es viable o no "screening final") es necesario saber los Datos de pozos perforados anteriormente.*
 - *Promedio del tiempo de perforación 33 días (tiempo total incluyendo movilización).*
 - *Precio promedio 400.000 dólares (USD) perforar pozos direccionales de 45 a 60 grados con sistema de grupos temáticos y de la configuración de la figura 54.*

Figura 54. Configuración de pozos direccionales en pozos actuales de Castilla.



Fuente: modificada por los autores, basados en Mercado y Velez²⁷ 2009

5.1.5 Consideraciones generales con respecto a la perforación y completamiento de pozos ML/MB: A continuación una lista detallada de consideraciones específicas²⁸.

- I. Planeación del perfil para la colocación y orientación de juntas.**
 - Longitud óptima y espaciamiento de los laterales.
 - Establecer la ventana en la sección tangente (mínimo 20m).

²⁷ MERCADO Orlando, VELEZ , FIPKE, Steven, "Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir". SEP 119458. 2009

²⁸ Lowson, Brent. "Multilateral Well Planning". Sperry-Sun Drilling Services. SPE 39245. 1997

- Mínimo un casing joint por ventana.
- Mínimo DSL para evitar sobre esforzar el área de la ventana cuando se corra el casing en el mainbore. (Se recomienda un máximo DLS 15°/30m).
- Inclinación en la junta (evitar ángulos críticos de 45-65 grados).
- La trayectoria lateral no debe requerir de la rotación del drill string hasta que el BHA esté a través de la ventana.
- DLS fuera del whipstock debería inclinarse para evitar problemas de re-entrada cuando se ejecute el liner lateral o PLT.
- Incluir pequeñas inclinaciones (al menos 5 grados) para permitir la orientación por parte de las herramientas de direccionamiento high-side de gravedad desde un pozo vertical.

II. Secuencia de Perforación.

- De arriba hacia abajo reducir el riesgo de perder el acceso a una sección previamente perforada, debido a fallas o problemas con las secciones laterales superiores.

III. Consideraciones del hueco.

El diámetro máximo del casing string es el más largo en las articulaciones de la ventana.

- Los problemas de ejecución del casing para asegurar las arenas de la ventana en profundidad requerida.
 - ✓ Tiempo sensible para swelling-shales.
 - ✓ Rellenar y/o sellar potenciales/excesivos (limpieza del hueco).
 - ✓ Filtración excesiva.
 - ✓ Torque y arrastre.
- Corrida de arrastre en el lateral.
 - ✓ Efectos de la temperatura en los componentes del sellado (presión interna de los sleeves, herramientas de recuperación hidráulica).

- ✓ Compatibilidad química del equipo y herramientas de fondo de pozo con todos los fluidos (lodo de perforación, cemento, pre-flushes, fluidos de completamientos y fluidos de formación.
- ✓ Buena práctica de perforación para la limpieza del agujero.
- ✓ Evitar colocar ventana en formaciones problemáticas profundas.

Control del Pozo.

- La secuencia de perforación puede ser dictada por las presiones de formaciones penetradas por el lateral.

Diseño de casing.

- Máximo diferencial de presión esperado (por ejemplo, durante la cementación o la colocación del liner-hanger) debería ser comparado por las tasas de presión de los sellos de los sleeves de la ventana de articulaciones internas.
- Los centralizadores en la ventana de articulaciones o el que está debajo puede interferir en las opciones de orientación de la perforación del lateral.

Opciones de orientación de la ventana-joint.

- La Aplicación Vertical Simple, del casing hasta la superficie la herramienta de dirección de wireline conectada a la herramienta de orientación.
- Aplicación Vertical, correr el liner en el drill-pipe y el Hung Off.
- Aplicación Horizontal, del casing hasta la superficie.
- Aplicación Horizontal, correr el Liner en el drill-pipe y el Hung Off.

Procedimiento de cementación.

- Del casing hasta la superficie, una ventana-joint.
- Del casing hasta la superficie, múltiples ventanas-joint.
- Correr Liner en el drill-pipe y el Hung Off, una ventana-joint.
- Correr Liner en el drill-pipe y el Hung Off, múltiples ventanas-joints.
- Aplicación Especial (El casing o la rotación del liner requerida con la ventana de orientación).

Selección de la broca.

- Bit (milled-tooth) requerido para para la perforación lateral inicial en el whipstock.

- De lo contrario la elección es libre.

Liner Lateral

- El Diámetro es el determinado por el sistema ML.
- La rotación del Liner puede ser necesaria (revisar el sistema de ejecución del Liner).
- Usar el procedimiento de perforación “Best Practice” para un óptima condición del hueco.
- Tener cuidado con la junta o las limitaciones del whipstock en accesorios del liner.

Plan de Contingencia.

- Aplicar el proceso QRA para identificar y enfocar la problemática de las consecuencias y la interdisciplinariedad.
- Usar el proceso HAZID para enfocar la preparación operacional y la interdependencia entre proveedores.
- Usar el proceso HAZOP para eliminar los problemas, reducir el riesgo y mejorar la seguridad y el rendimiento.
- Seguir el rendimiento durante las operaciones.
- Comparar con el plan.
- Retroalimentación para el continuo mejoramiento.

5.1.6 Selección de La junta: Las opciones de completamiento multilateral se están expandiendo rápidamente por el mejoramiento de la tecnología de “creación de junta”. Varios métodos diferentes de juntas de construcción ML/MB han sido desarrollados por la industria y son descritos no muy en detalle en la sección 1.7 del capítulo 1. Mientras cada método tiene varias ventajas y limitaciones, la meta final es producir los pozos laterales con la tasa de fluido deseada, niveles variados de control de pozo y capacidades de re-entrada. Y los equipos actuales dependiendo de la selección de la junta llegan a esa meta. Parámetros tan básicos como decir que los niveles del 1-4 son para formaciones consolidadas, se explican y deducen en el capítulo 1.

Tabla 11. Métodos kick-off y opciones de salida de casing

Métodos Kick-off	Opciones de salida de Casing.
<ul style="list-style-type: none">○ Todos los métodos implican orientación de BHA.○ Hueco abierto.○ Inyección de gas (Formation soft).○ Lado bajo/alto.○ Conexión de cemento (Agujero abierto.)○ Tiempo de perforación orientado.○ Salida de casing.○ Seccion Milling.○ Whipstock (permanente o retirable).	<ul style="list-style-type: none">○ Section milling.○ Windows milling.○ Ripios de ventana convencional.○ Whipstock cementado.○ Un tripping de cutting de ventana.○ Coil tubing widow cutting.○ Aplicaciones multilaterales.○ Pre-corte/ Ventana envuelta compuesta con uniones de casing.○ Uniones selladas prefabricadas.

Fuente: autores, basado en *GUIDE to Multilaterals, TALM.inc. Capítulo 4*

Caso base:

Ver Selección 5.1.8 de configuración de pozo, Completamiento, y control de producción

5.1.7 Ubicación del lateral: Esta fue revisada en el capítulo tres en la selección de profundidad, pero la ubicación precisa se deriva básicamente de la necesidad de producción y en la optimización del aceite acumulado en los productores horizontales. La exacta ubicación del pozo es particularmente importante en los pozos con crudos livianos, pozos con capas grandes de gas, acuíferos y yacimientos complejamente plegados y fallados porque estos yacimientos de entrada ya tienen límites identificados que obligatoriamente limitan cualquier diseño. Es común perforar pequeñas acumulaciones no comerciales con los

laterales de un ML, por tanto es importante optimizar el VPN para pequeños yacimientos.

Las herramientas especiales de geo-navegación y motores Steerable mud que se han desarrollado a la fecha nos ayudan con el reto de precisar la ubicación o comportamiento direccional, tipo de roca y propiedades de fluido en tiempo real y de esta forma actuar frente a los cambios geológicos en la perforación a tiempo. Además de las anteriores herramientas, sistemas rotarios orientables contribuyen a la capacidad de la BHA en la optimización del trazado de pozo. Lo malo son las limitaciones que existen cuando se emplea Windows milling, por la limitación de rotación de componentes BHA a través del whipstock o limitaciones por severidad alta de los Dog-leg generadas. Los diseños propuestos, empleados y patentados por algunas empresas dan la solución a estos problemas.

5.1.7.1 Planificación del perfil direccional: Este perfil se crea en la planificación de cada pozo, por lo cual antes de realizar la ventana se debe haber realizado un estudio de esfuerzos para así garantizar la inclinación óptima y el azimut para la perforación y completamiento final. En general, el perfil direccional permite la ubicación de la Windows-joint en un plano casi horizontal con una tolerancia de salida de 30°(izq o der.) en la parte alta, es decir al colocar a lo largo de la trayectoria deseada, las tolerancias reales de la Windows-joint se pueden acomodar y aun así se permite la perforación del objeto determinado. La severidad del dog-leg en la práctica se limita a 3-4°/100ft para permitir trazado de líneas de producción, herramientas de estimulación, registros de producción, etc.

En esta planificación direccional otro elemento crítico es el recubrimiento del mainbore con el casing y el punto de la Windows-joint.

5.1.7.2 Número de zonas a completar: En la planificación del perfil direccional se destinan de 150 a 250ft a las asambleas de pozos. Debido a que muchos pozos entran con ángulos superiores a los 75° a los depósitos destino, entonces la ubicación de múltiples puntos de entrada en el depósito se torna cada vez más crítica. Lo anterior además de las ya mencionadas debe ser muy considerado en la fase de planificaciones del número total de zonas a completar.

Caso base:

Ver 5.1.8 Selección de configuración de pozo, Completamiento, y control de producción

5.1.8 Integridad de las juntas: En las aplicaciones de ML/MB se les debe garantizar a las juntas estabilidad mecánica entre el pozo y la rama, para de esta forma satisfacer los requisitos de integridad de presión iniciales y para cuando se realicen en el futuro controles a laterales individualmente. Desde 1996 tres sistemas patentados permiten un verdadero sello hidráulico además de un buen control para la junta estos sistemas son: Lateral Entry Nipple System (LEN), Selective Re-Entry Tool (SRT), Lateral Seal and Control System, Mechanical tieback to the main casing string, Hydraulic seal of lateral from the main casing string.

Otras características a tener en cuenta en la integridad de las juntas es en el daño de formación (se dice que hay menos daño en una serie de laterales cortos en vez de un solo lateral largo), las características de la formación en las juntas con el diámetro lateral en el kick-off (es decir la geología en las juntas deben ser minuciosamente analizada), diferencial de presión en la junta, el Tie-back/sello de la junta, los riesgos con respecto a la integridad y el potencial de producción de arena por la unión.

Caso base:

Ver 5.1.8 Selección de configuración de pozo, completamiento, y control de producción.

5.1.9 Selección de configuración de pozo, completamiento, y control de producción: Recordando las configuraciones de pozos (tabla 1) del capítulo uno, vemos que el reto está en escoger la configuración de pozo más beneficiosa para un yacimiento, porque esta decisión está influenciada por muchas variables en perforación (curvatura, work-over vs. coiled tubing rig, convencional vs slimhole), completamiento (cased and perforado o liner ranurado vs. open hole) producción (el delta de presión impuesta en el interior del pozo horizontal afectará el

levantamiento artificial) y aspectos de ingeniería de yacimiento (el grado de comunicación de las áreas de drenaje, o los drenajes individuales)

En el control de producción aspectos como la gestión de pozo selectiva se basa en el completamiento usado y de esa forma prevenir: producción mezclada de varios ramales, la muerte de un ramal por la presión y la reentrada de fluidos de un ramal al otro.

En el diseño se debe incluir sistemas subterráneos de recogida, tubos individuales de producción ligados a la superficie. Por tanto se debe contratar una compañía de servicios que tenga la experiencia en multilaterales de la necesidad que se desee satisfacer, y del nivel de complejidad que se elija para el completamiento. Los 6 requisitos que pueden variar dependiendo de la necesidad del proyecto son:

- Integridad de la junta hacia el ramal y la capacidad de cementar el ramal.
- Accesibilidad para los equipos y herramientas en el hueco principal y los ramales
- Selectividad para la re-entrada y las formas de producción.
- Aislamiento de los laterales específicos y zonas específicas dentro de los laterales.
- Flexibilidad para trabajar en un número de aplicaciones
- Aumentar de forma significativa y económica la exposición del pozo dentro de la zona paga.

Después de considerar los anteriores objetivos importantes pero opcionales en los análisis costo/beneficio se deben considerar los siguientes obligatoriamente:

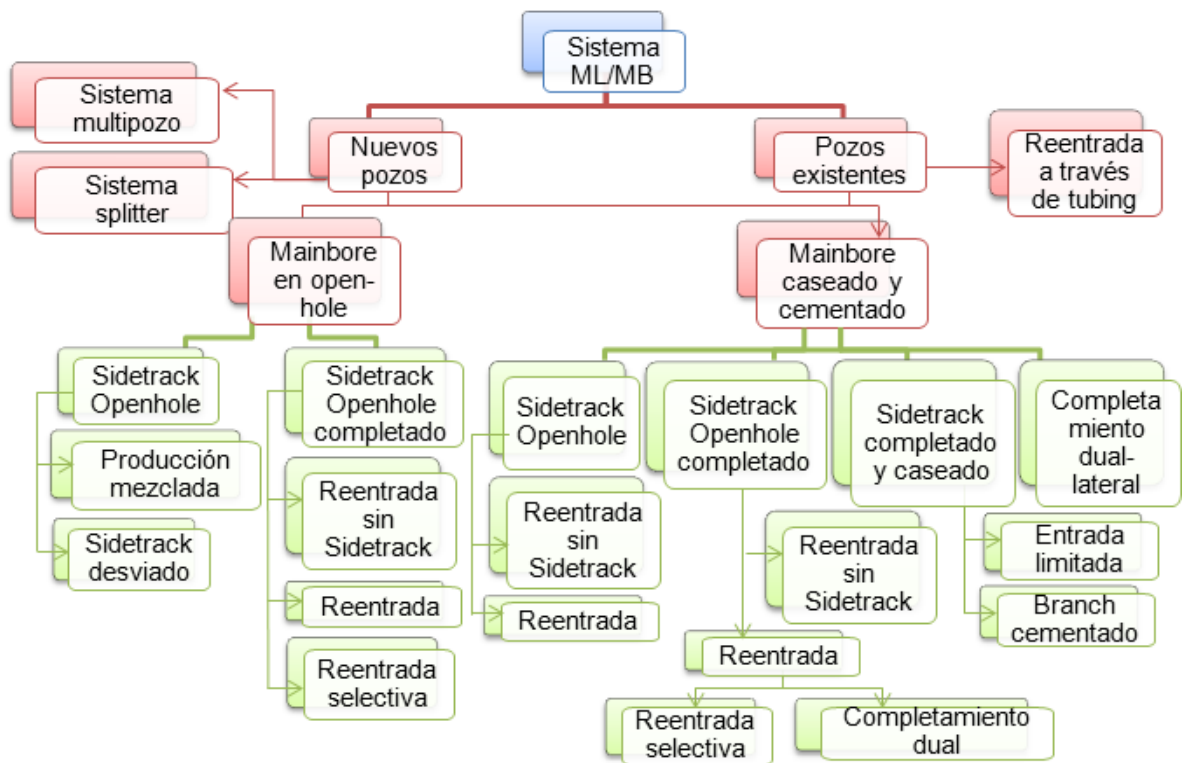
- La seguridad en la operación y para un abandono futuro
- Optimización en el rendimiento de pozo
- Minimización de líquidos no deseados
- Integridad y fiabilidad que garantice poca intervención a la producción futura.
- Minimización de costos iniciales de completamiento, costos de producción y costos de reparación.

5.1.9.1 Parámetros de producción en la selección de completamiento: Las limitaciones de producción influyen fuertemente la elección final, es por eso que los principales parámetros de producción afectan la selección de un sistema

particular, estos son: Interface deposito/pozo, el grado de producción cruzada o mezclada, los controles de producción y/o aislamiento, producción reingresada.

5.1.9.2 Diagrama de flujo guía para la selección del completamiento: Varias opciones después de considerar los parámetros de producción en la selección de completamiento siguen estando disponibles para una aplicación particular, por esto el diagrama de flujo siguiente se usa de forma general con respecto a las opciones de completamiento actuales.

Figura 55. Diagrama de flujo para la selección del completamiento.



Fuente: *GUIDE to Multilaterals*, TALM.inc. pág. 101, 2004.

5.1.9.3 Diseño del completamiento: Este diseño está limitado inicialmente por el número y la orientación de las ramas que serán completadas y perforadas estos factores incluyen: limitaciones geológicas, de productividad y de ubicación.

Caso base:

La elección de la configuración del pozo definió la selección de la junta, ubicación de los laterales y la integridad de las juntas. Este proceso de selección inicio con la consideración de varias configuraciones de pozos a continuación se muestran las que fueron tomadas en cuenta:

- a) **“Stacked dual lateral well”** (ver tabla 1. Capítulo 1): El diseño de este pozo tiene dos trayectorias paralelas en diferentes profundidades verticales y se utiliza para drenar diferentes yacimientos, o el mismo pero con suficientes barreras de espesor o permeabilidad para justificar legs adicionales. Para el campo Castilla ver tabla. 12 se observan los pros y contras de esta configuración.

Tabla 12. Ventajas y desventajas de Stacked dual lateral well

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Se pueden drenar simultáneamente los yacimientos K1 y K2 con estos laterales horizontales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Pobre continuidad lateral identificada en el yacimiento K1 en el área seleccionada para perforar los pozos. El alto riesgo de geo-navegación del pozo en K1 se considera una desventaja. ○ El propósito de la gestión del yacimiento requirió ejecutar un completamiento inteligente o dos strings concéntricas duales ESP para controlar selectivamente la producción de ambos yacimientos (K1 y K2). Y de esta forma NO es posible.

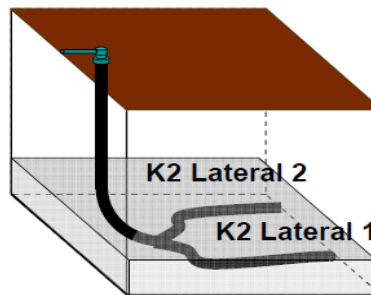
Fuente: autores, basados en Mercado y Velez²⁹

²⁹ MERCADO Orlando, VELEZ, FIPKE, Steven, “Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir”. SEP 119458. 2009

Aunque es posible seguir este diseño, La recomendación es mantener estas opciones para futuras optimizaciones, manteniendo el diseño de pozo más simple por ser el primer pozo multilateral en el campo.

b) **Pitchfork dual lateral well:** Este diseño tiene dos paralelos laterales en el mismo yacimiento para drenar las zonas adyacentes ver figura 56. Para el campo Castilla ver tabla. 13 se observan los pros y contras de esta configuración.

Figura 56. Pitchfork Dual Lateral Well



Fuente: Mercado y Velez. 2009

Tabla13. Ventajas y desventajas de Pitchfork Dual Lateral Well

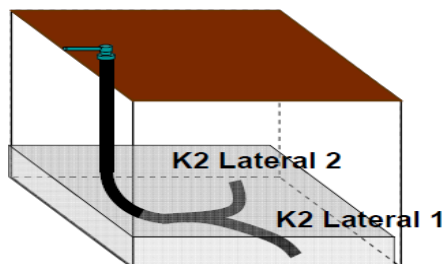
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> ○ Se puede drenar dos espacios arenales de la zona k2. Paralelos. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ La exposición del yacimiento K1 se reduce considerablemente durante la construcción en una evaluación hecha inicialmente sobre la trayectoria. ○ Espacio reducido entre la superficie propuesta y la OWC, por tanto se limitan la longitud de las secciones horizontales de ambos laterales.

Fuente: autores, basados en Mercado y Velez³⁰

³⁰ MERCADO Orlando, VELEZ , FIPKE, Steven, "Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir". SEP 119458. 2009

- c) **Gullwing multilateral well:** Este diseño tiene dos laterales opuestos a la misma profundidad para drenar una zona considerable del yacimiento ver figura 57. Para el campo Castilla ver tabla. 14 se observan los pros y contras de esta configuración.

Figura 57. Gullwing multilateral well



Fuente: Mercado y Velez. 2009

Tabla 14. Ventajas y desventajas de Gullwing multilateral well:

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> ○ Se puede drenar dos espacios arenales diferentes de la zona k1 y k2. De forma MAXIMA. ○ El tamaño del equipo de producción y el establecimiento de la profundidad logran establecer la estrategia de gestión de yacimientos. ○ Son viables torques seguros y valores de arrastre previstos para la perforación de secciones de 8 ½ pulgadas y 6 pulgadas agujero y la respectiva ejecución de liners de 7 pulgadas y 4 ½ pulgadas. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Desplazamiento de los laterales deben llegar a los puntos de entrada del yacimiento de K2 y proporcionar separación lateral.

Fuente: autores, basados en Mercado y Velez³¹

³¹MERCADO Orlando, VELEZ, FIPKE, Steven, "Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir". SEP 119458. 2009

La valoración de bajo riesgo fue determinada para operaciones multilaterales críticas, tales como las operaciones ejecutadas con liner de orientación de ventana de 7 pulgadas y 4 ½ pulgadas. Por tanto basándose en estos factores, se llegó a la conclusión de que el diseño de pozo tipo Gullwing proporciona la mejor opción para producir los hidrocarburos remanentes de Castilla.

5.1.10 Revisión de aislamiento selectivo (dependiendo el nivel escogido):

Este es logrado a través del diseño y la correcta ejecución de la instalación por la compañía de servicios, el flujo de forma selectiva se aplica ya sea con el equipo de perforación o sin este, usando equipos y procedimientos de intervención down-hole. Estas tecnologías emergentes non-intervención o real-time permiten control automático a distancia y control de fluidos sin intervención del pozo.

Los completamientos de aislamiento selectivo (control de flujo) se dividen en tres categorías de diseño: completamiento de flujo selectivo sin acceso lateral, nipples para acceso lateral y completamiento Multi-String para flujo no mezclado.

5.1.11 Completamiento del lateral: Este completamiento en primera instancia depende del nivel de complejidad que se seleccionó, además de las restricciones operativas como lo son el diámetro interno (impuesto por el tubing, SSD's, SRT's, perfiles de nipples. etc.) y la accesibilidad del lateral/branch, el primero tiende a tener muchas restricciones para los laterales más profundos de la red y para el caso de accesibilidad se consideran de la siguiente manera: simple (open hole), completamiento no accesible (la entrada en laterales solo es posible removiendo el equipo de completamiento del hueco principal), completamiento con entrada limitada, selectivo (re-entrada), dual (este comprende dos tubing strings independientes, que pueden llevar funciones distintas dentro del hueco principal y por ultimo sistemas de completamiento Splitter y multi-well (que puede reentras sin necesidad de un deflector/separador separado y tiene una capacidad de intervención independiente e integridad hidráulica.

5.1.12 Screening final:

1. Realizar otro análisis los datos de campo disponibles para garantizar que los objetivos puedan ser atendidos en términos de viabilidad técnica y de

riesgo aceptable. Y responder ¿es una configuración de pozo adecuada la escogida y es el momento de aplicarla?

2. Si el grado de riesgo e incertidumbre en el proceso de selección se consideran pequeños en relación con la capacidad de satisfacer los objetivos del proyecto, la decisión final es “SE PUEDE HACER”. Si los datos de todos los análisis no son muy confiables o hay mucha incertidumbre se deben hacer otros trabajos evaluativos antes de seguir.

5.1.13 Resultado del diseño en el caso base.

Caso base:

El diseño de pozo ML sustituyó nueve pozos direccionales en la zona de drenaje equivalente del yacimiento en k2 y k1 mejorada, al hacer las respectivas comparaciones (entre ML e inclinados) hubo resultados mejores a los esperados, en cuanto a tasas de declinación (3.25% para ML y 7.5% mensual para los inclinados), variación de BSW (70% de aumento en 6 meses para ML frente a 92% de BSW en 8 meses para inclinados), ahorro (se ahorró un total de 6.7 millones de dólares comparados con una perforación de 9 pozos direccionales). Los cortes de agua fueron muy similares (11.6% para ambos casos).

6. ANALISIS TECNICO, ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA POZOS MULTILATERALES.

Para desarrollar eficientemente un campo, cada yacimiento debe ser completado con un sistema que maximice la recuperación de hidrocarburos. Se pueden escoger diferentes alternativas en base a la viabilidad del sistema, ingresos vs costos, y el riesgo o la incertidumbre que este conlleva.

Con el fin de analizar y evaluar adecuadamente un proyecto, es imprescindible estudiar primero las características técnicas y posteriormente hacer un análisis económico y de riesgo. Antes de decidir qué tipo de completamiento se va a utilizar; se debe ser capaz de predecir el rendimiento de cada sistema, así, evaluar los indicadores económicos que determinan rentabilidad y riesgo asociado al éxito o al fracaso.

La metodología presentada en este estudio está diseñada para ayudar a los ingenieros en la toma de decisiones mediante el uso de ejemplos hipotéticos con ciertas características del yacimiento para evaluar si una aplicación multilateral es la alternativa más eficiente para ser elegido para un proyecto. Puesto que los datos de campo no están incluidos en este estudio, varios supuestos se hacen para ayudar a ilustrar la aplicabilidad de la herramienta.

Hay tres casos que se utilizan en el análisis basándose en la calidad del yacimiento, para ello es probable que se presenten los siguientes: "alto" (mejor escenario de permeabilidad), "medio" (escenario base de permeabilidad) y "bajo" (el peor escenario de permeabilidad). La metodología se describe a continuación.

6.1 METODOLOGÍA PARA REALIZAR UN ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y DE RIESGOS EN POZOS MULTILATERALES.

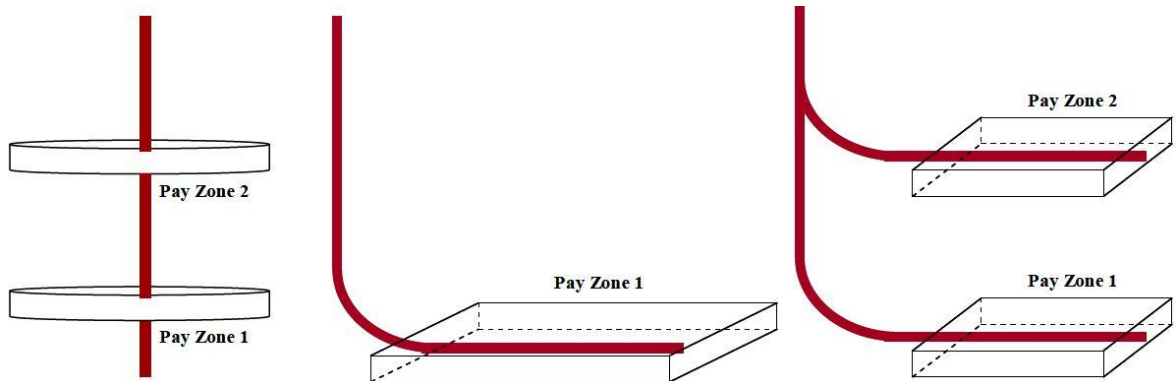
6.1.1 Paso 1: Análisis técnico³²: En el estudio técnico del proceso de toma de decisiones, se supone una condición de régimen de flujo que puede ser en estado transitorio, pseudo-estable y estable. La comprensión de estos regímenes de flujo es necesaria para establecer el comportamiento de nuestro fluido y definir los límites de nuestro yacimiento. Para el estado transitorio, la onda de presión no ha llegado al radio de drenaje ($p = f(r, t)$). Para el estado pseudo-estable, la onda de presión ha llegado al radio de drenaje y comienza a decaer la presión ($\bar{p} = p_s = f(r_e)$). Para el estado estable, la onda de presión está estabilizada en el área de drenaje y la p_e se mantiene constante por la acción del acuífero activo

Las áreas de drenaje pueden ser definidas por límites naturales, tales como fallas y pinchamientos, o fallas inducidas por algún pozo cercano que se encuentre en producción. Como resultado, la presión en el límite externo no es constante sino que disminuye a un ritmo constante con el tiempo. Esta caída de presión en el yacimiento se puede estimar basándose en la ecuación de balance de materiales.

Este estudio examina el desempeño de un pozo de un yacimiento con dos capas hipotéticas como se muestra en la figura 58, donde se incluyen terminaciones de pozos: vertical, horizontal y multilateral. Las tasas de producción se calculan en función del descenso de presión “drawdown”, debido a que la presión decae con la producción, que es la diferencia entre la presión promedio del yacimiento (\bar{P}) y la presión de fondo fluyendo hacia el pozo (P_{wf}). El descenso de presión del yacimiento se sitúa en torno al 5% anual como función de la permeabilidad de la formación.

³²ARCOS RUEDA, Dulce Maria. 2008. Technical, Economic and Risk Analysis of Multilateral Wells. Monterrey: Texas A&M University, 2008.

Figura 58. Pozo vertical, horizontal y multilateral completados



Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce Maria. 2008

6.1.1.1 Desempeño de un pozo vertical: Para un yacimiento de aceite sub-saturado el IPR es calculado usando la ecuación 27 derivada de la ley de Darcy.

$$q_o = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2B_o\bar{u} \left(\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s \right)}$$

27

Donde q_o es la tasa de flujo en bb/día, B_o es el factor volumétrico de formación en resbbl/STB, r_e es el radio de drenaje en ft, r_w es el radio del pozo en ft, s es un factor adimensional llamado daño y \bar{u} es la viscosidad en centipoices (cp).

La ley de Darcy para fluidos incompresibles puede ajustarse para modificar la ecuación original de flujo de Darcy con la ley de los gases reales, añadiendo el coeficiente de “no Darcy (D). La aproximación para un régimen de flujo en estado pseudo-estable considera en cambio un valor promedio de la viscosidad del gas \bar{u} , temperatura \bar{T} y compresibilidad del gas \bar{Z} entre la \bar{p} y p_{wf} como se puede observar en la ecuación 28

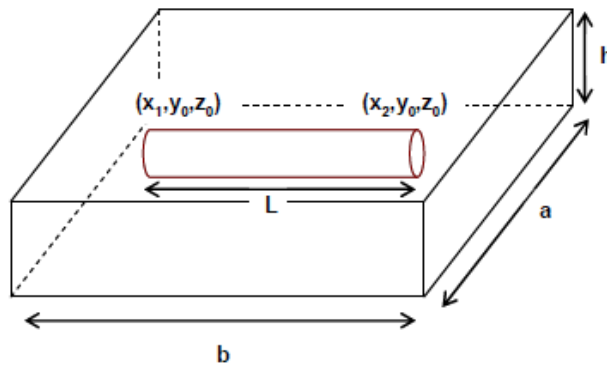
$$q_o = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1424\bar{u}\bar{Z}\bar{T} \left(\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s + Dq_g \right)}$$

28

Donde q_g es una tasa de flujo de gas en Mcf/día

6.1.1.2 Desempeño de pozos horizontales y multilaterales: Babu y Odeh desarrollaron uno de los modelos de flujo más populares para el desempeño de laterales horizontales (1988-1989). El modelo asume que se encuentra una parte de un pozo horizontal que tiene una longitud "L", drenando el área de una caja paralela a la dirección x, y con límites a*b*h (ancho*largo*profundo) (figura 59).

Figura 59. Modelo tipo caja asignado por Babu y Odeh.



Fuente: Lee John, 2003³³ pag. 224

Uno de los principios de este modelo es que el pozo se puede colocar en cualquier lugar del yacimiento sin embargo, debe ser paralela al eje "y" no demasiado cerca de cualquier frontera.

El enfoque Babu y Odeh se basa en un flujo radial en el plano "y-z", que considera un cambio en la forma de la geometría del hueco con un factor llamado, C_H , con un flujo paralelo al eje "x" y con un factor de daño parcial, s_R . Como resultado, la ecuación 29 muestra el modelo IPR de Babu y Odeh para un pozo con laterales horizontales.

³³LEE, John. "Pressure transient testing", Volume 9, Pennsylvania State University. Society of Petroleum Engineers, 2003..

$$q_o = \frac{b\sqrt{k_y k_z}(\bar{P} - p_{wf})}{141.2B_o\bar{u} \left[\ln \frac{\sqrt{A}}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R + s \right]}$$

29

Donde el factor de forma, C_H , se obtiene aplicando la ecuación 30

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left[\frac{1}{3} - \frac{y_o}{a} + \left(\frac{y_o}{a} \right)^2 \right] - \ln \left(\sin \frac{\pi z_o}{h} \right) - 0.5 \ln \left[\left(\frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right] - 1.088$$

30

Ya que el ejemplo presentado en este estudio corresponden exclusivamente a un yacimiento extenso donde ($b > a$) por lo tanto s_R , se calcula utilizando las ecuaciones. 31 a 35

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy}$$

31

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left[\ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_y}{k_z} - 1.05 \right]$$

32

$$P_y = \frac{6.28b^2 \sqrt{k_y k_z}}{ah k_x} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2} + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3 \right) \right]$$

33

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left(\frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{y_o}{a} + \frac{y_o^2}{a^2} \right)$$

34

Con

$$x_{mid} = \frac{x_1 + x_2}{2}$$

35

$$y_o = \frac{a}{2}$$

36

$$z_o = \frac{h}{2}$$

37

$$A = (a)(h)$$

38

También podemos realizar cálculos para estudiar el desempeño de un pozo de gas con laterales horizontales, usando las ecuaciones de Babu y Odeh modificadas por Kamkom y Zhu (2006). La ecuación 39 presenta este enfoque matemático adaptado por los autores antes mencionados.

$$q_g = \frac{b\sqrt{k_y k_z}(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)}{1424\bar{u}\bar{Z}\bar{T} \left[\ln \frac{\sqrt{A}}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R + s + Dq_g \right]}$$

39

Los caudales de petróleo y gas en superficie se calculan acoplando los dos modelos IPR de pozos “horizontal y vertical”. Para el flujo en una sola fase, se utiliza la ecuación de balance de energía mecánica para calcular la caída de presión hidrostática debida a la fricción en el pozo. Si el flujo pasara a estar en dos fases, se considera una correlación empírica para calcular el gradiente de presión para un lugar determinado en el pozo.

6.1.1.3 Análisis de curvas de declinación (ACD): Con el anterior procedimiento analítico se pretende predecir el caudal, (desde las ecuaciones 27 hasta la 39) se estimara la tasa de producción durante seis meses. Después de la primera tasa inicial de un pozo vertical, horizontal y multilateral (q_o o q_g), se supone una disminución de alrededor del 5% de la presión por año, luego esto ayudara a predecir los próximos seis meses de producción.

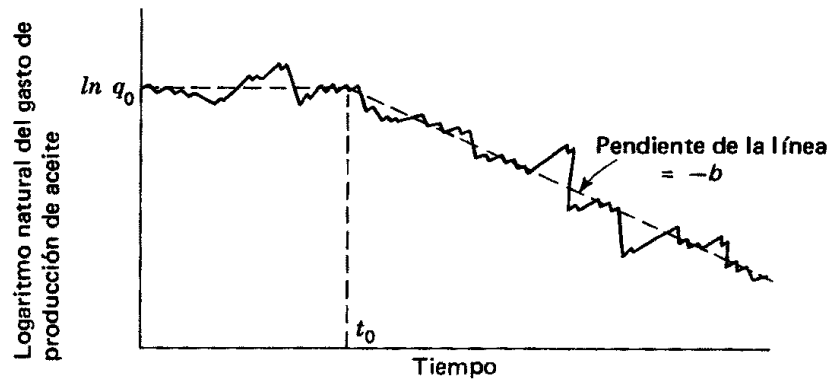
Las DCA encuentran una curva que se aproxima a la historia de la producción calculada a partir del modelo analítico antes mencionado, usando un análisis

"ajuste por mínimos cuadrados" y extrapolando la curva a futuro. Aunque, hay tres tipos de curvas: exponencial, hiperbólica y armónica. En este caso sólo se utiliza la curva de declinación exponencial, debido a que el campo Castilla mantiene la producción por un acuífero activo y muestra con datos de producción un comportamiento de declive exponencial en la producción de crudo. Evidentemente se le puede dar una forma regular (matemática) a la curva, siendo posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo. Si se grafican los datos de la producción del pozo contra la producción acumulativa de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en una línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar.

$$q_t = q_0 e^{-bt}$$

40

Figura 60. Grafica típica del logaritmo natural del gasto de aceite contra el tiempo.



Fuente: NIND T.E.W. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Editorial LIMUSA. 1987 Pag. 57

Por lo tanto:

$$\frac{q_1}{q_0} = \frac{q_2}{q_1} = \frac{q_3}{q_2} = \dots = \frac{q_n}{q_{n-1}} = e^{-b}$$

$$Q_o = \int_0^t q dt$$

41

La ecuación 40 permite encontrar la producción en cualquier momento, cuando se conoce la producción inicial q_0

6.1.2 Paso 2: Análisis económico: Existen diversos métodos o modelos para valorar las inversiones. El valor actual o presente neto (VAN), ecuación 42, tasa interna de retorno (TIR), ecuación 43, el índice de rentabilidad (PI), Ecuación 44, y el periodo de recuperación son los principales indicadores que se utilizarán.

$$VAN = \left\{ \sum_{t=1}^n (F_v)_f \left[\frac{1}{(1 - i_e)^t} \right] \right\} - I_0$$

42

$$IRR = NPV = \left\{ \sum_{t=1}^n (F_v)_{(t)} \left[\frac{1}{(1 + i_e)^t} \right] \right\} - I_0 = 0$$

43

$$PI = \frac{NPV}{CAPEX}$$

44

Donde n es la vida del pozo (meses), F_v es la suma futura recibida en el tiempo t (\$), i_e , es la tasa de descuento (%) e I_0 es la inversión inicial del proyecto.

El valor presente neto representa el superávit de caja obtenido restando el valor presente de los flujos de caja periódicos del valor presente de los flujos de caja periódicos. Este se calcula utilizando la tasa de descuento o tasa de retorno mínima aceptable. La tasa interna de retorno se refiere a la tasa de descuento en la que el valor presente de los flujos de efectivo es igual al valor presente de las salidas de efectivo. También se puede definir como el recibido de una inversión que consiste en los pagos y los ingresos que se producen en períodos regulares. El índice de rentabilidad es una relación a-dimensional que cuantifica la cantidad, valor actual de las prestaciones, se crea por cada dólar de inversión. El muestra la rentabilidad relativa de una inversión. El periodo de recuperación o punto de equilibrio es el número esperado de años o meses necesarios para recuperar la inversión original. Él se calcula al acumular un flujo de caja neto negativo de cada año hasta que se vuelva positiva.

El caudal máximo de caja negativo es la cantidad de CAPEX pagados por la empresa, donde se estima el porcentaje de interés de trabajo.

Las propuestas se consideran excluyentes entre sí, bajo un sistema fiscal de concesión del petróleo. El sistema de concesiones permite la propiedad privada de los recursos minerales, mientras que se realice un pago de regalías e impuestos al gobierno local, de este modo logrando la asignación y el derecho a explorar y desarrollar ciertas áreas.

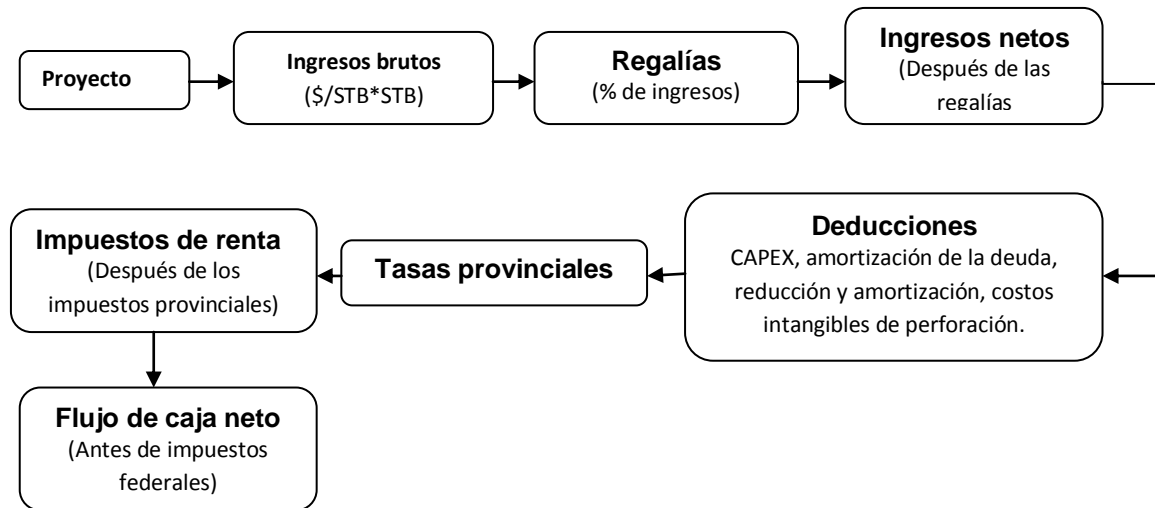
6.1.2.1 Principales componentes de un análisis económico: Los criterios económicos se obtienen mediante el cálculo de los diferentes modelos de valoración de inversiones a tasas de interés diferentes que van desde 0% a 25%. Los componentes principales del análisis económico son la propiedad, comodidad en precios, "CAPEX", y "OPEX". Algunas de las consideraciones incluidas en cada componente se presentan a continuación:

- **Propiedad:** El interés de Trabajo antes y después del pago, regalías, aumento al presupuesto, ingresos por intereses netos antes de ganancias y después de pago. Los ingresos por intereses netos se asocian con interés de trabajo y depende en gran medida del interés fuera de la explotación (regalías, por ejemplo).
- **Precios cómodos:** Precios iniciales del petróleo y gas, recolección, transporte, honorarios, y el ajuste de sobretasa a los combustibles.
- **CAPEX** (gastos de capital): los costos de pre-perforación, los costos de perforación y completamiento, la recolección y los costos de equipos en superficie, costos de las instalaciones y los costos de abandono.
- **OPEX:** Son los costos fijos o de arrendamiento, costos variables, costos de disposición de aguas, e impuestos de producción.

6.1.2.2 Procedimiento para un análisis económico: El Flujo de caja financiero es estimado mediante la evaluación de los ingresos brutos procedentes de la producción de un determinado tipo de pozo. Los egresos se asimilan de las regalías a pagar, los gastos operativos, depreciación, agotamiento, amortización, costo intangible de perforación e impuestos (figura 61).

Para este estudio, los impuestos nacionales sobre la renta y otras deducciones de CAPEX y OPEX se verán disminuidos ya que la finalidad de esta metodología es meramente ilustrativa y no un análisis económico exhaustivo.

Figura 61. Diagrama de flujo de caja para un sistema concesionario



Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

6.1.3 Paso 3: Análisis de riesgos: Después de que el análisis económico ha terminado, aún queda realizar un análisis de riesgos para completar la evaluación de un proyecto. Por lo tanto se utiliza un árbol de decisión para analizar el riesgo involucrado en un proyecto, que es una herramienta importante en el proceso de toma de decisiones ya que involucra una representación gráfica de un conjunto de cursos alternativos de acción que proporciona un conjunto de estados de resultados diferentes (Mian, 2002b)³⁴. Las nuevas tecnologías como los sistemas multilaterales probablemente traerán un mayor retorno de la inversión, pero el riesgo heredado es generalmente también más alto.

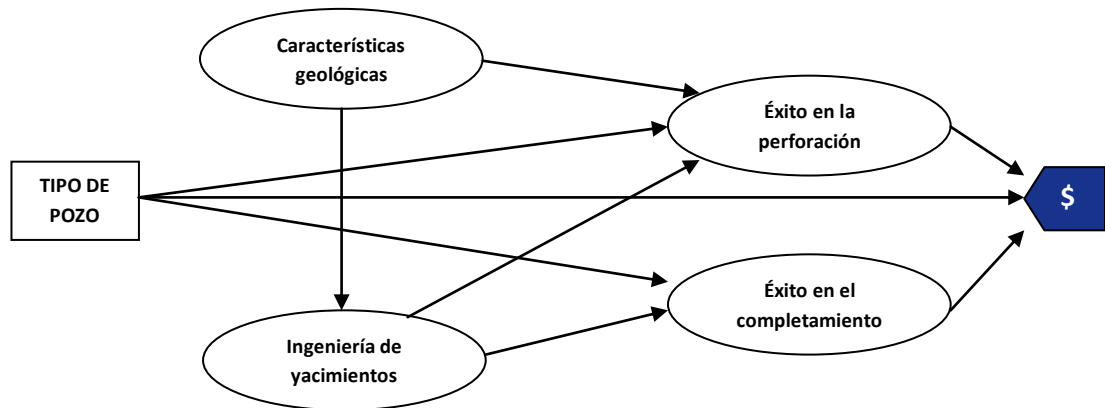
Antes de construir el árbol de decisión, un diagrama de influencia (Clemen y Reilly, 2001)³⁵, representa gráficamente las situaciones que afectan a un evento o

³⁴Mian, M. A. ed. 2002b. Project Economics and Decision Analysis. Volume II: Probabilistic Models, 197. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.

³⁵Clemen, R. and Reilly T. ed. 2001. Making Hard Decisions, 52. Pacific Grove, California: Duxbury Products.

resultado, se ha desarrollado para visualizar todos los factores que influyen en el tipo de sistema de pozos que deban aplicarse. Un diagrama de influencia puede abarcar un número de diferentes aspectos que pueden influir en la perforación de un determinado tipo de pozo, sin embargo hemos aislado sólo cuatro de los que creíamos que juegan un papel importante en el proceso de decisión. La (figura 62) establece los cuatro aspectos: características geológicas, ingeniería de yacimientos, el éxito en la perforación y completamiento del pozo (Brister, 2000)³⁶, la influencia que ejercen uno sobre otros y el valor monetario esperado (\$).

Figura 62. Diagrama de influencia para realizar un árbol determinístico de decisión.



Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Un árbol de decisiones se crea para ayudar en la evaluación del riesgo involucrado en cada aspecto como ya se ha determinado en el diagrama de influencia. Se aprobaron las siguientes convenciones en la estructuración del árbol de decisión:

- **Nodo de decisión** (■): Estos nodos aparecen cuando las decisiones tienen que ser hechas. La alternativa más óptima entre los cursos de acción debe

³⁶ Brister R. 2000. Screening Variables for Multilateral Technologies. Paper SPE 64698 presented at the International Oil and Gas Conference Exhibition, Beijing, China, Noviembre 7-10.

ser seleccionada. La opción con mayor valor monetario esperado es elegida.

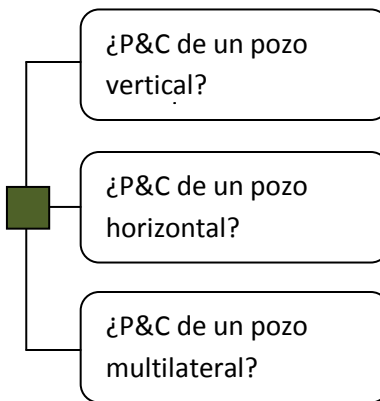
- **Nodo de posibilidad** (●): Representa los puntos en un nodo en donde existen diferentes resultados posibles. El tomador de decisiones no tiene control sobre estas acciones y la única posibilidad o la naturaleza determinan un resultado.
- **(%) de Probabilidad o azar**: Se refiere a la probabilidad de posibles resultados. La experiencia previa y conocimientos se utilizan para evaluar objetivamente la posibilidad de que cada resultado se produzca.
- **Final, terminal o nodo de pago** (◀): Es el resultado financiero determinista de una decisión. Se basa en algún tipo de indicador económico, aunque por lo general el VAN utiliza una cierta tasa de descuentos. Este tipo de nodo conecta un estimador económico, basado en la evaluación técnica para análisis de riesgos. Utilizando la probabilidad, p_i , para un evento i en un nodo al azar, C_1 , el valor monetario esperado, **EMV**, se calcula utilizando la ecuación 45.

$$EMV\{C_1\} = \sum_{i=1}^n p_i(NPV_i)$$

45

La decisión más crítica que podemos tomar se encuentra "más a la izquierda" del árbol de decisión. En este punto, la selección viene sólo después de considerar el valor monetario esperado de los diferentes resultados (VAN en esta metodología utiliza una tasa de descuento del 10%), y así llegamos a las probabilidades de éxito o fracaso de cada del pozo. La elección se realiza ya sea para perforar y completar (D&C) un pozo vertical, horizontal o multilateral (figura 63).

Figura 63. Alternativas del árbol de decisión para perforar y completar un pozo



Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

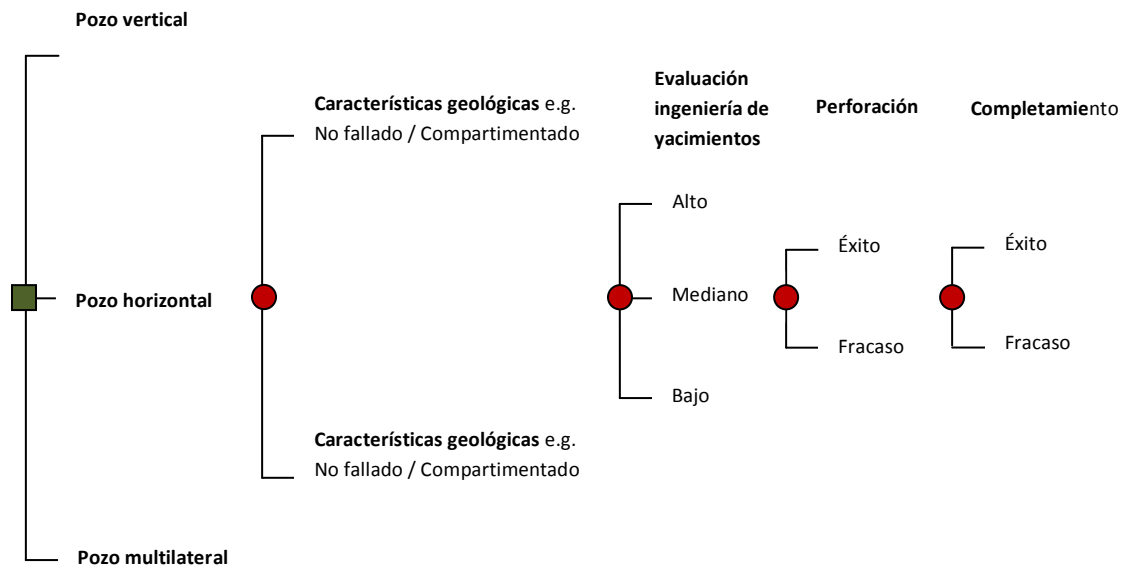
Hay que tener en cuenta que realizar cambios puede ser perjudicial para la selección de la mejor opción, es necesario un análisis objetivo y cuidadoso de los tomadores de decisiones. Antes de evaluar las probabilidades de un árbol de decisiones, los ingenieros deben adquirir todos los datos pertinentes y las lecciones aprendidas de experiencias anteriores.

El árbol de decisión utilizado en esta metodología parte de las condiciones geológicas (por ejemplo, fallas/secciones), seguida de la ingeniería de yacimientos con la evaluación o calificación del yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad alta, media o baja), y luego la relación éxito/fracaso de la perforación y terminación el pozo (figura 63). Cada rama de este árbol de decisión tiene una probabilidad específica en función de las condiciones predeterminadas y del tipo de pozo en orden con el fin de estimar el valor monetario esperado del VAN a la tasa de descuento del 10%.

El segundo nodo mostrado en la (figura 64) corresponde a la probabilidad de las características geológicas que se encuentran en el yacimiento. Independientemente del tipo de pozo en estudio, las posibilidades para hacer frente a un yacimiento con este tipo de heterogeneidades es independiente y simplemente asignados de acuerdo a la experiencia previa o conocimiento del campo.

En el tercer nodo se tienen en cuenta los efectos de las características geológicas, cuando se definen las características de ingeniería de yacimientos (figura 64). Pueda ser que El segundo nodo influya positiva y/o negativamente en el tercer nodo. Se ha determinado que el éxito de la perforación no se ve afectado sólo por el tipo de pozo, sino también por las características geológicas y la calidad del yacimiento que esté presente. Mientras tanto, el éxito de completamiento del mismo modo dependerá exclusivamente del tipo de sistema de pozos.

Figura 64. Estructura del árbol de decisión.



Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

6.1.3.1 Análisis del árbol de decisión para un pozo vertical: Desde el punto de vista de la heterogeneidad, el IPR de un pozo vertical no es directamente afectado por el cambio significativo en la anisotropía (k_v/k_h) porque solo k_h produce impacto en la producción. Por consiguiente, la relación fallas/secciones son determinadas mediante los sistemas de pozo vertical y se estiman que se encuentren lejos del radio de drenaje, el cual intenta drenar el espesor que paga dentro de los límites debido a las condiciones geológicas que se presenten. Sin embargo, la probabilidad de encontrar una calidad de yacimiento "alta", "media" o "baja" puede depender de las fallas o secciones.

Para diversas ramas en el árbol de decisión ubicándose en “pozo vertical” (figura 64) los siguientes son los principales factores que afectan a cada nodo de decisión:

Características geológicas:

- Alcance lateral del yacimiento
- Litología de la formación objetivo

Características de la ingeniería de yacimientos

- Espesor de la formación
- k_h
- La porosidad
- Presión de yacimiento y tasa de declinación
- Propiedades de los fluidos

Características de la Perforación:

- Capacidad tubular
- Estabilidad del pozo

Características del completamiento:

- Control de la producción de arena
- Estimulación
- Capacidad para aplicar un mecanismo de elevación

6.1.3.2 Análisis del árbol de decisión para un pozo horizontal: El IPR en pozos horizontales es altamente afectado por el grado de heterogeneidad en una formación. Considerablemente la relación de anisotropía afecta al rendimiento de un pozo horizontal a pesar de las fallas o los compartimentos existentes en el yacimiento. Los pozos horizontales tienen la capacidad de drenar largas extensiones de un yacimiento, independientemente de la complejidad vista en fallamientos, plegamientos, compartimentación, donde posteriormente la técnica de perforación utilizada supera estas anomalías. Sin embargo, como en pozos verticales, la probabilidad de encontrar una calidad de yacimiento "alta", "mediana" o "baja" puede depender de las características geológicas.

Para diferentes ramas en el árbol de decisión de un pozo horizontal (figura 64) los siguientes son los principales factores que afectan cada nodo de decisión:

Características geológicas:

- Complejidad estructural de fallamiento y plegamiento
- Compartimentación
- Red Natural de fracturas
- Extensión lateral del yacimiento
- Litología de la formación objetivo

Embalse de las características de ingeniería:

- Espesor de la formación
- kh y kv
- Porosidad
- Presión de yacimiento y tasa de declinación
- Propiedades de los fluidos
- Área de contacto

Características de la perforación:

- Viabilidad re-entry.
- Capacidad tubular.
- Estabilidad del pozo, especialmente en los laterales horizontales.
- “Kick off” y construcción de la sección.

Características del completamiento:

- Control de la producción de arena
- Estimulación
- Capacidad para aplicar el mecanismo de elevación
- Aislamiento zonal

6.1.3.3 Árbol de decisión para un pozo multilateral: Tanto en un lateral del pozo horizontal, como en los laterales de un pozo multilateral se discute la aplicabilidad de un pozo, basado en la heterogeneidad del yacimiento por la presencia de fallas, la compartimentación, y la relación de anisotropía.

Después de evaluar las condiciones anteriormente mencionadas y determinar si la perspectiva es excepcional o con pocas expectativas para aplicar a un proyecto multilateral, las características geológicas son analizadas a fin de comprender mejor el potencial del yacimiento y las probabilidades de los mismos.

Para diversas ramas del árbol de decisión y con énfasis en un pozo multilateral (figura 64), los siguientes son los principales factores que afectan a cada nodo de decisión:

Características geológicas:

- Complejidad estructural de fallamiento y plegamiento
- Compartimentación
- Red Natural de fracturas
- Alcance lateral del yacimiento
- Litología de la formación objetivo
- Formación multi-capas

Características de la ingeniería de yacimientos:

- Espesor de la formación
- k_h y k_v
- Porosidad
- Presión de yacimiento y tasa de declinación
- Propiedades de los fluidos
- Área de contacto

Características de la Perforación:

- Estabilidad de la junta
- Disposición de residuos
- Viabilidad de Re-entrada
- Aislamiento de Laterales
- Estabilidad del pozo, especialmente en los laterales
- Capacidad tubular

Características del completamiento:

- Integridad Mecánica
- Control de la producción de arena
- Estimulación
- Capacidad para aplicar un mecanismo de elevación
- Aislamiento zonal y lateral

6.1.4 Paso 4: Análisis de sensibilidad: Un breve análisis de sensibilidad puede ser útil cuando se es muy importante identificar los factores más importantes que afectan el resultado de una selección de proyectos.

Esta técnica se utiliza para determinar diferentes valores de una variable independiente, como por ejemplo: la calidad del yacimiento, las condiciones geológicas, etc. que pueden afectar una variable dependiente, como el valor monetario esperado del VAN a la tasa de descuento del 10%.

6.2 ANALISIS TECNICO, ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA UN PROSPECTO DE POZO EN EL CAMPO CASTILLA.

La aplicabilidad de la tecnología multilateral varía, porque las condiciones de un yacimiento son siempre únicas y cada reservorio se caracteriza de manera diferente. Como resultado, los pozos verticales u horizontales pueden ser considerados como las mejores opciones cuando aplicar una tecnología multilateral no puede dar una mejor producción con el mínimo coste en un proyecto de desarrollo.

A continuación se dan un ejemplo en donde se debe tomar la decisión en cuanto a la perforación de un pozo vertical, horizontal o multilateral en el campo castilla. El siguiente ejemplo hipotético afronta un análisis técnico, económico, de riesgos y de sensibilidad; se aborda el impacto de las características geológicas y la tasa de éxito en perforación y completamiento bajo la sección de análisis de riesgos.

El ejemplo consta de un pozo del campo castilla (no se toma en base a algún pozo actualmente en operación), de las siguientes características.

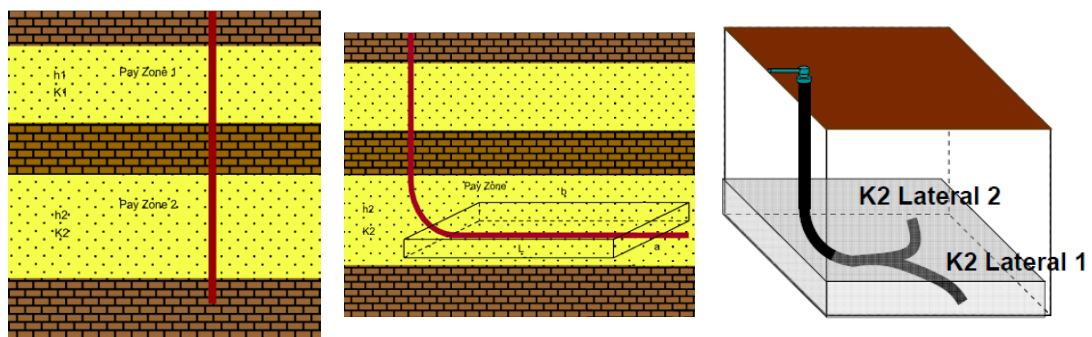
Tabla 15 Propiedades del campo Castilla.

	Unidad K1	Unidad K2
Profundidad	6300 ft tvd	6600 ft tvd
Espesor neto de las arenas	70 ft	350 ft
k promedio	95 md	1400 md
Φ promedio	18%	20%
Presión inicial	2800 psi	
Presión promedio	2690 psi	
Presión de burbuja	143	
$^{\circ}$ API	13.7	
Viscosidad a P_y	41.2 cp	
Temperatura	198 $^{\circ}$ F	
G.O.R.	40-300 scf/STB	
B_o	1.061Res bbl/STB	
Gravedad especifica del gas	0.986	
Gravedad especifica del petróleo	0.97	
Tipo	Asfaltenico	

La (figura 66) muestra el análisis de cada una de las configuraciones de pozo analizadas en el ejemplo. Al asumir un pozo con dos zonas de pago, se puede perforar y completar mediante configuraciones vertical, horizontal o multilateral. Hipotéticamente, la estructura vertical produce a partir de las dos zonas, con 1.489 m de radio de drenaje. La estructura del pozo horizontal es un sistema de producción en donde solo se toma la formación K2, que tiene una longitud lateral de 3000 pies. La estructura multilateral difiere de la horizontal por el número de laterales perforados. Esta configuración está diseñada para drenar las zonas K1 y K2 con una longitud lateral de 2500 metros cada una a fin de reducir gastos de capital y aumentar al máximo la producción.

Figura 66. Planeación de pozos para el ejemplo

- a. Configuración de un pozo vertical. b. Configuración de un pozo horizontal. c. Configuración de un pozo multilateral



Fuente: Tomado y modificado de *ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008*

6.2.1 Paso 1: Análisis Técnico: Ya que la incertidumbre en parámetros geológicos y de ingeniería de yacimiento puede resultar en información inexacta, se utilizan tres diferentes escenarios para estimar las tasas de producción en función de tres valores de permeabilidad: con escenarios "mejor, base y peor". Cuando se asume que el yacimiento se caracteriza por una formación de alta permeabilidad para el "mejor de los casos", los valores de permeabilidad (k_v y k_h) utilizan un 150% del "escenario base", y un 50% para el "peor de los casos".

Los datos de entrada para el ejemplo se presentan en la (Tabla 16), que muestra toda la información del yacimiento asumiendo valores de permeabilidad "alta",

"mediana" y "baja" de las configuraciones y verticales, horizontales y multilaterales necesarias para predecir la producción en cada escenario.

La presión de fondo fluyendo se calcula para la zona 1 con base en la presión de fondo fluyente de la zona 2, se obtiene de datos del pozo CASTILLA 3 que tiene un valor de 1853 psi. La p_{wf} calculada para la unidad K1 utiliza una caída de presión hidrostática de 0,433 psi / ft, tomada de la unidad K2.

En la configuración de un pozo multilateral, (p_{wf}^*) se determina utilizando ecuaciones de balance de energía mecánica para calcular la caída de la presión hidrostática y la caída de presión por fricción en el pozo. Para el caso de Castilla utilizamos una (p_{wf}^*) de los pozo multilaterales (CASTILLA 32 ML & CASTILLA 33 ML)

Tabla 16. Propiedades del yacimiento.

Parámetro	Escenario		Escenario		Escenario	
	K1	K2	K1	K2	K1	K2
k_h (md):	47.5	700	95	1400	142.5	2100
k_v (md):	3.325	49	6.65	98	9.975	147
h (ft):	70	350	70	350	70	350
B_o (resbbl/STB):	1.061	1.061	1.061	1.061	1.061	1.061
μ (cp):	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2
r_e (ft):	1489	1489	1489	1489	1489	1489
r_w (ft):	0.458	0.458	0.458	0.458	0.458	0.458
s:	5	8	5	8	5	8
s^* :	10	16	10	16	10	16
\bar{p} (psi):	2718	2718	2718	2718	2718	2718
p_{wf} (psi):	1723	1853	1723	1853	1567	1853
p_{wf}^* (psi):	1791	1853	1791	1853	1791	1853
T(°F):	190	190	190	190	190	190
a^* (ft):	1000	1000	1000	1000	1000	1000
b^* (ft):	3500	3500	3500	3500	3500	3500
$L_{horizontal}$ (ft):	N/A	3000	N/A	3000	N/A	3000
$L_{multilateral}$ (ft):	2780	2780	2780	2780	2780	2780
TVD (ft):	6300	6600	6300	6600	6300	6600

* Solo aplica para pozos horizontales y multilaterales

Fuente: Artículo SPE/IADC 119458 Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir. Mercado, et. Ed. 2009

Para un pozo vertical, la presión de fondo fluyente en la primera zona es de 1723 psi (2000 psi – (300/0.433) psi). Se considera sólo la caída de presión hidrostática (gradiente de presión de agua) entre la “Unidad K1 y unidad K2”.

En primer lugar, se estima en cada sistema una producción inicial y para los primeros seis meses suponiendo una tasa de declinación de la presión cercana al 1% anual. Usando la ecuación 27, a continuación tenemos los cálculos de la producción inicial asumiendo un “caso base”

$$q_{o \text{ vert-Unidad K1}} = \frac{(95)(70)(2718 - 1723)}{141.2(1.061)(41.2) \left(\ln \frac{0.472(1489)}{0.458} + 5 \right)} = 87 \left[\frac{\text{STB}}{\text{dia}} \right]$$

46

$$q_{o \text{ vert-Unidad K2}} = \frac{(1400)(350)(2718 - 1853)}{141.2(1.061)(41.2) \left(\ln \frac{0.472(1489)}{0.458} + 8 \right)} = 4478 \left[\frac{\text{STB}}{\text{dia}} \right]$$

47

Como resultado, la producción total de crudo para un sistema de pozo vertical es:

$$q_{o \text{ vertical}} = q_{o \text{ vert-unidad K1}} + q_{o \text{ vert-unidad K2}}$$

48

$$= 87 + 4478 = 4565 \text{ [STB/dia]}$$

Para el "escenario caso base" de los pozos horizontal y multilateral, la producción inicial de crudo se obtiene mediante las ecuaciones 29 a 38.

La tasa de flujo de aceite en un sistema de pozo horizontal se presenta a continuación:

$$y_o = \frac{1000}{2} = 500$$

49

$$z_o = \frac{350}{2} = 175$$

50

$$\begin{aligned} \ln C_H &= 6.28 \frac{1000}{350} \sqrt{\frac{98}{1400}} \left[\frac{1}{3} - \frac{500}{1000} + \frac{500^2}{1000^2} \right] - \ln \left(\text{sen} \frac{\pi(175)}{350} \right) \\ &\quad - 0.5 \ln \left[\left(\frac{1000}{350} \right) \sqrt{\frac{98}{1400}} \right] - 1.088 = 0.0409 \end{aligned}$$

51

Dónde:

$$P_{xyz} = \left(\frac{3500}{3000} - 1 \right) \left[\ln \frac{350}{0.458} + 0.25 \ln \frac{1400}{98} - 1.05 \right] = 1.04$$

52

$$x_{mid} = \frac{250 + 3250}{2} = 1750$$

53

$$P_y = \frac{6.28(3500)^2 \sqrt{(1400)(98)}}{(1000)(350) \cdot 1400} \left[\frac{1}{3} - \frac{1750}{3500} + \frac{1750^2}{3500^2} + \frac{3000}{24(3500)} \left(\frac{3000}{3500} - 3 \right) \right] = 0.396$$

54

$$P_{xy} = \left(\frac{3500}{3000} - 1 \right) \left(\frac{6.28(1000)}{350} \sqrt{\frac{98}{1400}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{500}{1000} + \frac{500^2}{1000^2} \right) = 0.0659$$

55

$$s_R = 1.04 + 0.396 + 0.0659 = 1.504$$

56

Entonces:

$$q_{o\text{-horizontal}} = \frac{3500\sqrt{(1400)(98)}(2718 - 1853)}{141.2(1.061)(60) \left[\ln \frac{\sqrt{(1000)(350)}}{0.458} - (0.041) - 0.75 + 1.504 + 16 \right]}$$

$$= 7583[\text{STB}/\text{dia}]$$

57

En un (escenario caso base) para un pozo multilateral, la producción de petróleo inicial para los dos laterales de la unidad K2 se obtiene como sigue:

$$P_{xyz} = \left(\frac{3500}{2780} - 1 \right) \left[\ln \frac{350}{0.458} + 0.25 \ln \frac{1400}{98} - 1.05 \right] = 1.62$$

58

Usando y_o calculado con la ecuación 49 y determinando x_{mid} aplicando la ecuación 42 tenemos:

$$x_{mid} = \frac{500 + 3000}{2} = 1750$$

59

$$P_y = \frac{6.28(3500)^2 \sqrt{(1400)(98)}}{(1000)(350) \cdot 1400} \left[\frac{1}{3} - \frac{1750}{3500} + \frac{1750^2}{3500^2} + \frac{2780}{24(3500)} \left(\frac{2780}{3500} - 3 \right) \right] = 0.601$$

60

$$P_{xy} = \left(\frac{3500}{2780} - 1 \right) \left(\frac{6.28(1000)}{350} \sqrt{\frac{98}{1400}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{500}{1000} + \frac{500^2}{1000^2} \right) = 0.102$$

61

$$s_R = 1.62 + 0.601 + 0.102 = 2.32$$

62

q_o Para el lateral en la unidad K2 es estimado usando de la misma forma como se calcula con la ecuación 41

$$q_{o \text{ lateral } 1} = \frac{3500\sqrt{(1400)(98)}(2718 - 1853)}{141.2(1.061)41.2 \left[\ln \frac{\sqrt{(1000)(350)}}{0.458} + (0.0409) - 0.75 + 2.32 + 16 \right]}$$

$$= 7332[\text{STB}/\text{dia}]$$

63

Si asumimos que no hay caída de presión en cada lateral, entonces el “drawdown” de los dos laterales serán 865 psi (2718 psi –1853 psi).

Ya que el lateral dos está de igual forma ubicado en sentido opuesto al lateral 1 y comparten la misma formación (unidad K2), la producción inicial del lateral 2 tendrá que ser igual a la del lateral 1:

$$q_{o \text{ Lateral } 1} = q_{o \text{ Lateral } 2} = 7.332 [\text{STB}/\text{dia}]$$

64

En consecuencia, la producción total de petróleo para el sistema multilateral es:

$$q_{\text{multilateral}} = q_{o \text{ lateral } 1} + q_{o \text{ lateral } 2} = 7332 + 7332 = 14664[\text{STB}/\text{dia}]$$

65

Dado que el único propósito del ejemplo presentado en este estudio es llevar a un proceso de decisión, sólo se representa el cálculo inicial de la producción de petróleo. Por otra parte, la producción de agua se explica después del primer año de producción, a partir de 5% de la producción total de petróleo, y el aumento del 5% anual, suponiendo que la vida del pozo vertical es de 25 años y 15 años para los pozos horizontales y multilaterales.

Si bien, la estimación inicial de producción de petróleo se detalla en las ecuaciones anteriores, la tabla 17 muestra un adicional de seis años de producción (q_o), calculado utilizando estos modelos de análisis y una disminución de la presión del yacimiento de alrededor de 2% por año. Como resultado, el pozo multilateral da los más altos rendimientos de producción.

Después de que la producción inicial se calcula, para los próximos seis años las tasas de producción, utilizando el procedimiento descrito anteriormente para llevar a cabo el análisis con las curvas de declinación y predecir la producción para las diferentes configuraciones de pozo. A lo largo del análisis mediante "ajuste por mínimos cuadrados" y las ecuaciones. 40 y 41, hemos obtenido “b” con el fin de

estimar la producción diaria y producción acumulada anual (tabla 18). Las figuras 67, 68, 69, representan datos hipotéticos adecuados contra los resultados obtenidos utilizando declinación exponencial con “*b*” extrapolados que aparecen en la tabla 17. Para propósito del ejercicio, se asume una tasa mínima de declinación sin tener en cuenta cualquier cambio vinculado al yacimiento o al mismo pozo, por lo tanto, las curvas de declinación son líneas rectas en las figuras 67, 68, 69.

En la práctica de campo, se provee una declinación gradual basada en la historia de producción y en la caracterización del yacimiento.

Tabla 17. Resultados del modelo analítico bajo “escenario caso base”

Mes	Pozo vertical	Pozo vertical	Pozo horizontal	Pozo multilateral
	<i>Q_{o payzone1}</i> (STB/día)	<i>Q_{o payzone2}</i> (STB/día)	<i>Q_{o horizontal}</i> (STB/día)	<i>Q_{o multilateral}</i> (STB/día)
1	87	4478	7583	14665
2	87	4466	7563	14626
3	87	4454	7543	14588
4	86	4442	7523	14549
5	86	4431	7504	14511
6	86	4419	7484	14472
7	86	4407	7464	14434

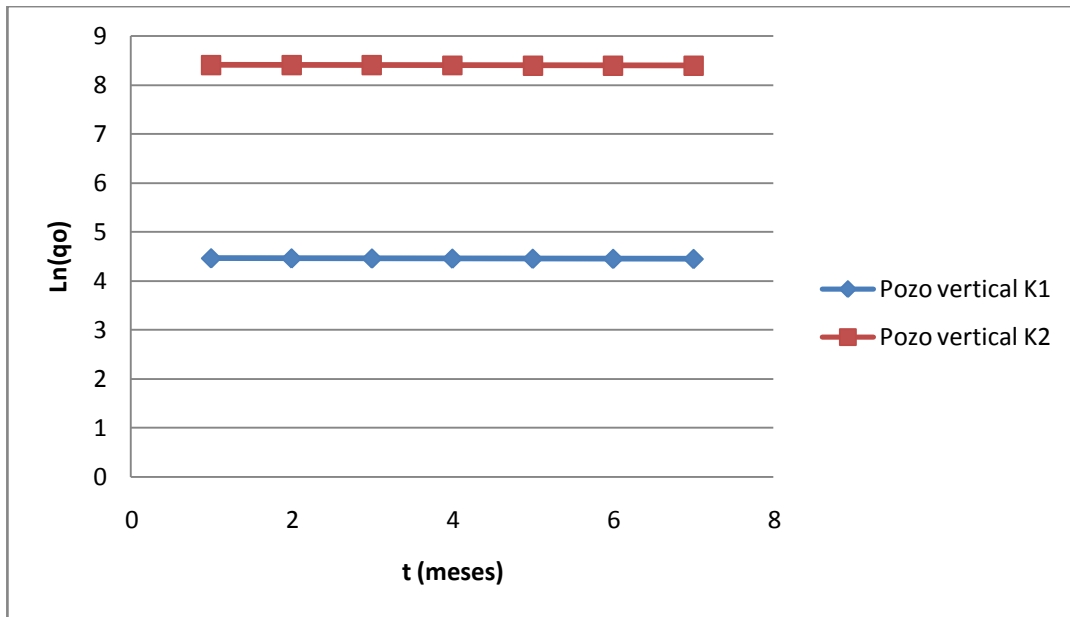
Fuente: *Los autores*

Tabla 18. Resultados ACD bajo “escenario caso base”

Estimador	Pozo vertical Payzone1	Pozo vertical Payzone2	Pozo horizontal	Pozo multilateral
q_i , [STB/día]	87	4490	7603	14704
b	0.002298	0.002646	0.002646	0.002646

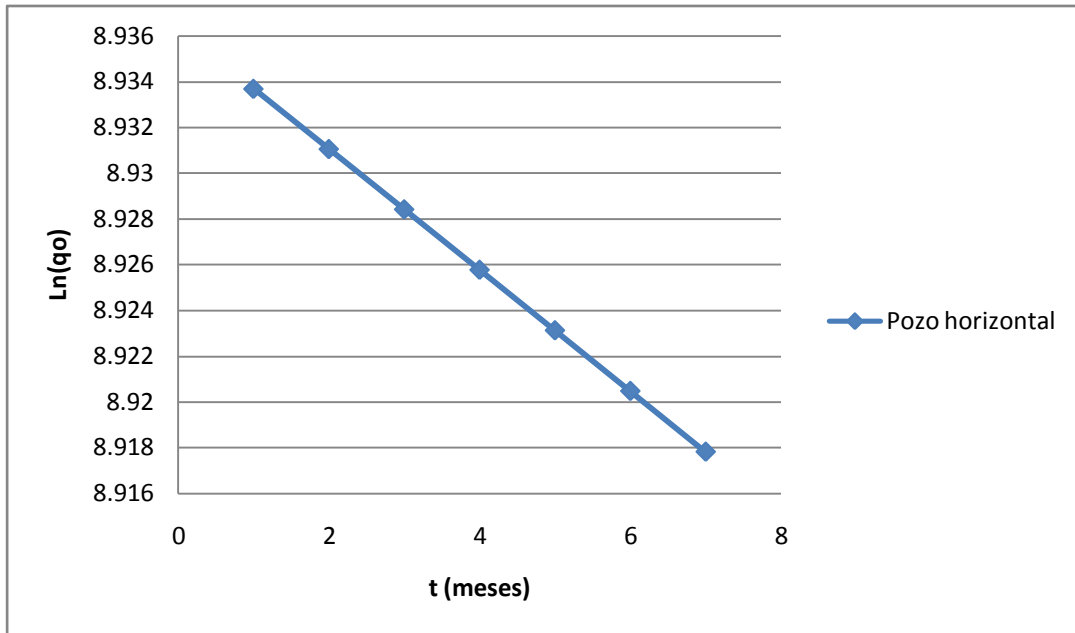
Fuente: *Los autores*

Figura 67. ACD para un sistema – pozo vertical “escenario caso base”



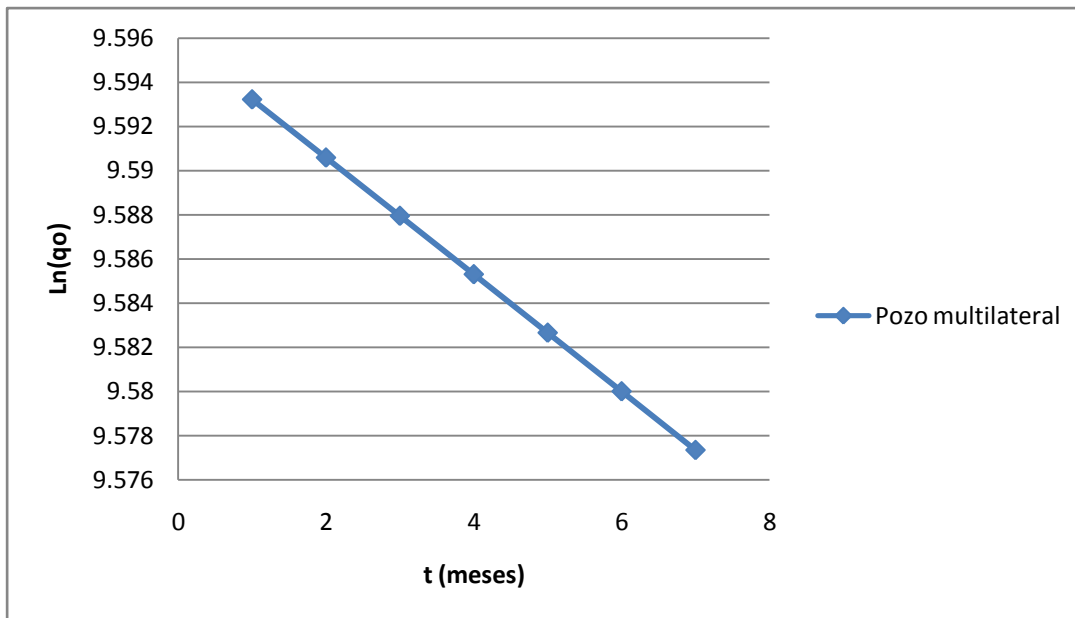
Fuente: *Los autores*

Figura 68. ACD para un sistema de pozo horizontal bajo “Escenario caso base”



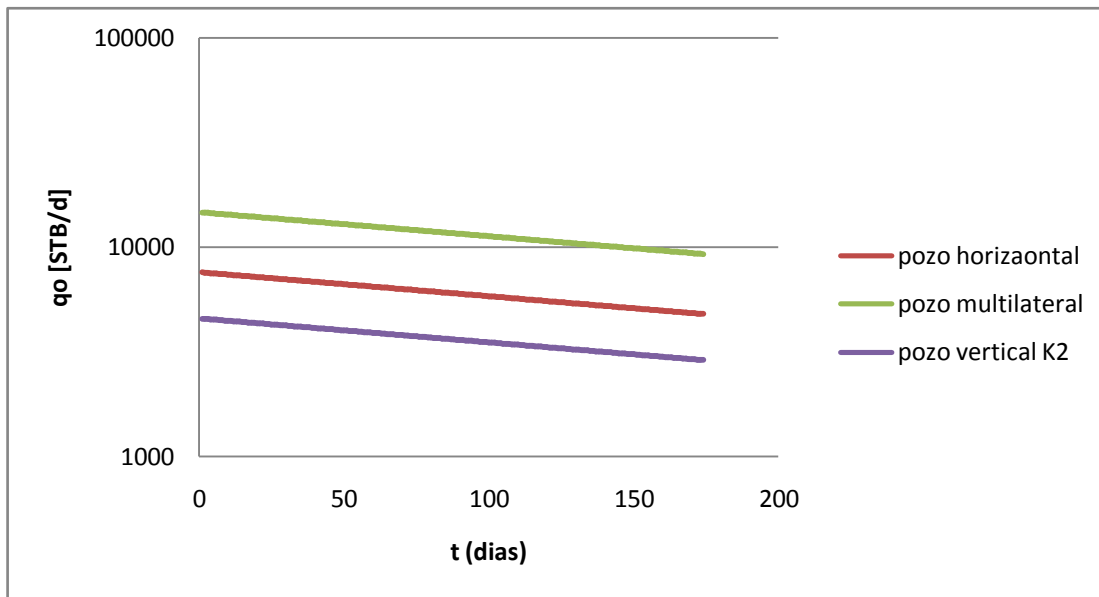
Fuente: Los autores

Figura 69. ACD para un sistema de pozo multilateral bajo escenario (caso base)



Fuente: Los autores

Figura 70. Tasa de producción mensual de los tres sistemas de producción bajo escenario (caso base)

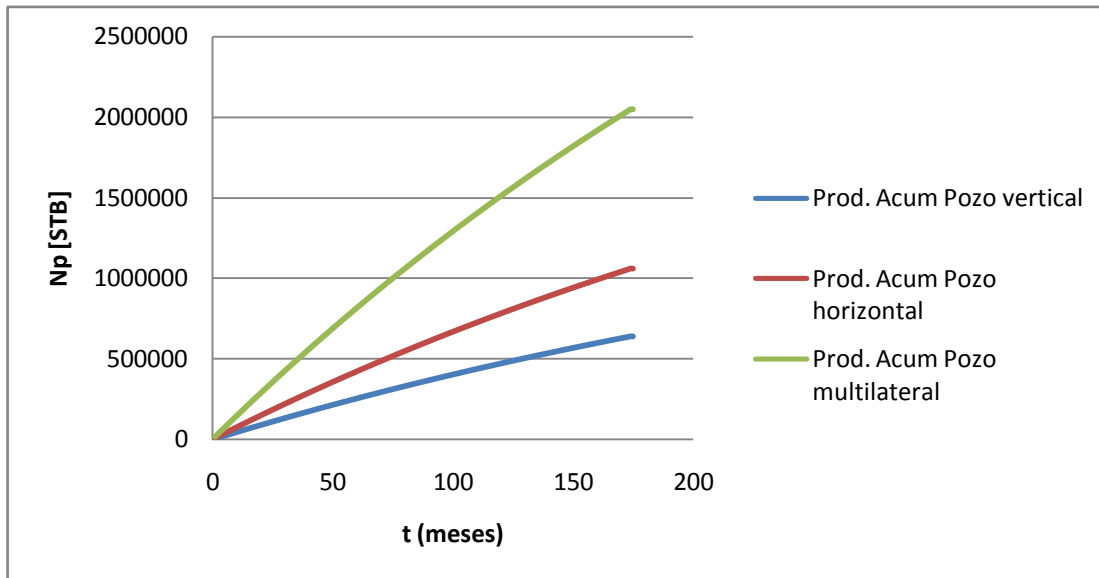


Fuente: Los autores

Después de realizar un análisis de las curvas de declinación, se puede observar que la tasa de producción inicial de un pozo horizontal supera al vertical en (1.7) veces, mientras que el sistema multilateral lo supera en más de tres (3) veces (tabla 18). Obviamente, hay un aumento significativo en la producción, asumiendo una perforación horizontal y multilateral, debido a la relación de anisotropía moderada ($k_v/k_h = 0.10$) y no se ve afectado un potencial beneficio debido a que un lateral drena eficazmente parte de un yacimiento. Los estimadores de la curva de declinación exponencial, de los escenarios "peor caso" y "mejor caso", sólo se diferencian del escenario "caso base" en la tasa de producción inicial. El estimador b sigue siendo igual ya que la disminución de presión permanece igual sin importar los valores de permeabilidad.

La figura 70 muestra los datos de producción mensual prevista por las tres curvas de declinación en el escenario "caso base". La gráfica revela un aumento en la producción de casi 1,5 veces, desde la perforación y completamiento de un pozo multilateral frente a un pozo horizontal, debido a la geometría previamente definida para el yacimiento en forma de caja. La longitud lateral en un pozo horizontal es 3000 pies, mientras que la de un pozo multilateral es de 2,780 pies. En general, la figura 71 también refleja el considerable beneficio de un pozo multilateral con relación a la producción acumulada de petróleo.

Figura 71. Producción acumulada de petróleo bajo “escenario caso base”



Fuente: Los autores

Con la Tabla 19 previamente se resumen las tasas de producción inicial de los diferentes sistemas de pozos, asumiendo los tres diferentes escenarios. El aumento o la disminución de la producción son directamente proporcionales a la calidad del yacimiento (una diferente permeabilidad para cada caso en particular).

Tabla 19. Resumen de la tasa mensual inicial de producción

Tipo de pozo	Producción mensual inicial de petróleo, STB/día		
	Baja k (Peor)	Mediana k (Base)	Alta k (mejor)
Pozo vertical	2282	4565	6867
Pozo horizontal	3792	7583	11375
Pozo multilateral	7332	14665	21997

Fuente: Los autores

6.2.2 Paso 2: Análisis Económico: En este tipo de análisis se deben abarcar diferentes indicadores económicos utilizados en la industria para evaluar y clasificar los proyectos.

La tabla 20 muestra los principales valores de entrada (flujo de caja financiero “FCF”) para cada sistema de pozo. Se observa que los costos de perforación y completamiento de un pozo horizontal es 1,6 veces más alto que los costos de un pozo vertical, mientras tanto un pozo multilateral supera un pozo vertical en casi 2,5 veces. En cuanto a los costos de operación variable y de desarrollo se cree que disminuyen si se adoptan tecnologías de pozos horizontales y multilaterales. Por razones prácticas, la disposición de agua se trata independientemente del sistema de pozo. Como resultado el sistema fiscal supone, regalías e intereses de trabajo antes y después del pago de 12% y 80% respectivamente.

Tabla 20. Flujos de caja financiero (FCF) para pozos petroleros

Flujos de caja financiero (FCF) para pozos petroleros			
	Pozo vertical	Pozo horizontal	Pozo multilateral
Precio del petróleo US/bbl	\$80	\$80	\$80
Costos variables de operación	\$2000	\$4000	\$4500
costos fijos de operación, US/pozo	\$10	\$8	\$6
Disposición de agua, US/bbl	\$2	\$2	\$2
Costos de perforación y	\$2500000	\$4000000	\$6000000

Fuente: Resultados operativos y financieros, tercer cuarto de 2010. *ECOPETROL S.A.* Octubre 27 de 2010

El valor presente neto, la tasa interna de retorno, el índice de rentabilidad, el plazo de pago, son algunos de los indicadores económicos calculados por un programa desarrollado en este estudio. Si bien, algunas grandes empresas que operan no tienen ningún obstáculo, hay compañías, pequeñas o independientes con reducido capital de inversión que tienen la necesidad de analizar cuidadosamente la cantidad de flujo de caja negativo máximo que puede ser enfrentado a través de una inversión, por ejemplo, de las alternativas del sistema aquí descrito

anteriormente, es claro que un pozo multilateral requiere aproximadamente el doble de la inversión de un pozo vertical (tabla 21).

La tasa interna de retorno de pozos horizontales y multilaterales es 3,5 veces superior a la tasa interna de retorno de un pozo vertical, a pesar de la alta tasa interna de retorno estimada para un pozo vertical. La perforación de dos ramales horizontales trae consigo un pronto pago a su inversión y tienen grandes flujos de efectivo, lo cual indica una alternativa muy eficiente. Por otra parte, el índice de rentabilidad de pozos horizontales y multilaterales supera por 3 veces el índice de rentabilidad de un pozo vertical, lo que significa que por cada dólar invertido (CAPEX) en pozos horizontales o multilaterales, así hay tres veces más flujo de caja en comparación con un pozo vertical (tabla 21).

Tabla 21. Resumen de los resultados económicos bajo el “escenario caso base”

Resultados económicos			
Indicador económico	Escenario caso base		
	Pozo vertical	Pozo horizontal	Pozo multilateral
Pago por pozo	9 días	8 días	6 días
Índice de rentabilidad	39.59	109.76	111.95
Tasa interna de retorno	1049%	3569%	3526%

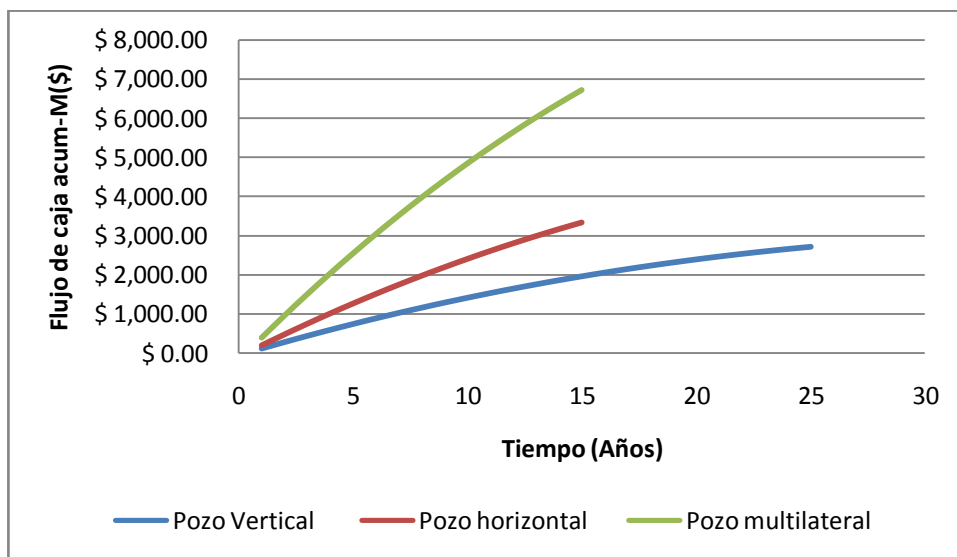
Fuente: *Los autores*

La figura 72 muestra las gráficas de la FCF acumulada para el caso de un yacimiento de calidad media. El retorno de la inversión se produce inmediatamente después de que el pozo comienza a producir, aproximadamente 8 y 6 días de plazo de pago para los sistemas de pozos horizontales y multilaterales, y 9 días para un sistema de pozo vertical. A pesar de que la figura 72 ilustra la producción mediante el trazado de la vida total del pozo para cada pozo, el FCF total acumulado de un pozo vertical es de \$ 2724 M (25 años), \$ 3342 M para un pozo horizontal y \$ 6727 M para un pozo multilateral (15 años). Estos plazos no representan el límite económico, sino más bien una esperanza de vida para ejecutar un análisis económico simplificado.

Al igual que en el análisis técnico, el análisis económico ayuda a convencer de que el pozo multilateral es la opción más rentable por su tasa de producción y sus

flujos de caja acumulados. Por otra parte, la Tabla 22 muestra resultados de VAN bajo los tres escenarios diferentes. La mayor VAN se obtiene por perforación y completamiento de un pozo multilateral (\$ 4282 M en el escenario base) mientras que el menor VPN se logra mediante perforación y completamiento de un pozo vertical (\$ 1655 M en el escenario base). A pesar de la calidad del yacimiento, los resultados del VAN son contundentes y presenta al sistema multilateral, como la opción más rentable.

Figura 72. FCV acumulada bajo “escenario caso base”



Fuente: autores

Tabla 22. Resumen de VAN una tasa de descuento del 10%

VAN a una tasa de descuento del 10%			
	Baja k (Peor)	Mediana k (Base)	Alta k (Mejor)
Pozo vertical	874 M	1655 M	2445 M
Pozo horizontal	1146 M	2124 M	3100 M
Pozo multilateral	2320 M	4282M	6243 M

Fuente: autores

6.2.3 Paso 3: Análisis de Riesgos: Para analizar todos los riesgos involucrados en la selección del sistema más óptimo, este estudio aborda en la Tabla 23 la probabilidad de tener defectos geológicos que caracterizan a la formación. En la Tabla 24 se muestra la calidad del yacimiento, si existen fallas, y si se presenta una relación de anisotropía de alta o baja. A pesar de asignar estas probabilidades, también pueden ser definidas por ingenieros, geólogos y geocientífico en situaciones reales, pues en este ejemplo hemos decidido asignar probabilidades hipotéticas por lo tanto, no se refieren al yacimiento del campo Castilla. La tabla 25 muestra todos costos definidos para los programas de perforación y completamiento que pueden ser originados debido al fracaso o al éxito de perforar y/o completar un pozo.

Tabla 23. Probabilidad de fallas

Características geológicas	
No fallado	40%
fallado	60%

Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Tabla 24. Probabilidad de la calidad del yacimiento - baja, media y alta.

Características geológicas	Anisotropía	Evaluación del yacimiento		
		k baja	k mediana	k alta
No fallado	$k_v/k_h=0.10$	20%	50%	30%
fallado	$k_v/k_h=0.10$	40%	40%	20%

Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Tabla 25. Los costos incurridos por fallas en perforación y completamiento

Tipo de pozo	Costos incurridos por fallas en la perforación y completamiento, \$ M	
	Perforación	Completamiento
Pozo vertical	4.00	5.00
Pozo horizontal	4.50	6.00
Pozo multilateral	4.80	6.50

Fuente: Artículo SPE/IADC 119458 *Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir*. Mercado, et. Ed 2009

A fin de utilizar un árbol de decisión determinativo, hemos decidido utilizar las tablas para representar todas las probabilidades correspondientes a cada rama del árbol de decisión. La tabla 26 muestra las probabilidades de éxito/fracaso de la perforación y completamiento de un pozo vertical, todas las posibilidades siguen siendo las mismas para determinada calidad del yacimiento, independientemente de las características geológicas y la relación de anisotropía que se pueden encontrar. Como se trata de un pozo vertical y con pocos supuestos realizados, la trayectoria de la perforación no se debe cortar por cualquier falla potencial. Por otra parte, el éxito de la tasa de perforación y completamiento están predeterminado a ser alto debido a la simplicidad relacionada con este sistema de pozo convencional.

Tabla 26. Probabilidades para perforar y completar un pozo vertical.

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo vertical			
			Perforación		Completamiento	
			Éxito	Fracaso	Éxito	Fracaso
No fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	92%	8%	92%	8%
		Regular	95%	5%	95%	5%
		Buena	98%	2%	98%	2%
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	92%	8%	92%	8%
		Regular	95%	5%	95%	5%
		Buena	98%	2%	98%	2%

Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Por el contrario, la Tabla 27 y 28 ilustran las probabilidades asignadas para pozos horizontales y multilaterales, que tienen menos posibilidades de éxito con la perforación y el completamiento, si se compara con un pozo vertical. Esto se debe principalmente a la complejidad y el efecto de las características geológicas. Por lo tanto, podrían verse afectadas negativamente la probabilidad de éxito en un yacimiento con un alto grado de fallas, especialmente en un pozo con más de una ramificación. A pesar de que se provee que la perforación a través de un sistema de fallas añade dificultad al procedimiento. Además, un porcentaje de éxito no depende de las características geológicas, debido al hecho de que en esta etapa el pozo ha sido perforado y el riesgo sólo está relacionado con el tipo de herramientas o equipos destinados a estar en el fondo del pozo. Un pozo multilateral requiere de herramientas y equipo más sofisticado en comparación con un pozo horizontal por lo tanto la proporción de éxito es mayor en un pozo horizontal.

Tabla 27. Probabilidades para perforar y completar de un pozo horizontal

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo horizontal			
			Perforación		Completamiento	
			Éxito	fracaso	Éxito	Fracaso
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	87%	13%	90%	10%
		Regular	89%	11%	93%	7%
		Buena	92%	8%	96%	4%
	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	85%	15%	90%	10%
		Regular	87%	13%	93%	7%
		Buena	90%	10%	96%	4%

Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Tabla 28. Probabilidades para perforar y completar de un pozo multilateral

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo multilateral			
			Perforación		Completamiento	
			Éxito	fracaso	Éxito	Fracaso
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	82%	18%	87%	13%
		Regular	85%	15%	90%	10%
		Buena	88%	12%	93%	7%
	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	80%	17%	87%	13%
		Regular	83%	14%	90%	10%
		Buena	86%	18%	93%	7%

Fuente: ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Una vez que se ha obtenido el VAN y definido las probabilidades para cada rama del árbol de decisión, el valor monetario esperado se calcula para cada sistema mediante la ecuación 38. Desde la tabla 29 hasta la 31 muestran el valor monetario esperado en función de las características geológicas, la relación de anisotropía y las características con respecto a la ingeniería de yacimientos. La columna referida al "porcentaje de ocurrencia" es igual a pesar del tipo de pozo a ser completado, ya que las dirección de cambio de todos los factores involucrados en la decisión pueden afectar al yacimiento, con excepción a la perforación y el completamiento, los cuales son exclusivos para cada pozo. El valor monetario esperado de un sistema de pozo vertical es de casi \$ 1321 M (tabla 29), mientras que el valor monetario esperado de un pozo horizontal es de \$ 2045 m (Tabla 30) y \$ 4125 M (tabla 31) para un sistema multilateral.

Tabla 29. Valor monetario esperado (VME) para un pozo vertical

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo vertical		
			% de ocurrencia	VAN al 10% de desc.	Valor monetario esperado
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	8	874	69.92
		Regular	20	1655	33.1
		Buena	12	2545	305.4
	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	24	874	209.76
		Regular	24	1655	397.2
		Buena	12	2545	305.4
Valor monetario total esperado para un pozo vertical					1320.78

Fuente: Tomado y modificado de ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Tabla 30. Valor monetario esperado (VME) para un pozo horizontal

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo horizontal		
			% de ocurrencia	VAN al 10% de desc.	Valor monetario esperado
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	8	1146	91.68
		Regular	20	2124	424.8
		Buena	12	3100	372
	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	24	1146	275.04
		Regular	24	2124	509.04
		Buena	12	3100	372
Valor monetario total esperado para un pozo horizontal					2045.28

Fuente: Tomado y modificado de (Arcos Rueda, 2008)

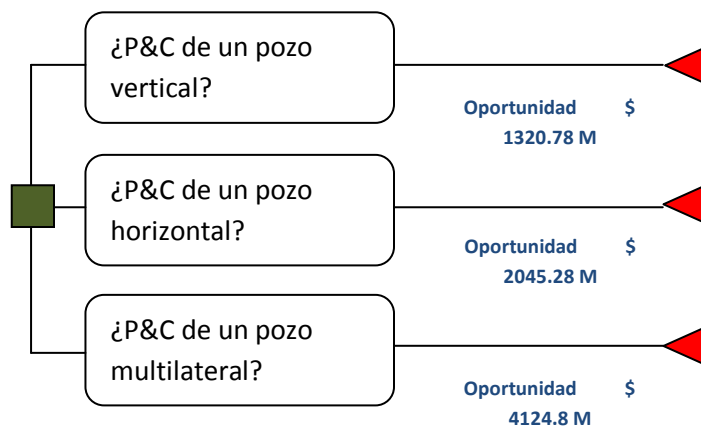
Tabla 31. Valor monetario esperado (VME) para un pozo multilateral

Características geológicas	Anisotropía	Calidad del yacimiento	Pozo multilateral		
			% de ocurrencia	VAN al 10% de desc.	Valor monetario esperado
No fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	8%	2320	185.6
		Regular	20%	4282	856.4
		Buena	12%	6243	749.16
Fallado	$k_v/k_h=0.10$	Pobre	24%	2320	556.8
		Regular	24%	4282	1027.68
		Buena	12%	6243	749.16
Valor monetario total esperado para un pozo multilateral					4124.8

Fuente: Tomado y modificado de ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

Para representar visualmente un árbol de decisión con los nodos de decisión "más a la izquierda", la figura 73 pone de manifiesto el valor monetario esperado con el resultado final después de que abarca un análisis técnico, económico y riesgo para el ejemplo. El análisis de riesgos confirma los resultados técnicos y económicos de forma constante que indica el sistema multilateral, así como la opción más eficaz que necesita ser hecha.

Figura 73. Árbol de decisión con expectativa del valor monetario para cada sistema de pozo

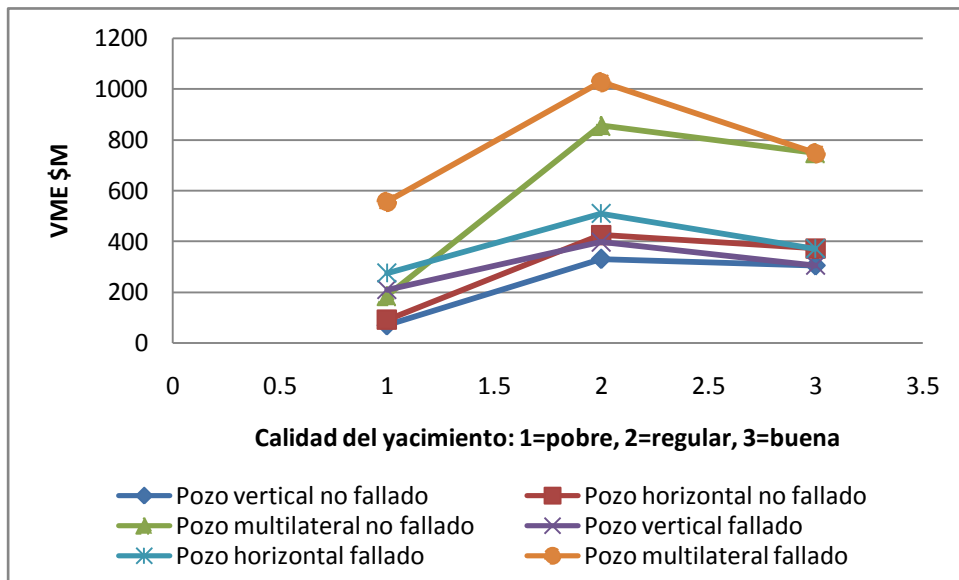


Fuente: Tomado y modificado de ARCOS RUEDA, Dulce María. 2008

6.2.4 Paso 4: Análisis de Sensibilidad: La figura 74 establece el efecto de dos variables independientes diferentes: la calidad del yacimiento y las condiciones geológicas. El valor monetario esperado (variable dependiente) no es el valor presente neto calculado para cada caso, sino que es el valor que se cree puede dar a conocer la probabilidad de encontrar un yacimiento en virtud de características específicas. Tener un menor valor monetario esperado cuando una calidad del yacimiento se definió con anterioridad que debía ser buena significa que la probabilidad de que suceda un evento que sea menor.

Cuando se estima el valor monetario esperado de un yacimiento de baja calidad, los resultados son más bajos porque la producción es menor.

Figura 74. Análisis de sensibilidad en función de la calidad del yacimiento



Fuente: Los autores

7. ANALISIS DE LA ESTABILIDAD MECANICA PARA LA JUNTA O UNION MULTILATERAL MEDIANTE UNA APLICACIÓN SOFTWARE.

7.1 APROXIMACIÓN NUMÉRICA A LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD DEL POZO.

Al revisar la literatura disponible y examinar las condiciones en que se encuentra el estudio de la estabilidad de pozo alrededor de una junta multilateral, se concluye que la tendencia actual hacia el análisis de este problema es mediante la implementación de soluciones numéricas en 2-D y 3-D. Las técnicas de elementos finitos han demostrado ser confiables en áreas como la aeroespacial y de análisis de las estructuras. Como resultado de este éxito, los investigadores han centrado su atención en utilizar la teoría de elementos finitos de problemas de modelización geomecánica y recientemente en el análisis de la estabilidad del pozo. Este capítulo sirve de apoyo a la decisión de utilizar software comercial de elementos finitos para llevar a cabo esta investigación. La segunda parte importante de este capítulo muestra la representación matemática de los fenómenos físicos estudiados.

7.1.1 Modelo computacional³⁷: Según Starfield y Cundall (1988)³⁸, mediante la comparación de los problemas de la mecánica de rocas con otras áreas de la mecánica, como la aeroespacial o la mecánica estructural, el modelamiento de la mecánica de rocas no sirve con problemas que relacionan una cantidad limitada de datos. Esto lleva a la pregunta de por qué los modelos matemáticos o de cálculo se consideran herramientas viables para prever el comportamiento de la roca en la ausencia de información suficiente. Una de las razones para pensar acerca de modelos computacionales para simular problemas de mecánica de rocas es la accesibilidad a los paquetes informáticos más versátil y potente que se han aplicado con éxito en otras áreas. Como consecuencia de esta versatilidad, estos paquetes informáticos han aumentado su capacidad para manejar los detalles geológicos en la construcción de modelos apropiados. Un fácil acceso a las computadoras de alto rendimiento proporciona al modelador de una herramienta importante. Aunque debe preocupar en el modelado la limitada

³⁷ Hibbitt, Karlsson, and Sorensen, Inc.: Abaqus/manual de usuario estandar version 6.9.3, U.S.A., (2007a).

³⁸ Starfield, A.M. and Cundall, P.A.: "Towards a Methodology for Rock Mechanics Modelling," International Journal of Rock Mechanics, Mining, Sciences and Geomechanics, (1988), Vol.25, No.3, 99-106.

cantidad de datos geológicos, es necesario aceptar y reconocer que para reproducir los acontecimientos reales, debe ser necesaria la construcción de un modelo con la misma complejidad de la realidad. Una alternativa para superar esta situación es la simplificación del modelo mediante la aplicación de los supuestos apropiados.

7.1.1.1 Soluciones analíticas y numéricas: Los principales aspectos que apoyan la decisión de trabajar con métodos numéricos se basan en las declaraciones de los investigadores que apoyan la simulación numérica. La selección de un modelo constitutivo no es arbitraria. Como muchos de los investigadores mencionan en la estabilidad del pozo, en sentido estricto, siempre habrá la necesidad de comparar las predicciones del modelo con los datos de laboratorio y calibrar el modelo, si es posible. ABAQUS versión 6.9.3, es un software de elementos finitos equipado para manejar diferentes modelos constitutivos, representar el comportamiento del material, y como tal, fue elegido como el software comercial de elementos finitos para llevar a cabo esta investigación.

7.1.2 Definición del modelo.

7.1.2.1 Geometría de modelo para el análisis en un escenario multilateral: Para este caso en particular podemos escoger entre un modelo en 2D u otro en 3D y de esta forma realizar los cálculos del análisis de estabilidad de una unión multilateral. Convenientemente los cálculos se facilitan usando el pre-procesador ABAQUS/CAE para la simulación de la estabilidad de la junta multilateral. Las dimensiones y características del modelo son las siguientes. El diámetro del mainbore es de 12 ½ pulgadas (0.31758 m), y el diámetro del pozo lateral es de 8 ½ pulgadas (0.21956 m). El pozo lateral se construye en dirección del esfuerzo principal σ_x con una inclinación de 2.5°. se considera que el ángulo de unión es igual a 2.5°, la altura de la ventana creada en el mainbore es de 5,05 metros de largo. Sr trabaja de una región rectangular de eje simétricos 1,2 por 0,4 por 8,0 metros, consta de 14,816 elementos hexaedros cuadráticos y 68.575 nodos. La figura 77. Representación gráfica del problema de estabilidad a simular con ABAQUS 6.9-3 una vista más cercana de este modelo. Esta representación fue elegida después de varios intentos con diferentes dimensiones del modelo. Las dimensiones iniciales del modelo fueron de 3,0 por 1,5 por 8,0 metros. Sin embargo, se resultó incapaz de manejar el código de elementos finitos necesarios

para realizar los cálculos numéricos de este modelo, por lo tanto, cambiar el tamaño del modelo logro permitir la ejecución del código. De esta manera el cambio de tamaño y los problemas de computación fueron resueltos.

7.1.2.2 Simulación de la perforación en un escenario multilateral: El propósito de esta investigación es observar la influencia de la perforación de un segundo hueco en el mainbore. Se aplican algunas restricciones para el proceso de perforación de simulación en un escenario multilateral. La simulación de la perforación del pozo lateral para el caso multilateral considera que el mainbore fue perforado anteriormente, y que existe al momento de perforar el pozo lateral. Debido a la complejidad y al gran número de nodos y elementos requeridos en la construcción de un modelo que implica un escenario multilateral, sólo la segunda estrategia descrita anteriormente es aplicable para simular la perforación de los laterales. Esta estrategia consiste en la aplicación, durante la fase inicial de cargas distribuidas en las paredes del pozo “mainbore” y la pared del lateral. Inicialmente, las cargas distribuidas aplicadas en la pared del pozo de los laterales se encuentran en equilibrio con el campo de esfuerzo inicial, mientras que las cargas distribuidas aplicadas en la pared del pozo “mainbore” representan la presión hidrostática creada por el fluido de perforación. El segundo paso consiste en reducir las cargas aplicadas en la pared lateral del pozo a un valor de presión del pozo igual a la presión del pozo impuestas en el mainbore.

7.1.3 Modelo matemático de la estabilidad de pozo: En esta sección se presentan los supuestos y las ecuaciones para calcular la distribución de tensiones y desplazamientos en torno a los pozos. Análisis de tensión convencional es totalmente junto con las ecuaciones de flujo de fluidos para intentar soluciones simultáneas para la tensión / desplazamiento y distribución de la presión de poros.

7.1.3.1 Supuestos generales: Hipótesis generales son los siguientes:

- Equilibrio estático (no actúan fuerzas de inercia).
- Se acepta que el modelo representa la formación de roca.
- La formación de la roca es homogénea.
- La temperatura se mantiene constante para cada análisis en particular.

- Los ejes del sistema de coordenadas globales son paralelos a los esfuerzos principales in-situ.
- No se tiene en cuenta la transferencia de masa.

7.1.3.2 Ecuaciones que gobiernan: La ecuación que al final rige, depende del modelo constitutivo considerado. En general, la ecuación final que rige puede ser escrita de la siguiente forma:

$$A\nabla\nabla.U + B\nabla^2U + C\nabla p + F_k = 0$$

66

Donde A, B y C son constantes del material y F_k representa las fuerzas del cuerpo asumiendo que se ignoran los efectos inerciales.

Se producen procesos de difusión en medios porosos. Pueden ser identificados tres procesos de difusión diferentes que afectan la estabilidad del pozo. Se trata de la difusión de la presión de poro asociadas a la conductividad hidráulica de las rocas, la difusión térmica, y el proceso de difusión de masas relacionadas con el intercambio de iones entre los fluidos de la formación y el lodo de perforación. Este último es reconocido como el efecto químico. Según Charlez (1991)³⁹ y Wang (2000)⁴⁰, el primero de estos tres procesos se puede representar matemáticamente por la difusión con la ecuación 69. En esta ecuación, donde $1/h$ es el coeficiente de almacenamiento específico, e representa la tensión volumétrica definida por las variaciones de volumen a granel, a es el coeficiente de Biot, y L se llama calor latente. Con la ecuación 66, junto con la ecuación 67, describen un problema de estabilidad del pozo teniendo en cuenta la difusividad hidráulica.

$$\frac{1}{\eta} \frac{dp}{dt} + \alpha \frac{d\varepsilon}{dt} - \frac{L\rho}{T\eta} \frac{dT}{dt} = \frac{k}{\mu} \nabla^2 p$$

67

Lomba y otros. (2000a) desarrolló un modelo para calcular los perfiles de presión transitoria y la difusión de solutos a través de las lutitas de baja permeabilidad. El

³⁹ Charlez, P.A.: Rock Mechanics Theoretical Fundamentals, Volume 1, Ediciones Technip, Paris (1991).

⁴⁰ Wang, H.F.: Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology, Princeton University Press, New Jersey, U.S.A. (2000).

perfil de la concentración de solutos se define según la ecuación de difusividad de masa:

$$\frac{dC_s}{dt} = D_{eff} \nabla^2 C_s$$

68

Donde C_s es la concentración de soluto, y D_{eff} es la difusividad de la difusión de materia.

Ellos encontraron que tanto los procesos de difusión hidráulica y de masa deben inducir el flujo de soluto y el agua. La ecuación acoplada para representar estos fenómenos se expresa por Lomba et al. (2000a)⁴¹ de la siguiente manera:

$$\frac{dp}{dt} - \frac{K_I}{c_f} \nabla^2 p = \frac{nRTK_{II}}{c_f} \nabla^2 C_s$$

69

En esta ecuación K_I se definió como la difusividad hidráulica y c_f es la compresibilidad del fluido, mientras $\frac{nRTK_{II}}{c_f}$ representa la difusividad.

La relación matemática que describe un problema teniendo en cuenta tanto los procesos de difusión hidráulica y la masa se puede obtener de las ecuaciones 64 y 69 se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{1}{\eta} \frac{dp}{dt} + \alpha \frac{d\varepsilon}{dt} - \frac{L\rho}{T\eta} \frac{dT}{dt} = \frac{K_I}{c_f} \nabla^2 p + \frac{nRTK_{II}}{c_f} \nabla^2 C_s$$

70

Análisis isotérmico: Teniendo en cuenta las hipótesis generales establecidos en la anterior sección, obtenemos el siguiente caso particular de un análisis isotérmico, donde:

⁴¹ Lomba, R.F.T., Chenevert, M.E., and Sharma, M.M.: "The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales," J. Pet. Sci. Engr., (2000a), **Vol.25**, 9-23.

$$\frac{L\rho dT}{T\eta dt} = 0$$

71

La ecuación 70 se reduce a:

$$\frac{1 dp}{\eta dt} + \alpha \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{K_I}{c_f} \nabla^2 p + \frac{nRTK_{II}}{c_f} \nabla^2 C_s$$

72

Análisis de la difusión hidráulica: Debido a que esta investigación está dirigida al proceso de difusividad hidráulica, el segundo término en el lado derecho de la ecuación 72 se convierte en cero, de este modo la ecuación 72 se reduce a lo siguiente.

$$\frac{1 dp}{\eta dt} + \alpha \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{K_I}{c_f} \nabla^2 p$$

73

Tanto la ecuación 66 y la ecuación 73 constituye la representación matemática de los fenómenos físicos estudiados en esta investigación.

7.1.3.3 Fenómenos en estado estacionario.

Análisis del desplazamiento de esfuerzos en Elasticidad: El caso más sencillo de analizar es considerar una formación rocosa, que se comporta de acuerdo con la teoría de la elasticidad lineal. Además de los supuestos generales establecidos en la anterior sección, estos supuestos se requieren otras:

La porosidad de la roca es insignificante de tal manera que la influencia del contenido líquido en el comportamiento de la roca no se tiene en cuenta.

- El comportamiento de la roca puede ser modelado como un material perfectamente elástico.
- Debido a que la porosidad es insignificante, no ocurren procesos de difusión.

- no se consideran los efectos del tiempo (por ejemplo, la tasa de deformación es independiente de la tasa de carga).

Debido a estos supuestos, todos los términos de la ecuación 73 se desvanecen, y la ecuación 66 constituye la representación matemática de este problema de tensión desplazamiento. En este caso, la ecuación 66 se reescribe así:

$$(\lambda + G)\nabla\nabla.U + G\nabla^2U + F_k = 0$$

74

Donde las constantes de los materiales A, B y C se sustituyen por

$$A = (\lambda + G)$$

$$B = G$$

$$C = 0$$

La ecuación 74 es un vector que también se puede expresar de la siguiente manera:

$$(\lambda + G)\frac{d\varepsilon}{dx}.U + G\nabla^2U + F_x = 0$$

$$(\lambda + G)\frac{d\varepsilon}{dy}.U + G\nabla^2U + F_y = 0$$

$$(\lambda + G)\frac{d\varepsilon}{dz}.U + G\nabla^2U + F_z = 0$$

75

Análisis del desplazamiento de esfuerzos en poroelasticidad: Para realizar este tipo de análisis, además de los supuestos generales impuestos en la anterior sección, se requieren también los siguientes supuestos.

- El medio poroso es saturado por un solo fluido.
- El lodo de perforación crea una membrana en la pared del pozo (torta filtrante). La permeabilidad de esta membrana es lo suficientemente baja para ser despreciada. La torta filtrante se supone impermeable.

- Se desprecia la transferencia de masa (interacción química) debido a que la torta trabaja como una barrera que impide filtrado para invadir la formación. Bajo esta condición, se supone que los fluidos de la formación in-situ "no entrar en contacto con el fluido de perforación. Esta condición evita el intercambio de iones hacia o desde la formación, y se puede despreciar la interacción química entre los fluidos.
- Sin efectos dependientes del tiempo (por ejemplo, la tasa de deformación es independiente de la tasa de carga).
- Gracias a estas suposiciones, todos los términos de la ecuación 73 se desvanecen, y la ecuación 68 representa matemáticamente el problema de desplazamiento de esfuerzos en poroelasticidad. En este caso, la ecuación 66 se escribe de la siguiente forma:

$$\frac{G}{1-2\nu} \nabla \nabla \cdot U + G \nabla^2 U + \alpha \nabla p + F_k = 0$$

76

Donde las propiedades del material son expresadas de la siguiente forma:

$$A = \frac{G}{1-2\nu}$$

$$B = G$$

$$C = -\alpha$$

La ecuación ampliada se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{d^2 u}{dx^2} + \frac{d^2 v}{dx dy} + \frac{d^2 w}{dx dz} \right] + G \nabla^2 u + \alpha \frac{dp}{dx} + F_x = 0$$

$$\frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{d^2 u}{dx^2} + \frac{d^2 v}{dx dy} + \frac{d^2 w}{dx dz} \right] + G \nabla^2 v + \alpha \frac{dp}{dx} + F_y = 0$$

$$\frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{d^2 u}{dx^2} + \frac{d^2 v}{dx dy} + \frac{d^2 w}{dx dz} \right] + G \nabla^2 w + \alpha \frac{dp}{dx} + F_z = 0$$

77

7.1.3.4 Fenómenos transitorios: Hasta hace poco, la estabilidad del pozo había sido analizada sobre todo como un fenómeno estacionario. La revisión de la literatura mostró que la mayoría de autores reconocen realmente la inestabilidad del pozo como un problema dependiente del tiempo. Charlez (1997a) clasifica a estos problemas que depende del tiempo en dos categorías. En primer lugar, la deformación y ruptura de rocas que exhiben un comportamiento plástico. En segundo lugar, un procesos de difusión a través de medio poroso.

Tasa de deformación: Un análisis del software de Multi step drilling analysis (MSDA) tiene el propósito simular el primero de estos efectos, la deformación de la materia en función de la tiempo, llamado tasa de deformación. Para ello, en lugar de considerar que el pozo se perfora instantáneamente, MSDA considera que el proceso de perforación se lleva bajo pasos secuenciales. Esta condición da al modelo la oportunidad de actuar en función del tiempo. Cada paso en el análisis se divide en varios incrementos. El usuario define el tiempo total de cada paso y sugiere el incremento para cada paso. Luego ABAQUS controla los incrementos de tiempo en forma automática durante cada paso para obtener la solución en el menor tiempo computacional posible. Estos incrementos de tiempo dependerán de la severidad de la respuesta no lineal para cada problema en particular.

Debido a que este tipo de análisis se basa en un "modelo multi-capas", proceso de perforación puede ser simulado en varias etapas de perforación en función del número de capas.

Para establecer matemáticamente este problema, estos otros supuestos se consideran, además de los supuestos generales definidos en la Sección 7.1.1:

La porosidad de la roca es despreciable, puesto que las rocas se comportan como un sólido. El comportamiento de la roca obedece a una relación constitutiva elastoplástica. Debido a que la porosidad es despreciable, no se producen procesos de transferencia.

Como consecuencia de estos supuestos, el único término que queda en la ecuación 73 es el término que representa la tasa dependiente del comportamiento de la deformación del material, el cual se da de la siguiente ecuación:

$$w_r = \frac{d\varepsilon}{dt}$$

Debido a que se está utilizando un modelo elastoplástico para llevar a cabo el análisis de este caso en particular, las relaciones esfuerzo-deformación no es lineal. Ya no es aplicable la ecuación 73. Debido a las propiedades del material plástico. Con el fin de crear este nuevo problema, en lugar de definir el problema en términos de ecuaciones diferenciales, se aplican los principios variacionales de la energía.

$$\int_V \sigma : \delta D dV = \int_V f \cdot \delta D dV + \int_S t \cdot \delta v dS$$

79

Donde δD se define como la tasa de deformación virtual y δv es una velocidad virtual de campo.

Esta ecuación es la declaración de equilibrio base para la formulación de un problema en la teoría de elementos finitos. La ecuación 78 junto con la ecuación 79 representan el fenómeno físico del comportamiento del esfuerzo y la deformación en las rocas que exhiben un comportamiento plástico.

Condiciones iniciales: Esto se da de acuerdo con la dependencia de la velocidad de deformación del material.

$$\varepsilon(x, y, z, 0) = \varepsilon_0$$

80

Análisis de la difusión hidráulica acoplada al esfuerzo: Otra causa de la inestabilidad del pozo asociadas con el tiempo se da mediante la difusión de fluidos a través de un medio poroso. Con el fin de observar la respuesta de una formación porosa, Charlez (1997a⁴², 1997b⁴³) propone la simulación en dos etapas diferentes, que deben ser llevadas a cabo sucesivamente. El primer paso es una simulación del proceso de perforación, consiste en la disminución de la presión aplicada al pozo. El segundo paso simula la respuesta de difusión hidráulica en el medio poroso.

Para fijar este problema matemático, además de los supuestos generales definidos en la anterior sección, estos supuestos son necesarios:

⁴² Charlez, P.A.: Rock Mechanics Petroleum Applications, Volumen 2, Ediciones Technip, Paris, (1997a).

⁴³ Charlez, P.A.: "The impact of Constitutive Laws on Wellbore Stability: A General Review,"

- Un solo fluido satura el medio poroso.
- El fluido de perforación (lodo) crea una membrana impermeable en la pared del pozo (filtración). Bajo esta condición, la difusión hidráulica es permitida en el sistema, pero la difusión de masa (interacción química) es despreciada. Debido a los actos de filtración como una barrera que impide filtrado perfecto para invadir la formación, se supone que los fluidos de la formación "in-situ no entran en contacto con el fluido de perforación. Esta condición evita el intercambio de iones hacia o desde la formación, y la interacción química entre los fluidos despreciarse.

La ecuación 73 se aplica plenamente a este caso, y se reescribe la ecuación:

$$\frac{1}{\eta} \frac{dp}{dt} + \alpha \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{K_I}{c_f} \nabla^2 p$$

81

La ecuación 81, junto con la ecuación 79 constituye la representación matemática del problema de difusión hidráulica acoplada al esfuerzo. Las condiciones iniciales.

$$p(x, y, z, 0) = p_o$$

$$\varepsilon(x, y, z, 0) = \varepsilon_o$$

82

7.1.4 Método de solución usando ABAQUS: ABAQUS es un programa destinado a resolver problemas de ciencias e ingeniería y está basado en el método de los elementos finitos. El programa puede resolver casi todo tipo de problemas relacionados con el análisis de estructuras, desde un simple análisis lineal de un pozo vertical hasta simulaciones complejas no lineales de diferentes configuraciones de pozos. Abaqus posee una extensa librería de elementos finitos que permite modelar virtualmente cualquier geometría, así como su extensa lista de modelos que simulan el comportamiento de una gran mayoría de materiales, permitiendo su aplicabilidad en distintas áreas de ingeniería.

Hibbitt, Karlsson, y Sorensen (1998)⁴⁴ dan una completa descripción de la formulación mediante un análisis de elementos finitos por deformación-esfuerzo. Esta sección solo describe lo más básico de la formulación.

EL equilibrio en términos del principio del trabajo virtual es definido de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\int_V \sigma : \delta D dV = \int_V f \cdot \delta v dV + \int_S t \cdot \delta v dS$$

83

Para un medio poroso, las fuerzas del cuerpo f incluyen el peso total del líquido contenido, f_w .

$$f_w = (S_w \varphi + \varphi_t) \rho_w g$$

84

El termino $(S_w + \varphi_t)$ de la anterior ecuación incluye la fracción de agua que es libre de moverse por el medio poroso, $S_w \varphi$, más el volumen de agua irreductible por unidad de volumen total, $\varphi_t \cdot S_w$ es la saturación de agua que es libre demoverse, $S_w = V_w / V_p$. φ es la porosidad, $\varphi = V_p / V_b$. ρ_w es la densidad del agua y g es la aceleración de la gravedad.

Debido a que I^N representa las fuerzas internas y P^N representa las fuerzas externas, la ecuación de trabajo virtual puede ser modificada de la siguiente forma:

$$I^N = P^N$$

$$I^N - P^N = 0$$

85

Donde I^N y P^N son respectivamente

$$I^N = \int_V \sigma : \delta D dV$$

⁴⁴ Hibbitt, Karlsson, and Sorensen, Inc.: Abaqus Theory Manual version 5.8, U.S.A., (1998).

$$P^N = \int_V f : \delta v dV + \int_S t : \delta v dS$$

86

Cuando la ecuación 86 es discretizada en términos de la velocidad virtual de campo δv y la tasa de deformación δD , el sistema de ecuaciones resultante para un análisis de elementos finitos. Pueden ser expresados de la siguiente forma:

$$F^N(x^N) = 0$$

87

F^N es un componente de fuerza asociado a la actual aproximación de x^N para un sistema de N ecuaciones con N incógnitas.

Para problemas no lineales, ABAQUS usa el método numérico de Newton para resolver la ecuación 87 no lineal de equilibrio. El método de Newton asume que después de la iteración $i+1$, se obtiene como solución una aproximación x_{i+1}^N . La diferencia entre esta solución y la solución con la iteración i se expresa en el término dx_{i+1}^N . En esta etapa, la solución aproximada es entonces.

$$x_{i+1}^N = x_i^N + dx_{i+1}^N$$

88

La convergencia del método de Newton se logra garantizando que todas las entradas de F_i^N (fuerzas residuales) y dx_{i+1}^N sean suficientemente pequeños.

7.1.5 Inclinación del pozo y variación del azimuth: Para analizar el efecto de la inclinación del pozo y la variación del azimuth, se pueden utilizar dos alternativas. La primera es del enfoque Fjaer(1992)⁴⁵. La segunda alternativa es mediante la construcción de una red particular de tres dimensiones para cada combinación deseada de la inclinación y el azimuth del pozo. Esto se puede hacer con el pre-procesador ABAQUS / CAE. El enfoque Fjaer se utiliza en este estudio para analizar el efecto de la inclinación del pozo y la variación del azimuth en la estabilidad del pozo. Él propone una transformación de la tensión de un sistema global de coordenadas (x', y', z'), donde los ejes son paralelos a la dirección de los esfuerzos principales a un sistema ortogonal de coordenadas local (x, y, z), donde el eje z es paralela al eje del pozo. El sistema global de coordenadas (x', y', z') está orientada para que el eje x' es paralela al σ_H esfuerzo horizontal máximo, el eje y' es paralelo a esfuerzo horizontal mínimo σ_h , y el eje z'- es paralelo al esfuerzo vertical σ_v . La figura 75 muestra esta transformación del sistema de coordenadas de un pozo desviado.

Esta transformación se expresa mediante el uso de los cosenos directores que dependen de la azimuth "a" y la inclinación del pozo "i". Para transformar de la (y', x, z') al sistema de coordenadas, (x, y, z) el acimut "a" se define como el ángulo entre el eje x' y la proyección del eje "x" en el (x': y'), mientras que el plano de inclinación "i" se define como el ángulo entre el eje z' y el eje-z. La matriz de los cosenos directores [l], y la transformación de los esfuerzos in-situ tensor [s'] en el marco global local [s0] están dadas por las siguientes ecuaciones.

$$[s^0] = [l][s'][l]^T$$

89

Donde

$$[l] = \begin{bmatrix} \cos a \cos i & \sin a \cos i & -\sin i \\ -\sin a & \cos a & 0 \\ \cos a \sin i & \sin a \sin i & \cos i \end{bmatrix}$$

$$\sigma' \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix}$$

⁴⁵ Fjaer, E., Holt, R., Horsud, P., Raaen, A., and Risnes, R.: Petroleum Related Rock Mechanics, Elsevier Science Publishers B.V, The Netherlands (1992).

$$\sigma^0 \begin{bmatrix} \sigma_{xx}^0 & \tau_{xy}^0 & \tau_{xz}^0 \\ \tau_{yz}^0 & \sigma_{yy}^0 & \tau_{yz}^0 \\ \tau_{zx}^0 & \tau_{zy}^0 & \sigma_{zz}^0 \end{bmatrix}$$

90

Las expresiones finales son las siguientes:

$$\begin{aligned} I'_{xx} &= \cos a \cos i & I'_{yz} &= 0 \\ I'_{xy} &= \sin a \cos i & I'_{zx} &= \cos a \sin i \\ I'_{xz} &= -\sin i & I'_{zy} &= \sin a \sin i \\ I'_{yx} &= -\sin a & I'_{zz} &= \cos i \\ I'_{yy} &= \cos a \end{aligned}$$

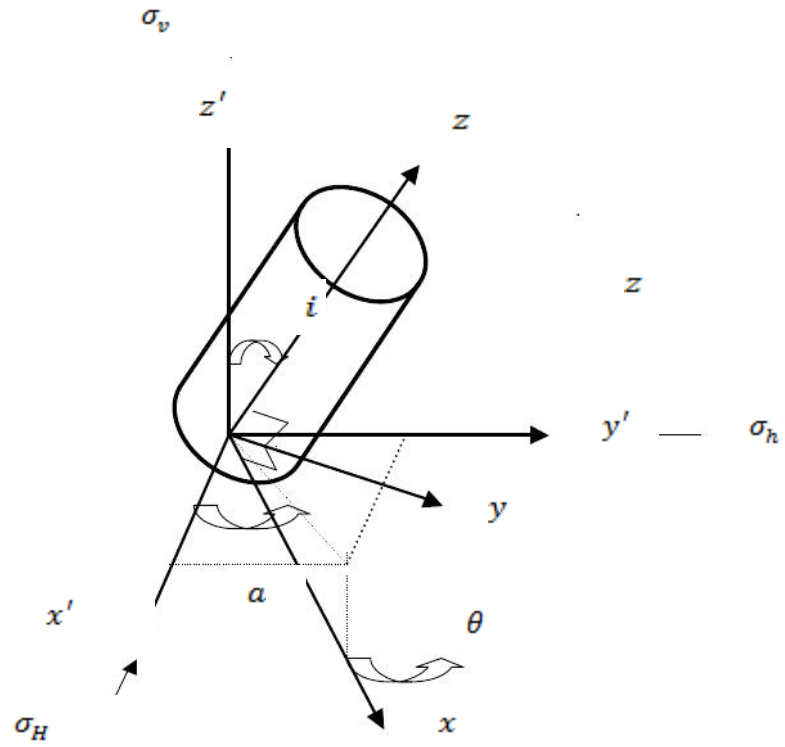
91

Expresado en términos del sistema de coordenadas (x,y,z) los esfuerzos in-situ σ_H , σ_h , σ_v son:

$$\begin{aligned} \sigma_x^0 &= l_{xx}^2 \sigma_H + l_{xy}^2 \sigma_h + l_{xz}^2 \sigma_v \\ \sigma_y^0 &= l_{yx}^2 \sigma_H + l_{yy}^2 \sigma_h + l_{yz}^2 \sigma_v \\ \sigma_z^0 &= l_{zx}^2 \sigma_H + l_{zy}^2 \sigma_h + l_{zz}^2 \sigma_v \\ \tau_{xy}^0 &= l_{xx} l_{yx} \sigma_H + l_{xy} l_{yy} \sigma_h + l_{xz} l_{yz} \sigma_v \\ \tau_{yz}^0 &= l_{yx} l_{zx} \sigma_H + l_{yy} l_{zy} \sigma_h + l_{yz} l_{zz} \sigma_v \\ \tau_{zx}^0 &= l_{zx} l_{xx} \sigma_H + l_{zy} l_{xy} \sigma_h + l_{zz} l_{xz} \sigma_v \end{aligned}$$

92

Figura 75. Transformación del sistema de coordenadas de un pozo desviado



Fuente: Tomado de Fjaer et al. 1992

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Este capítulo se ocupa de analizar la estabilidad de las diferentes configuraciones de juntas bajo escenarios multilaterales. Con el fin de presentar los resultados de una manera ordenada, estas secciones también se divide en dos secciones: los fenómenos en estado estable y fenómenos transitorios. En este capítulo también se presenta la discusión sobre el efecto de tener en cuenta las anisotropías en la roca en la estabilidad de un pozo inclinado. Se presentan una serie de figuras y tablas para analizar y discutir la distribución de los esfuerzos alrededor de los pozos.

8.1 ESTABILIDAD PARA UNA UNION DE UN POZO MULTILATERAL.

Retomando la bibliografía y examinado los artículos científicos relacionados con el estudio de la estabilidad de uniones de pozos multilaterales, se afirmaba que la ventana creada para iniciar un lateral y la región entre los dos huecos son regiones inestables. Para este análisis se desea verificar todas estas afirmaciones y centrarse en considerar el efecto de modificar la geometría de la zona de la unión para analizar la estabilidad del pozo.

Debido a que no se encontraban datos locales con respecto al estudio de datos experimentales de pruebas geomecánicas, fue necesario retomar algunos estudios realizados anteriormente por los autores Atkinson et al y Chen et al y en base a ellos realizar una simulación con el software de elementos finitos ABAQUS.

Tabla 32. Datos experimentales tomados de una prueba triaxial.

Fuerza axial	Cambio de longitud	Volumen de agua expelida	Deformación volumétrica	Esfuerzo axial	Área	q'
0	0	0	0	0	1.134	0
115	-1.95	0.88	0.010	0.025	1.151	0.10
235	-5.85	3.72	0.042	0.075	1.174	0.20
325	-11.70	7.07	0.080	0.150	1.227	0.26
394	-19.11	8.40	0.095	0.245	1.359	0.29
458	-27.30	8.40	0.095	0.350	1.579	0.29

Fuente: *Atkinson and Bransby 1978*⁴⁶

Tabla 33. Propiedades físicas de la roca y fluido que interactúan en el análisis de la estabilidad de un pozo multilateral.

Propiedad de la muestra	Unidad	Valor
Densidad	Kg/m ³	2278
Modulo de Poisson	Mpa	0.2
Modulo de Young	Mpa	22500
Módulo de Bulk	Gpa	18.87
Módulo de corte	Gpa	7.72
Angulo de fricción	grados	37
Cohesión	MPa	6.3
Angulo de dilatación	Grados	0
Resistencia a la tensión	MPa	2.07
Porosidad	%	24.23
Radio de movilidad	(m/s)/(Pa/m)	5.14E-20
Módulo de Bulk del fluido	GPa	2.0
Densidad del fluido	Kg/m ³	1000

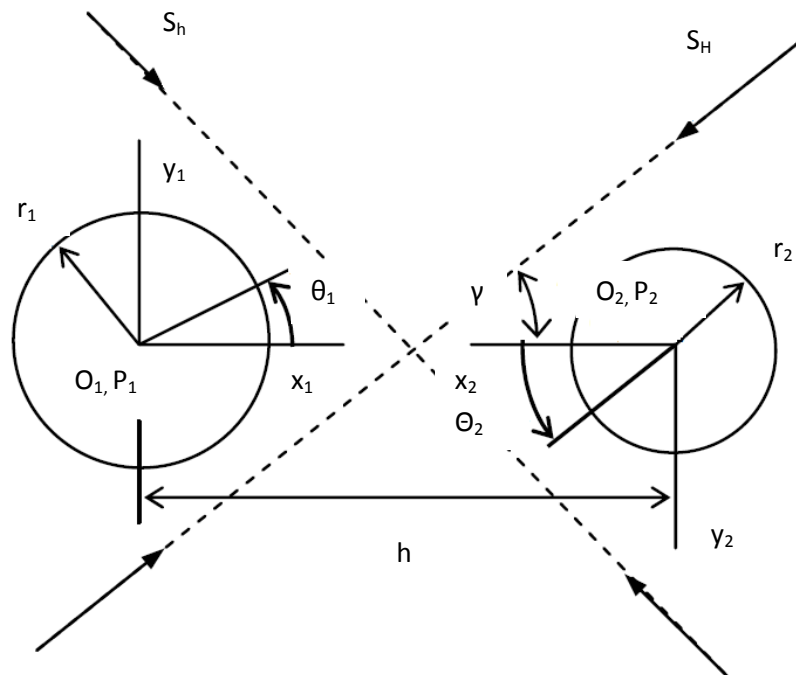
Fuente: *Tomado de Chen et al. 2000*⁴⁷

⁴⁶ Atkinson, J.H. and Bransby, P.L.: *The Mechanics of Soils an Introduction to Critical State Soil Mechanics*, University Series in Civil Engineering, McGraw-Hill Book Company, United Kingdom (1978).

⁴⁷ Chen, X., Tan, C.P., and Haberfield, C.M.: "Numerical evaluation of the deformation behaviour of thick walled hollow cylinders of shale," *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, (2000),

8.1.1 Independencia entre los huecos: La zona de unión se define como la región en donde un mainbore y laterales están conectados entre sí. Esto ha sido identificado como una región en donde la inestabilidad mecánica es probable que aparezca. El sentido común sugiere que hay una distancia de separación entre los dos agujeros donde la interacción entre ellos ya no existe. Más allá de esa distancia de separación entre dos huecos, cada uno puede ser tratado como hueco único e independiente. Esta sección tiene el objetivo mostrar cómo la respuesta del análisis de esfuerzos de la región entre los dos huecos ayuda a encontrar esa distancia de separación.

Figura 76. Representación gráfica del problema de estabilidad a simular con ABAQUS 6.9-3



Fuente: Los autores

8.1.2 Efecto que hay en la orientación de la unión con respecto a los esfuerzos in-situ: La formación rocosa se supone que es homogéneo e isotrópica, que se comporta como un material elástico lineal con las siguientes propiedades: módulo de Young $E=10000$ MPa y la relación de Poisson=0.25.

Para este caso se considera una variación de la orientación de la unión que varía de un ángulo de $\gamma = 0^\circ$, $\gamma = 45^\circ$, $\gamma = 90^\circ$. Fue necesario sacar conclusiones con solo observar las graficas de esfuerzo tangencia efectivo contra la variación del ángulo que varían los pozos con respecto al sistema de coordenadas principales. En la figura 82 se muestra el esfuerzo tangencial efectivo en la pared de cualquier pozo cuando $\gamma = 0^\circ$ con diferentes distancias de separación. En comparación con la solución del pozo “mainbore” o single hole, una distancia de 0,2 m muestra el más bajo esfuerzo tangencial máximo. También se hace notoria una tendencia: la alta concentración de esfuerzos comienza a desarrollarse alrededor de $\theta = 0^\circ$. Debido a que la extensión de la unión decrece, esta zona desarrolla la más alta concentración de esfuerzos. Para distancias de separaciones menores o iguales a 0,1 m, esta zona se convierte en una región crítica. Para una distancia de separación de 0,02 m ($h = 0.22m$), el máxima esfuerzo tangencial efectivo en la pared es 54,60 MPa, 76% más alto que el valor máximo para la solución del mainbore.

En la figura 83 se muestra el esfuerzo tangencial efectivo en la pared de cualquiera de los dos pozos cuando $\gamma = 45^\circ$ contra diferentes distancias de separación de los huecos. Para una distancia de separación de 0,02 m, el valor máximo aumenta casi un 20% en comparación con el caso de $\gamma = 0^\circ$.

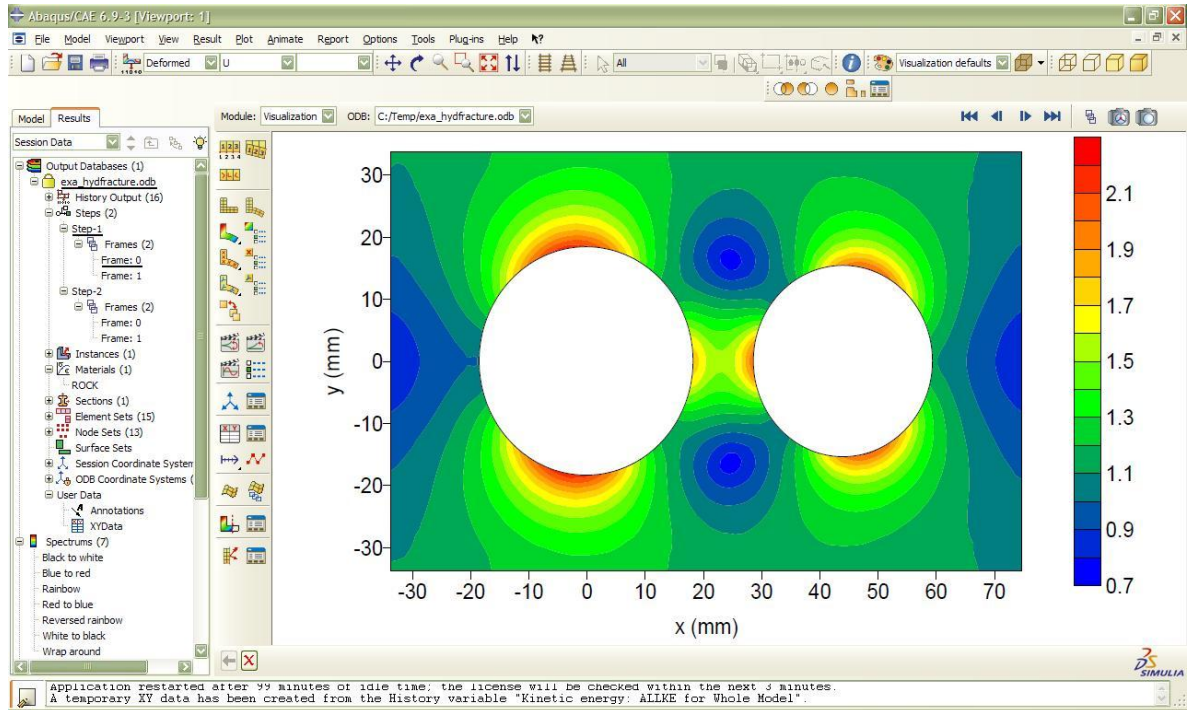
8.1.3 Efecto de variar el tamaño de los huecos: En este caso todas las condiciones de carga se mantienen igual. y se toma $\gamma = 0^\circ$ como lo sugiere el análisis anterior y así minimizar el esfuerzo tangencial en la pared del pozo. Sólo el tamaño del pozo lateral se reduce.

En las figuras. 85 y 86 se muestran los esfuerzos tangenciales efectivos ubicados en la pared del pozo principal y del lateral, para cuando $r_2 = 0.075m$, y para diferentes distancias de separación. Las figuras. 87 y 88 muestran el esfuerzo tangencial efectivo en la pared del mainbore y del lateral, así, respectivamente, para $r_2 = 0.05m$ e igualmente con diferentes distancias de separación.

El máximo esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo principal o mainbore parece disminuir con la disminución del tamaño del pozo lateral. Por el contrario, el

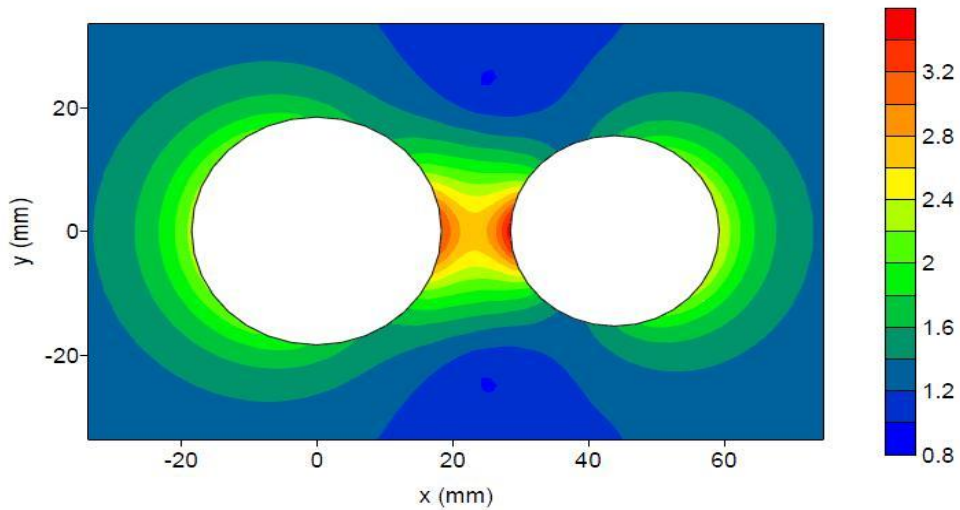
máximo esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral, parece aumentar con la disminución del tamaño del pozo lateral.

Figura 77. Entorno de simulación ABAQUS CAE 6.9-3



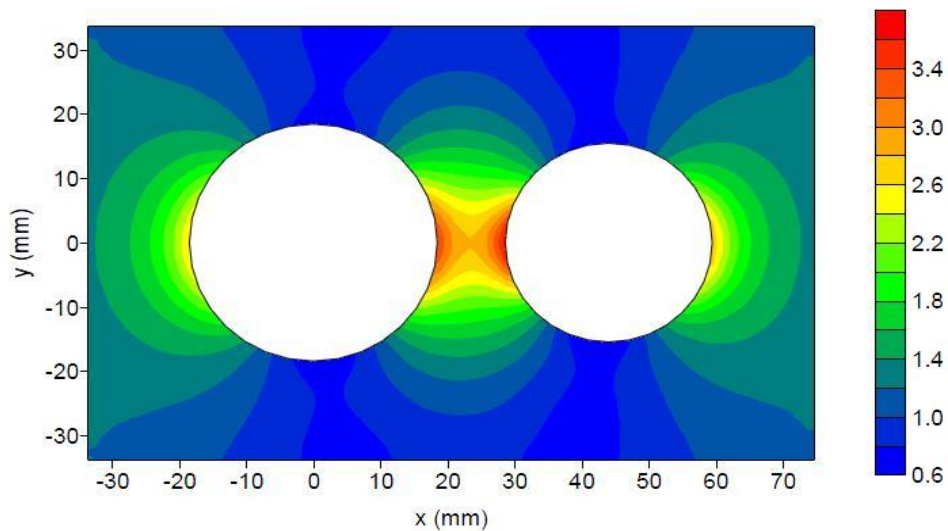
Fuente: Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 78. Distribución de los principales esfuerzos. Prueba #1



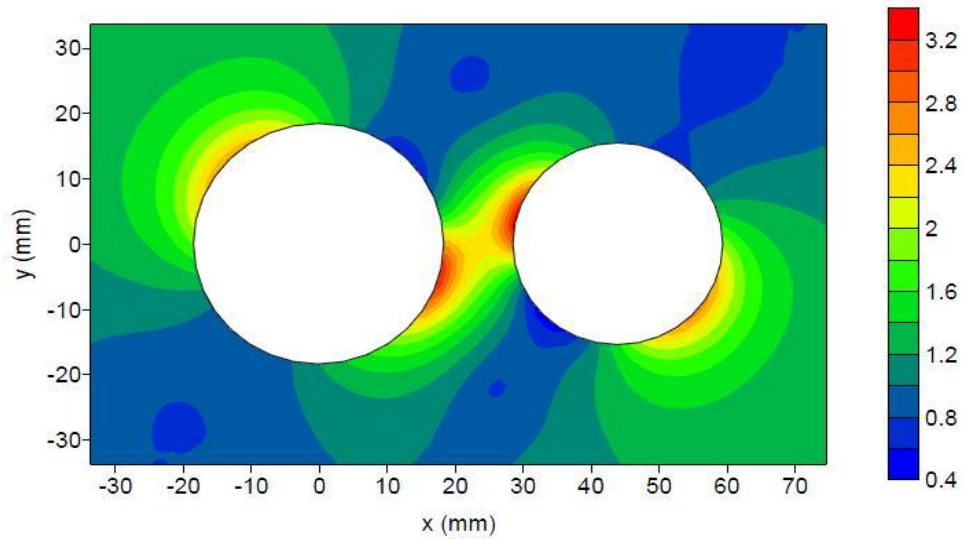
Prueba #1. Parámetros: $r_1 = 18.5 \text{ mm}$, $r_2 = 15.5 \text{ mm}$, $h = 44 \text{ mm}$, $\sigma_H = 1$, $\sigma_h = 1$, $\gamma = 0$, $P_2 = 0$ Fuente: Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 79. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #2.



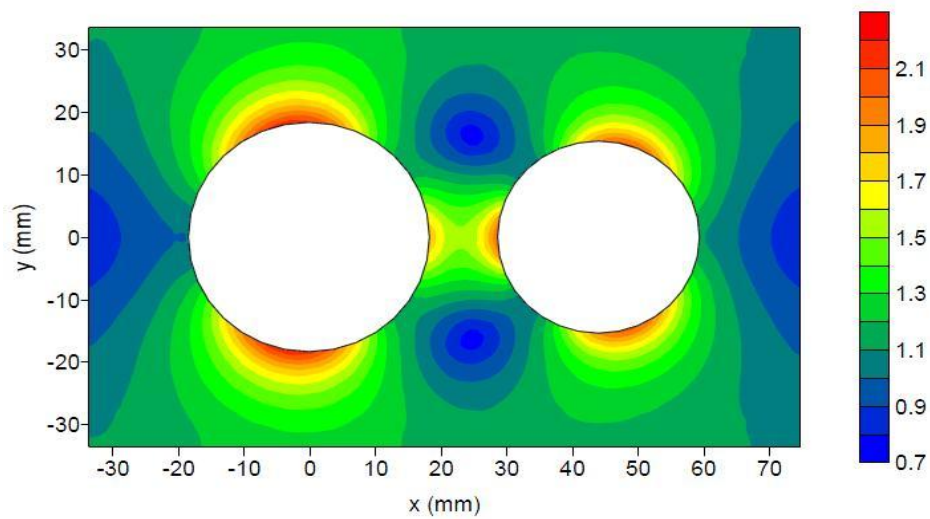
Prueba #2. Parámetros: $r_1 = 18.5 \text{ mm}$, $r_2 = 15.5 \text{ mm}$, $h = 44 \text{ mm}$, $\sigma_H = 1$, $\sigma_h = 0.6$, $\gamma = 90^\circ$, $P_1 = P_2 = 0$ Fuente: Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 80. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #3



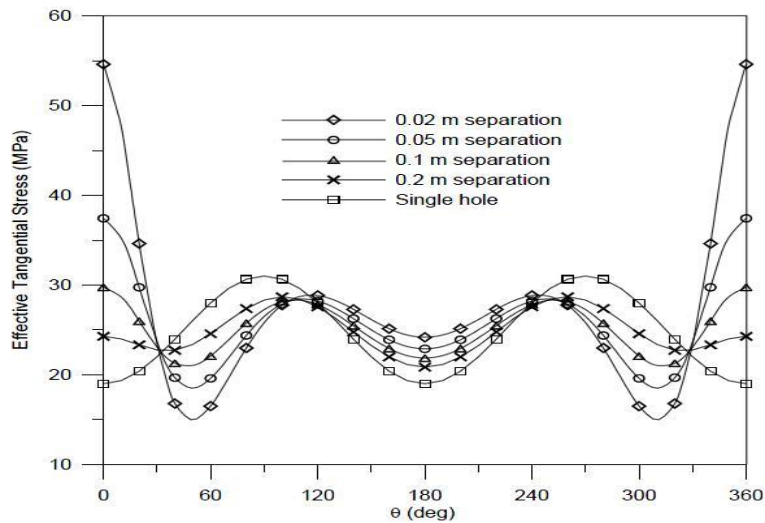
Prueba #3. Parámetros: $r_1 = 18.5 \text{ mm}$, $r_2 = 15.5 \text{ mm}$, $h = 44 \text{ mm}$, $\sigma_H = 1$, $\sigma_h = 0.6$, $\gamma = 45^\circ$, $P_1 = P_2 = 0$ **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 81. Distribución de los principales esfuerzos, prueba #4.



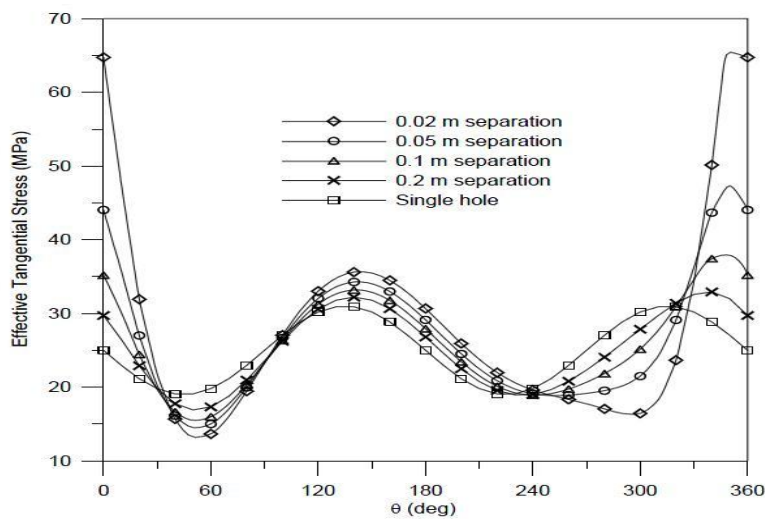
Prueba #4. Parámetros: $r_1 = 18.5 \text{ mm}$, $r_2 = 15.5 \text{ mm}$, $h = 44 \text{ mm}$, $\sigma_H = 1$, $\sigma_h = 0.6$, $\gamma = 0$, $P_1 = P_2 = 0$ **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 82. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales.



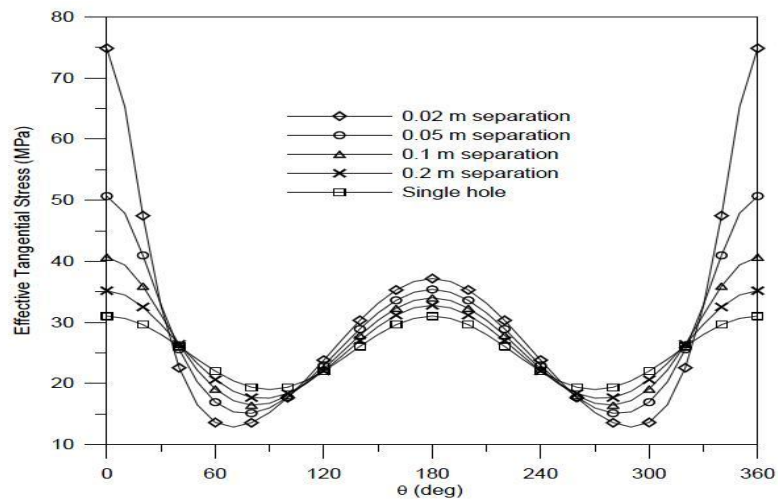
$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.1 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 0$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ kPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3.

Figura 83. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales



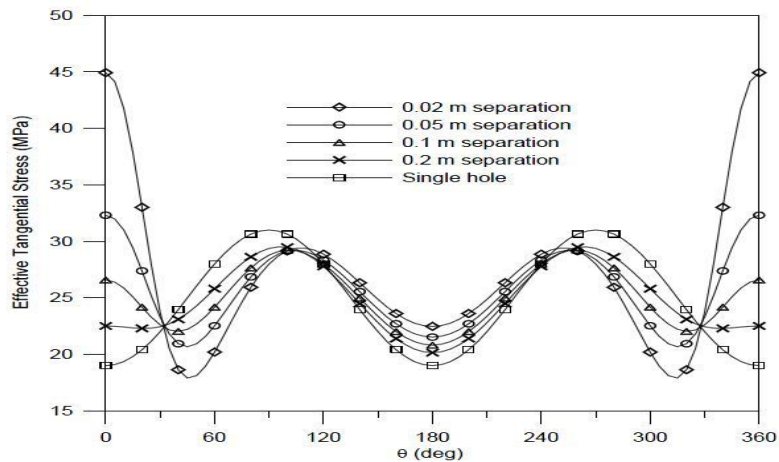
$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.1 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 45^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ kPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 84. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared de ambos pozos, para una unión con dos pozos de diámetros iguales.



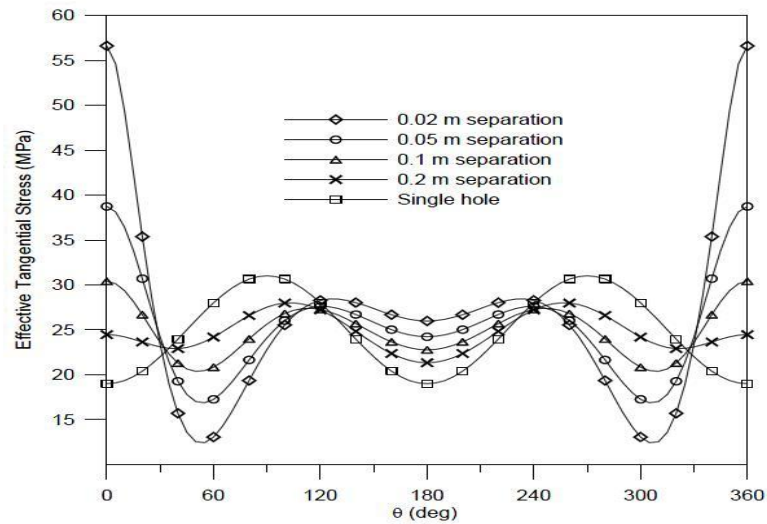
$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.1 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 90^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ kPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 85. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo principal, para una unión con dos pozos de diámetros desiguales.



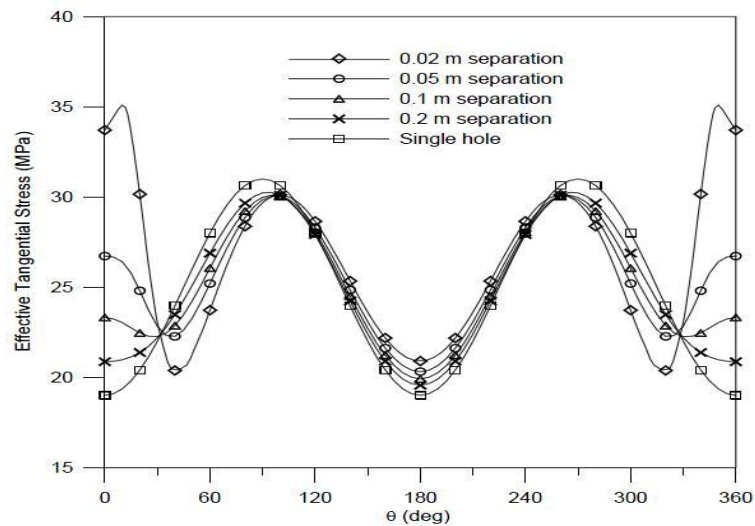
$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.075 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 0^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ KPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 86. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral, para una unión con dos pozos desiguales.



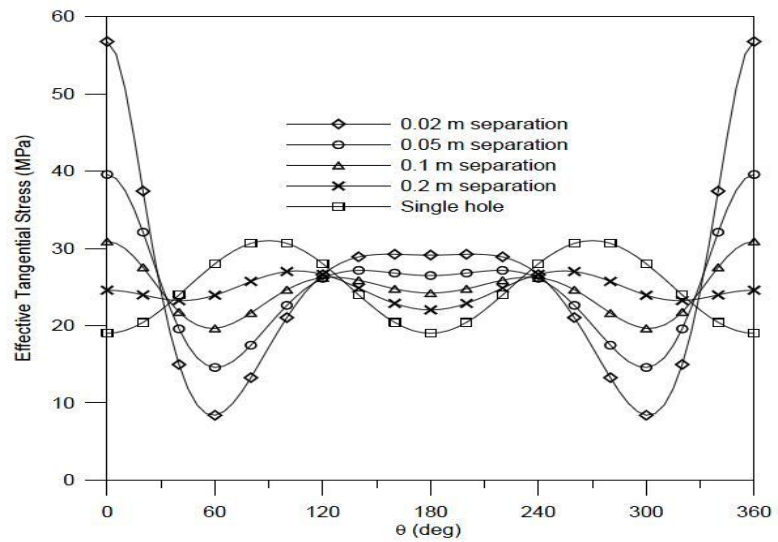
$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.075 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 0^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ KPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3.

Figura 87. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo principal, para una unión con dos pozos desiguales



$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.05 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 0^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ KPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

Figura 88. Esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral, para una unión con dos pozos desiguales



$r_1 = 0.1 \text{ m}$, $r_2 = 0.05 \text{ m}$, $\sigma_H = 25 \text{ KPa/m}$, $\sigma_h = 22 \text{ KPa/m}$, $\gamma = 0^\circ$, $P_1 = P_2 = 12 \text{ KPa/m}$, $P_o = 10 \text{ KPa/m}$, profundidad = 1000 m **Fuente:** Simulación realizada por los autores con el software ABAQUS 6.9-3

8.2 CONCLUSIONES GENERALES DE OTROS ESTUDIOS SOBRE ESTABILIDAD CON UNIONES DE POZOS MULTILATERALES.

De la experiencia de S. Hoang⁴⁸, se extrae que la solución analítica recién derivada para la estabilidad de juntas multilaterales ha sido validada teóricamente, numéricamente y experimentalmente. La estabilidad mecánica de una junta multilateral ha sido investigada utilizando la solución recién derivada. Así, es destacable lo siguiente:

- La junta parece ser más estable cuando se alinea con el máximo esfuerzo horizontal.
- El máximo esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo parece decrecer cuando decrece el tamaño del pozo del lateral. Por otro lado, el máximo esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo lateral parece incrementar cuando decrece el tamaño del pozo lateral.

Además de los casos mencionados anteriormente, cabe destacar los resultados en la simulación ML/MB, como el que se publicó en 2008 por ARMA⁴⁹ (American Rock Mechanics Association) en donde para un caso específico aplicable generalmente, se estudió el efecto de incrementar el Angulo de la junta, variar el diámetro del hueco lateral, variar la orientación del hueco lateral.

8.2.1 Efecto de incrementar el Ángulo de la Junta: El ángulo de la junta empleada en este caso fue variado de 2.5° a 5° a 10°. El análisis de la “nube de esfuerzo” (“stress cloud”) para todos los elementos que forman la pared del pozo lateral fueron incluidas para visualizar este efecto. De la “nube de esfuerzo” correspondiente para los ángulos de junta: 2.5°, 5° y 10°. Puede verse que aun cuando incrementa el ángulo de la junta de 2.5° a 10°, la forma de la “nube de esfuerzo” solo cambia ligeramente. Dos resultados se obtienen obtenerse de esto. Primero, la nube de esfuerzo para el ángulo de junta de 10° es menos dispersa que la nube de esfuerzo correspondiente para el ángulo de junta de 2.5°. Segundo, las magnitudes de los valores p' y q' permanecen prácticamente iguales. De la primera afirmación, puede asegurarse que *LA JUNTA DE UN POZO*

⁴⁸S. Hoang, Y. Abousleiman, U. Tare. “The Analytical Solution for Wellbore Stability in Multilateral Junctions in Nonhydrostatic In-Situ Stress Field”.SPE-90245.2004

⁴⁹Alberto L, Augusto L. “Modeling of Stability of Junctions in Multilateral Wells using Finite Element”. ARMA 08-364. 2008

LATERAL PERFORADO A UN ÁNGULO DE JUNTA DE 10° ES MÁS ESTABLE QUE UNO PERFORADO A 2.5° debido a los cambios en la forma de la nube de esfuerzo. Por otra parte, ningún cambio significativo en la magnitud de los esfuerzos p' y q' indica que la posición de la nube de esfuerzo no está modificada.

Los desplazamientos radiales máximos en los huecos principal y lateral fueron computados para los tres casos de ángulos de junta: 2.5°, 5° y 10°. Los valores máximos fueron alargamientos de pozo encontrados en la pared del pozo lateral. Para el caso de 2.5°. El máximo alargamiento de hueco lateral (maximum lateral hole enlargement) expresado como el porcentaje del radio del pozo fue de 0.199%. Para el caso de 5°, el máximo alargamiento de hueco (maximum hole enlargement) fue de 0.192% y para el caso de 10° fue de 0.188%. La diferencia entre los alargamientos de hueco es despreciable. Por tanto, para las condiciones particulares impuestas en este análisis, se concluye que *CUANDO AUMENTA EN ÁNGULO DE LA JUNTA LOS BENEFICIOS DE LA ESTABILIDAD SON LIMITADOS.*

8.2.2 Efecto de variar el Diámetro del Hueco Lateral: Otra alternativa para modificar la altura de la ventana es variando el tamaño del pozo lateral. El diámetro del pozo lateral fue variado desde 0.27 a 0.22 a 0.17 metros (10.63 a 8.50 a 6.75 pulgadas) en este experimento, manteniendo constante el diámetro del hueco principal a 0.32 metros (12.5 pulgadas). Estos diámetros fueron escogidos de acuerdo con las combinaciones bit size disponibles en la industria petrolera cuando se planean pozos multilaterales. Los resultados fueron analizados diagramas de nubes de esfuerzo y el máximo desplazamiento radial computados durante el análisis tanto del mainbore como del pozo lateral. La nube de esfuerzo (b), que corresponde al hueco lateral de diámetro de 0.17 metros (6.75 pulgadas), muestra un cambio leve en la forma con respecto a la nube de esfuerzo (a) porque la nube de esfuerzo (b) es menos dispersa que la nube de esfuerzo (a). Cuando se analizan los desplazamientos radiales en ambos pozos para cada geometría, los máximos desplazamientos radiales son encontrados en la pared del pozo lateral y representan alargamientos del pozo. La diferencia de alargamientos del pozo en ambos casos (a) y (b) son despreciables.

En conclusión, variando el diámetro del pozo lateral no afecta significativamente la estabilidad mecánica del área de la junta.

8.2.3 Efecto de variar la Orientación de Hueco Lateral: Papanastasiou⁵⁰ presentó el estudio de la estabilidad de una junta multilateral basado en los resultados de un experimento y de modelación numérica. De dicha experiencia, se extrajeron las siguientes conclusiones:

- Concluyeron que el modelo numérico proyectaba razonablemente que el área alrededor del agujero, la cual es propensa a fallar, se subestimó el nivel de esfuerzo el cual inicia la falla.
- Reportaron que la roca testeada exhibió un pronunciado comportamiento frágil y elástico.
- También concluyeron que por el estado de esfuerzo impuesto, LA DIRECCIÓN MÁS ESTABLE PARA UN LATERAL A SER PERFORADO, ES PARALELO AL MÁXIMO ESFUERZO PRINCIPAL IN-SITU.

⁵⁰Papanastasiou, P., Sibai, M., Heiland, J., Shao, J-F., Cook, J., Fourmaintraux, D., Onaisi, A., Jeffryes, B., and Charlez, . "Stability of a Multilateral Junction" : Experimental Results and Numerical Modeling. *SPE 78212 presentado para of the SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Dallas, Texas, 20-23 October.2002.*

9. CONCLUSIONES.

1. La realización de un diseño multilateral es un proceso que es totalmente ordenado y lleva un paso a paso, la propuesta metodológica de esta tesis, enfatiza en que se debe realizar un screening inicial, antes de llevar a cabo cualquier consideración.
2. Antes de escoger un método para diferentes salidas de las juntas ya sea un pozo nuevo o re-entry, se deberá hacer un proceso de selección para escoger la mejor opción (ya sea Section milling, window milling y/o pull casing), para lo cual la compañía que presta el servicio debe tener la experiencia suficiente para escoger la mejor opción y de esta forma optimizar los gastos, la guía multilateral de TAML en la sección 4.2.14 presenta de forma detallada algunas consideraciones a tener en cuenta en el proceso de selección.
3. La migración a la tecnología ML/MB considerada para la mayoría de pozos en Colombia necesariamente no utilizan (o utilizarán) la opción recomendada como configuración de pozo. Porque normalmente se trata de emplear diseños más comunes y menos complejos de realizar. A la vez que se observa el comportamiento de estos para estudiar posibles opciones más complejas a futuro (como se observó en el caso base).
4. Para permitir la adecuada toma de decisiones en una compañía petrolera es necesario realizar un análisis técnico, económico y de riesgos, el análisis de sólo la viabilidad técnica de un pozo necesariamente no garantiza la oportunidad mejor y más rentable para tener éxito, pero se debe tomar en cuenta que facilitó este análisis ya que el campo Castilla tenía algunos casos aplicados con pozos multilaterales.
5. Para el campo de Castilla se debe tener en cuenta la severa heterogeneidad que presenta este yacimiento, puesto que esta es fundamental para el éxito de cada tipo de completamiento. Cada yacimiento presenta características únicas y deben ser analizados individualmente.
6. El uso de métodos puramente deterministas, por ejemplo, árboles de decisión, depende en gran medida del uso de los conocimientos y la experiencia que lleva a veces a la evaluación parcial de las opciones.

7. Debido al riesgo en la perforación, la tasa de éxito depende en gran medida de las características geológicas, calidad del yacimiento y del sistema de pozo. El riesgo en el completamiento está estrechamente influenciado por el tipo de sistema de pozos seleccionados.
8. Se identificaron tres regiones principales en el área de unión. Dos de estas regiones comprenden una zona crítica propensa a fallar y la tercera como una zona estable. La región de colapso se encuentra entre el “*mainbore*” y los pozos laterales, y se encuentra bajo una región de fractura en la ventana creada por la perforación del pozo lateral.
9. Los valores máximos de esfuerzos se encuentran en la región próxima a los dos huecos. Estos valores máximos de esfuerzos indican que la falla por colapso inicia en la unión.
10. La estabilidad del pozo en el área de la unión se ve afectada cuando el ángulo entre el “*mainbore*” y el pozo lateral se incrementa. La misma conclusión se aplica con respecto a la estabilidad del pozo cuando el diámetro del pozo lateral se incrementa.
11. Basándose en la respuesta mecánica de las rocas, la unión de los pozos multilaterales se debería colocar lo más cerca posible de las zonas de saturadas de hidrocarburos.
12. Independientemente de la profundidad en que se encuentre una unión multilateral, la configuración más estable se logra orientando el pozo lateral paralelo al eje del máximo esfuerzo horizontal in-situ (σ_H). Una vez que ha terminado la interacción entre el “*mainbore*” y el pozo lateral, ambos pozos deben ser tratados como huecos individuales y con esto hacer otro análisis de estabilidad para cada una de los huecos.
13. Cuando el pozo principal y lateral, se encuentran en una formación productora homogénea e isotrópica y el lateral se extiende en un plano horizontal, el análisis de esfuerzos indica que unión es la parte estructural del pozo más propensa a fallar por colapso. Una vez que la unión falla, la siguiente región propensa a fallar es el “*mainbore*”.
14. El uso de software comercial ABAQUS basado en la teoría de elementos finitos constituye una herramienta fundamental para el análisis geomecánico de pozos multilaterales y también en lo que respecta a los parámetros de diseño tales como la geometría, la colocación y la

orientación de la unión. ABAQUS está equipado para manejar las fuentes de no linealidad que afectan a las respuestas de los esfuerzos y deformación de la roca.

10. RECOMENDACIONES

1. Es imprescindible un análisis objetivo y cuidadoso de los tomadores de decisiones. Antes de la evaluación de probabilidades en el árbol de decisiones, los ingenieros deben adquirir todos los datos pertinentes y las lecciones aprendidas de anteriores experiencias
2. Se pueden utilizar en conjunto métodos probabilísticos y deterministas para evaluar varias alternativas debido a la naturaleza de la industria del petróleo y de gas, todo esto debido a: el alto riesgo que implica, las elevadas inversiones de capital intensivo, la complejidad de las operaciones, y el potencial de ingresos.
3. Los geólogos, geocientíficos, ingenieros y gerentes deben colaborar juntos con respecto a los proyectos de desarrollo y deben tener un enfoque multidisciplinar que abarca un análisis técnico, económico y de riesgos.
- 5 Se recomienda para una posterior investigación desarrollar un software computacional basado en las necesidades económicas de una compañía de inversiones del sector petrolero para incluir no sólo un análisis técnico, sino también un análisis económico y el riesgo contando la variabilidad de los yacimientos presentes en el mundo.
- 6 Para el análisis de la estabilidad de las diferentes configuraciones de uniones en pozos multilaterales no se tuvo en cuenta un nivel de completamiento, en donde no se proporciona soporte mecánico o hidráulico en la unión. Más bien esta investigación se centra en el estudio del comportamiento de la roca. El trabajo futuro debe incluir escenarios más complejos en donde se encuentren operaciones de completamiento y producción en donde el casing y el cemento modifiquen la resistencia de la unión.
- 7 Se recomienda una investigación adicional sobre el efecto de la interacción química entre los fluidos de perforación o de completamiento y los fluidos de la formación in-situ sobre la estabilidad de la unión.
- 8 Los resultados obtenidos en este estudio con respecto a la anisotropía de la roca se limitan a los efectos que las rocas sedimentarias laminadas causa en la estabilidad del pozo cuando los planos de estratificación son horizontales. se recomienda un análisis más detallado sobre el efecto de

variar el ángulo de inclinación del plano de las camas para la estabilidad de pozos en pozos desviados.

- 9 Adicionalmente se recomienda una investigación con respecto a los factores que afectan la distancia de separación, tales como el estado in situ de los esfuerzos y las propiedades de la roca
- 10 Los datos sobre los esfuerzos in-situ no son los únicos parámetros importantes a ser conocidos, sino también otros parámetros tales como la presión de poro y la caracterización geomecánica fiable de la roca y los fluidos contenidos en ella. Se recomienda seguir estudiando con herramientas técnicas y pruebas de laboratorio, que permiten la precisa caracterización de las rocas, fluidos, y esfuerzos "in-situ.

BIBLIOGRAFIA

1. Esquema de ordenamiento territorial Municipio de Mogotes - Santander. Documento de Diagnóstico – Componente Físico - Biótico.
2. Aadnoy, B.S. and Edland, C.: “*Borehole Stability of Multilateral Junctions,*” Artículo SPE 56757 presentado en la conferencia y exposición técnica anual SPE de Houston, Texas, (Octubre 1999).
3. Aadnoy, B.S. and Froitland, T.S.: “*Stability of adjacent boreholes,*” Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, (Julio 1991), Vol. 6, No.1, 37-43.
4. ARCOS RUEDA, Dulce Maria. 2008. Technical, Economic and Risk Analysis of Multilateral Wells. Monterrey : Texas A&M University, 2008.
5. BARBA DIAS, Diana Lucia, y MARTÍNEZ VILLAMIZAR, Paola Elizabeth. Estudio y diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua de formación para la estación central del campo Sacha. Escuela Politécnica Nacional. 2009.
6. Bradley, W.B.: “Mathematical concept-stress cloud can predict borehole failure,” The Oil and Gas Journal, (February 19, 1979b).
7. BARBOSA ESPITIA, Ángel Antonio, y LÓPEZ CARDONA, Ana Paulina. Tesis de grado: Análisis facial de las secuencias del cretácico superior correspondientes a las formaciones San Rafael, Conejo y Plaeners aflorantes en sectores aledaños a Villa de Leyva (Departamento de Boyacá, Colombia). Manizales. Universidad De Caldas. 2009.
8. BRISTER, Ray. The Optimum Junction Depth for Multilateral Wells. Presentado en el SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held. Paper SPE 64699. Beijing, China: 7–10 Noviembre 2000.
9. CONTRERAS VARGAS, Sayda Katerin. Tesis de grado: Interpretación ambiental e historia de subsidencia del pozo Pivijay-1, Valle Inferior del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2006.
10. CHACÓN GIL, Wilson. Tesis de grado. Estratigrafía y geología estructural de la parte sur del bloque Doima, Valle Superior del Magdalena, Departamento del Tolima, Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007. Pág. 33, (22).

11. CHAMBERS, M. R.: "Making Multilateral Wells Cost Effective," paper SPE 51244, presentado en el "22nd Annual International Conference and Exhibition", Lagos, Nigeria, 1998.
12. Charlez, P.A.: "*The impact of Constitutive Laws on Wellbore Stability: A General Review*," Artículo SPE 28058 JPT Drilling & Completion, (Junio 1997b), 119-127.
13. Charlez, P.A.: Rock Mechanics Petroleum Applications, Volumen 2, Ediciones Technip, Paris, (1997a).
14. Charlez, P.A.: Rock Mechanics Theoretical Fundamentals, Volumen 1, Ediciones Technip, Paris (1991).
15. D. A. CASTILLO and D. MOOS, Reservoir Geomechanics Applied to drilling and completion programs in challenging formations: North West Shelf, Timor Sea, North Sea and Colombia, APPEA Journal 2000
16. DEETZ, Charles H. Elementos de proyección de mapas y su aplicación a la construcción de mapas y cartas, Washington: Secretaría de Estado de los Estados Unidos de América. 1944.
17. E. C. CAZIER, G. ESPINOSA, J-F. MUGNIOT AND W. G. LEEL JR, Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia. AAPG Bulletin, volumen 79. Octubre 1995.
18. FERREIRA V, Paulina; NUNES T ALBERTO y RODRÍGUEZ P, MIGUEL ANGEL. Levantamiento geológico de la plancha 323 Neiva. Memoria explicativa. (INGEOMINAS).
19. Fjaer, E., Holt, R., Horsud, P., Raaen, A., and Risnes, R.: Petroleum Related Rock Mechanics, Editorial Elsevier Science Publishers B.V, Países bajos (1992).
20. FONSECA, C.: "Chemical-Mechanical Modeling of Wellbore Instability in shales," Ph.D. disertación, Universidad de Texas at Austin, Austin, Texas. 1998.
21. FRAIJA, José; OHMER, Hervé; PULICK, Tom; JARDON, Mike; KAJA, Mirush; PAEZ, Ramiro; P.G. SOTOMAYOR, Gabriel y UMUDJORO, Kenneth. "Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales", Oilfield Review, Schlumberger:, 2003.

22. GARZÓN CAMACHO, Joel. Tesis de grado: Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3w del campo la Cira-Infantas a través de trazadores radioactivos. Occidental de Colombia, inc. Práctica empresarial. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009.
23. GÓMEZ VANEGAS, César Augusto y SANTAMARÍA BOLÍVAR, Rafael, "Análisis De Estabilidad De Pozo Utilizando El Software PBORE", Tesis de grado,. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander, 2004.
24. Hibbitt, Karlsson, & Sorensen, Inc.: Abaqus/manual estándar de usuario versión 6.1, U.S.A., (2000a).
25. IMC, Información Minera de Colombia. Reseña de la minería en el departamento de norte de Santander. Información Minera de Colombia (IMC). Cúcuta, 2002.
26. INGEOMINAS. Memoria del cuadrángulo G-13. Cúcuta. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS). Pág. 36, (30).
27. INGEOMINAS. Terremoto del Quindío (enero 25 de 1999) informe técnico - científico (INGEOMINAS). Pág. 32.
28. LEE, John. "Pressure transient testing", Volume 9, Pennsylvania State University. Society of Petroleum Engineers, 2003.
29. LEÓN LECAROS, Walther R; y SÁNCHEZ FERNÁNDEZ Agapito W. Importancia de la clasificación litoestratigrafica y su implicancia en el cartografiado geológico del territorio peruano. INGEMMET.
30. McKEE CANEPA, Jenniffer; CALVACHE ARGUDO, Guillermo; MALAVE TOMALA, Kleber. "Estudio De La Perforación Multilateral Aplicado Al Campo Cononaco, Operado Por Petroproducción". Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2009
31. McLean, M.R. and Addis, M.A.: "Wellbore Stability: The Effect of Strength Criteria on Mud Weight Recommendations," Artículo SPE 20405 Presentado en el 65a Conferencia y Exposición técnica anual de la de la SPE held en New Orleans, LA, (Septiembre 1990b), 9-17.
32. M. D. ZOBACK, N. C. LAST and S. WILLSOM, Drilling in South America: A wellbore Stability Approach for Complex Geologic, SPE 53940-04-99.

33. MERCADO BENÍTEZ, Darío Rafael y VELANDIA MANOSALVA, Jairo Alexei, "Estudio de factibilidad para la perforación de pozos multilaterales en un campo maduro del valle medio del Magdalena", Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008
34. N. C. LAST and R. PLUMB, An integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. SPE 30464, 1995.
35. Papanastasiou, P. et al.: "Stability of a Multilateral Junction: Experimental Results and Numerical Modeling," artículo SPE/ISRM 78212 Presentado en la conferencia de mecánica de rocas realizada en Irving, Texas, (Octubre 2002).
36. RETNANTO, E, Economides. Optimization of the Performance of Partially Completed Horizontal Wells. SPE 37492. TEXAS.
37. ROEGIERS, Rocks Mechanics for Engineers and geologist. Estados Unidos de America: University Oklahoma. Pág 1.
38. ROYERO GUTIÉRREZ, José María; CLAVIJO Jairo. Mapa geológico generalizado Departamento de Santander escala 1:400.000. Memoria explicativa. Bucaramanga. INGEOMINAS. 2004. Pág. 31, (16).
39. Starfield, A.M. and Cundall, P.A.: " *Towards a Methodology for Rock Mechanics Modelling,*" Revista internacional de mecánica de rocas, minas, ciencias y geomecánica, (1988), Vol.25, No.3, 99-106.
40. TORRES, M.E., GONZALEZ, A.J., Last, N.C. "In-Situ Stress State Eastern Cordillera Colombia" SPE 81074 Colombia National University - Schlumberger DCS Santa Fe de Bogotá: National University, BP Exploration, 2003.
41. V. MAURY and C. ZURDO, Drilling-induced lateral shifts along preexisting fractures: A common cause of drilling problems, SPE Drilling and Completion, marzo 1996.
42. Wang, H.F.: Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology, Princeton University Press, New Jersey, U.S.A. (2000).
43. X. Chen, C:P Tan; C.M Haberfield "A Comprehensive Practical Approach For Wellbore Instability Management" SPE 48898. 1998.

NOMENCLATURA

a : Ancho del yacimiento, ft

A : Área de drenaje, ft²

B_o : Factor volumétrico de formación, res bbl/STB

b : Largo del yacimiento, ft

C_H : Factor de forma, adimensional

C_i : Nodo de oportunidad

D : Coeficiente no-darcy, dimensional

F_v : Futura suma recibida en un tiempo t

h : Espesor, ft

i_e : Tasa de interés de efectivo anual (fracción)

k : Permeabilidad promedio, md

k_h : Permeabilidad horizontal, md

k_v : Permeabilidad promedio, md

k_y : Permeabilidad horizontal, md

k_z : Permeabilidad vertical, md

L : Longitud del pozo, ft

N_p : Volumen de petróleo o gas producido, STB or Mscf

NPV_i : Valor presente neto correspondiente a cada brazo con P_i , \$ M

P : Presión promedio del yacimiento, psi

P_i : Conditional probability

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, psi

P_{xy} : Componente de la parcial penetración del daño, plano x - y

P_{xyz} : Componente de la parcial penetración del daño, plano x - y - z

P_y : Componente de la parcial penetración del daño, plano y

Q_i : Caudal inicial, STB/día or Mcf/day (DCA)
 Q_t : Caudal a un tiempo t , STB or Mcf/día (DCA)
 q_o : Caudal de aceite, STB/día
 r_e : Radio de drenaje, ft
 r_w : Radio de pozo, ft
 s : Efecto del daño - adimensional
 s_R : Facto de daño con penetración parcial, adimensional
 T : Temperatura promedio del yacimiento (oF)
 t : Tiempo, meses
 x_{mid} : Punto medio del pozo en la coordenada x , ft
 y_o : Ubicación del pozo en el eje y , ft
 z_o : Ubicación del pozo en el eje z , ft
 $\bar{\mu}$: Viscosidad promedio (cp)
 x, y = coordenadas cartesianas
 θ = ángulo de rotación
 ε = parámetro geométrico
 K = factor de concentración de esfuerzo
 P_o = presión de poro
 n : *Relación de Poisson para una prueba jacketed*
 n_u : *Relación de Poisson para una prueba unjacketed*
 ρ : Densidad
 σ_a : Esfuerzo axial
 σ_c : Esfuerzo compresivo
 σ_{eff} : Esfuerzo efectivo
 σ_{total} : Esfuerzo total
 σ_{int} : Esfuerzo intermedio principal
 σ_{max} : Máximo esfuerzo principal

σ_{min} : Mínimo esfuerzo principal

σ_q : Esfuerzo tangencial

σ_r : Esfuerzo radial

σ_H : Esfuerzo máximo horizontal in-situ

σ_h : Esfuerzo mínimo horizontal in-situ

σ_{hor} : Esfuerzo horizontal bajo un campo de esfuerzos horizontalmente isotrópico

σ_t : Esfuerzo de tensión

σ_v : Esfuerzo vertical in-situ

σ_x : Esfuerzo principal in-situ en dirección al eje x

σ_y : Esfuerzo principal in-situ en dirección al eje y

σ_z : Esfuerzo principal in-situ en dirección al eje z

τ_θ : Parámetro *Drucker-Prager*

ξ : Variable de Aadnoy's para establecer la independencia entre los huecos

$\tau_{(x,y) (y,z) (z,x)}$: Esfuerzo de corte para cada plano

$\gamma_{(x,y) (y,z) (z,x)}$: Esfuerzo de corte para cada plano

ANEXOS

ANEXO A. FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS EN CUENCAS SEDIMENTARIAS COLOMBIANAS.

A.1 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

Las arenitas de las formaciones **Carbonera** (C-3, C-5 y C-7) y **Mirador** (Paleógeno) son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10-30%.

Formación Barco: En su localidad tipo, en la Cuenca del Catatumbo, la formación Barco se encuentra entre las Formaciones Guadalupe y Cuervos, donde se le ha asignado una edad del Paleoceno Inferior (Cooper *et al*, 1994).

La Formación Barco consiste esencialmente de una sucesión siliciclástica monótona de cuarzoarenitas ligeramente arcillosas color blanco a gris claro, no bioturbadas con estratificación cruzada. Algunas veces, las secuencias basales consisten de arenitas de grano grueso y muy grueso, son conglomeráticas y presentan estratificación cruzada bidireccional (Rojas 2002).

La Formación Barco está en contacto inconforme con la infrayacente Formación Guadalupe. El contacto superior con la Formación Cuervos es aparentemente transicional.

Formación Mirador: La Formación Mirador se encuentra entre las Formaciones Los Cuervos y Carbonera. La edad asignada a la formación Mirador es Eoceno Superior (Zamora, 2003). La edad asignada a la misma formación en Venezuela es Eoceno

La Formación Mirador consta de tres miembros; el inferior y superior areníticos y el intermedio lutítico. Se diferencia de las Formaciones Barco y Guadalupe por la presencia de lentes de conglomerados (tamaño de grano) y arcillas grises con horizontes rojizos (paleo-suelos).

Las areniscas de Mirador son de color claro, de grano grueso a muy grueso, con apariencia muy limpia y caolinita en la matriz. Ocasionalmente presentan capas interestratificadas de conglomerados clastosoportados (tamaño del guijarro). El espesor de los conglomerados va de unos pocos centímetros a decenas de centímetros. Estas capas tienen una morfología lenticular y aparecen en formas de

estratificación de diversos tipos y escala (Rojas, 2002). Los contactos con las unidades de arcilla son típicamente irregulares o erosivos.

Los guijos de los conglomerados se componen principalmente de cuarzo lechoso y en menor proporción chert. Las areniscas conforman secuencias grano-decrecientes. En el miembro inferior predominan las arcillolitas de color gris claro, parcialmente moteadas en capas lenticulares discontinuas. El miembro intermedio presenta arcillolitas gris oscuras y lutita aparentemente rica en materia orgánica. Ocasionalmente aparecen capas de arenisca de grano fino a muy fino. El contacto entre los miembros basal e intermedio ha sido considerado discordante (Cooper, et al 1994). En algunas localidades el contacto es concordante.

Formación Guadalupe: La formación Guadalupe es equivalente a la Formación Colon-Mito Juan en Venezuela. Se les ha asignado una edad Campaniano-Maastrichtiano (Fajardo et al. 2000).

El Grupo Guadalupe se caracteriza por gruesos paquetes de arenitas masivas bioturbadas arenitas con laminación ondulosa bioturbadas, interlaminaciones ligeramente bioturbadas de arena y lodolita, shales gris oscuro y paquetes de interestratificaciones de limolitas silíceas, porcelanitas, shales gris oscuro, ocasionalmente con niveles de fosforita y caliza. Las arenitas en general son de grano muy fino a fino, bien seleccionadas, color blanco amarillento a gris claro y ocurren en capas muy gruesas y gruesas. El Grupo Guadalupe está en contacto inconforme con la suprayacente Formación Barco, El contacto inferior con la formación Chipaque es transicional. El espesor de la Formación Guadalupe varía entre 150 y 300 m (500 a 1000 pies). (Rojas, 2002)

A.2 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

Tres importantes unidades de areniscas están distribuidas en la cuenca: Las formaciones **Caballos y Monserrate** en el Cretácico y la Formación **Honda** en el Mioceno. Existen además rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un alto potencial como reservorios. Las facies arenosas de la Formación **Tetuán**, las cuales producen actualmente petróleo, son un nuevo objetivo para la exploración.

Formación Caballos: Esta unidad litoestratigráfica se describe con base en la sección levantada por la carretera Vereda Miramar-Baraya, y se puede dividir en

tres segmentos, los cuales son morfológica y litológicamente diferenciables. Segmento 1 (m 0 - m 32): conformado en la base por conglomerados de gránulos de cuarzo, subangulares a subredondeados, con matriz arcillosa, en capas delgadas a muy gruesas, convergentes, en secuencias que gradan hasta arenitas de grano fino y lodolitas. Hacia la parte media y superior del segmento se observan arenitas, medias a finas, de cuarzo, encapas convergentes y cubetiformes, gruesas a delgadas. Segmento 2 (m 32 - m 98): medido en la Vereda Miramar. Consiste de una sucesión monótona, de lodolitas grises oscuras, con partición en escamas, laminación ondulosa, no paralela, con intercalación de capas concrecionales de limonita, con tamaños variables entre unos pocos centímetros a 1,5 m. El segmento es muy rico en hierro. Segmento 3 (m 98 - m 110): consta de arenitas medias a gruesas, de cuarzo, en capas gruesas, convergentes, con laminación interna cruzada, en secuencias gradadas.

Formación Monserrate: Está constituida por cuarzo areniscas de grano fino a medio principalmente con restos fósiles. Hacia la base de esta formación se encuentran niveles de lodolitas a areniscas de grano muy fino de color crema, hacia el sur se identificaron algunos niveles delgados de calizas dentro de la secuencia arenosa (Fig. 8). Esta Formación se encuentra fracturada indicando un comportamiento competente. La Formación Monserrate descansa sobre la Formación Villeta en contacto normal y sobre ella descansa en para conformidad la suprayacente Formación Guaduala, Veloza et. al, (2006).⁵¹

Formación Honda: Esta Unidad está constituida por paquetes de areniscas verdosas de grano medio con un alto contenido de material volcánico en afloramientos muy meteorizados. Los afloramientos de la Formación Honda se encontraron únicamente en el bloque yacente de la Falla San Jacinto y en estudios previos se reportan algunos afloramientos en el Sinclinal de Tesalia (Marquínez et al, 2002). La Formación Honda en la zona de estudio, suprayace la Formación Doima y se encuentra en contacto erosivo con los depósitos Cuaternarios del Río Magdalena.⁵²

Formación Tetuán⁵³: De acuerdo a la literatura geológica, el término Calizas de Tetuán fue establecido por la Texas Petroleum Company (1962) para designar las calizas en el campo Ortega (Barrio & Coffield 1962, en Peña J., et al., 1999).

⁵¹(JIMENEZ DIAZ, 2008)

⁵²(JIMENEZ DIAZ, 2008)

⁵³(SANABRIA RUIZ, et al., 2010)

De acuerdo con estudios anteriores y la salida de campo que se realizó para este trabajo, las Calizas de Tetuán son una intercalación de calizas y shales calcáreos fisiles en las que en algunas zonas se encuentran niveles concrecionales e impregnaciones de hidrocarburos y alto contenido de materia orgánica. También se encontró que este miembro Tetuán infrayace a la Shale de Bambucá y suprayace concordantemente a la formación Caballos.

Según estudios realizados por varios autores y verificados en la salida de campo, el Miembro Tetuán se subdivide informalmente en 3 segmentos. A continuación se hace la descripción de cada uno.

- **Segmento 1:** Suprayace concordantemente al nivel superior de la Formación Caballos. Se inicia con una capa muy gruesa de Packstone que gradua a Wackstone muy gruesa, que al tope es de color gris oscuro a claro y con límites ligeramente ondulados (Modificado de Peña J., et al 1999). Seguidamente se encuentra una sucesión de capas medianas de Wackstone intercaladas con shales calcáreos muy fisiles de color negro.
- **Segmento 2:** Hacia la base de éste se encuentra un paquete de Shales calcáreos fisiles de color negro con laminación muy fina ondulosa no paralela. Ocasionalmente se encuentran capas finas de Mudstone con presencia de conchas.
- Hacia el tope del segmento encontramos una sucesión constante de capas gruesas a medias de Wackstone de color gris oscuro de manera tabular y con límites ligeramente ondulados, intercaladas con shales calcáreos fisiles de color negro. En las calizas se presenta bioturbación; se encuentran bivalvos, gasterópodos, amonitas, foraminíferos, fragmentos de equinodermos. Se encuentran impregnaciones de hidrocarburos.
- **Segmento 3:** Este segmento es la parte superior del Miembro Tetuán está compuesto por una intercalación de capas finas de Mudstone de color gris oscuro y forma lenticular, intercaladas con capas finas a medias de Shale calcáreo fisil. En este segmento se hace notable el fuerte olor a petróleo al romper una roca debido a la impregnación ocasionada por la presencia de hidrocarburos.

Ambiente Sedimentario

El ambiente en el cual se depositaron las Calizas de Tetuán se ha interpretado como una plataforma carbonatada abierta, tipo rampa (Read, 1985, James & Kendall, 1992, Jones & Desrochers, 1992; en Peña J., 1999), desarrollada en un ambiente tectónico pericratónico de aguas cálidas y con moderada velocidad de producción de carbonatos.

- **Segmento 1:** Este intervalo se encuentra inicialmente en un ambiente de plataforma mixta, predominantemente carbonática, que finaliza en un ambiente dominado totalmente por la depositación de carbonatos. La fauna fósil en este segmento es principalmente del Cretácico (bivalvos con concha gruesa) (Modificado de Peña J., 1999). El decrecimiento en el porcentaje y tamaño de terrígenos evidencia una progresiva migración del área fuente o entrapamiento de sedimentos en la línea de costa durante la transgresión, que estimuló la producción y acumulación de carbonatos. Este hecho permitió la depositación de capas de Packstone y Wackstone (Inden, R. & Moore, C 1983; en Peña J., et al. 1999) son típicas de ambientes de transición entre la parte baja de la rampa somera y la parte superior de la rampa profunda en donde prevalecen las condiciones de baja energía.
- **Segmento 2:** En la parte inferior se tiene un ambiente deposicional de aguas tranquilas en la tras-rampa (facies de llanuras mareales en un ambiente protegido y/o subaéreo) a rampa somera. Las condiciones ambientales que afectaron la producción de carbonatos son: temperatura del agua, disponibilidad de luz, oxígeno en el agua, tasa de sedimentación, aporte de material terrígeno. En la parte superior hay presencia de litofacies de Wackstone gruesas a finas y Packstone gruesas y finas; son comunes en ambientes de rampa somera (Peña J., et al, 1999). La parte final de este segmento se interpreta como la transición de un ambiente de rampa somera a profunda. Esto se evidencia en el decrecimiento del tamaño y cantidad de la macrofauna, representada principalmente por bivalvos en las capas superiores, y el aumento simultáneo de la microfauna (Peña J., et al, 1999).
- **Segmento 3:** Está representado por la profundización y posterior ahogamiento de la plataforma carbonatada. La depositación de los Mudstone foraminíferos señala condiciones ambientales adecuadas solamente para la proliferación de organismos plantónicos. Tales

características permiten interpretar un ambiente anóxico de aguas tranquilas y profundas por debajo del nivel de acción de las tormentas, debido a la ausencia de tormentitas que interrumpen la secuencia de sedimentación uniforme hacia el tope de la unidad (Peña J., et al, 1999).

A.3 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA VALLE MEDIO MAGDALENA.

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (Formaciones **Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa**), con promedios de porosidad entre 15-20% y permeabilidad de 20-600 md. Los depósitos calcáreos fracturados (**Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna**) poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

Formación Lisama (Paleoceno-Eoceno Inferior (Tpe)). fue depositada en un sistema fluvial meándrico, la unidad se encuentra constituida por una secuencia de lutitas abigarradas, alternadas con areniscas grises, verdosas y pardas, de grano fino a medio y algunas capas delgadas de carbón. El depósito de estos sedimentos ocurrió en un ambiente bajo condiciones lagunares deltáicas.

Formación La luna: Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

Formación Real (Mioceno): Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso.

Formación Colorado (Mioceno Zona A): Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos

arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo.

Formación Mugrosa (Oligoceno Zona B y C): El tope de la formación lo determina un paquete de lutita, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura y rojiza.

Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D): Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Hacia la base de esta formación es muy característico un paquete de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos. Es considerada por algunos autores como perteneciente a la parte basal de la Formación la Paz.

A.4 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.

Las rocas reservorio en el Valle Inferior del Magdalena, son una secuencia espesa de areniscas de origen fluvial a deltaico de la **Formación Ciénaga de Oro**. En el Cinturón Plegado de San Jacinto, las principales rocas reservorio son las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las **formaciones San Jacinto, Maco y San Cayetano**. Localmente, las calizas fracturadas de las **formaciones La Risa y Toluviejo** pueden ser potenciales reservorios adicionales. En el Cinturón Plegado del Sinú, las principales rocas reservorio son las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las **formaciones Pajuil, Floresanto, Pavo y Maco**. Localmente, las calizas fracturadas de la **Formación La Risa**

pueden ser potenciales reservorios adicionales. Y en la zona costa afuera de la Cuenca de Urabá, el objetivo como reservorio podrían ser calizas coralinas, dadas las condiciones de depósito favorables que se observan en la provincia, una bahía con descargas de agua dulce y moderadas tasas de sedimentación.

Formación Ciénaga de Oro⁵⁴ (Oligoceno tardío – Mioceno temprano). Esta unidad no aflora en el área. Se conoce su presencia en el subsuelo por reportes de compañías petroleras. En general, esta formación consta de areniscas alternadas con limolitas intensamente bioturbadas, en capas plano - paralelas.

En la sección San Andrés – Tuchín, Plancha 52 Sahagún, Clavijo J., et al., (1996, en Hernández et al., 2003) reportan la siguiente descripción. Presenta en la base una alternancia de areniscas de grano grueso a fino en capas delgadas, intercaladas con lodolitas bioturbadas. En la parte media se caracteriza por tener areniscas lodosas de grano medio, de color gris moteado intensamente bioturbadas, alternadas con capas delgadas de areniscas y lodolitas, que presentan variedades conglomeráticas. En el tope presentan un paquete de areniscas de grano fino color gris amarillento.

En el subsuelo del área de la Plancha 39 El Díficil se reporta la presencia de la Formación Ciénaga de Oro, cuyas facies son diferentes a las descritas en superficie, los cuales se describen a continuación: El espesor de esta unidad dentro de la Subcuenca de Plato es muy variable y se ha subdividido informalmente en tres miembros que de base a techo son: arenisca no calcárea, arenisca calcárea y caliza de Cicuco (Cáceres C., et al., 1975, en

Hernández et al., 2003). La arenisca no calcárea representa la parte inferior de la formación y contiene dos variedades de sedimentos arenosos y algunas delgadas intercalaciones de arcillolitas.

La primera, una arena suelta de incolora a verde y gris claro, compuesta principalmente por cuarzo hialino, con granos angulares a subangulares que varían desde grano medio a muy grueso, algunos granos de cuarzo manchados de verde por la clorita. La segunda, una arenisca gris clara a gris verdosa, de muy fina a fina, granos subangulares a subredondeados con feldespatos, biotita, líticos y materia orgánica finamente diseminada. Las arcillolitas son generalmente verde grisáceas con material carbonoso.

⁵⁴(CONTRERAS VARGAS, 2006)

La arenisca calcárea corresponde al miembro intermedio y consta de una alternancia de areniscas, arcillolitas y limolitas. Las arenas son de color blanco gris a gris verdoso, de fina a gruesa con granos de cuarzo hialino, algo de glauconita y cemento calcáreo, material carbonoso, fragmentos de conchas de lamelibránquios, restos de algas y foraminíferos.

Las calizas de El Difícil y Cicuco representan el elemento superior de la formación y está constituida por una caliza tipo arrecifal depositada sobre los altos del basamento. Se presentan variaciones laterales bruscas, pero, en general, se trata de una caliza de color gris clara a gris oscura, textura finamente cristalina, densa y dura. Contenido fosilífero pobre con algunos moluscos, foraminíferos y restos de algas.

El contacto con las rocas del basamento es discordante y concordante con la Formación Rancho al techo.

Formación Tubará⁵⁵ (Mioceno tardío – Plioceno). Las mejores exposiciones de la unidad son las secciones de La Cordialidad y del Arroyo Gallinazo, que se describen a continuación. La primera sección es representativa de la parte inferior de la Formación Tubará. Se subdividió en tres segmentos de base a techo, así:

- **El Segmento 1** está constituido por areniscas cuarzosas de grano fino, blancas, con cemento calcáreo a la base y silíceo al techo, con buena selección, en capas medias a muy gruesas, planas, ocasionalmente cuneiformes macizas y, en ocasiones, con laminación ondulosa. Hacia el techo se intercalan lodolitas grises a amarillas muy alteradas, en capas delgadas.
- **El Segmento 2**, está constituido por areniscas de cuarzo de grano fino, blancas y amarillas por alteración, con cementos silíceos, en capas medias y gruesas onduladas con laminación interna también ondulosa. Se intercalan lodolitas negras carbonosas y grises, fósiles, en capas delgadas.
- **El Segmento 3**, está constituido en la base por areniscas de cuarzo, con algún contenido de fragmentos líticos y conchas de bivalvos. Son de grano grueso a conglomeráticas, blancas a amarillas, con moderada selección, en capas gruesas. Hacia el techo se presentan areniscas de cuarzo, de grano fino, ocasionalmente grueso, blancas, de moderada selección, con cemento

⁵⁵(CONTRERAS VARGAS, 2006)

silíceo, en capas gruesas con estratificación cruzada, algunas con laminación plana.

La segunda sección se subdividió en tres segmentos. El Segmento 1, está constituido por arenitas arcósicas de grano medio a grueso, cuya composición es de 35% de cuarzo, 35% de feldespatos y 30% de líticos (chert, limolita y bioclastos). Los granos son angulares a subredondeados. Hacia la base se alternan areniscas conglomeráticas y conglomerados con clastos de cuarzo lechoso, limolitas silíceas, chert negro y rocas ígneas porfiríticas, en matriz arenosa, en capas planas, estratificación cruzada y con costras ferruginosas lenticulares. El Segmento 2, está constituido por areniscas arcósicas de grano medio a muy grueso, de color gris a amarillo blanquizco, en capas planas paralelas, con intercalaciones de arcillolitas yesíferas gris oscura y lodolitas calcáreas fosilíferas. El Segmento 3, está constituido por litoarenitas de grano medio, de color gris verdoso, en capas gruesas e intercalaciones de lodolitas silíceas grises y lentes de conglomerados. Hacia el techo, las areniscas son conglomeráticas mal seleccionadas. Los granos son redondeados, en una matriz de areniscas de grano medio.

La Formación Tubará yace discordante sobre la Formación Hibácharo, mientras que el techo se encuentra cubierto discordantemente, bien por las Gravas de Rotinet, o por depósitos cuaternarios. Se correlaciona con la Formación Zambrano del Anticlinorio de San Jacinto.

Unidad Ciénaga de Oro (Oligoceno – Mioceno Temprano).⁵⁶ Se interpretan depósitos marinos y Fluvio-deltáicos en Plato y San Jorge. Para el Mioceno Inferior, los paleoaltos existentes fueron cubiertos con sedimentos de Llanuras costeras y calizas de plataforma, en tanto que en las depresiones de Plato y San Jorge hubo desarrollo de frentes deltáicos y probablemente bahías. Para la parte alta del Mioceno Inferior, depósitos lodosos de plataforma cubrieron los anteriores sedimentos. El contacto con la suprayacente unidad Porquero es discordante. Entre las Formaciones que incluye esta unidad, están la Formación Carmen, Ciénaga de oro y Perdices Inferior. Composicionalmente esta unidad está constituida por rocas siliciclásticas localizadas en la base, las cuales no siempre están presentes y rocas mixtas a puramente calcáreas hacia el tope.

Unidad Porquero Inferior (Mioceno Tardío – Mioceno Medio). Esta unidad incluye entre otras a las Formaciones Rancho e Hibácharo Inferior. Volúmenes enormes de sedimentos, producto de la erosión del basamento y los sedimentos

⁵⁶(CONTRERAS VARGAS, 2006)

de la Unidad Ciénaga de Oro, fueron transportados y depositados en la cuenca de una manera no confinada, siendo interpretados como pertenecientes a un sistema de corrientes de turbidez, que generó la incisión de valles submarinos principalmente desarrollados en el depocentro de Plato. Entre los ambientes interpretados en esta unidad se identifican ambientes de talud, slope fan, y plataforma. Este último se observa principalmente hacia el extremo oriental y sur de la cuenca. El contacto con la unidad suprayacente es discordante, localmente concordante.

Unidad Porquero Superior – Tubará (Mioceno Medio - Plioceno).⁵⁷Corresponde a depósitos de mares someros (deltáicos), llegando hasta fluviales indicando la somerización de la cuenca. El tope de esta Unidad lo marca la discordancia del Mioceno Tardío/Plioceno Inferior, la cual refleja los pulsos finales de la Orogenia Andina y la base la constituye la superficie erosiva correspondiente a la discordancia del Mioceno Medio. En esta unidad están incluidas entre otras, las Formaciones Hibácharo Superior, Tubará y Jesús del Monte.

Composicionalmente, la Unidad Porquero registra areniscas que varían de Litoarenitas a Arcosas. Los líticos son predominantemente de origen volcánico (Riolitas y Andesitas). Proporciones poco considerables de líticos plutónicos y trazas de líticos metamórficos.

A.5 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA PUTUMAYO.

Las areniscas cretácicas de la **Formación Caballos** son el principal reservorio en la cuenca, especialmente cuando se desarrollan fallas de un desplazamiento mayor de 200 pies. Las porosidades van desde 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 md. Reservorios secundarios son encontrados en las areniscas de la **Formación Villeta** y los conglomerados del **Pepino**.

Formación Caballos (K1K2cb)⁵⁸: Formación Caballos es el término propuesto originalmente en 1938 por McArthur (en Miley, 1945) cerca de Ortega, Tolima, en la quebrada Urapa del cerro Caballos. Olsson (1956) utiliza este nombre para referirse a las areniscas cretácicas basales de la cuenca del Putumayo y Corrigan

⁵⁷(CONTRERAS VARGAS, 2006)

⁵⁸(ZAPATA, et al., 2002)

(1967) establece formalmente la unidad. Beltrán & Gallo (1968) complementan la información con una buena descripción del sector sur del Valle Superior del Magdalena. Vergara (1994) realiza dataciones micropaleontológicas de la Formación Caballos.

Hacia la parte inferior (30 m), la Formación Caballos se encuentra constituida por capas medias a gruesas de arenitas subarcólicas y arenitas cuarzosas de grano grueso a fino, con laminación ondulada y plano paralela; posteriormente, cerca de 20 m de lodolitas grises con algunas intercalaciones de capas medias macizas de arenitas finas; en la parte superior se presentan capas medias a gruesas de arenitas calcáreas y calizas en las que sobresale la presencia de glauconita y restos de fósiles (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

En parte del trayecto de Quituro a Oporapa, Plancha 389 Timaná, la parte inferior se compone de arenitas subarcólicas de grano fino hasta grueso, donde predominan las de grano grueso, subredondeados y redondeados, de colores anaranjado grisáceo por alteración, macizas, deleznales, presentan pseudomatrix por la alteración de feldespatos, son bien seleccionadas y su porosidad aparente es alta, algunas presentan materia orgánica.

La parte intermedia presenta mala exposición, se observan algunas capas medias y delgadas de arenitas subarcólicas de grano fino, que contienen algo de materia orgánica y arcillolitas de color gris oscuro con laminación plano paralela, con materia orgánica (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

En el área del río Caraño, la Formación Caballos consiste de capas gruesas y muy gruesas de arenitas de cuarzo y subarcólicas (especialmente hacia la base), blancas, friables, con restos de tallos carbonosos y con algunos niveles conglomeráticos a la base; de la mitad hacia la parte superior son comunes los niveles de lodolitas grises, con glauconita y ámbar. A lo largo de toda la sucesión es común la estratificación cruzada a gran escala; ocasionalmente se presenta bioperturbación del tipo skolithos (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

De esta unidad se analizaron tres secciones delgadas, correspondientes a las muestras J429E, R470 y V285, las cuales se clasificaron microscópicamente como biomicrita, grauvaca lítica y cuarzo grauvaca rica en asfalto y ámbar, respectivamente.

Formación Villeta (Albiano – Santoniano)⁵⁹: Los miembros informales denominados por Cáceres y teatin (1985) para la Formación Villeta son caliza C, Arena T, caliza B, Arena U, caliza A y arena M. El límite inferior de esta unidad es neto sobre la formación Caballos y corresponde a un paquete lodolítico calcáreo delgado que se correlacionaría con la caliza C de Cáceres y Teatin (1985) en la parte inferior con intercalaciones de arenitas en la parte media que se asignan a la unidad U, en esta unidad se presentan las primeras capas que evidencian ambientes claramente marinos, arenitas, lodolitas fosfáticas, arenitas glauconíticas fosilíferas (Mora et al., 1998).

Ambientes: Las capas conglomeráticas basales evidencian ambientes de alta energía de origen fluvial, que hacia la parte media evolucionan hacia ambientes intermareales, a los que se asocian las sucesiones de cuarzoarenitas (Mora et al, 1998). Las capas medias a superiores fueron depositadas en ambientes de plataforma media externa (Mora et al, 1998).

Formación Pepino (E2E3pe)⁶⁰: La Formación Pepino fue definida por Saville (1943, en Miley & McGirk, 1948), cerca de la Inspección de Policía de Pepino, en el Municipio de Mocoa. Miley & McGirk (1948) describen las mejores secciones en las quebradas Sardina y Tobonyaco, las cuales están localizadas a pocos kilómetros al sur del mismo caserío (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

INGEOMINAS & GEOESTUDIOS (2000) reconocen tres segmentos principales dentro de la unidad: el inferior, arenoso conglomerático; el intermedio, lodoarenoso; y el superior conglomerático arenoso, sin encontrar diferencias morfológicas que permitan subdivisiones en miembros. El espesor total de esta unidad medido en la Plancha 414 El Doncello es 250 m (Anexo - Columna estratigráfica compuesta Puerto Arango).

El segmento inferior tiene un espesor de 83 m, se compone de capas muy gruesas, gruesas y medianas subtabulares de sublitoarenitas de grano grueso y medio, localmente conglomeráticas con guijos y gránulos de cuarzo, chert gris y feldespato potásico. Las capas presentan contactos ondulados y estratificación cruzada plana, con grano de crecimiento, intercalaciones de capas medianas y delgadas de arenitas muy finas y arcillolitas grises con laminación plana paralela y fragmentos carbonosos. Las facies arenosas están impregnadas por hidrocarburos pesados (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

⁵⁹(MANTILLA MUÑOZ, 2006)

⁶⁰(ZAPATA, et al., 2002)

El segmento intermedio, con un espesor de 90 m, consiste de lodolitas grises con laminación plana paralela, frecuentes niveles bioturbados, restos carbonosos y costras de oxidación con intercalaciones de capas delgadas a muy gruesas de arenitas (sublitoarenitas y litoarenitas) de grano medio a grueso localmente con gránulos y guijos de chert gris y negro, bioturbadas parcialmente, de color amarillo pálido; algunas capas muestran estratificación cruzada de bajo ángulo, restos carbonosos e impregnación con hidrocarburos, de sublitoarenitas y litoarenitas de grano medio y grueso, bien calibradas, localmente arcillosas, de color gris y gris amarillento, con fragmentos carbonosos; localmente se presenta impregnación de hidrocarburos (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

El segmento superior tiene un espesor aproximado de 75 m. Corresponde a un paquete de capas gruesas de conglomerados, sublitoarenitas y cuarzoarenitas. Los conglomerados son finos, con guijos y guijarros de chert gris, negro, y cuarzo lechoso. Las arenitas son de grano muy grueso y grueso, granos subredondeados, moderado calibrado, color amarillo y esporádicamente impregnadas por hidrocarburo; localmente con lentes de lodolitas gris oscuras. Cerca del techo se presentan 5 m de limolitas silíceas arenosas y arenitas de grano fino a grueso en las que se puede reconocer feldespato y chert; ocasionalmente presenta moteamiento de colores rojizos; su particular textura les da una apariencia tobácea en algunas localidades. Finalmente, al tope de la formación aflora un paquete de capas medias y gruesas subtabulares con contactos ondulados, de sublitoarenitas de grano medio, fino y grueso, localmente lodosas con matriz arcillosa, de granos subredondeados, color amarillo y amarillo con moteamiento de tonalidades rojas, presentan alta bioturbación y costras de oxidación; ocasionalmente poseen delgadas intercalaciones lenticulares de lodolitas abigarradas (INGEOMINAS & GEOESTUDIOS, 2000).

A.6 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA CATATUMBO

Las principales rocas almacenadoras en la Cuenca Catatumbo son calizas y areniscas del Cretácico (**Grupo Uribante y Formación Capacho**), así como areniscas deltaicas cenozoicas (**formaciones Barco, Mirador, Catatumbo y Carbonera**). Adicionalmente, las rocas fracturadas del basamento pueden constituir potenciales objetivos exploratorios.

Grupo Uribante⁶¹

Formación Tibú-Mercedes: Estas unidades por separado fueron descritas en el área de la Concesión Barco como miembro inferior y medio del Grupo Uribante (NOTESTEIN, et al., 1944), que posteriormente fueron elevados al rango de formaciones Tibú y Mercedes. En esta memoria, por razones de sus contactos confusos se consideran como una sola unidad, denominada Formación Tibú-Mercedes, que aflora al oriente de Santander. Está constituida por una alternancia de calizas biomicríticas, gris oscuras, localmente arenosas y arcillosas, lodolitas y areniscas gris oscuras, fosilíferas, micáceas. Hacia la parte inferior se encuentran areniscas de grano medio a conglomeráticas, levemente calcáreas, micáceas e interpuestas por capas de lodolitas grises, con nódulos ferruginosos. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente marino de aguas tranquilas o con corrientes ligeramente reductoras (FABRE, 1981). El espesor es variable entre 80 y 560 m.

Los contactos de la Formación Tibú-Mercedes son concordantes con la infrayacente Formación Río Negro y con la suprayacente Formación Aguardiente. Con base en estudios paleontológicos, varios autores coinciden en asignarle edad del Aptiano superior al Albiano inferior. Es correlacionable con las formaciones Rosa Blanca y Paja del Valle Medio del Magdalena. También puede ser equivalente a la Formación Fómeque.

Formación Aguardiente: Fue considerada originalmente como el miembro superior del Grupo Uribante, pero Sutton (en JULIVERT, et al. 1968) la elevó al rango de Formación Aguardiente. La localidad tipo está en el Cerro Aguardiente, Norte de Santander (RICHARDS, 1968).

Aflora en el extremo oriental de Santander y consta de areniscas de cuarzo, grises a gris claras, de grano fino, medio y grueso, glauconíticas, con estratificación cruzada e intercalaciones delgadas de lodolitas grises a negras, carbonosas y micáceas. Para Fabre (1985) la sedimentación de esta unidad representa un frente deltaico. El espesor generalmente varía de 150 a 480 m.

Los contactos inferior y superior de esta unidad son concordantes con las formaciones Tibú-Mercedes y Capacho, respectivamente. Localmente descansa en discordancia estratigráfica sobre rocas sedimentarias de la Unidad Paleozoico del Río Nevado.

⁶¹(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

La edad de la Formación Aguardiente con base en análisis paleontológicos es determinada del Cenomaniano al Turoniano (RICHARDS, 1968). Es correlacionable con la parte inferior de la Formación Simití y con la Formación Chipaque del flanco oriental de la Cordillera Oriental en el área de la Sabana de Bogotá.

Formación Capacho⁶²: Nombre propuesto en 1888 por Sievers (en JULIVERT, et al. 1968), posteriormente fue redefinida por Sutton (1946), Rod y Maync (1954). En Colombia se tiene como sección tipo la carretera Sardinata-Gramalote (RICHARDS, 1968). La parte inferior de la unidad corresponde a lodolitas negras, laminadas, localmente calcáreas, con nódulos calcáreos, con escasas intercalaciones de areniscas de cuarzo, grises, de grano fino y calizas grises, arenosas, fosilíferas, en capas delgadas; la parte media se compone de areniscas de cuarzo, grises, de grano fino, micáceas, localmente glauconíticas, calizas gris oscuras, lumaquéticas, localmente micríticas, en capas medianas y gruesas, con intercalaciones de lodolitas negras, calcáreas, localmente fosilíferas; la parte superior está constituida principalmente de lodolitas grises con delgadas intercalaciones de calizas grises, arenosas, lumaquéticas y areniscas grises y amarillentas, de grano fino, en capas medianas. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente marino de aguas tranquilas, evidenciado por la presencia de glauconita y pellets fosfatizados. El espesor varía entre 350 y 450 m.

La Formación Capacho suprayace en contacto concordante a la Formación Aguardiente e igualmente infrayace a la Formación La Luna. La edad de la Formación Capacho es considerada del Albiano superior al Turoniano, con base en fauna colectada en Venezuela (RENTZ, 1959, 1977) y en Colombia (FABRE, 1981). Es correlacionable en parte con la Formación Simití y con la Formación Chipaque de la Sabana de Bogotá.

Formación Barco⁶³: Descrita por Notestein, et al. (1944) en el flanco oriental del anticlinal de Petrólea, en la Sierra del Barco, Norte de Santander. Esta unidad se compone de areniscas de cuarzo grises, comúnmente con cuarzo, bastante brillante, de grano fino a medio, con estratificación cruzada, localmente arcilloso, alternado con lodolitas gris oscuras, ligeramente micáceas, carbonosas, con nódulos ferruginosos. Se presentan cintas o capas muy delgadas de carbón hacia la parte superior. El ambiente deposicional parece ser bajo condiciones lagunares deltáicas. El espesor total varía entre 150 y 278 m.

⁶²(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

⁶³(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

El contacto inferior de la Formación Barco es aparentemente concordante con las formaciones Catatumbo y Colón-Mito Juan; su contacto superior es concordante con la suprayacente Formación Los Cuervos. Van Der Hammen (1958) con base en datos palinológicos, le asigna una edad del Paleoceno inferior. Es equivalente en parte con la Formación Lisama del Valle Medio del Magdalena.

Formación Mirador⁶⁴: Fue descrita por Garner (en DE PORTA, et al., 1974) en Venezuela e introducida en Colombia por Notestein, et al. (1944). Esta unidad está compuesta principalmente por areniscas de cuarzo, blancas y gris claras, de grano fino a medio y ligeramente conglomeráticas, carbonosas, con algunos intraclastos lodolíticos; en la parte media-alta se presenta un nivel de arcillolitas grises, carbonosas, con intercalación de areniscas de cuarzo, de grano fino. La parte superior está conformada por una secuencia de areniscas gris claras, grano medio a ligeramente conglomeráticas, feldespáticas y ferruginosas. Se trata de sedimentos continentales a localmente epicontinentales. Su espesor es variable entre 160 y 400 m.

La Formación Mirador parece presentar discontinuidad estratigráfica con la Formación Los Cuevos y concordancia en la parte superior con la Formación Carbonera. Hubach(1957) y Van Der Hammen (1958), le asignan una edad eocena inferior a media. Se correlaciona con la Formación La Paz del Valle Medio del Magdalena.

Formación Carbonera⁶⁵: Definida por Notestein, et al. (1944) en la Quebrada Carbonera, en el flanco oriental del anticlinal de Petrólea de la Concesión Barco, su sección tipo está en dicha quebrada. Está compuesta por una alternancia de lodolitas grises, gris verdosas y pardas, ferruginosas, con areniscas de cuarzo, gris verdosas, con restos carbonosos, dispuestas en capas medianas y gruesas; hacia la base y parte alta se tienen capas de carbón y esporádicos lentes de calizas. Los sedimentos de esta unidad se depositaron en un ambiente continental a localmente epicontinental. El espesor se estima entre 410 y 720 m.

La Formación Carbonera descansa concordantemente sobre la Formación Mirador, su contacto superior aparentemente es concordante con la Formación León. La edad fue determinada como del Eoceno superior-Oligoceno inferior (VAN DER HAMMEN,1958). Es comparable con la parte alta de la Formación Esmeraldas y la parte baja de la Formación Mugrosa del Valle Medio del Magdalena.

⁶⁴(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

⁶⁵(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

Formación Catatumbo⁶⁶: Definida por Notestein, et al. (1944) en el Río Catatumbo, en la parte norte de la Concesión Barco, Norte de Santander. La secuencia de esta unidad consiste en lodolitas gris oscuras a negras, con areniscas gris a gris verdosas, carbonosas, laminadas, alternadas con areniscas de grano fino a muy fino, con estratificación cruzada, con restos de plantas y algunas capas de carbón que llegan a ser explotables. El ambiente de depositación de esta unidad es transicional (deltáico). El espesor total es variable entre 100y 200 m.

El contacto inferior de la Formación Catatumbo sobre la Formación Colón-Mito Juan aparentemente es concordante, pero no siempre es fácil de establecer o definir en el campo. El contacto superior es aparentemente concordante con la suprayacente Formación Barco. La edad es del Maastrichtiano superior a posiblemente Paleoceno inferior. Se correlaciona con la parte alta de la Formación Umir y de la Formación Guaduas.

A.7 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.

La más importante roca reservorio corresponde a areniscas de ambientes deltaicos a costeros de las **formaciones Une y Guadalupe** depositadas durante el Albiano, Cenomaniano y Campaniano; y las unidades siliciclásticas paleógenas. Estas rocas presentan un amplio rango de propiedades petrofísicas: porosidades promedio entre 5 y 10% y permeabilidades en el orden de 4-100 md.

En la secuencia paleógena los reservorios corresponden a sucesiones fluviales de areniscas intercaladas con lodolitas que pertenecen a las formaciones **Picacho y Socha Inferior**.

Formación Une (Albiano-Cenomaniano (K_{1u})).El nombre y rango de esta unidad litoestratigráfica han sido propuestos por (HUBACH, 1931b, p. 102 y 1957b, p. 47) para referirse a la sucesión de “estratos gruesos de areniscas, separados por bancos de arcillas esquistosas, duras, que en la parte alta de la unidad presenta un pequeño nivel de carbón antracítico”; esta secuencia sedimentaria suprayace a la Formación Fómeque e infrayace a la Formación Chipaque. Se caracteriza por estar constituida por una sucesión de capas de arenitas de cuarzo, las cuales

⁶⁶(ROYERO GUTIERREZ, et al., 2001)

predominan hacia la parte inferior, mientras que en la parte media y superior presenta intercalaciones importantes de lodolitas. El nivel antracítico que Hubach (1931b) describe en la sección tipo, y que se halla en la parte alta de la unidad, no es una característica regional de la formación, por tratarse de capas lenticulares. Las capas areníticas tienen geometría cuneiforme y convergente. La Formación Une está ligada geográficamente a la parte central de la Cordillera Oriental, se halla bien expuesta en las regiones oriental y suroriental de la Sabana de Bogotá, donde presenta sus mayores espesores.

Grupo Guadalupe (Campaniano-Maestrichtiano): El término Guadalupe fue empleado por primera vez por Hettner, 1892 (en Hubach, 1957), como Piso de Guadalupe. Posteriormente, Hubach (1931b) dividió al Guadalupe en dos conjuntos, inferior arcilloso y superior arenoso; denominó el conjunto inferior como Formación Guadalupe Inferior y el conjunto arenoso como Formación Guadalupe Superior. El Grupo Guadalupe se caracteriza por gruesos paquetes de arenitas masivas bioturbadas arenitas con laminación ondulosa bioturbadas, interlaminaciones ligeramente bioturbadas de arena y lodolita, shales gris oscuro y paquetes de interestratificaciones de limolitas silíceas, porcelanitas, shales gris oscuro, ocasionalmente con niveles de fosforita y caliza. Las arenitas en general son de grano muy fino a fino, bien seleccionadas, color blanco amarillento a gris claro y ocurren en capas muy gruesas y gruesas. El Grupo Guadalupe está en contacto inconforme con la suprayacente Formación Barco, El contacto inferior con la Formación Chipaque es transicional. El espesor de la Formación Guadalupe varía entre 150 y 300 m (500 a 1000 pies).⁶⁷

Formación Picacho (Eoceno Temprano Superior (E_{2p})): La Formación Picacho, descansa en contacto concordante con la infrayacente Formación Arcillas de Socha, y está compuesta por facies de arenitas cuarzosas y en algunas ocasiones conglomerática con guijos de cuarzo lechoso, chert e intraclastos lodosos; en menor proporción hay bancos gruesos de arcillolitas laminadas, también contiene fragmentos carbonosos, niveles de oxidación, materia orgánica, micas y presencia de bastantes niveles impregnados con petróleo, geometría externa cuneiforme y en algunos casos tabular, laminación interna planar no paralela discontinua y laminación convoluta, selección moderada a buena, matriz arcillosa, cemento silíceo, porosidad moderada a buena y los colores de gris amarillento hasta el naranja grisáceo; algunas capas tienen estrías de fricción en las diaclasas. El espesor medido es de 129.8 metros. Por último, y en contacto

⁶⁷Tomado y modificado por el autores de la fuente bibliográfica de anexo 1,m

neto concordante, se describen 9.5 metros de arcillolitas y arenitas de grano fino de la Formación Concentración.

Formación Areniscas de Socha (Tpsasi): La Formación Areniscas de Socha propuesta por Alvarado & Sarmiento (1944) representa una gruesa secuencia de areniscas que reposan sobre la Formación Guaduas. La sección tipo de esta formación aflora en las cercanías de Socha Viejo, área de Paz de Río. El contacto inferior es discordante con la infrayacente Formación Guaduas.

En la Plancha 192 Laguna de Tota, la unidad aflora en la parte noroccidental, y presenta morfología de lomas alargadas, que contrasta con la morfología de bajas topografías de las unidades infra y suprayacentes Guaduas y Socha Superior, respectivamente.

La descripción se hace con base en la columna medida en el sur de Sogamoso (cuadrícula A2), donde presenta un espesor de 140 m y está compuesta por una sucesión de arenitas de grano fino a grueso, con niveles conglomeráticos con granos de cuarzo principalmente; los planos de estratificación son planoparalelos a ondulados no paralelos y dentro de algunos estratos se observan láminas inclinadas tangenciales. El color de las areniscas es amarillo rojizo; los granos de cuarzo son angulares a

subangulares con una moderada selección. Entre las areniscas se observan delgadas intercalaciones de lodolitas gris oscuro que tiñen a rojo. El ambiente de depósito de la unidad, según Fabre (1981 y 1983), es de depósitos de barras litorales y playas. Osorno (1994) sugiere un ambiente de depósito de ríos trezados, meandriformes y llanuras aluviales. Por las características físicas observadas en la región de la Laguna de Tota, el depósito corresponde a ambientes fluviales. Guerrero & Sarmiento (1996) sugieren que las esporádicas intercalaciones de lodolitas rojizas y de lodolitas oscuras con restos de hojas, corresponden a depósitos de llanuras de inundación, donde eventualmente se establecen zonas vegetadas y se verifican procesos de formación de suelos.

La edad de la unidad, con base en estudios palinológicos de van der Hammen (1957b), es del Paleoceno inferior y de acuerdo a los estudios palinológicos efectuados por Sarmiento en Osorno (1994), es del Paleoceno superior. Sarmiento (1994) plantea que la inconformidad que separa la infrayacente Formación Guaduas de la Formación Socha Inferior es más marcada hacia el oriente, debido a procesos de erosión durante el Paleoceno temprano.

La Formación Socha Inferior se correlaciona con la Formación Barco del área de Santander, con la Arenisca del Cacho en la Sabana de Bogotá y con la Arenisca del Morro del Grupo Palmichal (Ulloa & Rodríguez, 1979)

A.8 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA GUAJIRA OFF SHORE.

Los reservorios principales corresponden a las calizas y areniscas de las formaciones **Macarao y Siamaná** identificada en los pozos Cocinetas-1 y Guajira-1 alcanzando espesores entre 200 y 300 m.

Formación Macarao (E2m): Rollins (1965) utiliza el nombre de Formación Macarao para agrupar las areniscas pardo oscuras, arcillas grises y calizas de tonos claros que afloran en los alrededores de la población de La Flor de La Guajira. La sección tipo se localiza a 1,5 km al noroeste de La Flor de La Guajira, la base se ha definido en el nivel de arcillolitas seleníticas ligeramente carbonosas, que reposan discordantemente sobre calizas altamente resistentes del Cretácico y el techo está determinado por la discordancia angular que la separa de la Formación Siamaná del Oligoceno o de la Formación Castilletes del Mioceno - Plioceno. El espesor de esta formación es 253 m, aproximadamente, en una sección parcial, ya que en la sección tipo se presentan problemas estratigráficos y estructurales (Rollins, 1965).

Esta formación está constituida, hacia la base, por arcillas limosas, seleníticas, ligeramente carbonáceas, de color gris claro, suprayacidas por bancos de areniscas glauconíticas de grano fino, micáceas, finamente estratificadas, con intercalaciones de arcillas; hacia el tope las areniscas gradan a calizas arenosas, arcillosas, limoníticas, de color pardo a pardo oscuro, fosilíferas con *Ostrea* y *Venericardia*, y gradan a calizas puras, pardas, masivas, densas y fosilíferas. Cuando la glauconita presente en las areniscas se meteoriza, forma un cemento limonítico muy resistente que produce costras quebradizas de color pardo oscuro (Rollins, 1965).

La Formación Macarao suprayace la Formación Guaralamai y las formaciones antiguas por una discordancia angular de ángulo alto y es suprayacida, en discordancia angular, por la Formación Siamaná del Oligoceno y por la Formación Castilletes del Mioceno – Plioceno (Rollins, 1965).

Formación Siamaná (E3s): La Formación Siamaná fue definida por Renz (1960, en Lockwood, 1965) en la serranía de Cosinas, cerca de la población de Siamaná y donde se encuentra la localidad tipo cerca de Siamaná, con un espesor de 430 m; Rollins (1965), en la misma región, reporta un espesor de 302 m y en la localidad de Uitpa, 247 m. La Formación Siamaná está constituida por calizas arenosas, calizas arrecifales, calizas margosas, margas y *shales* arcillosos. La base se ha fijado en un conglomerado basal de espesor variable que reposa discordantemente sobre las formaciones Macarao o más antiguas y el tope en los niveles de *shale* arcilloso de color pardo a gris claro por debajo de la base de la Formación Uitpa (Rollins, 1965). Otros trabajos posteriores (MacDonald, 1964; Lockwood, 1965; Álvarez, 1967) han permitido precisar un poco más la estratigrafía de esta formación.

Esta unidad aflora en la península de La Guajira cerca a las rocas metamórficas de las serranías de Macuira, Jarara y Simarúa. En la serranía de Macuira se encuentra cerca a las poblaciones de Parajimaruhu, Ichipa y Anteshiruhu. En la serranía de Jarara cerca al cerro Karairapiau y en la base del cerro Jimol (Renz, 1960, en Lockwood, 1965), Uitpa y en el arroyo Koushotpa. En la serranía de Simarúa al sureste del municipio de Taparajín y en la serranía de Cosinas al oeste y noroeste de la población de la Flor de La Guajira La Formación Siamaná presenta numerosos cambios de espesor y de facies que se reflejan en su litología. Está constituida por calizas arenosas, de color anaranjado amarillento a pardo amarillento, calizas arrecifales, calizas margosas, margas y *shales* arcillosos de color gris claro a pardo amarillento (Rollins, 1965).

Las calizas son relativamente duras, resistentes y de textura fina a gruesa, arenosas y con guijarros diseminados, a veces conglomeráticas (Rollins, 1965), con estratificación gruesa, algunas veces con granos de glauconita y fosilíferas con presencia de ostras, *barnacles*, gasterópodos, bivalvos, equinoides, macroforaminíferos, corales y restos de algas (Lockwood, 1965). Intercalados con las calizas se presentan *shales* limosos y arcillosos de color gris a pardo amarillento claro, en parte seleníticos (Rollins, 1965), en capas delgadas que varían en proporción, y que llegan a ser los constituyentes principales de la formación en algunas zonas; en estas rocas se presentan asociaciones ricas en foraminíferos bentónicos, *Pecten*, espinas de equinoides y algunos restos de vertebrados (Lockwood, 1965). Las margas son blandas, generalmente fosilíferas, en parte arenosas y en la parte baja de la formación son algo conglomeráticas (Rollins, 1965). En la base de la formación se resentan conglomerados calcáreos en pequeños lentes (Lockwood, 1965), aunque su espesor es variable en otras zonas como en Siamaná, donde son más gruesos y margosos (Rollins, 1965). Su

composición varía de un lugar a otro, cuando se encuentran cerca de las rocas metamórficas los clastos son de neis, esquistos, rocas graníticas y cuarzo, mientras que en otras zonas, como en el área de Simarúa, predominan clastos de rocas calcáreas, chert y areniscas, lo cual indica la dirección noreste de las corrientes en la cuenca. La selección de los clastos y su redondez varían, en la parte noreste de la zona de Jarara, los clastos son bien redondeados y seleccionados, y en el suroeste, son subangulares y con pobre selección (Lockwood, 1965).

A.9 FORMACIONES PRODUCTORAS DE LA CUENCA CESAR RANCHERIA.

Los principales reservorios son calizas fracturadas de la **Formación La Luna y el Grupo Cogollo** (Formaciones **Aguas Blancas y Lagunitas**), que han presentado producciones de gas a través de análisis DST (Drill-Stem Test).

Las formaciones del Paleógeno (**Cuervos y Cerrejón**) que contienen espesos mantos de carbón constituyen reservorios de metano (CBM).

Grupo Cogollo (K1c)⁶⁸

Miller (1960, en Julivert, 1968) utilizó este término para la Serranía de Perijá y el valle del río Cesar en el mismo sentido que Sutton (1946), en Venezuela. Miller (1960) lo divide en Cogollo Inferior que consta de calizas, calizas arenosas y areniscas calcáreas y tendría una edad Barremiano - Aptiano y Cogollo Superior con calizas menos macizas y de estratificación más fina, de edad Aptiano - Cenomaniano que presenta una importante facies areno arcillosa descrita en varias localidades de la Serranía de Perijá, por esta razón en los informes de Govea & Dueñas (1975) y García (1990) subdividen el Cogollo Superior en dos formaciones denominadas: Lagunitas, a la base, y Aguas Blancas, en el techo.

Afloramientos: Aflora en la vía entre La Paz y Manaure, al norte de El Rincón, al oriente de Codazzi, al nororiente de Casacará hasta La Victoria de San Isidro, al nororiente de La Jagua de Ibirico, cubre la Serranía de Perijá hasta la frontera con Venezuela, y en el suroriente de Curumaní. García (1990) menciona su presencia en el Anticlinal de Becerril y al noroccidente de este municipio en los pozos Río

⁶⁸(ARIAS, et al., 1999)

Maracas y Cesar F-1X. La sección descrita puede pertenecer a la parte media superior de la Formación Lagunitas y a la base de la Formación Aguas Blancas.

Descripción litológica: Compuesta por caliza en un 60%, 15% de caliza arcillosa y 25% de lutita que es más abundante hacia el techo donde la cantidad de caliza decrece. La caliza es de color gris claro, en bancos delgados a medios, algunos presentan abundantes fósiles de bivalvos, atravesados por venillas de calcita.

Edad: Aptiano, según Govea & Dueñas (1975).

Formación Los Cuervos (E2c)⁶⁹

Localidad tipo y afloramientos: la localidad tipo está situada en la quebrada Los Cuervos que confluye al río Catatumbo, en la parte norte de la Concesión Barco; en el Departamento del Cesar aflora únicamente al nororiente del Municipio de La Jagua de Ibirico.

Descripción litológica: Arcillolitas negras, grises, verdosas y amarillentas, con delgadas intercalaciones de arenisca gris verdosa o amarillenta, de grano medio, micáceas, con matriz arcillosa, y mantos de carbón que son objeto de explotación intensa. Su espesor: varía de 249 a 426 m.

Edad: Paleoceno medio al Eoceno inferior, según van der Hammen (1957).

Los yacimientos más importantes de carbón se encuentran localizados en la parte central del Cesar, distribuidos entre los municipios de Becerril, El Paso, Agustín Codazzi, La Jagua del Ibirico y la localidad de La Loma, los cuales constituyen el área directa de explotación. Las unidades litológicas que contienen el carbón en esta zona (hasta 35 mantos) pueden correlacionarse con las formaciones Los Cuervos y Cerrejón; se divide en tres conjuntos con un espesor entre 750 y 950 m.

Las principales áreas de producción son:

El descanso: este yacimiento se encuentra ubicado al oriente del río Cesar, con un área de 90 km² y reservas medidas de 926,5 millones de toneladas. Presenta una prefactibilidad minera para proyectos a cielo abierto, según Carbocol de 5,1 a 12,5 millones de ton/año (PRODECO S.A., 1991).

Calenturitas: este proyecto se encuentra ubicado 15 km al noroccidente de la población de La Loma. Se considera para la explotación un área de 90,4 km² con reservas medidas de 304 millones de toneladas. Según PRODECO S.A., (1991),

⁶⁹(ARIAS, et al., 1999)

la factibilidad para un proyecto minero a cielo abierto es hasta 3 millones de ton/año. El proyecto se encuentra en etapa de construcción y montaje.

La loma: con un área de 10 km² y reservas medidas de 50,6 millones de toneladas. Se ha proyectado por la compañía SIMINERA extraer un millón ton/año. Este proyecto se encuentra en el período de construcción y montaje.

La loma - El Boqueron: con 65 km² de área, se encuentra localizado 12 km al surde la población de La Loma y a 5 km de El Hatillo, muestra reservas medidas de 304millones de toneladas de carbón bituminoso, alto en volátiles, tipo B (PRODECO S.A., 1991). La compañía Drummond estima una factibilidad para minería a cielo abierto de 10millones de ton/año. Se encuentra en la etapa de explotación por el método de minería a cielo abierto.

La jagua de Ibirico: ubicado al nororiente del Municipio de La Jagua de Ibirico, con una área estimada de 58 km², delimitado estructuralmente por los sinclinales de La Jagua y Cerro Largo, con reservas medidas de 92 millones de toneladas (Mejía & Mateus,1978). Existen 18 contratos en ejecución y tres (3) aprobados, que producen dos millones de ton/año en minería a cielo abierto.

ANEXO B. ESFUERZOS ALREDEDOR DE HUECOS OVALADOS

B.1 ESFUERZOS ALREDEDOR DE HUECOS OVALADOS.

Se asume que la forma del hueco puede ser descrita por la siguiente ecuación:

$$x = a(\cos\theta + \varepsilon\cos3\theta)$$

$$y = a(c\sin\theta - \varepsilon\sin3\theta)$$

93

Estudiando esta ecuación, las siguientes geometrías son evidentes:

- $c=1, \varepsilon=0$: esta geometría forma un círculo
- $c\neq 1, \varepsilon=0$: esta geometría forma una elipse

La constante c actualmente define la relación de elipticidad, mientras que la constante ε define la desviación de esta otras geometrías se pueden definir con solo variar estos dos factores. En particular la relación (altura/longitud) para cualquier forma es dad por la siguiente expresión:

$$\frac{x}{y} = \frac{a(c\sin90 + \varepsilon\sin270)}{a(\cos0 - \varepsilon\cos0)} = \frac{c + \varepsilon}{1 - \varepsilon} = \frac{1}{n}$$

94

Donde n define la relación entre lo largo y lo corto de los ejes de un hueco. La figura 89 muestra algunas geometrías que pueden ser construidas con la ecuación 94.

Podríamos usar este modelo para calcular la forma de un hueco en una junta multilateral. Esto significa que cuando perforamos la junta, el hueco cambia de forma y pasa de círculo a ovalo. Esto significa que la altura del hueco es constante excepto en la curvatura al finas. Para dos ángulos aparece la siguiente restricción:

$$y(\theta = 90) \approx y(\theta \neq 90)$$

Para la anterior expresión, el siguiente acoplamiento que hay entre ε y c es dado:

$$\varepsilon = c \frac{\text{sen}\theta - 1}{1 + \text{sen}3\theta}$$

95

Se puede especificar un ángulo en la cual la altura es igual al radio que esta al final del círculo en la figura 90b. en el rango $\theta=70-90$, el factor de escala varia de -0.121 a -0.111.

$$\varepsilon = -0.04nc$$

96

El factor ε es determinado con el número de las pruebas de simulación donde se investiga los parámetros que dio la geometría

La geometría de un hueco ovalado se da a continuación por la ecuación 96 reemplazado en la ecuación 93 Además, la constante c en la ecuación 94 es dada por:

$$c = \frac{25}{n(24 - n)}$$

97

Antes de proceder, los factores para nuestra aplicación en particular debe ser definida. Esta es definida en la figura 90. El eje usado en la ecuación 94 es ahora A-A y B-B. a menudo es práctica común usar el centro de la distancia como una referencia.

Para nuestra aplicación esto es definido como:

$$\frac{d}{r} = 2(n - 1)$$

98

Factores de concentración de esfuerzos.

Para la geometría de las figuras 89 y 90 se han derivado los factores de concentración de esfuerzos. Para el caso de una carga externa igual en todas las direcciones, o carga hidrostática, los factores de concentración de esfuerzos en los puntos A y B son:

$$K_A = 1 + \frac{1}{1 - 3\varepsilon} \left[(2c - 1) + \varepsilon \frac{5 + 13c}{1 + c} + 8\varepsilon^2 \frac{c - 1}{(1 + c)^2} \right]$$

99

$$K_B = 1 + \frac{1}{c - 3\varepsilon} \left[(2 - c) + \varepsilon \frac{13 + 5c}{1 + c} + 8\varepsilon^2 \frac{1 - c}{(1 + c)^2} \right]$$

100

Cuando se define $\varepsilon=0$, la forma geométrica resultante es un elipse. Los factores de concentración de esfuerzo se reducen a los de una elipse, como lo muestra Aadnoy.

B.2 MODELO GENERAL DE COLAPSO.

El colapso en pozo se considera como una falla de corte. Muchos modelos son usados para modelar la falla de corte en la roca. El modelo más común es el modelo de Mohr-Colulomb. Las definiciones y aplicaciones de este modelo son dadas por, Arnongst ed et, Aadnoy y chenevert.

Para el colapso en pozo a baja presión de pozo, el esfuerzo tangencial es el principal esfuerzo y además el más grande. El esfuerzo principal más pequeño es el radial o el de presión de pozo. Los esfuerzos efectivos principales son los de la ecuación 101:

$$\sigma_1 = K\sigma - (K - 1)P_w - P_o$$

$$\sigma_3 = P_w - P_o$$

101

El modelo de falla de Mohr-Coulomb es dado por:

$$\tau = \tau_o + \sigma \tan \varphi$$

102

Dónde:

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos\varphi$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin\varphi$$

Reemplazando la ecuación 101 en 102, la presión crítica de colapso puede ser expresada como:

$$P_{wc} = \frac{\tau_o \cos\varphi + \frac{K}{2}\sigma(\sin\varphi - 1) - P_o \sin\varphi}{\frac{K}{2}(\sin\varphi - 1) - \sin\varphi}$$

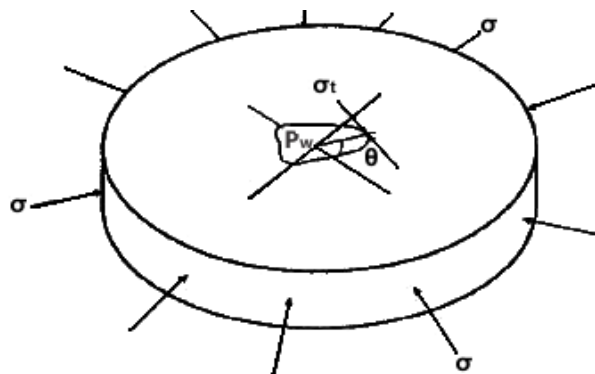
103

La ecuación 103 define la presión crítica de colapso para pozo de cualquier geometría. El factor de concentración de esfuerzo K debes estar determinado de acuerdo a la geometría de interés. En particular, para un hueco circular, K=2, y la ecuación 103 se reduce a:

$$P_{wc} = \sigma(1 - \sin\varphi) - \tau_o \cos\varphi + P_o \sin\varphi$$

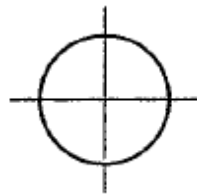
104

Figura 89. Placa infinita con carga hidrostática externa e interna y forma de hueco arbitraria.

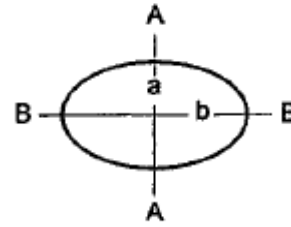


Fuente: Artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

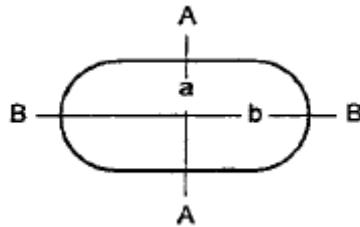
Figura 90. Geometrías requeridas para modelar una junta multilateral.



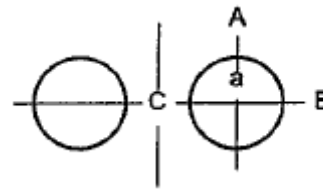
a) Hueco circular



b) Hueco elíptico



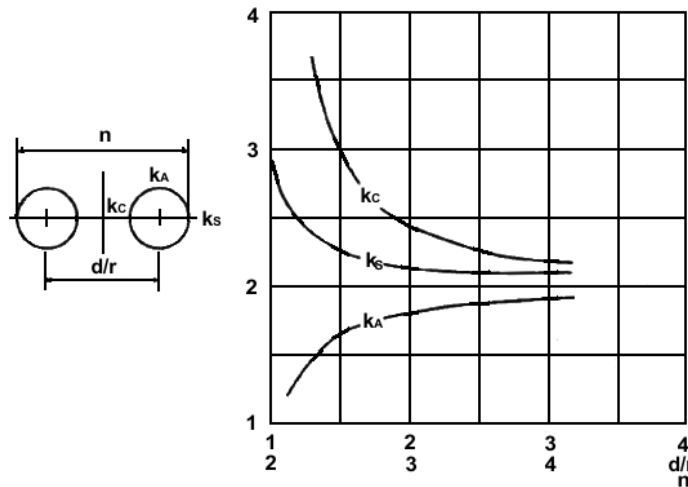
c) Hueco ovalado



d) Dos huecos adyacentes

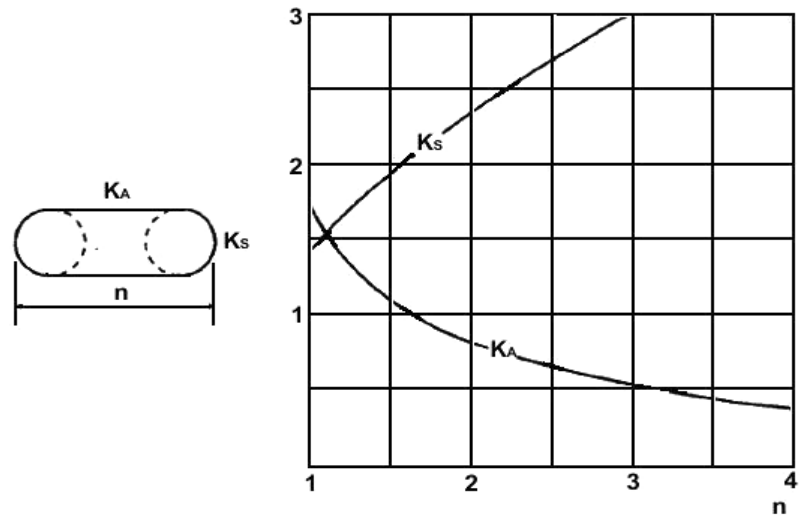
Fuente: Artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

Figura 91. Factores de concentración de esfuerzo para dos pozos adyacentes.



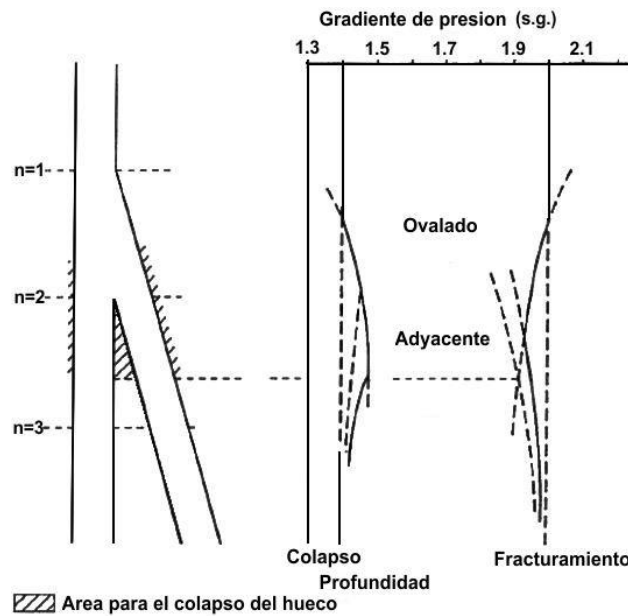
Fuente: Artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

Figura 92. Factores de concentración de esfuerzo para un hueco ovalado.



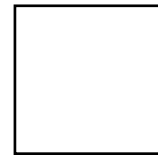
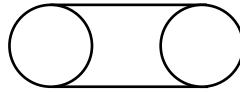
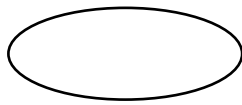
Fuente: Artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

Figura 93. Análisis de la estabilidad en una junta típica de un pozo multilateral.



Fuente: Artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

Figura 94. Diferentes formas de apertura



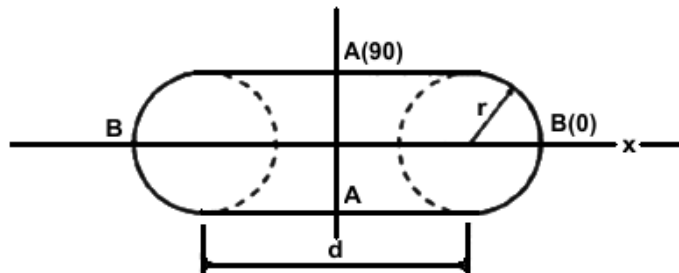
a) Elipse, $c < 1$, $\varepsilon = 0$

Hueco ovalado, $c < 1$, $\varepsilon = 0$

Hueco cuadrado $c = 1$, $\varepsilon > 0$

Fuente: Tomado y modificado del artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

Figura 95. Definición para un hueco ovalado.



Fuente: Tomado y modificado del artículo SPE 56757 (Borehole Stability of Multilateral Junctions, 1999)

ANEXO C. ARCHIVO DE ENTRADA PARA SOFTWARE ABAQUS

Aquí se muestra un archivo de entrada típico utilizado en ABAQUS. Este contiene la secuencia de instrucciones, datos, historia de carga que representan un modelo. El archivo de entrada se divide en dos partes principales: los datos del modelo y la historia de carga. Cada parte se compone de un número de bloques que contienen los datos e instrucciones. La primera parte se llama modelo de datos y contiene toda la información necesaria para definir la estructura a ser analizada y define las propiedades del material. La segunda parte define la secuencia de eventos en la simulación y se llama carga de la historia. La historia de carga contiene las cargas y restringe y se subdivide en una secuencia de pasos, cada paso de la definición de una etapa diferente de la simulación.

```
*****
***** ARCHIVO DE ENTRADA TIPICO PARA ABAQUS *****
*****
*HEADING
*PREPRINT, CONTACT=NO, ECHO=NO, MODEL=NO, HISTORY=NO
*****
***** DATOS DEL MODELO *****
*****
**
***** COORDENADAS DE LOS NODOS *****
**
*NODE
56001, 0.0, -1.25, 0.
56033, 1.25, -1.25, 0.
56097, 1.25, 1.25, 0.
56161, -1.25, 1.25, 0.
56225, -1.25, -1.25, 0.
56257, 0.0, -1.25, 0.
*NGEN
56001, 56033, 1
56033, 56097, 1
56097, 56161, 1
56161, 56225, 1
56225, 56257, 1
*NODE, SYSTEM=C
1, 0.1, -90., 0.
256, 0.1, -91.40625, 0.
*NGEN, LINE=C, NSET=HOLE
1, 256, 1, , 0., 0., 0., 0., 0., 1.
*NSET, NSET=GEN1, GENERATE
56001, 56256, 1
*NFILL, BIAS=.975
```

```

HOLE, GEN1, 112, 500
*NSET, NSET=ALLN, GENERATE
1, 56257
*NCOPY, SHIFT, CHANGE NUMBER=100000, OLD SET=ALLN
0., 0., 0.025
0., 0., 0., 0., 0., 1., 0.
*NCOPY, SHIFT, CHANGE NUMBER=200000, OLD SET=ALLN
0., 0., 0.05
0., 0., 0., 0., 0., 1., 0.
**
***** SET DE NODOS ADICIONALES *****
**
*NSET, NSET=WALL, GENERATE
1, 257, 2
100001, 100257, 4
200001, 200257, 2
*NSET, NSET=LEFT, GENERATE
56161, 56225, 2
156161, 156225, 4
256161, 256225, 2
*NSET, NSET=RIGHT, GENERATE
56033, 56097, 2
156033, 156097, 4
256033, 256097, 2
*NSET, NSET=BACK, GENERATE
56097, 56161, 2
156097, 156161, 4
256097, 256161, 2
*NSET, NSET=FRONT1, GENERATE
56001, 56033, 2
156001, 156033, 4
256001, 256033, 2
*NSET, NSET=FRONT2, GENERATE
56225, 56257, 2
156225, 156257, 4
256225, 256257, 2
*NSET, NSET=FRONT
FRONT1, FRONT2
*NSET, NSET=TOP, GENERATE
1, 257, 2
1001, 1257, 4
2001, 2257, 2
3001, 3257, 4
4001, 4257, 2
5001, 5257, 4
6001, 6257, 2
7001, 7257, 4
8001, 8257, 2
9001, 9257, 4
10001, 10257, 2
*NSET, NSET=BOTTOM, GENERATE
200001, 200257, 2
201001, 201257, 4
202001, 202257, 2

```

```

203001, 203257, 4
204001, 204257, 2
205001, 205257, 4
206001, 206257, 2
207001, 207257, 4
208001, 208257, 2
209001, 209257, 4
210001, 210257, 2
**
***** CONECTIVIDAD DE LOS ELEMENTOS *****
**
*ELEMENT, TYPE=C3D20R, ELSET=HOLEIN
1, 1,2001,2005,5, 200001,202001,202005,200005, 1001,2003,1005,3,
201001,202003,201005,200003, 100001,102001,102005,100005
64, 253,2253,2001,1, 200253,202253,202001,200001, 1253,2255,1001,255,
201253,202255,201001,200255, 100253,102253,102001,100001
*ELGEN, ELSET=HOLE
1, 63, 4, 1, 28,2000,100
*ELGEN, ELSET=HOLE
64, 28, 2000, 100
*ELSET, ELSET=LUG
HOLE
**
***** SETS DE LOS ELEMNTOS ADICIONALES *****
**
*ELSET, ELSET=PRESSW, GENERATE
1, 64
*ELSET, ELSET=FARXE, GENERATE
2609, 2624
*ELSET, ELSET=FARXW, GENERATE
2641, 2656
*ELSET, ELSET=FARYA, GENERATE
2625, 2640
*ELSET, ELSET=FARY2, GENERATE
2657, 2664
*ELSET, ELSET=FARY3, GENERATE
2601, 2608
*ELSET, ELSET=FARYB
FARY2, FARY3
*ELSET, ELSET=ALLEL, GENERATE
1, 64
101, 164
201, 264
301, 364
401, 464
501, 564
601, 664
701, 764
801, 864
901, 964
1001, 1064
*ELSET, ELSET=RADIALY, GENERATE
1, 2701, 100
*ELSET, ELSET=RADIALX, GENERATE

```

```

17, 2717, 100
*ELSET, ELSET=RADIAL60, GENERATE
6, 2706, 100

***** FIN DEL A GENERACION DE LOS COMANDOS DE LA MALLA *****
*ORIENTATION, NAME=OR, SYSTEM=CYLINDRICAL
0,0,0,0,0, 0,0, 0,0,1.0
3, 0.0
*TRANSFORM, NSET=WALL, TYPE=C
0,0,0,0,0, 0,0,0,0,1.0
**
***** PROPIEDADES MATERIALES Y FISICAS *****
**
*SOLID SECTION, ELSET=LUG, MATERIAL=ROCK, ORIENTATION=OR
*MATERIAL, NAME=ROCK
*ELASTIC
22500.0, 0.2
*DRUCKER PRAGER
37.0, 1.0, 37.0
*DRUCKER PRAGER HARDENING
67.0, 0.0
70.0, 0.2
77.0, 0.7
*****
***** CARGANDO HISTORIA *****
*****
*INITIAL CONDITIONS, TYPE=STRESS
ALLEL, -100.0, -67.0, -120.0, 0.,0.,0.
**
***** GEOSTATIC STEP TO EQUILIBRATE *****
**
*STEP, NLGEOM, INC=100, UNSYMM=YES
step 1: adicionar los esfuerzos iniciales de la formación y la presión dentro del pozo
*GEOSTATIC
**
***** LOADS *****
**
*DLOAD
PRESSW, P6, 67.0
**
***** BOUNDARY CONDITIONS *****
**
*BOUNDARY
LEFT, ENCASTRE
RIGHT, ENCASTRE
FRONT, ENCASTRE
BACK, ENCASTRE
TOP, 3
BOTTOM,3
**
***** SOLICITUD DE SALIDA *****
**
*NODE PRINT, NSET=WALL
U,

```

```
*EL PRINT, ELSET=RADIALX, POSITION=AVERAGED AT NODES
S,PRESS,MISES
*EL PRINT, ELSET=RADIALX, POSITION=AVERAGED AT NODES
Sinv
*EL PRINT, ELSET=PRESSW, POSITION=AVERAGED AT NODES
S, PRESS, MISES
*EL PRINT, ELSET=PRESSW, POSITION=AVERAGED AT NODES
Sinv
*END STEP
*STEP, NLGEOM, INC=100, UNSYMM=YES
step 2: Reducción de la presión dentro del pozo
*STATIC
*DLOAD
PRESSW, P6, 54.0
*END STEP
```

ANEXO D. ARBOL DE DECISIÓN PARA EL EJEMPLO CASTILLA

