

**IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE COLAPSO EN REVESTIMIENTOS DE
POZOS, OCASIONADOS POR EFECTOS GEOMECÁNICOS. CASO DE
ESTUDIO: POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

SERGIO GUTIERREZ ESCOBAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
BUCARAMANGA**

2013

**IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE COLAPSO EN REVESTIMIENTOS DE
POZOS, OCASIONADOS POR EFECTOS GEOMECÁNICOS. CASO DE
ESTUDIO: POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

SERGIO GUTIERREZ ESCOBAR

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

Director

JORGE ENRIQUE MENESES FLOREZ

Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios por su guía y sabiduría brindada

A mis padres y hermanos por su apoyo, paciencia, sacrificio y por enseñarme lo
que realmente es valioso: Amor y Respeto

A mis amigos por compartir conmigo esta etapa importante en mi vida

Sergio

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos de corazón a las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este proyecto:

Jorge E. Meneses, Ingeniero mecánico, Profesor de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la UIS y director del proyecto, por su atención y colaboración

Alexander Martinez, Ingeniero Mecánico, Ingeniero de producción en el ICP, gestor de la idea, por su colaboración, disposición, soporte y guía durante el desarrollo del mismo.

Al Grupo de estabilidad de Pozo "GIEP", Ingenieros y estudiantes investigadores por las críticas constructivas y colaboraciones brindadas a través del desarrollo del proyecto

Ludwing lopez, Ingeniero Metalurgico, Ingeniero de Materiales en el ICP, por su colaboración y contacto con la Alianza Casabe.

Alianza Casabe ECOPELROL-SCHLUMBERGER, Ingenieros integrantes por su colaboración y disposición de la información para llevar a cabo el proyecto.

Julio rueda, Ingeniero de petroleos, integrante del grupo TECGRAF PUC-Rio de Janeiro, por su colaboración brindándonos soporte del software Abaqus desde Brasil.

Carlos Cogollo, Ingeniero Civil, por su ayuda en la solución de problemas con el software Abaqus.

Profesores de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la UIS por inspirar la obtención del conocimiento en las clases y mostrarnos las maravillas que ofrece nuestra carrera.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	20
1.3 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO	21
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS	22
2.2 GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA	24
2.3 DISEÑO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO “CASING”	25
2.3.1 Estado de distorsión de la energía o equivalente de Von Mises-Hencky	27
2.3.2 Norma API 5C3	29
2.3.2.1 Resistencia al colapso	30
2.3.2.2 Resistencia al estallido	32
2.3.2.3 Resistencia a la tensión	33
2.4 ESFUERZOS EN LAS FORMACIONES O CAPAS DE ROCA	34
2.4.1 Esfuerzos principales	34
2.4.2 Esfuerzos efectivos	36
2.5 CRITERIOS DE FALLA ESTUDIADOS	37
2.5.1 Criterio de Mohr-Coulomb	37
2.5.2 Criterio de Drucker-Prager	38
2.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS	39
2.7 ESTUDIOS REALIZADOS ALREDEDOR DEL MUNDO	41

3. IDENTIFICACIÓN DE LOS ASPECTOS QUE INFLUYEN EN LA GENERACIÓN DE LAS FALLAS POR COLAPSO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO “CASING”	60
3.1 ASPECTOS GEOMECÁNICOS	60
3.1.1 Mecanismos de falla	62
3.1.1.1 Compresión	62
3.1.1.2 Pandeo y Flexión	66
3.1.1.3 Ovalización	67
3.1.1.4 Colapso	69
3.1.1.5 Corte	71
3.1.1.6 Tensión	74
3.2 ASPECTOS TÉCNICOS	75
3.3 ASPECTOS OPERACIONALES	80
4. DETERMINACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA EL CAMPO CASABE	85
4.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CASABE	85
4.2 DEFINICIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA EN EL CAMPO	91
4.2.1 Análisis de las restricciones de los pozos	91
4.2.2 Estadísticas de las fallas de los pozos	94
4.2.3 Análisis geomecánico	96
4.2.4 Registros y reportes de los pozos	99
4.2.5 Formulación de la hipótesis	104
5. SIMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA DE UN POZO	105
5.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN	105
5.1.1 Pasos de la simulación	109
5.1.1.1 Paso Geostático	109
5.1.1.2 Paso sub-modelamiento	111
5.1.1.3 Paso estático	113
5.1.1.4 Paso de suelos	114

5.1.1.5 Paso estático	115
5.1.2. Resultados de la simulación	119
CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFIA	126
ANEXOS	130
ANEXO A. REPORTE DE EVENTOS	131
ANEXO B. ARCHIVO PLANO DE LA SIMULACION	140

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Propiedades del modelo	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejemplo de columna estratigráfica de un pozo	24
Figura. 2 Ejemplo de un pozo petrolero en producción	25
Figura 3. Tipos de casing usados en completamientos de pozos petroleros	26
Figura 4. Ventana operacional de Lodo	27
Figura 5. Factores de seguridad recomendados por tipo de carga y tubería	29
Figura 6. Rangos de falla por colapso de la tubería	30
Figura 7. Presiones externas generadoras de colapso	31
Figura 8. Frontera para colapso de la tubería de acuerdo a los valores de	32
Figura 9. Análisis de estallido de la tubería	32
Figura 10. Fuerzas axiales generadoras de tensión en la tubería	33
Figura 11. Esfuerzos principales	34
Figura 12. Regímenes de esfuerzos	35
Figura 13. Esfuerzos sobre un medio poroso	36
Figura 14. Criterio de falla de Mohr-Coulomb	37
Figura 15. Prueba de ensayos triaxiales	38
Figura 16 Comparación gráfica entre criterios de falla usados	39
Figura 17. Presión de poro en un medio poroso	40

Figura 18. Porosidad y permeabilidad de las rocas	41
Figura 19. Fallas en la sobrecarga y frontera con el yacimiento	61
Figura 20. Zona de fallas en el yacimiento	62
Figura 21. Efectos de la explotación petrolera	63
Figura 22. Forma lenticular de un yacimiento	64
Figura 23. Esfuerzos transmitidos desde la formación hacia el casing	65
Figura 24. Deformaciones de la tubería por la compactación del yacimiento	65
Figura 25 Condiciones que generan pandeo	67
Figura 26 Condiciones que generan Flexión	67
Figura 27. Anisotropía de esfuerzos que ovalizan el casing	68
Figura 28. Erosión del casing	69
Figura 29. Esfuerzos no uniformes por capas de hidratos	70
Figura 30. Colapso de tubería de revestimiento	71
Figura 31. Localización de los deslizamientos de corte	72
Figura 32. Interfaces predilectas de corte	73
Figura 33. Desacople y deformación de la rosca de la junta del casing	74
Figura 34. Pandeo y corte de las tuberías de revestimiento	77
Figura 35. Fallas en las uniones roscadas	78
Figura 36. Ovalización de la sección transversal de la tubería	79
Figura 37. Mallas y cañoneos de la tubería de revestimiento de un pozo	80
Figura 38. Reducción de espesor de pared por corrosión de tubería	81
Figura 39. Ejemplo de tubería con fenómeno de “Jeteo”	83
Figura 40. Deformaciones y erosiones en la tubería	84
Figura 41. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	85

Figura 42. Localización del Campo Casabe	86
Figura 43. Bloques del Campo Casabe	87
Figura 44. Modelo estructural del campo	88
Figura 45. Columna estratigráfica generalizada Campo Casabe	89
Figura 46. Intercalaciones de las formaciones	90
Figura 47. Propiedades petrofísicas y del fluido en el campo Casabe	90
Figura 48. Arreglo de 5 pozos	91
Figura 49. Análisis causa raíz	92
Figura 50. Clasificación de colapso por tipo de pozo	94
Figura 51. Estados de los pozos colapsados en el campo	95
Figura 52 Estados de los pozos colapsados segunda campaña de perforacion	96
Figura 53. Distribución de pozos colapsados ubicados horizontalmente	97
Figura 54 A. Distribución de pozos colapsados ubicados verticalmente	98
Figura 54 B. Distribucion gráfica de colapso según formación donde ocurrió	98
Figura 55. Registro USIT-MULTIFINGER	99
Figura 56. Acople de registros en software	100
Figura 57. Análisis de una muestra de pozos	101
Figura 58. Reportes en profundidad de las restricciones de los pozos	102
Figura 59. Ubicacion de las fallas	103
Figura 60. Modelo conceptual de la simulación	105
Figura 61. Cargas iniciales sobre el modelo	107
Figura 62. Condiciones de frontera iniciales sobre el modelo	107
Figura 63. Elemento tetraédrico	108
Figura 64. Enmallado del yacimiento	108

Figura 65. Resultados del paso geostático	109
Figura 66. Técnica de sub-modelamiento	111
Figura 67 Aplicación del sub-modelamiento	112
Figura 68. Resultados de la perforación del pozo	113
Figura 69 Presión sobre la cara del pozo	115
Figura 70. Configuración del cañoneo	116
Figura 71. Tubería con cañoneos	116
Figura 72. Cargas inducidas desde el pozo aplicada sobre la tubería	117
Figura 73. Restricciones de la tubería para reflejar las cavernas	118
Figura 74. Carga axial compresiva	118
Figura 75. Casing con deformación por pandeo	119
Figura 76. Pruebas de pandeo sobre la tubería a diferentes condiciones	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. REPORTE DE EVENTOS	131
ANEXO B. ARCHIVO PLANO DE LA SIMULACION	140

RESUMEN

TITULO:

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE COLAPSO EN REVESTIMIENTOS DE POZOS, OCASIONADOS POR EFECTOS GEOMECÁNICOS. CASO DE ESTUDIO: POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR:

Sergio Gutierrez Escobar **

PALABRAS CLAVE:

Colapso, Revestimiento, Pozos, Simulación, Pandeo, Abaqus, Geomecánica

DESCRIPCION:

Este proyecto de grado nace de la necesidad de la industria petrolera de maximizar la producción y de la preocupación por disminuir los costos producidos por los daños de las tuberías de revestimiento en los campos, donde no se ha podido encontrar una solución definitiva desde hace más de 40 años que se reportan las fallas y tan sólo se tienen unas estrategias de mitigación que por mucho logran retardar los efectos en el pozo pero que al final terminan por desarrollarse. Por eso se decidió realizar un estudio que permitiera comprender más a fondo los mecanismos de falla de la tubería que han sido estudiados alrededor del mundo hasta ahora, identificando los factores y condiciones que favorecen su generación para que con la ayuda de la información disponible en el campo se descartara cada uno de estos mecanismos hasta determinar una hipótesis de esta falla que pudiese estar afectando a una muestra no representativa de los pozos del campo Casabe que se pudo analizar, ya que no todos los pozos contaban con la información necesaria para el estudio. Luego ésta hipótesis se simuló en el software de elementos finitos ABAQUS CAE, con el fin de visualizar si ésta se generaba y cuáles eran sus etapas de desarrollo a través del tiempo.

* Trabajo de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Jorge E. Meneses

SUMMARY

TITLE:

IDENTIFICATION OF WELLBORE'S CASING COLLAPSE PROBLEMS, CAUSED BY GEOMECHANICALS EFFECTS. CASE OF STUDY: WELLBORE FROM A COLOMBIAN FIELD*

AUTHORS:

SERGIO GUTIERREZ ESCOBAR**

KEY WORDS:

Collapse, Casing, Wellbore, Simulation, Buckling, Abaqus, Geomechanics

DESCRIPTION:

This undergraduate project was a necessity from petroleum industry derived from the concern to maximize the oil production and to decrease the costs related to casing damage in the oil fields, where they have not could to find a definitive solution for more than 40 years of failures histories reported around the world and just have mitigation strategies that try to delay the effects on the casing but at the end, sooner or later it develops. Therefore it was decided to carry out a theoretical survey to understand more thoroughly the casing failure mechanisms studied around the world until now, identifying the most relevant factors and generating conditions so that with the help of field information available, to discard one by one this mechanisms until determining the failure hypothesis of a non-representative wellbores sample of the Casabe field that could be analysed, because not many wellbores had recollected the information necessary for the analyses and did not exist a plan to get it soon. Then as a complement this failure hypothesis was simulated in the finite element software ABAQUS CAE, to visualize if it was generated or no, besides of their development stages through the time.

* Undergraduate thesis

** Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical-Mechanical engineering's. Mechanical Engineering School. Director: Eng. Jorge E. Meneses

INTRODUCCIÓN

Las fallas de las tuberías de revestimiento están minando la viabilidad económica de los proyectos petroleros, éste factor ha estado presente en los campos desde hace más de 40 años, pero no mostraban tal gravedad como ahora porque existían mayores deficiencias en otras áreas o se pensaba sólo en aumentar al máximo las tasas de producción de los pozos, sin minimizar los costos por éstas pérdidas.

Luego con el avance de la tecnología y el mejoramiento de los procesos, se hicieron más notables éstas fallas, gracias a las paradas de los pozos debidos a mantenimiento o abandono de los mismos por los problemas de seguridad que presentaban disminuyendo a su vez la producción, por lo tanto se empezó a estudiar los fenómenos que favorecían la generación de estas fallas de la tubería de revestimiento de los pozos a través de su vida útil.

Ante este desafío de la industria petrolera se propuso el desarrollo de la tesis nominada **“IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE COLAPSO EN REVESTIMIENTOS DE POZOS, OCASIONADOS POR EFECTOS GEOMECÁNICOS. CASO DE ESTUDIO: POZO DE UN CAMPO COLOMBIANO”**, donde se plantea la integración de la información tanto teórica:

Capítulo 1: Se hace una revisión bibliográfica de los estudios realizados alrededor del mundo sobre las fallas de las tuberías de revestimientos y repaso de conceptos básicos del diseño de la tubería de revestimiento y de los medios porosos, son el fin de entender los fenómenos presentes en la industria petrolera.

Capítulo 2: Identificación de éstos factores que son influyentes en la generación de las fallas de las tuberías de revestimiento “Casing”, que desencadenan los mecanismos de falla encontrados por medio de la literatura revisada en el capítulo anterior.

Así como de la información de campo:

Capítulo 3: Se analiza la información disponible de los pozos del campo Casabe como los registros electrónicos, de imagen, reportes de eventos y estudios anteriores realizados, con el fin de dar una hipótesis del posible mecanismo de falla que se pueda estar presentando en este campo.

Luego ya que hasta ahora es prácticamente imposible con la tecnología actual, obtener una imagen clara o una radiografía extensa que nos defina a ciencia cierta lo que puede estarse presentando en estos pozos petroleros, se decidió por lo tanto simular ésta hipótesis en el software de elementos finitos ABAQUS CAE:

Capítulo 4: Se muestra el desarrollo a grandes rasgos de la simulación realizada con el fin de visualizar si ésta se puede generar o no, junto con sus etapas de desarrollo.

En los anexos se incluyen los reportes de eventos y el archivo de texto de la simulación.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar problemas de colapso en revestimientos de pozos, ocasionados por efectos geomecánicos para un campo colombiano y Simulación de la causa más representativa

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Hacer una revisión bibliográfica de las fallas ocurridas en las tuberías de revestimiento “Casing”, para así encontrar los mecanismos de falla estudiados en todo el mundo.
- Identificar los aspectos técnicos, operacionales y geomecánicos, que influyen en la generación de las fallas por colapso de los revestimientos de pozos.
- Determinar la causa de falla por colapso más probable en la población de pozos a estudiar del campo seleccionado, de acuerdo con la información consultada y la obtenida de éstos pozos.
- Simular mediante herramienta software esta causa de falla por colapso, con el fin de visualizar su comportamiento a través de sus etapas de desarrollo.

1.3 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO

En Colombia y en el mundo, las fallas del revestimiento están generando problemas de seguridad, de tiempos perdidos y de mantenibilidad de los pozos, todo esto traducido en el alza de los costos de operación de los proyectos minan a su vez su productividad. Una vez ocurrida la falla es muy difícil realizar trabajos de reacondicionamiento de los pozos por las condiciones de operación de los mismos, obligando a re-perforar los pozos o empezar una perforación desde cero adyacente a la actual, ya que en el peor de los casos se tuvo que abandonar el pozo definitivamente.

Tan solo en campos colombianos como Casabe, la Cira, Cusiana, Guandó y Tello los costos llegan a superar hasta los 2 millones de dólares anuales y por pozo hasta 5 millones de dólares, de los que en Casabe por ejemplo de un bloque de 163 pozos, el 50% de ellos presenta problemas por restricciones. Por todo esto es necesario realizar un estudio que ayude a comprender cuales podrían ser los mecanismos de falla de la tubería de revestimiento, lo cual se lleva a cabo en esta tesis.

Por último el alcance del proyecto consiste en la simulación de la probable causa de falla por colapso de las tuberías de revestimiento, identificada para la población de pozos del campo seleccionado, con el fin de visualizar el comportamiento de la falla a través de sus etapas de desarrollo y así en proyectos futuros establecer estrategias de solución o mitigación al problema al atacar esta causa.

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En este capítulo se definen conceptos básicos que se deben tener en cuenta a la hora de realizar análisis sobre los fenómenos presentes en la industria del petróleo y que sirven de base para el entendimiento de los estudios realizados alrededor del mundo, enfocados a los mecanismos de falla de las tuberías de revestimiento y que son analizados también durante el desarrollo del capítulo.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

FORMACION: Conjunto de rocas o minerales que se han depositado en un lugar durante el mismo periodo, de composición y estructura comunes que la diferencian de las demás adyacentes.

SOBRECARGA: Formaciones que se encuentran arriba o sobre el yacimiento o que no son intervalos productores.

FORMACIONES NO CONSOLIDADAS: Se le denomina de esta forma a formaciones terciarias jóvenes que no tienen por consiguiente un proceso largo de sedimentación ni gran cantidad de material matriz que mantenga unidos los granos de arena (cohesión) ante una variación de los esfuerzos.

ARENAMIENTO: Este fenómeno se refiere a la producción o salida de partículas de formaciones arenosas desde el yacimiento, debido a derrumbes o erosión de las paredes del pozo por la poca consolidación de ésta.

CASING: Tubería de revestimiento que se coloca concéntrico y pegado a las paredes del pozo con una capa de cemento, tienen una cierta longitud o profundidad dependiendo de la ventana operacional del lodo y clasificados por ciertos grados y dimensiones que están estandarizadas por la norma API. Estas tuberías son colocadas con el propósito de brindar soporte a herramientas y a otras tuberías que se colocan concéntricas a ésta, mantener el flujo de fluidos tanto de perforación como de producción sin que éstos se fuguen y contaminen

formaciones adyacentes y por último proteger de los derrumbes o deslizamientos de roca a todos los equipos dispuestos en el completamiento del pozo.

COLUMNA LITOLÓGICA: Representa el compendio en la ubicación vertical de las formaciones en secuencia, desde la superficie hasta la profundidad requerida en una región determinada.

DOGLEG: Se define así a la sección de la trayectoria del pozo que posee un cambio drástico de dirección o de ángulo que genera dificultades para el paso de la tubería, generalmente medido por la inclinación de cada 100 pies de esta denominado severidad del Dogleg. También se le llama así a la deformación que sufre el revestimiento con la misma forma que toma este durante la perforación.

ESFUERZOS TECTÓNICOS: Debido a la dinámica de las placas tectónicas por la deformación de la litosfera, se genera un campo de esfuerzos tectónicos ligado íntimamente a estructuras activas que inducen sismicidad como las fallas.

LINER: Tipo de tubería de revestimiento que va colgado a otro revestimiento con un mayor diámetro permitiendo un acople perfecto para no permitir fugas, se usa para evitar cargas axiales excesivas en los topes del otro revestimiento ya que debido a su poca longitud posee poco peso y no produce tensiones en el mismo.

PRESION DE COLAPSO: Es aquella presión que se origina de la cabeza hidrostática de la columna del fluido ya sea de perforación, cemento o fluidos provenientes de las formaciones y que actúa sobre la cara externa del revestimiento, la cual si supera la cedencia externa de este se reduce el diámetro o se ovaliza la sección transversal de la tubería hasta tal punto que pueden cerrarse las paredes chocándose sin permitir paso alguno.

PRESION DE ESTALLIDO: Es aquella presión que se origina de la columna del fluido de perforación y actúa sobre la cara interna del revestimiento, la cual si supera la cedencia interna de este genera una explosión abriendo agujeros y fugas por la tubería.

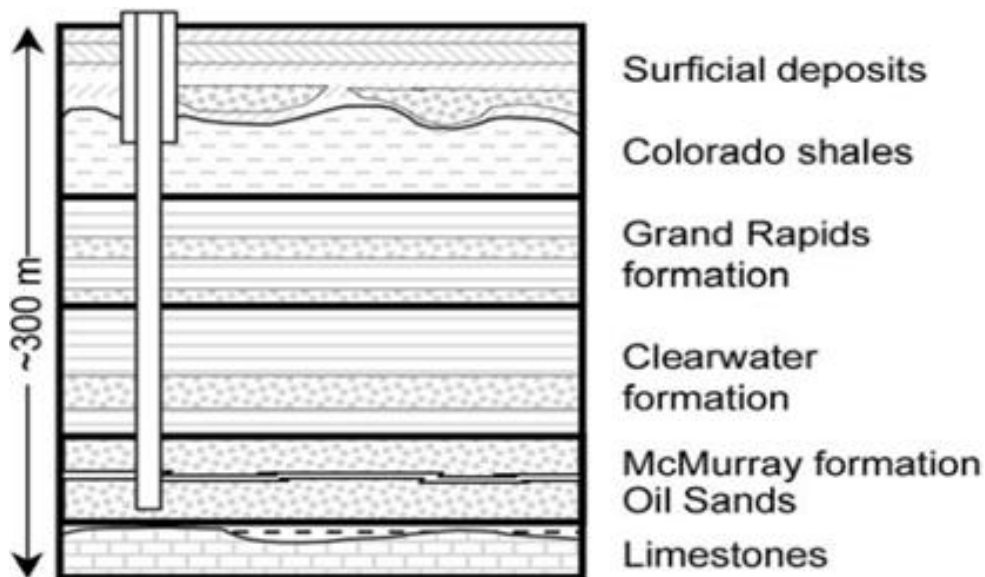
REACTIVACIÓN DE FALLAS: Se produce cuando en una falla preexistente la configuración de esfuerzos varia de una forma que produce desplazamientos relativos en este mismo plano o que también son producidos por reacomodación de las placas tectónicas mediante sismos.

2.2 GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA

La explotación de hidrocarburos en la industria del petróleo ha presentado grandes desafíos técnicos, tecnológicos y científicos, desde sus inicios, esto es debido a que en gran parte de sus procesos existe una alta incertidumbre desde el inicio de la planeación de los proyectos petroleros, las cuales pueden minar la inversión realizada y las ganancias obtenidas de estos.

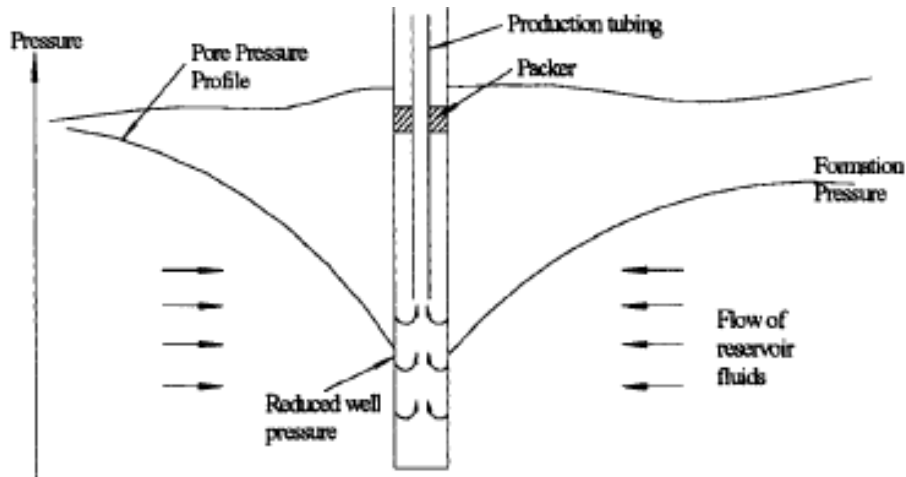
En la planeación de los pozos petroleros se debe identificar la zona donde se encuentra el petróleo a extraer, las distintas formaciones (capas de rocas) que conforman la columna estratigráfica, a través de la cual se va a ubicar el pozo y las condiciones de esfuerzos a las que estas se encuentran, para poder escoger las diferentes etapas y dispositivos que van a componer la estructura final del pozo.

Figura 1. Ejemplo de columna estratigráfica de un pozo



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEULT, M.B. : "Casing Shear: Causes, Cases, Cures" . Artículo SPE 72060. 2001

Figura 2. Ejemplo de un pozo petrolero en producción.



Fuente: GUANGQUAN, Xu. :” WELLBORE STABILITY IN GEOMECHANICS”. Tesis Ph.D The University of Nottingham. 2007

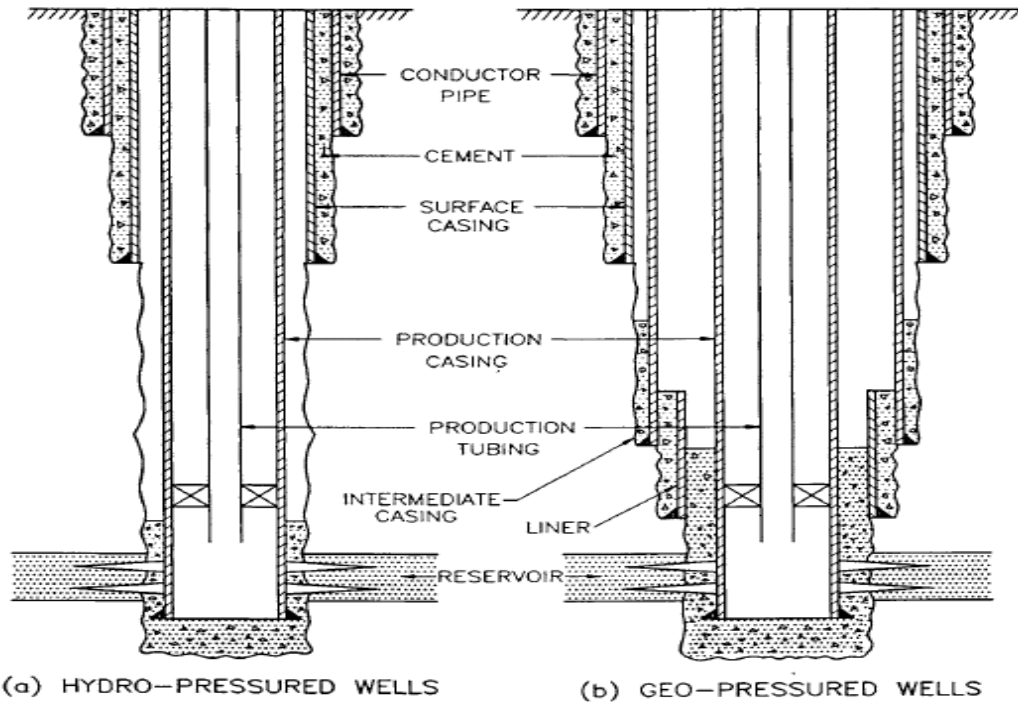
2.3 DISEÑO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO “CASING”

Entre los dispositivos que se encuentran en un pozo petrolero, nuestro estudio se enfoca en la tesis al análisis de la tubería de revestimiento y su interacción con los alrededores, por lo que a continuación se muestran algunas de sus características:

Las tuberías de revestimiento “casing”, son una serie de tuberías que se colocan en el pozo con el fin de dar estabilidad al hueco manteniéndolo abierto, aislar zonas de acuíferos cercanos para no contaminarlos y controlar los fluidos de perforación y de la formación, así como los fluidos de producción y por último permitir la bajada de herramientas de supervisión o mantenimiento para el correcto funcionamiento del pozo.

Existen diferentes tipos de tuberías que se pueden colocar como completamiento en un pozo, como se muestra en la figura 3. Cada una de estas cumple las funciones anteriormente mencionadas, aunque se destaca entre éstas la tubería del tipo Liner, la cual va colgada mediante una unión o empaque interno y cementado totalmente a la tubería anterior y es usada para evitar las largas longitudes de tubería al aumentar la profundidad desde superficie que se puedan deformar por su propio peso reduciendo consigo los costos por tuberías.

Figura 3. Tipos de casing usados en completamientos de pozos petroleros

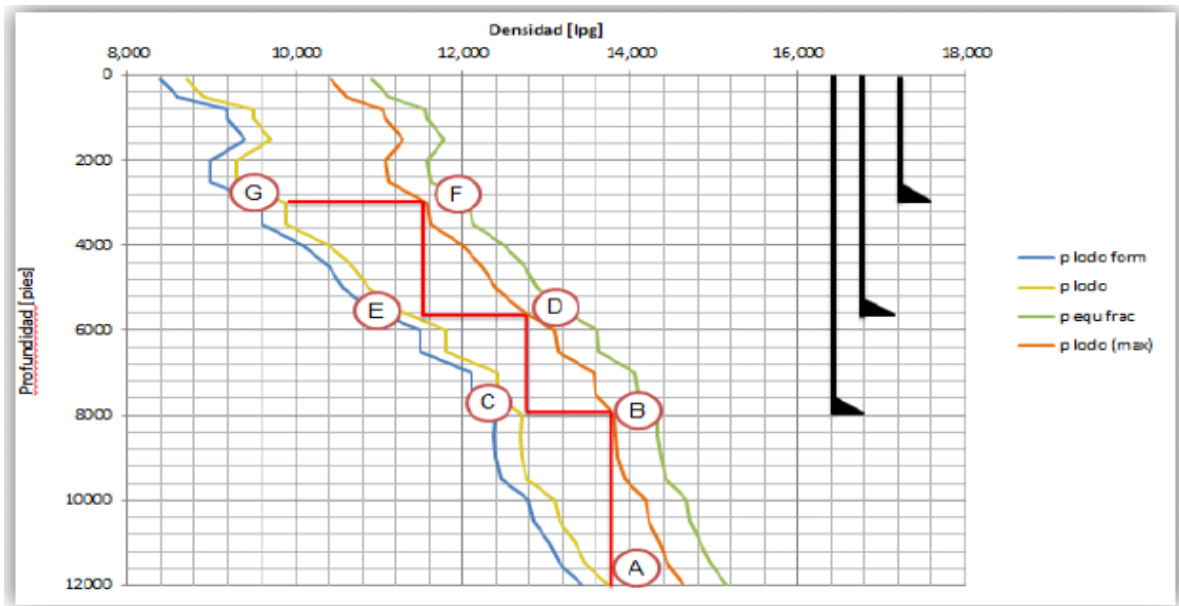


Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995

La escogencia tanto del conjunto de tuberías a colocar así como la longitud de cada una de éstas, se basa en la ventana operacional del lodo a utilizar en la fase de perforación, el cual tiene como función evitar el derrumbe de la formación en la cara del pozo, que cause problemas operativos.

Esta ventana nos muestra que al ir aumentando la profundidad de la perforación se debe aumentar la densidad del lodo de acuerdo con la resistencia de las formaciones que se estén perforando, dentro del rango entre la presión de fractura y la presión poro de la misma y por consiguiente asentar una tubería de revestimiento en esta zona, empezando desde el punto A o zona de interés hasta llegar a superficie como se muestra en la figura.

Figura 4. Ventana operacional de Lodo.



Fuente: MARTINEZ, Javier. A.: “Consideraciones Técnicas para el Diseño y la Selección de la Tubería de Revestimiento del Pozo Estratigráfico Profundo ANH-BVTURA-1-ST-P”. Universidad Industrial de Santander. 2011.

Para el diseño de la tubería en cuanto a resistencia, se tienen en cuenta los siguientes factores:

2.3.1 Estado de distorsión de la energía o equivalente de Von Mises- Hencky

Es una teoría de criterio de falla basada en la suposición que la cedencia comienza cuando la densidad de energía de deformación llega a un valor crítico. De esta manera, la energía total elástica es dividida en dos partes: una asociada a los cambios volumétricos del material y la otra causante de distorsiones por esfuerzo de corte. Esta teoría brinda un esfuerzo equivalente en la tubería tomado de los esfuerzos principales que son el axial, radial y tangencial y este se compara

directamente con el esfuerzo de cedencia del material para determinar si un diseño es aceptable. El esfuerzo equivalente se calcula así:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{[(\sigma_a - \sigma_h)^2 + (\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]}{2}} \quad (1)$$

$$\sigma_a = \left(\frac{F_{total}}{A_{st}} \right) \pm \sigma_b \text{ Esfuerzo axial} \quad (2)$$

$$\sigma_{ri} = -p_i \text{ Esfuerzo radial en radio interno}$$

$$\sigma_{ro} = -p_e \text{ Esfuerzo radial en radio externo}$$

$$\sigma_{hi} = \left(\frac{P_i (A_i + A_e) - 2P_e A_e}{A_e - A_i} \right) \text{ Esfuerzo tangencial en radio interno} \quad (3)$$

$$\sigma_{ho} = \left(\frac{2P_i A_i - P_e (A_i + A_e)}{A_e - A_i} \right) \text{ Esfuerzo tangencial en radio externo} \quad (4)$$

$$DF_{VME} = \frac{Y_p}{\sigma_{VME}} \quad \text{Factor de diseño} \quad (5)$$

Teniendo que:

σ_b = Flotación

p_i = Presión interna

p_e = Presión externa

A_i = Área interna

A_e = Área externa

2.3.2 Norma API 5C3

Esta norma establece los cálculos mínimos que se realizan para el diseño de las tuberías de revestimiento “casing”, aunque en esta norma solo se consideran 3 tipos de cargas y con unos factores de seguridad recomendados por la industria figura 5, pero que se dejan a libre elección de los fabricantes.

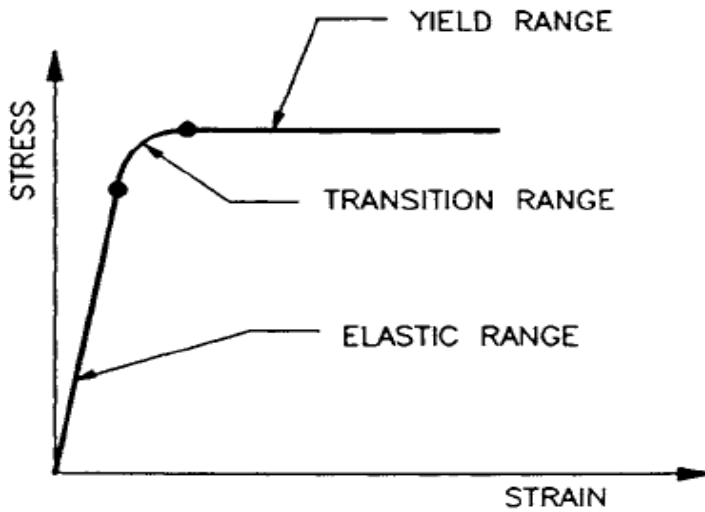
Figura 5. Factores de seguridad recomendados por tipo de carga y tubería.

<i>Revestidor</i>	<i>Colapso</i>	<i>Estallido</i>	<i>Tensión</i>
<i>Conductor</i>	<i>1,0</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Superficial</i>	<i>1,0</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>
<i>Intermedio</i>	<i>1,0</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>
<i>Producción</i>	<i>1,1</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>

Fuente: MOLERO, Jairo C.:” Detección de presiones anormales y diseño API de revestidores”. Memorias de Curso. Mayo 30 a Junio 3 de 2006.

Para los cálculos de estallido se asume presión externa igual a cero y se usan solo los esfuerzos internos para que sean máximos, la situación es inversa a lo anterior para los cálculos de colapso, aunque para este factor se tiene que de acuerdo a la relación del diámetro externo de la tubería y su espesor de pared OD / t , se establecen diferentes cálculos de su presión límite de colapso, ya que ésta es un falla de estabilidad inelástica y se encuentran bajo los correspondientes rangos:

Figura 6. Rangos de falla por colapso de la tubería



Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995.

2.3.2.1 Resistencia al colapso

Esta carga es generada por la presión de la columna de fluido en la cara exterior de la tubería o inducidas por el desplazamiento de la roca.

a) Presión de colapso para el esfuerzo de cedencia:

$$P_y = 2Y_p \left[\frac{(OD/t)-1}{(OD/t)^2} \right], \text{ para valores menores de:} \quad (6)$$

$$(OD / t)_{yp} = \frac{\sqrt{(A-2)^2 + 8(B+C/Y_p)} + (A-2)}{2(B+C/Y_p)} \quad (7)$$

b) Presión de colapso en el rango plástico:

$$P_p = Y_p \left[\frac{A}{OD/t} - B \right] - C, \text{ para valores desde } (OD / t)_{yp} \text{ hasta:} \quad (8)$$

$$(OD / t)_{pt} = \frac{Y_p(A-F)}{C+Y_p(B-G)} \quad (9)$$

c) Presión de colapso transitiva:

$$P_t = Y_p \left[\frac{F}{OD/t} - G \right], \text{ para valores desde } (OD/t)_{pt} \text{ hasta:} \quad (10)$$

$$(OD/t)_{pe} = \frac{2+B/A}{3B/A} \quad (11)$$

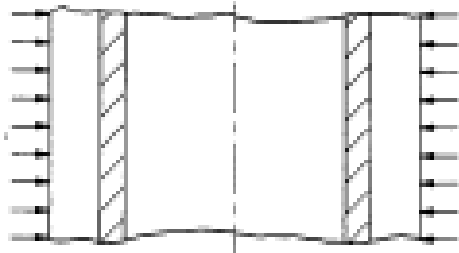
d) Presión de colapso elástica:

$$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{(OD/t)[(OD/t)-1]^2} = \frac{2E}{(1-\nu^2)(OD/t)^3} \quad (12)$$

para valores de $(OD/t)_{te}$ en adelante.

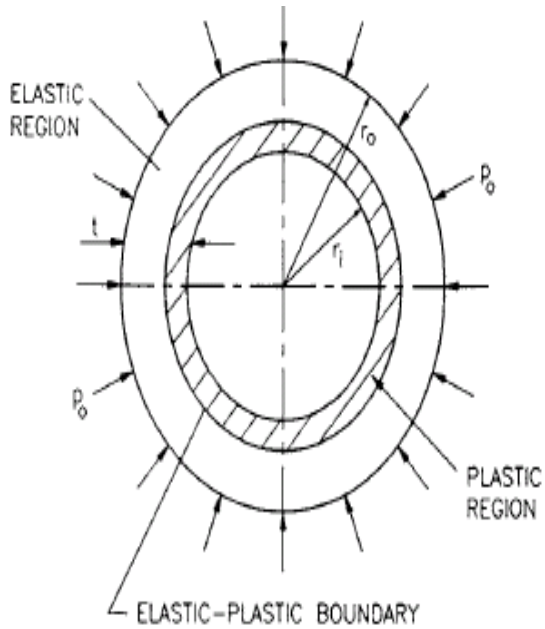
Las constantes "A,B,C,F y G" son funciones polinómicas de Y_p , referirse a la norma API 5C3.

Figura 7. Presiones externas generadoras de colapso



Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995.

Figura 8. Frontera para colapso de la tubería de acuerdo a los valores de OD / t



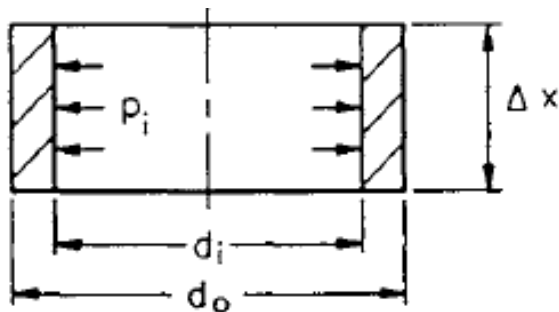
Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995

2.3.2.2 Resistencia al estallido

La carga es generada por la columna de fluido en la cara interna de la tubería.

$$P_b = 0.875 \left[\frac{2Y_p * t}{OD} \right] \quad (13)$$

Figura 9. Análisis de estallido de la tubería.



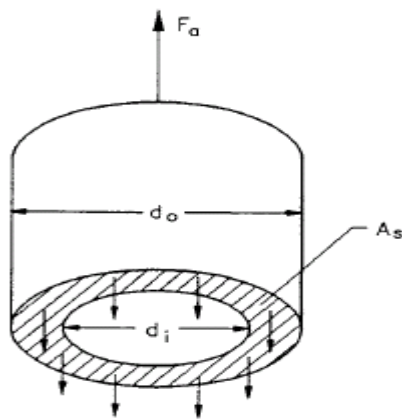
Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995

2.3.2.3 Resistencia a la tensión

Esta carga axial es generada por la compactación del yacimiento, ya que con ayuda del cemento que se comporta como un adhesivo, se transmiten éstas fuerzas inducidas, también se genera por el propio peso de la tubería o esfuerzos térmicos residuales en la misma.

$$F_y = 0.7854Y_p (OD^2 - ID^2) \quad (14)$$

Figura 10. Fuerzas axiales generadoras de tensión en la tubería



Fuente: Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Libro ELSEVIER. 1995

Teniendo que:

ν = Módulo de Poisson

t = Espesor de pared del revestimiento

P_b = Presión de estallido

F_y = Fuerza axial de tensión

Y_p = Esfuerzo de fluencia del material

OD = Diámetro externo nominal

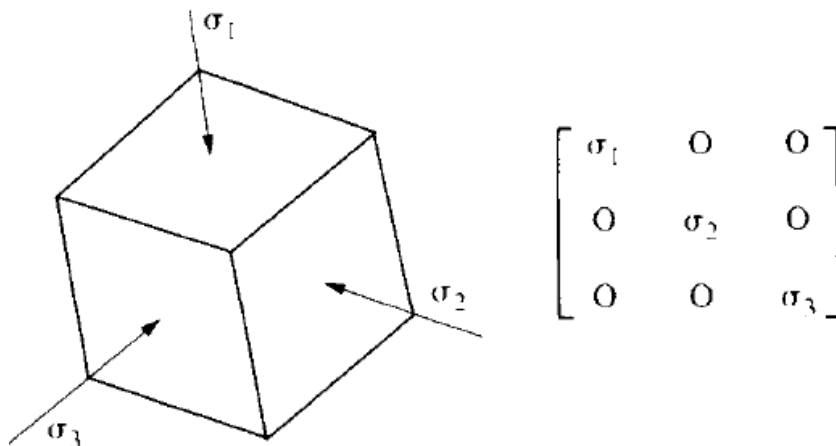
ID = Diámetro interno nominal

2.4 ESFUERZOS EN LAS FORMACIONES O CAPAS DE ROCA

2.4.1 Esfuerzos principales

En el análisis de suelos que se encuentran a una cierta profundidad medida desde la superficie, se utiliza una definición de los esfuerzos a los que esta se encuentra sujeta, llamada los esfuerzos principales, los cuales son definidos como las componentes de esfuerzos en la dirección normal a una superficie del cubo de la roca a estudiar y cuyos valores de los esfuerzos de corte son cero. Esta nomenclatura es muy útil gracias a que nos permite encontrar directamente los valores máximos y mínimos de esfuerzos normales aunque sin indicar su dirección.

Figura 11. Esfuerzos principales



Fuente: HUDSON, John A. et al.: "Engineering rock mechanics: An introduction to the principles". ELSEVIER. 1997.

Dónde:

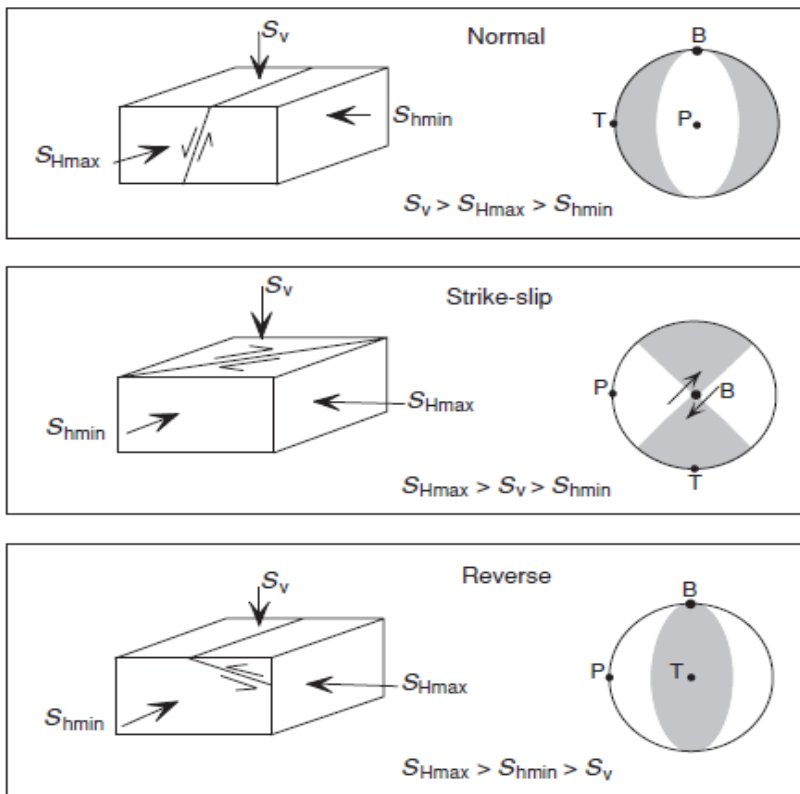
$\sigma_1 = \sigma_v$, es el esfuerzo vertical y este aumenta con la profundidad debido a que es la suma del peso de las capas de suelo superiores.

$\sigma_2 = \sigma_H$, es el esfuerzo horizontal máximo, su magnitud se obtiene de correlaciones en la presión de poro y la profundidad

$\sigma_3 = \sigma_h$, es el esfuerzo horizontal mínimo, su magnitud se obtiene de pruebas de campo como mini-fracs y Leak-off.

Aunque regularmente estos esfuerzos horizontales se asumen iguales, se debe tener cuidado con la influencia del ambiente tectónico al que está sujeta la roca, ya que se pueden encontrar discrepancias entre las magnitudes de éstos como es el caso de Colombia. Sus direcciones las encontramos en la plataforma virtual internacional llamada "World Stress Map". De acuerdo a las magnitudes de estos esfuerzos podemos encontrar los regímenes de falla de la región de estudio, presentándose tres casos llamados regímenes de falla normales, rumbo-deslizantes e inversos como se ve en la figura:

Figura 12. Regímenes de esfuerzos.



Fuente: ZOBACK, Mark D.: "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. 2007.

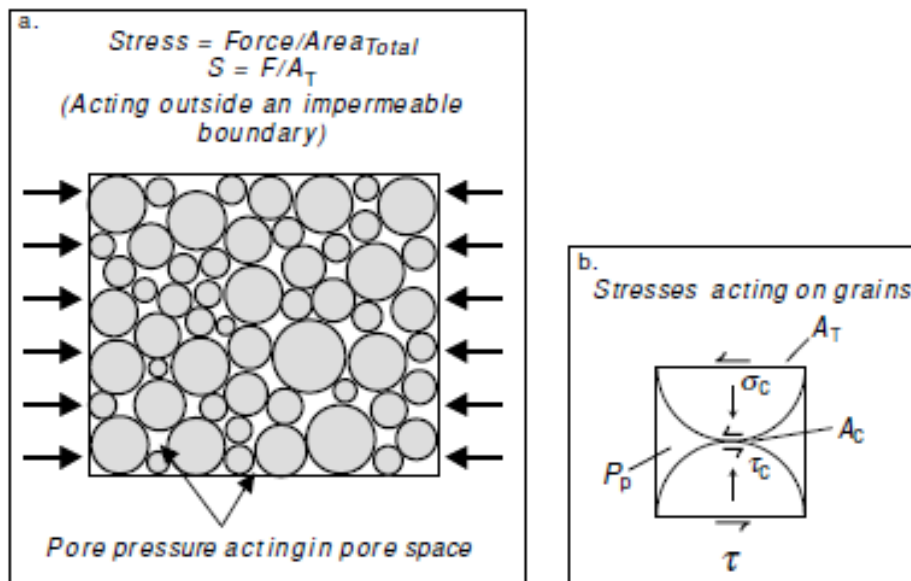
2.4.2 Esfuerzos efectivos

Debido a que las rocas son materiales porosos, su comportamiento mecánico viene definido por la ley de Terzaghi (1923), quien introdujo el concepto de esfuerzos efectivos (los que realmente está soportando el esqueleto o los granos de la roca), descubierto a través de pruebas experimentales y la cual se expresa así:

$$\sigma_p' = \sigma_p - P_0 \quad (15)$$

Donde el esfuerzo efectivo σ_p' , aumenta si la presión de poro disminuye P_0 ya que el esfuerzo externo total σ_p se mantiene constante y puede ser cualquiera de los esfuerzos principales in situ, permitiéndonos hallar las componentes efectivas de estos esfuerzos.

Figura 13. Esfuerzos sobre un medio poroso



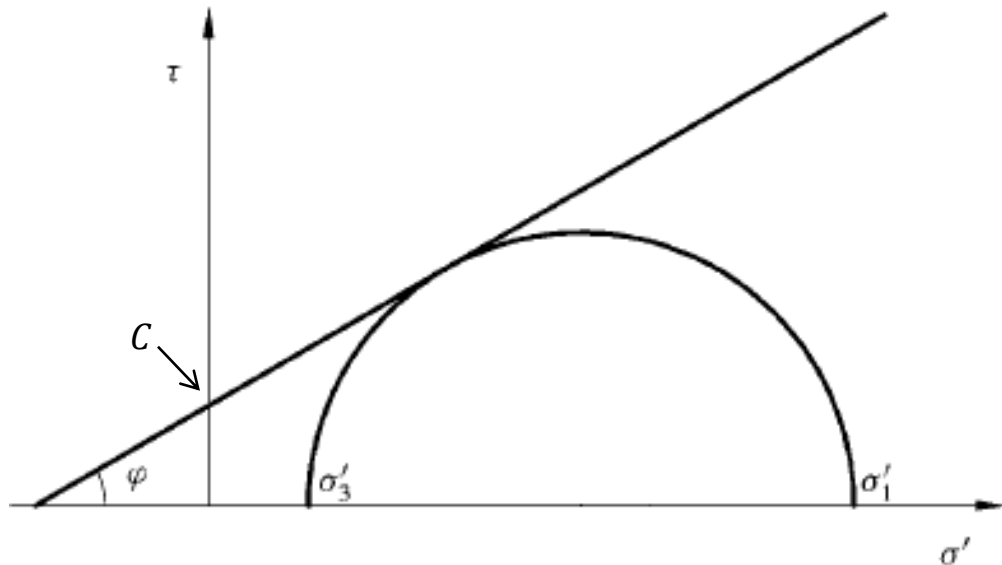
Fuente: ZOBACK, Mark D.: "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. 2007.

2.5 CRITERIOS DE FALLA ESTUDIADOS

2.5.1 Criterio de Mohr-Coulomb

Este criterio nos indica la línea límite de falla de la roca sujeta a esfuerzos principales normales y de corte, que toca tangencialmente los círculos de Mohr generados a partir de estos esfuerzos y muestra como la resistencia de la roca a la cizalladura se incrementa en la medida que el esfuerzo compresivo efectivo aumenta¹. Las relaciones correspondientes se observan en la siguiente gráfica:

Figura 14. Criterio de falla de Mohr-Coulomb



Fuente: ZOBACK, Mark D.: "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. 2007.

$$\tau = C + \sigma' \tan \varphi \quad (16)$$

Donde τ es el esfuerzo de corte por cizalladura de la roca, C es la cohesión denominada como la resistencia al corte cuando ningún esfuerzo normal es

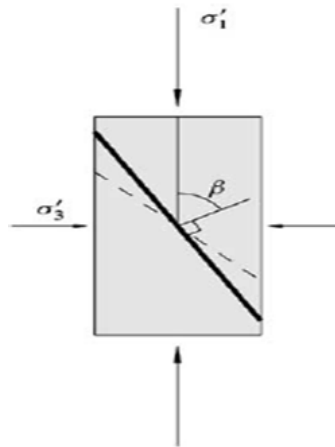
¹ CORZO, Reinel. y RINCON, Claudio O.: "Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in situ en campo". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2004

aplicado y φ es el ángulo de fricción interno correlacionado con el coeficiente de fricción del material μ así:

$$\mu = \tan\varphi \quad (17)$$

Todos los datos de esfuerzos para el círculo de Mohr se obtienen de pruebas triaxiales.

Figura 15. Prueba de ensayos triaxiales



Fuente: FJAER, E. et al.: "Petroleum related rock mechanics". ELSEVIER. 2008.

Con: $\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{4}$

2.5.2 Criterio de Drucker-Prager

Este criterio es una generalización del criterio de Mohr-Coulomb², aunque en éste se tiene en cuenta el esfuerzo intermedio principal, completando las tres componentes, también es considerado una extensión del criterio de von mises³ y se formula de la siguiente manera:

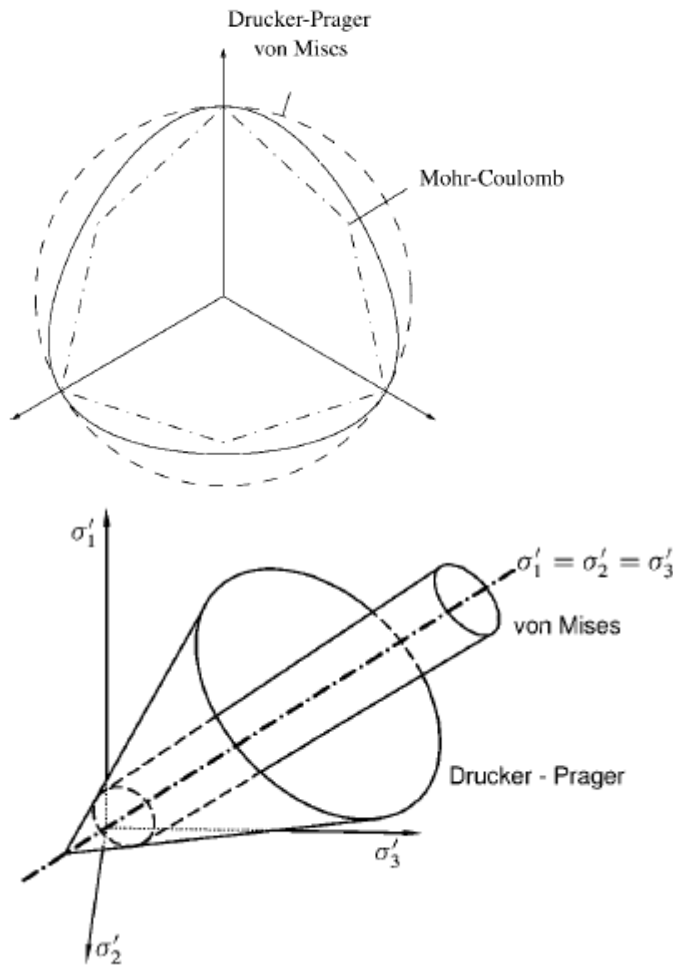
² FJAER, E. et al.: "Petroleum related rock mechanics". ELSEVIER. 2008

³ ZOBACK, Mark D.: "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. 2007.

$$(\sigma'_1 - \sigma'_2)^2 + (\sigma'_1 - \sigma'_3)^2 + (\sigma'_2 - \sigma'_3)^2 = C_1(\sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3 + C_2)^2 \quad (17)$$

Donde C_1 y C_2 son propiedades del material como la fricción interna y la cohesión.

Figura 16. Comparación gráfica entre criterios de falla usados.



Fuente: FJAER, E. et al.: "Petroleum related rock mechanics". ELSEVIER. 2008.

2.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS

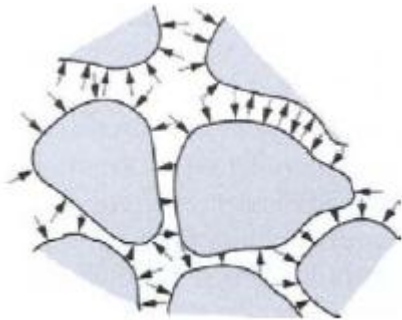
Relación de Poisson: Es la relación entre la medida de las deformaciones horizontales de un cuerpo o la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos y se formula así:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (18)$$

Estas deformaciones se obtienen en mediciones de pruebas experimentales.

Presión de poro: Es la presión que ejercen los fluidos que se encuentran confinados en los espacios porosos de los granos de la roca. Su magnitud puede ser estimada con la geología regional, sísmica, registros (sónico, resistividad, densidad y gamma ray), parámetros de perforación y la ecuación de Eaton (1975).

Figura 17. Presión de poro en un medio poroso



Fuente: HUDSON, John A. et al.: "Engineering rock mechanics: An introduction to the principles". ELSEVIER. 1997.

Relación de vacíos: Es la razón entre el volumen de vacíos y el volumen de los granos sólidos.

$$e = \frac{V_{vacío}}{V_{sólido}} \quad (19)$$

Volumen específico: Es la razón entre el volumen total y el volumen de granos sólidos:

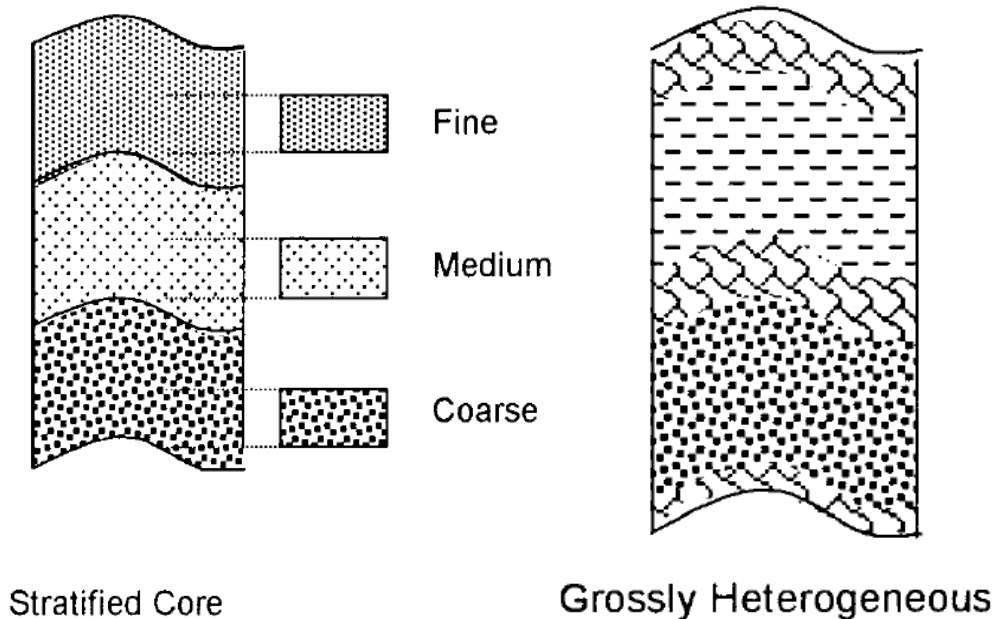
$$v = \frac{V_{sólido} + V_{vacío}}{V_{sólido}} = 1 + e \quad (20)$$

Porosidad: Es la medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro), de fluidos que puede sostener. En cuanto a su magnitud es la razón entre el volumen de poro y el volumen total y está relacionada con el volumen específico y la relación de vacíos así:

$$\emptyset = \frac{v-1}{v} = \frac{e}{1+e} \quad (21)$$

Permeabilidad: Es la propiedad de los medios porosos que mide la capacidad y facilidad de la formación rocosa de transmitir fluidos, a través de la interconexión entre varios espacios porosos, que abren una trayectoria de flujo o camino que su a vez controla la rata de salida del fluido contenido en su interior. Su magnitud viene dada por la ley de Darcy y son obtenidas a través de pruebas de laboratorio.

Figura 18. Porosidad y permeabilidad de las rocas



Fuente: AHMED, Tarek.: "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing. 2001.

2.7 ESTUDIOS REALIZADOS ALREDEDOR DEL MUNDO

A continuación se muestran los estudios realizados a nivel mundial sobre las fallas de las tuberías de revestimiento, los cuales se analizaron con el fin de obtener un entendimiento de los mecanismos de falla identificados hasta ahora y las condiciones que generan estas fallas.

YUKIHISA, Kuriyama and YASUSHI, Tsukano. Effect of wear and bending on casing collapse strength. SPE 24597. 1992.

En este artículo se desarrollan estudios analíticos, experimentales y FEM que investigan el efecto del desgaste y la flexión en la resistencia al colapso, encontrándose fórmulas empíricas que permiten imperfecciones como ovalización, excentricidad y esfuerzos residuales, basados en colapso elástico y el punto de cedencia.

Los efectos del revestimiento desgastado pueden ser evaluados por los modelos de cilindro excéntrico, ya que da una buena estimación respecto de las pruebas experimentales, siendo el criterio gobernante el punto de cedencia.

Por otro lado la flexión reduce la resistencia al colapso más por el fenómeno del esfuerzo de flexión que por el aplastamiento, siendo tomado este esfuerzo como un promedio circunferencial en el perfil del revestimiento.

Casing Design Theory and Practice de S.S.RAHMAN, G.V. CHILINGARIAN, Base de Datos ELSEVIER. 1995.

Esta publicación es un compendio de razonamientos analíticos basados en experimentos para el diseño apropiado de tuberías de revestimiento de pozos petroleros bajo diferentes tipos de cargas, en el cual se encuentra las ecuaciones de diseño estandarizadas por la norma API 5C3 y otras propuestas empíricas que tratan de suplir las deficiencias que posee está como diseño tradicional de los mismos. A parte de las ecuaciones para estallido, tensión y colapso para este último se muestran los rangos en los que falla (en el punto de fluencia, en el rango elástico, plástico y el de transición) según la relación diámetro- espesor de la pared con su modelamiento numérico respectivo.

Morita, Nobuo and Mcleod, Harry.: “Oriented perforation to prevent casing collapse for highly inclined wells”. Paper SPE 28556. 1995.

En este artículo se muestra un análisis numérico que evalúa como las perforaciones orientadas efectivamente reducen las fallas del revestimiento, aun cuando se creaba una zona de corte alrededor del pozo. Como sucedió en un campo en el que tres pozos muy inclinados se perforaron con 180º en fase con la

dirección del máximo esfuerzo in situ y no presentaron colapso, mientras que los que se perforaron tradicionalmente si se colapsaron.

Del análisis se tiene que los disparos (si están orientados en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal) producen arena y crean pequeñas cavidades detrás del cemento, ya que la zona “cortada o perforada” está orientada en la dirección del máximo esfuerzo (el de la sobrecarga), además una alta concentración de esfuerzos se crea en esta zona gracias a la gran direccionalidad de los esfuerzos y pérdida de soporte lateral desde la formación.

Por lo tanto una alta concentración de esfuerzos existe, si las cavidades son creadas perpendiculares a la dirección del esfuerzo máximo.

FREDRICH, J.T. et al.: “Three Dimensional Geomechanical Simulation of Reservoir Compaction and Implications for Well Failures in the Belridge Diatomite”. Paper SPE 36698. 1996.

En este artículo se desarrolla una simulación geomecánica tridimensional mediante elementos finitos, no lineal en base al modelo analítico de Drucker-Prager, con el fin de determinar correlaciones entre producción, inyección, subsidencia y fallas de los pozos, para así examinar la respuesta del yacimiento y la sobrecarga a la evolución de los esfuerzos y desplazamientos en el campo. De la simulación se encuentra una caída máxima de presión de 400 psi durante todo el tiempo de simulación y un aumento de más de 100 psi en la presión de poro respecto a la original encontrada antes de la depleción.

Del análisis de los desplazamientos verticales y horizontales, se observa que este yacimiento es muy susceptible a compactación, debido a su alta porosidad y baja permeabilidad, que a su vez resulta en una alta compresibilidad de ésta, desencadenando subsidencia de la superficie con ayuda también del gran espesor del yacimiento, además se presenta una aguda discontinuidad de los movimientos horizontales en la interface entre la sobrecarga y el yacimiento, debido al contraste en las propiedades mecánicas (deformación elástica) que sugieren un mecanismo de corte del tipo dog-leg.

En cuanto a la inyección se recomienda que sea a bajas ratas y tiempos grandes para que sean continuas, ya que en cortos periodos se generan condiciones más favorables de falla por el cambio drástico en desplazamientos y presiones.

HILBERT, L.B., et al.: “Field-Scale and Wellbore Modeling of Compaction-Induced Casing Failures”. Paper SPE 47391. 1998.

En este artículo se analiza las propiedades que debería llevar una simulación geomecánica en el software Abaqus, teniendo en cuenta las leyes constitutivas de los materiales y los procesos que se llevan a cabo en la industria petrolera y que deben homologarse en la simulación mediante el software. Las simulaciones corridas son a escala de campo y a escala de pozo, en las primeras se observa una posible influencia de la inyección de agua desde los pozos inyectores hacia los productores, en los que se generan desplazamiento de corte en la roca afectando las tuberías de revestimiento, mientras en las últimas se observa las deformaciones del tipo pandeo en la tubería asociadas a desplazamientos de corte en la roca. Por todo esto se sugiere dejar una cierta tolerancia radial entre los arreglos de tuberías de revestimiento para evitar este traspaso de deformaciones entre una y otra.

FREDRICH, J.T. et al.: “Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field”. Paper SPE 65354. 2000.

En este artículo se hace una simulación geomecánica tridimensional mediante elementos finitos, no lineal con modelado del tipo capa plástica, con el fin de entender y predecir fielmente el comportamiento del campo Diatomita Belridge.

Para esto se cuenta con 20 años de datos geológicos, históricos de falla, de producción e inyección del campo, con el fin de evaluar si los gradientes espaciales en la presión de poro, inducidos por la producción o inyección en un yacimiento poco permeable, pueden perturbar de tal forma a los esfuerzos locales, que puedan deformar el subsuelo provocando fallas en los pozos.

Mediante la simulación se encuentran tres tipos de fallas en el revestimiento:

Desplazamientos de corte paralelos a la dirección de la fractura hidráulica en el tope del yacimiento, donde está comprobado se concentran estos, debido al contraste de propiedades mecánicas entre el yacimiento y la sobrecarga. Esto coincide con el tiempo de conversión del pozo de ser uno productor a uno inyector, lo que muestra que aunque la inyección de agua ha mitigado la subsidencia, en algunos casos podría incrementar los gradientes laterales de los esfuerzos efectivos, que a su vez acelerarían los movimientos laterales.

Fallas tensiles se encontraron en los débiles conectores de las tuberías en la sobrecarga y fallas de compresión, ambas debidas a la compactación del yacimiento, también la simulación predice muy bien la ubicación y la cantidad de subsidencia generada con el tiempo, en términos generales comparados con las mediciones de campo. Por último la formación de una cuenca de subsidencia muestra como los patrones locales de producción e inyección, afectan la variación espacial y temporal de los esfuerzos en la sobrecarga y el yacimiento.

HUANG, X, et al.: “Collapse strength analysis of casing design using finite element method”. Paper ELSEVIER. 2000.

En este artículo se presenta un estudio en el que se compara tanto las formulas analíticas propuestas por varios autores, como numéricamente la resistencia ultima al colapso de la tubería de revestimiento de los pozos petroleros, teniendo en cuenta factores geométricos y propiedades mecánicas que la reducen, así como las condiciones de operación de la tubería durante la vida útil del pozo. Por último proponen unas ecuaciones que mejor predicen y se ajustan a resultados experimentales, obtenidas de una regresión lineal a partir de los resultados del modelo numérico.

BRUNO, M.S. and DUSSEAULT, M.B.: “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”. Paper SPE 72060. 2001.

En este artículo se presenta un estudio enfocado a los mecanismos de daño por corte que sufren las tuberías de revestimiento de los pozos petroleros, mostrando casos de estudio en campos alrededor del mundo, deduciendo sus causas y dando posibles soluciones, dependiendo de los procesos llevados a cabo en los pozos.

Los daños del revestimiento por corte, se deben a desplazamientos de la roca a lo largo de los planos estratigráficos de debilidad o de los planos de fallas inclinados preexistentes en la sobrecarga, también son debidos a los desplazamientos relativos en el tope del yacimiento y por último al pandeo dentro de la formación productora, provocados por la pérdida del soporte lateral donde se encuentran los intervalos perforados o cañoneados.

Estos desplazamientos son desencadenados por concentraciones de esfuerzos en interfaces entre materiales de diferentes propiedades mecánicas (rigidez, ya que

estos naturalmente se concentran donde existan contrastes en cuanto a deformaciones), siendo estos esfuerzos generados por cambios de volúmenes asociados a variaciones de temperaturas, presión y movimientos de sólidos propios de procesos de recobro o de la misma producción.

De la teoría se sabe que los esfuerzos de corte son máximos en planos a 45° del plano de los esfuerzos principales ya que se define como:

$\tau_{max} = ((\sigma_1 - \sigma_3) / 2)$. Por lo que entre mayor sea la diferencia de estos esfuerzos, mayor es el esfuerzo de corte y por consiguiente es más factible la falla de la roca por deslizamiento, aunque este siempre suceda a un ángulo de desfase respecto al plano del esfuerzo de corte máximo.

De igual forma, la compactación es un fenómeno que se presenta en el yacimiento y consiste en una disminución del volumen, debido a la depleción (disminución de la presión de poro), lo que según la ley de Terzaghi produce un aumento del esfuerzo efectivo vertical, hasta un punto en el que la roca sello no lo soporta y se desplaza hacia abajo, quedando el yacimiento en un régimen de esfuerzos compresivo y por consiguiente la sobrecarga en tensión.

Por otra parte asumiendo que la forma general de la sección transversal del yacimiento sea lenticular, existe un aumento en la cresta del esfuerzo mínimo horizontal llevando a una condición de esfuerzos representativo de una falla inversa, mientras que en los flancos decrece el esfuerzo mínimo horizontal llevando a una condición de esfuerzos representativo de una falla normal, aunque todas estas fallas dependen de la condición tectónica inicial.

En un proceso de inyección existe una expansión volumétrica y un aumento de la presión de poro en el yacimiento, reduciendo el esfuerzo efectivo vertical y generando desplazamientos relativos en la frontera entre este y la sobrecarga, donde los esfuerzos están concentrados favoreciendo condiciones de corte, además si la inyección se hace a altas presiones, ésta puede migrar y sobrepresionar capas débiles superiores si no existe una buena cementación, aumentando la posibilidad de corte y fuga de fluidos del revestimiento al dañar las uniones roscadas de éste y consecuentemente perdiendo su integridad.

BRUNO, M.S.: “Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage”. Paper SPE 79519. 2002.

En este artículo se muestran los tipos de estudios que se pueden realizar para analizar la compactación, la subsidencia y daños en el revestimiento, además se muestran los resultados de una revisión bibliográfica y de casos de estudio, donde se identifican los tres mecanismos de daño y la ubicación de estos en el pozo, las cuales son:

Daño por corte en la sobrecarga: Este se presenta sobre una corta longitud en la tubería, en capas o interfaces débiles más que en zonas de alta concentración de esfuerzos, mostrando carácter localizado para este tipo de fallas que necesitan de un contraste o anomalías en la litología para poder presentarse.

Corte en el tope del yacimiento o intervalo de producción: Este se presenta por movimientos relativos laterales entre el yacimiento y la roca sello, que debido a la diferencia de propiedades mecánicas entre ellas (Rigidez: “módulo de Young”) y a la combinación entre el movimiento descendente de la sobrecarga y la contracción (o expansión lateral si existe proceso de inyección) del yacimiento desencadenan la falla.

Este fenómeno se presenta con mayor frecuencia en yacimientos someros debido a la menor carga normal resistente al corte de la sobrecarga y en pozos inclinados, se agudiza debido a que la compactación adicionaría compresión localizada y flexión al revestimiento.

Compresión y pandeo en el yacimiento: Es frecuentemente observado cerca de los intervalos perforados y asociado a la compactación del yacimiento, ya que en estas zonas se pierde el soporte lateral del revestimiento por la producción de sólidos de la formación, siendo más severo en pozos verticales.

PATTILLO, P.D. and MUJICA, Santiago: “Casing Deformation in a Tectonic Setting: Evaluation, Impact and Management”. Paper SPE 74560. 2002.

En este artículo se resume un análisis hecho en Colombia, campo Cusiana, sobre las fallas del revestimiento asociados a deformaciones como la ovalización, que restringen la bajada de herramientas y son un riesgo para la producción, también se muestran estrategias y pasos para decidir cuales soluciones implementar y además de nuevas ecuaciones para el colapso de tubería ovalizada.

Mediante el estudio de las deformaciones del revestimiento se halló que los breakouts que indican la dirección del máximo esfuerzo horizontal en este campo, muestran que una falla inversa en la zona se alinea con el eje más corto de la sección transversal de la tubería ovalizada, señalando una posible influencia de este régimen de esfuerzos, aunque no fue comprobada, además se presenta una gran diferencia entre los esfuerzos horizontales en el campo favoreciendo condiciones de falla en los pozos.

Por ultimo utilizando simulaciones de Montecarlo y de elementos finitos validadas por pruebas de laboratorio, se recomienda una configuración de revestimiento concéntrico, ya que soporta mayores cargas no uniformes ejercidas por el movimiento de las formaciones, provenientes del ambiente tectónico de este campo.

BRUNO, M.S. and PATILLO,P.D. and et al: “Compaction,Subsidence and Associated Casing Damage and Well Failure Assesment for The Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island’ . Paper SPE 84553. 2003.

En este artículo se presentan análisis realizados para conocer las causas de las fallas en este campo durante 16 años de producción tratando de hallar estrategias de solución a estos problemas.

En la sobrecarga se encontraron restricciones y ovalizaciones del revestimiento en ciertas zonas asociados a puntos críticos (ej: concentración de esfuerzos, unión de liners o vacíos sin cementar) donde existen capas sobrepresionadas.

Problemas de altas presiones o sostenimiento de ésta se ha presentado durante la operación de los pozos, además de producción de arena que colapsan la formación productora, separándose del cemento y haciendo que los pozos pierdan su presión sello por la fuga de fluidos a través de este espacio, permitiendo la existencia de zonas sobrepresionadas en la sobrecarga, donde las conexiones de la tubería que son muy débiles podrían fallar ante estos fenómenos, desencadenando a la vez zonas de comunicación para gases o acuíferos que acrecentarían estas fallas.

Por último haciendo un análisis de las cargas críticas del revestimiento, se encontró que la afectación por la compactación del yacimiento es una fuerte función de los ángulos de desviación del pozo, porque al aumentar este ángulo se experimentara menor compresión axial, aunque se aumenta el esfuerzo de corte transversal y la compresión lateral.

YADAV, A. and MITRA, S. et al: “Casing Impairment/ Damage in Stress-Sensitive Reservoir - A case Study” . Paper PETSOC 2003-133. 2003

En este artículo se muestra un análisis cualitativo de un campo en la india, en donde se determina cuando un yacimiento se vuelve sensible a los esfuerzos, favoreciendo condiciones de falla que se trasladan a la sobrecarga.

Debido a problemas de arenamiento y restricciones en la tubería de revestimiento, se tuvo que trasladar la bomba mecánica a una posición diferente a la óptima, además como existe inyección de agua en ciertos pozos, se cree que el aumento de volumen genera desplazamientos relativos entre el yacimiento y la roca sello, favoreciendo condiciones de falla por corte.

Las características que hacen el yacimiento sensible a esfuerzos son: alta porosidad que debilita y fragiliza la formación, yacimiento superficial que cuenta con carga de sobrecarga muy baja, la presencia de fallas que cambia abruptamente los desplazamientos y diferencias marcadas de esfuerzos generando condiciones de corte, por último arenas poco consolidadas que permiten el pandeo del revestimiento al compactarse la formación.

IBEKWE, I. A. et al: “Magnolia casing design for compaction”. Paper SPE 79816. 2003.

En este artículo se presenta un análisis de los mecanismos de falla de la roca y deformaciones, con el fin de dar una estimación de la compactación que va a sufrir el yacimiento y la elongación que padecerá la sobrecarga, para así diseñar un revestimiento adecuado a las condiciones del pozo en estos dos factores.

El diseño en la parte del yacimiento fue basado en evitar, mitigar y ser resistente a los esfuerzos por pandeo, falla de las conexiones y flexión, teniendo en cuenta la geometría del pozo, la cementación, la relación D/t (diámetro exterior/espesor de pared del revestimiento) y tipo de conexiones.

Para la parte de la sobrecarga se enfocaron más en mitigar y evitar las fuerzas de corte que en hacerlas resistentes ante estas, ya que poco se puede hacer frente a este fenómeno. Se definieron por usar grandes diámetros de pozo para permitir cierto desplazamiento diferencial.

La solución fue usar una tubería y conexiones más resistentes: en el yacimiento un mayor espesor de pared y un cemento dúctil de buena calidad, procurando

inclinación del pozo en esta zona ya que sufriría menos cargas compresivas y de pandeo, mientras que en la sobrecarga se exige una tubería más resistente de lo normal en cuanto a colapso y baja resistencia al corte del cemento en la frontera con el revestimiento.

BOSTROM, B. and SKOMEDAL, E.: “Reservoir Geomechanics with ABAQUS”. Paper Abaqus users´conference. 2004.

En este artículo se realiza una simulación numérica por elementos finitos utilizando el software ABAQUS y ECLIPSE para acoplar el flujo de fluidos de poro con los esfuerzos y deformaciones generados en la industria del petróleo, en el que se analiza las condiciones que me generan reactivación de fallas en un campo en Noruega y sus posibles consecuencias tanto para la infraestructura de los pozos como para la producción de hidrocarburos de los mismos.

Para evaluar los cambios de esfuerzos en el yacimiento, los autores definen un coeficiente de trayectoria de los esfuerzos el cual es la relación entre el cambio en el esfuerzo horizontal mínimo y el cambio en la presión de poro.

VARGAS, Julián E. “Análisis de Colapsos de Casing para Pozos Productores en Arenas del Cretáceo”. Universidad Industrial de Santander. 2005.

Este proyecto muestra un estudio amplio de los colapsos que ocurren en el campo Caño Limón conociendo desde la estructura litológica, propiedades del yacimiento, tipo de completamiento utilizado, antecedentes históricos de fallas y producción, teoría de diseño del revestimiento, análisis de esfuerzos para tres pozos, efecto del cañoneo, por último análisis de corrosión y erosión en el revestimiento.

Una buena cementación detrás de la tubería de revestimiento absorbe sus esfuerzos axiales y reduce el esfuerzo equivalente Von Mises aplicado a este, gracias a la resistencia del cemento y de la formación a la expansión del revestimiento, ayudado de su presión de estallido interna. Esto indica que si el anular se encuentra bien cementado, la resistencia al estallido aumenta hasta casi el doble (Eustes et al, 2003).

A su vez el esfuerzo tangencial disminuye, ya que la resistencia a la presión de estallido que es soportada por el cemento al exterior del revestimiento está reemplazando a este esfuerzo, llegando a ser hasta 1/3 del esfuerzo respecto de un revestimiento sin cementar (conclusión sin argumentar).

En los pozos examinados se encontró como característica común obstrucciones cercanas a conexiones o cuerpos de la junta, pero éstos estaban bien cementados por lo que no es posible que esfuerzos axiales dañaran la rosca.

Por último otro factor común es la existencia de cañoneo y recañoneo en estos intervalos de falla, por lo que hay que analizar si la energía remanente del disparo puede provocar deformaciones en el revestimiento mas no se pudo identificar la causa raíz de las fallas en el campo.

Li, X. Q., et al: “Effect of Sand Production on Casing Integrity. Paper PETSOC-2006-195. 2006.

En este artículo se analiza la posible influencia de la producción de arena en las fallas que se producen a las tuberías de revestimiento de los pozos petroleros cuando se convierten éstos, de productores a inyectores. Según estudios ingenieriles se presentarían fenómenos de pandeo en los intervalos cañoneados, debido a las pérdidas de soporte lateral y a las altas cargas axiales inducidas por las formaciones, se facilitarían la generación de deformaciones de este tipo.

También se presentan fallas por desplazamientos de corte en planos estratigráficos de debilidad, debido a su reactivación por los cambios de presión inducidos por la inyección de agua.

OLARTE, Diana P.:” Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena”. Universidad de América. 2006.

En este proyecto de grado se investigan las causas de las fallas del campo Casabe que están afectando seriamente la viabilidad económica de los pozos en términos de producción, tiempos no productivos y operaciones de mantenimiento.

En la primera campaña de perforación se observa un mayor porcentaje de colapso asociado a la edad de los pozos que oscila entre 53 y 62 años, ya que su vida útil está llegando a su final debido al desgaste, la corrosión y condiciones extremas soportados en este tiempo, disminuyendo la producción y sus capacidades mecánicas, por lo que favorece condiciones de falla aunque no se dan argumentos por los que se llega a esta afirmación, la autora lo asocia a la reducción de espesor de pared por fenómenos de erosión derivado de producción de arena.

En la segunda campaña de perforación que fue hecha para pozos de inyección de agua, se presenta un periodo crítico común de falla que coincide con el comienzo de la inyección, por lo que existe una fuerte influencia por parte de este debido a las altas presiones de cabeza utilizadas.

Para los colapsos en la formación B compuesta de pozos inyectoros y productores, las presiones tan altas utilizadas en la inyección terminaron colapsando sus pozos productores, mientras que en la formación A en la que sólo existen pozos inyectoros, fueron ellos mismos los pozos colapsados debido a altas presiones de inyección.

El completamiento de los pozos de la primera campaña posee unas camisas de producción que se colapsaron, encontrándose que tienen un diseño mecánico deficiente al tener un factor de seguridad menor a 1.1, también los revestimientos usados tienen un diseño mecánico deficiente, en cuanto a que la carga de servicio correspondiente a la evacuación de fluido dentro del revestimiento, a una determinada profundidad, es la crítica por la cual falla por colapso.

En cuanto a los colapsos que ocurrieron encima del tope del cemento, estos no se encuentran a grandes profundidades, por lo que se descartan que los esfuerzos puedan inducir este colapso, nominando a las cargas de tensión como críticas, ya que estas también disminuyen el diámetro de la tubería y se pueden presentar a esas profundidades, además estas ocurren aún, cuando se les aplica la carga mínima de tensión a condiciones iniciales para una longitud final mayor a 3900 ft.

La ubicación vertical donde más se ubicaron los colapsos, es la formación A1 donde existen pozos inyectoros y productores, la que sigue es la sobrecarga y después las otras formaciones productoras; horizontalmente no existe ninguna correlación, mientras que la mayor frecuencia de colapsos la tienen las formaciones inyectoras y los derrumbes se observan en las zonas con alto contenido de arcilla.

Por último un comportamiento atípico del módulo de Young se observa en las formaciones ya que estos disminuyen a medida que se hacen más profundas, lo que favorece posibles condiciones de falla.

CAPASSO, Gaia. and MANTICA, Stefano.: “Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS”. Paper Abaqus user’s conference. 2006.

En este artículo se muestra una metodología paso a paso para una simulación realizada con el software ABAQUS utilizado para integrar los esfuerzos y las deformaciones, acoplada con un simulador de flujos ECLIPSE para reflejar la interacción entre los fenómenos que se presentan en la industria petrolera, enfocados específicamente a la compactación y consecuente subsidencia generada por la producción de los hidrocarburos.

En Eclipse se evalúan las condiciones iniciales de la petrofísica del yacimiento y se extraen hacia Abaqus, a través de un código que convierte de solución por diferencias finitas (Eclipse) a solución por elementos finitos (Abaqus) y en este último se realizan simulaciones lineal elásticas y elasto-plásticas, para evaluar la respuesta del yacimiento a ciertas condiciones que se encuentran en la operación de los pozos petroleros.

AI, Chi. and ZHAO, Wanchun: “Casing collapse strength reduction under lateral loads from yielding shales in the Daqing oil field”. Paper SPE 104471. 2007.

En este artículo se realiza un estudio sobre la influencia de zonas con arcillas en las fallas del revestimiento y la forma como se puede optimizar a este, para hacerle frente a estos daños y minimizarlos.

En este campo se realizó inyección de agua como plan de mantenimiento de la presión, pero alcanzo un valor pico tan alto, que penetró en las fallas y en las arcillas, siendo un factor generador de fallas importante identificado en el campo, ya que esta arcilla fluye causando cargas laterales sobre el revestimiento al igual que las fallas preexistentes.

Una consecuencia grave es, que la deformación radial reduce ligeramente la resistencia del revestimiento a cargas laterales, a medida que ésta afecta a todo el perfil del revestimiento.

SUPING, Peng. Et al: “Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study”. Paper ELSEVIER. 2007.

En este artículo se muestra un estudio realizado en el campo Gudao en China para identificar las causas de la baja producción y presencia de restricciones en los pozos. De este se encuentra que las arenas poco consolidadas presentes en el campo, producen cavidades en el yacimiento justo en la zona de los perforados, donde la resistencia de la tubería es menor por la presencia de estos agujeros cañoneados, generando deformaciones del tipo pandeo debido a las cargas no uniformes inducidas.

HELWANY, Sam.:”Applied Soil Mechanics: with ABAQUS Applications”. Libro ELSEVIER. 2007.

En este libro se muestra un panorama amplio de las aplicaciones de modelamiento que se pueden realizar con el software ABAQUS, enfocado en el campo de la mecánica de los suelos, evaluándose la mejor forma y metodología para representar los fenómenos geotécnicos que se generan en operaciones de construcción de túneles, puentes, edificios y estructuras marítimas.

Entre los ejemplos mostrados están la ubicación de pilotes para construcción de estructuras de soporte, tanto 2D como 3D, procesos de compactación, sedimentación y desplazamientos de roca, entre otros mas específicos.

OCHOA, Nicolás. E. “Análisis de la Deformación y el Colapso de la tubería de Revestimiento en los Campos del Piedemonte Llanero Operados por BP”. Universidad Industrial de Santander. 2008.

En este proyecto de grado se hace una revisión del estado del arte acerca de las tuberías de revestimiento, en donde se muestran las generalidades de estos como lo son: sus propiedades mecánicas, los tipos, parámetros que afectan su desempeño y deformaciones que comúnmente sufren estas tuberías, también se describen los registros más utilizados para hacerle seguimiento a las condiciones de la tubería y por último se describen generalidades de los campos del piedemonte.

Se dice que las deformaciones de la tubería son asociadas al ambiente tectónico de la zona ya que se encuentra una gran diferencia entre los esfuerzos

horizontales, siendo algo inusual que se puede atribuir a este fenómeno, además estos esfuerzos no son uniformes en todo el perfil del revestimiento por lo que son cargas puntuales o localizadas, que desde su propio diseño el revestimiento no las soporta y se deforma.

SUNAL, O., et al: “A look into casing deformation due to plastic behavior of formations”. Paper SPE 117773. 2008.

En este artículo se presenta un estudio sobre el comportamiento de las formaciones plásticas y el impacto de los esfuerzos horizontales en el revestimiento de un pozo, enfocado a comprender el pandeo mediante un modelamiento numérico de diferencias finitas, en un modelo geomecánico 3D de un pozo vertical.

Del análisis se obtiene que la arcilla no produce colapso del revestimiento tan rápido como la sal, ya que esta fluye bajo el efecto de grandes cargas, también de la simulación se concluye que el cemento a mayor espesor aumenta la resistencia al colapso del revestimiento, aunque la mayor influencia la tienen la anisotropía de los esfuerzos que causan una falla de forma prematura en el revestimiento.

ABOUSLEIMAN, Younane., AL-TAHINI, Ashraf. : “Insights into borehole deformation and relationship between wellbore induced stresses, breakouts, and in-situ stresses”. Paper ARMA 08-037. 2008.

En este artículo se muestran las correlaciones experimentales halladas entre los esfuerzos presentes a escala de campo y los esfuerzos a escala de pozo, con sus desplazamientos e influencia sobre la formación de breakouts para diferentes tipos de rocas. Los autores reconocen el cambio de esfuerzos a nivel local generado por la producción de los hidrocarburos en un pozo, en los que se prevén una compactación en el yacimiento y consecuente subsidencia en la superficie.

Teóricamente la falla por breakout se produce en la dirección del máximo esfuerzo horizontal presente en el campo, ya que la concentración de esfuerzos puede superar la resistencia tensil de la roca y fallar, por lo que es comúnmente utilizado para definir la dirección de los esfuerzos principales en el campo más no su magnitud.

FREIJ, Ayoub. R. et al: "Casing Integrity in Hydrate Bearing Sediment". Paper ARMA 09138. 2009.

Este artículo desarrolla una simulación de un modelo numérico axisimétrico, que investiga la integridad del revestimiento y la formación en presencia de sedimentos con hidratos gaseosos en FLAC 3D, para conocer la influencia de estas capas que se vuelven sobrepresionadas ante cambios de presión y temperatura generando condiciones favorables de falla del revestimiento en un pozo vertical.

La forma de evaluar ese impacto es mediante el esfuerzo equivalente de Von Mises, en el cual el máximo valor de éste, que siempre se presenta en el tope del revestimiento, se usa para diseñar al mismo ya que es basado en el mínimo factor de seguridad que corresponde a ese esfuerzo. Por otra parte mediante la simulación se observa un incremento del esfuerzo Von Mises a lo largo del perfil del revestimiento, más no en el tope, por lo que no se observa un impacto grave en la integridad de este.

TEODORIU, Catalin. and FALCONE, Giogia. : "Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses". Paper ELSEVIER, Geothermics 38. 2009.

En este artículo se analiza las características que deben cumplir las tuberías de revestimiento en proyectos de energía geotérmica, que pueden ser llevados a la industria petrolera para reducir los costos de fallas, ya que las grandes temperaturas y profundidades que presentan estos proyectos, son una oportunidad de obtener mejores rendimientos para estas tuberías en la producción de hidrocarburos, enfocándose en la resistencia a la fatiga de las conexiones roscadas tipo Buttress.

Debido a la variación de las cargas, como la presión interna debido a las grandes cantidades de fluido que se manejan y a las altas temperaturas de operaciones en estos proyectos, se pueden presentar esfuerzos térmicos que a pesar de que el cemento restringe la deformación axial, aparecen fenómenos de fatiga a bajos ciclos, siendo estas favorecidas por discontinuidades en el cuerpo de la tubería como las uniones roscadas, que son propensas a concentrar los esfuerzos y a fallar por rotura o por desacople de la junta debido a su dilatación.

Se realizó un análisis por elementos finitos de la unión roscada tipo Buttress, usando el concepto de esfuerzos y deformaciones locales mediante el diagrama de Wohler experimental, mostrando la falla en el último hilo de la rosca, indicando

una reducción de espesor de pared en esa zona y que además al hacerse una revisión del estado inicial de la tubería, se encontró que habían desperfectos de manufactura que favorecían la concentración de esfuerzos, por lo que se debían exigir mayores controles de calidad al proveedor.

Por otra parte como este tipo de rosca es conocido por su alta resistencia a la tensión pero baja resistencia a la compresión, se debe entonces inducir una pretensión en el revestimiento, la cual limita los efectos de la compresión. Para eso una sección de revestimiento se debe cementar (aunque este incremente los esfuerzos térmicos) sin ningún pre-esfuerzo, mientras la otra sección se deja sin cementar para así conseguir la condición de pretensión, que evitará la falla de la rosca aumentando la resistencia a la fatiga.

YANG,L.Q. et al : “Mechanism of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation” . Paper PETSOC 2009-026. 2009.

En este artículo se muestra un análisis de las fallas que sufren las tuberías de revestimiento en un campo en china de yacimientos de crudo extra pesado, en donde se usa estimulación por ciclos de vapor para aumentar la producción, siendo estos cambios de temperatura y la producción de arena los mayores causales de los daños.

Después de un rango de 3 a 7 ciclos se encontró que aproximadamente el 70% de los pozos estaban deformados, ubicados mayormente alrededor de los intervalos perforados y con problemas serios de producción de arena, derivado de la poca consolidación de éstas.

La compresión es el estado normal del revestimiento cuando el yacimiento se compacta, con la inyección de vapor a altas temperaturas inmediatamente se dilata la tubería, cambiando a un estado de tensión y como éste está cementado, no puede liberar esta energía lo que produce un aumento en los esfuerzos laterales, por lo que se generan grietas internas longitudinales o distorsión de las uniones radialmente, o del cuerpo de la junta, que se agudizan al parar la inyección, disminuyendo la temperatura pasando dramáticamente a un estado de compresión otra vez.

Las perforaciones solamente reducen la resistencia al colapso del revestimiento en menos del 8%, así la carga no sea uniforme, pero debido a los esfuerzos

térmicos que resultan, el esfuerzo neto se aumenta hasta en un 60% más que los esfuerzos iniciales, reduciendo así su resistencia al colapso.

Entre las medidas para prevenir estos daños, se diseñó una nueva tubería no estandarizada de mayor espesor, ya que se dedujo que el esfuerzo efectivo decrece por el aumento del espesor de pared de tubería, también se recomienda usar un compensador de esfuerzos térmicos, que permite cierta deformación elástica mitigando de esta forma sus efectos.

MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: “Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields”. Paper SPE 146231. 2011.

En este artículo se presenta una revisión bibliográfica acerca de los daños del revestimiento y las pantallas que se han reportado alrededor del mundo en campos de areniscas altamente compactadas y se realiza un análisis geomecánico de varios mecanismos de daño relacionados a grandes depleciones, ubicándose una capa de arena altamente geo-presurizada con gas en la roca sello.

Mediante un modelo 3D de elementos finitos no lineal en Flac 3D, se simuló la variación de los esfuerzos en el yacimiento y la sobrecarga, al colocar anomalías (capas de arena sobrepresionadas, con diferentes propiedades, etc.) en la litología para evaluar la estabilidad del revestimiento.

Pozos con empaquetamiento con grava producían arenamiento continuamente lo que indicaba que las mallas fallaban antes que el revestimiento, también aumentos de presión en el yacimiento confirmaban la comunicación de éste con zonas sobrepresionadas a través de una falla reactivada.

De la simulación se obtiene que los desplazamientos horizontales y verticales en el yacimiento son del tipo compresivo, lo que puede generar una cuenca de compactación elipsoide lenticular, en la que la probabilidad de falla incrementa para arenas con bajos módulos de Young altamente depletadas y con pozos de bajos ángulos, también para un yacimiento altamente compactado de grandes espesores, en cambio los riesgos para fallas tensiles del revestimiento son significantes en el intervalo de la roca sello.

Aun con una deformación del 3%, se ha observado que el revestimiento se mantiene estable, así se exceda el punto de cedencia si este se diseña con una

baja relación de d/t y con buenas cargas de confinación sin vacíos o grietas del cemento.

HUANG, Xiaolan and LIU Jianjun.: “Mechanism of Casing’s Shear Failure in Water Injection Oilfield and Its Numerical Simulation”. Paper Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering journal. 2011.

Este artículo se enfoca en estudiar la influencia de los ángulos en las interfaces de diferentes propiedades mecánicas que presentan los pozos en la generación de las fallas en los campos petroleros, a través de desplazamientos de corte en las tuberías de revestimiento. Para eso se evalúan los valores de esfuerzos Von Mises en la tubería y las tasas de desplazamiento en la roca para estimar la posible generación de la falla por corte en la tubería de revestimiento.

CAPASSO, G. and MANTICA, S.: “Buckling analysis for the long-term integrity evaluation of a hydrocarbon well”. Simulia customer conference. 2011.

En este artículo se describe el procedimiento utilizado en el software ABAQUS, para evaluar la integridad de la tubería de revestimiento y el cemento en un pozo productor a través del tiempo, en éste se trata de predecir el riesgo potencial de pandeo y colapso en la tubería acompañado de un análisis de sensibilidad para las propiedades del acero usado para la misma. Por último los autores extraen de los resultados del análisis para pandeo los eigenvalores, los cuales se toman como los factores de seguridad para la estructura de donde se deduce el riesgo de falla de la tubería.

XINPU, Shen: Drilling and Completion in Petroleum Engineering, Theory and Numerical Applications. Libro. 2012.

En este libro se recopilan una serie de simulaciones en la industria del petróleo con un enfoque geomecánico, realizadas en el software de modelado por elementos finitos ABAQUS. En este se plasman las metodologías empleadas para realizar estas simulaciones y breves explicaciones de las condiciones utilizadas y los mecanismos de falla de la tubería a evaluar, entre los que se encuentran tanto la producción de arena como las cargas no uniformes por fluencia de las formaciones alrededor del pozo.

3. IDENTIFICACIÓN DE LOS ASPECTOS QUE INFLUYEN EN LA GENERACIÓN DE LAS FALLAS POR COLAPSO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO “CASING”

En este capítulo se hace una clasificación de todos esos factores encontrados a través de la literatura revisada en el capítulo anterior, teniendo en cuenta los aspectos definidos como técnicos, operacionales y geomecánicos, con el fin de obtener una amplia descripción de los mecanismos de falla de la tubería de revestimiento.

3.1 ASPECTOS GEOMECÁNICOS

Dentro de esta clasificación se van a analizar la influencia de los 3 pilares de la geomecánica en la generación de las fallas de la tubería de revestimiento, los cuales son: la variación de la presión de poro del yacimiento por los diferentes procesos en la industria petrolera, el cambio del tensor de esfuerzos en el pozo en toda su profundidad a través del tiempo y por último la influencia de las propiedades mecánicas de la roca desde la superficie hasta la zona de interés o yacimiento.

A través de la revisión bibliográfica se han definido 3 zonas comunes de falla de las tuberías de revestimiento, así ^{4 5 6 7}:

1. **En la sobrecarga:** Se encuentran fallas por fenómenos de corte como reactivación de fallas preexistentes, ovalización de la sección transversal de la tubería, colapso, daño en la rosca del cuerpo de la junta y también deformaciones por tensión.

⁴ BRUNO, M.S. y DUSSEAULT, M.B.: “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”. Paper SPE 72060. 2001

⁵ BRUNO, M.S.: “Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage”. Paper SPE 79519. 2002.

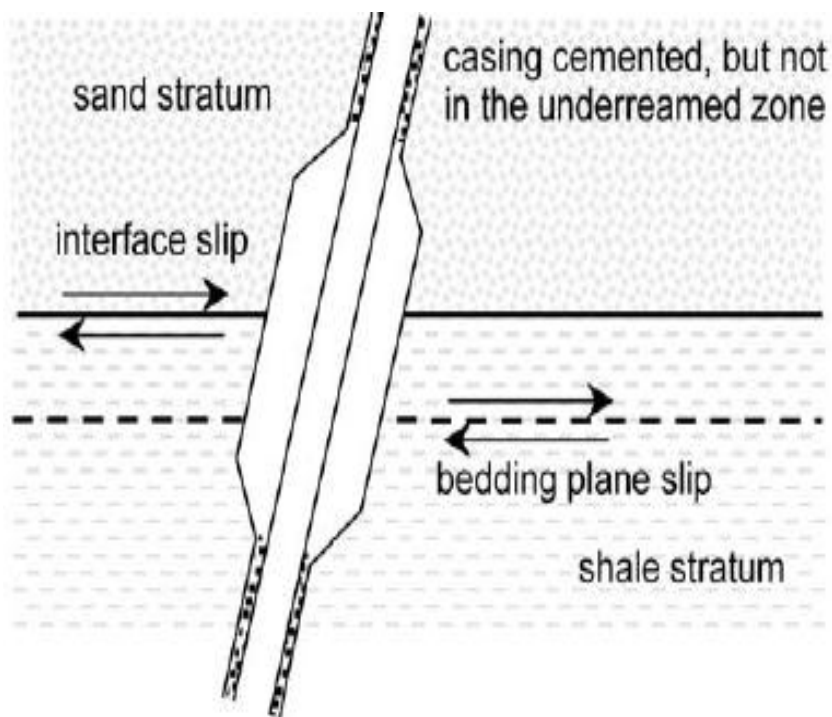
⁶ BRUNO, M.S. y PATILLO, P.D. and et al: “Compaction, Subsidence and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for The Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island”. Paper SPE 84553. 2003.

⁷ YADAV, A. and MITRA, S. et al: “Casing Impairment/ Damage in Stress- Sensitive Reservoir - A case Study”. Paper PETSOC 2003-133. 2003.

2. **En la formación productora o yacimiento:** Se presentan fallas por cargas de compresión como pandeo, flexión y colapso alrededor de los cañoneos.
3. **En la interface entre el yacimiento y la sobrecarga:** Generalmente son fallas de corte y ovalización de la tubería por desplazamiento de la roca o concentración de esfuerzos.

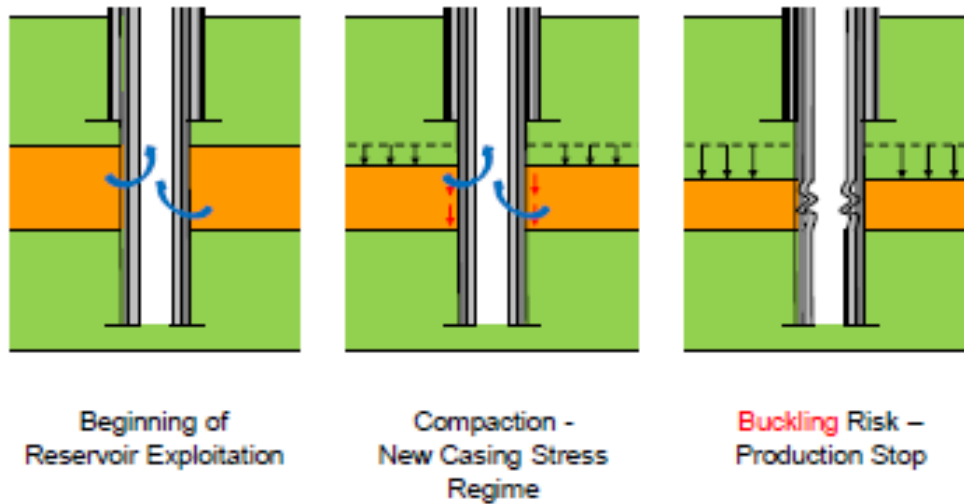
Las cuales se muestran en las siguientes figuras 19 y 20.

Figura 19. Fallas en la sobrecarga y frontera con el yacimiento



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEALT, M.B.: "Casing Shear: Causes, Cases, Cures". Paper SPE 72060. 2001.

Figura 20. Zona de fallas en el yacimiento



Fuente: CAPASSO, G. and MANTICA, S. et al.: "Buckling analysis for the long-term integrity evaluation of a hydrocarbon well". Simulia customer conference. 2011.

3.1.1 Mecanismos de falla

Los mecanismos de falla identificados también de la literatura son los siguientes:

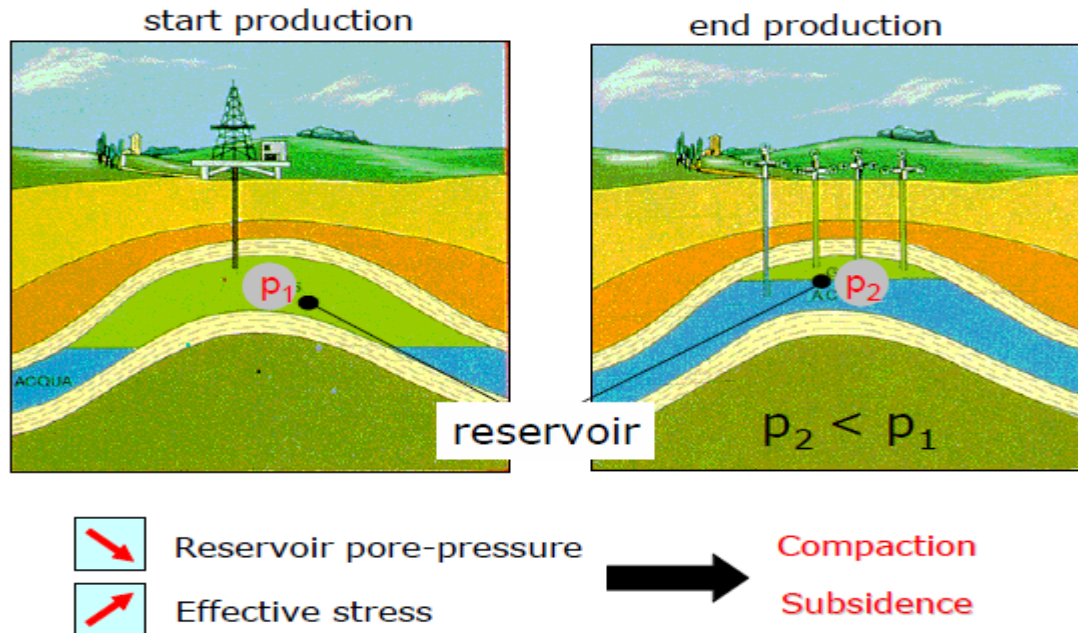
3.1.1.1 Compresión

Estos esfuerzos son generados por cambios de volumen en la roca, el cual es resultado de variaciones en la presión, temperatura o movimientos de sólidos derivados de los distintos procesos que son comunes en la industria petrolera^{8 9} como se ve en la figura 21.

⁸ BRUNO y DUSSEAULT. Op. cit., p. 60

⁹ YADAV. Op. cit., p. 60

Figura 21. Efectos de la explotación petrolera



Fuente: CAPASSO, Gaia. and MANTICA, Stefano.: “Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS”. Paper Abaqus user’s conference. 2006.

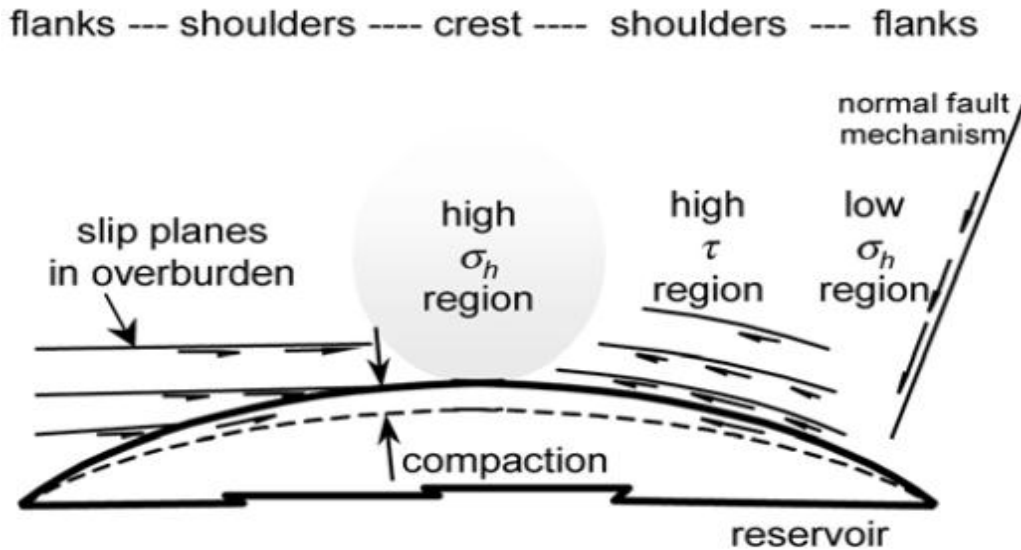
Cuando el yacimiento se encuentra en producción, el fenómeno de depleción (Disminución de la presión de poro por la explotación de petróleo) induce una compactación (Disminución del volumen del yacimiento) de la roca, ya que se produce un aumento del esfuerzo efectivo vertical (Terzaghi 1936) hasta un punto en el que la roca sello no lo soporta y se desplaza hacia abajo, quedando el yacimiento en un régimen de esfuerzos compresivo. Esta deformación del yacimiento puede cambiar la geometría del mismo al obtener una forma lenticular^{10 11}, en la cual se cambiaría la configuración de los esfuerzos de manera local¹² como se muestra en la figura 22.

¹⁰ BRUNO y DUSSEAULT. Op. cit., p. 60

¹¹ YADAV. Op. cit., p. 60

¹² BOSTROM, B. and SKOMEDAL, E.: “Reservoir Geomechanics with ABAQUS”. Paper Abaqus users’ conference. 2004.

Figura 22. Forma lenticular de un yacimiento



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEAULT, M.B.: "Casing Shear: Causes, Cases, Cures". Paper SPE 72060. 2001.

Si este yacimiento tiene una alta compresibilidad debido a su alta porosidad y baja permeabilidad, se puede generar una gran compactación figura 23 y si además este yacimiento es de gran espesor, se desencadena la subsidencia de la superficie, con lo que se minaría la integridad de todo los equipos en el pozo¹³¹⁴¹⁵, además de que se reduciría aún más la permeabilidad de la roca y disminuyendo la rata producción¹⁶.

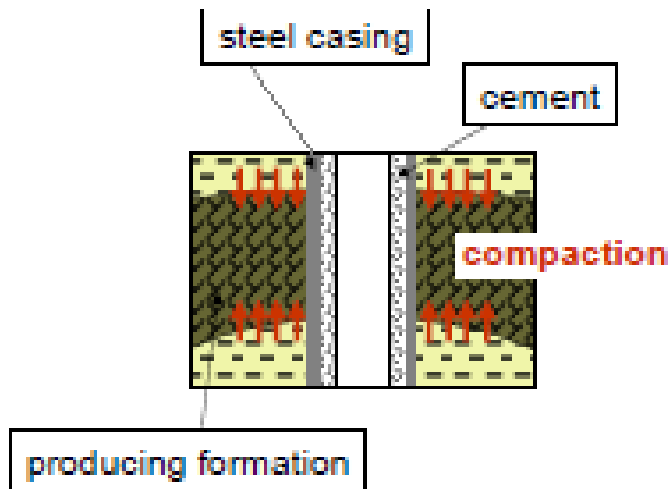
¹³ FREDRICH, J.T. et al.: "Three Dimensional Geomechanical Simulation of Reservoir Compaction and Implications for Well Failures in the Belridge Diatomite". Paper SPE 36698. 1996.

¹⁴ IBEKWE, I. A. et al: "Magnolia casing design for compaction". Paper SPE 79816. 2003.

¹⁵ MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: "Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields". Paper SPE 146231. 2011.

¹⁶ CAPASSO, Gaia. and MANTICA, Stefano.: "Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS". Paper Abaqus user's conference. 2006.

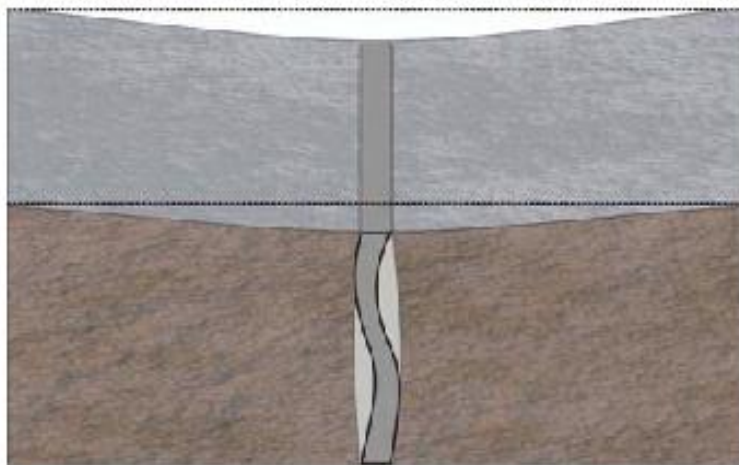
Figura 23. Esfuerzos transmitidos desde la formación hacia el casing



Fuente: CAPASSO, Gaia. and MUSSO, G.: "Evaluation of Stress and Strain Induced by the Rock Compaction on a Hydrocarbon Well Completion Using Contact Interfaces with Abaqus". Paper Simulia customer conference. 2010.

Debido a que la tubería de revestimiento se encuentra adherida a la formación gracias a la capa de cemento, existe una transferencia de esfuerzos y deformaciones inducidos por la formación hacia la tubería figura 24, la cual termina deformándose por la menor resistencia que tiene en esta zona gracias a las perforaciones hechas en la fase de cañoneo¹⁷.

Figura 24. Deformaciones de la tubería por la compactación del yacimiento



¹⁷ VARGAS, Julián E. "Análisis de Colapsos de Casing para Pozos Productores en Arenas del Cretáceo". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2005.

Fuente: Daneshy, A.: "Impact of Off-Balance fracturing on borehole stability & casing failure". Paper SPE 93620. 2005

3.1.1.2 Pandeo y Flexión

La deformación por pandeo se presenta debido a la pérdida de soporte lateral por parte de la formación, derivado de la producción de sólidos (los cuáles son generalmente arenas poco consolidadas) que tienen alta porosidad y permeabilidad^{18 19}, también ésta pérdida de soporte resulta cuando en el cemento existen vacíos por una mala práctica del proceso de cementación, generándose cavidades detrás de la cara exterior del revestimiento que son aprovechadas por los esfuerzos compresivos, provenientes de la compactación del yacimiento para producir la falla figura 25. Este fenómeno se agudiza debido a la presencia de intervalos cañoneados siempre en esta zona del yacimiento, debido a que generan una caída de presión y pues gracias a la gran influencia que puede ejercer sobre la resistencia del revestimiento derivado de la remoción de material, es un factor muy importante a tener en cuenta^{20 21 22 23 24}.

La deformación por flexión se presenta si existen anomalías en la zona como fallas preexistentes, fácil fluencia de la roca como las formaciones salinas o poca consolidación como las arenas, las cuales cargan a la tubería de revestimiento localizadamente o en cortas longitudes de la misma, a través de los movimientos laterales continuos de la roca²⁵ figura 26.

¹⁸ BRUNO y DUSSEAULT. Op. cit., p. 60

¹⁹ YANG, L.Q. et al.: "Mechanism of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation". Paper PETSOC 2009-026. 2009.

²⁰ Morita, Nobuo and Mcleod, Harry.: "Oriented perforation to prevent casing collapse for highly inclined wells". Paper SPE 28556. 1995.

²¹ BRUNO, Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage, Op. cit., p. 60

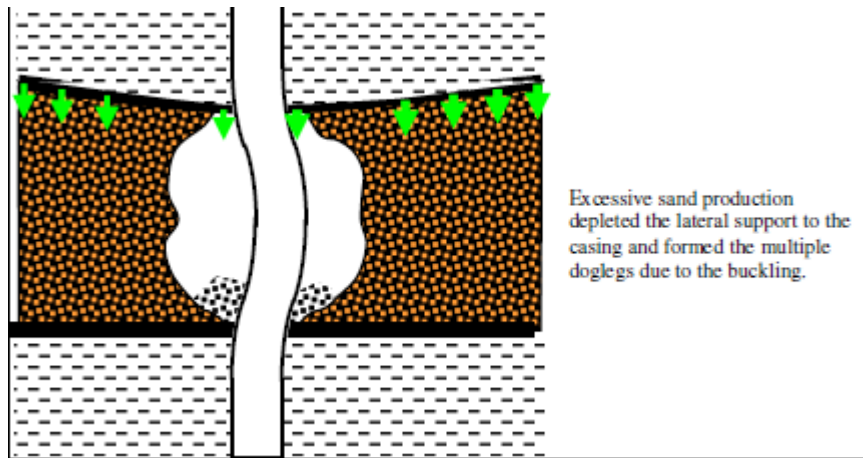
²² BRUNO y PATILLO. Op. cit., p. 60

²³ YADAV. Op. cit., p. 60

²⁴ SUPING. , Peng. Et al: "Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study". Paper ELSEVIER. 2007.

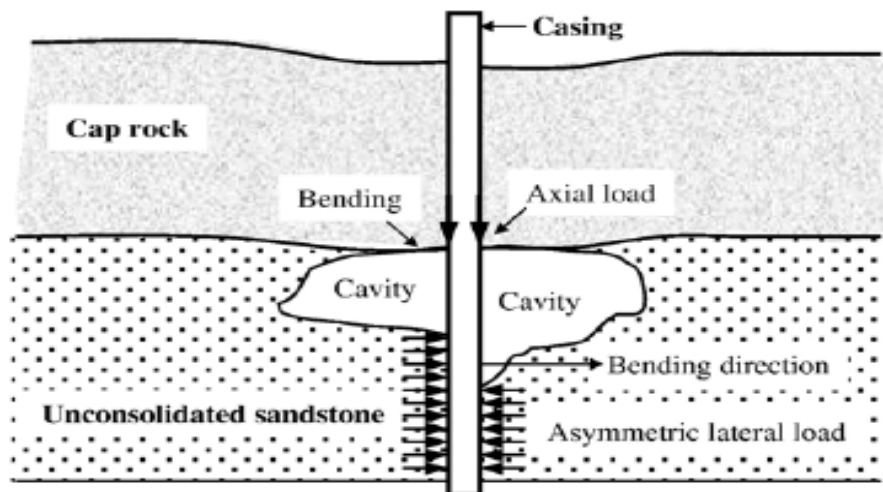
²⁵ MORITA. Op. cit., p. 64

Figura 25. Condiciones que generan pandeo



Fuente: Li, X. Q., et al: "Effect of Sand Production on Casing Integrity. Paper PETSOC-2006-195. 2006.

Figura 26. Condiciones que generan Flexión



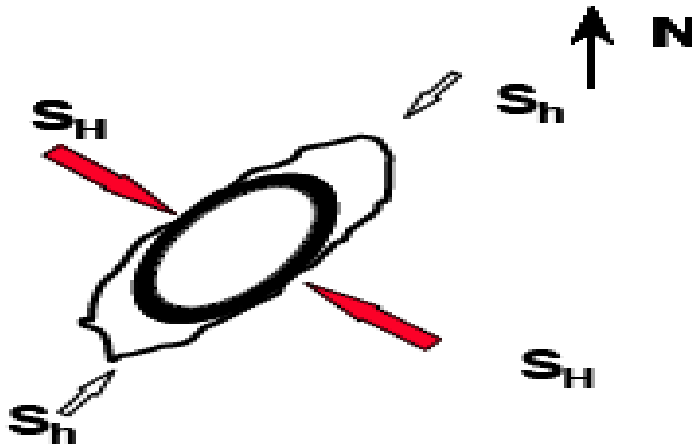
Fuente: SUPING, Peng. and JITONG, Fu.: "Borehole casing failure analysis". Paper ELSEVIER. 2005.

3.1.1.3 Ovalización

Cuando no existe ninguna falla preexistente o plano de debilidad que se pueda reactivar o una capa sobrepresionada, esta deformación se puede asociar a carga

producidas del ambiente tectónico presente en el campo figura 27, en el que si existe una marcada diferencia entre los esfuerzos horizontales o una distribución de esfuerzos tal, que genere cargas puntuales para las que el revestimiento no está diseñado, éste se deformará quedando con una sección transversal de geometría elipsoide u ovalizada en el revestimiento^{26 27}. Este fenómeno también se ha observado en los intervalos cañoneados de los pozos, donde la tubería ha disminuido su resistencia debido a la remoción de material que ha sufrido²⁸.

Figura 27. Anisotropía de esfuerzos que ovalizan el casing



Fuente: PATTILLO, P.D. and MUJICA, Santiago: “Casing Deformation in a Tectonic Setting: Evaluation, Impact and Management”. Paper SPE 74560. 2002

En la dirección del esfuerzo mínimo horizontal los esfuerzos radiales compresivos son de mayor magnitud que en la dirección del máximo, con lo que se espera que la tubería tenga más probabilidades de fallar en esta dirección²⁹.

La reducción del espesor de pared del revestimiento que se genera por la erosión provocada por el flujo de fluidos con partículas abrasivas debido al arenamiento a alta velocidad y que como consecuencia termina reduciendo la resistencia de la tubería, también podría aumentar los diámetros de los agujeros cañoneados incrementando los riesgos de falla figura 28.

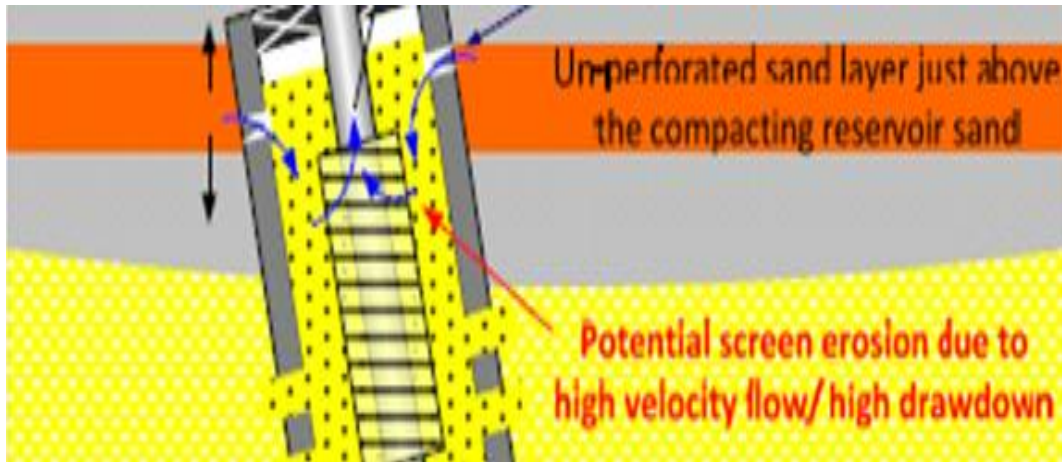
²⁶ PATTILLO, P.D. and MUJICA, Santiago: “Casing Deformation in a Tectonic Setting: Evaluation, Impact and Management”. Paper SPE 74560. 2002.

²⁷ LI, X. Q., et al: “Effect of Sand Production on Casing Integrity. Paper PETSOC-2006-195. 2006.

²⁸ OLARTE, Diana P.:” Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena”. Universidad de América. 2006.

²⁹ SUPING, Op. cit., p.66

Figura 28. Erosión del casing



Fuente: MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: “Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields”. Paper SPE 146231. 2011.

3.1.1.4 Colapso

Las cargas no uniformes sobre el revestimiento debido a la anisotropía de los esfuerzos presentes en el campo, pueden superar el límite de resistencia del mismo produciendo fluencia o deformación plástica, generando a su vez el cierre de la sección transversal de la tubería, impidiendo el paso de fluidos o de herramientas de reparación^{30 31}.

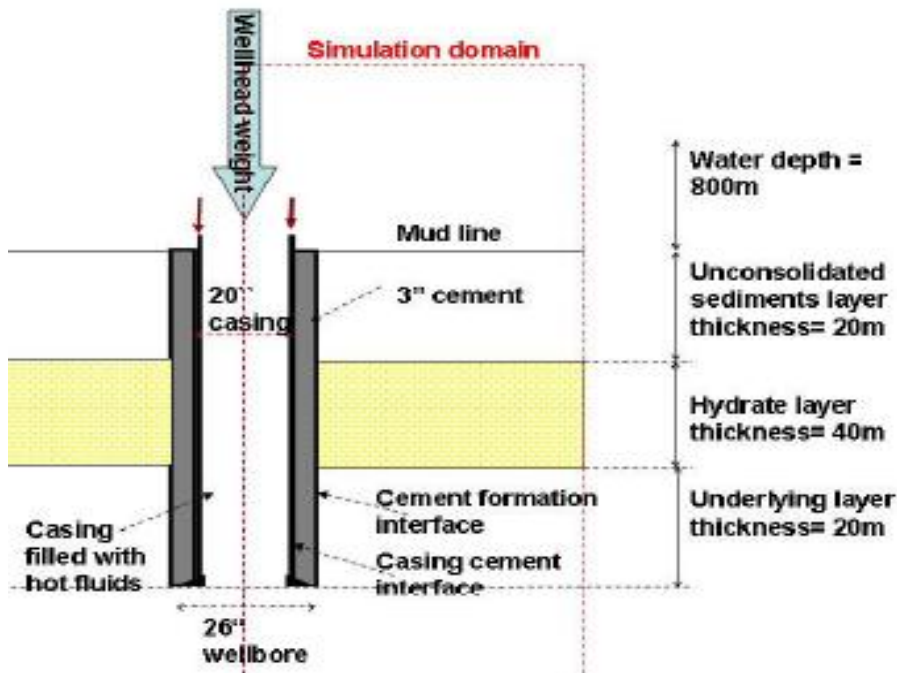
En presencia de zonas sobrepresionadas o hidratos que se pueden disociar debido a cambios de temperatura o presión, existe un gran riesgo de que estas presiones externas puedan deformar severamente a la tubería propiciando fallas por colapso³² figura 29.

³⁰ PATTILLO Y MUJICA, Op. cit., p. 68

³¹ SUNAL, O., et al: “A look into casing deformation due to plastic behavior of formations”. Paper SPE 117773. 2008.

³² MORITA, Op. cit., p. 64

Figura 29. Esfuerzos no uniformes por capas de hidratos



Fuente: FREIJ, Ayoub. R. et al: "Casing Integrity in Hydrate Bearing Sediment". Paper ARMA 09138. 2009

También se han identificado estas fallas en los intervalos cañoneados, donde se cree que es debido a la disminución de la resistencia por la remoción del acero sufrida durante la explosión y a la caída de presión que se presenta, ya que el flujo pasa a través de los agujeros por lo que la presión interna es menor que la externa propiciando el colapso figura 30.

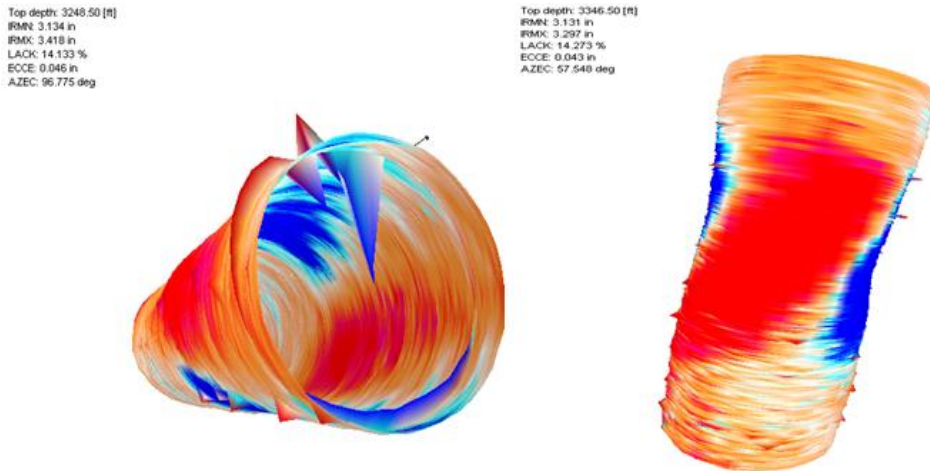
La presencia de formaciones arcillosas que reaccionan con fluidos a su alrededor y se hinchan, formaciones salinas que fluyen ante esfuerzos y además al existir producción de arena, los esfuerzos compresivos por compactación del yacimiento inducirían cargas cizallantes que colapsarían la tubería^{33 34 35}.

³³ LI, Op. cit., p. 68

³⁴ AI, Chi. y ZHAO, Wanchun: "Casing collapse strength reduction under lateral loads from yielding shales in the Daqing oil field". Paper SPE 104471. 2007.

³⁵ HUANG, Xiaolan and LIU Jianjun.: "Mechanism of Casing's Shear Failure in Water Injection Oilfield and Its Numerical Simulation". Paper Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering journal. 2011.

Figura 30. Colapso de tubería de revestimiento



Fuente: ALIANZA CASABE ECOPETROL-SCHLUMBERGER. Pozos nuevos con problemas en el revestimiento. Información ICP, Junio de 2012

3.1.1.5 Corte

El corte de la tubería se produce simplemente por el deslizamiento o corte de la propia roca o formación, que debido a una concentración de los esfuerzos, que pueden llegar a ser lo suficientemente alta como para superar su propia resistencia e iniciar movimientos relativos entre las capas que se deslizan a través de sus planos de falla, por donde se libera la energía almacenada. Como los materiales geológicos no son homogéneos ni isotrópicos y presentan un comportamiento de fragilización por deformación, las deformaciones de corte se concentran en planos más no distribuidas en la masa, por eso generalmente estos esfuerzos se localizan tanto en la interface entre dos formaciones, entre planos estratigráficos de debilidad así como en fallas preexistentes figura 31 a y b, gracias también a los contrastes entre sus propiedades mecánicas en términos de su rigidez (módulo de Young, que a su vez definen sus capacidades de deformación bajo magnitudes de esfuerzos)^{36 37 38 39}.

³⁶ FREDRICH, J.T. et al.: “Geomechanical Modelling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field”. Paper SPE 65354. 2000.

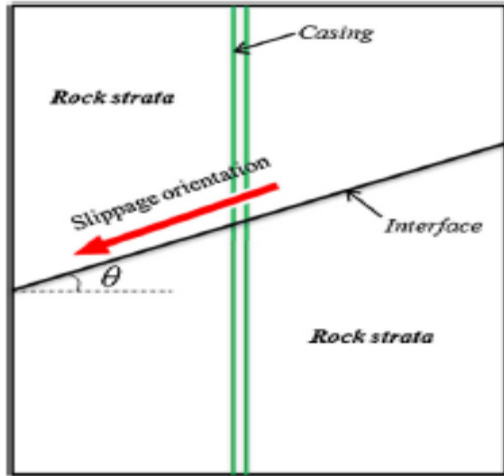
³⁷ BRUNO y DUSSEAULT, Op. cit., p. 60

³⁸ LI, Op. cit., p. 68

³⁹ MORITA, Op. cit., p. 64

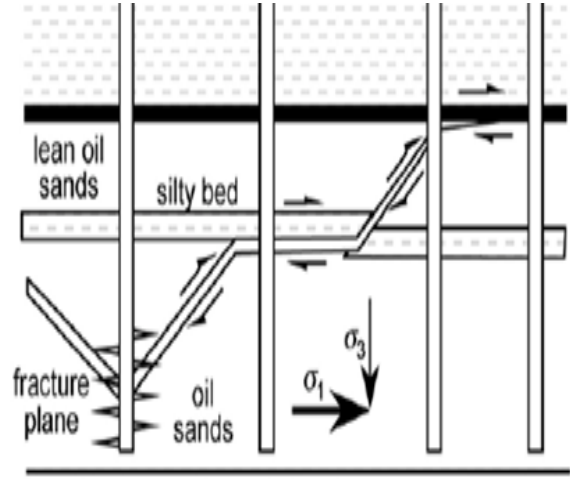
Figura 31. Localización de los deslizamientos de corte

a.



Fuente: Chen, Jinua, et al: "Failure modes of the surface venthole casing during longwall coal extraction. A case study". Paper ELSEVIER. 2011.11.007.

b.



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEAULT, M.B.: "Casing Shear: Causes, Cases, Cures". Paper SPE 72060. 2001.

Los fenómenos de compactación y depleción del yacimiento son generadores de contrastes de esfuerzos y desplazamientos, al combinar los movimientos descendientes de la sobrecarga y de contracción lateral del yacimiento, desencadenando la reactivación de fallas o deslizamientos de los planos estratigráficos de debilidad de las formaciones^{40 41}.

En procesos de recobro secundario como los de inyección de agua o de vapor, ocurre un fenómeno contrario al generado por la producción en la presión de poro, ya que estos generan una expansión volumétrica y un aumento de la presión de poro en el yacimiento debido a los fluidos inyectados o a su dilatación o disociación de los hidratos por la temperatura presente⁴² y a su vez reduciendo el esfuerzo efectivo vertical (Terzaghi 1936), pero al ser la roca sello un material impermeable y al no desplazarse verticalmente por el peso de la sobrecarga, se

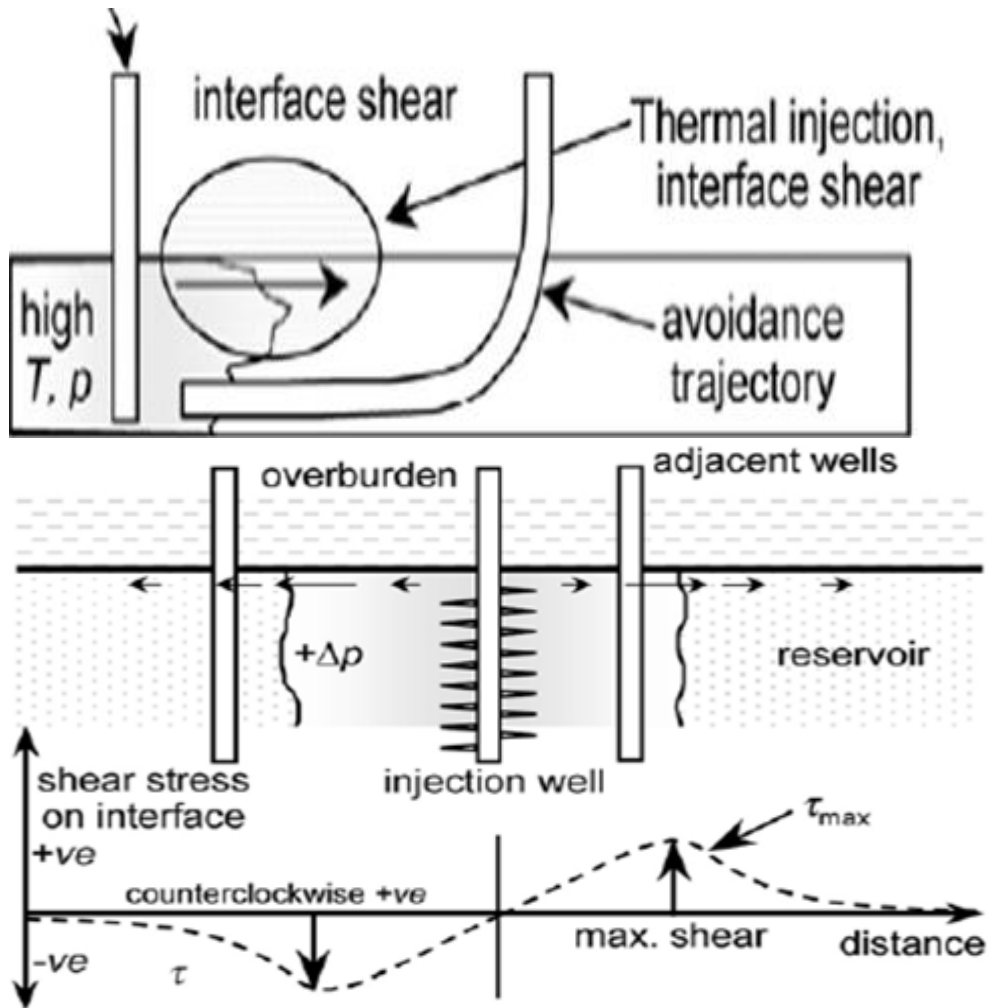
⁴⁰ ABOUSLEIMAN, Younane., AL-TAHINI, Ashraf. : "Insights into borehole deformation and relationship between wellbore induced stresses, breakouts, and in-situ stresses". Paper ARMA 08-037. 2008.

⁴¹ YADAV, Op. cit., p. 60

⁴² FREIJ, Ayoub. R. et al: "Casing Integrity in Hydrate Bearing Sediment". Paper ARMA 09138. 2009.

incrementan los esfuerzos efectivos laterales y los fluidos fluyen lateralmente generando movimientos relativos entre las interfaces de las formaciones^{43 44} [9,44] figura 32.

Figura 32. Interfaces predilectas de corte.



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEAUULT, M.B.: "Casing Shear: Causes, Cases, Cures". Paper SPE 72060. 2001.

⁴³ HUANG, Op. cit., p. 70

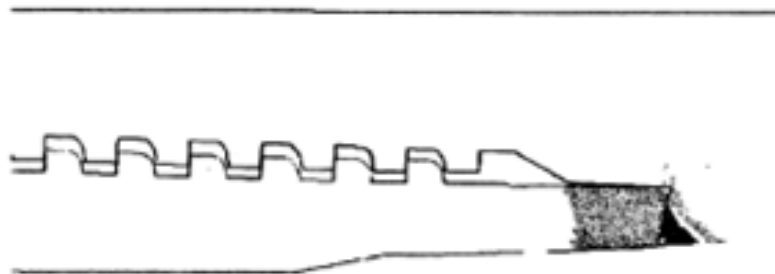
⁴⁴ FREDRICH, Op. cit., p. 71

3.1.1.6 Tensión

La compactación del yacimiento deja por consiguiente a la sobrecarga en un estado de tensión^{45 46 47 48} debido a la continuidad que brinda el cemento y a su vez toda la columna estratigráfica. Debido a este estado de tensión los conectores o juntas de la tubería que son débiles por su rosca pueden fracturarse además de reducirse el diámetro de la tubería cuando se supera su esfuerzo de cedencia figura 33.

También cuando hay dilatación del revestimiento por procesos de inyección de vapor, se genera tensión de la tubería y la junta puede desacoplarse o fatigarse cuando se pasa al enfriamiento en un proceso en el que se repite continuamente esta condición, permitiendo la fuga de fluidos o conexión con capas sobrepresionadas afectando la integridad del pozo, ya sea a esa profundidad o unas cercanas donde se hallan filtrado los fluidos.

Figura 33. Desacople y deformación de la rosca de la junta del casing



Fuente: TEODORIU, Catalin. and FALCONE, Giogia. :”Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses”. Paper ELSEVIER, Geothermics 38. 2009.

⁴⁵ Ibid., p. 72

⁴⁶ BRUNO y DUSSEAULT, Op. cit., p. 60

⁴⁷ Li, Op. cit., p. 68

⁴⁸ MORITA, Op. cit., p. 64

3.2 ASPECTOS TÉCNICOS

Dentro de esta clasificación se van a identificar los factores como diseño y tipo de completamiento del pozo y procesos a implementar durante la vida útil del pozo, que favorecen la generación de fallas por colapso en las tuberías de revestimiento.

En cuanto al diseño de la tubería de revestimiento, se debe señalar que en la norma API se hacen unas suposiciones acerca de las condiciones de operación de las mismas, que resultan en un diseño deficiente y posterior reducción de su vida útil, entre éstas suposiciones están:

- Las cargas sobre las tuberías de revestimiento son distribuidas uniformemente tanto en la dirección radial así como a lo largo de la longitud de la tubería, ésta es una idealización ya que en las condiciones reales pueden existir desplazamientos de las formaciones o capas sobrepresionadas de fluidos, que aplican su carga en ciertos puntos siendo de carácter no uniforme y por lo tanto las normas API ya no serían aplicables.

- No se tiene en cuenta en los cálculos, los defectos de manufactura como ovalizaciones, desgaste, anisotropía del material o grietas en la soldadura que pudiese encontrarse en la tubería, así como estos mismos defectos que podrían desarrollarse durante la vida útil de la tubería.

Por todo esto se debe tener en cuenta que si es posible que se generen cargas no uniformes sobre la tubería, se debe mejorar la integridad estructural de la misma incrementando su espesor de pared (t) más que aumentar su esfuerzo de fluencia, ya que la integridad de la sección transversal es proporcional al cuadrado de la relación t/OD (diámetro externo de la tubería), igualmente también lo es la resistencia al colapso pero de forma linealmente proporcional^{49 50 51}, por lo que si se quiere doblar esta resistencia sería necesario doblar también su esfuerzo de fluencia mientras un incremento del 40% en (t) alcanzaría el mismo resultado, el mismo efecto pasaría si se requiere aumentar tanto la rigidez axial en caso de querer disminuir el efecto de las cargas compresivas⁵², como su rigidez a la flexión, aunque en ésta última también depende del OD al cubo, ésta variación es

⁴⁹ YUKIHISA, Kuriyama and YASUSHI, Tsukano. Effect of wear and bending on casing collapse strength. SPE 24597. 1992.

⁵⁰ PATILLO, P.D., et al.: "An evaluation of concentric casing for nonuniform load applications". Paper SPE 29232. 1995.

⁵¹ HUANG, X, et al.: "Collapse strength analysis of casing design using finite element method". Paper ELSEVIER. 2000.

⁵² BRUNO, Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage, Op. cit., p. 60

impráctica en la industria del petróleo. Para el caso en el que mayor capacidad de soportar carga se requiera, se recomiendan que las longitudes de tuberías sean cortas, ya que ofrecen mayor estabilidad⁵³.

Otra estrategia de diseño podría ser la de dividir en 2 secciones la tubería, en la cual la primera que atraviesa la sobrecarga, debería evitar las zonas de concentración de esfuerzos de corte ya que es muy poco lo que se puede hacer contra eso, aunque alta resistencia al colapso de la tubería sería óptimo en este caso y la segunda sección, la que atraviesa el yacimiento debería estar con altos factores de seguridad en el diseño contra el pandeo, flexión y falla en la rosca, por lo que se requiere tubería con buen espesor de pared y buen estado de la cementación en los que no halla vacíos detrás de la tubería⁵⁴, también se sabe que los completamientos en los pozos productores generan más fallas de tipo mecánico que el de los pozos inyectoros, por ende no tienen mucha población representativa en los pozos abandonados excepto en los casos en los que ellos mismos se vean afectados⁵⁵.

En cuanto a las deformaciones por pandeo y colapso de la tubería, es necesario tener una buena capa cementada y una pared de formación detrás, para que brinden un excelente soporte lateral y así se evite la generación de estas fallas, aunque también es necesaria una carga axial importante derivada de la compactación del yacimiento para generar el pandeo figura 34, un gran espesor de pared de tubería contribuiría a absorber más de esta carga. Para la disminución del daño por corte es más efectivo permitir cierta deformación al dejar cierto espacio u holgura entre tuberías, que tratar con cualquier otra variación en las mismas^{56 57 58}.

⁵³ SUPING, Op. cit., p. 66

⁵⁴ IBEKWE, Op. cit., p. 64

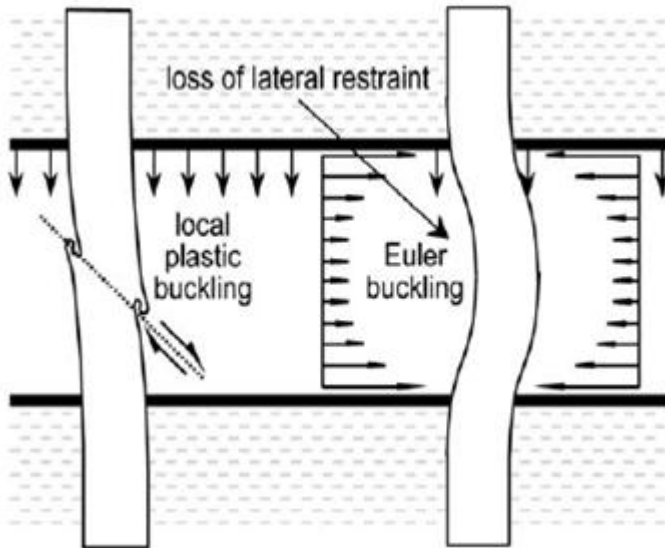
⁵⁵ OCHOA, Nicolás. E. "Análisis de la Deformación y el Colapso de la tubería de Revestimiento en los Campos del Piedemonte Llanero Operados por BP". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2008.

⁵⁶ Li, Op. cit., p. 68

⁵⁷ MORITA, Op. cit., p. 64

⁵⁸ BRUNO, Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage, Op. cit., p. 60

Figura 34. Pandeo y corte de las tuberías de revestimiento



Fuente: BRUNO, M.S. and DUSSEAULT, M.B.: “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”. Paper SPE 72060. 2001.

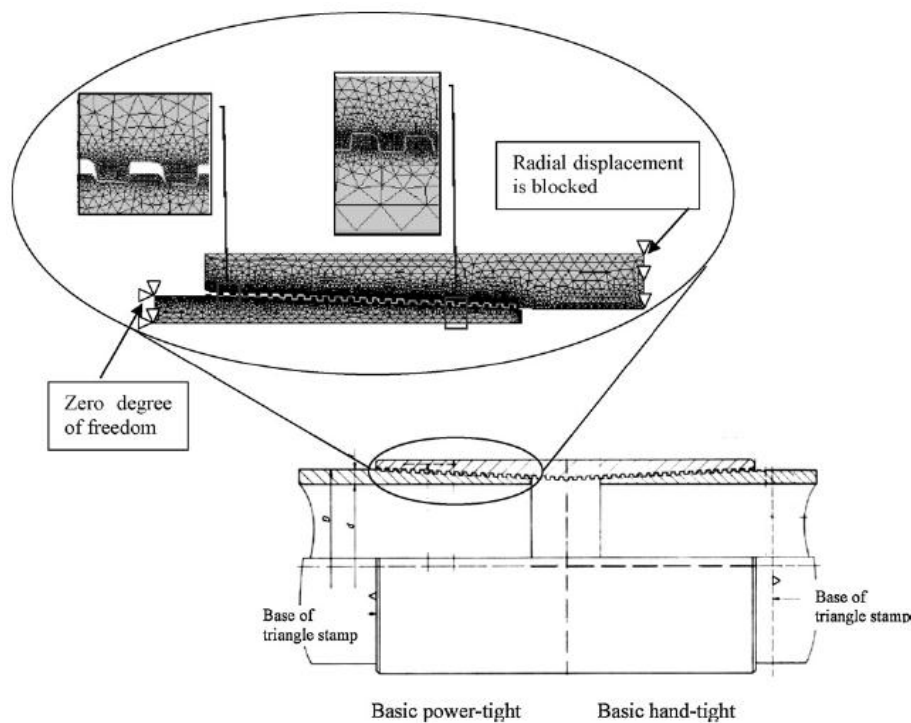
La compresión es el estado normal del revestimiento cuando el yacimiento se compacta, con la inyección de vapor a altas temperaturas como método recobro inmediatamente se dilata la tubería, cambiando a un estado de tensión y como éste está cementado, no puede liberar esta energía lo que produce un aumento en los esfuerzos laterales, por lo que se generan grietas internas longitudinales o distorsión de las uniones radialmente, o del cuerpo de la junta, en las cuales las roscas de estas uniones se desacoplan o deforman, con ayuda de fenómenos de fatiga y de concentración de esfuerzos que ocurren en las discontinuidades del cuerpo de la tubería, como lo son las roscas del tipo Buttress figura 35 (conocidas por su alta resistencia a la tensión axial pero de baja resistencia en presencia de esfuerzos compresivos)⁵⁹. Estas a su vez se agudizan al parar la inyección, al disminuirse la temperatura y pasando dramáticamente a un estado de compresión otra vez⁶⁰. Por estas distorsiones de la tubería, se desarrollan fugas al perderse el sello hidráulico y si además no se cuenta con buena cementación en la zona, por las fugas entraran altas presiones de gas o agua de los alrededores deformando

⁵⁹ TEODORIU, Catalin. and FALCONE, Giogia. :”Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses”. Paper ELSEVIER, Geothermics 38. 2009.

⁶⁰ YANG, L.Q. et al.: “Mechanism of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation”. Paper PETSOC 2009-026. 2009.

las tuberías interiores a ésta^{61 62}. Para evitar estas deformaciones se colocan unos compensadores de esfuerzos térmicos o combinaciones entre longitudes con pre-esfuerzos y otras que no las tienen, para así contrarrestar estas variaciones tan repentinas de los esfuerzos⁶³.

Figura 35. Fallas en las uniones roscadas



Fuente: TEODORIU, Catalin. and FALCONE, Giogia. :”Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses”. Paper ELSEVIER, Geothermics 38. 2009.

Otro tipo de deformaciones de la sección transversal como lo es la ovalización de la tubería que limita el acceso de herramientas y disminuye la resistencia al colapso⁶⁴, pueden ser debidas a trayectorias desafiantes figura 36 y altas horas de rotación que pueden desgastar la tubería e ir reduciendo su espesor de pared⁶⁵,

⁶¹ BRUNO y PATILLO, Op. cit., p. 60

⁶² YADAV, Op. cit., p. 60

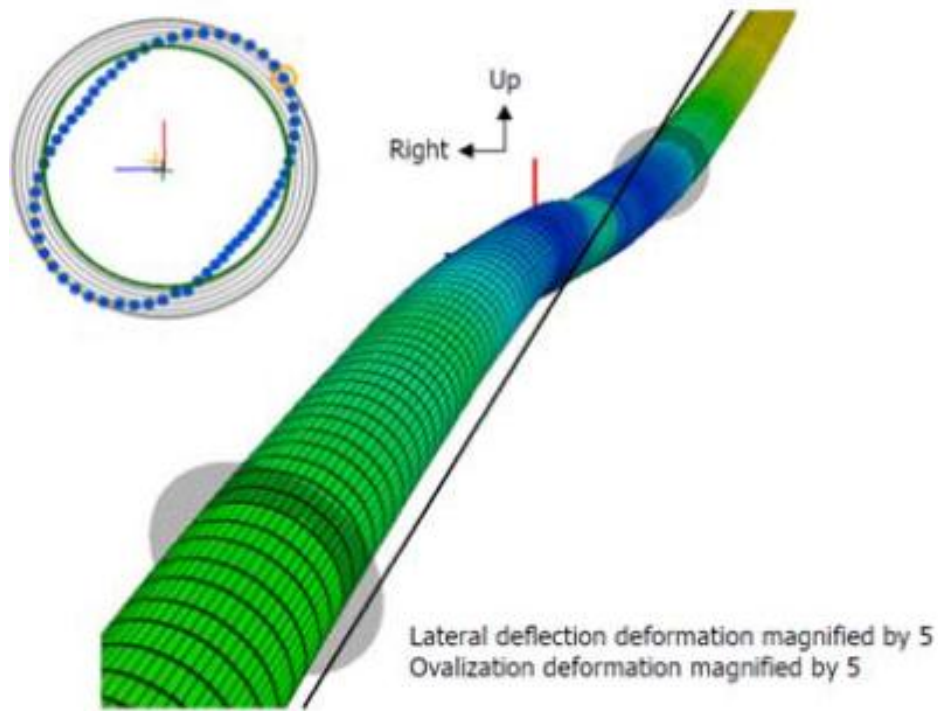
⁶³ YANG, Op. cit., p. 77

⁶⁴ HUANG, Op. cit., p. 75

⁶⁵ PATILLO, Op. cit., p. 68

aunque también pueden ser debidas por desplazamientos de corte de las formaciones de roca a su alrededor que imponen cargas no uniformes sobre la misma⁶⁶.

Figura 36. Ovalización de la sección transversal de la tubería



Fuente: MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: “Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields”. Paper SPE 146231. 2011.

En algunos pozos donde existe producción de arena se han colocado unas mallas (Screens) con empaquetamiento de grava para minimizar este efecto y estas han fallado antes que la falla en si del pozo, siendo atribuidas a concentración de esfuerzos en la soldadura con la tubería, ya que entran fluidos sobrepresionados de capas adyacentes⁶⁷ figura 37.

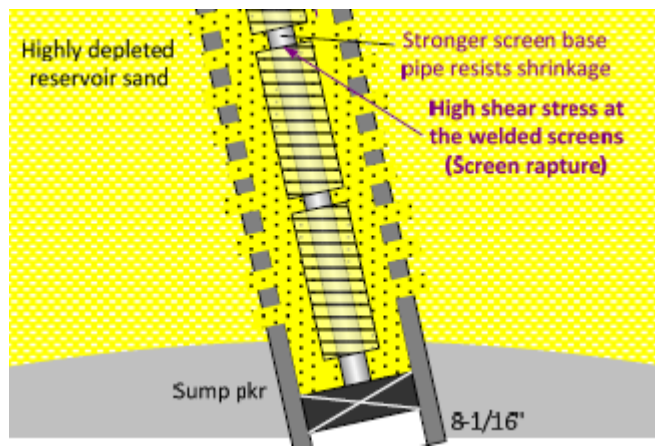
Las perforaciones hechas por las operaciones de cañoneo en la zona del yacimiento tienen una alta influencia en la generación de las fallas de las tuberías

⁶⁶ BRUNO y DUSSEAULT, Op. cit., p. 60

⁶⁷ MORITA, Op. cit., p. 64

de revestimiento, ya que es la zona que más comúnmente es referenciada para las fallas y está relacionada con la cantidad de material que es retirado con las explosiones que reducen la resistencia al colapso⁶⁸, por eso se deben realizar estos cañoneos en dirección del máximo esfuerzo principal in situ y con 180° de desfase, con lo que se reducen también la generación de cavidades detrás de la tubería ya que es la dirección con los menores esfuerzos de corte y además el petróleo drenaría mejor ya que es la dirección de las fracturas naturales^{69 70}.

Figura 37. Mallas y cañoneos de la tubería de revestimiento de un pozo



Fuente: MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: “Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields”. Paper SPE 146231. 2011.

3.3 ASPECTOS OPERACIONALES

Dentro de esta clasificación se van a estudiar las condiciones operacionales que se presentan durante la vida útil de un pozo petrolero y que generan fallas en las tuberías de revestimiento, estas condiciones son derivadas tanto antes de los procesos normales de la explotación del petróleo, llegando a la fase de producción, así como de procesos de recobro, en fases de producción secundario.

Cuando existen procesos de inyección de vapor, las tuberías de revestimientos aumentan su temperatura y consecuentemente se aumenta el esfuerzo de Von Mises aplicado sobre éstas, pero éste sólo ocurre a lo largo de toda su longitud

⁶⁸ VARGAS, Op. cit., p. 65

⁶⁹ Morita, Nobuo and Mcleod, Harry.: “Oriented perforation to prevent casing collapse for highly inclined wells”. Paper SPE 28556. 1995.

⁷⁰ SUPING, Op. cit., p. 66

mas no en su tope donde son máximos los cuales podrían superar el esfuerzo de cedencia generando deformaciones ya que el cemento tampoco permite liberar esta energía⁷¹, adicionalmente se incrementan los esfuerzos compresivos radiales por la expansión de fluidos en los poros o posible disociación de capas adyacentes de hidratos que se sobrepresionan ante cambios conjuntos de presión y temperatura o reacciones químicas con los fluidos a su alrededor y que pueden minar la calidad del cemento o corroer la tubería figura 38, produciendo reducción de su espesor de pared y cargas no uniformes que pueden deformar la tubería^{72 73 74}, además estas diferencias de temperatura rompen la cohesión de los granos del mineral facilitando desplazamientos de corte de rocas poco consolidadas⁷⁵, por todo esto se recomienda que los cambios de temperatura de estos procesos no superen los 80⁰ C ya que generarían fatiga de la estructura⁷⁶.

Figura 38. Reducción de espesor de pared por corrosión de tubería



Fuente: DETHLEFTS, Jerald. Et al.: “Near-surface external casing corrosion in Alaska: Cause and mitigation”. Paper SPE 100432. 2008

⁷¹ TEODORIU, Op. cit., p. 77

⁷² FREIJ, Op. cit., p. 72

⁷³ YANG, Op. cit., p. 77

⁷⁴ LI, Op. cit., p. 68

⁷⁵ BRUNO y DUSSEAUULT, Op. cit., p. 60

⁷⁶ TEODORIU, Op. cit., p. 77

En casos donde la inyección de agua se ha usado para mitigar la subsidencia de la superficie, existe una expansión volumétrica y tanto un aumento de la presión de poro que reduce el esfuerzo efectivo vertical como un aumento de los gradientes de esfuerzos efectivos laterales, que a su vez aumentan los esfuerzos de corte y acelerar los desplazamientos horizontales de corte de la roca en la frontera entre el yacimiento y la sobrecarga, en planos estratigráficos de debilidad y en las fallas presentes, que deforman la tubería de revestimiento^{77 78 79 80}.

Por eso se recomienda que la inyección sea a bajas ratas y grandes periodos para que sean procesos continuos y evitar cambios drásticos en desplazamientos y presiones que deformen la tubería y sus uniones roscadas, exacerbando los efectos negativos de la conversión de pozos productores a inyectores^{81 82}.

Un efecto no muy estudiado pero asociado a fenómenos de inyección de agua se ha reportado en Colombia, en el cual se ve la afectación que genera la presión de inyección de agua sobre la tubería del pozo productor, al aumentar el diámetro de los perforados y deformar la pared en frente de estos, siendo derivado de un posible choque del chorro de agua que entra a gran presión “Jeteo” contra la tubería figura 39, el cual también es asociado a un efecto Bernoulli en estos agujeros por presentarse una posible ovalización o colapso de la tubería, además se reportan afectados sus pozos inyectores por estas presiones de inyección tan altas^{83 84}.

⁷⁷ HUANG, Op. cit., p. 70

⁷⁸ YADAV, Op. cit., p. 60

⁷⁹ BRUNO y DUSSEAULT, Op. cit., p. 60

⁸⁰ FREDRICH, Op. cit., p. 71

⁸¹ Ibid., p. 71

⁸² FREDRICH, Op. cit., p. 64

⁸³ Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Metodología para el analisis de causas de colapso de revestimientos en pozos del bloque VI-campo Casabe”. Reporte Alianza Casabe. 2006.

⁸⁴ MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

Figura 39. Ejemplo de tubería con fenómeno de “Jeteo”



Fuente: MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

Ahora si por diseño del pozo, éste se perfora con trayectorias inclinadas se induciría desgaste en las superficies de la tubería, al friccionar con las rocas al bajarla y al introducir herramientas dentro de la tubería que son para mantenimiento propio de los pozos, además se ejercerían cargas de flexión por los esfuerzos externos, que favorecerían la deformación permanente tanto de la sección transversal como a lo largo de la tubería⁸⁵ y por consiguiente generando un colapso de la tubería por una sumatoria de desgastes a través de los años figura 40, ya que también se puede encontrar reducción de espesor de pared por erosión de la tubería inducida de la producción de sólidos⁸⁶.

⁸⁵ YUKIHISA, Op. cit., p. 75

⁸⁶ OLARTE, Op. cit., p. 68

Figura 40. Deformaciones y erosiones en la tubería



Fuente: OLARTE, Diana P.: "Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena". Universidad de América. 2006.

Por otro lado, la condición del cemento detrás de la tubería del revestimiento debe ser perfecta con el fin de que este absorba la mayor cantidad de esfuerzos que puedan ejercerse sobre esta, ya que por su adhesión no permitiría desplazamientos ni esfuerzos en la dirección axial, aunque éstos si existirían en la dirección radial aún si se tiene soporte lateral por parte de la roca, pero serían mínimos, con lo que se evitaría grandes deformaciones de la sección transversal de la tubería y ningún efecto sobre su sección longitudinal, limitando las fallas por pandeo, estallido y las derivadas por cargas no uniformes⁸⁷.

⁸⁷ VARGAS, Op. cit., p.65

4. DETERMINACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA EL CAMPO CASABE

En este capítulo se hace una revisión de las características del campo Casabe y de la información de los pozos disponible, con el fin de observar cuales son las condiciones y factores presentes, que nos indiquen con la ayuda de la literatura cual es la hipótesis de falla en los pozos analizados al irse descartando cada uno de estos mecanismos de falla.

4.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CASABE

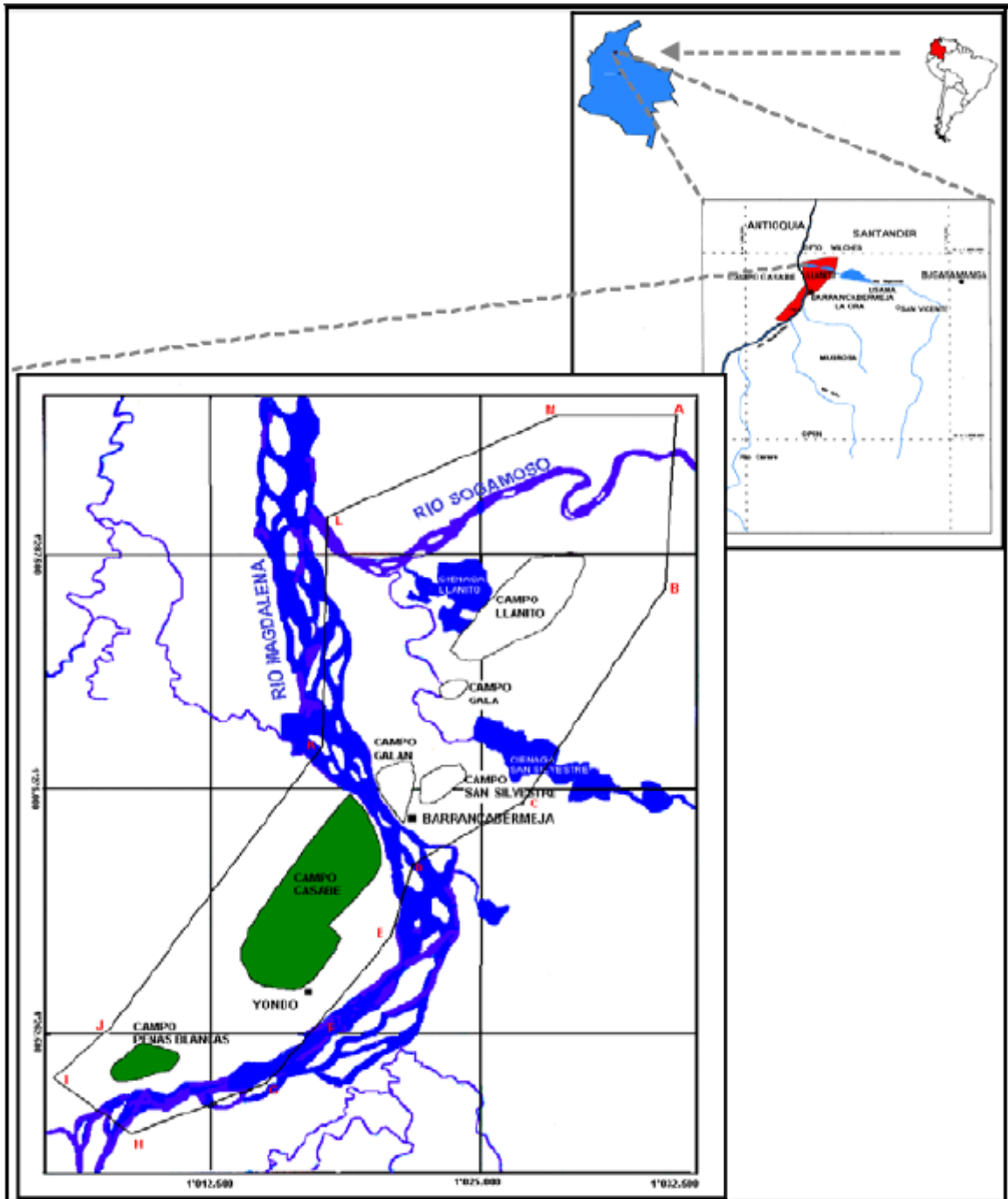
El gobierno Colombiano en 1938 otorgo la concesión Yondó a la compañía Shell S.A. quien en Junio de 1945 inicio oficialmente su explotación con un estimativo de 1297.6 MMBls de petróleo in situ hasta Diciembre de 1974, cuando Ecopetrol empezó a operarlo. El campo Casabe pertenece a la cuenca del valle Medio del Magdalena figura 41, localizado en el municipio de Yondó (Departamento de Antioquia) frente a la ciudad de Barrancabermeja (Departamento de Santander) [21]. El campo cuenta con una extensión aproximada de 117 Km² que incluye al campo Peñas Blancas al sur de este, siendo su principal vía de acceso el Puerto Casabe a través del rio Magdalena desembarcando desde Barrancabermeja figura 42.

Figura 41. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Estudio geomecánico campo Casabe-bloque VI”. Alianza Casabe. 2005.

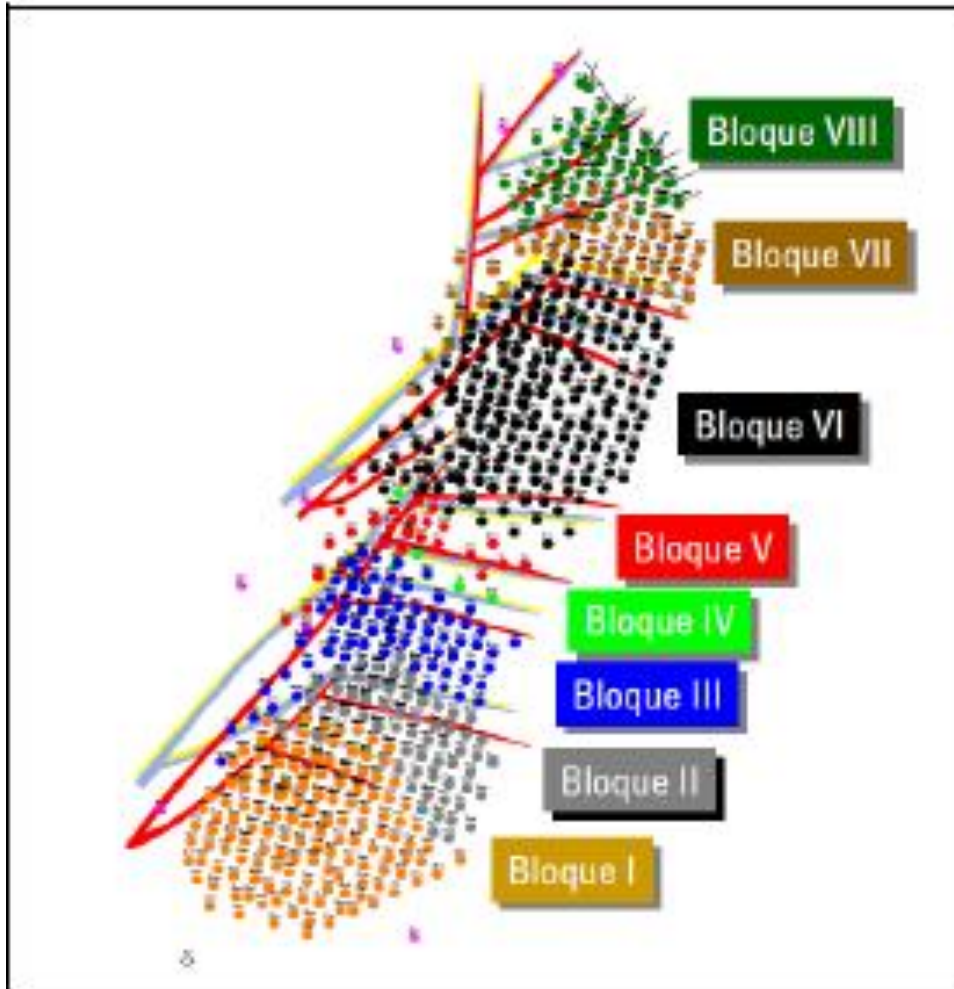
Figura 42. Localización del Campo Casabe



Fuente: MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

Este campo está dividido en ocho bloques operativos como se muestra en la figura 43.

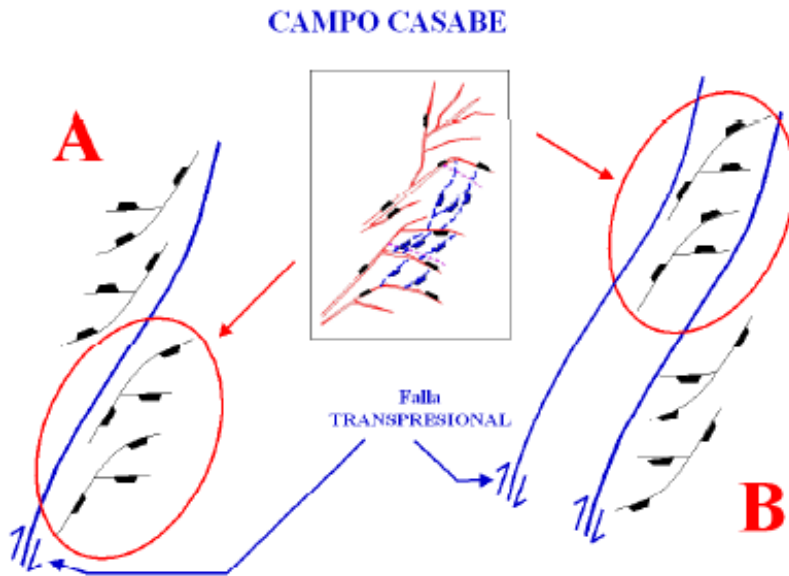
Figura 43. Bloques del Campo Casabe



Fuente: MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

En este campo se encuentran fallas normales del tipo inverso a través del campo con dirección a su occidente, las cuales generan estructuras independientes para cada bloque al constituir sistemas de entrapamiento de los hidrocarburos en las arenas del campo figura 44.

Figura 44. Modelo estructural del campo



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: "Estudio geomecánico campo Casabe-bloque VI". Alianza Casabe. 2005.

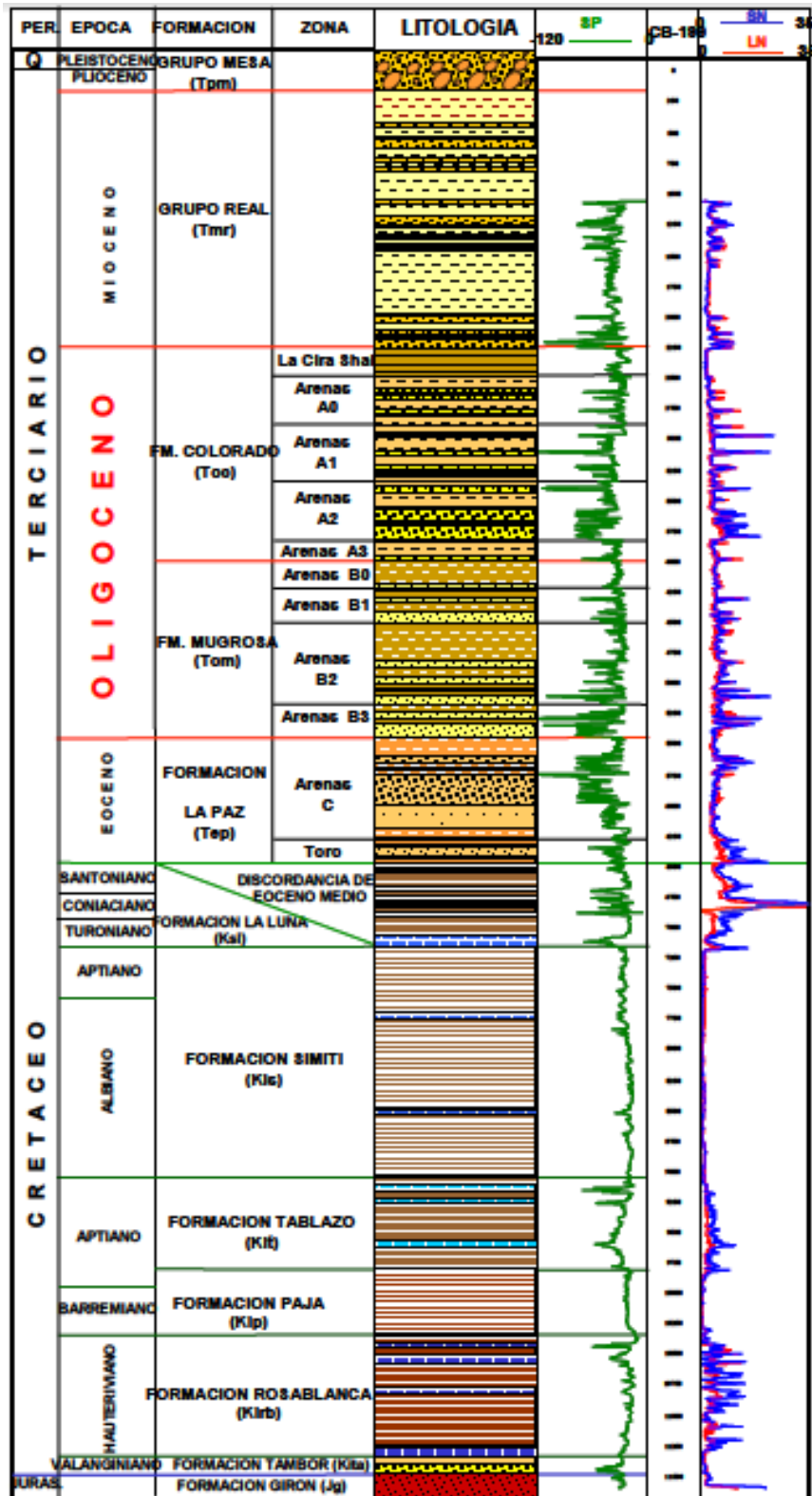
De las formaciones de interés de donde se extrae el petróleo se encuentran las arenas de las formaciones Colorado A1, A2, las de la formación Mugrosa B1, B2, de toda la columna estratigráfica generalizada para el Campo Casabe, con las siguientes características:

Formación Mugrosa: Está contenida por intercalaciones de arcillolitas y areniscas de grano medio a fino, alcanzando un espesor de 1500 ft.

Formación Colorado: Consta de arcillolitas con intercalaciones de areniscas de espesor variable con un promedio de 1400 ft.

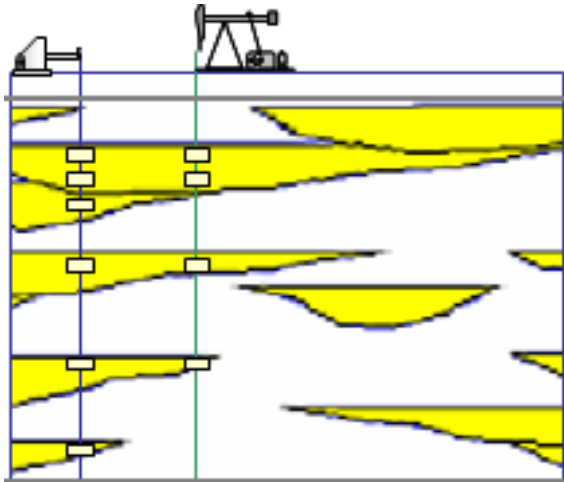
La columna estratigráfica generalizada se muestra a continuación en la figura 45, con el fin de identificar la ubicación de cada una de estas formaciones de interés, además como estas se desarrollaron en un ambiente fluvial la distribución de éstas horizontalmente no es uniforme, sino más bien en la forma como se observa en la figura 46. También las propiedades petrofísicas y del fluido del campo se muestran en la figura 47.

Figura 45. Columna estratigráfica generalizada Campo Casabe



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Estudio geomecánico campo Casabe-bloque VI”. Alianza Casabe. 2005.

Figura 46. Intercalaciones de las formaciones



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER

Figura 47. Propiedades petrofísicas y del fluido en el campo Casabe

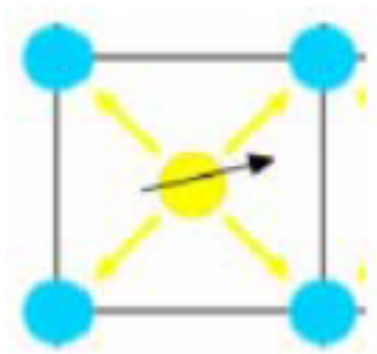
PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Fm. Colorado		Fm. Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Area (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Prom (ft.s.n.m)	2800	2900	3900	4200
Espesor Neto (pies)	76	78	43	23
Porosidad Prom (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad Prom (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos			
Mecanismo de Producción	Inyección de Agua			

PARÁMETROS	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (cp) a Pb	43	21
Factor Volumétrico Inicial	1,083	1,117
Factor Volumétrico	1,055	1,07
GOR (SCF/STB) Inicial	187	254
Presión a Pb (PSI)	1350	2200

Fuente: MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

La fase de producción primaria en el campo se terminó en 1985 donde se inició la fase de recobro secundario mediante la inyección de agua, inicialmente para los bloques VI, VII, VIII y 3 años después se desplegó hacia los otros bloques restantes y la cual continúa hasta ahora. El modelo de inyección utilizado en el campo es de 5 pozos figura 48 (4 pozos inyectoros en los vértices de un cuadrado y un pozo central) con bombeo por cavidades progresivas y con bombeo mecánico.

Figura 48. Arreglo de 5 pozos



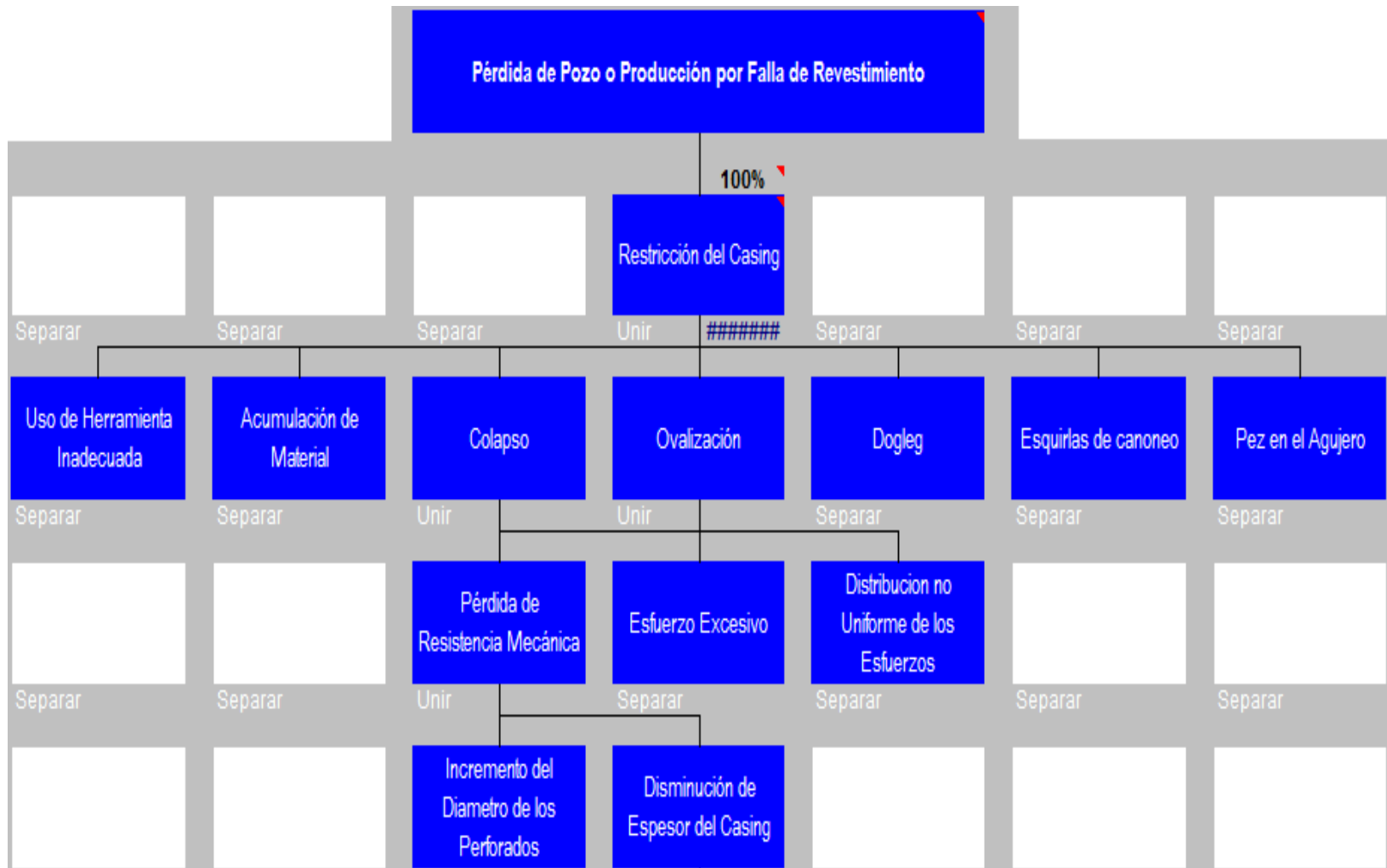
Fuente: MAYORGA, Diana.: “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe”. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

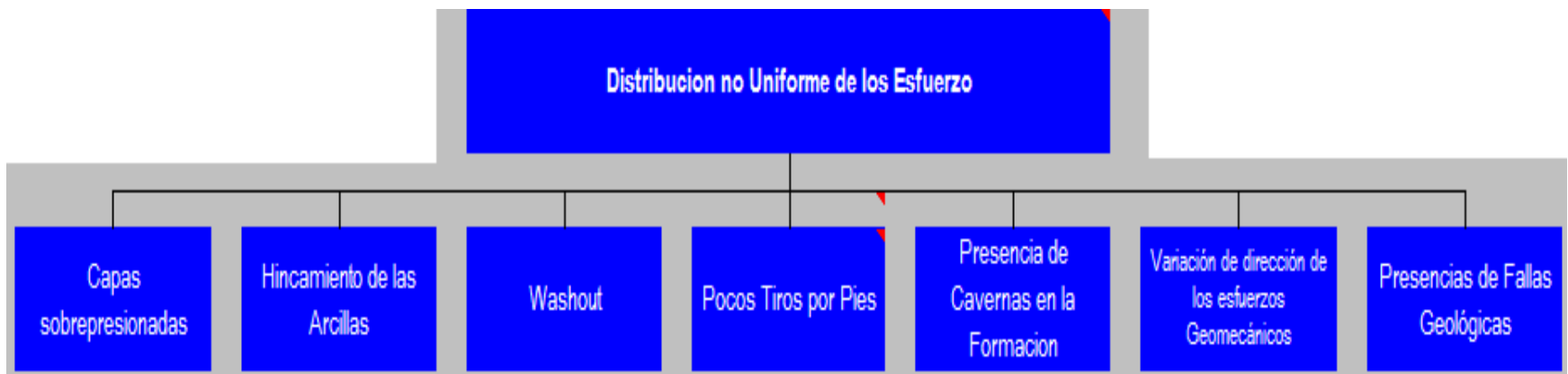
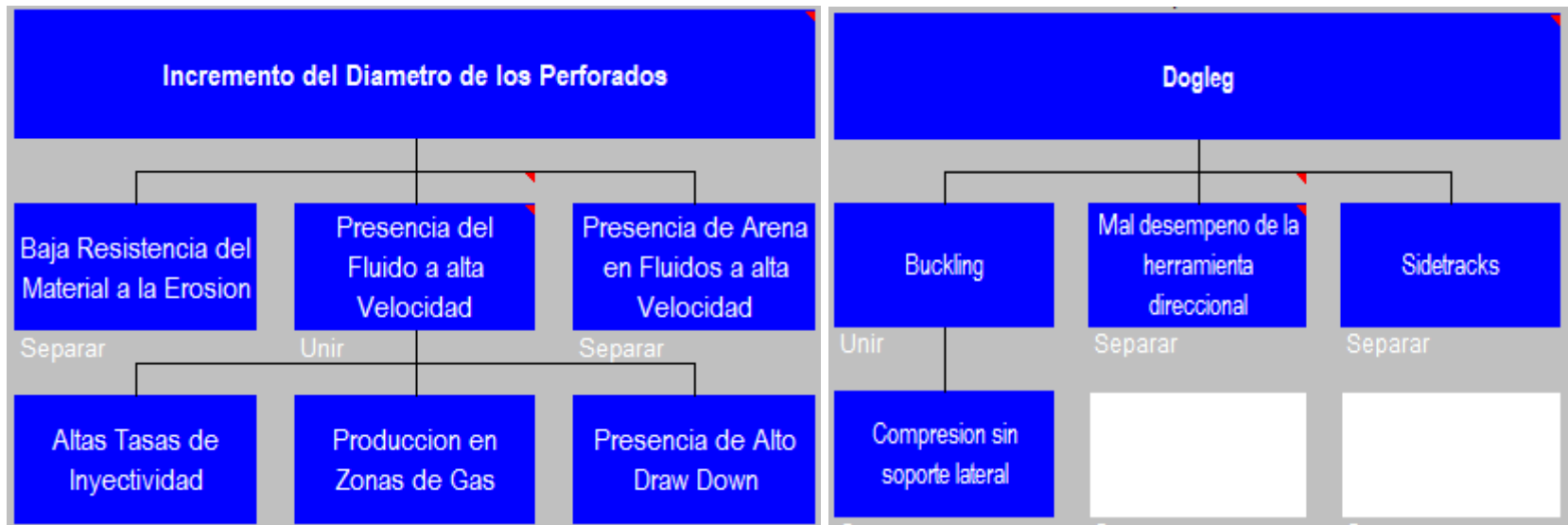
4.2 DEFINICIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA EN EL CAMPO

4.2.1 Análisis de las restricciones de los pozos

Para encontrar la posible falla así como su más próxima causa, se obtuvo un análisis desarrollado por los expertos de la Alianza Casabe Ecopetrol-Schlumberger utilizando la metodología de la lluvia de ideas pasando hacia un árbol de causa-raíz Figura 49, para así priorizar las hipótesis definiendo a su vez las que se iban a investigar a fondo. Como se aprecia en la figura este árbol está de acuerdo con la revisión bibliográfica realizada en ésta tesis y con los factores influyentes plasmados en el capítulo 2, lo cual demuestra que concordancia hacia la determinación de la falla.

Figura 49. Análisis causa raíz





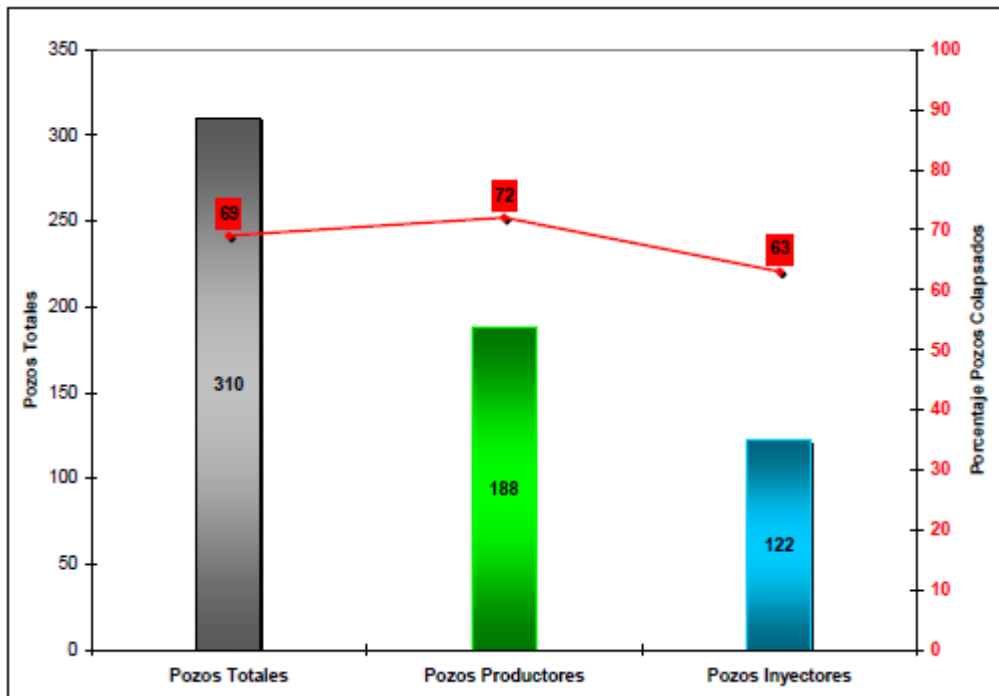
Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.

4.2.2 Estadísticas de las fallas de los pozos

Se analizó la información de campo disponible para tener una idea de lo que está pasando e ir descartando las hipótesis, con el fin de establecer cuáles podrían ser los mecanismos de falla más representativos en el campo.

Una recopilación estadística se obtuvo con el fin de observar la incidencia de los factores que se identificaron como generadores de la falla por colapso de la tubería de revestimiento, en la figura 50 se muestra la relación de pozos colapsados dependiendo de si es pozo productor o inyector, para dar una idea de la gravedad del daño a estudiar y escoger el que tenga más influencia, el cual se ve en este caso más afectación en los pozos productores.

Figura 50. Clasificación de colapso por tipo de pozo

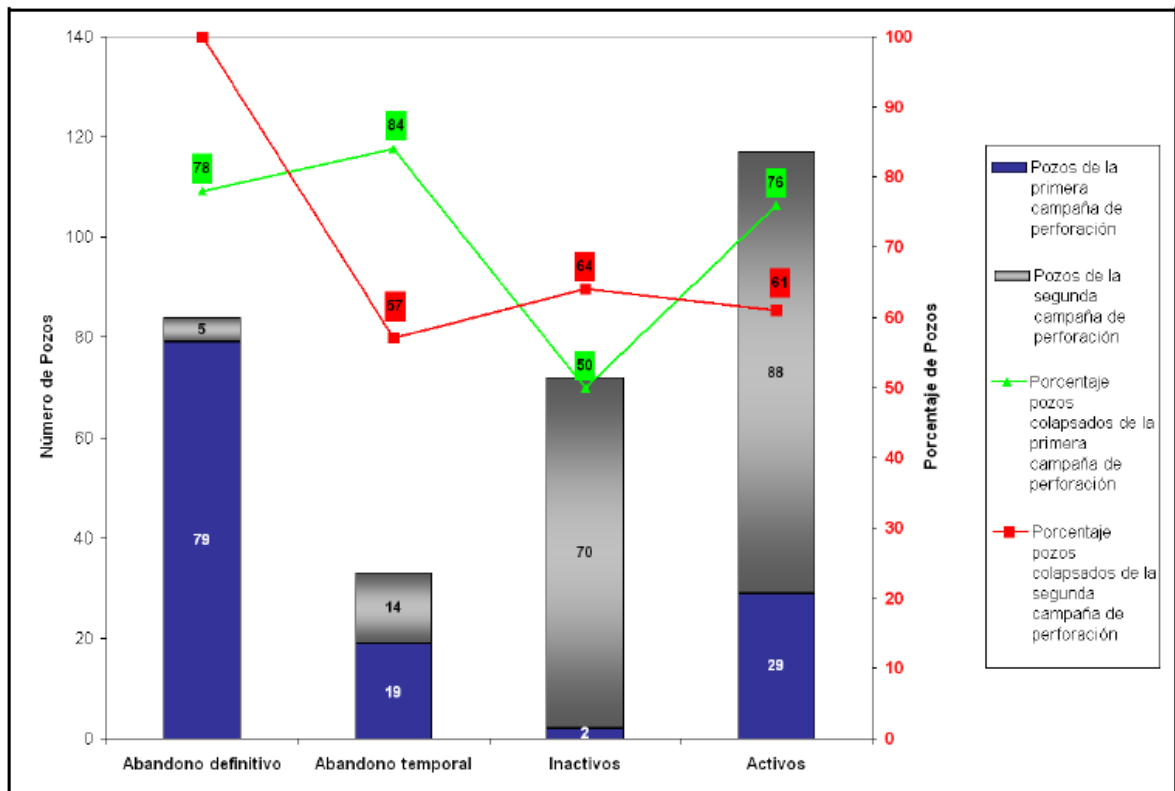


Fuente: OLARTE, Diana P.: "Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena". Universidad de América. 2006.

La consecuencia de estos colapsos de pozos sobre el estado operativo del mismo y la disminución de la producción del campo de acuerdo a la campaña de perforación figura 51, es importante tenerla en cuenta para poder relacionar tanto los años del pozo como el tipo de completamiento utilizado para cada situación, ya

que la segunda campaña de perforación se efectuó para el comienzo de la inyección de agua en el campo y entre éstos se perforaron tanto pozos nuevos productores como inyectoros, mientras que para la primera campaña de perforación todos los pozos fueron productores.

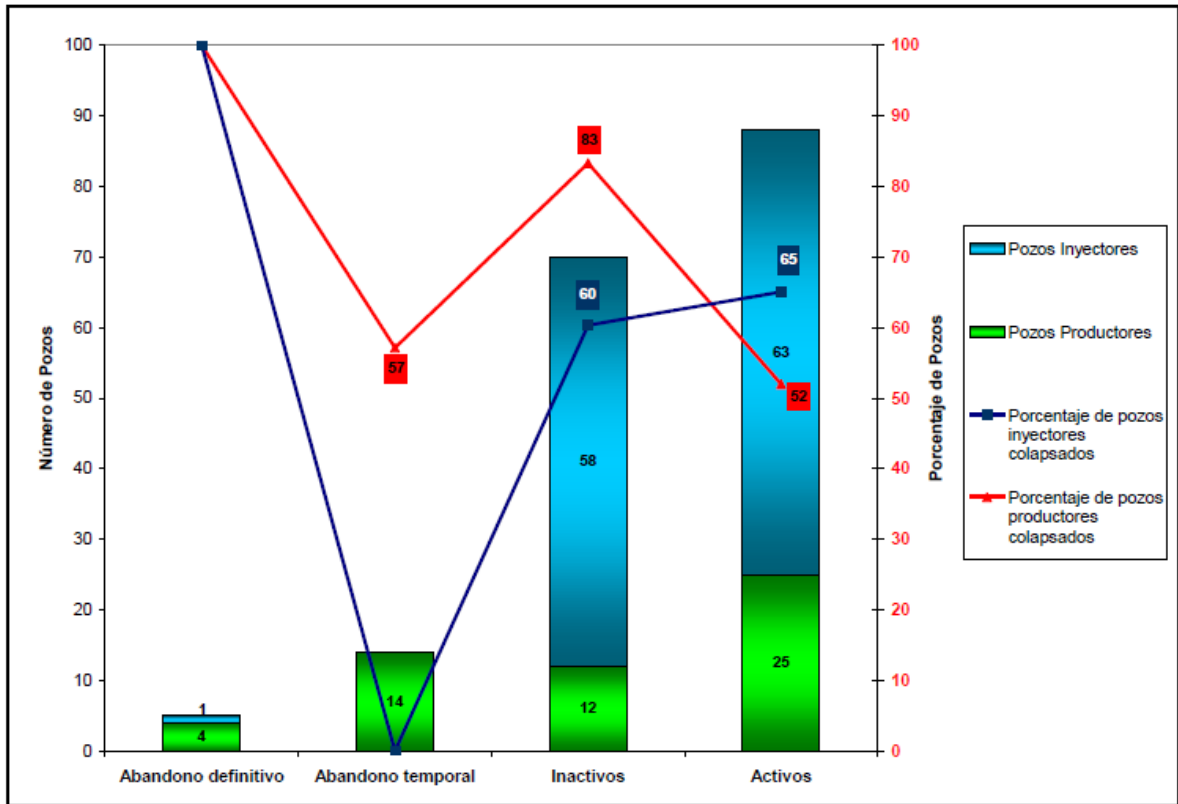
Figura 51. Estados de los pozos colapsados en el campo



Fuente: OLARTE, Diana P.: "Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena". Universidad de América. 2006.

De acuerdo a esto, los pozos de la primera campaña tienen la mayor participación en el estado de pozos abandonados, en cambio los de la segunda campaña de perforación cuentan con mayor cantidad de pozos en estado de inactivos, ahora si se clasifica la segunda campaña de perforación por estados y de acuerdo al tipo de pozo figura 52, se puede obtener una tendencia de estas fallas, siendo marcada también una mayor influencia del colapso en pozos productores dentro de los estados de abandono.

Figura 52 Estados de los pozos colapsados segunda campaña de perforacion



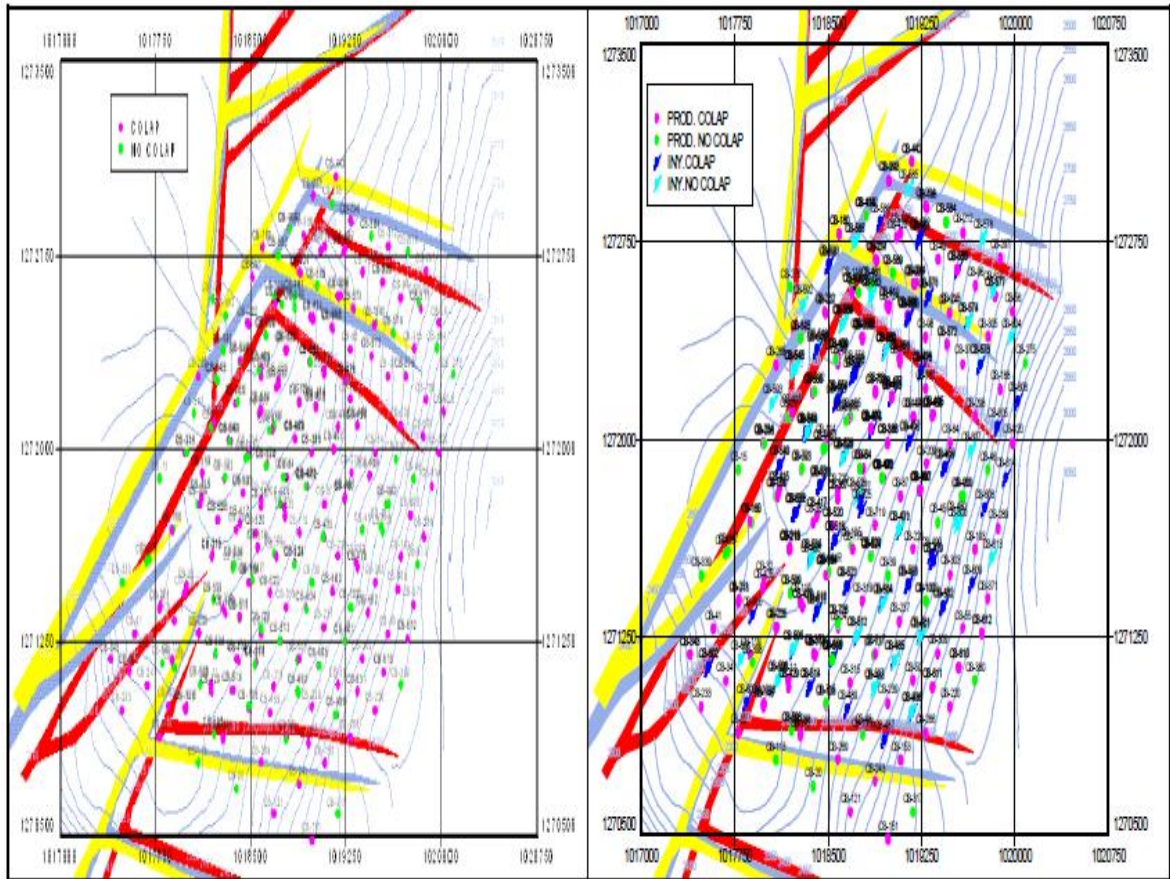
Fuente: OLARTE, Diana P.:” Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena”. Universidad de América. 2006.

4.2.3 Análisis geomecánico

Desde un enfoque geomecánico, se analiza ahora si existe alguna tendencia de estas fallas de colapso de las tuberías de revestimiento respecto de la ubicación horizontal o plano horizontal, para lo cual se obtuvo un modelo estructural del campo Campo Casabe donde se ubicó una muestra de pozos colapsados clasificados por su tipo, para así verificar la posible influencia de algún factor geomecánico en esta generación de fallas.

De acuerdo a la figura 53 no es posible encontrar una influencia de la zona en la que más se pueda estar presentando esta falla por colapso, ya que éstos se encuentran distribuidos aleatoriamente en el campo sin observarse alguna concentración sobresaliente que pueda definir algún mecanismo de falla.

Figura 53. Distribución de pozos colapsados ubicados horizontalmente



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Metodología para el análisis de causas de colapso de revestimientos en pozos del bloque VI-campo Casabe”. Reporte Alianza Casabe. 2006.

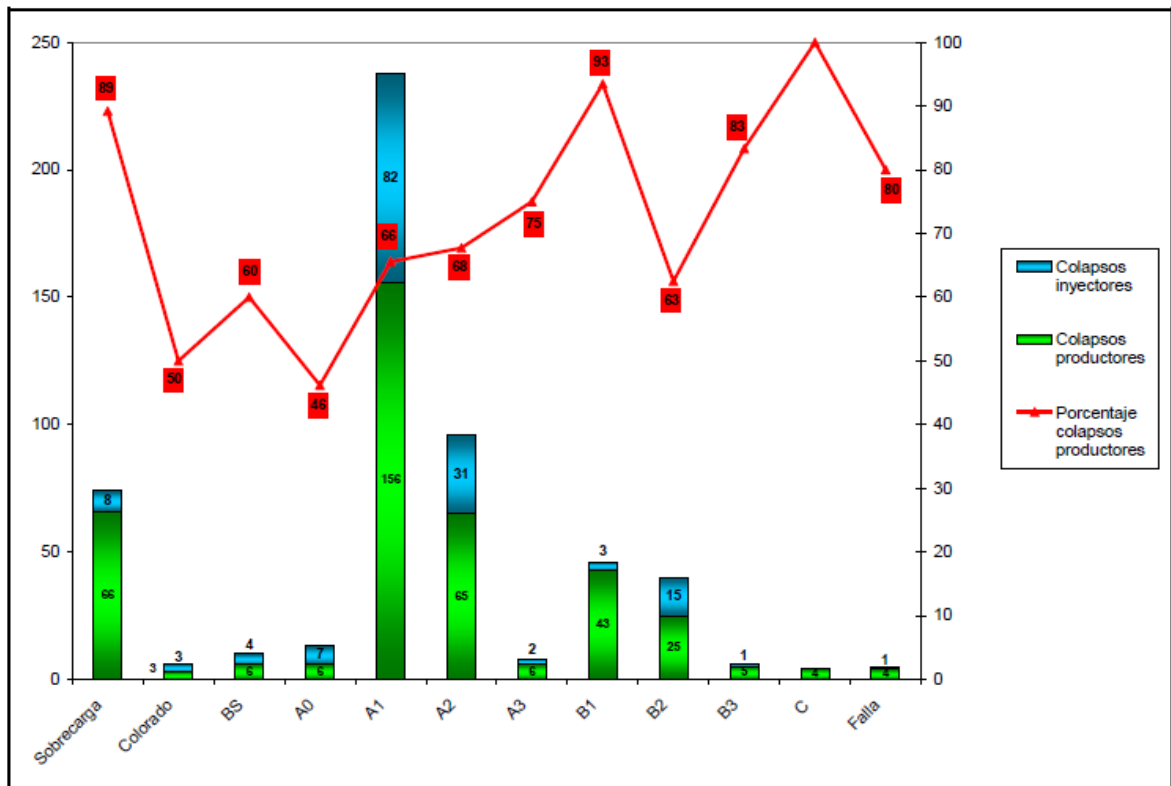
Luego se procede a un análisis de la ubicación de estos colapsos en la posición vertical del pozo o a través de cada una de las formaciones de roca existentes en la profundidad del mismo figura 54A. De ésta se observa una concentración de estas restricciones en la ubicación de la arena A1 de la formación Colorado, con el mayor número de colapsos, de los cuales la mayor influencia se tiene por parte de los pozos productores, de acuerdo la densidad de colapso calculada. Así mismo se muestra gráficamente esta clasificación para una mayor comprensión figura 54B.

También se puede observar la presencia de varios colapsos por pozo, esto es debido a que los pozos se cañonean en más de una zona, para que un mismo pozo extraiga petróleo de todas las arenas posibles.

Figura 54 a. Distribución de pozos colapsados ubicados verticalmente

Formación	Número de Colapsos	Densidad Colapso (Num.Colapsos/Num.Pozos)	
		Pozos Productores	Pozos Inyectores
Sobrecarga	74	1.65	1.33
Colorado	6	1.00	1.00
BS	10	1.00	1.00
A0	13	1.20	1.17
A1	238	2.08	1.67
A2	96	1.63	1.48
A3	8	1.20	1.00
B1	46	1.65	1.00
B2	40	1.47	1.50
B3	6	1.00	1.00
C	4	1.00	0
	541		

b. Distribucion gráfica de colapso según formación donde ocurrió

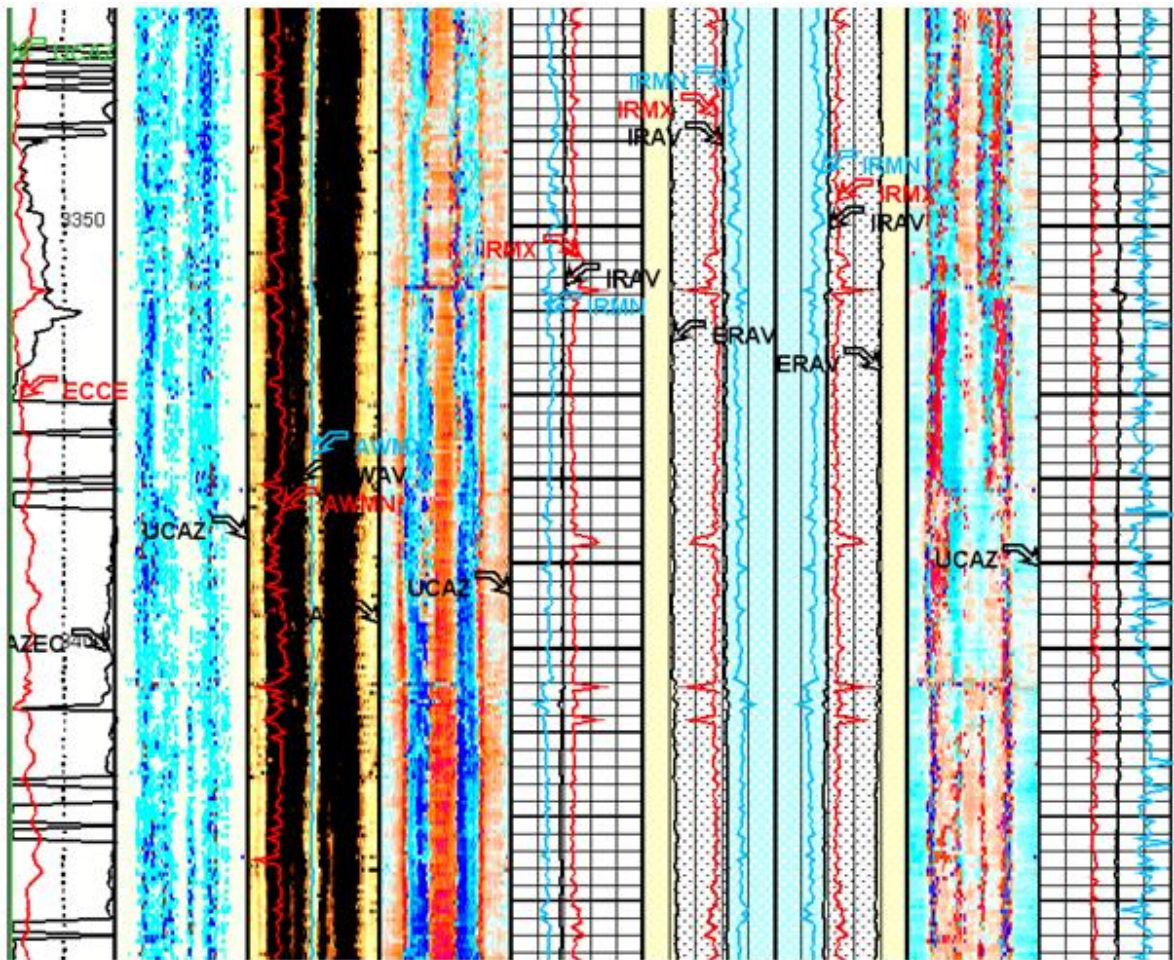


Fuente: OLARTE, Diana P.: "Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena". Universidad de América. 2006.

4.2.4 Registros y reportes de los pozos

Ahora se procede a analizar una muestra de pozos que no es representativa porque desafortunadamente no todos cuentan con información necesaria para el estudio, por lo que se analizan los que tengan información disponible como reportes de eventos Anexo A y que presenten a su vez fallas por colapso o presencia de restricciones que se deben corroborar por los registros electrónicos suministrados como el de la figura 55.

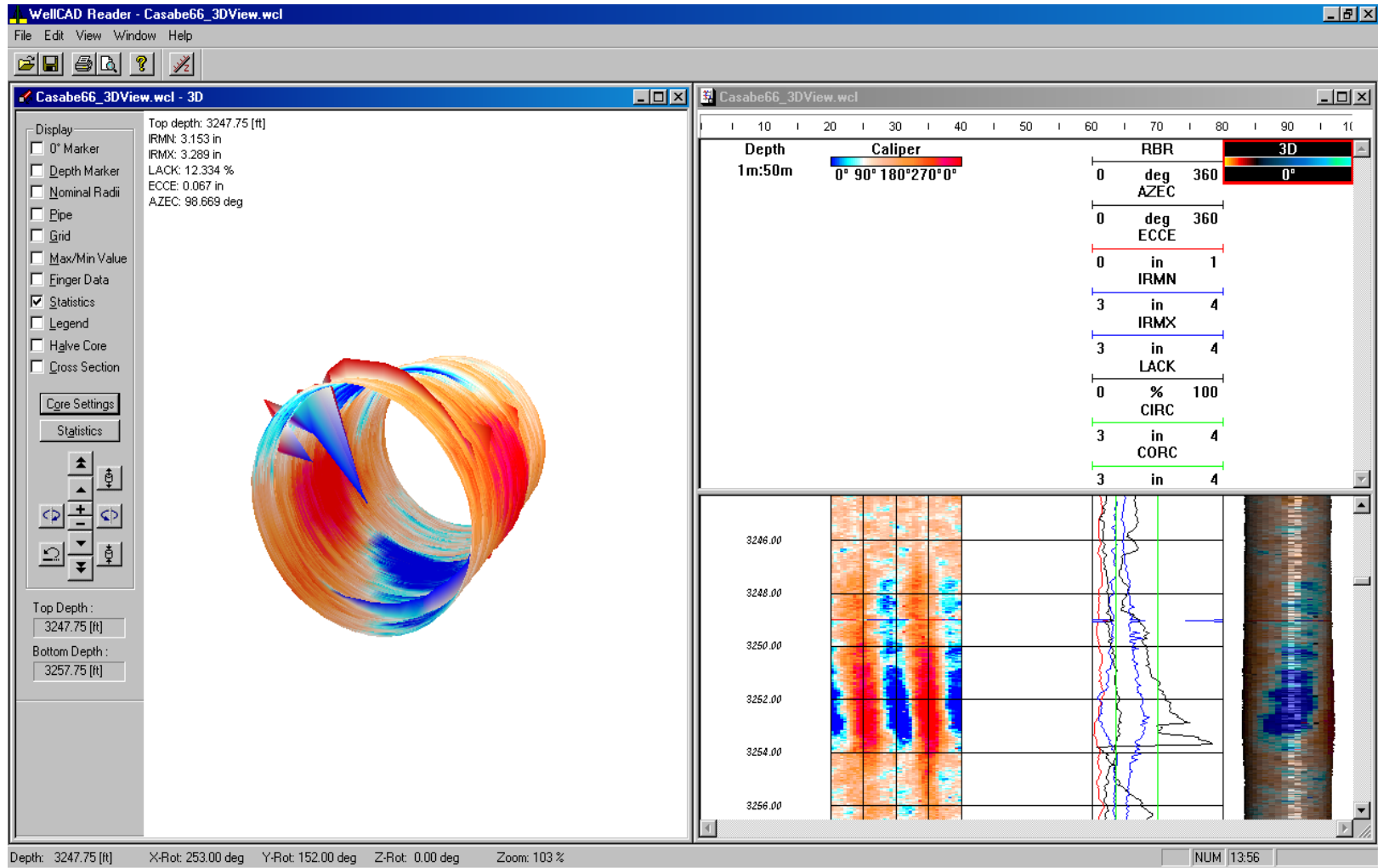
Figura 55. Registro USIT-MULTIFINGER



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.

Gracias a softwares y a la interpretación de éstos registros, se pueden observar las deformaciones que se generan en la tubería y en la roca a su alrededor, lo que permite inducir los mecanismos de falla presentes en la zona figura 56.

Figura 56. Acople de registros en software



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.

Figura 57. Análisis de una muestra de pozos

TABLA RESUMEN DE LAS POSIBLES CAUSAS																
		Cuellos														
Pozos	Restriccion	Canoneo en cuellos	Contacto metal metal	Corrosion	Efecto de Canoneo	Efecto de Suabeo	Revestimiento o con indicativo de Abrasion	Cloruros del agua	Produccion de gas	Producción de Arena	OD Herramientas Encima del Drift	OD Herramientas Cercano al Drift	Mala Cementacion Antes	Mala Cementacion Despues	Causa no determinable	Alta Inyectividad
1			1								1					
2					1	1						1				
3	1		1									1				
4	2	1														
5		1			1							1				
6															1	
7				1			1	1	1	1						1
8								1	1	1						
9											1					
10											1					
11				1	1					1		1				
12	1								1	1						1
13	2														1	
14	1		1													
15	2								1	1						
16	1														1	
17	2										1					
total		2	3	2	3	1	1	2	4	5	4	4	0	0	3	2

Fuente: Alianza Casabe ECOPELROL-SCHLUMBERGER.

Figura 58. Reportes en profundidad de las restricciones de los pozos

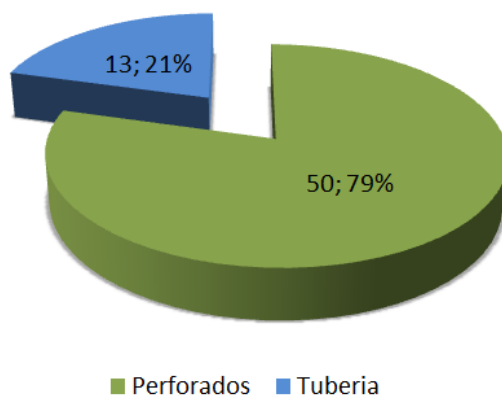
Depth (ft)		Length (ft)	IRMN (in)	IRMX (in)	IRAV (in)	Ovalidad (%)	Comentarios
From	To						
2,800	3,172	372	3.172	3.243	3.208	2.24%	Sección en buen estado
3,172	3,249	77	3.154	3.275	3.213	3.83%	Sección en buen estado con perforaciones
3,249	3,267	18	3.054	3.402	3.226	11.42%	Sección con perforaciones y deformación, máxima ovalización 15.69%
3,267	3,335	68	3.174	3.257	3.216	2.63%	Buena condición
3,335	3,339	4	3.172	3.368	3.233	6.18%	Perforaciones levemente deformadas
3,339	3,347	8	3.157	3.265	3.213	3.43%	Buena condición
3,347	3,364	17	3.094	3.372	3.227	8.98%	Perforaciones, tubería deformada
3,364	3,434	70	3.164	3.277	3.224	3.60%	Leve ovalización no asociada con perforaciones
3,434	3,448	14	3.144	3.321	3.227	5.63%	Perforaciones, tubería en buen estado
3,448	3,680	232	3.153	3.276	3.211	3.90%	Desgaste interno del tubular
3,680	3,912	232	3.170	3.250	3.209	2.51%	Buena condición
3,912	4,008	96	3.180	3.264	3.220	2.64%	Buena condición
4,008	4,054	46	3.181	3.257	3.218	2.41%	Buena condición
4,054	4,120	66	3.157	3.253	3.204	3.05%	Ovalización incipiente no asociada con perforaciones
4,120	4,160	40	3.168	3.246	3.208	2.44%	Buena condición
4,160	4,164	4	3.165	3.263	3.214	3.10%	Leve ovalización
4,164	4,190	26	3.173	3.236	3.204	1.98%	Buena condición
4,190	4,216	26	3.165	3.277	3.213	3.53%	Perforaciones, leve deformación
4,216	4,234	18	3.148	3.242	3.197	2.98%	Buen estado, cambio de peso de casing
4,234	4,330	96	3.121	3.194	3.158	2.34%	Buena condición
4,330	4,356	26	3.107	3.197	3.153	2.91%	Leve ovalización
4,356	4,414	58	3.125	3.198	3.161	2.28%	Buen estado
4,414	4,420	6	3.103	3.215	3.156	3.62%	Leve ovalización
4,420	4,495	75	3.114	3.184	3.151	2.27%	Buen estado
4,495	4,514	19	3.135	3.240	3.173	3.32%	Perforaciones, tubería sin deformación
4,514	4,520	6	3.101	3.169	3.139	2.19%	Buen estado
4,520	4,530	10	3.094	3.189	3.144	3.09%	Ovalización
4,530	4,576	46	3.112	3.186	3.150	2.38%	Buen estado
4,576	4,580	4	3.138	3.278	3.174	4.44%	Perforaciones, buen estado

Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.

Con ayuda de la información de la muestra de pozos clasificados de acuerdo a posibles condiciones generadores de restricciones figura 57, se observa una alta influencia de la producción de arena y teniendo en cuenta el reporte de la figura 58 se aprecia que la mayoría de las deformaciones y ovalizaciones se encuentran en las zonas de los intervalos cañoneados dentro del yacimiento, confirmado además por las figuras 59a y b, donde se muestra la relación de la ubicación de la falla.

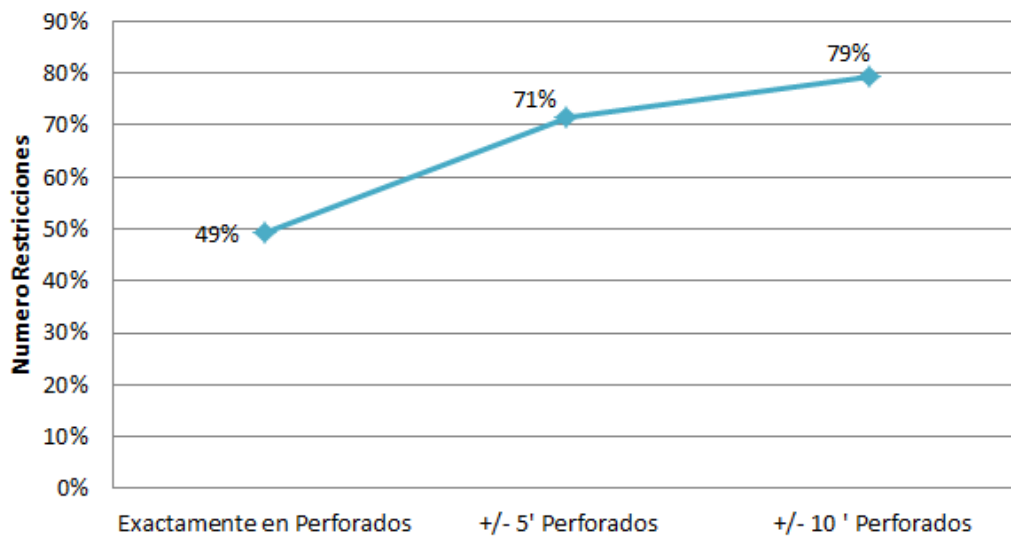
Figura 59 a. Ubicación de las fallas

UBICACIÓN DE LA RESTRICCIÓN



b.

Ubicación en Relación a los Perforados



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.

4.2.5 Formulación de la hipótesis

Por lo tanto de acuerdo a la información de campo estudiada y relacionándola con la teoría analizada en los capítulos anteriores, se decide que una posible hipótesis de falla en el campo Casabe puede ser:

Pandeo de la tubería de revestimiento dentro del yacimiento del pozo donde se encuentran los intervalos perforados y que es debido tanto a la pérdida de soporte lateral por la alta producción de arena en el campo que genera cavernas^{88 89 90 91}, así como con la ayuda de las cargas de compresión que se inducen de la compactación del yacimiento^{92 93 94}, al estarse explotando el petróleo en la fase de producción primaria (principio de Terzaghi 1936).

Ya que como se ve en la figura 50 un total de 188 pozos fallados son del tipo productor siendo un 72% de los pozos analizados, por lo que se induce la presencia del fenómeno de compactación y consecuentes cargas compresivas, también de la figura 54 a se ve que en las arenas A1 se tienen la mayor presencia de colapsos 238 donde de acuerdo a la figura 57 se ve al arenamiento como el factor más influyente en la muestras de pozos estudiados favoreciendo la generación de cavernas y donde además se encuentra incluido el rango desde 3249 ft hasta 3267 ft de la sección de perforados con deformación y ovalización de la tubería de revestimiento del pozo de la figura 58, cumpliendo con la localización de la mayoría de las restricciones reflejada en la figura 59 a y b, el cual muestra que un 79% de éstas se encuentran en los intervalos perforados. Por lo que el pandeo es la deformación con más condiciones favorables para su desarrollo y es nuestra hipótesis a evaluar.

⁸⁸ YANG, Op. cit., p.77

⁸⁹ SUPING, Op. cit., p. 66

⁹⁰ VARGAS, Op. cit., p. 65

⁹¹ CAPASSO, G. y MANTICA, S. et al.: "Buckling analysis for the long-term integrity evaluation of a hydrocarbon well". Simulia customer conference. 2011.

⁹² BRUNO y DUSSEAULT, Op. cit., p. 60

⁹³ CAPASSO, G. y MANTICA, Op. cit., p. 64

⁹⁴ IBEKWE, Op. cit., p. 65

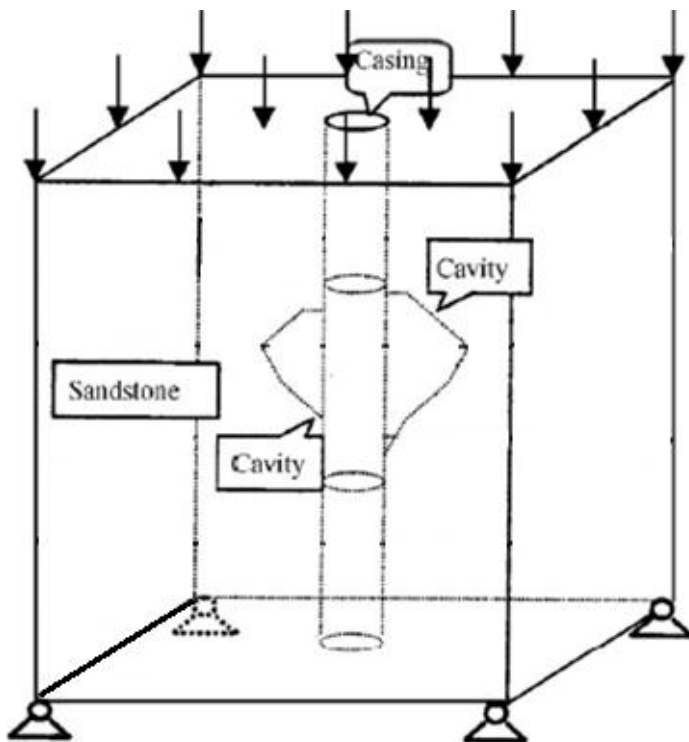
5. SIMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE FALLA DE UN POZO

Este capítulo se enfoca en mostrar el proceso de simulación realizado en el software ABAQUS CAE de DASSAULT SYSTEMES sobre la falla más representativa para el campo Casabe, la cual se deriva de la hipótesis definida en el capítulo anterior y los resultados que se obtuvieron de la misma.

5.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN

El modelo conceptual que se define para esta simulación, contiene las siguientes propiedades: una zona de yacimiento, una tubería de revestimiento y su respectiva capa de cemento, en la cual se van a generar unas cavidades en el intervalo cañoneado para evaluar la posibilidad de una falla por pandeo de la tubería figura 60.

Figura 60. Modelo conceptual de la simulación



Fuente: Modificada de SUPING, Peng. Et al: "Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study". Paper ELSEVIER. 2007.

Las cargas y las propiedades utilizadas para definir cada una de las partes así como las interacciones entre ellas se muestran en la siguiente tabla 01.

Tabla 1. Propiedades del modelo

	Dimensiones	Propiedades del material							
		E Mpa	ρ Kg/m ³	ν	AFI	DA	C	K	Vr
Arenisca	L-L-H 15x15x50 m	10342	2400	0,3	25	18	5	8,70E-03	0,33
Cemento	OD-ID-H 0,25x0,24x50 m	15000	1893,23	0,32	20	-	40	-	-
Casing	OD-ID-H 0,24x0,23x50m	210000	7850	0,3	-	-	-	-	-
Petróleo	-	-	1234,66	-	-	-	-	-	-

Fuente: Autor

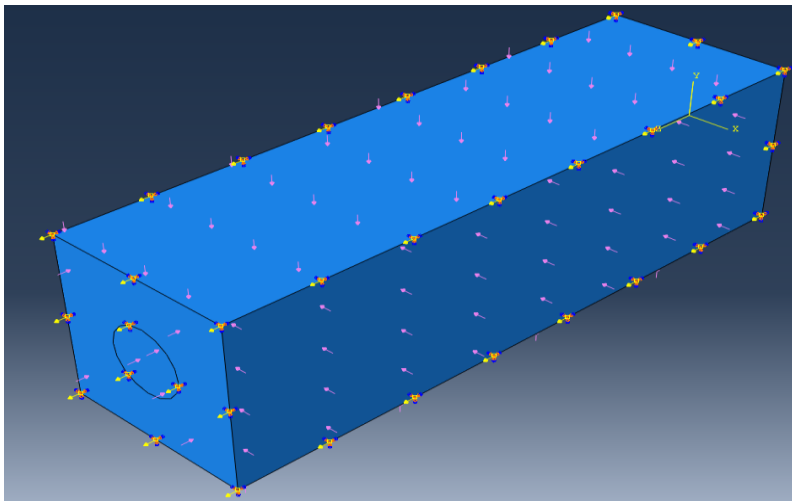
Con E= Modulo de Young, ρ = Densidad, ν =relación de Poisson, AFI= Ángulo de fricción interna, DA= Ángulo de dilatación, C= Cohesión, K= Permeabilidad, Vr= relación de vacíos.

La profundidad a la que va a estar el modelo es 994.87 m medidos desde la superficie, contando con unos esfuerzos principales in situ $S_v=21.7$ MPa, $S_h=13.62$ MPa, $S_H=15.23$ MPa, con una presión de poro $P_p=8.7$ MPa, los cuales reflejan las cargas geotectónicas en los que se encuentra el campo figura 61. Así también las condiciones de frontera iniciales utilizadas son las siguientes figura 62:

- Encastre: Refleja la condición de ningún grado de libertad habilitado y es aplicado en todas las caras del cubo que forma el yacimiento.
- Presión de poro: Es aplicada a todo el modelo y especifica la condición de presión de poro en un medio poroso

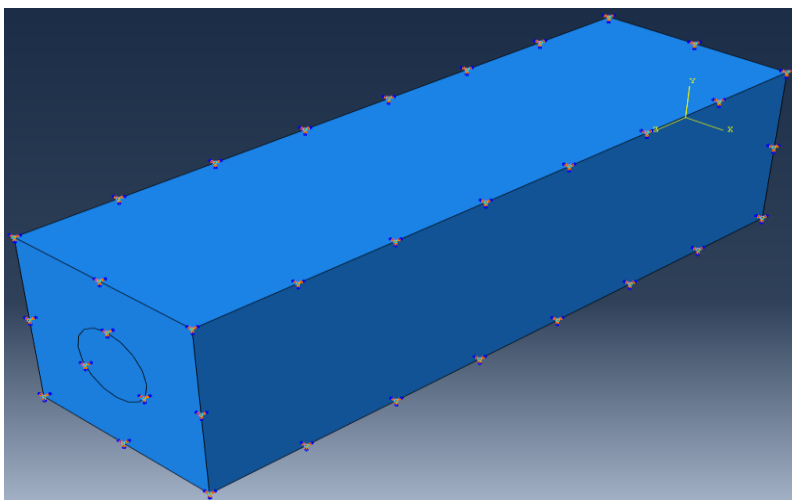
Además la técnica de enmallado utilizada para todos los elementos del modelo es de estilo libre, la cual se acomoda a la geometría de la mejor forma posible sin ningún patrón definido, los elementos escogidos son de forma tetraedral figura 63 de la familia esfuerzos y fluidos de poro continuo 3D, con 10 nodos modificado y de orden geométrico de interpolación cuadrático C3D10MP para el yacimiento y para la tubería se utilizó C3D10 de orden cuadrático tetraédrico de la familia de esfuerzos 3D. También se presenta un refinamiento de la malla en la zona donde se va a perforar el pozo para permitir una mejor discretización y a su vez resultados más precisos figura 64.

Figura 61. Cargas iniciales sobre el modelo



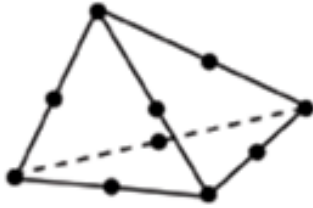
Fuente: Autor

Figura 62. Condiciones de frontera iniciales sobre el modelo



Fuente: Autor

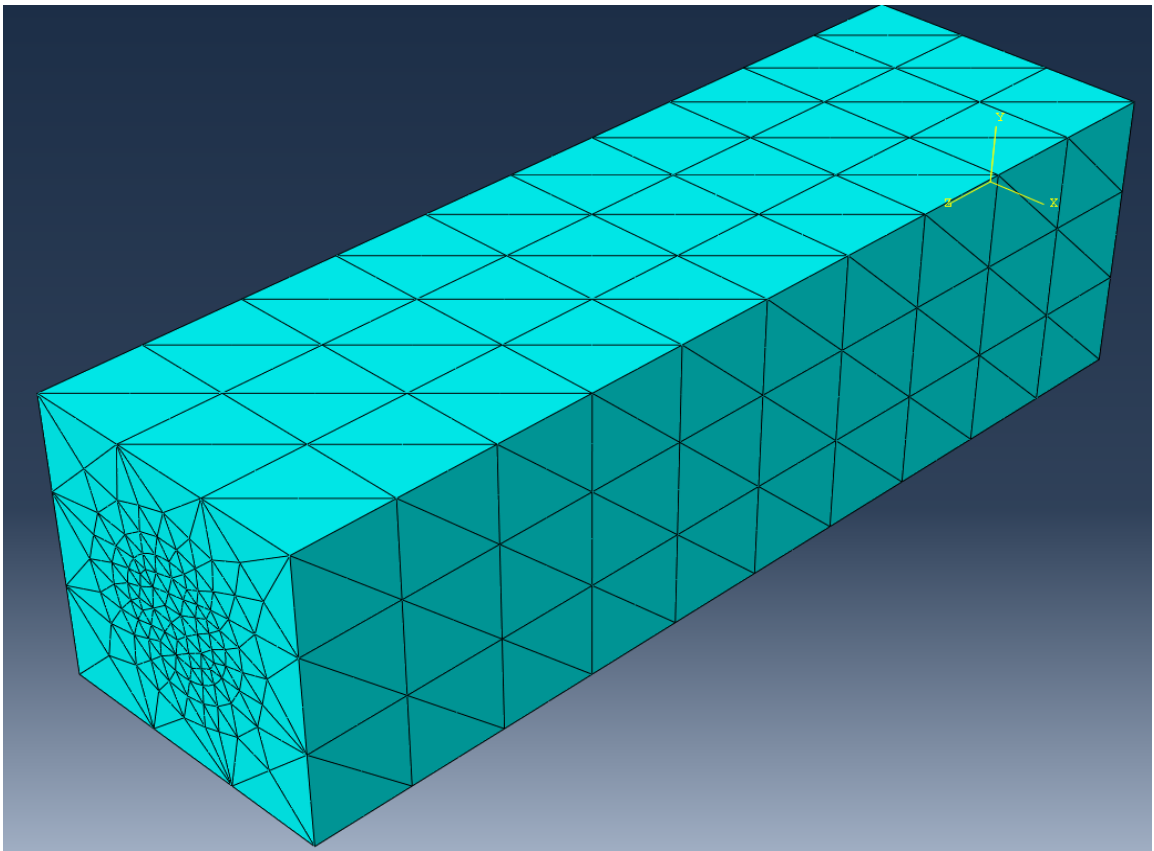
Figura 63. Elemento tetraédrico



Modified second-order element
(10-node tetrahedron, C3D10M)

Fuente: SIMULIA. Abaqus CAE/Analysis user's and example problems manual 6.11. Online documentation. 2013.

Figura 64. Enmallado del yacimiento



Fuente: Autor

5.1.1 Pasos de la simulación

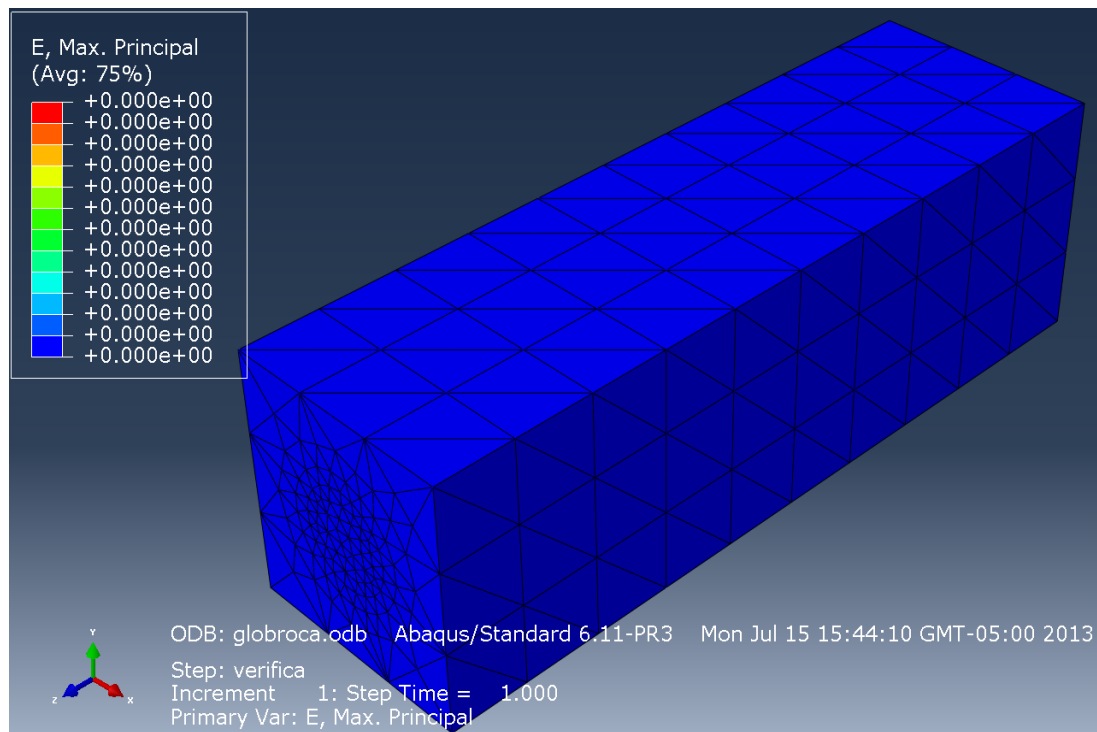
A continuación el proceso de simulación a realizar consta de una serie de pasos específicos contenidos en el software ABAQUS, que permiten el acoplamiento de la presión de poro con los esfuerzos y deformaciones que sufre el yacimiento a través del tiempo, por todo esto se plantean una secuencia de los mismos que se describen a continuación:

5.1.1.1 Paso Geostático

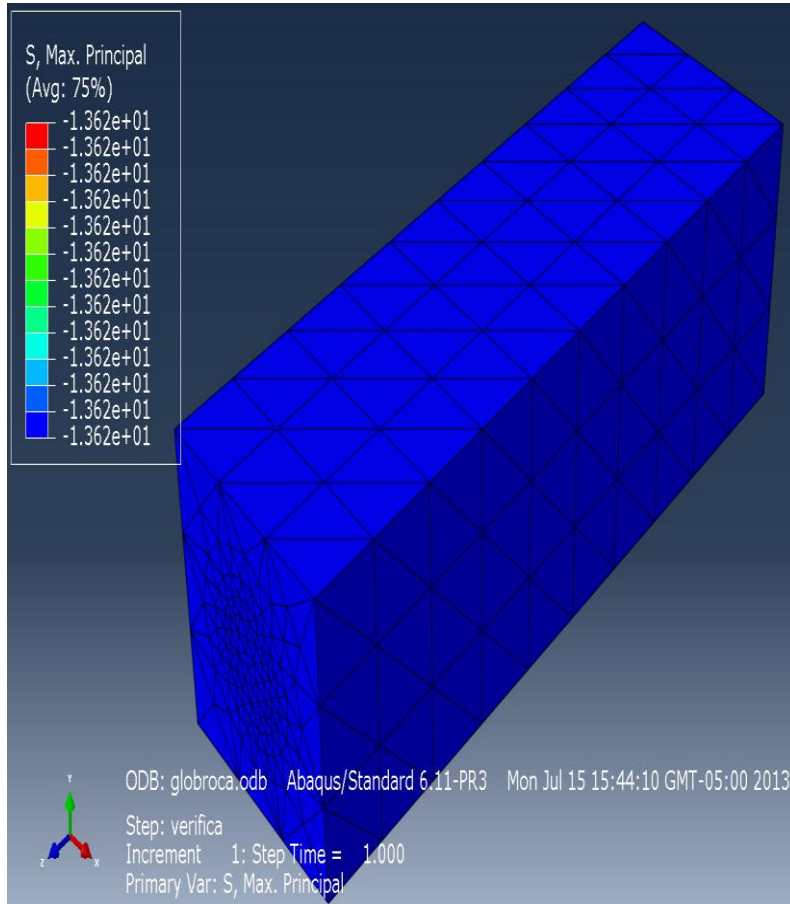
Este paso es el encargado de calcular un equilibrio entre los esfuerzos y las condiciones de frontera aplicados, con el fin de que se generen cero deformaciones en el modelo y además de que el valor de los esfuerzos in situ proporcionados como resultado por el software sean igual a los valores inicialmente digitados en todo el cuerpo, representando así las condiciones a las que el yacimiento se encuentra sometido realmente figura 65.

Figura 65. Resultados del paso geostático

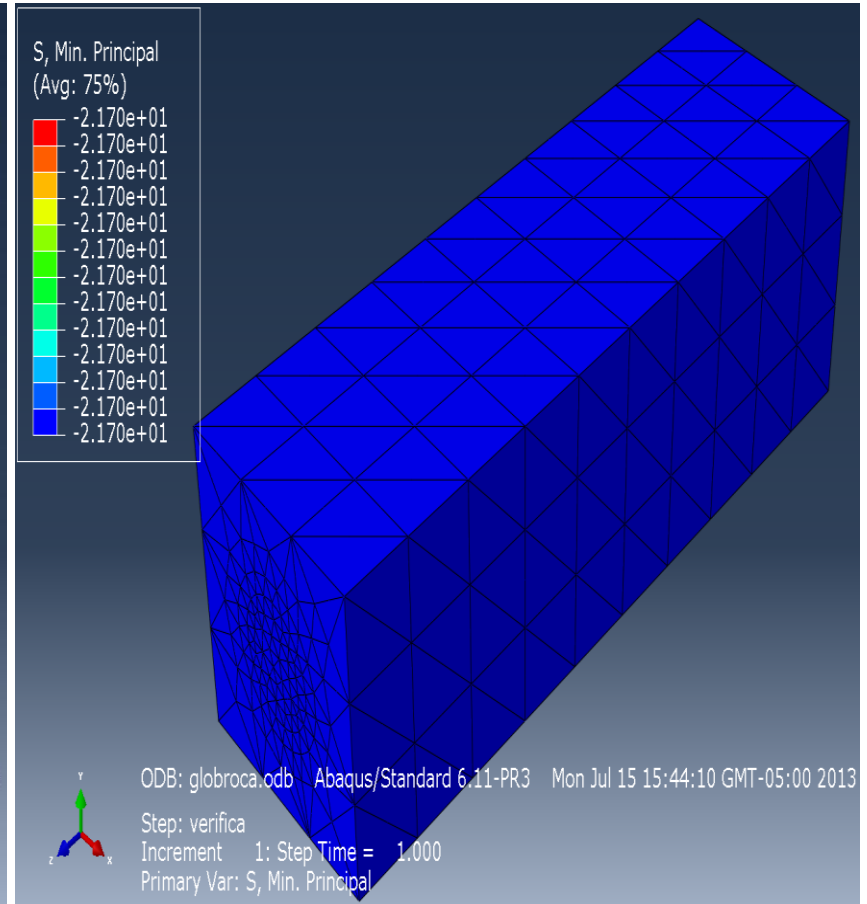
a. Deformación igual a cero gracias al equilibrio de esfuerzos en el cuerpo



b. Esfuerzo máximo principal igual al digitado



c. Esfuerzo mínimo principal igual al digitado

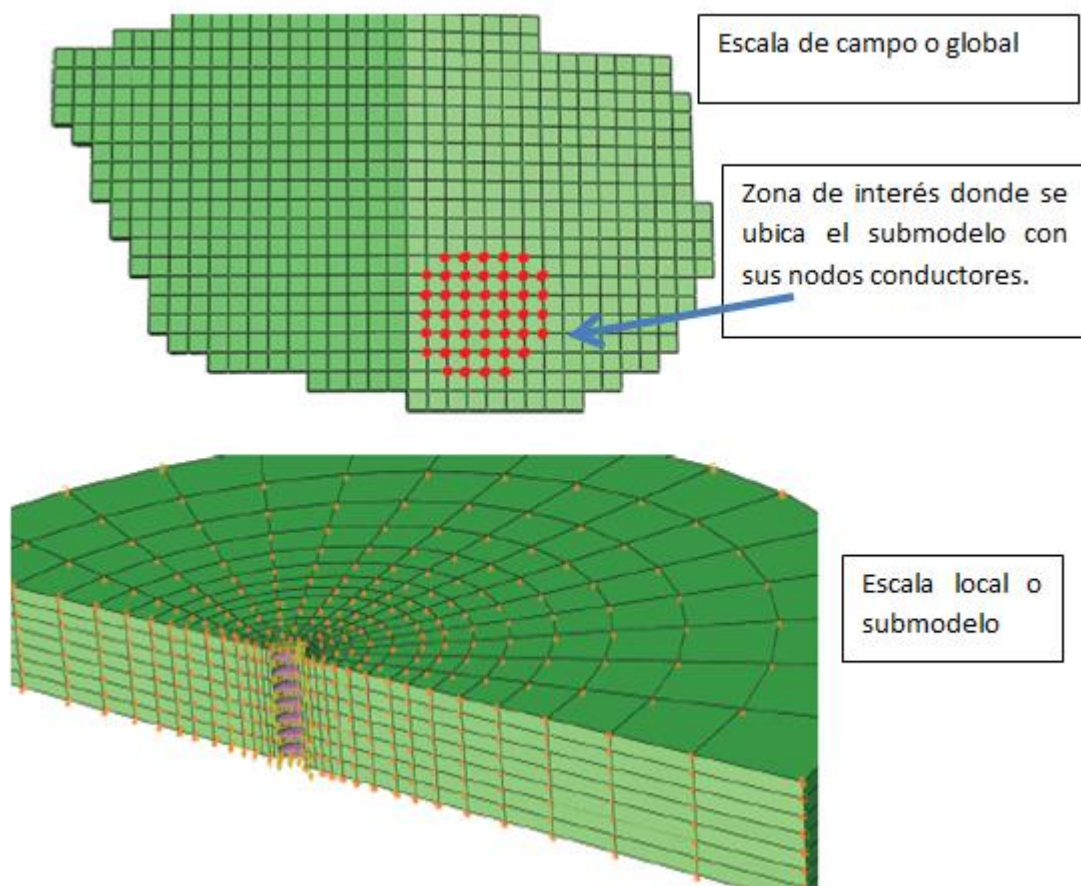


Fuente: Autor

5.1.1.2 Paso sub-modelamiento

En el siguiente análisis se realiza el sub-modelamiento, el cual permite establecer una discrepancia entre las condiciones de frontera que se encuentran a escala de campo y las condiciones a escala de pozo, estableciendo una conexión entre las mismas, minimizando la incertidumbre y el error que se produciría al tratar de dar una aproximación de las condiciones que se encuentran cerca de la zona a evaluar figura 66.

Figura 66. Técnica de sub-modelamiento

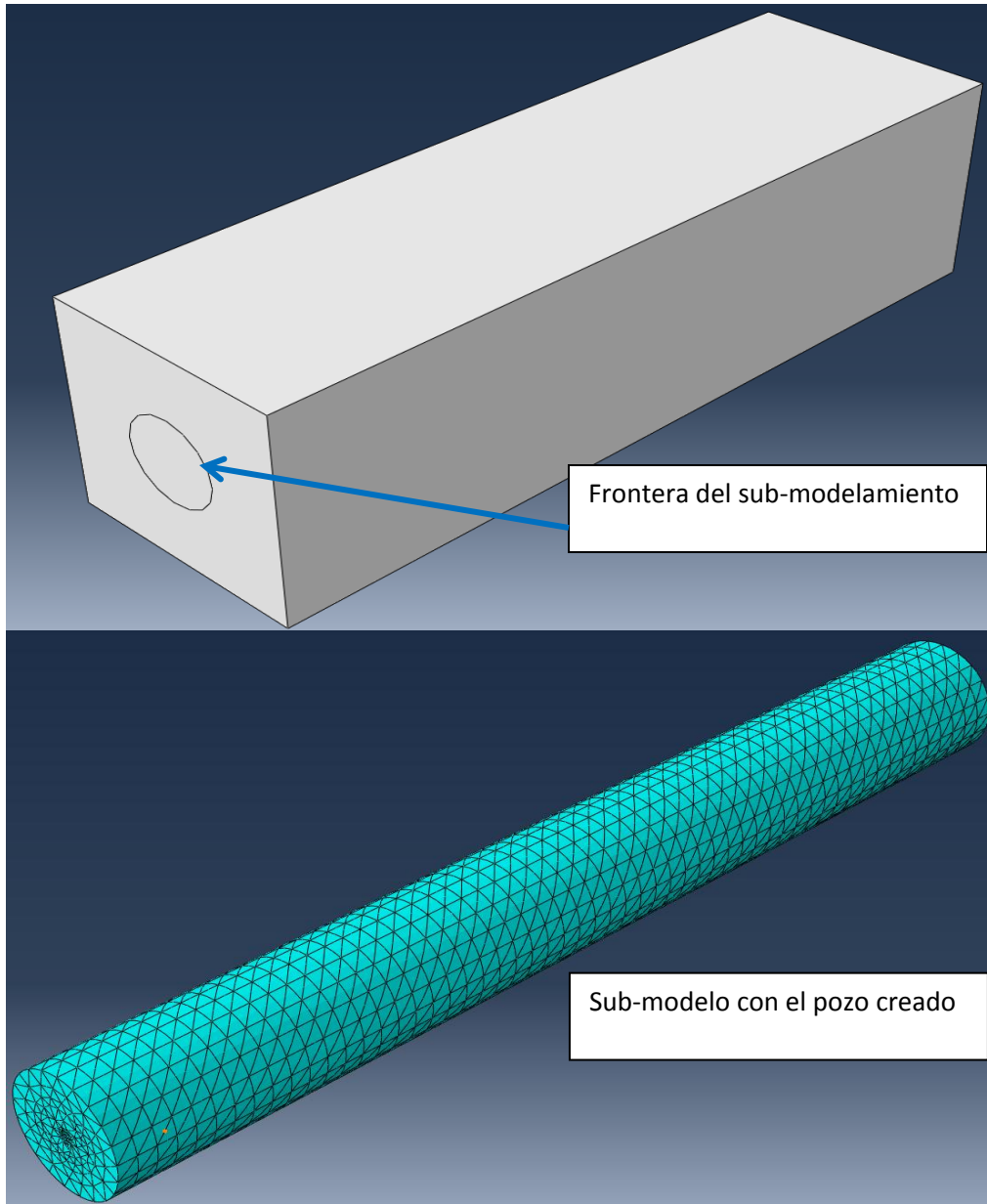


Fuente: Modificada de XINPU, Shen: Drilling and Completion in Petroleum Engineering, Theory and Numerical Applications. Libro. 2012.

La técnica a utilizar para transmitir estas condiciones de frontera es basada en los nodos, ya que los resultados de estos nodos "Variables conductoras" escogidos (DOF: desplazamientos, fuerzas, temperatura o presión, etc) son interpolados desde el modelo a escala global hacia los nodos a escala local o del sub-modelo,

en nuestro caso el yacimiento a escala global está a 20 veces el radio del pozo y el sub-modelo a 10 veces, con el fin de limitar los efectos de las condiciones de borde sobre los resultados cerca de la cara del pozo figura 67. Por otra parte se modifica el enmallado del cuerpo del pozo por uno más fino para mayor precisión en los resultados.

Figura 67 Aplicación del sub-modelamiento



Fuente: Autor

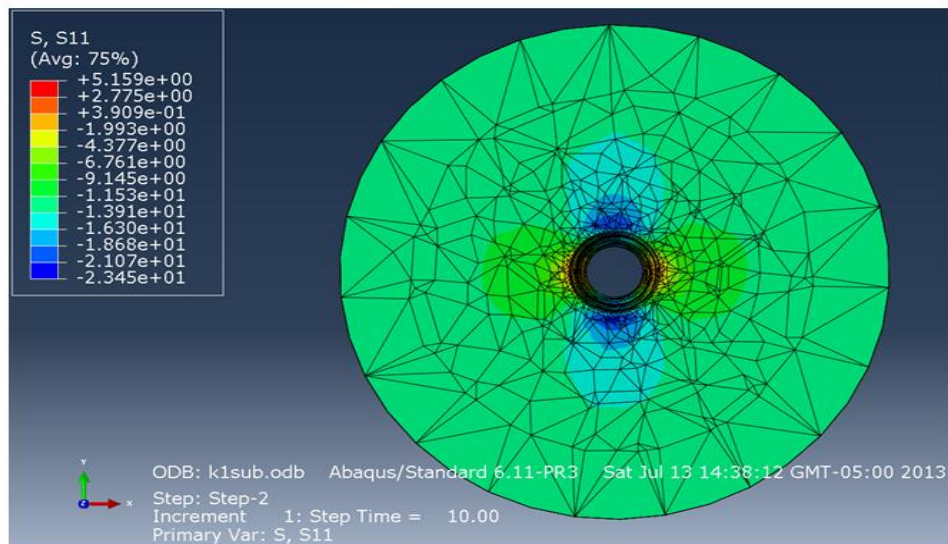
5.1.1.3 Paso estático

El paso a efectuar para la validación de éste análisis es uno del tipo estático, donde se aplica la presión del lodo a la cara del pozo por unos segundos y se evalúan si los resultados cumplen con la teoría, ya que se debería generar una concentración de esfuerzos en la cara del pozo y las deformaciones en la dirección de los esfuerzos aplicados figura 68 a-b.

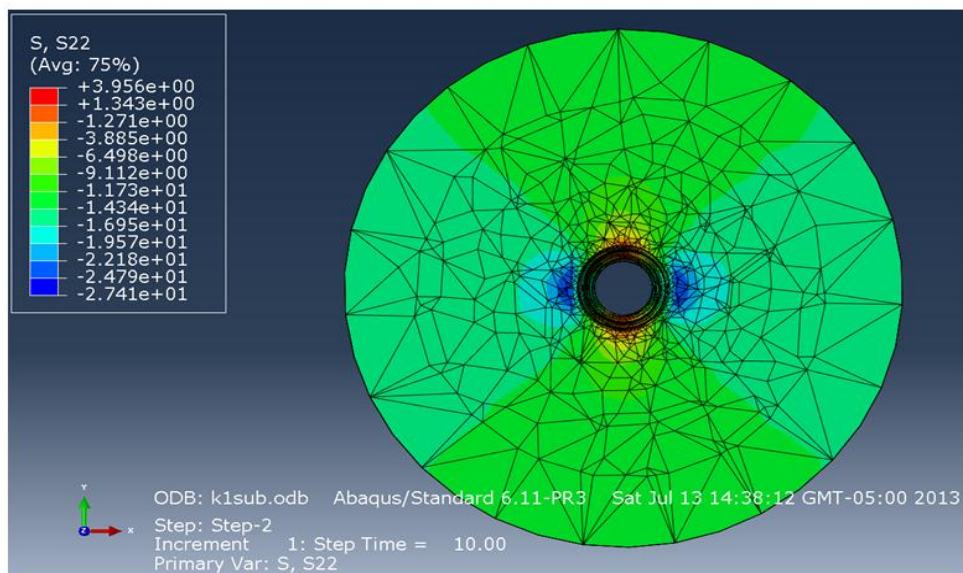
Figura 68. Resultados de la perforación del pozo con MW=11.7 MPa

a. Concentración de esfuerzos en la dirección de los esfuerzos principales

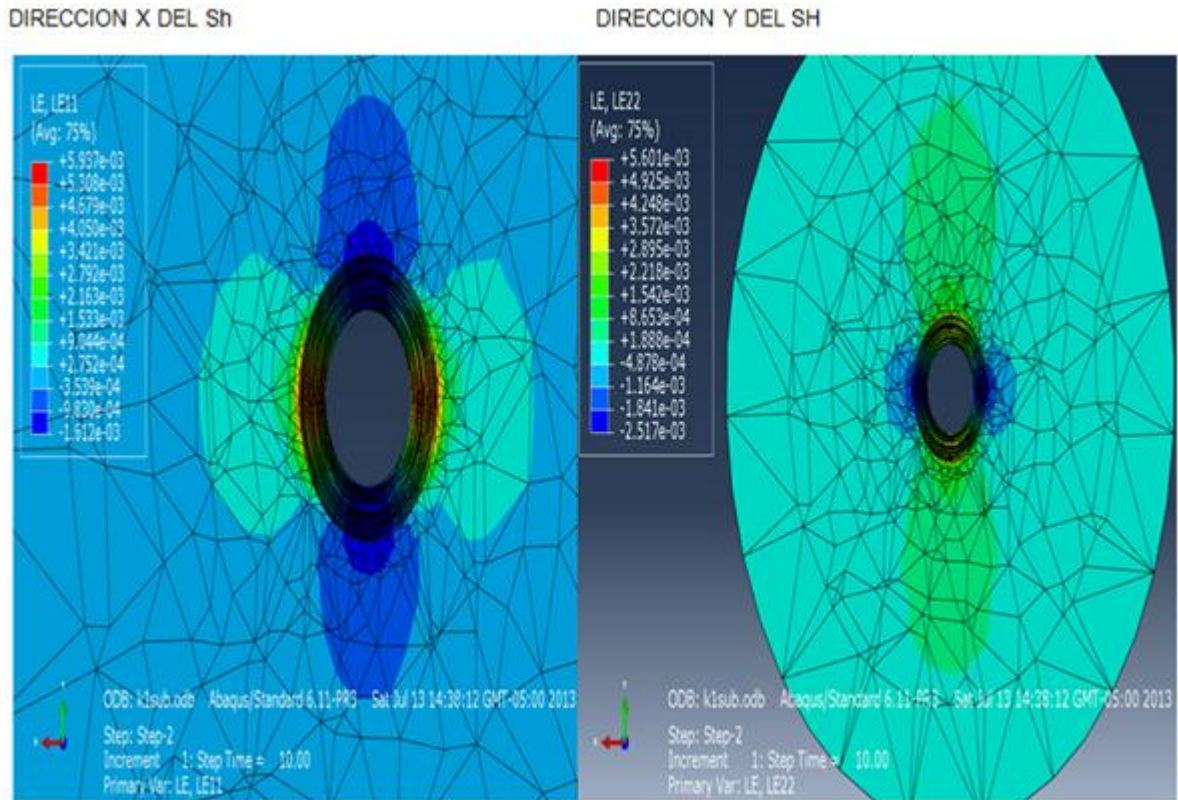
ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO, S_{11}



ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO, S_{22}



b. Deformaciones en la dirección de los esfuerzos principales



Fuente: Autor

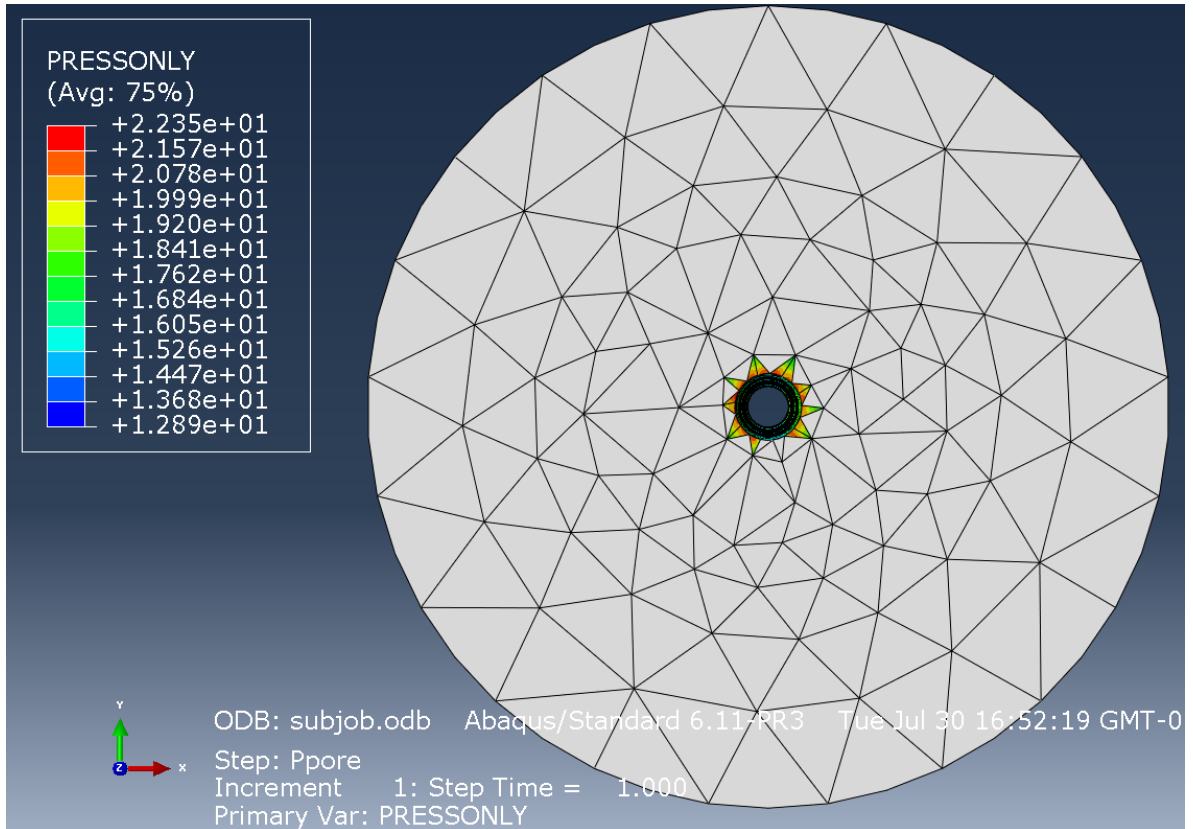
5.1.1.4 Paso de suelos

Luego se procede a utilizar el análisis de suelos para poner el pozo en condiciones de producción, con el fin de representar la compactación que sufre el yacimiento al disminuirse la presión de poro (Terzaghi 1938), por lo tanto se deben utilizar las opciones del paso ya sea en estado transitorio o en estado estable, escogiendo para el caso de nosotros el último, ya que nuestras fallas a analizar se generan a los años de iniciarse la producción.

Para eso se tiene una presión de fondo fluyente que actúa en la cara del pozo y es igual a la presión hidrostática del petróleo que debe ser menor que la presión de poro o de la formación, para generar el diferencial que permite el flujo del petróleo desde la formación, pero debido a la complejidad de las interacciones entre las partes (Formación-Cemento-Casing) y de la transmisión de los grados de libertad entre éstos, se decidió analizar la roca y el casing en modelos diferentes, para así

tomar el mayor valor de presión extraído de la cara del pozo como resultado de éste paso figura 69, para aplicársela a la tubería y tratar de simular la interacción entre ellos, llevándose a cabo en el siguiente paso.

Figura 69. Presión sobre la cara del pozo

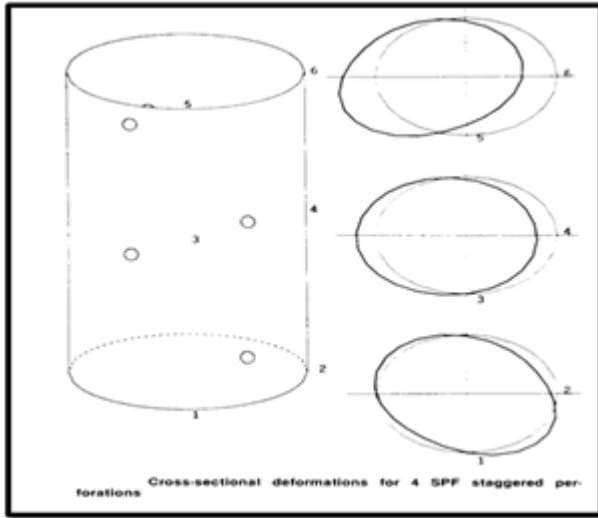


Fuente: Autor

5.1.1.5 Paso estático

Una característica que se consideró importante resaltar es el respectivo cañoneo de la tubería que acerca a la simulación a unas condiciones más reales, por lo tanto se escoge el mismo tipo de cañoneo utilizado en el campo Casabe, el cual tiene una configuración de 4 tiros por pie (0.3048 m) a 90° establecido en un intervalo de 18 ft (5.47 m) visto de la figura 56 a la profundidad de 3264ft (994.87 m) figura 70.

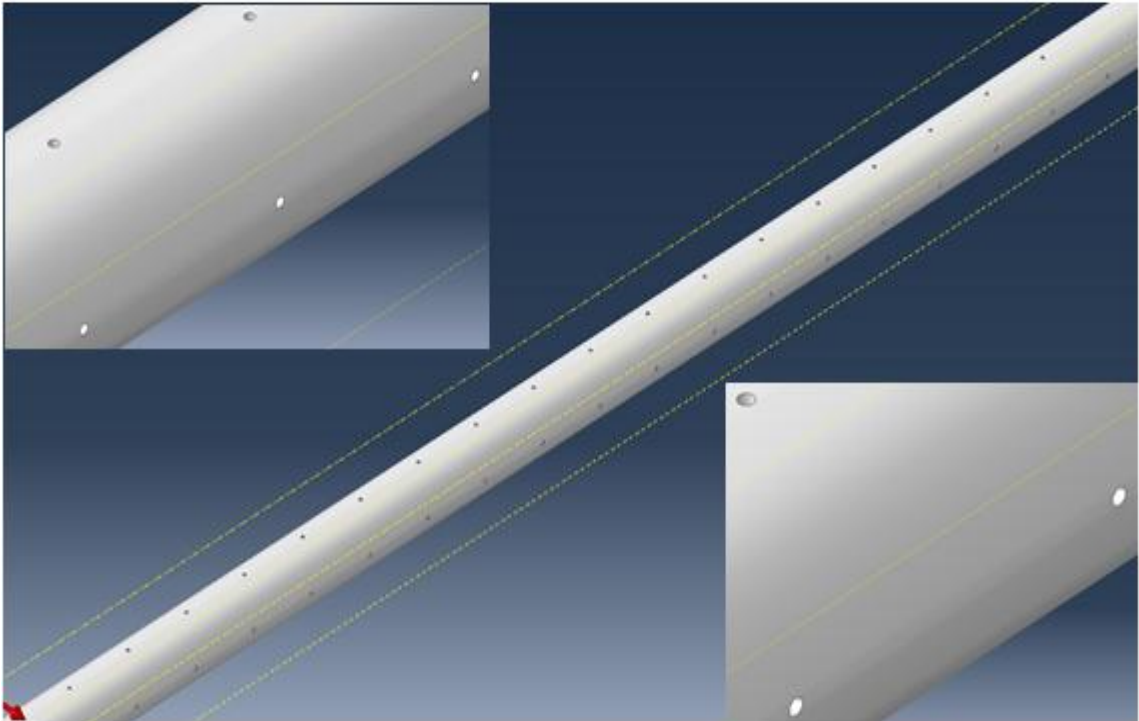
Figura 70. Configuración del cañoneo



Fuente: Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER

Por lo que nuestro modelo de la tubería queda como en la figura 71.

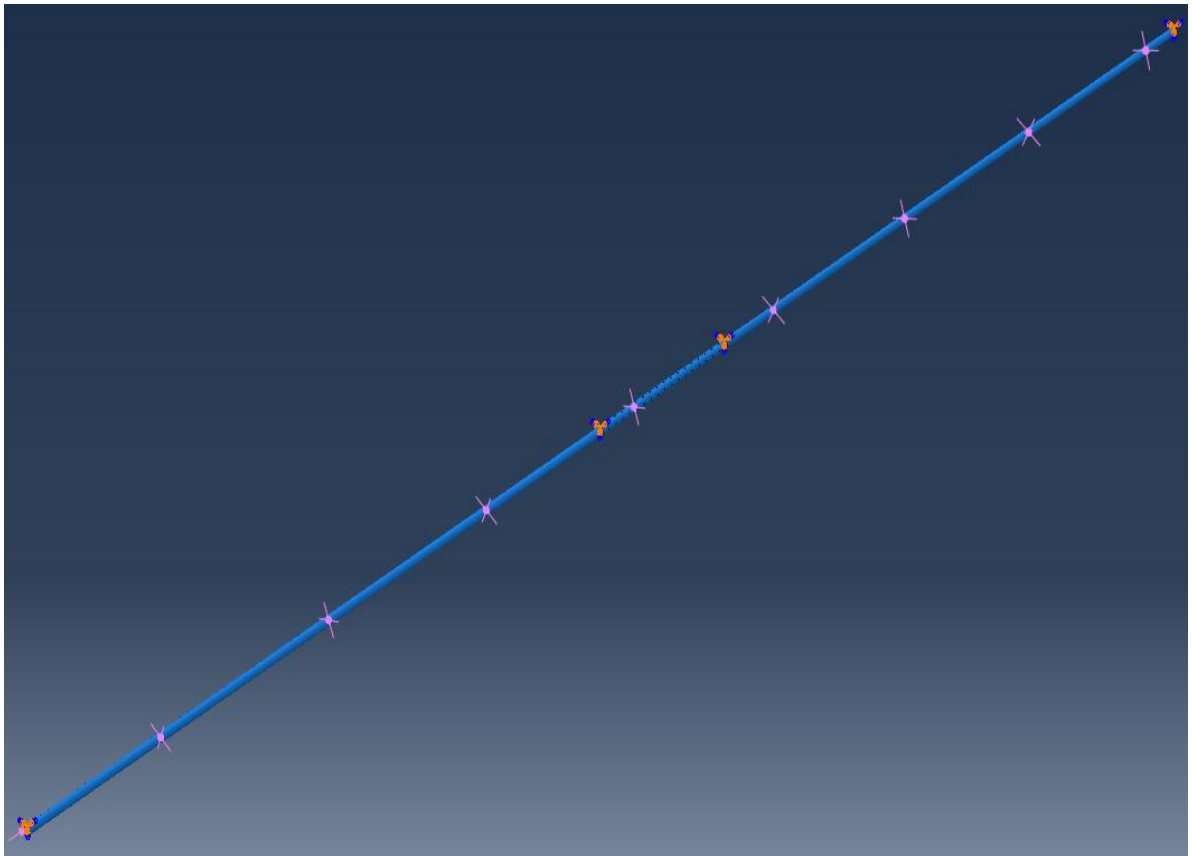
Figura 71. Tubería con cañoneos



Fuente: Autor

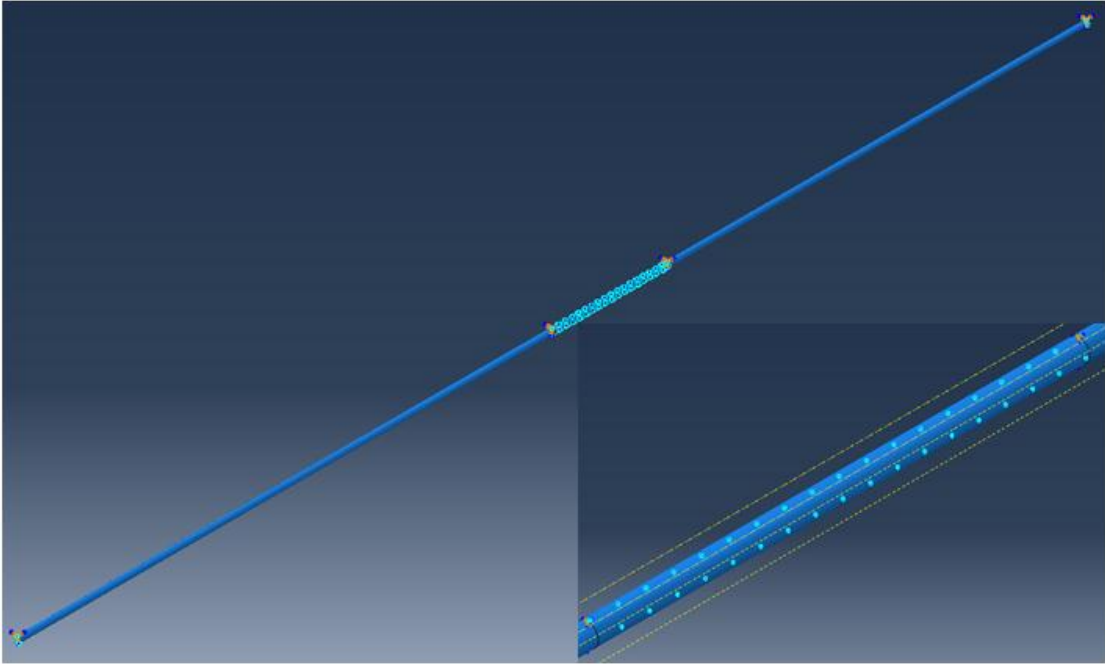
Ahora para visualizar si se genera la falla de la tubería por pandeo, se procede a correr este paso aplicando el valor crítico de presión escogido sobre la tubería de revestimiento figura 72, y para reflejar la formación de las cavernas por el arenamiento que se presenta en el yacimiento que hace perder el soporte lateral, se restringe el desplazamiento radial de la tubería en los alrededores de los intervalos cañoneados figura 73 más no en éste y además se colocan las cargas compresivas axiales derivadas de la compactación del yacimiento figura 74, para el caso crítico en el que la presión de poro es mínima y sobre la tubería se aplica toda la sobrecarga.

Figura 72. Cargas inducidas desde el pozo aplicada sobre la tubería



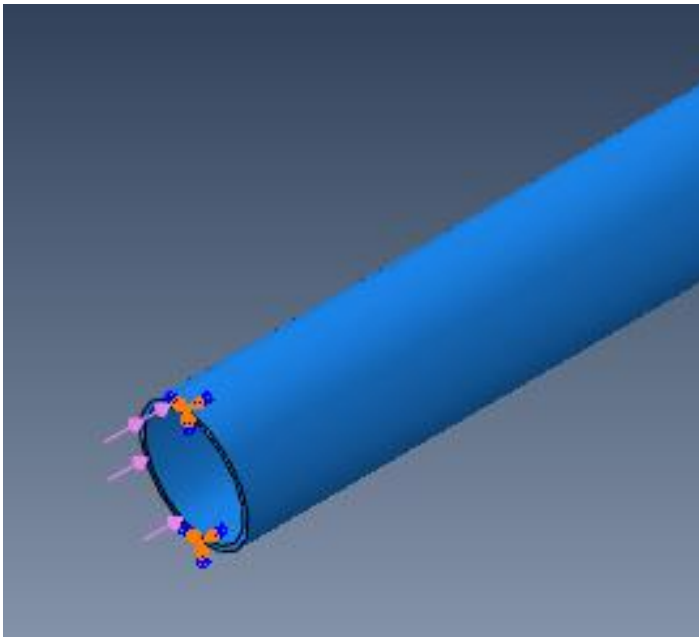
Fuente: Autor

Figura 73. Restricciones de la tubería para reflejar las cavernas



Fuente: Autor

Figura 74. Carga axial compresiva

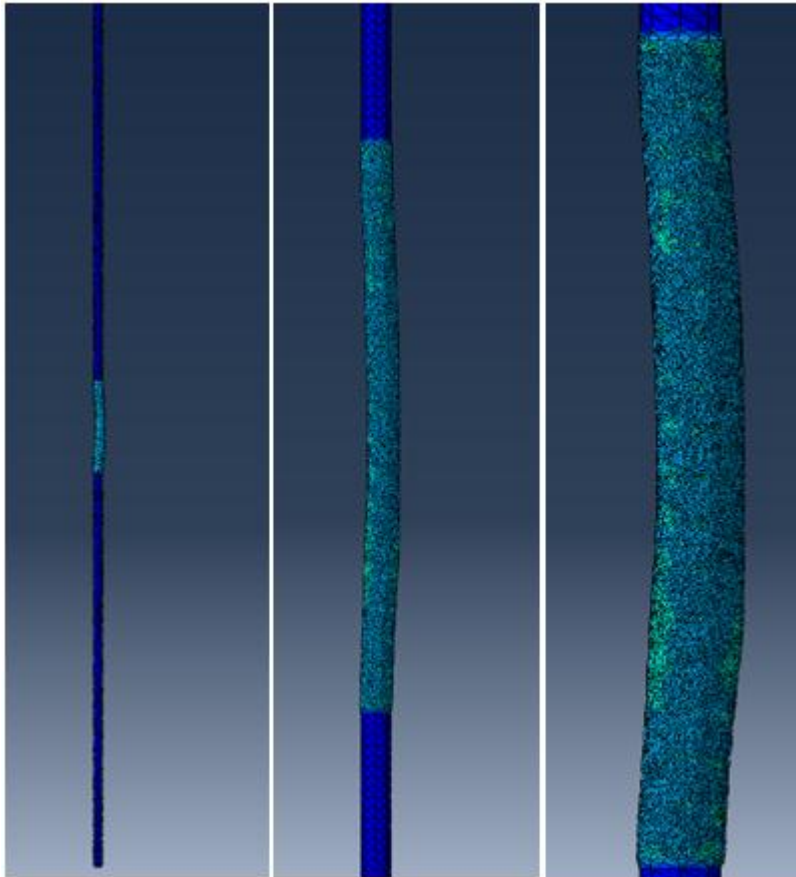


Fuente: Autor

5.1.2 Resultados de la simulación

Ahora corriendo la simulación con este paso estático se observa efectivamente la generación de esta falla por pandeo en el intervalo cañoneado de la tubería figura 75, por lo que se corroboraría que nuestra hipótesis es factible de presentarse en los pozos.

Figura 75. Casing con deformación por pandeo

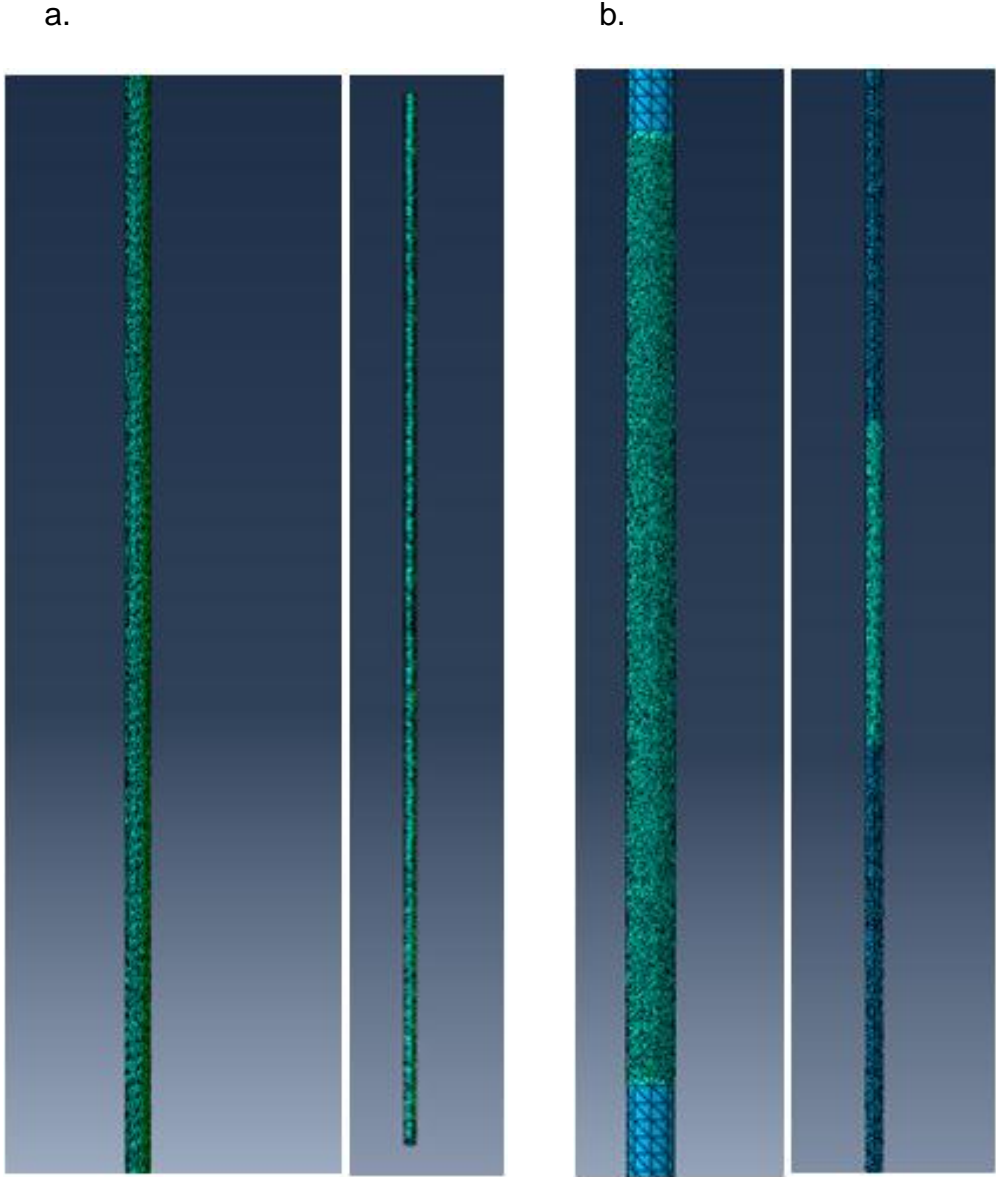


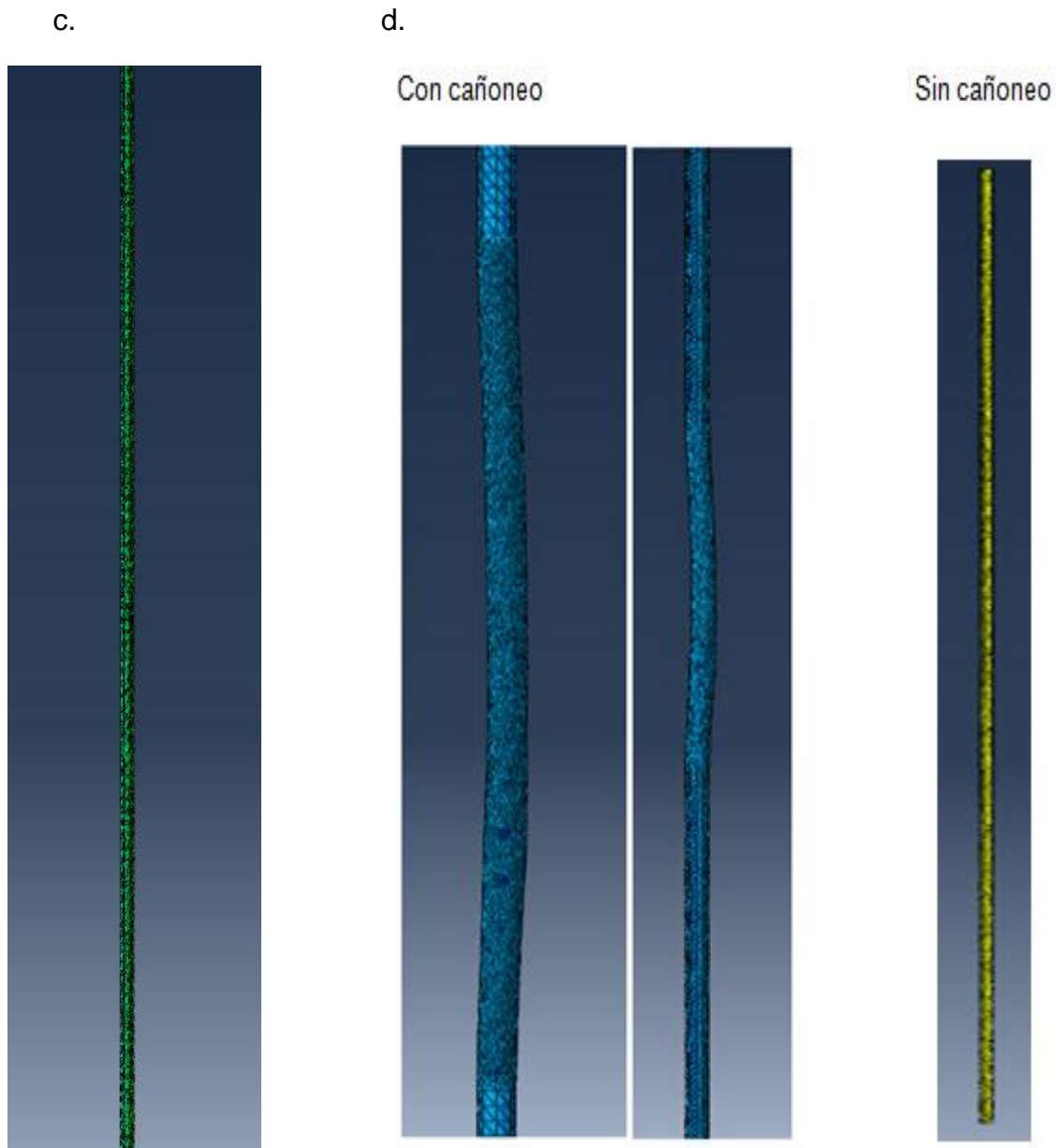
Fuente: Autor

A continuación se adelantaron otras simulaciones con el fin de identificar los factores que más influyen o favorecen la generación de condiciones que desencadenan en la falla por pandeo de la tubería de revestimiento “Casing”, las cuales se realizaron primero para la tubería sin tener un intervalo cañoneado figura 76 a, donde no se observa deformación significativa, luego para la tubería con el intervalo cañoneado pero sin las cargas laterales provenientes de la cara del pozo figura 76 b, también para la tubería sin intervalo cañoneado y sin las

cargas laterales figura 76 c donde no se observan deformaciones significantes, y por último sin la carga axial vertical para la tubería con y sin cañoneo figura 76d, donde se ve la combinada influencia del intervalo cañoneado y las cargas laterales ya que son indispensables para desencadenar la deformación.

Figura 76. Pruebas de pandeo sobre la tubería a diferentes condiciones





Fuente: Autor

Por lo tanto se podría indicar que el factor que más favorece las condiciones de falla de la tubería es el cañoneo, el cual se encuentra en un intervalo de 5 m dentro de los 50 m de longitud que tiene la misma en la simulación, luego se encuentran las cargas laterales provenientes del pozo que se deben presentar junto con el cañoneo para generar la deformación y por último la carga axial

compresiva derivada de la compactación que actuando sola no genera deformación.

De acuerdo a esto se le debe prestar más atención a los cañoneos en la tubería de revestimiento y realizar estudios con mayor profundidad para analizar su importancia dentro de la resistencia de la tubería.

Además este mismo proceso podría servir para predecir la falla por pandeo de la tubería de revestimiento al obtenerse los resultados para diferentes estados de producción a través de los años de los pozos, en los que a su vez se varían los esfuerzos que se transmiten desde el pozo hacia la tubería de revestimiento y visualizar si se puede generar esta deformación.

CONCLUSIONES

Se encontraron los factores que influyen en la generación de las fallas de la tubería de revestimiento clasificándolos dentro de los aspectos determinados como geomecánicos, técnicos y operacionales.

Se identificó que para generar algunos de los mecanismos de falla de la tubería de revestimiento “Casing”, es necesaria la combinación de varios factores clasificados dentro de los aspectos estudiados en el capítulo 2 actuando simultáneamente, lo cual era de esperarse debido a la complejidad de los fenómenos presentes en los procesos de la industria petrolera.

Se determinaron 3 zonas predilectas para generar fallas desde el punto de vista geomecánico en la coordenada vertical, mientras que horizontalmente no se encuentra alguna correlación o distribución que permita inducir alguna característica.

Para el colapso de la tubería de revestimiento se tiene que puede ser generada tanto por procesos de producción primaria asociados a la compactación del yacimiento, así como por los procesos de producción secundaria o recobro asociados a las altas presiones manejadas en la inyección de los fluidos o la reactivación de fallas.

Se determinó la hipótesis de falla para el campo de estudio, en nuestro caso el campo Casabe, pero sólo para una cantidad limitada de pozos debido a que no se contaba con la información suficiente en los mismos, por lo que podría no ser representativa para el mismo.

Se visualizó la generación de la falla a través de la simulación, por lo que sí es posible que se presente este tipo de mecanismo de falla en el campo Casabe.

Se identificaron los factores que más influyen en la generación de la falla mediante la simulación, empezando por los cañoneos en la tubería, las cargas derivadas de la roca y por último la carga axial compresiva proveniente de la compactación.

RECOMENDACIONES

Se puede mejorar la exactitud de los resultados implementando más elementos en las mallas de las partes, aunque aumentarían los costos computacionales para los análisis.

Se deben implementar las interacciones entre los elementos para permitir la transmisión de los esfuerzos desde la roca hacia la tubería, en un mismo ensamblaje teniendo en cuenta a su vez al cemento.

Aumentar el número de los pasos para tener una mejor sensibilidad y exactitud de los resultados, contando con tiempos más pequeños para tener en cuenta también los efectos transitorios.

Acoplar un simulador de yacimientos como ECLIPSE con ABAQUS para poder interactuar el flujo de fluidos y sus variaciones de propiedades con los esfuerzos y deformaciones.

Aumentar el número de capas tanto arriba como debajo del yacimiento para analizar fenómenos como subsidencia y desplazamientos entre sus interfaces, así como varias formaciones productoras en el modelo.

Tratar de obtener una mayor cantidad de datos y registros de los pozos, para realizar un análisis más representativo en el campo.

BIBLIOGRAFIA

ABOUSLEIMAN, Younane., AL-TAHINI, Ashraf. : “Insights into borehole deformation and relationship between wellbore induced stresses, breakouts, and in-situ stresses”. Paper ARMA 08-037. 2008.

AHMED, Tarek.: “Reservoir Engineering Handbook”. Gulf Professional Publishing. 2001.

AI, Chi. y ZHAO, Wanchun: “Casing collapse strength reduction under lateral loads from yielding shales in the Daqing oil field”. Paper SPE 104471. 2007.

Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Estudio geomecánico campo Casabe-bloque VI”. Alianza Casabe. 2005.

Alianza Casabe ECOPETROL-SCHLUMBERGER.: “Metodología para el analisis de causas de colapso de revestimientos en pozos del bloque VI-campo Casabe”. Reporte Alianza Casabe. 2006.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API. :”Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties”. API Bulletin 5C3. 1994.

BG GROUP.: “Casing design manual course”. Memorias curso. 20 de noviembre de 2001.

BOSTROM, B. y SKOMEDAL, E.: “Reservoir Geomechanics with ABAQUS”. Paper Abaqus users’ conference. 2004.

BRUNO, M.S. y DUSSEAULT, M.B.: “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”. Paper SPE 72060. 2001.

BRUNO, M.S. y PATILLO, P.D. and et al: “Compaction, Subsidence and Associated Casing Damage and Well Failure Assesment for The Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island’. Paper SPE 84553. 2003.

BRUNO, M.S.: “Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage”. Paper SPE 79519. 2002.

CAPASSO, G. and MANTICA, S. et al.: “Buckling analysis for the long-term integrity evaluation of a hydrocarbon well”. Simulia customer conference. 2011.

CAPASSO, G. and MANTICA, S. et al.: "Field scale geomechanical modelling using a new automated workflow in Abaqus". Simulia customer conference. 2011.

CAPASSO, Gaia. and MANTICA, Stefano.: "Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS". Paper Abaqus user's conference. 2006.

CORZO, Reinel. y RINCON, Claudio O.: "Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in situ en campo". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2004.

FJAER, E. et al.: "Petroleum related rock mechanics". ELSEVIER. 2008.

FREDRICH, J.T. et al.: "Geomechanical Modelling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field". Paper SPE 65354. 2000.

FREDRICH, J.T. et al.: "Three Dimensional Geomechanical Simulation of Reservoir Compaction and Implications for Well Failures in the Belridge Diatomite". Paper SPE 36698. 1996.

FREIJ, Ayoub. R. et al: "Casing Integrity in Hydrate Bearing Sediment". Paper ARMA 09138. 2009.

GUANGQUAN, Xu. : " Wellbore stability in geomechanics". Tesis Ph.D The University of Nottingham. 2007.

HELWANY, Sam.: "Applied Soil Mechanics: with ABAQUS Applications". 2007.

HILBERT, L.B., et al.: "Field-Scale and Wellbore Modelling of Compaction-Induced Casing Failures". Paper SPE 47391. 1998.

HUANG, X, et al.: "Collapse strength analysis of casing design using finite element method". Paper ELSEVIER. 2000.

HUANG, Xiaolan and LIU Jianjun.: "Mechanism of Casing's Shear Failure in Water Injection Oilfield and Its Numerical Simulation". Paper Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering journal. 2011.

HUDSON, John A. et al.: " Engineering rock mechanics: An introduction to the principles". ELSEVIER. 1997.

IBEKWE, I. A. et al: "Magnolia casing design for compaction". Paper SPE 79816. 2003.

LI, X. Q., et al: "Effect of Sand Production on Casing Integrity. Paper PETSOC-2006-195. 2006.

MAYORGA, Diana.: "Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

MOLERO, Jairo C.: "Detección de presiones anormales y diseño API de revestidores". Memorias de Curso. Mayo 30 a Junio 3 de 2006.

MORITA, N. and FUH, G.F. and FURUI, H.: "Casing and Screen Failure Analysis in Highly Compacting Sandstone Fields". Paper SPE 146231. 2011.

OCHOA, Diana M.: Generación de un modelo computacional de pozo en 3d para establecer el estado de esfuerzos y deformaciones mediante la técnica de elementos finitos. Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

OCHOA, Nicolás. E. "Análisis de la Deformación y el Colapso de la tubería de Revestimiento en los Campos del Piedemonte Llanero Operados por BP". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2008.

OLARTE, Diana P.:" Metodología para Análisis de Causas de Colapso de Revestimientos en Pozos del Bloque VI-Campo Casabe Valle Medio del Magdalena". Universidad de América. 2006.

OLARTE, Paola. et al: "Casing collapse study on block VI wells: Casabe field". Paper SPE 122956. 2009.

ORTEGA, Jonnathan. : "Análisis del modelamiento computacional para la propagación de la geometría de fracturas hidráulicas empleando el método de los elementos finitos". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2012.

PATILLO, P.D., et al.: "An evaluation of concentric casing for nonuniform load applications". Paper SPE 29232. 1995.

PATTILLO, P.D. y MUJICA, Santiago: "Casing Deformation in a Tectonic Setting: Evaluation, Impact and Management". Paper SPE 74560. 2002.

RAHMAN, S.S. y CHILINGARIAN, G.V. "Casing Design Theory and Practice". Libro base de datos ELSEVIER. 1995.Morita, Nobuo and Mcleod, Harry.: "Oriented perforation to prevent casing collapse for highly inclined wells". Paper SPE 28556. 1995.

REDDY, J. N.: "An introduction to the finite element method". MCGRAW-HILL HIGHER EDUCATION. 2006 .

RIOS, Julio. Y SERRANO, Robert.: "Análisis de estabilidad de pozos multilaterales en un formación colombiana". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2011.

SIMULIA.: "Abaqus CAE/Analysis user's and example problems manual 6.11". Online documentation. 2013.

SUNAL, O., et al: "A look into casing deformation due to plastic behavior of formations". Paper SPE 117773. 2008.

SUPING, Peng. Et al: "Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study". Paper ELSEVIER. 2007.

TEODORIU, Catalin. and FALCONE, Giogia. : "Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses". Paper ELSEVIER, Geothermics 38. 2009.

VARGAS, Julián E. "Análisis de Colapsos de Casing para Pozos Productores en Arenas del Cretáceo". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2005.

XINPU, Shen: Drilling and Completion in Petroleum Engineering, Theory and Numerical Applications. Libro. 2012.

YADAV, A. y MITRA, S. et al: "Casing Impairment/ Damage in Stress- Sensitive Reservoir - A case Study". Paper PETSOC 2003-133. 2003.

YANG, L.Q. et al.: "Mechanism of Casing Failure in the Extra Heavy Oil Reservoirs and Measures to Protect Deformation". Paper PETSOC 2009-026. 2009.

YUKIHISA, Kuriyama and YASUSHI, Tsukano. Effect of wear and bending on casing collapse strength. SPE 24597. 1992.

ZOBACK, Mark D.: "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. 2007.

ANEXOS

ANEXO A. REPORTE DE EVENTOS

Bloque	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones		Aréna	Cemento	
3	21-ene-05	12-ene-06	7"- 26 y 23 lbs- N80	Calibro revestimiento hasta 5470'			Perforados	Excelente. El registro muestra senales de rugosidades (concentradas en el casing de 26#/ft), antes de canoneo	
				Cañoneo 3172'- 4691'	3249'	Cuerpo			A2
				Bajo sarta de producción	3347'	Cuerpo			A2i
					4650'	Cuello			B2c
				Se detecta restricción @ 4680'durante cambio de tubería	4682'	Cuerpo			B2c
				Durante limpieza de arena se detecta colapso de 6" a 3345'					
				Realiza corrida de caliper multifinger de 4900' a 2600'					
8	27-feb-06	18-may-10	7"- 29lbs- P110	Bajo raspador de 7"tocando @ 4938'.	4819'		Perforados	Malo	
				Corrio registros USIT-CCL-CBL-VDL-GR					
				Cañoneo los intervalos entre 3982' - 4852'					
				Bajo sarta de producción.					
				Calibro revestimiento con taper de 6" OK					
				Probo revestimiento con 500 psi, OK.					
				Con tapre de 5-15/16" toco restricción @ 4819', probo revestimeto OK.					

Bloque	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
				Corrio registros USIT-CCL-CBL-VDL-GR					
6	05-abr-06	05-jun-10	7"- 29lbs-P110	<p>Se bajó con taper mill de 6-1/8" y raspador para casing de 7" encontrando fondo a 4911', se probó revestimiento con 800 Psi ok. Se corrió combo de registros encontrando tope de cemento a 2650'. Se cañoneó el pozo de 2948' a 4798' con cañon 4.5" UJ HMX. Se bajó BHA PCP.</p> <p>Sacó sarta de producción.-El 90% de los coupling Full size salieron por el desgaste como si fueran coupling Slim hole, 2.- los coupling revestidos salieron con el revestimiento en un 80% desgastados y en algunos con 100% de desgaste, 3.- en la varilla 140 salieron algunos de los revestimientos de los coupling que habian salido desgastados 100%, 4.- el rotor salio con un minimo desgaste en las crestas]. Midió fondo con sand line @ 4951'. Bajó con taper mill de 6" hasta 3074' donde tranco, corrigio colapso de 3074' a 3076' (2'). Terminó de bajar hasta 4924' (no se detecto ningun otro colapso). Circulo pozo hasta retornos limpios. Sacó taper mill saliendo desgastado con 1/16" menos. Con empaque RTM Probo integridad del revestimiento de 7" a 2895' ok. Bajó canasta calibradora de 5-15/16" hasta 4922' pasando libre por la restricción de 3074'. Tomó USIT. Realizó cañoneo adicional, bajó tubería de trabajo a 4873' con taper mill de 5-15/16" y raspador para casing de 7". Bajó BHA de producción.</p>	3073 .75'	Cuello	A 8' de intervalo perforado	A1 h	Bueno

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento	
6	24-abr-06	09-jul-09	7"- 29lbs-P110	Cañoneo 2640'- 3606' (cemento de bueno a regular).						
				Trabajos de limpieza de arena y tubería rota. 23-10-2008: En limpieza de arena se observaron retornos de cemento, rocas y arcillas						
					2285'	Cuello	Liso	A0	Malo	
				Bajo tapper de 6" hasta 3680, OK	2650'	Cuello	Perforados	A1b	Malo	
					2940'	Cuerpo	Perforados	A1e	Bueno	
				En limpieza de arena, detecto restricción de 5-15/16" @ 3576'. Trabajo sin éxito	3290'	Cuerpo	Perforados	A2	Bueno	
				Bajo tapper de 5-9/16" detecto restricción @ 3660", OK	3420'	Cuerpo	Perforados	A2i	Excelente	
					3470'	Cuerpo	Perforados	A2i	Bueno	
				De acuerdo con el USIT se observa: corrosión: 2285'-2290', 2650'- 2700', 2940'- 2955', 3290'- 3300', 3420'-3430', 3470'- 3490' (posible hueco).	3576' (USIT OK)	Cuerpo	Liso	A3	Regular	
					3660' (NO LLEGO USIT)	NO LLEGA	NO LLEGA	A3	NO LLEGA	

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
5	18-sep-07	23-jul-08	7"- 29lbs-P110	Corrió canasta calibradora, corrió combo de registros. Bajó con taper mill de 5-15/16" y scrapper para casing de 7" hasta 5293'. Realizó cañoneo del pozo con 4 1/2" UJ4505, HMX, 5TTP los intervalos de 5176' a 4529'. Bajó BHA de producción PCP.	4850'	Cuerpo	A1' de intervalo perforado	B2c	Excelente
				Se midió fondo a 5280' y NF a 4018'. Bajó BHA con taper mill de 6-1/8" y scrapper hasta 4850' donde encontró restricción. Se realizó cañoneo adicional de los intervalos comprendidos entre 3749' y 2778'. Bajó BHA de calibración con taper de 6-1/8" y bajó hasta 3921'. Recuperó RBP y bajó BHA de PCP.					
6	19-oct-07	12-feb-10	7"- 29lbs-P110	Bajo cesta calibradora de 5-3/4" hasta 5046'	3441'	Cuerpo	Liso	A3	Malo
				Cañoneo entre 3812'- 4868'					
				Bajo taper y respador hasta 5039', OK.					
				Bajo sarta selectiva					
				En trabajo de recompletamiento, con taper de 5-7/8" se trabajo restricción entre 3441' y 3447' y entre 3455' y 3457'.					
				Se trabajo con taper de 6", pasando con 1 klbs de peso. Retorno arena de grano medio a grueso, pedazos de cemento y partículas de arcilla.					
Se abandono en B y se recompleto en A.									
5	14-nov-07	30-abr-09	7"- 29lbs-P110	Cañoneo 5089'- 5098'. Realizo suabeo	4694'	Cuerpo	Perforados	B1i	Excelente
				Asento retenedor @ 5079'					
				Cañoneo 4687'- 5027'					
				Molio retenedor hasta 5340'.					

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
				Probo casing con 600 psi, OK Realizo cementacion forzada de 5089'a 5098' Molio cemento hasta 5340', suabeo intervalo cementado (confirmar aporte) Calibro casing con taper de 5-15/16" hasta 5057' Asento Quantum @ 5078'(para dejar bolsillo), aislo intervalo 5089' - 5098' Cañoneo 2737- 3780'. Calibro con taper de 6" y 5 7/8" toco colapso @ 4694', trabajo sin exito. 5 1/8" pasa OK					
6	25-dic-07	23-ene-08	7"- 29lbs-P110	Cañoneo 5597'- 5572'	5415'	En cuello	Perforados	C	Excelente
				Suabeo intervalos canoneados					
				Cañoneo 4167'- 5458'					
				Calibro con raspador hasta 5626', OK					
				Suabeo mismos intervalos anteriores					
				Durante suabeo localizo restricción @ 5449'					
				Con casing roller 5-13/16" detecto restricción @ 5415'					
				Reparo restricciones con casing roller					
5449'	Cuerpo	Perforados	C	Excelente					
Suabeo arenas sup.									
Bajo sarta PCP									
6	02-abr-08	03-sep-10	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless desde 2515'- 3612'	2925.37'	Cuerpo	A 11' de perforados y 9' de un packer	A1f	Regular
				Bajo taper de 5-29/32" hasta 3789' OK.					
				Realizo pruebas de inyectividad					
				Bajo sarta selectiva					

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
				En operación de pesca por desconexión de safety joint, con taper de 6" se detectó y corrigió . Restricción entre 2925' y 2930'.			hidraulico tipo Tandem		
6	25-mar-08	14-feb-09	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless 2534'- 3998' Calibro con 6", OK. Bajo sarta de inyección, OK. Por desconexión en safety joint se realiza trabajo de pesca Detecto restricción con taper de 6-1/16" @ 2662' Trabajo restricción OK Recupero sarta Bajo sarta selectiva OK Por pandeo en tubería, se realiza pesca parcial de sarta selectiva Se detecto nuevamente restricción @ 2662', se trabajo con taper de 6", OK	2662'	Cuerpo (Posible Dog Leg)	A 7' de perforados	A1c	Excelente
1	27-jul-08	04-sep-10	7"- 29lbs-P110	Bajó canasta calibradora de 6" hasta 5639', corrió combo de registros Realizó cañoneo del pozo de 4144' a 5592' con 4.5" UJ HMX @ 5 HPP Con equipo de varilleo se midió fondo con cable a 5639', bajó raspador con tubería de producción hasta 4525' (no es restricción, parece ser máxima tubería en el pozo) y se bajó BHA PCP del pozo.	5090'	A 8' de cuello	A1' de intervalo perforado	B2e	Excelente

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
				Se midió fondo con sand line a 5649', se bajó con taper mill de 6-1/32" y raspador para 7" hasta 5560' (89' de relleno). Limpió con el taper desde este punto con rotación y 500/1000 lbs de peso hasta 5624' y bajó BHA de PCP.					
				Midió fondo con sand line a 5590'. Bajó con tapper mill 5-31/32" con tubería 2-7/8" H-90 hasta encontrar restricción @ 5090' ft, apoyó con 5000 lbs y al levantar tensionó 15000 lbs (peso de la sarta 30000 lbs). Armó y bajó BHA de producción con bomba oversise 30-325-OTP 20-4 (intake a 3901,36' y PVF: 4033 ft).					
3	16-ago-08	11-abr-09	7"- 29lbs-P110	Cañoneo 2512'- 3848' Con taper de 6" calibre OK Bajo sarta de produccion Se observa tub de produccion con "jeteo" @ 2500' Calibro con 4 1/2" y corrio USIT-CBL Observa hueco en revestimiento @ 2504'	2504'	En cuello	Perforados	A0	Bueno - despues de 8 meses se observa lavado (Canalizacion)
2	16-sep-08	18-nov-08	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless 3984'- 5300' Calibro con 6-1/8" hasta 5460' OK Calibro con 5-15/16 detectando restr. @ 4029' Trabajo restricción OK	4029'	En cuello	Perforados	A3	Excelente
5	22-oct-08	25-ene-	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless 2934'- 5248' Calibro con 5 29/32", OK	3876'	Cuerpo	Perforados	A2	Excelente

Blo que	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Are na	Cemento
		09		Limpieza del pozo Con taper de 5-15/16" durante pruebas de iny, detecta restricción @ 3876' Trabajo restricción con 6" Realizo pruebas de inyectividad Bajo sarta de inyeccion, OK.					
3	10-ene-09	10-mar-09	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless 3060'- 5053'	4774'	En cuello	Liso	B2d	Excelente
				Calibro con 6 1/16", OK.					
				Limpieza del pozo					
				Realizo pruebas de inyectividad					
				Suabeo grupos de 4815' a 5053'					
				Al bajar sarta de inyeccion encuentra restricción					
Trabajo restricciones @ 4774' y 4954'	4954'	En cuello	Perforados	B3	Excelente				
Bajo sarta de inyeccion, OK.									
7	23-jun-09	07-ago-10	7"- 29lbs-P110	Se calibro con 5-15/16" hasta 5349' Ok.	3642'	A 7' de cuello	Perforados	A3	Malo
				Realizo cañoneo Rigless entre 2762'- 5268'					
				Calibro con taper mill de 5 15/16" + raspador, desde superficie hasta 5312'					
				Bajo sistema PCP	3008'	En cuello	Perforados	A1d	Bueno
				Con taper de 5-15/16" encontro restricción @ 3642', reparo hasta 3648'.					
				Con corona de 5-7/8" presento leve restricción al paso por 3008'y 3642'					
8	06-jul-09	16/08/2009	7"- 29lbs-P110	Cañoneo Rigless 2806'- 5202'	4284'	A 5' de cuello	Perforados	B1i	Excelente
				Con taper de 6" encontro restricción @ 4284'					
				Trabajo restricción, sin exito					
				Bajo BHA de producción					

Bloque	Fecha de perforación	Fecha de detección de la restricción	Revestimiento	Secuencia de eventos	Ubicación de las restricciones			Areña	Cemento
	06-jul-09	27-sep-10		Con taper de 5-21/32" encontro restricción @ 5085'	5085'	Cuerpo	Perforados	B3	Excelente
	06-jul-09	28-sep-10		Con taper de 6" se encontro restricción @ 3210'	3210'	A 5' de cuello	Perforados	A2	Excelente

ANEXO B. ARCHIVO PLANO DE LA SIMULACION

Para la roca:

*Heading

** Job name: globroca Model name: Model-1

*Preprint, echo=NO, model=NO, history=NO, contact=NO

** PARTS

*Part, name=roca

** MATERIALS

*Material, name=roca

*Density

2400.,

*Elastic

10342., 0.3

*Permeability, specific=0.1

0.0087, 0.33

*Mohr Coulomb

25., 18.

*Mohr Coulomb Hardening

5. ,0.

** BOUNDARY CONDITIONS

** Name: enc Type: Symmetry/Antisymmetry/Encastre

*Boundary

_PickedSet63, ENCASTRE

** Name: pp Type: Pore pressure

```

*Boundary
_PickedSet64_PP_, 8, 8
** PREDEFINED FIELDS
** Name: Predefined Field-2  Type: Void ratio
*Initial Conditions, TYPE=RATIO
_PickedSet65, 0.3
** Name: porep  Type: Pore pressure
*Initial Conditions, TYPE=PORE PRESSURE
_PickedSet66, 8.7
** Name: tect  Type: Stress
*Initial Conditions, type=STRESS
_PickedSet67, -13.62, -15.23, -21.7, 0., 0., 0.
** -----
** STEP: geo
*Step, name=geo
*Geostatic, utol=5e-05
10., 10., 0.0001, 10.
** LOADS
** Name: grav  Type: Body force
*Dload
_PickedSet68, BZ, 9.8
** OUTPUT REQUESTS
*Restart, write, frequency=0
** FIELD OUTPUT: F-Output-1

```

```
*Output, field
*Node Output
POR, U
*Element Output, directions=YES
E, MISES, PEEQ, S, SAT, VOIDR
** HISTORY OUTPUT: H-Output-1
*Output, history, variable=PRESELECT
*End Step
** -----
** STEP: verifica
*Step, name=verifica
*Static
1., 1., 1e-05, 1.
** OUTPUT REQUESTS
*Restart, write, frequency=0
** FIELD OUTPUT: F-Output-1
*Output, field
*Node Output
U,
*Element Output, directions=YES
E, MISES, PEEQ, S
** HISTORY OUTPUT: H-Output-1
*Output, history, variable=PRESELECT
*End Step
```

Para el sub-modelo de roca:

*Heading

** Job name: subjob Model name: submodelo

*Preprint, echo=NO, model=NO, history=NO, contact=NO

** PARTS

*Part, name=roca

** MATERIALS

*Material, name=roca

*Density

2400.,

*Elastic

10342., 0.3

*Permeability, specific=0.1

0.0087, 0.33

*Mohr Coulomb

25.,18.

*Mohr Coulomb Hardening

5.,0.

** BOUNDARY CONDITIONS

** Name: enc Type: Symmetry/Antisymmetry/Encastre

*Boundary

_PickedSet69, ENCASTRE

** Name: pp Type: Pore pressure

*Boundary

```

_PickedSet70_PP_, 8, 8
** PREDEFINED FIELDS
** Name: Predefined Field-2  Type: Void ratio
*Initial Conditions, TYPE=RATIO
_PickedSet71, 0.3
** Name: porep  Type: Pore pressure
*Initial Conditions, TYPE=PORE PRESSURE
_PickedSet72, 8.7
** Name: tect  Type: Stress
*Initial Conditions, type=STRESS
_PickedSet73, -13.62, -15.23, -21.7, 0., 0., 0.
** -----
** STEP: Mw
*Step, name=Mw
*Static
10., 10., 0.0001, 10.
** BOUNDARY CONDITIONS
** Name: submodel Type: Submodel
*Boundary, submodel, step=2
_PickedSet75, 1, 1
_PickedSet75, 2, 2
_PickedSet75, 3, 3
** LOADS
** Name: Mw  Type: Pressure

```

```

*Dsload
_PickedSurf74, P, 11.7
** OUTPUT REQUESTS
*Restart, write, frequency=0
*Output, field, frequency=0
*Output, history, frequency=0
*End Step
** -----
** STEP: Ppore
*Step, name=Ppore
*Soils, utol=1.0, cetol=1.
1., 1., 1e-05, 1.,
** LOADS
** Name: Mw  Type: Pressure
*Dsload, op=NEW
** Name: pwf1  Type: Pressure
*Dsload, op=NEW
_PickedSurf76, P, 8.1
** Name: vel  Type: Surface pore fluid
*Dsflow
_PickedSurf78, S, -50.
** OUTPUT REQUESTS
*Restart, write, frequency=0
** FIELD OUTPUT: exit

```

*Output, field
*Node Output, nset=roc
POR,
*Element Output, elset=roc, directions=YES
E, MISES, P, PEEQ, PRESSONLY, S
*Output, history, frequency=0
*End Step

Para el casing:

*Heading
** Job name: recor1 Model name: wcompletamiento
*Preprint, echo=NO, model=NO, history=NO, contact=NO
** PARTS
*Part, name=casing
** MATERIALS
*Material, name=casing
*Density
7.85,
*Elastic
210000., 0.3
*Material, name=cement
*Density
1893.26,
*Elastic

```

15000., 0.32
*Material, name=roca
*Density
2400.,
*Elastic
10342., 0.3
*Permeability, specific=0.1
0.0087, 0.33
*Mohr Coulomb
25.,18.
*Mohr Coulomb Hardening
5.,0.
** BOUNDARY CONDITIONS
** Name: BC-2 Type: Symmetry/Antisymmetry/Encastre
*Boundary
_PickedSet103, ENCASTRE
** Name: cem Type: Displacement/Rotation
*Boundary
_PickedSet104, 1, 1
_PickedSet104, 2, 2
** -----
** STEP: comple
*Step, name=comple
*Static

```

10., 10., 0.001, 10.

** BOUNDARY CONDITIONS

** Name: BC-2 Type: Symmetry/Antisymmetry/Encastre

*Boundary, op=NEW

_PickedSet103, ENCASTRE

** Name: cem Type: Displacement/Rotation

*Boundary, op=NEW

_PickedSet104, 1, 1

_PickedSet104, 2, 2

** LOADS

** Name: pind Type: Pressure

*Dsload

_PickedSurf106, P, 23.52

** Name: pwf Type: Pressure

*Dsload

_PickedSurf105, P, 1.8

** Name: over Type: Pressure

*Dsload

_PickedSurf89, P, 21.7

** OUTPUT REQUESTS

*Restart, write, frequency=0

** FIELD OUTPUT: esf

*Output, field

*Element Output, directions=YES

E, MISES, PEEQ, S

** HISTORY OUTPUT: H-Output-1

*Output, history, variable=PRESELECT

*End Step