

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO USADA EN EL  
POZO ANH-PATIA-1-ST-P PERFORADO EN CONVENIO CON LA  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER Y LA AGENCIA NACIONAL DE  
HIDROCARBUROS

JULIO CESAR RIVERA GONZALEZ  
CRISTIAN ALONSO HERNANDEZ TELLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013

EVALUACION TECNICA DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO USADA EN EL  
POZO ANH-PATIA-1-ST-P PERFORADO EN CONVENIO CON LA  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER Y LA AGENCIA NACIONAL DE  
HIDROCARBUROS

JULIO CESAR RIVERA GONZALEZ  
CRISTIAN ALONSO HERNANDEZ TELLEZ

Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR  
ING. JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN  
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013

## AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por darme fuerza y sabiduría para cumplir esta etapa tan importante en mi vida, a mis padres Dagoberto Rivera y Nubia González y hermanos quienes fueron de gran apoyo.

Le doy gracias a mi esposa Sandra Manosalva quien me dio su compañía incondicional y motivación constante para continuar.

Agradezco a la Universidad Industrial De Santander por abrirme sus puertas y permitir mi formación profesional a Cristian Hernández compañero de proyecto que su conocimiento fue de vital importancia para culminar esta labor, de igual forma a los amigos y compañeros que siempre me dieron una amistad verdadera.

Un agradecimiento especial a Dios por enviar bendición a mi hogar con la llegada de mi hija Sara Sofía quien me dio fuerza para continuar y motivación especial en mi vida.

**JULIO CESAR RIVERA GONZALEZ**

## DEDICATORIA

Me llena de orgullo haber terminado con éxito una etapa tan importante en mi vida es por esto que quiero dedicar mi trabajo y mi esfuerzo a personas que fueron de gran apoyo, que hicieron posible realizar mi sueño.

Mis padres Dagoberto Rivera y Nubia González quienes estuvieron ahí siempre para dar su apoyo, mis hermanos Jimmy, Jenny, Dagoberto, que impulsaron mi carrera.

A mi esposa Sandra Manosalva que estuvo siempre en momentos de tristeza y alegría dándome palabras de alimento y fuerza.

Hago una dedicatoria especial a mi hija Sara Sofía que fue mi mayor motivación y el impulso más grande para realizar mi trabajo.

**JULIO CESAR RIVERA GONZALEZ**

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por todos sus favores recibidos, por todas las luchas y sufrimientos que con su perfecto amor venció por mí, por la sabiduría y entendimiento que de su mano recibí para solucionar los inconvenientes presentes durante el desarrollo del proyecto. También a mis padres y hermanos con quienes los lazos del amor y unidad siempre estuvieron presentes brindando la fortaleza y seguridad para seguir, para luchar, para vencer. A mis queridos hermanos Alcibíades, Consuelo, Javier, Edgar, Olfar, Héctor, Alexis, Neyla y Ludy quienes me brindaron su apoyo económico, emocional y espiritual para cumplir satisfactoriamente los objetivos de mi carrera.

A los ingenieros Zulma Rodríguez, Jorge Calvete, Werney Machuca y Herney Delgado quienes contribuyeron en la elaboración del presente proyecto de grado mediante sus sugerencias, recomendaciones y experiencias propias de la labor en campo.

Finalmente a mis amigos Sandra Manosalva, Johanna Ayala, Diana Jaimes Fabián Marín, Alexander Martínez, Cesar Beltrán y compañeros de luchas con quienes compartí momentos de tristezas, alegrías y angustias que parecían nunca acabar y que con su compañía humor y carisma alegraron los días cruciales y de dificultad. A mi gran amigo y compañero de proyecto Julio Cesar Rivera González quien con su sabiduría y disciplina enfrente con constancia tan extenuante labor para llevarnos a la satisfacción de ser hoy Ingenieros de Petróleos. A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos quienes abrieron sus puertas y pusieron a disposición los recursos para darnos el mejor proceso de formación.

**CRISTIAN ALONSO HERNANDEZ TELLEZ**

## DEDICATORIA

La vida avanza a un ritmo imperceptible, lo cual requiere de la disposición, valentía y la disciplina para alcanzar las metas y derrotar los obstáculos que con el pasar de los días se presentan comúnmente.

Toda la gloria sea para Dios, pues su infinito amor nos lleva de victoria en victoria.

Dedico este momento de mi vida el ser profesional a mis padres y cada uno de mis hermanos, con quien compartimos orgullosamente los apellidos HERNANDEZ TELLEZ de una pareja humilde llena de valores y quienes dieron todo de sí para mi formación como persona y profesional de la Universidad Industrial de Santander.

A mis hermanas Consuelo, Ludy y Neyla quienes fueron las personas más insistentes y que me brindaron su ánimo y apoyo incondicional creyendo fielmente en mis capacidades y finalmente dándome la fortaleza para no desmayar, ni renunciar con este proyecto de vida. También a mi querido hermano Javier quien ha recibido la noticia con mucha alegría, pues fue él quien puso la primera piedra para que su hermano menor se hiciera profesional como él siempre lo soñó.

**CRISTIAN ALONSO HERNANDEZ TELLEZ**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	25
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO .....	28
1.1 GENERALIDADES TUBERIA DE REVESTIMIENTO .....	28
1.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO .....	28
1.3 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	29
1.4 Conductora.....	29
1.5 Estructural.....	30
1.6 Superficial .....	30
1.7 Intermedia.....	31
1.8 Cortas (Liners).....	32
1.9 tipos de liners .....	32
1.10 Producción.....	33
2. PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	35
2.1 Diámetro exterior y grosor de la pared.....	35
2.2 Peso por unidad de longitud.....	35
2.3 Grado del acero.....	36
2.4 Tipo de conexión.....	38
2.5 Longitud de la junta.....	40
3. PROPIEDADES DEL ACERO.....	41

3.1	Punto de Cedencia.....	41
3.2	Tenacidad a la fractura.....	44
3.3	Dureza Brinell.....	45
3.4	Soldabilidad.....	46
3.5	Tensión-Deformación .....	49
3.6	Límite elástico y Resistencia a la tracción.....	52
3.7	Módulo de elasticidad longitudinal o Módulo de Young.....	53
3.8	Módulo de elasticidad transversal .....	55
3.9	Coefficiente de Poisson.....	56
3.10	Estricción.....	59
3.11	Resiliencia.....	59
3.12	Otros datos de diseño .....	60
4.	FALLAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	62
4.1	Ovalamiento .....	64
4.2	Aplastamiento .....	64
4.3	Excentricidad.....	65
4.4	El desgaste .....	66
4.5	Falla por elongación.....	67
4.6	Fallas por estallido .....	68
4.7	Fallas en las conexiones o juntas .....	68
4.8	Salto de roscas (jump-out) .....	69
4.9	Fractura.....	69

4.10	Causas más comunes de fallas en tubería .....	70
5.	PREDICCIÓN DE DESGASTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .	72
5.1	Presión de contacto y carga .....	72
5.2	Patas de perro.....	72
5.2.1	Cálculo del DogLeg por el Método de Radio de Curvatura .....	73
5.3	Registros .....	74
5.3.1	Registro de Buzamiento (Dipmeter) .....	74
5.3.2	Registro de Calibración. ....	75
5.4	Material de la tubería de revestimiento .....	76
5.5	Inspeccion: bujes, centralizadores y cementación .....	76
5.6	Banda dura de tubería de perforación.....	76
5.7	Protectores de la tubería de perforación .....	77
5.8	TIPOS DE LODO .....	77
5.8.1	Lodos Base Agua.....	77
5.8.2	Lodos Base Aceite .....	77
5.8.3	Lodos Pesados .....	77
5.9	Formaciones poco consolidadas:.....	78
5.9.1	Barita.....	78
5.9.2	Arcilla Organofílica .....	80
5.10	Arena/Sedimento .....	81
5.11	Lubricantes.....	82
6.	CRITERIOS DE DISEÑO.....	83
6.1	Presión hidrostática.....	83
6.2	Tensión .....	85

6.3	Colapso .....	88
6.4	Estallido.....	95
6.5	Patada extendida .....	97
6.6	Patada sin extendida:.....	98
6.7	Profundidades de asentamiento.....	98
7.	DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA, PORO Y GRADIENTES DE FRACTURA. ....	100
7.1	Determinación de la presión de sobrecarga.....	100
7.2	Determinar presión de formación por medio de registros sínicos: .....	102
7.3	Método Eaton con registro sínico: .....	103
7.4	determinación de presión de formación basado en el exponente d. ....	105
7.5	Método de Eaton usando exponente “d”.....	107
7.6	Método con registros de resistividad: .....	108
7.7	calculo de la presión de fractura. ....	111
7.7.1	Método de Hubert & Willis: .....	111
7.7.2	Correlación de Matthews y Kelly .....	112
7.7.3	Correlación de Pennebaker.....	113
7.7.4	Correlación de Eaton.....	115
8.	ESFUERZOS IN- SITU. ....	117
8.1	Esfuerzo Vertical .....	117
8.2	Esfuerzos Horizontales .....	118
8.3	Determinación del esfuerzo horizontal mínimo.....	120
8.4	Coefficiente Estático de la Tierra .....	120

8.5	Calculo del esfuerzo horizontal maximo.....	120
8.6	TÉCNICAS DE CAMPO .....	121
8.6.1	Técnica de Breakout .....	121
8.7	Medición de la Magnitud de los Esfuerzos a Partir de los Breakouts .....	123
8.8	Fracturas de Tensión Inducidas Durante la Perforación. ....	123
8.9	Pruebas de Integridad de Presión.....	124
8.10	Prueba de Integridad de Formación (FIT). ....	125
8.11	Prueba de Leak-off (LOT). ....	125
9.	CÁLCULOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE REVESTIMIENTO.....	127
9.1	Calculo de presión de sobrecarga.....	127
9.2	cálculo de presión de formación:.....	131
9.3	Método exponente d.....	131
9.4	presion de formación con registro sínico.....	140
9.5	cálculo de presión de fractura. ....	143
9.6	Calculo de la ventana de lodos o ventana operacional .....	146
9.7	cálculo de esfuerzos in situ. ....	149
10.	DISEÑO DEL REVESTIMIENTO .....	154
10.1	Informacion general.....	154
10.2	Propuestas para la evaluación y análisis de costos de las tuberías.....	159
10.2.1	Literales.....	160
10.3	Factores de seguridad para las tuberías de revestimiento. ....	161
11.	Aplicación software para el diseño de revestimientos- softcasing.....	182

11.1	Información general del pozo .....	184
11.2	Factores de seguridad.....	184
11.3	MOP (margin over pull). .....	185
11.4	Tipos de tuberías de revestimiento .....	185
11.5	Densidad .....	186
11.6	Tipo de pozo .....	187
11.7	Ventana de resultados .....	187
	CONCLUSIONES .....	189
	RECOMENDACIONES .....	192
	BIBLIOGRAFIA.....	193
	ANEXOS .....	196

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de tuberías de revestimiento .....	34
Figura 2. Código de colores para tubería de revestimiento. ....	38
Figura 3. Tipos de conexiones .....	39
Figura 4. Diagrama de Graville .....	48
Figura 5. Esfuerzo de Tensión.....	50
Figura 6. Módulo de Young.....	54
Figura 7. Desgaste en tuberías de revestimiento.....	63
Figura 8. Ovalamiento en tuberías de revestimiento.....	64
Figura 9. Falla por colapso .....	65
Figura 10. Sección transversal de una tubería excéntrica .....	66
Figura 11. Falla por tensión .....	67
Figura 12. Falla por estallido.....	68
Figura 13. Fallas en las conexiones o juntas .....	69
Figura 14. Fallas en juntas y cajas de tuberías de revestimiento.....	70
Figura 15. Método de Radio de Curvatura.....	73
Figura 16. Herramienta Caliper.....	75
Figura 17. Mineral barita. ....	79
Figura 18. Arcilla organofílica.....	81
Figura 19: Presión hidrostática. ....	83
Figura 20. Esfuerzo de tensión .....	88
Figura 21. Colapso.....	90
Figura 22. Esfuerzo- Deformación. ....	91
Figura 23. Estallido .....	97
Figura 24. Método gráfico de profundidad de asentamiento.....	99
Figura 25. Tendencia de un registro sónico.....	104
Figura 26. Comportamiento normal exponente de perforación "dc" .....	107
Figura 27. Resistividad contra profundidad de un pozo en el golfo de México ....	110

Figura 28. Coeficiente de Matthew y Kelly. ....	112
Figura 29. Correlación de Pennebaker para una relación de esfuerzo efectivo... 114	114
Figura 30. Correlación de Pennebaker para un esfuerzo vertical de sobrecarga 115	115
Figura 31. Correlación de Eaton para la relación de Poisson .....	116
Figura 32. Prueba leak off test. ....	126
Figura 33. Presión de Sobrecarga .....	130
Figura 34. Exponente dc contra profundidad .....	133
Figura 35. Grafica de presión de formación por Eaton-exp dc.....	135
Figura 36. Registro Resistividad. ....	136
Figura 37. Presión de poro con registro de resistividad. ....	139
Figura 38. Presión de formación con Eaton-Sónico.....	142
Figura 39. Ventana de lodos. ....	149
Figura 40. Esfuerzos horizontales mínimo.....	152
Figura 41. Esfuerzos Horizontal Máximo. ....	153
Figura 42. Ubicación pozo ANH-PATIA-1-ST-P .....	154
Figura 43. Estado Mecánico actual del pozo .....	158
Figura 44. Estado mecánico literal A .....	165
Figura 45. Estado mecánico literal B .....	166
Figura 46. Estado mecanico literal C .....	169
Figura 47. Estado mecánico literal D .....	173
Figura 48. Estado mecanico literal E .....	176
Figura 49. Acerca de-programa. ....	182
Figura 50. Presentación del software.....	183
Figura 51. Ventana de diseño. ....	184
Figura 52. Modulo información general.....	184
Figura 53. Modulo factores de seguridad.....	185
Figura 54. Margin over pull .....	185
Figura 55. Modulo tipos de tuberías.....	186
Figura 56. Módulo de densidad.....	187

Figura 57. Tipo de pozo. ....187  
Figura 58. Ventana de resultados. ....188

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de grados de acero .....	36
Tabla 2. Resistencia a la cedencia. ....	37
Tabla 3. Conexión a utilizar según la presión. ....	40
Tabla 4. Longitudes de las tuberías de revestimiento. ....	40
Tabla 5. Tensión a la resistencia mínima. ....	41
Tabla 6. Módulo de elasticidad transversal para los materiales. ....	56
Tabla 7. Resiliencia de los diferentes grados de aceros. ....	60
Tabla 8. Factores de seguridad usados en la industria. ....	84
Tabla 9. Densidad de diferentes tipos de rocas .....	102
Tabla 10. Presión de Sobrecarga .....	127
Tabla 11. Datos para el cálculo de exp D .....	131
Tabla 12. Exponente D corregido (Dc). ....	132
Tabla 13. Presión de formación con exp Dc. ....	134
Tabla 14. Presión de formación por Eaton- Resistividad. ....	137
Tabla 15. Presión de formación con registro sísmico. ....	140
Tabla 16. Presión de fractura método Hubert & Willis .....	143
Tabla 17. Ventana de Lodos .....	146
Tabla 18. Esfuerzos Mínimos y Máximos. ....	150
Tabla 19. Ficha técnica del pozo .....	155
Tabla 20. Núcleos extraídos del pozo. ....	156
Tabla 21. Estado Mecánico Real vs Programado. ....	157
Tabla 22. Factores de seguridad por colapso literales A y B .....	161
Tabla 23. Colapso para tubería superficial literal A y B. ....	162
Tabla 24. Colapso para tubería intermedia literal A y B. ....	163
Tabla 25. Factores de seguridad por estallido y tensión literal a .....	164
Tabla 26. Factores de seguridad por estallido y tensión literal B. ....	164
Tabla 27. Colapso para diseño combinado propuesto literal C. ....	167

Tabla 28. Factores de seguridad para tensión y estallido literal C.....	168
Tabla 29. Colapso para tubería combinada literal D. ....	170
Tabla 30. Factores de seguridad para estallido y tensión literal D.....	172
Tabla 31. Factores de seguridad por colapso literal E .....	174
Tabla 32. Factores de seguridad para estallido y tensión literal E .....	175
Tabla 33. Costos literal B.....	178
Tabla 34. Costos literal C.....	178
Tabla 35. Costos literal D.....	179
Tabla 36. Costos literal E .....	179
Tabla 37. Análisis de costos .....	180

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Dureza para los tipos de aceros.....	196
Anexo B. Limite elástico para acero no aleados. ....	198
Anexo C. Limite elástico para aceros soldables.....	198
Anexo D. Limite elástico mínimo para aceros de grano fino. ....	199
Anexo E. Limite elástico de aceros con resistencia a la corrosión.....	199
Anexo F. Limite elástico para aceros en la condición de templado.....	200
Anexo G. Coeficiente de Poisson para varios materiales. ....	200
Anexo H. Módulo de Young para diversos materiales. ....	201
Anexo I. Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento.....	202

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACION TECNICA DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO USADA EN EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P PERFORADO EN CONVENIO CON LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER Y LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.\***

**AUTORES:** JULIO CESAR RIVERA GONZÁLEZ\*\*  
CRISTIAN ALONSO HERNÁNDEZ TÉLLEZ

**PALABRAS CLAVES:** Revestimiento, Diseño, Tubería, Presión, Esfuerzos, sobrecarga, cauca, registros, fractura.

La selección de las tuberías de revestimiento es una importante consideración que se debe tener en cuenta cuando se realiza la planificación de perforación de pozos, pues el éxito de la operación y los costos del proyecto van en función de los tubulares seleccionados en el desarrollo del mismo.

El presente trabajo se desarrolló con el fin de evaluar las tuberías de revestimiento del pozo ANH-PATIA-1-ST-P Perforado en la Cuenca del Cauca Patía, por la Universidad Industrial de Santander con el fin de determinar las mejores condiciones de operación que cumplan con los factores de diseño propuestos por la norma.

En el desarrollo del proyecto se determinó las presiones de poro y esfuerzos horizontales mediante la aplicación de técnicas y métodos conocidos como registros y correlaciones geológicas de esfuerzos in situ que son factores dispendiosos para el desarrollo de los diseños de revestimiento.

Como valor agregado del presente trabajo se elaboró un software, el cual contiene información geológica y parámetros fundamentales de diseño propio o correspondiente a la zona en estudio. Esta aplicación permite calcular y visualizar de forma segura los revestimientos propuestos por el conocimiento ingenieril cuando se proponen las profundidades de asentamiento y los diámetros correspondientes a las tuberías que hacen parte de cada sección.

Finalmente se establecieron los factores de seguridad para los criterios de estallido, colapso y tensión vinculados para los cálculos del software.

---

\* Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE PIPE COATING USED IN WELL-PATIA ANH-1-ST-P PUNCHED IN AGREEMENT WITH INDUSTRIAL DE SANTANDER UNIVERSITY AND NATIONAL AGENCY OF HYDROCARBONS.\***

**AUTHORS:** JULIO CESAR RIVERA GONZÁLEZ \*\*  
CRISTIAN ALONSO HERNÁNDEZ TÉLLEZ

**KEYWORDS:** Casing, Design, Pipe, formation pressure, strain, overload, Cauca, logs, fracture.

The selection of the casing is an important consideration that should be taken into account when planning drilling is done because the success of the operation and project costs are a function of the selected tubular its development .

This work was developed in order to assess the well casing PATIA ANH- -1- ST -P Perforated Cauca Basin in Patia by the Industrial University of Santander in order to determine the best operating conditions satisfying with design factors given by the standard.

In project development pore pressures and horizontal stress was determined by the application of techniques and methods known as records and geological correlations in situ efforts are tedious to develop designs covering factors.

As an added value of this work, a software which contains geological and fundamentals own design or relevant to the study area was developed. This application allows you to calculate and display securely coatings engineering knowledge given by the settlement when the depths and diameters corresponding to the pipes that are part of each section is proposed.

Finally the safety factors for burst and collapse criteria linked to stress calculations were established software .

---

\* Work Degree

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Eng. JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN.

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en Colombia enfrenta en los últimos años una considerable disminución de las tasas de producción de hidrocarburos haciendo evidente un continuo desequilibrio entre la oferta y la demanda de los recursos energéticos que contribuyen al desarrollo comercial e industrial en los diferentes campos económicos de nuestro país.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha implementado medidas para enfrentar esta situación que diario genera inestabilidad e incertidumbre en los diferentes sectores de la economía Nacional los cuales dependen de los recursos hidrocarburos para subsistir comercialmente. La exploración de nuevas cuencas en el país es quizá su mejor alternativa dadas las circunstancias con el fin de incrementar la tasa de producción de hidrocarburo.

En vista de la crisis venidera la ANH promueve la perforación de pozos estratigráficos en nuevas cuencas con el fin de incrementar las posibilidades de reservorios que compensen la decadencia de algunos que a lo largo de los años han venido satisfaciendo la demanda de hidrocarburos en el país. En consecuencia se perfora el pozo **ANH-PATIA-1-ST-P** dado por el convenio entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Industrial de Santander (UIS) en la Cuenca del Cauca Patía. El pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P está localizado en el municipio de Mercaderes, Departamento del Cauca, aproximadamente a 1.400 metros desde el carretable que conduce de Mercaderes al corregimiento de San Joaquín, jurisdicción Vereda Canto Llano.

La perforación de pozos es un compendio de actividades planeadas y organizadas simultáneamente con el fin de determinar la presencia de hidrocarburos en una cuenca, costa de una amplia y completa selección del recurso humano para su

elaboración y ejecución además del debido empleo de los recursos con el fin de garantizar la seguridad de los operarios y el éxito de la operación para evitar costos por tiempos no productivos.

El diseño de las tuberías de revestimiento de pozos es una importante y minuciosa labor, que representa entre un 30% y 40% de la inversión en el desarrollo del proyecto y debe contar con un estricto modelamiento cumpliendo en su totalidad las condiciones exigidas por la norma **API 5 CT** para tuberías de revestimiento.

El desarrollo de este proyecto permite estimar las condiciones y parámetros a los cuales están sometidos los revestimientos empleados en el pozo Patía como son los factores de seguridad colapso, estallido y tensión. Además los esfuerzos verticales y horizontales máximos con el fin de evaluar y rediseñar las mejores condiciones operacionales y de este modo optimizar los costos de operación en el momento de dar inicio al proyecto.

La evaluación de los factores de seguridad de las tuberías empleadas en la construcción del pozo permiten establecer si existe una mala selección del revestimiento ya sea por sobre diseño o por factores de seguridad por debajo de lo estipulado en la norma API 5 CT y la experiencia en campo de los jefes de equipo y operación. Es importante destacar que la falta de información para el desarrollo del proyecto fue la principal limitante, pues se partió exclusivamente de la experiencia, creatividad e ingeniería de los docentes vinculados a tan extremada labor, dado que la cuenca Patía nunca antes había sido explorada o existía registro alguno.

Con los datos obtenidos a partir de los diferentes registros como el sónico, densidad, resistivo y los parámetros de perforación en la cuenca se procede a determinar las condiciones reales de operación como presión de formación y los diferentes tipos de esfuerzos que actúan en las estructuras geológicas para re

evaluar y diseñar un óptimo revestimiento que cumpla con los factores de seguridad en aras de la construcción de un futuro pozo en la cuenca ya sea de tipo exploratorio, estratigráfico o de desarrollo dado el caso de interés de las corporaciones estatales en materia de investigación y avance productivo.

El desarrollo del proyecto permite comparar las condiciones a las cuales se encuentra expuesto el revestimiento actual con el propuesto y determinar si es posible considerar una mejora frente a la propuesta con el fin de reducir los costos del proyecto y dar un mejor uso a los recursos, pues en consideración un alto porcentaje de la operación la rigen las tuberías empleadas para recubrir el pozo.

# 1. CONCEPTOS BÁSICOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

## 1.1 GENERALIDADES TUBERIA DE REVESTIMIENTO

## 1.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO<sup>1</sup>

La tubería de revestimiento constituye uno de los aspectos más importantes dentro de la operación de perforación tanto desde el punto de vista técnico como económico. Operativamente, la preparación y corrida de la tubería de revestimiento siempre serán pasos que requieren gran atención para realizarlos con éxito; a este punto se debe asumir que el diseño correspondiente ya ha sido realizado tomando en consideración las condiciones existentes y que se den durante la vida del pozo.

Las tuberías de revestimiento son usadas para:

- Reforzar el pozo.
- Aislar formaciones inestables, fluyendo, bajo balance o sobre balance.
- Prevenir la contaminación de reservorios de agua fresca.
- Actuar como conducto para operaciones asociadas (perforación, trabajos con línea de acero, completamiento y más sartas de revestimiento y tubería) con dimensiones conocidas (ID's, etc.).
- Sostiene el cabezal de pozo, conjunto de preventoras anulares y tipo arietes y sartas de tubería de revestimiento adicionales.

---

<sup>1</sup> PEÑA ARIS y NEBUR J. MIJARES RIERA. Diseño y cementación de revestidores. U.N.E.L.L.E.Z. Venezuela. Junio. 2012.

### **1.3 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>2</sup>**

Un diseño de revestimiento es exitoso cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completamiento, profundizaciones, producción y workover durante la vida útil del pozo a un costo optimizado.

El diseño de la tubería de revestimiento se refiere a alcanzar la profundidad total de manera segura, con la cantidad de sartas de revestimiento o "liners", económicamente efectivas.

Existen seis tipos de tuberías de revestimiento cada una con diferentes funciones especializadas pero en conjunto tienen varias funciones dentro de los trabajos de perforación de un pozo. Los tipos de tuberías de revestimiento son:

#### **1.4 CONDUCTORA.**

La sarta es utilizada para apoyar formaciones no-consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y reviste cualquier depósito poco profundo de gas. La sarta es usualmente cementada a la superficie en tierra y al lecho marino costa afuera. Esta es la primera sarta a la que se instala la columna de BOP. En caso de que se utilicen BOP's de superficie (es decir auto elevables) la sarta de conducción también sostiene el cabezal de pozo, el arbolito y sartas de revestimiento subsecuentes.

Consideraciones:

- El conductor aísla formaciones no consolidadas.
- Protege contra el gas superficial.

---

<sup>2</sup> SCHLUMBERGER. Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

- La profundidad normal para tubo conductor es de 30 a 250 pies.

## **1.5 ESTRUCTURAL.**

En ciertas ocasiones, las condiciones de perforación requieren de una sarta de tubería de revestimiento adicional entre la tubería conductora y la superficial, comentada a profundidades que varían entre los 600 y 1000 pies. Las funciones de la tubería de revestimiento estructural son la de resolver problemas adicionales de pérdida de circulación, evitar derrumbes y minimizar los problemas de brotes en zonas someras con gas.

## **1.6 SUPERFICIAL**

Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sartas de revestimiento subsecuentes y es muchas veces utilizada para aislar formaciones problemáticas. La sarta se encuentra, ya sea cementada a la superficie o en el interior de la sarta de conducción.

- El revestimiento superficial también está diseñado para aislar acuíferos y evitar que sean contaminados por hidrocarburos o agua salada, que se pueden encontrar en la perforación más profunda.
- Proporciona protección contra reventones, aísla arenas no consolidadas y evita la pérdida de circulación
- En pozos desviados, el revestimiento superficial puede cubrir la sección de construcción para impedir el asentamiento durante la perforación en la sección más profunda.

## 1.7 INTERMEDIA.

Este tipo de tubería generalmente es sentada en zonas de transición a formaciones con presiones anormalmente altas. Provee seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que podrían poner en peligro la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Es ubicada con el fin de sellar zonas con posibilidades de pérdidas de circulación severas, aislar domos salinos, anhidrita o problemas de tectónica de placas. Es primordial garantizar un buen trabajo de cementación con el fin de sellar cualquier zona de hidrocarburo y evitar la comunicación dentro de la sarta de tubería con zonas de aguas superiores. En muchos casos para la cementación de esta sarta de tubería se utiliza el proceso de cementación multi-etapa con el fin de prevenir que formaciones débiles soporten presiones altas por acción de las columnas hidrostáticas del cemento. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento. El tamaño oscila entre 6 5/8 a 20 el tamaño más común para este tipo de tubería es de 9 5/8”.

Cuando usar este tipo de revestimiento:

- En formaciones débiles, que se descomponen y causan la pérdida de la circulación del fluido de perforación.
- En zonas de alta presión (generalmente gas geo-presionado) Así que la perforación no puede luego continuar en hueco abierto.
- Cuando hay presencia de lutitas que se hinchan al entrar en contacto con agua o lodo de perforación.

## **1.8 CORTAS (LINERS).**

Este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El "liner" es suspendido de la tubería intermedia por medio de un arreglo de un empaque y cuñas denominado "liner hanger". Este tipo de tubería es cementada de acuerdo a los requerimientos de diseño ya sea en la totalidad de su longitud o a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantiza la integridad del pozo. La principal ventaja de los liners es la reducción en longitud y diámetro de las tuberías a emplear, lo cual trae como resultado un escenario de diseño más favorable en el aspecto económico y reduce los requerimientos en capacidad de carga del equipo de perforación. Sin embargo, la posibilidad de fugas a través del liner-hanger y la dificultad para obtener una correcta cementación primaria debido a la disminución del espacio anular, deben ser consideradas para la selección de una sarta con tubería intermedia y liner. La Figura 1 muestra claramente los tipos de tuberías usadas en la industria.

## **1.9 TIPOS DE LINERS**

Liner de perforación: utilizado para aislar zonas donde se presenten pérdidas de circulación o presiones anormales y permitir la perforación de zonas más profundas. También es utilizado para lograr reducción en los costos de la tubería de revestimiento o en caso de presentarse limitaciones en la capacidad de carga del equipo.

Liner de producción: es corrido en reemplazo de una sarta de tubería de producción convencional, con el fin de aislar zonas de producción o inyección, disminuyendo costos operacionales o evitando problemas en el equipo de perforación. Algunos cumplen objetivos especiales como los ranurados y empacados con grava, instalados en el pozo para evitar problemas de producción de arena.

Tie back liner: es una sección de tubería de revestimiento que se extiende hasta superficie desde el tope del liner instalado en el pozo. La tubería se conecta al tope del liner con un diseño de conexión especial. Los liner de producción con un ensamblaje de tie back liner presentan desventajas en el caso de planear posteriores intervalos a perforar en profundidades mayores.

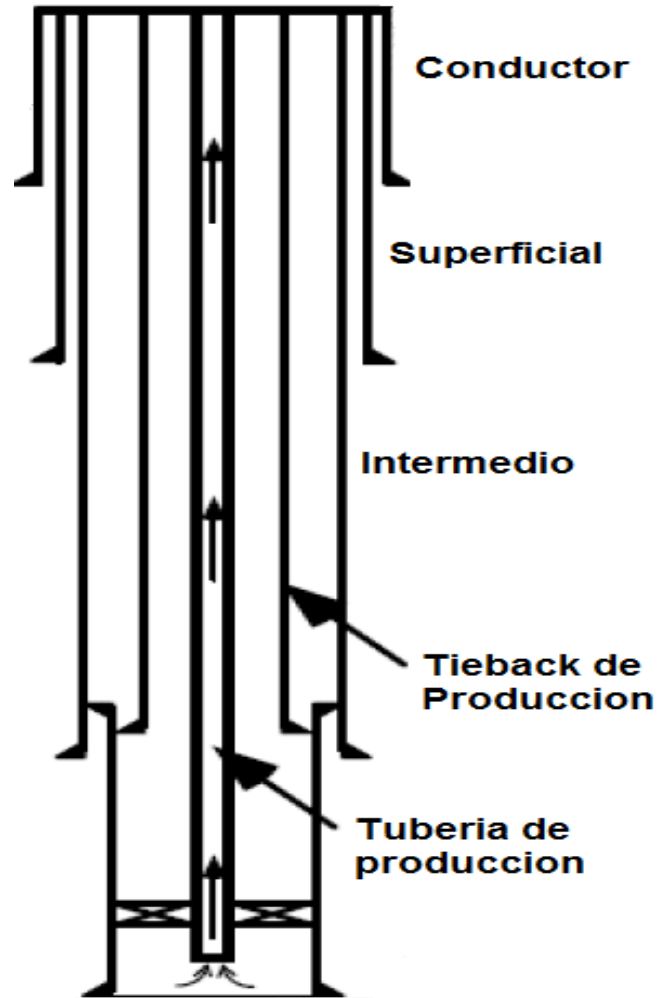
*Scabliner*: es una sección de tubería de revestimiento usada para reparar tubería existente dañada. Esta tubería puede ser cementada o sellada con empaques en tope y el fondo.

*Scabtie-back liner*: es una sección de tubería de revestimiento que se extiende en la parte superior del liner existente pero normalmente no alcanza la superficie y es generalmente cementado. Scabtie-back liners son generalmente utilizados para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad del pozo, por lo cual el espesor de la pared de las tuberías empleadas es de gran grosor.

### **1.10 PRODUCCIÓN.**

Es la última sarta de tubería de revestimiento instalada y es aquella que podría estar potencialmente expuesta a fluidos del yacimiento. El propósito de la tubería de producción es la de aislar las zonas productoras, permitir el control del yacimiento, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos a la superficie y prevenir influjos de fluidos no deseados. El tamaño más común utilizado para este tipo de tubería es de 7”.

Figura 1. Tipos de tuberías de revestimiento



Fuente: Autores

## **2. PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>3</sup>**

La tubería de revestimiento viene usualmente especificada por las siguientes propiedades:

### **2.1 DIÁMETRO EXTERIOR Y GROSOR DE LA PARED.**

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los acoples. El Diámetro de los acoples es importante, pues determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

El espesor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la broca y herramientas que pueden ser corridas a través de la tubería.

### **2.2 PESO POR UNIDAD DE LONGITUD.**

Los pesos del revestimiento se expresan en libras por cada pie (lb/ft), cada grado de acero y diámetro de las tuberías se fabrican para diferentes pesos, por ejemplo la tubería N-80 de 7" de diámetro existen de 23, 26, 29, 32, 35 y 38 lb/ft, el peso por pie afecta al diámetro interior de la tubería (espesor).

---

<sup>3</sup> BASSANYE MUÑOZ, ALFONSINA. Evaluación y optimización de tuberías de revestimiento para pozos a perforar en los campos shushufindi y oso. Tesis de grado. Ecuador. 2013.

### 2.3 GRADO DEL ACERO.

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

API ha adoptado una designación de grado a la tubería de revestimiento definiendo la característica del esfuerzo de cedencia de la tubería en miles de psi. La carta de designación API da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación.

El código del grado consiste en una letra seguida de un número, la letra designada por API fue seleccionada arbitrariamente para proporcionar una asignación única para cada grado de acero que fue adoptada como estándar, el número de la asignación representa el mínimo esfuerzo a la cedencia del acero en miles de psi.

API define cuatro grupos de grados de acero para tubería de revestimiento, los cuales encontramos en la Tabla 1.

Tabla 1. Tipos de grados de acero

GRUPO	GRADO
1	H40
	J55
	K55
2	N80
	R95
	M65
	L80
	C90
	T95
	C110
3	P110
4	Q125

Fuente: Chilingarian, g.v., rahman, S.S. casing design theory and practice

Por ejemplo una tubería de revestimiento en grado de acero N80, tiene un esfuerzo mínimo de cedencia de 80000 psi y su esfuerzo máximo de 110000 psi.

La tabla indica todos los tipos de grados de acero que existen actualmente en el mercado, con sus respectivos puntos de cedencia tanto máximos como mínimos. Dichos grados son: H40, J55, K55, N80, R95, M65, L80, C90, T95, C110, P110 y Q125.

En la Tabla 2 se presentan los valores de resistencia a la cedencia de los diferentes tipos de tubería de revestimiento empleados en la industria.

Tabla 2. Resistencia a la cedencia.

GRADO	PUNTO DE CEDENCIA MINIMO(PSI)	PUNTO DE CEDENCIA MAXIMO(PSI)
H40	40000	80000
J55	55000	80000
K55	55000	80000
N80	80000	110000
R95	95000	110000
M65	65000	85000
L80	80000	95000
C90	90000	105000
T95	95000	110000
C110	110000	120000
P110	110000	140000
Q125	125000	150000

Fuente: Dimensiones y resistencias para tuberías API empleadas en el campo Petrolero- Schlumberger.

Mediante los códigos de colores, se evita la posibilidad de que existan errores o confusión de tuberías, desde el momento de despacharlas hasta cuando se corran las mismas en el pozo.

La Figura 2 representa las diferentes escalas de colores que identifican el tipo de tubería a emplear.

Figura 2. Código de colores para tubería de revestimiento.

GRADO DE ACERO	COPLE		TUBO	CÓDIGO DE COLORES * COPLE y/o TUBO	
	COLOR	BANDA	BANDA		
H - 40	---	---	---		
J - 55 Tubing	Verde	----	1 Verde		
J - 55 Casing	Verde	1 Blanca	1 Verde		
K - 55	Verde	---	2 Verdes		
M - 65	---	---	1 Verde 1 Azul	** Utiliza cople en L-80	
N - 80	Rojo	---	1 Roja		
L - 80	Rojo	1 Café	1 Roja 1 Café		
C-90 tipo 1	Púrpura	---	1 Púrpura		
C - 90 tipo 2	Púrpura	1 Amarilla	1 Púrpura 1 Amarilla		
T-95 tipo 1	Plata	---	1 Plata		
T-95 tipo 2	Plata	1 Amarilla	1 Plata 1 Amarilla		
C - 95	Café	---	1 Café		
P-110	Blanco	---	1 Blanca		
Q-125 tipo 1	Naranja	---	1 Naranja		
Q-125 tipo 2	Naranja	1 Amarilla	1 Naranja 1 Amarilla		
Q-125 tipo 3	Naranja	1 Verde	1 Naranja 1 Verde		
Q-125 tipo 4	Naranja	1 Café	1 Naranja 1 Café		

Fuente: Prontuario Tamsa 2001.

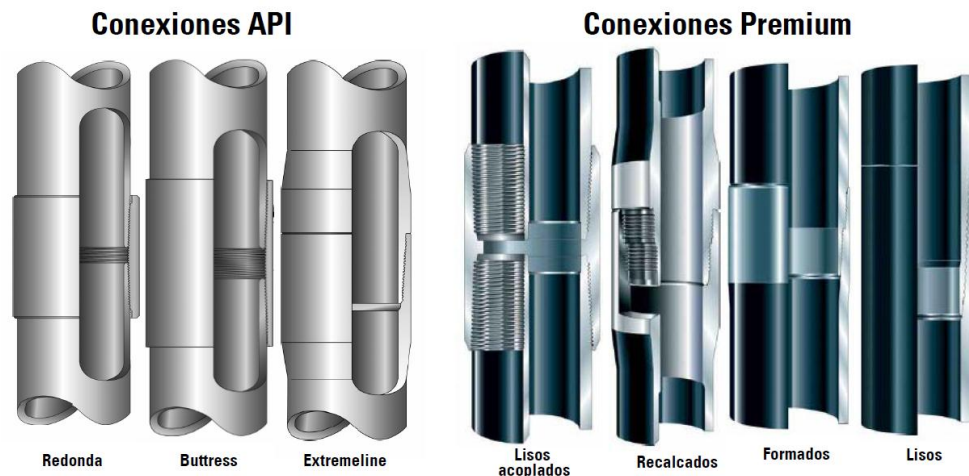
## 2.4 TIPO DE CONEXIÓN.

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de

aplicación, desempeño requerido y el costo. En el mercado petrolero existen conexiones según la norma API y Premium (son aquellas patentadas por empresas de servicios especializadas, las que superan las especificaciones requerida en las normas API).

La Figura 3 representa los principales tipos de conexión empleadas por las empresas de servicios cumpliendo con las especificaciones técnicas requeridas.

Figura 3. Tipos de conexiones



Fuente: Revisión de equipos, herramientas y cálculos de perforación-Schlumberger.

Las roscas seleccionadas en la mayoría de los campos petroleros son conexiones API, debido a las bajas presiones que tienen la mayoría de estos. Algunas empresas de servicios o compañías operadoras tienen sus criterios para la selección de las mismas.

La Tabla 3 presenta un ejemplo de criterio de selección para las conexiones API vs Premium:

Tabla 3. Conexión a utilizar según la presión.

<b>Líquidos</b>	Roscas API	<7500 psi>	Roscas Premium
<b>Gas</b>	Roscas API	<5000 psi>	Roscas Premium

Fuentes: Casing design Manual – Schlumberger.

## 2.5 LONGITUD DE LA JUNTA.

Los tramos o juntas de revestimiento no son fabricados en longitudes exactas.

API ha especificado tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de la tubería. La Tabla 4 clasifica las diferentes tuberías en tres rangos y su correspondiente longitud

Tabla 4. Longitudes de las tuberías de revestimiento.

Rango	Longitud (pies)	Longitud promedio (pies)
1	15-25	22
2	25-34	31
3	>34	42

Fuente: Casing design manual – Schlumberger

El rango 3 es el comúnmente utilizado en las tuberías de revestimiento, debido a que se reduce el número de conexiones.

### 3. PROPIEDADES DEL ACERO

#### 3.1 PUNTO DE CEDENCIA

API define el punto de cedencia como el esfuerzo de tensión que se requiere para producir una elongación total de 0.5% de la longitud medida de un espécimen de prueba, determinado por un extensómetro o multiplicando divisores. Para los grados P- 105 y P- 110 la elongación total de la longitud es de 0.6%. La **Tabla 5** reporta los esfuerzos de cedencia máximos y mínimos para los diferentes tipos de tuberías de revestimiento<sup>4</sup>.

Tabla 5. Tensión a la resistencia mínima.

Grado	Punto de cedencia mínimo (psi)	Punto de cedencia máximo (psi)	Resistencia a la tensión mínima (psi)
J55	55000	80.000	70-95,000
K55	55.000	80.000	70-95,000
N80	80.000	110.000	100.000
L80	80.000	95.000	100.000
C90	90.000	105.000	100.000
C95	95.000	110.000	105.000
P110	110.000	140.000	125.000
Q125	125.000	150.000	135.000

Fuente: Rabia, Hussain. Fundamentals of casing design.volumen 1.oxford, great britain.1987.

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER. Dimensiones y resistencias para tubulares API empleados en el campo petrolero. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

Especificaciones de los grado del acero de las tuberías de revestimiento:

**H-40:** es el grado de tubería de revestimiento y de tubería de producción más bajo. Tiene un punto de cedencia máximo de 80,000 psi lo cual lo hace adecuado para H<sub>2</sub>S.

**J-55:** es el grado tanto para tubería de revestimiento y tubería de producción. El punto de cedencia máximo es 80,000 psi. Adecuado para H<sub>2</sub>S.

**K-55;** es únicamente un grado para tubería de revestimiento. Se clasifica como acero tipo carbón. Tiene una resistencia a la tensión más elevada que J-55 95,000 psi contra 75,000 psi. Colapso y estallido de K-55 y J-55 son iguales: únicamente la resistencia de las juntas es diferente ya que se basa en la resistencia a la tensión más que en la cedencia. Se puede usar para contenidos bajos de H<sub>2</sub>S a todas las temperaturas.

**M65:** De alta rudeza y adecuado para H<sub>2</sub>S. Rango de punto de cedencia: 65,000 - 80,000 psi. Resistencia a la tensión mínima es de 85,000 psi. El acople puede ser L80 o K55 dependiendo del espesor de la pared. El estallido y el colapso del cuerpo exceden los grados J55 y K55. La resistencia del acople excede al grado J55.

**L80-** es el grado más extensamente usado en la industria, ya que es adecuado para H<sub>2</sub>S. La cedencia máxima es 95,000 psi y la resistencia a la tensión mínima es de 95,000 psi. La dureza máxima de Rockwell C23. Tanto para tubería de revestimiento como para tubería de producción. El acero debe ser Q&T (enfriado y templado). Hecho por medio de métodos sin costura o con soldadura ERW.

**N80:** tiene un punto de cedencia máximo de 110,000 psi y una resistencia a la tensión mínima de 100,000 psi. N80 es un acero tipo aleación. Debido a su alto punto de cedencia no es adecuado para H<sub>2</sub>S a ninguna de las temperaturas.

**C90:** se usa principalmente en pozos de alta presión que contienen H<sub>2</sub>S. Este grado se desarrolló en 1983. El punto de cedencia máximo se restringe a 105,000 psi y la resistencia a la tensión mínima es de 100,000 psi para tuberías de revestimiento y de producción. Este es un acero de aleación que contiene cromo y molibdeno. Se fabrica por métodos sin costura. La dureza Rockwell máxima es C25.4

**C95:** tiene un punto de cedencia máximo de 110,000 psi y una resistencia a la tensión mínima de 105,000 psi. Es un grado sólo para tubería de revestimiento y fue colocado en las especificaciones para reemplazar al grado C75. Se puede fabricar por medio de procesos sin costura o ERW y el acero es una aleación. C95 no tiene limitación de dureza, por lo tanto no es adecuado para H<sub>2</sub>S a temperaturas bajas debido a su alto punto de cedencia.

**T95:** Resuelve los problemas que tiene el C95. Es tanto para tubería de revestimiento como para tubería de producción. La resistencia a la tensión mínima es de 105,000 psi y el punto de cedencia máximo es de 110,000 psi. Este es un acero de aleación hecho por métodos sin costura. La dureza Rockwell máxima es de C25.4

**P110:** Empleado para tuberías de revestimiento y de producción. Cedencia máxima 140,000 psi. Resistencia a la tensión mínima de 125,000 psi. Se fabrica sin costura para tubing y son soldadura ERW para tubería de revestimiento. Inicialmente se añadió para resolver problemas de pozos profundos.

**Q125:** Usado principalmente en pozos profundos con altas presiones, especialmente altas presiones de colapso. Lo añadió API en 1985, clasificado como grupo 4. Se fabrica por medio de ERW y métodos sin costura. Es el primer grado que requiere pruebas de impacto para confirmar la resistencia del acero.

**V150:** No es un grado API. El rango de cedencia va de 150K a 180K psi. Resistencia a la tensión mínima de 160.000 psi. No se puede usar para H2S a ninguna temperatura.

### 3.2 TENACIDAD A LA FRACTURA

La tenacidad a la fractura del acero define su capacidad a soportar cualquier fuerza externa sin que se origine ningún tipo de fractura en el interior del material. Este es un concepto aparte de la tensión de rotura del material, porque, en ocasiones, la fractura se puede producir con la aplicación de esfuerzos menores que los que marquen la tensión de rotura del material, o incluso menores que su límite elástico. Y ello es debido porque interiormente el material puede contener pequeñas grietas o defectos que son el inicio de la fractura.

Para calibrar cuánto se amplifica los niveles de tensiones alrededor de una grieta o discontinuidad se define mediante la Ecuación 1, el Factor de Intensidad de Tensiones,  $K$ .

$$K = f * \sigma * \sqrt{\pi * a} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

$f$  = Coeficiente adimensional o factor geométrico, que depende de la fuerza aplicada y la geometría de la pieza.

$\sigma$  = valor de la tensión normal aplicada (Lbs)

$a$  = tamaño del defecto. Si el defecto es superficial representa la longitud total de la grieta, mientras que si la grieta es interior, representa la mitad de su longitud.

Se denomina Tenacidad a la Fractura o intensidad del esfuerzo crítico,  $K_c$ , al valor de  $K$  requerido que origina el proceso de fractura en el interior del material, comenzando en el extremo de la grieta y propagándose hasta alcanzar la superficie de la pieza ocasionando su fractura. Es decir, que la fractura ocurre cuando  $K > K_c$ . El valor numérico de  $K_c$  dependerá del espesor de la pieza considerada.

### **3.3 DUREZA BRINELL**

La dureza es una propiedad que mide la capacidad de resistencia que ofrecen los materiales a procesos de abrasión, desgaste, penetración o de rallado. Para medir la dureza de un material se emplea un tipo de ensayo consistente en calibrar la resistencia de un material a la penetración de un punzón o una cuchilla que se usa como indentador. Este indentador usualmente consta en su extremo, o bien de una esfera, o de una pieza en forma de pirámide, o en forma de cono y que está compuesto de un material mucho más duro que el acero que se está midiendo. La profundidad de la entalla que produce en el acero al ser rallado por este penetrador nos dará una medida de la dureza del material.

Existen varios métodos para calibrar la dureza de un material, siendo el método Brinell y el método Rockwell los más comunes.

El método Brinell (ASTM E-10) es un tipo de ensayo utilizado para calcular la dureza de los materiales. Consiste en una esfera de 10 mm de diámetro, usualmente de un acero endurecido, que se presiona contra la superficie del material objeto de estudio bajo una carga estática de 3.000 kg. El tamaño de la huella nos proporcionará una medida de la dureza, denominada dureza Brinell, bajo estas condiciones del ensayo.

Para determinar el valor de la dureza Brinell se emplea la Ecuación 2.

$$HB = \frac{2P}{\pi D^2} * \left( \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{d^2}{D^2}}} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

P: carga a utilizar, en (Kpa)

d: diámetro de la bola (identador), en (mm)

D: diámetro de la huella dejada en superficie, en (mm)

Nota: en el Anexo A se encuentran los valores de dureza para distintos tipos de acero.

### 3.4 SOLDABILIDAD

La soldabilidad mide la capacidad de un acero a ser soldado, y que va a depender tanto de las características del metal base, como del material de aporte empleado.

Un parámetro útil para evaluar la soldabilidad de los aceros es el concepto de CARBONO EQUIVALENTE (CEV), que abarca las soldabilidades relativas de diferentes aleaciones de acero y las compara con las propiedades de un acero al carbono simple.

El Código API 1104- A B presenta la Ecuación 3 desarrollada por el Instituto Internacional de Soldadura, y cuya expresión es la siguiente, donde los contenidos de los elementos químicos se expresan en porcentaje (%):

$$CEV = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 3}$$

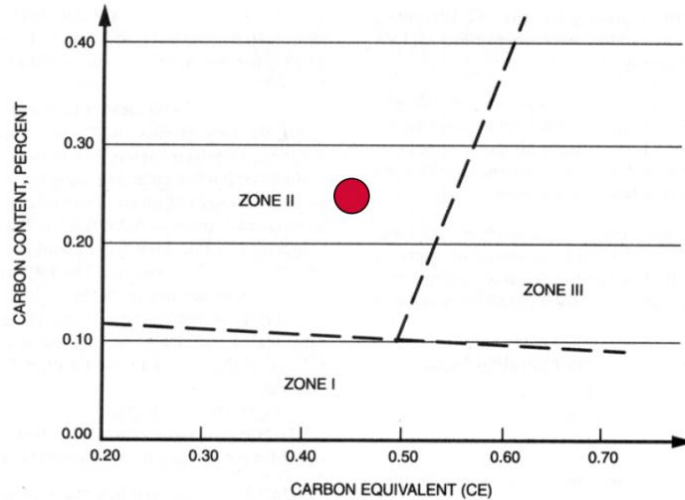
A medida que se eleva el contenido equivalente de carbono, la soldabilidad de la aleación de acero que se trate decrece.

Aunque esta ecuación fue inicialmente desarrollada para caracterizar la tendencia a la fisuración por hidrógeno en chapas de acero, también se ha venido utilizando para evaluar el endurecimiento del acero basado en su composición química.

Como regla general, un acero se considera soldable si el carbono equivalente, obtenido según la fórmula anterior, es menor a 0,4%.

No obstante, este parámetro no es suficiente para evaluar la soldabilidad de los distintos aceros, dado que la soldabilidad no depende sólo de la composición química del acero, sino que existen otros factores como puede ser el espesor de la junta, un factor que va a condicionar la elección de la temperatura de precalentamiento y/o tratamientos térmicos post-soldadura, o la adecuada elección del material de aporte. Otros aspectos como la historia térmica del material y tensiones mecánicas desarrolladas antes, durante y después de realizada la unión, van a influir también en la soldabilidad del acero. La Figura 4 representa la soldabilidad de un material en función del contenido de carbono que exista en la aleación.

Figura 4. Diagrama de Graville



Fuente: Askelland, r. d., ciencia e ingeniería de los materiales, México, grupo editorial iberoamericano, 1988.

La figura anterior muestra el diagrama de Graville, el cual resulta una herramienta útil para evaluar la soldabilidad de los aceros. El valor del CE (%), como ya se ha dicho, va a medir la susceptibilidad a la fisuración en frío del metal base en la zona afectada por el calor (ZAC) debido a la soldadura. Como se vio, mayores %C va a significar un aumento del riesgo que se produzca una fisuración en frío.

Otra información a extraer del diagrama de Graville es la posibilidad de comprobar la necesidad de tener que realizar algún tipo de precalentamiento o tratamiento térmico post-soldadura basada en la composición química (no considera espesor), dado que en la misma gráfica se indica la relación entre %Carbono y el CE% del metal base.

En función en qué zona se encuentre el metal base objeto de soldadura, se pueden considerar tres zonas distintas, a saber:

- Zona I: Aceros de bajo carbono y bajo endurecimiento no susceptibles a fisuras, y por lo tanto de fácil soldabilidad.

- Zona II: Aceros con mayor porcentaje de carbono y bajo endurecimiento. En esta zona el riesgo a fisuras en la ZAC es mayor, pero en parte puede ser evitado mediante el control de la velocidad de enfriamiento, gracias a que se realice un aporte térmico después de realizada la soldadura, o bien, se realice un precalentamiento previo más ligero.
- Zona III: Es la zona de más difícil soldabilidad. La ocupa los aceros con elevado porcentaje de carbono y alto endurecimiento, lo que origina la formación de micro estructuras susceptibles a fisuras.

Desde el punto de vista de selección de parámetros de soldadura este diagrama indicaría que si por su composición química un acero se ubica en la Zona II, entonces implicaría que su soldadura debe involucrar el uso de procesos de bajo hidrogeno y precalentamiento, mientras que si un acero es ubicado en la Zona III se deben aplicar procesos de bajo hidrógeno, precalentamiento y tratamientos térmicos post-soldadura, todo ello con el fin de mejorar la calidad final del cordón de soldadura realizado.

### **3.5 TENSION-DEFORMACION**

El diagrama tensión-deformación resulta de la representación gráfica del ensayo de tracción, normalizado en UNE-EN 10002-1, y que consiste en someter a una probeta de acero normalizada a un esfuerzo creciente de tracción según su eje hasta la rotura de la misma. El ensayo de tracción permite el cálculo de diversas propiedades mecánicas del acero.

La probeta de acero empleada en el ensayo consiste en una pieza cilíndrica cuyas dimensiones guardan la siguiente relación de proporcionalidad. La representa este fenómeno:

$$L_0 = 5.65\sqrt{S_0} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 4}$$

Donde:

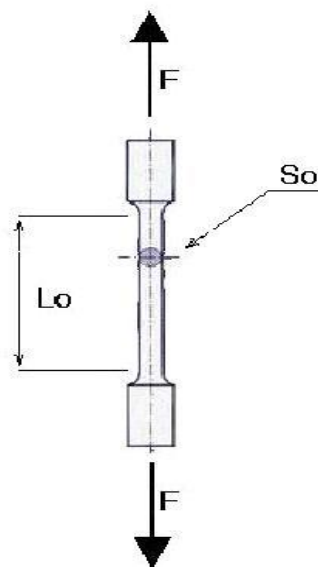
$L_0$ : longitud inicial (mm)

$S_0$ : sección inicial (mm)

$D_0$ : diámetro inicial de la probeta (mm)

La Figura 5 representa la deformación del material por esfuerzo de tensión

Figura 5. Esfuerzo de Tensión



Fuente: Casing design manual – Schlumberger

Donde  $L_0$  es la longitud inicial,  $S_0$  es la sección inicial y  $D_0$  es el diámetro inicial de la probeta. Para llevar a cabo el ensayo de tracción, las anteriores variables pueden tomar los siguientes valores:

$D_0 = 20$  mm,  $L_0 = 100$  mm, o bien,

$D_0 = 10$  mm,  $L_0 = 50$  mm.

El ensayo comienza aplicando gradualmente la fuerza de tracción a la probeta, lo cual provoca que el recorrido inicial en la gráfica discorra por la línea recta que une el origen de coordenadas con el punto A.

Hasta llegar al punto A se conserva una proporcionalidad entre la tensión alcanzada y el alargamiento unitario producido en la pieza. Es lo que se conoce como Ley de Hooke, que relaciona linealmente tensiones con las deformaciones a través del módulo de elasticidad E, constante para cada material que en el caso de los aceros y fundiciones vale aproximadamente  $2.100.000 \text{ Kg/cm}^2$ .

Otra particularidad de este tramo es que al cesar la sollicitación sobre la pieza, ésta recupera su longitud inicial. Es decir, se comporta de manera elástica, y el punto A se denomina Límite de Proporcionalidad.

Pasado el punto A y hasta llegar al punto B, los alargamientos producidos incluso crecen de manera más rápida con la tensión, y se cumple que al cesar la carga, la pieza recupera de nuevo su geometría inicial, es decir, se sigue comportando elásticamente. El punto B marca el límite a este comportamiento, y por ello al punto B se le denomina Límite Elástico.

Pasado el punto B el material pasa a comportarse de manera plástica, es decir, que no recupera su longitud inicial, quedando una deformación remanente al cesar la carga. De esta manera, el proceso de descarga se realiza siguiendo la trayectoria según la línea punteada mostrada del diagrama tensión-deformación, que como se ve, corta al eje de deformaciones,  $\Delta L/L_0$ , a una cierta distancia del origen, que se corresponde con la deformación remanente que queda. Concretamente, el punto B o Límite Elástico es aquel que le corresponde una deformación remanente del 0.2%.

Si se sigue aplicando carga se llega al punto identificado en la gráfica como C, donde a partir de aquí y hasta el punto D, las deformaciones crecen de manera

rápida mientras que la carga fluctúa entre dos valores, llamados límites de fluencia, superior e inferior. Este nuevo estado, denominado de fluencia, es característico exclusivamente de los aceros dúctiles, no apareciendo en los aceros endurecidos.

Más allá del punto de fluencia D es necesario seguir aplicando un aumento de la carga para conseguir un pronunciado aumento del alargamiento. Entramos ya en la zona de las grandes deformaciones plásticas hasta alcanzar el punto F, donde la carga alcanza su valor máximo, lo que dividida por el área inicial de la probeta proporciona la tensión máxima de rotura o resistencia a la tracción.

A partir del punto E tiene lugar el fenómeno de estricción de la probeta, consistente en una reducción de la sección en la zona de la rotura, y el responsable del periodo de bajada del diagrama, dado que al reducirse el valor de la sección real, el valor de la carga aplicado a partir del punto E también se va reduciendo hasta alcanzar el punto F de rotura.

### **3.6 LÍMITE ELÁSTICO Y RESISTENCIA A LA TRACCIÓN**

La determinación de las propiedades mecánicas en el acero, como el límite elástico ( $f_y$ ), la resistencia a tracción ( $f_u$ ), así como de otras características mecánicas del acero como el Módulo de Elasticidad ( $E$ ), o el alargamiento máximo que se produce en la rotura, se efectuará mediante el anteriormente definido ensayo de tracción normalizado en la UNE-EN 10002-1.

El valor de la tensión última o resistencia a la tracción se calcula a partir de este ensayo, y se define como el cociente entre la carga máxima que ha provocado la falla o rotura del material por tracción y la superficie de la sección transversal inicial de la probeta, mientras que el límite elástico marca el umbral que, una vez

se ha superado, el material trabaja bajo un comportamiento plástico y deformaciones remanentes.

Nota: En la sección ANEXOS se pueden consultar los valores del límite elástico y la resistencia a tracción para las distintas calidades de aceros según las normativas europeas y americana.

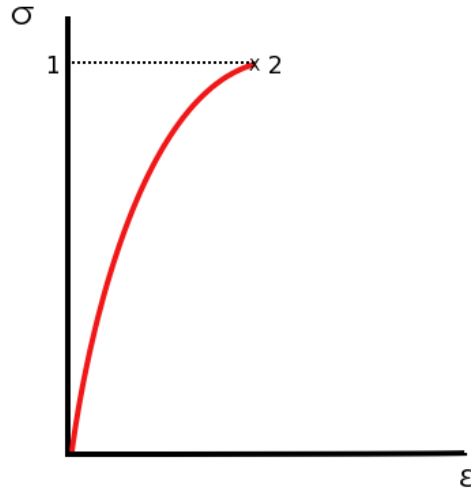
### 3.7 MÓDULO DE ELASTICIDAD LONGITUDINAL O MÓDULO DE YOUNG

Para comprender el concepto de Módulo de Elasticidad longitudinal del material, se debe partir del ensayo de tracción ya descrito. De esta manera se vio que si sobre una probeta cilíndrica de acero de sección transversal  $A$  y longitud inicial  $L_0$  se le someta a una tracción  $F$  que actúa a lo largo de su eje, ésta sufrirá, por efecto de la sollicitación, un alargamiento de magnitud  $\Delta L$ .

Para los estadios iniciales donde la deformación es pequeña,  $\Delta L/L_0 \ll 1$ , se obtiene experimentalmente que hasta que la fuerza aplicada  $F$  no alcance un rango limitado, éste incremento  $\Delta L$  de la probeta es proporcional a la fuerza aplicada ( $F$ ), a su longitud original ( $L_0$ ) e inversamente proporcional al área de su sección transversal ( $A$ ), es decir que:

$$\Delta L = \frac{F \cdot L_0}{A} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 5}$$

Figura 6. Módulo de Young



Fuente: Askelland, r. d., Ciencia e ingeniería de los materiales, México, grupo editorial Iberoamericano, 1988.

A esta constante de proporcionalidad, o más bien a su inversa, se designan con las letras  $E$ , o también con  $Y$ , y se les denomina Módulo de Young o Módulo de Elasticidad longitudinal, y es una propiedad intrínseca de cada material.

Sustituyendo en la expresión anterior, ésta quedaría como sigue:

$$\Delta L = \frac{1}{E} \cdot \frac{F \cdot L_0}{A} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

Por otro lado, el cociente  $F/A$  representa el nivel tensional o la tensión normal de la pieza  $\sigma$ , y el cociente  $\Delta L/L_0$  es la deformación unitaria,  $\epsilon$ , con lo que la expresión anterior también puede escribirse mediante la Ecuación 7.

$$\sigma = E \cdot \epsilon \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

Que es la expresión conocida como Ley de Hooke.

Dónde:  
E: Constante de proporcionalidad  
 $\epsilon$ : Deformación unitaria

El Módulo de Elasticidad o Módulo de Young, para el cálculo y diseño de estructuras de acero en el rango elástico, toma convencionalmente el siguiente valor:

$$E = 210.000 \text{ N/mm}^2$$

En el Anexo H se encuentra el Módulo de Elasticidad o Módulo de Young para distintos metales.

### 3.8 MÓDULO DE ELASTICIDAD TRANSVERSAL

El módulo de elasticidad transversal, módulo de cortante o módulo de cizalla  $G$ , para la mayoría de los materiales, y en concreto para los materiales isótropos, guarda una relación fija con el módulo de elasticidad longitudinal y el coeficiente de Poisson, según la siguiente expresión. La Ecuación 8 determina el módulo de cizalla en función del Módulo de Elasticidad y el coeficiente de Poisson.

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

Dónde:  
E: Modulo de elasticidad ( $\text{N/mm}^2$ )  
 $\nu$ : Coeficiente de Poisson

La Tabla 6 presenta los valores del módulo de elasticidad trasversal en (Mpa), para diferentes tipos de material de usos industriales.

Tabla 6. Módulo de elasticidad transversal para los materiales.

Material	G <sup>4</sup> [ MPa ]
Latón	39 200
Hierro forjado	73 000
Hierro colado	< 65 000
Granito	20 000
Fundición gris (4,5% C)	41 000
Cobre	42 500
Bronce	41 000
Aluminio	26 300
Acero	81 000

Fuente: Askilland, r. d., ciencia e ingeniería de los materiales, México, grupo editorial iberoamericano, 1988.

El módulo de elasticidad para el acero es de 81 Mpa

### 3.9 COEFICIENTE DE POISSON

El coeficiente de Poisson corresponde a la razón entre la elongación longitudinal y a la deformación transversal en el ensayo de tracción. Alternativamente el coeficiente de Poisson puede calcularse a partir de los módulos de elasticidad longitudinal y transversal.

La Ecuación 9 determina el coeficiente de Poisson en función de los módulos de elasticidad longitudinal y trasversal.

$$V = \frac{E}{2 \cdot G} - 1 \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 9}$$

Dónde:

E: Modulo de elasticidad longitudinal (N/mm<sup>2</sup>)

G: Modulo de elasticidad trasversal (N/mm<sup>2</sup>)

Para el acero, toma el siguiente valor = 0,3

Como en el caso anterior, las expresiones arriba indicadas del coeficiente de Poisson,  $\nu$ , son valores constantes siempre dentro del rango de comportamiento elástico del acero.

La relación de Poisson puede expresarse en términos de las propiedades que pueden medirse en el campo, incluyendo las velocidades de ondas P,  $V_p$  y ondas S,  $V_s$ .

La Ecuación 10 determina el coeficiente de Poisson a partir de las velocidades de las ondas P y S medidas en campo.

$$\nu = \frac{\left(\frac{v_p}{v_s}\right) - 2}{2\left(\frac{v_p}{v_s}\right) - 2} \dots\dots\dots\text{Ecuación 10}$$

$$v_p = \frac{1}{Dt} \dots\dots\dots\text{Ecuación 11}$$

Dónde:

$V_p$ : velocidad de onda P (km/seg)

$V_s$ : velocidad de onda s (km/seg)

La Ecuación 12 determina la velocidad de las ondas S para las arenas:

$$V_s = 0,8042V_p - 0,8559 \dots\dots\dots\text{Ecuación 12}$$

La Ecuación 13 determina la velocidad de las ondas s para las arcillas:

$$V_s = 0,8621V_p - 1,1724 \dots\dots\dots\text{Ecuación 13}$$

Vs y vp en unidades (Km/seg).

Para determinar la velocidad total de la onda se emplean la Ecuación 14 y Ecuación 15 respectivamente.

$$V_{total} = V_{\%SSH} + V_{\%SA} \dots\dots\dots\text{Ecuación 14}$$

$$V_{\%SSH} = V_{SSH} \times X_{sh}$$

$$V_{\%sa} = V_{sa} \times (1 - X_{sh}) \dots\dots\dots\text{Ecuación 15}$$

Dónde:

$X_{sh}$  : Fracción de arenisca en la columna litológica

$V_{\%SSH}$  : Velocidad de la onda S en la fracción de arcilla (km/seg)

$V_{\%SA}$  : Velocidad de la onda S en la fracción de arenisca (km/seg)

La relación de Poisson para las rocas carbonatadas es 0,3, para las areniscas 0,2, y para las lutitas, valores superiores a 0,3. La relación de Poisson del carbón es 0,4. Para las arcillas puede tomar valores entre 0,3-0,45. Para arcillas saturadas 0,4-0,5.

### **3.10 ESTRICCIÓN**

Para explicar el concepto de estricción en el acero, se debe acudir de nuevo al ensayo de tracción sobre la probeta cilíndrica normalizada. Así, se conoce como período de estricción el que se inicia, una vez se supera el límite de fluencia, se produce una reducción gradual de la sección en la zona donde ocurrirá la rotura, una deformación permanente, hasta que se produce definitivamente el fallo. Es por tanto, un fenómeno que ocurre durante la plasticidad del acero, y sobretodo típico de los aceros suaves o dúctiles.

La estricción es la responsable del tramo de bajada en la curva tensión-deformación, y hace que se llegue a la rotura cuando la carga es inferior a la carga máxima aplicada, diferencia que se acrecienta con la tenacidad del material.

### **3.11 RESILIENCIA**

Mediante la resiliencia se mide el grado de tenacidad o de ductilidad del acero a una determinada temperatura (generalmente, se establecen valores de resiliencia a temperatura ambiente, a 0°C, o a temperatura de -20°C).

El ensayo que proporciona el dato de la resiliencia del acero consiste en el ensayo de flexión por choque sobre una probeta Charpa, que es una probeta entallada de medidas normalizadas según la UNE 7475-1:1992. Mediante dicho ensayo, la resiliencia, medida en julios (J), se determina a una temperatura prefijada. Frecuentemente, las normas de producto exigen que las probetas absorban una energía de impacto mayor que 27 J a una temperatura de ensayo prefijada. A dicha temperatura se le denomina entonces T27J.

Siendo  $t$ , el espesor nominal de la pieza en (mm).

De tal forma, los aceros se suelen designar identificando su tipo mediante la siguiente nomenclatura que hace referencia a su límite elástico y grado (referencia a la resiliencia), según el formato siguiente:

S -YYY-XX,

Donde:

YYY: indica el límite elástico (en  $N/mm^2$ )

XX: indica las especificaciones de resiliencia de los distintos grados de acero de acuerdo con la Tabla 7:

Tabla 7. Resiliencia de los diferentes grados de aceros.

Grado	Temperatura de ensayo (°C)	Resiliencia (J)		
		$t \leq 150$	$150 < t \leq 250$	$250 < t \leq 400$
JR	20	27	27	-
J0	0	27	27	-
J2	-20	27	27	27
K2	-20	40	33	33

Fuente: w.f. smith: fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales. mcgraw-hill. 3ª edición. 2004

### 3.12 OTROS DATOS DE DISEÑO

Para el diseño de tuberías de acero se toman, para las características siguientes, los valores que a continuación se indican:

- Punto de fusión:

El punto de fusión depende del tipo de aleación que se trate y de las concentraciones de los distintos elementos aleantes. El punto de fusión del hierro puro es de 1.510 °C, sin embargo el del acero está entorno a los 1.400 °C, aunque esta temperatura varía con el contenido de carbono en la siguiente manera:

- Acero de bajo carbono: 1.510 °C
- Acero de medio carbono: 1.430 °C
- Acero de alto carbono: 1.370 °C
- Punto de ebullición: 2.500 °C
- Calor específico: 0.11 Kcal / Kg °C
- Coeficiente de dilatación lineal:  $\alpha = 1,2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Densidad:  $\gamma = 7.850 \text{ Kg/m}^3$

#### **4. FALLAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.**

Tener conocimiento de la causa del desgaste de la tubería de revestimiento, permitirá al planificador del pozo optimizar el diseño del mismo y las especificaciones de tubería de perforación, para así reducir su desgaste, a un mínimo

El desgaste de la tubería de revestimiento toma la forma de un surco de desgaste generado por una sarta de perforación en rotación que es forzada dentro de la pared de la tubería de revestimiento. Altas fuerzas de paredes laterales y contacto extendido con una sarta de perforación en rotación, desgastara esta sección. Las áreas que son comúnmente identificadas con desgaste de tubería de revestimiento, incluyen puntos de influjos y patas de perro. Las implicaciones de desgaste de tubería de revestimiento, puede ser reconocidas como:

- Reducción en la integridad de presión debido al surco (s) de desgaste, reduciendo los valores de ruptura/colapso.
- Reparaciones costosas a la banda dura de la tubería de perforación.
- La fricción (torsión de superficie) puede ser alta.
- El surco de desgaste puede actuar como un punto de partida para futura corrosión.

La Figura 7 muestra el desgaste de tuberías de revestimiento producto de la fricción de distintos materiales.

Figura 7. Desgaste en tuberías de revestimiento



Fuente: Revisión de equipos, herramientas y cálculos de perforación Schlumberger.

A continuación se presentan algunos tipos de desgaste más comunes:

**Desgaste Adhesivo** La transferencia de material de un cuerpo de fuerza baja a un cuerpo de fuerza alta por medio de soldadura de fase-sólida. Sin embargo la soldadura de unión es débil y a menudo el material “cae” de la junta y es incorporado al sistema de fluidos de perforación, como una escama.

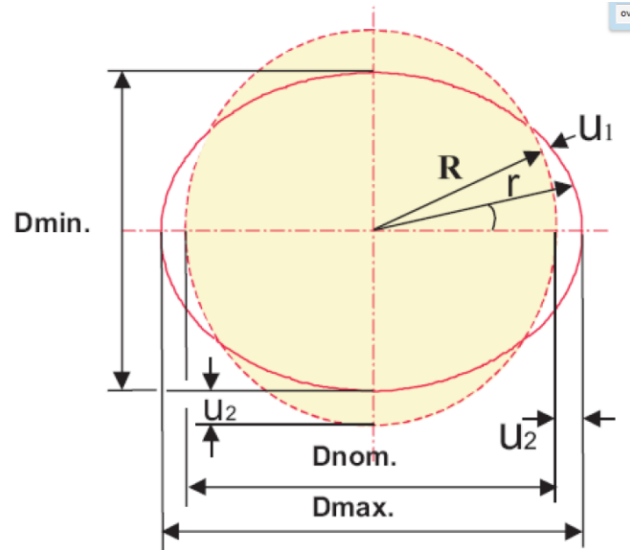
**Desgaste Abrasivo – Con Maquinaria** A menudo los tallos de piezas expuestas de carburo de tungsteno en juntas, removiendo material de la pared de la tubería de revestimiento. Una vez más son generados escombros, que son incorporados al sistema de fluidos.

**Desgaste Abrasivo – Molienda y Pulimiento** Partículas duras producen un alejamiento entre la pared de la tubería de revestimiento y la junta. La tubería de revestimiento es cíclicamente cargada por las partículas, debido a la tubería de perforación en rotación causando fatiga y la superficie se vuelve quebradiza

## 4.1 OVALAMIENTO

Se define como el máximo diámetro exterior, menos el mínimo diámetro exterior dado en una sección plana, dividida por el diámetro exterior nominal. Queda de manifiesto que el proceso de fabricación de un tubo no es perfecto. Es decir se genera una imperfección al producir un tubo con un diámetro ligeramente irregular en su cara exterior. La Figura 8 muestra el ovalamiento presente en tuberías de revestimiento.

Figura 8. Ovalamiento en tuberías de revestimiento



Fuente: Mccray & Cole. Tecnología de la perforación de pozos petroleros, Oklahoma:

## 4.2 APLASTAMIENTO

Es el resultado de un desequilibrio en las presiones externas e internas. Consiste en el aplastamiento o achatamiento de la tubería de revestimiento que puede ocurrir cuando la presión del fluido en la parte exterior de la tubería, es mucho mayor que la presión interna. Esto sucede cuando la tubería está vacía y sobre ella se ejerce la totalidad de la presión debida a la columna de lodo o al agua de formación externa a la tubería. Dentro de los factores que influyen en la resistencia

al colapso de las tuberías, está el aspecto geométrico, las imperfecciones generadas en el proceso de fabricación dan como resultado obtener un tubo con cierto porcentaje de ovalidad y excentricidad. A continuación la Figura 9 muestra la falla por colapso de una tubería

Figura 9. Falla por colapso

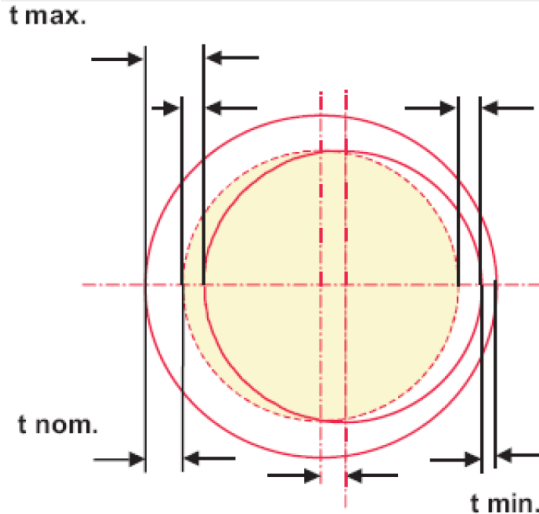


Fuente: Revisión de equipos, herramientas y cálculos de perforación Schlumberger

### 4.3 EXCENTRICIDAD

Es una medida de las imperfecciones detectadas en una tubería por efecto de los cambios de espesor en el cuerpo del tubo, se observa mediante la Figura 10.

Figura 10. Sección transversal de una tubería excéntrica



Fuente: Mccray & Cole. Tecnología de la perforación de pozos petroleros, Oklahoma.

#### 4.4 EL DESGASTE<sup>5</sup>

Se define como la degradación o deterioro del material por efecto de la fricción producida por el contacto entre dos materiales (tubos). En la perforación de pozos desviados ocurren desgastes severos en la superficie interior de la tubería de revestimiento al estar sujeta a grandes flexiones, lo cual, afecta las funciones del tubo. Todos estos factores (excentricidad, ovalamiento geométrico, desgaste) afectan la resistencia al colapso de las tuberías de revestimiento pero el API no toma en cuenta estas imperfecciones. Sin embargo, recientes propuestas al comité de revisión de estándares en materia tubular indican la posibilidad de que el API considere como especificaciones las definiciones de ovalidad y excentricidad, para que después sean consideradas en la evaluación de la resistencia de las tuberías.

---

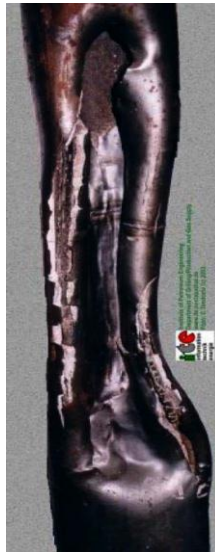
<sup>5</sup> VILLACRES. ANDRES. Procedimiento de inspección de tuberías de perforación (drill-pipe) causados por diferentes problemas dentro de un pozo en las instalaciones de Insepeca Ltda.2007. Tesis de grado.ecuador.2007.

Se ha calculado que una deformación de 1% en la tubería puede reducir la resistencia al aplastamiento en un 25%. Por este motivo la tubería de revestimiento debe ser manipulada en forma cuidadosa.

#### 4.5 FALLA POR ELONGACIÓN

La tensión es una condición mecánica de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. La Figura 11 muestra las cargas dominantes en esta condición mecánica como son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

Figura 11. Falla por tensión



Fuente: Revisión de equipos, herramientas y cálculos de perforación-Schlumberger.

#### 4.6 FALLAS POR ESTALLIDO

La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero.

La Figura 12 representa el fenómeno de falla por estallido de una tubería.

Figura 12. Falla por estallido



Fuente: Revisión de equipos, herramientas y cálculos de perforación Schlumberger

#### 4.7 FALLAS EN LAS CONEXIONES O JUNTAS

Se han detectado diferentes modos de falla en las juntas por efecto de la carga de tensión impuesta. Los esfuerzos cíclicos en conexiones y juntas contribuyen a la falla de los materiales, la Figura 13 muestra el efecto de los esfuerzos sobre el material.

Figura 13. Fallas en las conexiones o juntas



Fuente: Pemex

#### **4.8 SALTO DE ROSCAS (JUMP-OUT)**

Es una situación de falla originada por una carga de tensión en la que se presenta una separación de la rosca del piñón o de la caja con poco o sin ningún daño sobre los elementos de la rosca. En caso de una carga compresiva, el piñón se incrusta dentro de la caja.

#### **4.9 FRACTURA**

La carga de tensión genera la separación del piñón de la del cuerpo del tubo, que generalmente ocurre en la última rosca enganchada. La Figura 14 muestra la falla por tensión dado por el exceso de esfuerzos aplicados sobre el material

Figura 14. Fallas en juntas y cajas de tuberías de revestimiento



Fuente: Pemex

#### 4.10 CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍA

- Inapropiada selección del tubo para la profundidad y las presiones encontradas.
- Insuficiente inspección del cuerpo del tubo o roscas.
- Daños durante la manipulación y transporte.
- Mala práctica de operación de bajada de los tubos del pozo.
- Roscas mal maquinadas.
- Uso de acoples de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- Uso de grasas no adecuadas, diluidas o sucias.
- Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- Rotación en el interior de la tubería de revestimiento. El fijado de la tubería de revestimiento con una tensión inadecuada luego de cementar es una de las causas más comunes de falla.
- Pandeo del tubo en zonas no cementadas.

- La pérdida de fluido en las conexiones debido a una presión interna o externa es una causa común y puede deberse a las siguientes condiciones: Roscas mal maquinadas o sucias, exceso de enrosques y desenrosques, alta ovalidad, ubicación incorrecta de llaves, entre otras.
- La rotación de la tubería de perforación durante el giro del taladro, puede desgastar la tubería de revestimiento, en el caso de perforación direccionada.
- Corrosión tanto la parte interna como la parte externa de la tubería puede ser dañada a causa de la corrosión, la cual puede ser reconocida por la presencia de picaduras o pequeños orificios en el tubo.
- La corrosión en la parte externa de la tubería de revestimiento puede ser causada por la presencia de fluidos corrosivos o formaciones en contacto con la tubería de revestimiento o por corrientes eléctricas aisladas que fluyen fuera de la tubería de revestimiento dentro de estos fluidos o formaciones de su alrededor.
- La corrosión interna es causada por fluidos corrosivos producidos dentro del pozo. Pero el daño puede ser incrementado por los efectos abrasivos de los equipos de bombeo y por las altas velocidades de los fluidos, como los causados por el bombeo por gas-lift.

## **5. PREDICCIÓN DE DESGASTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

Los mecanismos de desgaste de tubería de revestimiento pueden ser identificados antes de comenzar un pozo y es el control de los mecanismos el que disminuye la cantidad de desgaste de la tubería de revestimiento.

### **5.1 PRESIÓN DE CONTACTO Y CARGA**

Inicialmente esto es bastante alto debido a la pequeña área resultando en altas presiones y una gran cantidad de desgaste. A medida que el desgaste continúe, dejara expuesta un área de mayor superficie que ayudara a distribuir y reducir la presión de desgaste. No obstante, las patas de perro y las secciones de incremento y disminución, merecen especial atención

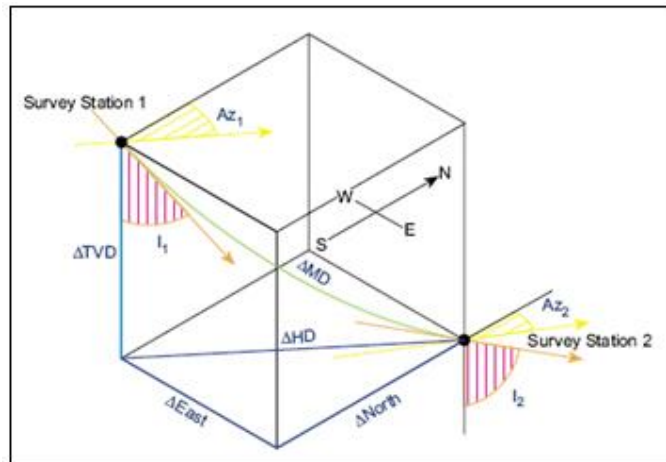
### **5.2 PATAS DE PERRO**

Las patas de perro son ineludibles en muchos de los pozos, y cuando se diseña un pozo es importante entender su efecto en el desgaste de tubería de revestimiento. Mientras se perfora las patas de perro, es importante mantener los parámetros de perforación lo más constantes posibles, para controlar la severidad de las patas de perro. Alisar el perfil de las patas de perro, también puede tener un impacto en la reducción de desgaste y es altamente recomendable. Implementar una inducción profunda, disminuirá la cantidad de fuerzas laterales de pared ejercidas en la tubería de revestimiento.

### 5.2.1 Cálculo del DogLeg por el Método de Radio de Curvatura<sup>6</sup>

La severidad de Pata de Perro (en inglés: Dogleg severity DLS) es una estimación normalmente descrita en grados por cada 100 pies o 30 pies, indicando la variación de la curvatura general del hoyo entre dos estaciones de surveys direccionales consecutivas. De acuerdo con una planificación de perforación de pozo, la severidad de pata de perro es sinónimo de la tasa de Giro y/o Construcción de la curva del pozo. La siguiente fórmula permite calcular la Severidad de Pata de Perro en Grados/100ft, basados en el Método del Radio de Curvatura.

Figura 15. Método de Radio de Curvatura.



Fuente: Fundamentos de Perforación Direccional, Schlumberger.

$$(DLS) = \{ \cos^{-1} [ (\cos i_1 \times \cos i_2) + (\sin i_1 \times \sin i_2) \times \cos (Az_2 - Az_1) ] \} \times (100 \div MD)$$

.....Ecuación 16

<sup>6</sup> SCHLUMBERGER. Fundamentos de perforación direccional. Registros direccionales telemetría de MWD-cálculos. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores-IPM.

Donde;

DLS: Severidad de Pata de Perro, en Grados/100ft

MD: Profundidad medida entre dos surveys, expresada en pies.

i1: Inclinación (Angulo) del survey superior, en Grados

i2 : Inclinación (Angulo) del survey inferior, en Grados

Az1: Azimuth o dirección del Survey superior

Az2: Azimuth o dirección del Survey inferior

### **5.3 REGISTROS**

Ciertas áreas han sido identificadas y que requieren ser consideradas durante la planificación de pozo para minimizar el desgaste de tubería de revestimiento. En el campo se puede correr un registro MFCT antes y después del desgaste predicho, mida la extensión del daño.

Algunos registros ayudan a comprobar el estado del pozo para evitar problemas operacionales y desgaste de tuberías.

#### **5.3.1 Registro de Buzamiento (Dipmeter)<sup>7</sup>**

El Dipmeter es una herramienta que posee cuatro brazos a 90°, los cuales registran los cambios de buzamientos de los estratos, por medio de lecturas de resistividad. Debe utilizarse junto con un GR, debido a que los buzamientos estructurales se miden sobre los planos de estratificación de las lutitas, ya que las arenas poseen buzamientos estratigráficos dentro de los paquetes, dentro de los cuales pueden haber estratificación cruzada. Si no tomamos en cuenta la litología sobre la cual se mide el buzamiento se corre el riesgo de medir un

---

<sup>7</sup> DEAN, RICHARD RAMON. Herramientas especiales de perfilaje. INSTITUTO UNIVERSITARIO POLITÉCNICO "SANTIAGO MARIÑO". Venezuela. Julio 2013.

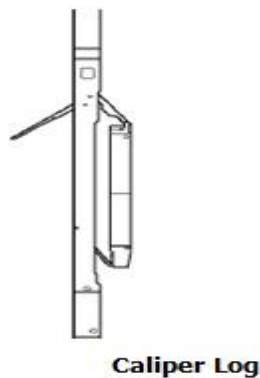
buzamiento estratigráfico dentro de una arena y no un buzamiento estructural sobre una lutita

### 5.3.2 Registro de Calibración<sup>8</sup>.

El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso.

Uno o más brazos se adhieren a la pared del pozo con el propósito de registrar el Diámetro del hoyo

Figura 16. Herramienta Caliper



Fuente: Principios de Registros. Schlumberger

---

<sup>8</sup> MOUSALLI VICTORIA. Perfil calibrador de hoyo (caliper). Mayo.2011

#### **5.4 MATERIAL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

No se puede asumir que mientras más alta sea la fuerza para resistir colapso y ruptura, mayor será la resistencia al desgaste. Los materiales deben ser observados de cerca en caso de que un desgaste de tubería de revestimiento significativo, sea de esperarse.

#### **5.5 INSPECCION: BUJES, CENTRALIZADORES Y CEMENTACIÓN**

La inspección regular de los bujes es importante basado únicamente en la cantidad de veces que han estado expuestos a juntas viajando hacia adentro y hacia fuera del pozo. Cuando se realiza una combinación entre dos diferentes pesos y grados de tubería de revestimiento, esta sección necesita ser soportada debido a la diferente inflexibilidad de las dos secciones. El soporte puede venir, ya sea del cemento o centralización adecuada, de otra manera se podría desarrollar una pata de perro local. La pared interna de la combinación es doblada y experimentara desgaste de las juntas de la tubería de perforación, el doblado deberá ser sostenido, lo más posible. Es prudente localizar el tope planificado del cemento, lejos de una zona de altas fuerzas laterales de pared, debido a que es posible que se desarrolle una pata de perro local, inmediatamente por encima de la tubería cementada. Los centralizadores deberán colocarse través del cuerpo de la tubería, en vez de colocarlos en los acoples. El alejamiento adicional provisto por los centralizadores podría resultar en una pata de perro local, estableciéndose por encima de los acoples.

#### **5.6 BANDA DURA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN**

Hoy en día la vasta mayoría de las bandas durazno “una aleación resistente al desgaste”. Tales como Armador M y Arncó 200 XT, las cuales exhiben una dureza uniforme de superficie en vez de necesitar carburo de tungsteno. No obstante aun

es importante revisar lo que se está recibiendo, para así asegurarse de que sea “amigable al uso”.

## **5.7 PROTECTORES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN**

Estos son colocados en el cuerpo de la tubería de perforación, a unos cuantos pies por encima de la junta para proveer espacio entre la junta y la tubería de revestimiento. Ellos son un elastómero y son fabricados para ser 1/2” más largos que el OD de la junta. Durante su uso requieren calibración regular por desgaste y su subsiguiente renovación. Una alternativa es la de agregar substitutos rotantes de casquillo dentro de la sarta de perforación.

## **5.8 TIPOS DE LODO**

### **5.8.1 Lodos Base Agua**

Desgaste adhesivo severo con fricción. Causado por la falta de barreras sólidas en el lodo.

### **5.8.2 Lodos Base Aceite**

Fricción reducida. Potencial para desgaste de la tubería de revestimiento dependiendo del bandeado duro de la tubería de perforación y las presiones de contacto de paredes laterales.

### **5.8.3 Lodos Pesados**

Incorporar el material de peso, proveerá sólidos al sistema de lodo, que actuara como una material particular entre la junta y la tubería de revestimiento, proveyendo una capa entre las superficies rodantes. El tamaño y la dureza de las partículas son relevantes; una partícula grande proveerá mejor espaciamiento y un material más suave, se desempeñará mejor. Por ejemplo la baritina se desempeña mejor que las adiciones de hematina y cuarzo.

## **5.9 FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS<sup>9</sup>:**

Las formaciones poco consolidadas son propensas a caer dentro del pozo causando una amplia área de contacto en las tuberías provocando descaste por fricción algunos materiales y aditivos agregados al lodo permiten un mejor control de este problema los cuales son:

### **5.9.1 Barita**

La barita es un mineral no metálico cuya fórmula química es  $BaSO_4$ , es conocida también como baritina o espato pesado, siendo unas de sus principales características el ser un material inerte, no tóxico y que tiene un alto peso específico, llegando a ser de hasta  $4.5 \text{ g/cm}^3$ , siendo ésta última característica de donde proviene su nombre que es de la palabra griega baros que significa pesado.<sup>3</sup>

El sulfato de bario comúnmente conocido como barita, es un sólido que se adiciona a los fluidos de perforación para incrementar la densidad, con objeto de conferir la habilidad de evitar que el gas, aceite o agua, presentes en las formaciones permeables, invadan el agujero perforado; previniendo además el derrumbe de las paredes mediante el control de la presión hidrostática de las columnas del fluido, que depende de la densidad de la barita adicionada y de la longitud de la columna hidrostática.

El color va de transparente al blanco, pasando por rosa pálido, azul, amarillo y rojo amarillento, dependiendo de las impurezas que contenga.

---

<sup>9</sup> LOZANO VIOLANTE MARCELA Y SANTIAGO CARRETO ROXANA. Control de calidad de aditivos empleados en la preparación de un fluido de perforación. Tesis de grado. México. Junio 2011.

Figura 17. Mineral barita.



Fuente: Schlumberger. Introducción a los fluidos de perforación.

Muy comúnmente forma una solución sólida, en diferentes proporciones, con la celestita con lo que la fórmula más común es  $(\text{BaSr})\text{SO}_4$  y, dependiendo de la combinación es la densidad del producto, disminuyendo a mayor cantidad de estroncio. La elevación de la densidad arriba de  $1.20 \text{ g/cm}^3$  a base de bentonita, no es conveniente ya que podemos subirla hasta  $1.26 \text{ g/cm}^3$ , pero la viscosidad llega a alcanzar valores de 100 centipoises, esto registra la experiencia.

Esto sería sin la adición de reactivos, porque en esta forma podríamos tener fluidos de perforación con densidades de  $1.32 \text{ g/cm}^3$  con buenas condiciones reológicas. Sin embargo con la adición de barita se puede incrementar la densidad hasta  $2.30 \text{ g/cm}^3$ . Fácilmente controlables, manteniendo la concentración de sólidos ligeros en valores razonables.

El control de calidad de este material densificante estipula que debe estar libre de sustancias contaminantes, con el fin de que sea lo más inerte posible para no provocar, condiciones desfavorables en los fluidos de perforación. El sulfato de bario al precipitarse se le ve como un polvo blanco más o menos cristalino, su solubilidad en el agua es mínima  $0.000023$  por ciento, por lo que se le

considera prácticamente insoluble en dicho disolvente; también es insoluble en los ácidos diluidos.

## APLICACIONES

La barita tiene importantes aplicaciones en la industria de la pintura como un pigmento con resistencia a los ácidos. Se usa en la obtención del elemento bario. El principal uso de la barita es en la industria petrolera y se utiliza para incrementar la densidad de los fluidos de perforación para que puedan realizar las siguientes funciones:

- Control de presión de formaciones.
- Disminuir los derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Disminuir el peso de la tubería de perforación durante los viajes.
- Ayudar a combatir algunos tipos de pérdidas de circulación.

### **5.9.2 Arcilla Organofílica**

En la perforación de pozos petroleros se emplean fluidos emulsiones cuya fase continua está constituida por aceite y donde la fase dispersa es el agua; estos fluidos denominados emulsiones inversas, incluyen en su formulación una arcilla cuya función es semejante a la de la bentonita en el agua, debe ser capaz de formar geles y facilitar el control de las propiedades reológicas variando su concentración.

La arcilla organofílica se utiliza como viscosificante en lodos base aceite. Es un tixotrópico idóneo para usarse en una amplia variedad de aceites y solventes.

Además de proveer excelentes propiedades reológicas, la arcilla organofílica mejora la capacidad de acarreo y de limpieza del pozo. Con el uso de la arcilla organofílica, se incrementará la estabilidad térmica y de emulsión y el filtrado se reducirá notablemente.

## APLICACIONES

- Se usa en fluidos de perforación base aceite que requieren modificación reológica.
- Se usa en lodos base aceite que no se usen como fluidos de empaque, para estabilizar o almacenar lodos.
- Se dispersa fácilmente y está libre de grumos.

Presentación:

Sacos de papel de 50 libras c/u (22.68 kilos). Se embarca en tarimas de madera de 60 sacos cada uno recubierta de plástico termo-incogible calibre 500 y 4 flejes de polipropileno de ½ pulgada.

Figura 18. Arcilla organofílica



Fuente: Schlumberger. Introducción a los fluidos de perforación.

### 5.10 Arena/Sedimento

Las partículas de arena son demasiado grandes para “rodar en el espacio entre la junta y la tubería de revestimiento. Sistemas sin peso experimentan tanto desgaste adhesivo, que hacen que la influencia abrasiva de la arena, pase

inadvertida. En sistemas con peso, el efecto de arena pasa una vez más, inadvertido, debido al efecto dilusor del producto de peso.

### **5.11 Lubricantes**

Su efecto depende de las condiciones de superficie de la tubería de revestimiento-junta y las cantidades de sólidos en el sistema. Los lubricantes producen una película sobre la tubería de revestimiento y la junta, proveyendo una superficie de baja resistencia. Sin embargo el contenido de sólidos penetrará la película de manera de prevenir cualquier contacto película/película, rindiendo el lubricante de manera inefectiva. En caso que lubricantes sean incluidos, el control de sólidos pasará a ser de alta prioridad.

## 6. CRITERIOS DE DISEÑO.

### 6.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es el resultado de la densidad del fluido y la altura de la columna del mismo. La densidad es normalmente medida en libras por galón (Lpg) o kilogramos por metro cúbico ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ). Un fluido pesado ejerce más presión porque su densidad es mayor. La fuerza o presión que un fluido ejerce en cualquier punto dado es normalmente medida en libras por pulgada cuadrada (psi) o en el sistema métrico, bar. Para averiguar cuanta presión ejerce un fluido de una densidad dada por cada unidad de longitud, usamos el gradiente de presión. A continuación se presenta la ecuación que relaciona la densidad del fluido y la profundidad para determinar la presión hidrostática correspondiente.

$$PH=0,052*\rho_f * D \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 17}$$

Dónde:

$\rho_f$  : Densidad del fluido (lpg)

D: Profundidad (ft)

Figura 19: Presión hidrostática.



Fuente: WCS. Well control. Louisiana. 2003

La tubería de revestimiento es sometida a diferentes exigencias durante su propia colocación y cementación, además de las operaciones de perforación y producción, y sus cualidades más importantes son la resistencia al colapso, estallido y tensión. Acorde a esto el API ha definido los estándares mínimos de estas propiedades que cada tubo debe poseer en los boletines 5C2 de 1987 y 5C3 de 1989. En estos boletines se encuentran las características que se requieren de los tubos al momento de realizar el diseño de la tubería de revestimiento para un pozo.

Hay tres fuerzas básicas a las cuales el revestimiento está sometido: colapso, estallido y la tensión.

Estas son las fuerzas reales que existen en el pozo. Primero deben ser calculadas y deben mantenerse por debajo de las propiedades de resistencia del revestimiento. En otras palabras, la presión de colapso debe ser menor que la resistencia al colapso del revestimiento y así sucesivamente.

La Tabla 8 presenta los factores de seguridad para los diferentes esfuerzos a los cuales está sometida la tubería de revestimiento como son colapso, tensión y estallido.

Tabla 8. Factores de seguridad usados en la industria.

FACTORES DE SEGURIDAD	
colapso	1.0-1.1
estallido	1.1-1.25
tensión	1.3-1.8
compresión	1.0
diseño triaxial	1.1-1.2

Fuente: Diseño de tubería de revestimiento sección 7-Schlumberger

El revestimiento debe inicialmente estar diseñado para el colapso, explosión y la tensión. Y el diseño depende de la exactitud de los datos recogidos.

Para los pozos direccionales se requiere un perfil correcto para determinar la profundidad vertical verdadera (TVD). Todas las presiones del pozo y las fuerzas de tracción deben calcularse utilizando profundidad vertical solamente. Las longitudes de tubería de revestimiento se calculan por primera vez como si el pozo fuera vertical y luego estas longitudes se corrigen para el ángulo de agujero apropiado.

## **6.2 TENSION<sup>10</sup>**

La tensión es una condición mecánica de una tubería, que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Como se mencionó previamente, se debe considerar la cedencia mínima del material para éste efecto. Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar una carga axial en forma incremental sobre una probeta o espécimen con cierta sección transversal (de acuerdo al ASTM), también se obtiene la resistencia a la tensión de dicho material. Este es muy

---

<sup>10</sup> BAÑO SALTOS FRANKLIN Y MAYALICA DALGO DIEGO. Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación. Tesis de grado. Ecuador. 2008.

diferente a la de una tubería, por la diferencia en la sección transversal del cuerpo del tubo y de la probeta. La resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por el API, se mide en unidades de fuerza (libras), con un valor resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras.

El valor de la fuerza de tensión (elongación) representa la mínima resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo para que exceda su límite a la deformación. Cualquier tramo de tubería de revestimiento en la columna debe soportar el peso de toda la tubería suspendida debajo de ella.

En la tubería de revestimiento sin costura API, la fuerza de unión en los acoplamientos es el lugar más débil y es la fuerza de unión la que se usa para diseñar la resistencia a la tensión.

La tensión se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. La Ecuación 18 relaciona los efectos de los esfuerzos de colapso y cedencia en las tuberías.

$$P_{\gamma_p} = 2\gamma_p \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \dots\dots\dots\text{Ecuación 18}$$

Donde:

$P_{\gamma_p}$  = Presión de colapso

$\gamma_p$  = Mínimo límite elástico

La fórmula recomendada por el API. Para determinar los esfuerzos de tensión en los acoplamientos para las tuberías H-40, J-55, N-80 y P-110 se muestran a continuación.

La Ecuación 19 determinan los esfuerzos para acoplamientos cortos:

$$P = 0,8 * \left[ c * (86 - D) * \left( \frac{1}{t - 0,18} + 62 \right) * A_j \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 19}$$

La Ecuación 20 determina los esfuerzos para acoplamientos largos:

$$P = 0,8 * \left[ c * (65 - D) * \left( \frac{1}{t - 0,18} + 62 \right) * A_j \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

- P= Fuerza de unión mínima (kg)
- D= Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (cm)
- t= Espesor de la pared (cm)
- A= Área bajo la última rosca perfecta cm
- C= Constante de acero.

$$\text{Tensión} = W_{rvto} * D \dots\dots\dots \text{Ecuación 21}$$

$$fS_{tension} = \frac{T_{tabla} - MOP}{W_{total}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

- $T_{tabla}$  = Capacidad a la tensión de las tablas (lbs)
- MOP= Margin over pull entre 50.000 y 100.000 (lbs.)
- $w_{total}$  = Peso total de tubería (lbs)

La Figura 20 representa la falla por tensión en la tubería de revestimiento para efectos del diseño

Figura 20. Esfuerzo de tensión



Fuente: Casing Design Manual – Schlumberger

### 6.3 COLAPSO

Los colapsos en tuberías de revestimiento y de producción pueden derivar en la pérdida de un pozo. Su estudio ha sido de gran interés para la industria petrolera.

La presión de colapso se origina a partir de la columna de lodo que se utiliza para perforar el pozo, se define como la presión externa que se requiere para deformar la tubería de revestimiento. Y actúa sobre la parte exterior del revestimiento. Dado que la presión hidrostática de una columna de lodo aumenta con la profundidad, la presión de colapso es más alta en la parte inferior y despreciable en la parte superior.

Al analizar los factores que afectan la resistencia de la tubería de revestimiento al aplastamiento, se ha encontrado que la resistencia a la tensión del acero es uno de los elementos básicos, al aumentar esta resistencia también aumenta la resistencia al aplastamiento de la tubería. Sin embargo la resistencia al

aplastamiento de una tubería de revestimiento de un grado determinado de acero se altera materialmente cuando se aplican esfuerzos en más de una dirección. Cuando la tubería de revestimiento se coloca en un pozo las fuerzas que tienden a aplastarla no solo se deben a la presión externa ejercida sino también, al peso de la tubería abajo del punto del diseño. La carga biaxial como se la llama debido a que las cargas están en ángulo una con respecto a la otra, de hecho reduce la resistencia a la tensión del acero.

Para efectos prácticos, la presión de colapso se debe calcular de la siguiente manera:

$$P_{C_{cal}} = 0,052 * \rho_{min} * D \dots\dots\dots\text{Ecuación 23}$$

$$FS_{colapso} = \frac{P_{C_{tablas}}}{P_{C_{cal}}} \dots\dots\dots\text{Ecuación 24}$$

Dónde:

$P_{C_{cal}}$  : Presión de colapso calculada (Psi)

$\rho_{min}$  : Densidad mínima del lodo (LPG)

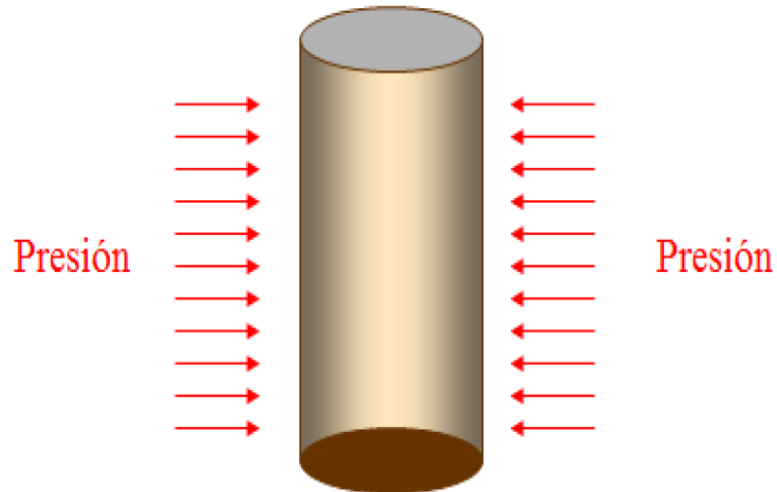
D: Profundidad (ft)

$P_{C_{tablas}}$  : Resistencia al colapso registrado por las tablas (Psi)

$FS_{colapso}$  : Factor de seguridad para colapso

La Figura 21 muestra la dirección de los esfuerzos que dan origen al colapso en tuberías. La Ecuación 23 determina este parámetro fundamental para el diseño de tuberías de revestimiento.

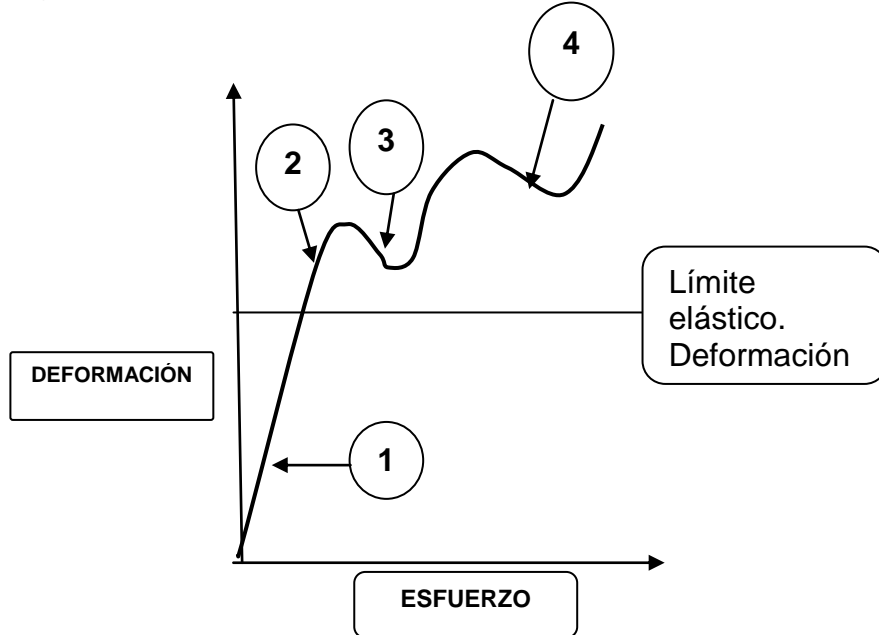
Figura 21. Colapso



Fuente: Casing design Principles-Schlumberger

La mayoría de las tuberías de revestimiento tienden a colapsar en los rangos plásticos y de transición. En este caso el colapso sobreviene como consecuencia de la repetida pérdida y recuperación de la redondez del tubo. La Figura 22 representa la deformación experimentada por un material cuando se aplica un esfuerzo.

Figura 22. Esfuerzo- Deformación.



Fuente: Autores

El comportamiento elastoplástico de la tubería de revestimiento bajo presión de colapso. 1- Rango elástico, 2- Rango plástico, en esta zona se ubica el esfuerzo mínimo de cedencia 3- Rango de transición, 4- Rango de cedencia. En (3) y (4) se encuentra el último esfuerzo mínimo de cedencia.

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de la tubería a causa de una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente. En primera instancia, es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en segundo término, es un fenómeno de falla complejo de predecir. La falla por colapso depende de factores diversos propios de la naturaleza de fabricación del tubo.

Dentro de éstos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

A través de una serie extensa de pruebas realizadas en tuberías, el API ha demostrado el comportamiento de la falla por colapso de las tuberías.

La Figura 21 muestra las condiciones de falla por colapso diferentes para un amplio rango de diámetros y espesor de tuberías. Éste último término se define como la esbeltez o delgadez de la tubería. De acuerdo a las pruebas realizadas, se manifiestan cuatro zonas o comportamientos. La primera es denominada presión de colapso por cedencia, la cual depende fuertemente de la cedencia del material, en virtud de que se ha comprobado que los esfuerzos tangenciales generados en la periferia del interior del tubo, alcanzan el valor de la cedencia. Esta zona se presenta para tuberías cuya esbeltez sea inferior a 15. Es decir, tuberías de diámetro grande ( $> 7 \frac{5}{8}$ " ). Un segundo comportamiento del colapso es el elástico, que puede predecirse mediante la teoría clásica de la elasticidad, y se presenta en tuberías con esbeltez mayor a 25, es decir tuberías de diámetro pequeño ( $< 7$ " ). Un tercer comportamiento, que el API denominó como colapso elástico, es el que se presenta posteriormente a la etapa de colapso plástico, que obedece a la naturaleza propia de deformación del tubo en la etapa de plasticidad o sea posterior a la cedencia. Y finalmente, existe una zona de transición entre el colapso plástico y colapso elástico. Es un comportamiento que ha sido correlacionado en forma numérica por el API, a fin de tener en forma completa el modelo del comportamiento del colapso.

Las cargas de colapso primario son generadas por la hidrostática de la columna de fluido en el cabezal, fuera de la sarta de revestimiento. Estos fluidos son normalmente los fluidos de perforación y en algunas ocasiones las lechadas de

cemento. Los revestimientos también se someten a presiones de colapso severas cuando se perfora a través de formaciones problemáticas como arcillas y sales.

El colapso mide la resistencia de la sección transversal de la tubería a la inestabilidad que resulta de una presión diferencial externa. El desempeño al colapso de las tuberías está basado en los principios siguientes:

- El desempeño al colapso de las conexiones siempre se supone mayor que el del cuerpo de la tubería.
- El desempeño al colapso incluye la resistencia a la presión interna y externa del fluido y a la tensión axial
- El efecto del pandeo en la resistencia al colapso se trata como una carga axial equivalente, la cual se entiende como la máxima tensión de esfuerzo al pandeo aplicada a la sección transversal completa.
- Se considera el efecto de deterioro causado por la carga axial de tensión en la resistencia al colapso y se desprecia el efecto benéfico de la carga axial compresiva es ignorado. Cargas compresivas esperadas durante la fase de diseño no pueden ser aseguradas en las condiciones de campo reales.

El desempeño al colapso se calcula usando los procedimientos recomendados por el API, el cual depende de las variables siguientes:

- Presión Interna.
- Esfuerzo axial.
- Diámetro externo de la tubería.
- Espesor de pared de la tubería.

La Ecuación 25 se emplea para calcular la presión de colapso en función del espesor del tubo y el diámetro externo nominal

$$P_{CE} = \frac{46,95 * 10^6}{(D/t) * ((D/t) - 1)^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 25}$$

Dónde:

$P_{CE}$  : Presión de colapso elástico (psi).

t: Espesor de la pared nominal (pulg).

D: Diámetro externo nominal (pulg).

Si la relación  $D/t < 15$ , entonces:

La Ecuación 26 empleada para la relación espesor de la pared del tubo y el diámetro externo nominal.

$$P_{\gamma_p} = 2\gamma_p \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 26}$$

Dónde:

$P_{\gamma_p}$  : Presión de colapso (Psi).

$\gamma_p$  : Mínimo límite elástico (Psi).

Para los cálculos de colapso se asume que el revestimiento este vacío para tener un factor de seguridad adicional y esto en la práctica ocurre cuando:

- Se produce una pérdida completa de fluido (por ejemplo en una formación cavernosa).
- hay una pérdida completa de líquido debido a un reventón de gas que posteriormente disminuye.

Nota: Ninguna de estas condiciones se debe permitir en la práctica, con la excepción de encontrarse con formaciones cavernosas.

**Colapso de Cargas durante la Perforación<sup>11</sup>:** El peor caso de colapso de cargas durante la perforación ocurre si se encuentra perdida de circulación y disminuye la presión hidrostática interna. Por convención el fluido externo es forzado a ser el lodo que estaba en sitio cuando se corrió la tubería de revestimiento. Esto es debido a la incertidumbre del aislamiento completo del cemento alrededor de la tubería de revestimiento causado por acanalados o deslaves. El nivel del fluido interno cae hasta cualquier medida, desde cientos de pies hasta evacuación total de la tubería de revestimiento y depende del peso interno del lodo en uso y la presión de poro de la zona de perdida.

#### **6.4 ESTALLIDO.**

La presión de estallido se origina por la columna de fluido que actúa en el interior de la tubería y es la máxima presión interna que el revestimiento puede resistir. Estas presiones internas actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Estas son cargas que resultan de la presión del pozo, presión hidrostática interna, presiones de cementación, cambios de la densidad del hueco.

Esta presión se debe ya sea a la carga hidrostática del lodo de perforación o tal vez, a la presión del agua en los poros de la roca adyacente al área cementada del espacio anular detrás de la tubería de revestimiento. Sin embargo, en la parte superior del agujero, no hay fluido con carga hidrostática que ejerza presión externa, cualquier presión interna que exista ahí debe ser resistida por la tubería.

La tubería también se ve sometida a una presión de estallido cuando ocurre un influjo.

---

<sup>11</sup> SCHLUMBERGER. Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

Su efecto es mayor en superficie, pues en este punto la presión hidrostática es nula. Para que el estallido se produzca, la presión de estallido debe ser mayor que la presión hidrostática más la resistencia al estallido en la tubería.

La situación de carga más fuerte es cuando ocurre una arremetida y el pozo se cierra lleno de gas.

La resistencia a la presión interna de tuberías ha sido discutida con base en los principios siguientes:

- La resistencia a la presión interna de la conexión puede exceder o no la del cuerpo de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente en roscas especiales, es posible que la resistencia de la tubería exceda la de la conexión.
- En diseños reales, la resistencia a la presión interna como fue definida por la API, es una medida relativamente incompleta de la integridad del cuerpo de la tubería. Una aproximación más exacta y recomendada, es reconocer que la resistencia a la presión interna se considera automáticamente en una revisión general multidimensional. Para efectos se determina mediante la Ecuación 27 y Ecuación 28.

$$P_{E_{cal}} = P_{prof} - 0,1 \frac{Psi}{ft} * D \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 27}$$

$$FS_{estallido} = \frac{P_{E_{tablas}}}{P_{E_{cal}}} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 28}$$

Dónde:

$P_{E_{cal}}$  : Presión de Estallido calculado (Psi).

$P_{prof}$  : Presión de formación a la profundidad de referencia (Psi).

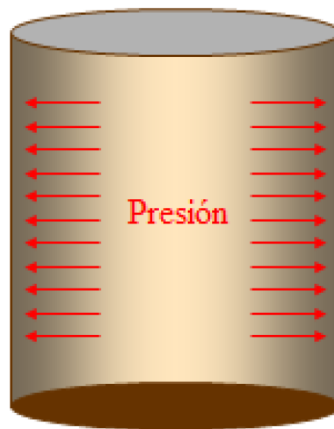
D: Profundidad en (ft).

$FS_{estallido}$  : Factor de seguridad para el criterio de estallido.

$P_{E_{tablas}}$  : Resistencia al estallido registrado por las tablas (Psi).

La Figura 23 identifica las presiones de estallido que se producen cuando los fluidos de formación entran en el revestimiento durante la perforación de la sección siguiente.

Figura 23. Estallido



Fuente: Casing design Principles-Schlumberger

Para el diseño de estallido se pueden dar dos casos:

## 6.5 PATADA EXTENDIDA

El diseño se basa en una surgencia generalmente gas se asume que el gas entra al pozo y desplaza la gran mayoría del lodo de perforación y luego se cierra el pozo claramente es una situación poco realista ya que con la actual tecnología se detectan influjos rápidamente incluso de 10 barriles sin embargo esta situación en la práctica se torna real cuando son pozos de gas.

## **6.6 PATADA SIN EXTENDIDA:**

Esta consideración es más realista y representa la mayoría de situaciones que podrían presentarse en un pozo, el principal problema de este criterio es saber el tamaño real de la patada para cada tamaño de revestimiento, los primeros cálculos detallados para calcular patadas no extendidas se presentaron por primera vez en 1987.

## **6.7 PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO<sup>12</sup>.**

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación.

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestren: el gradiente de presión de

---

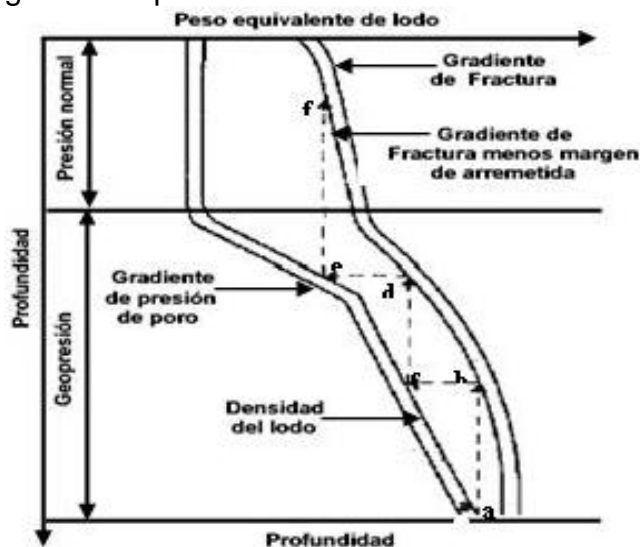
<sup>12</sup> CHAUQUI, DIEGO GABRIEL. Cementación primaria y fluidos de perforación. Curso de petróleo Gral. Mosconi. 2012.

poro y el gradiente de fractura, tal como el que se ilustra en la Figura 24. Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

Por razones de seguridad, se trabaja con una presión ligeramente superior o sobre balance a la presión de poro, generalmente entre 0,3 y 10,5 lb/gal. Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad.

Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobre balance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida (segmento a-b). Se asienta el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra (segmento c-d).

Figura 24. Método gráfico de profundidad de asentamiento.



Fuente: CHAUQUI. DIEGO GABRIEL. Cementación primaria y fluidos de perforación. Curso de petróleo Gral. Mosconi. 2012

## 7. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA, PORO Y GRADIENTES DE FRACTURA.

### 7.1 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA.

La presión de sobrecarga es definida como la presión ejercida por el peso total de las formaciones supra-yacentes sobre el punto de interés. El peso total es el peso combinado de los sólidos en la formación (Matriz de la roca) y los fluidos deformación en el espacio poroso. La densidad de las dos cargas se conoce como la densidad aparente  $\rho_b$  (bulk density).

Por consiguiente, la presión de sobrecarga puede expresarse como la presión Hidrostática ejercida por todos los materiales sobre la profundidad de interés en la Ecuación 29.

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_b * D \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 29}$$

Dónde:

$\sigma_{ov}$  = Presión de sobrecarga (psi).

$\rho_b$  = Densidad promedio de la formación (Lpg).

D= Verdadera profundidad vertical (ft)

En un área dada, el gradiente de sobrecarga no es constante con la profundidad debido a variaciones en la densidad de la formación. Esto resulta de variaciones en la litología y de la densidad de los fluidos en los poros. Adicionalmente el grado de compactación y por tanto la densidad de la formación, se incrementa con la profundidad debido al incremento de sobrecarga.

La Ecuación 30 es útil para calcular el gradiente de sobrecarga bajo condiciones de campo con litología variable y densidad del fluido en los poros está dada por:

$$\sigma_{ovg} = 0,433 * [(1 - \phi) * \rho_{ma} + (\phi * \rho_f)] \dots\dots\dots \text{Ecuación 30}$$

Dónde:

$\sigma_{ovg}$  = Gradiente de sobrecarga, (Psi/ft).

$\phi$  = Porosidad expresada como fracción.

$\rho_f$  = Densidad de los fluidos de formación, (gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz, (gr/cm<sup>3</sup>)

Las densidades en la ecuación anterior son expresadas en gr/cm<sup>3</sup>, en vez de las unidades usuales (lpg). Con excepción de la industria petrolera, todas las otras industrias usan el sistema métrico internacional de unidades, donde la densidad es usualmente expresada en gr/cm<sup>3</sup>. La industria petrolera toma muchas de sus mediciones de otras industrias.

Una lista de densidades tanto de matrices y fluidos es incluida en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Densidad de diferentes tipos de rocas

Sustancia	Densidad (gr/cc)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Alita	2.03
Yeso	2.35
Arcilla	2.7-2.8
Agua dulce	1.0
Agua de mar	1.3-1.6
Petróleo	0.6-0.7
Gas	0.15

Fuente: Tarbuck y Lutgens. "Ciencias de la Tierra. Una introducción a la Geología Física". (2005). Ed. Pearson-Prentice Hall, 8ª ed. Madrid.

## 7.2 DETERMINAR PRESIÓN DE FORMACION POR MEDIO DE REGISTROS SÓNICOS:

Cuando se corre un registro sínico el resultado en cierto tipo de formaciones, como lutitas, será primordialmente una respuesta a las variaciones de la porosidad. En general, la velocidad acústica longitudinal registrada en cualquier tipo de registro acústico, es principalmente una función de la porosidad y la litología.

Cuando se grafica la profundidad contra tiempo de viaje acústico a través de los intervalos de las diferentes formaciones, en papel semi-logarítmico, aparece una línea recta a lo largo de la sección de compactación "NORMAL", puesto que una

de las principales causas de la presión de formación es la compactación, esta línea recta representará el gradiente de presión normal en la zona "normalmente presurizada".

La Figura 25 muestra como el tiempo de viaje disminuye a medida que la profundidad aumenta, lo que indica que la porosidad disminuye con la profundidad. La línea recta trazada en la sección donde la presión de formación del fluido es hidrostática, indica zonas de presiones anormales. Los valores que representan el tiempo de viaje a través de un intervalo, se irán separando de la tendencia de compactación normal, lo que es debida a que la porosidad va aumentando porque a tales formaciones (lutitas) no se les permitió que se compactaran normalmente, de tal manera que los fluidos contenidos en ellas no pudieron escapar a medida que aumentaba la presión de sobrecarga.

Para evaluar la presión de formación se requiere una gráfica semilog de  $\Delta t$  contra la profundidad, con los datos preferiblemente solo de camas de arcillas.

Presiones anormales pueden detectarse con un incremento de los valores de  $\Delta t$  sobre el gradiente observado como normal. La variación en los datos es aceptada a causa de un significativo incremento en el tamaño de los poros en la arcilla debido a las altas presiones anormales, como se muestra en la Figura 25

### **7.3 METODO EATON CON REGISTRO SONICO<sup>13</sup>:**

- Establecer la tendencia de compactación normal de la gráfica semilog de  $\Delta t$  vs profundidad (Figura 25)

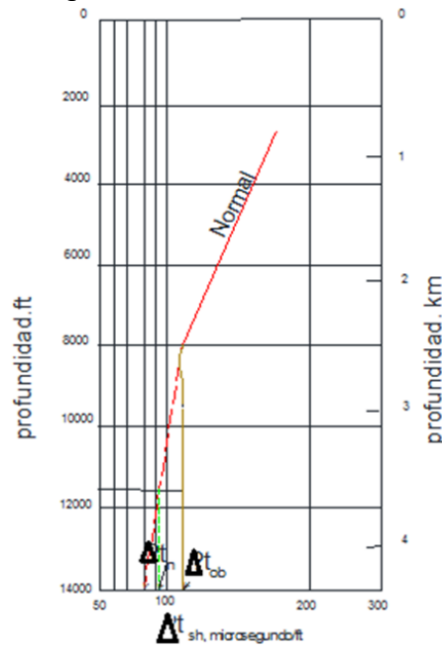
---

<sup>13</sup> GONZÁLEZ HERRERA ANDRÉS MAURICIO. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2011.

- El tope de la presión anormal es seleccionado a la profundidad donde los puntos de la gráfica divergen de la tendencia normal.
- Los valores de  $\Delta t$  del gradiente normal ( $\Delta t_{\text{normal}}$ ) y la tendencia de presión anormal ( $\Delta t_{\text{Observado}}$ ) son extendidos hasta la parte de debajo de la escala de tiempo ( $\Delta t$ ).

La representa el comportamiento de los tiempos de recepción de la onda en una formación en una tipo shale de la costa del Golfo de los Estados Unidos.

Figura 25. Tendencia de un registro sónico.



Fuente: w.h. fertl, r.e. Champman, r.f. hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

- Finalmente se obtiene la presión de formación de la Ecuación 31. Conociendo la presión de sobrecarga, presión de poro normal y los tiempos de transito normal y observado leídos en el registro sónico

Un perfil con gradiente de presión puede ser construido para cada pozo en particular. La relación entre, la resta de tiempos de transición anormales y normales ( $\Delta t_{\text{Observado}} - \Delta t_{\text{normal}}$ ) pasando por una arcilla, y el FPG para formaciones del Mioceno y Oligoceno a lo largo de la costa del golfo de los Estados Unidos es mostrada en la Figura 25.

$$pf = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - Pn) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^3 \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 31}$$

Donde

$pf$  = Presión de formación (lpg)

$\sigma_{ov}$  = Sobrecarga (lpg)

$Pn$  = Presión de poro normal (lpg)

$\Delta t_n$  = Lectura del delta de tiempo de la línea de tendencia normal ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

$\Delta t_o$  = Lectura del delta de tiempo observado del registro sónico ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

#### 7.4 DETERMINACIÓN DE PRESION DE FORMACION BASADO EN EL EXPONENTE D.

**Exponente de perforación “D”**=El exponente de perforación es un método para normalizar la tasa de penetración (ROP) con el fin de eliminar el efecto de los parámetros de perforación externos. Para compensar tantas de estas variables como sea posible, se utiliza el coeficiente de perforación “d”, el cual se utilizó para estimar la presión de formación reemplazando los datos de tasa de penetración (ROP), velocidad de rotación (RPM), peso sobre la broca (WOB) y diámetro de la broca (B).

Para cierta litología, a medida que resulta más difícil perforar con la profundidad, aumenta el exponente "d". El exponente “d” es la culminación del trabajo de

Bingham (1965) y Jordán & Shirley (1967), los cuales propusieron la Ecuación 32 para su cálculo.

$$d = \frac{\log \frac{(ROP)}{(60 \times RPM)}}{\log \frac{(12 \times WOB)}{(10^6 \times B)}} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 32}$$

Dónde:

$d$  = exponente de perforación [adimensional]

ROP = tasa de penetración [pies/hr]

RPM = velocidad de rotación [rpm]

WOB = peso sobre la broca [lbs]

B = diámetro de la broca [pulg]

Una modificación al exponente de perforación fue propuesta por Rehm (1971), el cual corrigió el exponente para los efectos relacionados con los cambio en el peso de lodo. La Ecuación 33 determina la relación matemática propuesta Rehm.

$$Dc = d \left( \frac{NPP}{ECD} \right) \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 33}$$

Dónde:

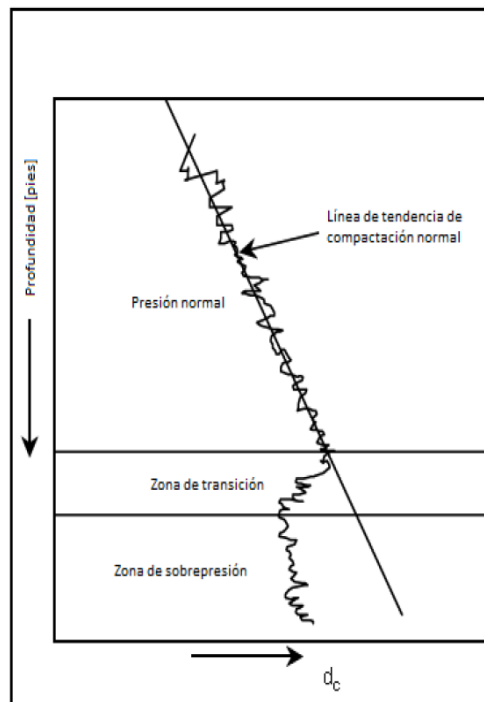
$Dc$  = exponente de perforación corregido

NPP = gradiente normal de presión [lpg]

ECD = densidad equivalente de circulación [lpg]

La Figura 26 representa la tendencia normal de compactación para el método de exponente D usado por Eaton, en donde los parámetros de operación requieren de ajuste para normalizar su tendencia.

Figura 26. Comportamiento normal exponente de perforación "dc"



Fuente: Rabia Husain, well engineering & construction.

## 7.5 MÉTODO DE EATON USANDO EXPONENTE "D"<sup>14</sup>

El método de Eaton consta de tres pasos, los cuales se describen a continuación:

<sup>14</sup> MARTINEZ. M. JAVIER ANDRES. Consideraciones técnicas para el diseño y la sección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH- BVTURA-1-ST-P. Tesis de grado. Bucaramanga. 2011.

- Registrar los valores de la línea de tendencia normal del exponente “dc” calculado (dcn) y observado (dco) a la profundidad de interés. Se deben usar solo los valores referentes a lutitas para el valor de dco.
- Registrar el gradiente de sobrecarga a la profundidad de interés.
- Usar la Ecuación 34 para el cálculo de la presión de poro:

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - p_n) * \left(\frac{dco}{dcn}\right)^{1,2} \dots\dots\dots\text{Ecuación 34}$$

Dónde:

PP = presión de poro [lpg]

$\sigma_{ov}$  = sobrecarga [lpg]

$p_n$  = gradiente de presión normal [lpg]

dco= valor del exponente de perforación observado a la profundidad de interés

dcn= valor del exponente de perforación a partir de la línea de tendencia normal en la profundidad de interés.

## 7.6 MÉTODO CON REGISTROS DE RESISTIVIDAD<sup>15</sup>:

Reconocer presiones normales de anormales generalmente requiere el análisis de registros antiguos (los registros eléctricos son rara vez aplicados hoy en día). Electrodo convencionales no centrados se usaron como cálculos actuales en estas herramientas. Los electrodos del circuito de medición son colocados en un campo electromagnético a distancias seleccionadas de los electrodos actuales.

---

<sup>15</sup> GONZÁLEZ HERRERA ANDRÉS MAURICIO. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2011.

La diferencia entre la electricidad potencial entre los electrodos fueron registrados, y conociendo la distancia requerida, es convertida en un valor de resistividad. Para este registro se necesita que el lodo sea a base de agua así hay conducción de la electricidad. Largos espaciamientos entre electrodos generalmente permiten una investigación mayor de las formaciones. Como resultado, los dispositivos con espaciamientos mínimos son de 16 pulgadas, con lecturas poco profundas. La herramienta normal y la amplificada han sido útiles para predecir la presión de formación

El método se basa en la observación, en una sub compactación, la resistividad de la arcilla se incrementa a medida que se está a mayor profundidad. Esto es porque la porosidad normalmente decrece con la profundidad por la compactación, y la resistividad está en función del tipo y cantidad de agua presente en la formación.

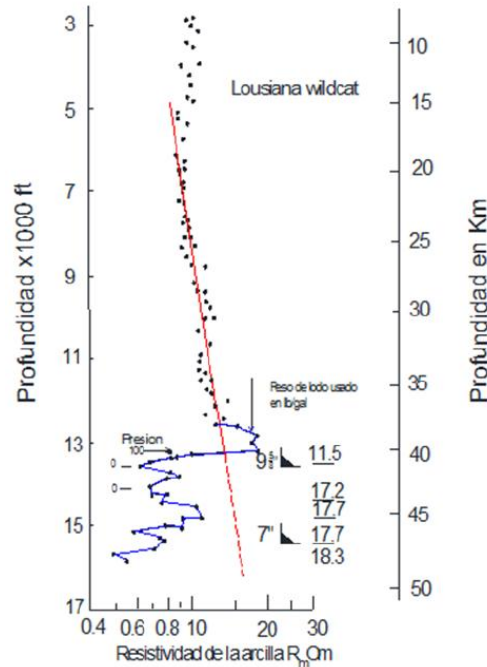
Los valores de resistividad de las lutitas son obtenidos originalmente del registro normal corto amplificado. Sin embargo, en la actualidad el uso de registros resistivos profundos es preferido, al permitir el uso de datos en cualquier tipo de fluido de perforación y ofrecer una mayor profundidad de investigación. La resistividad de las lutitas depende principalmente:

- Porosidad
- Salinidad del agua de formación
- Temperatura

La resistividad de las lutitas incrementa con la profundidad en zonas de presiones normales mientras que la porosidad disminuye. Un incremento de porosidad, y por lo tanto mayor contenido de agua de formación, es indicativo de presiones anormales y menor resistividad. A continuación Figura 27 representa la resistividad que presentan las rocas de las formaciones a medida que la

compactación deshidrata la matriz a medida que se adquiere profundidad en un pozo en el golfo de México.

Figura 27. Resistividad contra profundidad de un pozo en el golfo de México



Fuente: w.h. fertl, r.e. champman, r.f. hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

### METODOLOGÍA:

- (1) grafique  $R_{sh}$  contra profundidad y determine la tendencia de compactación normal.
- (2) La profundidad donde la resistividad diverge de la tendencia normal es identificada como la zona con presión anormal.
- (3) La presión de formación a una profundidad específica es determinada como se describe Ecuación 35.

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) * \left( \frac{R_{sh \text{ Observado}}}{R_{sh \text{ Normal}}} \right)^{1,2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 35}$$

Donde:

PP= presión de poro (lpg)

$\sigma_{ov}$  = Sobrecarga (lpg)

$P_n$  = presión de poro normal (lpg)

$R_{sh \text{ Observado}}$  = valor de resistividad observado (ohm-m)

$R_{sh \text{ Normal}}$  = valor de resistividad normal (ohm-m)

## 7.7 CALCULO DE LA PRESION DE FRACTURA.

### 7.7.1 Método de Hubert & Willis:

El método de Hubert & Willis, se basa en la premisa que la fractura ocurre cuando la presión aplicada por el fluido de perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El plano de fractura es asumido siempre perpendicular al mínimo esfuerzo principal. El gradiente de fractura puede ser calculado, en términos de gradiente de sobrecarga, relación de Poisson y presión de formación, como se indica a continuación:

$$GF = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \left( \frac{\sigma_v - P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \dots\dots\dots \text{Ecuación 36}$$

Dónde:

GF = gradiente de fractura [psi/pie]

$\nu$  = relación de Poisson.

$\sigma_v$  = sobrecarga [psi]

$P_f$  = presión de formación [psi]

D = profundidad [pies]

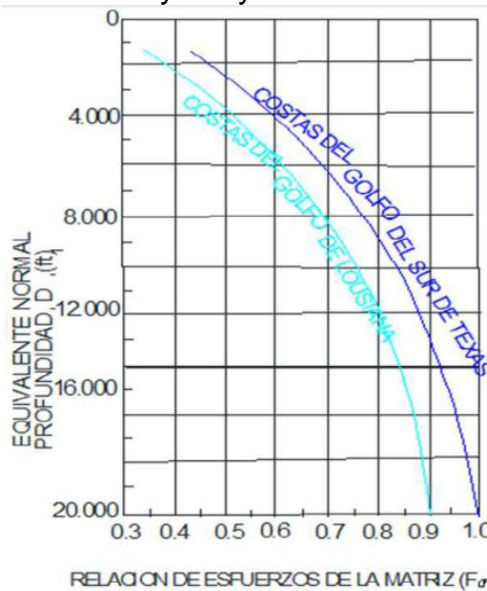
### 7.7.2 Correlación de matthews y Kelly

La experiencia en la perforación demuestra que los gradientes de fractura aumentan con la profundidad. Estos autores reemplazaron la concepción de Hubbert and Willis de que el mínimo esfuerzo es igual a la tercera parte del esfuerzo de sobrecarga por la siguiente expresión:

$$\sigma_{\min} = F_{\sigma} \sigma_v \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 37}$$

Donde  $F_{\sigma}$  es un coeficiente determinado empíricamente de los datos de campo tomados en formaciones normalmente presionadas. En la Figura 28 se muestran las correlaciones empíricas que fueron presentadas para el golfo del sur de Texas (EUA) y el golfo de Luisiana.

Figura 28. Coeficiente de Matthew y Kelly.



Fuente: bourgoyne, Adam t. applied drilling engineering 1986. 2 ed.

Con esta Figura 28 es posible hallar el coeficiente  $f_{\sigma}$  a la profundidad donde la presión normal de la formación será igual a la presión anormal que genera el

esfuerzo vertical. Para más facilidad, un promedio del esfuerzo de sobrecarga es 1.0 psi/ft, y un promedio del gradiente de presión normal es de 0.465 psi/ft. Luego, el esfuerzo vertical se expresa como:

$$\sigma_n = \sigma_{ov} - P_{fn} = D_i - 0,465 * D_i \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 38}$$

Donde;

$$\sigma_n = 0,535 * D_i \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 39}$$

$$D_i = \frac{\sigma_v}{0,535} = \frac{\sigma_{ov} - Pf}{0,535} = \frac{D - Pf}{0,535} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 40}$$

Donde:

D: profundidad en ft.

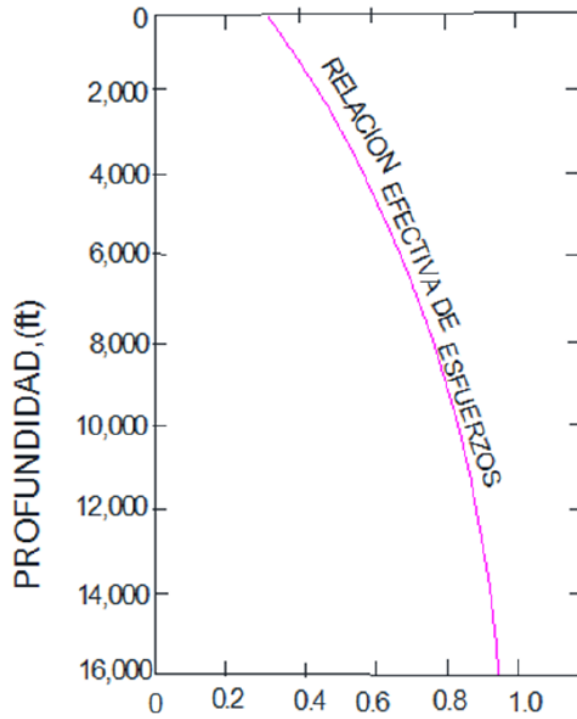
Pf: presión de formación psi.

$\sigma_v$ : esfuerzo vertical psi.

### 7.7.3 Correlación de Pennebaker

Esta correlación es similar a la de Matthew & Kelly para estimar,  $\sigma_{\min}$  es usada para estimar el esfuerzo mínimo en la matriz de la roca. Pennebaker llamó al coeficiente  $F_\sigma$  tasa de esfuerzo efectivo y correlacionó esta tasa con la profundidad, sin tener en cuenta el gradiente de la presión de formación. Por lo tanto, la actual profundidad siempre es usada en la Figura 29 para determinar el esfuerzo:

Figura 29. Correlación de Pennebaker para una relación de esfuerzo efectivo.

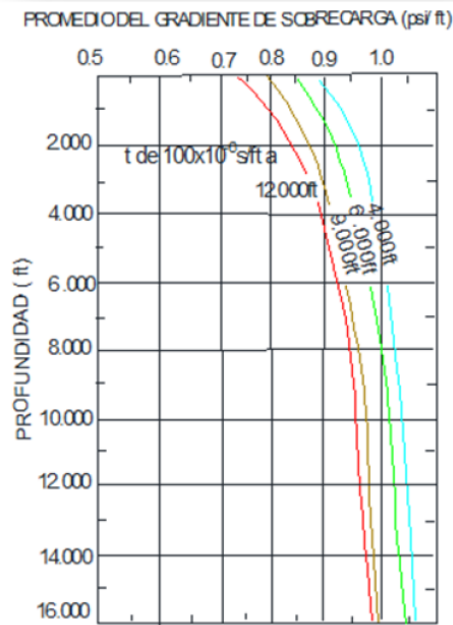


RELACION DE ESFUERZO DE LA MATRIZ ( $F\sigma$ )

Fuente: Bourgoyne, Adam t. applied drilling engineering 1986. 2 ed.

Los datos de campo para esta correlación fueron tomados del Golfo del sur de Texas. Pennebaker no asumió un valor constante para el parámetro de esfuerzo vertical, y desarrollo la correlación para determinar dicho parámetro a partir de la Figura 30:

Figura 30. Correlación de Pennebaker para un esfuerzo vertical de sobrecarga



Fuente: Bourgoyne, Adam t. applied drilling engineering 1986. 2 ed.

El efecto de la edad geológica en el esfuerzo de sobrecarga (vertical) es tomado en cuenta por una familia de curvas para varias profundidades en las cuales el intervalo de tiempo de transito es 100µS/ft.

#### 7.7.4 Correlación de Eaton

En esta correlación se asume una relación entre los esfuerzos verticales y horizontales es descrita detalladamente por la Ecuación 41.

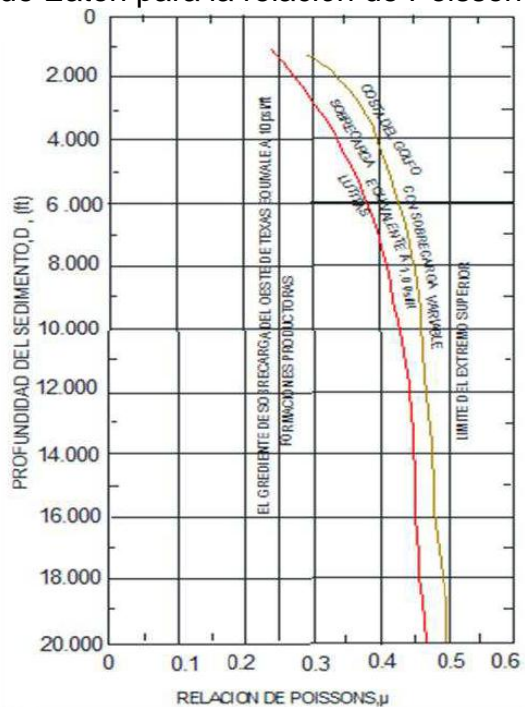
$$P_{fr} = P_f + K * (P_{sc} - P_f) \dots\dots\dots\text{Ecuación 41}$$

Donde  $P_{fr}$  denota el promedio de los esfuerzos horizontales y  $\mu$  representa la relación de Poisson que puede variar entre 0.18 a 0.27. Los esfuerzos horizontales pueden variar desde un 22% a un 37% de los esfuerzos verticales. El factor K se expresa por medio de la Ecuación 42.

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 42}$$

Los valores para la relación de Poisson que son necesarios para predecir los gradientes de fractura fueron computados con datos de campo que dieron como resultado la Figura 31 representa los valores de la relación Poisson:

Figura 31. Correlación de Eaton para la relación de Poisson



Fuente: Bourgoyne, Adam t. applied drilling engineering 1986. 2 Ed

Fueron incluidos en el análisis datos de formaciones del Oeste de Texas y de los golfos de Texas y Luisiana. Los datos de los golfos fueron analizados asumiendo el esfuerzo vertical (sobrecarga) como 1.0 psi/ft y un esfuerzo vertical variable obtenido por la integración de registros de densidad de la matriz de la roca.

## 8. ESFUERZOS IN- SITU.

### 8.1 ESFUERZO VERTICAL<sup>16</sup>

Es uno de los esfuerzos que actúan cuando la roca es sometida a condiciones de deformaciones uniaxiales. Para estimar el estado de esfuerzo se asume que la roca es extensa, isótropa que está sujeta a la carga gravitacional y no a las deformaciones horizontales. El esfuerzo vertical es un esfuerzo gravitacional y aumenta con la profundidad debido al peso de overburden, este esfuerzo constituye uno de los tres esfuerzos principales, excepto en situaciones donde los procesos tectónicos están predominando. Se puede calcular directamente multiplicando la unidad de peso por la profundidad.

Una buena aproximación del esfuerzo vertical es obtenido multiplicando la profundidad por el gradiente de overburden que tiene valores cercanos de 0.8 psi/ft en formaciones poco profundas y de 1.25 psi/ft para formaciones más profundas. También en capas de rocas sedimentarias el esfuerzo vertical es obtenido sumando los pesos de las capas individuales de overburden o se puede calcular para un número de capas separadas con la Ecuación 43.

$$\sigma_v = g \sum_i^n \rho_i z_i \dots\dots\dots \text{Ecuación 43}$$

---

<sup>16</sup> PADILLA REYES, JORGE MARIO Y BADRAN LIZARAZO, NAFIS DE JESUS. Desarrollo de una metodología general para el cálculo de esfuerzos in-situ en formaciones productoras de hidrocarburos. Tesis de grado. Bucaramanga. 2012.

Dónde:  $z_i$  y  $\rho_i$  es el espesor y la densidad de cada capa respectivamente.

Si se tiene el registro de densidad se procede a determinar de una vez el esfuerzo vertical usando la Ecuación 44.

$$\sigma_v = 0,433 * \rho_b * D \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 44}$$

Donde;

$\rho_b$ = Densidad bulk (gr/cm<sub>3</sub>)

D: Profundidad (ft)

## 8.2 ESFUERZOS HORIZONTALES

Asumiendo deformaciones horizontales los otros dos esfuerzos principales se encuentran en el mismo plano y son perpendiculares al esfuerzo vertical. La predicción de estos esfuerzos se basa en dos premisas completamente diferentes, pero en áreas tectónicamente activas predicen aproximadamente la misma relación de  $\frac{1}{3}$  entre el esfuerzo efectivo horizontal y el esfuerzo vertical.

Primera premisa (Hubbert y Willis 1953), es aquella donde la roca está en un estado incipiente de falla, comenzando con el componente de esfuerzo efectivo de overburden y se expresa de la siguiente manera.

$$\sigma_z^* = \sigma_z - Pp \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 45}$$

Donde:

$\sigma_z^*$ : Esfuerzo efectivo (Psi)

Pp: Presión de Poro del yacimiento (psi).

La segunda premisa asume que los esfuerzos horizontales dependen únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente de la envolvente de falla. Debido al efecto de Poisson, la presión de overburden resulta asociada con los componentes de los esfuerzos horizontales, cuya magnitud depende de las condiciones laterales de frontera.

En cuencas no sometidas a deformaciones tectónicas, los componentes de los esfuerzos horizontales pueden tener la misma magnitud en cada dirección, porque la sección adyacente de una formación de capas se dirige para inhibir el movimiento lateral de la roca, donde las deformaciones  $\varepsilon_2$  y  $\varepsilon_3$  pueden ser cero y esto conduce las siguientes ecuaciones.

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}[\sigma_v - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)] \dots\dots\dots\text{Ecuación 47}$$

$$\sigma_2 = \nu(\sigma_v + \sigma_3) \dots\dots\dots\text{Ecuación 46}$$

$$\sigma_3 = \nu(\sigma_v + \sigma_2) \dots\dots\dots\text{Ecuación 48}$$

Se supone que la Ecuación 46 y Ecuación 48 son iguales y dan lugar a la siguiente ecuación.

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v = K_o \sigma_v \dots\dots\dots\text{Ecuación 49}$$

Donde:

$K_o$ : Coeficiente estático de la tierra.

$\nu$ : Relación de Poisson.

$\sigma_v$ : Esfuerzo Efectivo.

### 8.3 DETERMINACION DEL ESFUERZO HORIZONTAL MININO

Si se conoce la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el esfuerzo vertical, se puede evaluar el esfuerzo horizontal mínimo utilizando la Ecuación 50.

$$\sigma_h = K_o * (\sigma_v - P_o) + P_o \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 50}$$

Donde:

$K_o$ : Coeficiente estático de la tierra.

$\sigma_v$ : Esfuerzo Efectivo Lpg.

$P_o$ : presión de poro Lpg.

### 8.4 COEFICIENTE ESTÁTICO DE LA TIERRA

Conociendo la relación de Poisson se podrá evaluar el coeficiente estático de la Tierra utilizando.

$$K_o = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 51}$$

$\nu$ : Relación de Poisson.

Entre las técnicas para la determinación de los esfuerzos in-situ encontramos técnicas de campo y laboratorio.

### 8.5 CALCULO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MAXIMO

Para determinar este esfuerzo se puede evaluar con la siguiente ecuación.

$$\sigma_{h_{max}} = 1,2 * \sigma_{h_{min}} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación 52}$$

Donde:

$\sigma_{h\max}$  : Esfuerzo horizontal máximo

$\sigma_{h\min}$  : Esfuerzo mínimo horizontal.

Entre las técnicas para la determinación de los esfuerzos in-situ encontramos técnicas de campo y laboratorio.

## **8.6 TÉCNICAS DE CAMPO**

### **8.6.1 Técnica de Breakout**

La información de los breakout puede ser adquirida mediante dipmeter o mediante herramientas de imágenes de pozo (registros UBI o FMI), son una forma fácil, económica y constituyen una gran base de datos para la determinación de la orientación de los esfuerzos in-situ. Actualmente se puede llegar a estimar la magnitud de los esfuerzos a partir de la geometría de los breakouts. Los breakouts son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al  $\sigma_h$ , debido a la alta concentración de esfuerzos anisotrópicos alrededor del pozo. Esto ocurre a lo largo de la intercepción de fracturas de corte generadas tempranamente durante la perforación las cuales progresan con el tiempo. Las microfracturas cercanamente resultantes crecen y se agrupan para formar microfracturas cercanamente espaciadas en la dirección del  $\sigma_h$ . Esto puede ser visualizado con los registros mencionados anteriormente UBI o FMI como ensanchamientos, en dos franjas simétricas que se mantienen como ranuras rectilíneas en intervalos a profundidad de metros. El análisis de que dichas deformaciones son de carácter tectónico se basa en la experiencia en diversos lugares del mundo, donde los ejes de las franjas de ensanchamiento presentan arreglos sistemáticos coincidentes con los de las direcciones de mínima compresión horizontal de otros métodos como:

- Medición de esfuerzos in-situ por overcording.
- Análisis de mecanismos focales.
- Inversión de planos de falla.
- Fracturamiento hidráulico.

Con los breakouts a parte de poder conocer la orientación de los esfuerzos también se puede llegar a determinar la magnitud de los mismos mediante el uso de las ecuaciones de Kirsch.

Identificación de los Breakouts. Los breakouts son identificados con mayor facilidad en zonas profundas de las perforaciones, ya que, en zonas más superficiales el dipmeter presenta problemas.

En ocasiones se tiende a asociar cualquier ensanchamiento elíptico del pozo a breakouts producto de la acción de esfuerzos, siendo esta apreciación errada; ya que, otras causales de elasticidad del pozo como lo son keyseat y los Washouts. Si el pozo presenta desviación estos pueden no ser paralelos a la dirección del  $\sigma_h$ .

Plumb y Cox (1987) discutieron 4 aspectos para el cálculo de los esfuerzos a partir de datos de dipmeter:

- Las fallas y elongaciones del pozo son producto de fracturas frágiles más no de la deformación plástica.
- La elongación no se debe a la intersección de fracturas naturales.
- El pozo es perforado paralelo a uno de los esfuerzos principales.
- La elongación del pozo es simétrica.

## **8.7 MEDICIÓN DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS A PARTIR DE LOS BREAKOUTS**

- Haimson y Herrick; Zoback et al. (1986), se hace necesario emplear una técnica alterna para la medición de la magnitud de los esfuerzos cuando la medición se realiza mediante Fracturamiento hidráulico a condiciones de altas temperaturas y presiones.
- Haimson (1987) la medición de la magnitud de los esfuerzos a partir de los breakouts es factible, siempre y cuando, las dimensiones de la zona fallada puedan ser determinadas.
- Barton et al. (1988) propuso usar imágenes BHTV (Borehole Televiewer), para estimar las magnitudes basándose en el ancho del breakout.
- Bell (1990) señaló que era muy difícil obtener medidas confiables a partir de la geometría del breakout; así como la necesidad de mejorar el entendimiento del mecanismo de falla de la roca.
- Vernik y Zoback (1992) ratificaron que los estimados del  $\sigma_H$  a partir de breakouts, son similares a los obtenidos de un Fracturamiento hidráulico.

## **8.8 FRACTURAS DE TENSIÓN INDUCIDAS DURANTE LA PERFORACIÓN.**

Varios métodos se han propuesto para estimar el campo de esfuerzos in-situ a partir de datos de fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Okabe et al., 1998). Estas fracturas son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, dispuestas como un par de fisuras con un azimut diametralmente opuesto, una de otra, es decir aparecen separadas  $180^\circ$ . Se producen como respuesta a la perturbación del campo de esfuerzos locales cuando se ejecuta la perforación de un pozo y están orientados paralelamente a la dirección del  $\sigma_H$ .

Las fracturas de tensión son el resultado de la concentración de esfuerzos alrededor del pozo durante la perforación que excedió la resistencia a la tensión de la roca (Moos y Zoback, 1990). Además también son producto de la presión

ejercida por el lodo de perforación y de los esfuerzos termales causados por el enfriamiento de la superficie del pozo.

Para no confundir las fracturas inducidas con las fracturas naturales; hay que tener en cuenta, que las fracturas inducidas están a unos pocos grados con la vertical, y suelen extenderse por varios pies en la vertical a lo largo del pozo. Además suelen carecer de picos y bajas sinusoidales lo que es evidencia de que fueron producidas dentro del pozo. Por otra parte las fracturas naturales, aunque pueden presentar algunas de estas características, suelen extenderse a lo largo de todo el pozo y presentar su forma característica de forma sinusoidal con los respectivos picos y bajos. Para identificar la magnitud del  $\sigma_H$  a partir de este tipo de fracturas se utilizan registros ultrasónicos (BHTV, UBI) y resistivos (FMS, FMI) y si las empleamos para determinar la orientación de los esfuerzos podemos recurrir a las fuentes anteriores y a registros Caliper.

## **8.9 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE PRESIÓN**

Las Pruebas de Integridad de Presión (PITs) son de uso obligatorio en diferentes operaciones alrededor del mundo, algunos ejemplos de esto son programas de diseño de Casing, tolerancia de fugas y prevención de reventones. Dentro de estas pruebas encontramos:

Prueba de Integridad de Formación de sus siglas en ingles FIT; la cual es una prueba presurizada para un valor máximo predefinido durante el cual no se observa leak-off.

Prueba de Leak-off de sus siglas en ingles LOT; es una PIT la cual continúa hasta que la rata de incremento de presión declina, esto es un indicativo de que la compresibilidad del sistema ha caído y por lo tanto ha ocurrido un leak-off en la formación.

Prueba de Leak-off Extendido de sus siglas en ingles ELOT, el cual es un LOT que se repite por dos o más ciclos, y donde más fluido es bombeado dentro de la formación.

#### **8.10 PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN (FIT).**

Esta prueba es empleada cuando no es recomendado fracturar la formación. En un FIT el pozo es presionado a una determinada densidad de lodo y si la formación soporta la presión aplicada se considera como exitosa la prueba. Por lo tanto, en esta prueba

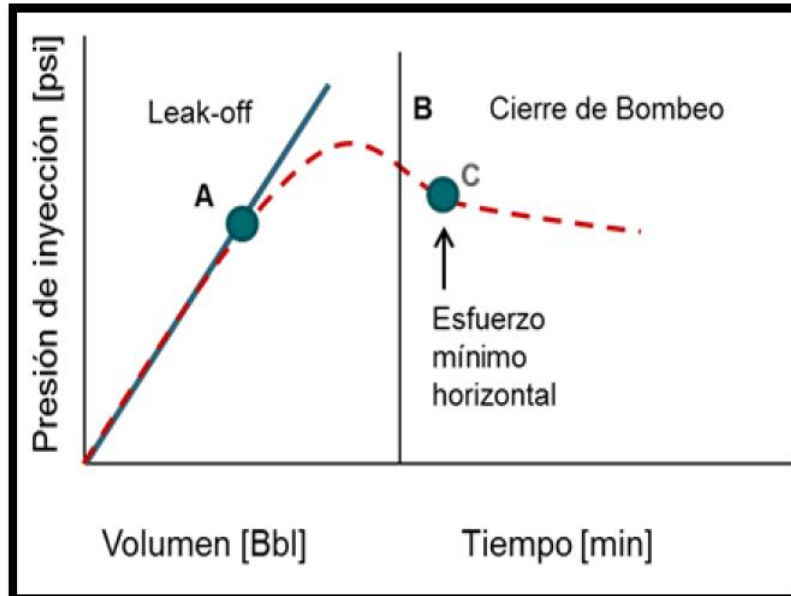
No se determina la presión de fractura; simplemente se utiliza para saber si el zapato resiste el máximo peso previsto del lodo que se diseñó para la siguiente sección de tubería. Esta prueba solo proporciona un estimado del límite inferior del gradiente de fractura; por lo tanto, no puede ser comparado con el esfuerzo mínimo horizontal.

#### **8.11 PRUEBA DE LEAK-OFF (LOT).**

Las pruebas leak-off tradicionalmente se han empleado para la estimación de la presión máxima o el máximo peso del lodo permitido por la formación sin llegar a fracturarse, además de proporcionar información sobre la integridad de la formación y del Casing. Esta prueba también puede emplearse para obtener un estimativo de los esfuerzos en exploración y perforación. Estos esfuerzos deben ser interpolados o extrapolados de la data original; debido al que el principal objetivo de estas pruebas es realizar una evaluación de la integridad del cemento en la parte inferior del Casing. En esta prueba se asume que la presión de leak-off indica que una fractura es formada y por lo tanto otorgara un estimado del  $\sigma_h$ . Breckels & Eekelen (1982) estudiaron la relación entre la presión de LOT y el  $\sigma_h$ ,

los resultados obtenidos arrojaron que las presiones de LOT son un 10% más grandes que los correspondientes esfuerzos in-situ.

Figura 32. Prueba leak off test.



Fuente: ACEVEDO AGUIRRE OGUER DAVID. Determinación de la Magnitud de esfuerzos in situ. Tesis de grado. México DF. 2009

## 9. CÁLCULOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE REVESTIMIENTO.

### 9.1 CALCULO DE PRESIÓN DE SOBRECARGA

Para determinar la presión de sobrecarga (Ps) se emplea la Ecuación 29 la cual relaciona la profundidad y la densidad bulk tomada del registro de densidad. Los valores se encuentran en la Tabla 10.

Tabla 10. Presión de Sobrecarga

Profundidad (ft)	Densidad Bulk (gr/cc)	Presión de sobrecarga (psi)	Gradiente de sobrecarga (psi/ft)
850	2,357	868	1,021
1050	2,419	1076	1,025
1350	2,366	1390	1,029
1650	2,391	1703	1,032
1950	2,282	2016	1,034
2350	2,56	2434	1,036
2650	2,543	2748	1,037
2959	2,257	3070	1,038
3250	2,511	3374	1,038
3650	2,245	3792	1,039
3950	2,474	4105	1,039
4250	2,533	4419	1,04
4550	2,422	4732	1,04
4850	2,267	5046	1,04

Continuación.

5450	2,587	5672	1,041
5650	2,55	5881	1,041
5850	2,579	6090	1,041
6050	2,133	6299	1,041
6250	2,609	6508	1,041
6450	2,526	6717	1,041
6550	2,559	6821	1,041
6750	2,21	7030	1,041
6850	2,451	7135	1,042
7250	2,556	7552	1,042
7780	2,357	8106	1,042
7950	2,305	8283	1,042
8050	2,398	8388	1,042
8150	2,329	8492	1,042
8250	2,316	8597	1,042
8350	2,298	8701	1,042
8650	2,358	9015	1,042
8850	2,604	9223	1,042
9050	2,527	9432	1,042
9150	2,124	9537	1,042
9350	2,523	9746	1,042
9550	2,311	9955	1,042
9850	2,269	10268	1,042
10150	2,496	10581	1,042
10350	2,581	10790	1,043

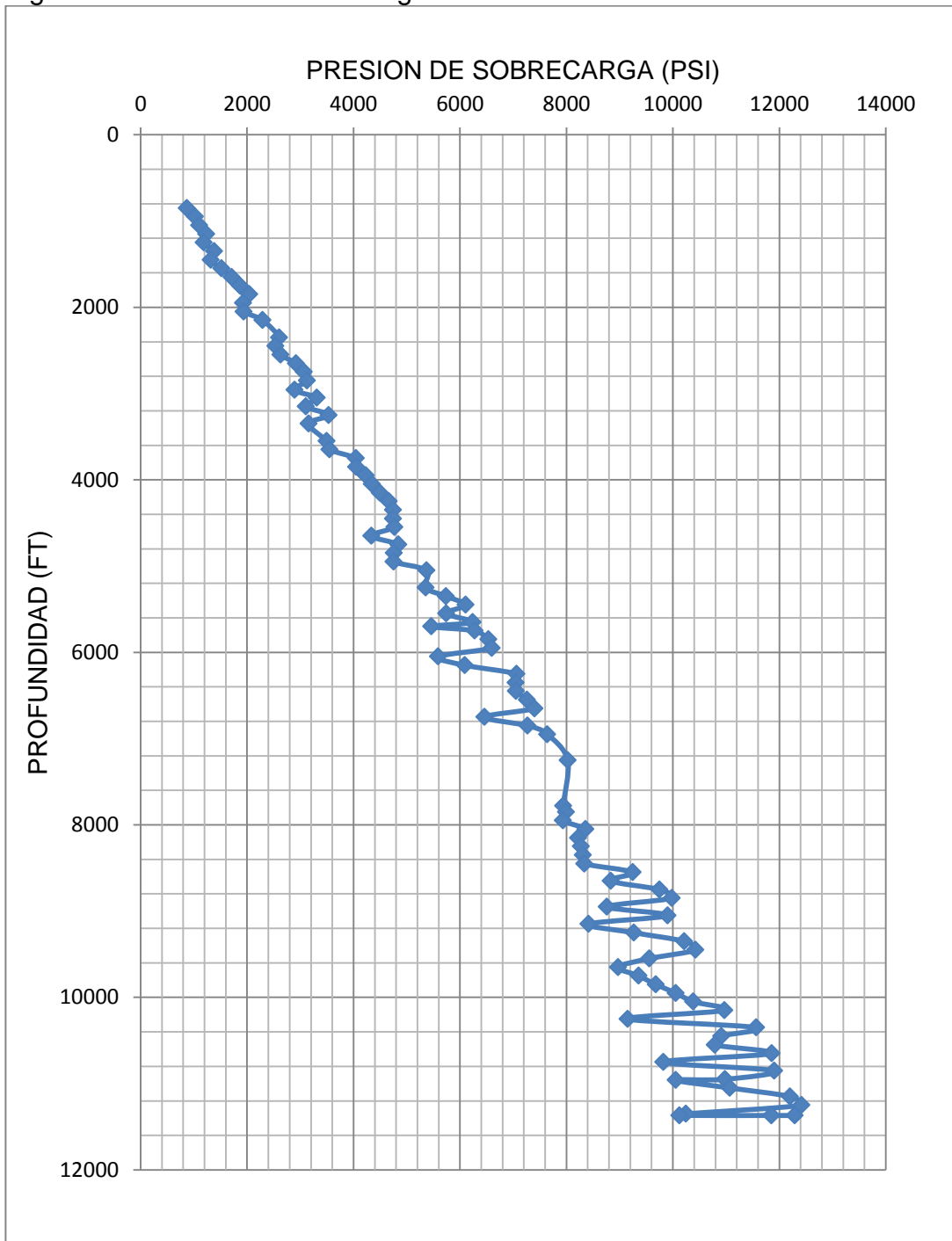
Continuación.

10850	2,534	11312	1,043
10960	2,119	11427	1,043
11250	2,549	11730	1,043
11368	2,057	11854	1,043

Fuente: Autores

A continuación la Figura 33 muestra la presión de sobrecarga en función de la profundidad dada por las estructuras geológicas presentes en la cuenca del Cauca Patía.

Figura 33. Presión de Sobrecarga



Fuente: Autores

## 9.2 CÁLCULO DE PRESIÓN DE FORMACIÓN:

### 9.3 MÉTODO EXPONENTE D

El método de exponente D es utilizado para calcular la presión de formación con los parámetros de perforación del pozo. En la **Tabla 11** se encuentra la información del pozo Patía con la cual se realiza el cálculo de la presión a diferentes profundidades.

#### Datos:

Tabla 11. Datos para el cálculo de exp D

PROFUNDIDAD (FT)	ROP	RPM	OD BROCA[IN]	WOB(LBS)	EXP D
34	25	61	26	1	0,646
520	26	90	26	42	1,348
984	113	101	12	24	1,059
1240	124	105	12	20	1,003
1950	46	67	12	23	1,187
2494	82	120	12	27	1,232
3418	37	98	12	20	1,282
3433	35	96	12	18	1,268
4294	19	119	12	11	1,296
5407	37	93	12	26	1,368
5702	45	92	12	30	1,359
6233	9	81	12	16	1,530
6815	29	125	12	28	1,545
7413	21	117	12	29	1,630
10897	15	101	9	20	1,678
11602	32	121	9	28	1,689
12096	46	116	9	28	1,555

El principio de este cálculo asume una densidad constante durante la perforación del pozo lo cual nunca será real en la práctica. Es necesario corregir el valor del exponente D, debido a los cambios normales de peso del lodo que se dan para controlar las presiones de formación que varían a medida que se profundiza en el subsuelo. La **Tabla 12** muestra los valores de profundidad y densidad para calcular el exponente D corregido (Dc). Ver ecuación 33.

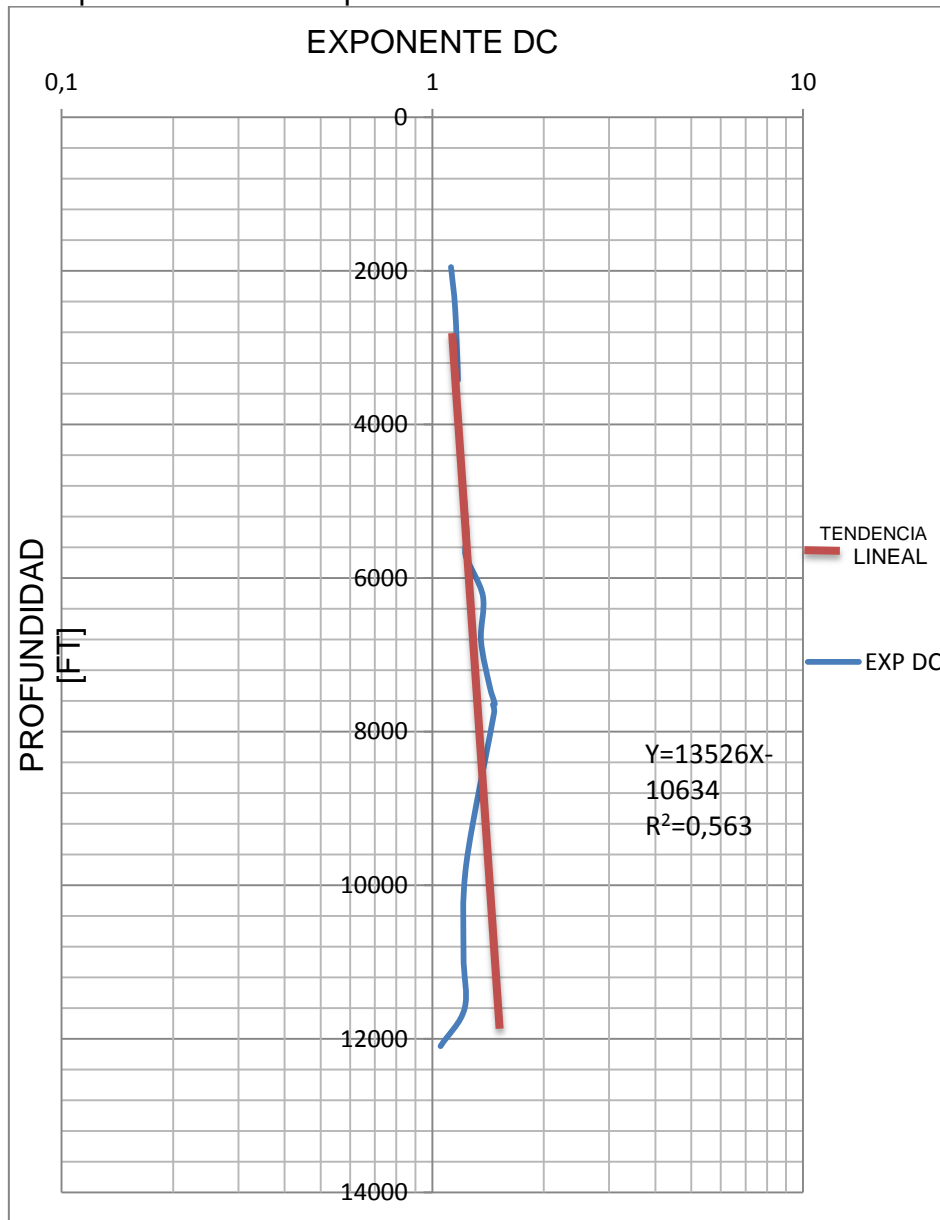
Tabla 12. Exponente D corregido (Dc)

PROFUNDIDAD (FT)	EXP D	DENSIDAD (LPG)	EXP DC
34	0,646	9	0,625
520	1,348	9	1,248
984	1,059	9	1,002
1240	1,003	9	0,949
1950	1,187	9	1,124
2494	1,232	9	1,153
3418	1,282	9	1,173
3433	1,268	9	1,160
4294	1,296	9	1,186
5407	1,368	9	1,238
5702	1,359	9	1,230
6233	1,530	9	1,369
6815	1,545	10	1,354
7413	1,630	10	1,429
10897	1,678	12	1,215
11602	1,689	12	1,223
12096	1,555	12	1,053

Fuente: Autores

A continuación se realiza un gráfico de profundidad vs exponente “Dc” para ver si existe zonas de presiones anormales las cuales no siguen la tendencia de la línea normal y se desvían a la izquierda de la gráfica. La Figura 34 muestra el comportamiento del exponente Dc en función de la profundidad estimada para el pozo en estudio.

Figura 34. Exponente dc contra profundidad



Hay una clara tendencia lineal hasta 7600 ft después se desvía de la tendencia normal de compactación como se observa en la figura anterior, dando a conocer una zona con presencia de esfuerzos horizontales altos, la regresión lineal nos permite llegar a la correlación de Eaton la cual se mostró en el capítulo 7 está en función del gradiente de presión normal. La Tabla 13 indica los correspondientes valores de presión de formación en función de la profundidad.

Tabla 13. Presión de formación con exp Dc.

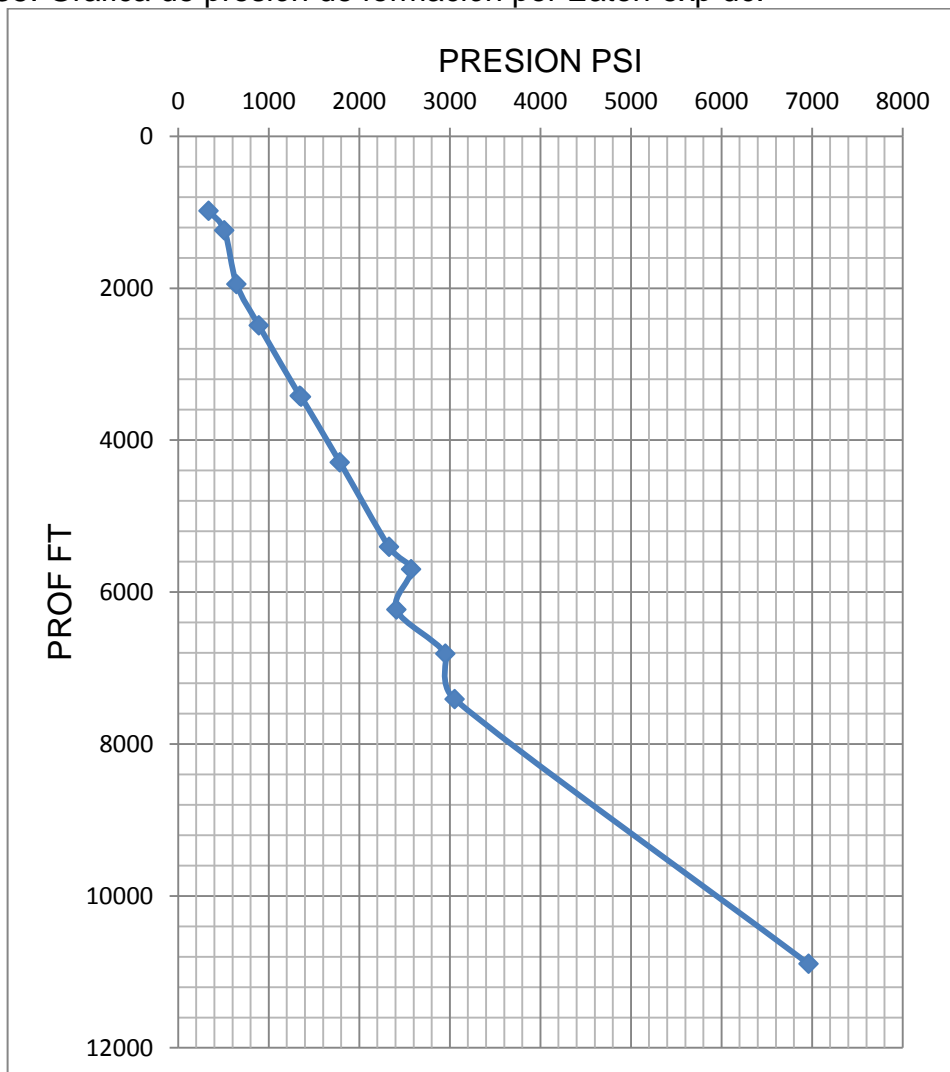
PROFUNDIDAD [FT]	PRESION DE FORMACION [PSI]
34	19,33
520	99,61
984	372,50
1240	524,94
1950	696,04
2494	916,16
3418	1361,25
3433	1392,07
4294	1831,69
5407	2391,54
5702	2596,99
6233	2582,86
6815	2995,32
7413	3176,56
10897	6349,09
11602	6866,11
12096	7830,27

Fuente: Autores

La presión de formación es un parámetro elemental para los cálculos de los factores de seguridad en el diseño de los revestimientos y la estimación de las densidades permisibles para la implementación de lodos de perforación a medida que se profundiza en el subsuelo.

La Figura 35 representa la presión de formación en función de la profundidad mediante el método de Eaton con exponente Dc. ver ecuación 34.

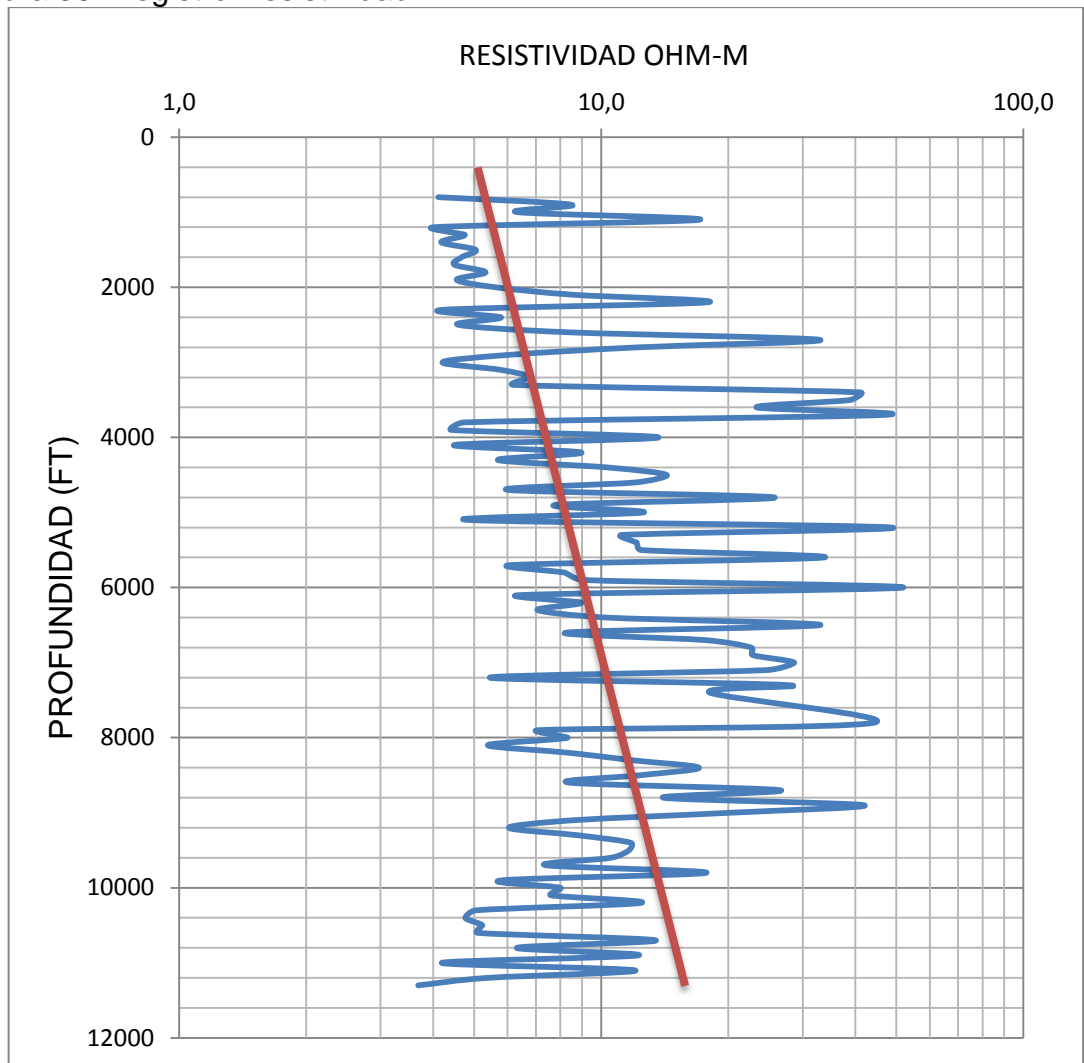
Figura 35. Grafica de presión de formación por Eaton-exp dc.



Fuente: Autores

Otra forma para determinar la presión de formación es mediante la técnica de Eaton con registro resistivo (Ecuación 35) la cual costa de la observación de la resistividad en la matriz de la roca en función de la compactación. A medida que se adquiere profundidad la deshidratación de la roca es más grande y en consecuencia se observa un incremento significativo de los valores de la resistividad dado por el grado de compactación. La Figura 36 representa los valores de resistividad presentes en la cuenca Patía a medida que se alcanza las profundidades de asentamiento de los revestimientos

Figura 36. Registro Resistividad.



La Tabla 14 Presenta los valores de presión de formación en función de la profundidad, la resistividad observada del registro y la resistividad normalizada mediante la Ecuación 35 estudiada en el capítulo 7.

Tabla 14. Presión de formación por Eaton- Resistividad.

profundidad (ft)	$R_{sh}$ OBSERVADO OHM-M	$R_{sh}$ NORMAL OHM-M	PRESION DE FORMACIÓN (PSI)
800	8,29	8,76	394,4
900	8,81	8,81	418,5
1000	6,65	8,87	642,3
1400	4,36	9,08	1052,0
1700	4,94	9,24	1223,6
1800	6,41	9,29	1201,3
1900	5,02	9,34	1379,8
2400	6,90	9,61	1566,9
2500	5,52	9,66	1772,0
2600	8,43	9,71	1357,2
2900	5,85	9,87	2103,8
3200	6,92	10,03	1993,4
3300	7,03	10,08	2132,9
3800	5,12	10,35	2874,9
3900	5,17	10,40	2922,2
4000	12,73	10,45	1205,7
4600	11,90	10,77	1775,9

Continuación.

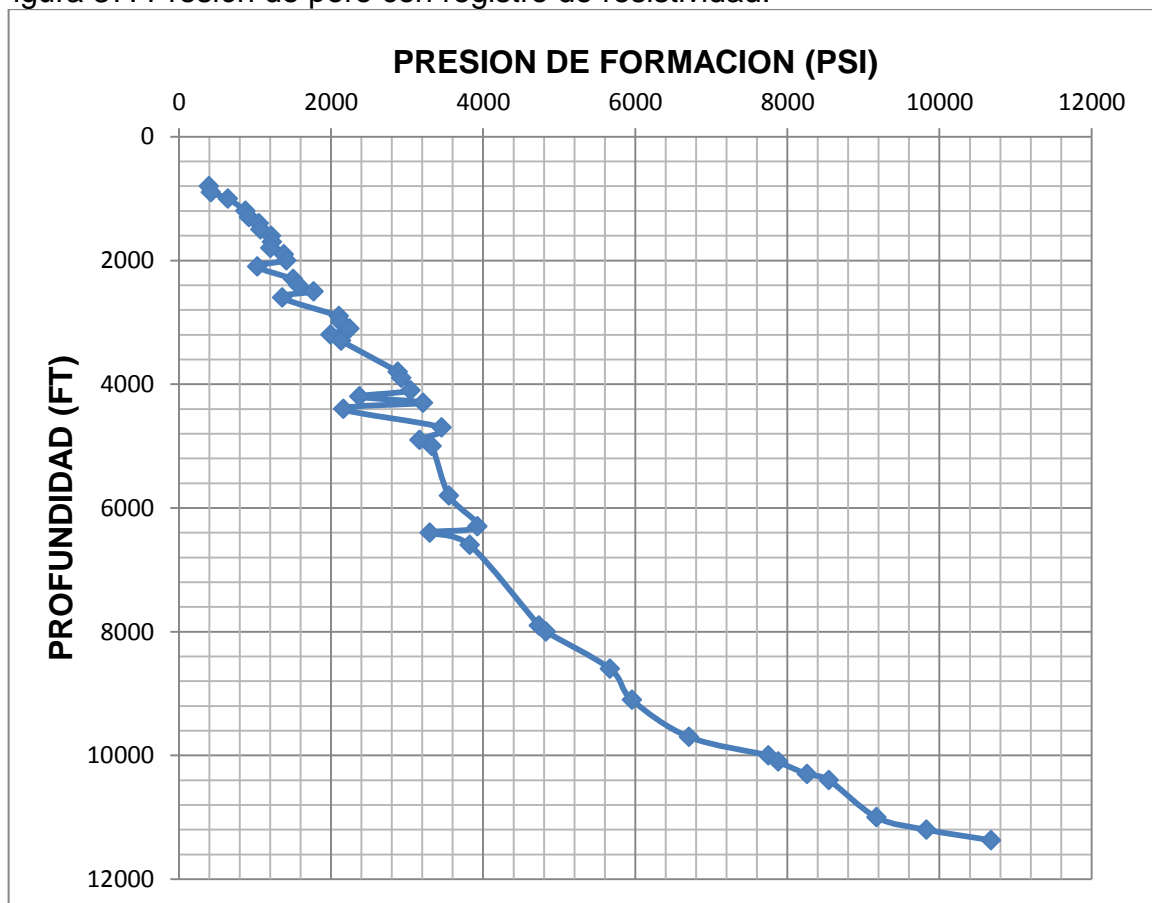
4900	8,13	10,93	3162,1
5000	7,17	10,98	3324,6
5700	7,48	11,35	3756,3
5800	9,16	11,41	3550,3
6100	6,99	11,57	4507,9
6600	9,05	11,83	3824,1
8400	17,81	12,78	1269,5
8500	14,56	12,84	3291,5
8600	9,25	12,89	5668,5
8800	17,17	12,99	1970,1
9100	8,83	13,15	5954,9
9500	12,01	13,37	5142,3
9600	10,07	13,42	6156,1
9700	7,71	13,47	6706,0
9900	6,65	13,58	6798,0
10000	7,81	13,63	7750,9
10400	5,06	13,84	8545,6
10500	5,18	13,89	9547,5
10900	11,88	14,11	6349,8
11000	4,11	14,16	9172,6
11100	11,45	14,21	6791,0
11200	5,59	14,27	9829,2
11300	3,85	14,32	8158,5
11369	3,43	14,35	10675,9

Fuente: Autores

Se observa la tendencia de la resistividad de las rocas presentes en la formación a medida que se incrementa el grado de compactación de las mismas y se produce la deshidratación de la matriz aumentando de este modo la resistividad en una forma exponencial para este caso.

La Figura 37 muestra los valores de la presión de poro mediante el registro de resistividad normalizado en función de la profundidad para las formaciones presentes en la cuenca Patía en donde el grado de compactación se ve interrumpido por la presencia de esfuerzos horizontales en una profundidad aproximada de 7800 ft.

Figura 37. Presión de poro con registro de resistividad.



Fuente: Autores

#### 9.4 PRESION DE FORMACIÓN CON REGISTRO SÓNICO.

El cálculo de la presión de formación con el registro sísmico es el método más representativo de estimación, pues no es afectado por parámetros como la salinidad, temperatura, filtrados entre otros. Este método se emplea en formaciones con presencia de arcillas. La cuenca Patía presenta un alto contenido de conglomerado arcilloso lo cual permite determinar con confianza la presión de formación. En consecuencia la Tabla 15 muestra los cálculos de los parámetros como los tiempos observados y normalizados de sonido en la matriz de las rocas.

Tabla 15. Presión de formación con registro sísmico.

Profundidad (ft)	$\Delta T$ obs ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )	$\Delta T$ nor ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )	Presión de Formación (psi)
800	129,725	100,348	297,1
900	91,841	100,043	334,2
1000	88,354	99,738	371,3
1500	116,624	98,213	556,9
1700	102,549	97,603	631,2
1900	105,983	96,993	705,4
2100	80,972	96,383	779,7
2500	101,267	95,164	928,2
2900	89,247	93,944	1076,7
3100	105,044	93,334	1151,0
3200	80,647	93,029	1188,1
3800	113,399	91,199	1410,9
3900	129,955	90,894	1448,0
4100	116,077	90,285	1522,2

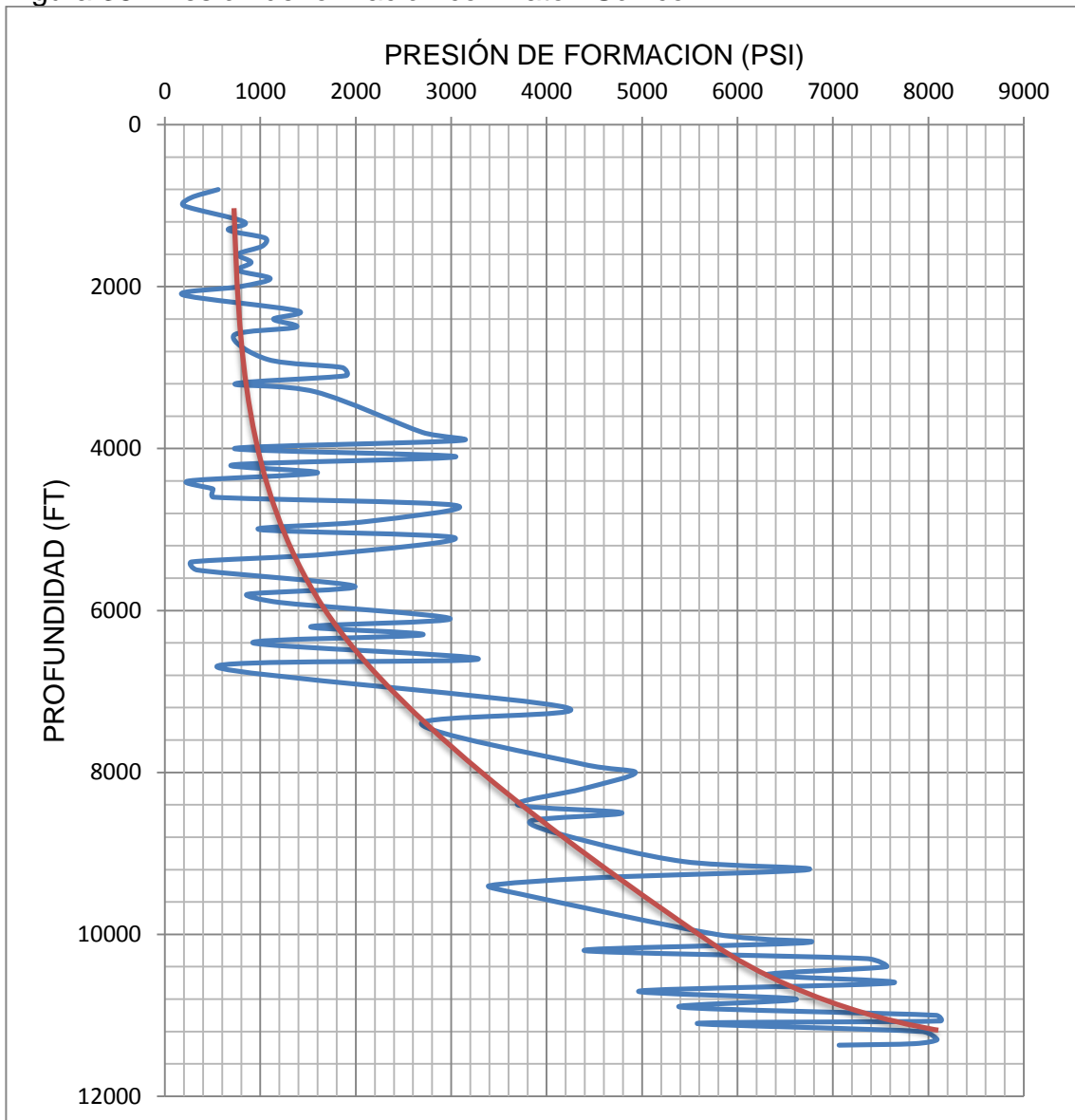
Continuación.

4900	86,34	87,845	1819,3
5100	95,236	87,235	1893,5
5400	73,107	86,32	2004,9
5800	74,379	85,1	2153,4
6200	76,044	83,881	2301,9
6300	81,77	83,576	2339,1
6400	72,786	83,271	2376,2
6700	69,142	82,356	2487,6
7200	87,298	80,831	2673,2
7900	87,087	78,697	2933,1
8000	87,765	78,392	4453,1
8400	76,2	77,172	4616,6
8500	83,029	76,867	4716,0
8800	76,769	75,952	4841,9
9100	83,113	75,037	5038,8
9200	94,885	74,732	5115,6
9400	70,468	74,123	5160,9
9500	71,152	73,818	5225,5
10100	81,61	71,988	5230,3
10200	70,284	71,683	5615,5
10300	88,256	71,378	5750,3
10400	90,434	71,073	5768,0
10600	84,125	70,463	5930,2
10800	76,458	69,853	6041,5
10900	70,738	69,548	6050,4
11070	83,699	69,03	6186,2
11200	81,27	68,634	6289,3
11350	86,996	68,176	6403,4

Fuente: Autores

La Figura 38 muestra los valores de la presión de formación obtenidos mediante los datos del registro sónico dados por la Ecuación 31 estudiados en el capítulo 7. En esta figura se encuentran detallados los valores correspondientes a la presión de formación antes de su normalización con el fin de observar los comportamientos dados por las diferentes formaciones y condiciones de la cuenca.

Figura 38. Presión de formación con Eaton-Sónico.



## 9.5 CÁLCULO DE PRESIÓN DE FRACTURA.

Para calcular la presión de fractura por el método Hubert & Willis se empleó la Ecuación 36, estudiada en el capítulo 7 es necesario conocer la presión de formación, (calculada en el paso anterior), se debe estimar la relación de Poisson. La Tabla 16 contiene los parámetros correspondientes al cálculo de la presión de fractura, la cual se tendrá en cuenta para determinar la máxima densidad de lodo sin fracturar la formación.

Tabla 16. Presión de fractura método Hubert & Willis

Profundidad (ft)	Relación de Poisson( $\nu$ )	Presión de sobrecarga (psi)	Presión de formación (psi) Eaton sónico	Gradiente de Fractura [psi/ft]	Presión de Fractura[psi]
800	0,3800	718,8	297,1	0,694	555,5
900	0,2873	904,1	334,2	0,627	563,9
1000	0,2762	1072,1	371,3	0,639	638,7
1300	0,3179	1208,0	482,7	0,631	820,8
1400	0,3843	1336,1	519,8	0,735	1029,2
1500	0,3530	1498,4	556,9	0,714	1070,5
1600	0,3080	1628,8	594,1	0,659	1054,6
1700	0,3183	1611,3	631,2	0,641	1088,9
1800	0,2977	1851,9	668,3	0,650	1170,0
1900	0,3274	1827,2	705,4	0,659	1251,4
2000	0,2910	2122,6	742,6	0,654	1309,0
2100	0,2507	2129,6	779,7	0,586	1231,3
2300	0,3478	1859,3	853,9	0,604	1390,0
2500	0,3149	2409,6	928,2	0,644	1609,0

Continuación.

2900	0,2791	2967,2	1076,7	0,624	1808,5
3000	0,3331	2712,3	1113,8	0,637	1912,3
3300	0,2927	3235,0	1225,2	0,623	2056,7
3800	0,3456	3708,7	1410,9	0,691	2624,3
3900	0,3804	3765,8	1448,0	0,736	2871,3
4100	0,3517	4065,4	1522,2	0,708	2902,1
4200	0,2436	4544,7	1559,4	0,600	2520,7
4900	0,2695	5230,0	1819,3	0,628	3077,4
5000	0,2315	4819,3	1856,4	0,550	2748,8
5100	0,2976	5233,7	1893,5	0,649	3308,9
5300	0,2457	4957,0	1967,8	0,555	2941,3
5700	0,2456	5459,4	2116,3	0,562	3204,7
5800	0,2255	6379,0	2153,4	0,583	3383,7
5900	0,2272	6126,2	2190,5	0,567	3347,6
6100	0,2662	6524,0	2264,8	0,625	3809,9
6200	0,2321	6843,0	2301,9	0,593	3674,4
6300	0,2536	6293,3	2339,1	0,584	3682,3
6600	0,2647	5812,8	2450,4	0,555	3660,8
7200	0,2727	7529,0	2673,2	0,624	4493,7
7900	0,2720	6393,3	2933,1	0,535	4225,7
8100	0,3019	8477,1	4508,8	0,768	6224,6
8200	0,2506	8897,8	4571,3	0,734	6018,2
8300	0,1830	9225,5	4556,8	0,675	5602,6
9100	0,2584	8767,2	5038,8	0,696	6337,6
9200	0,2966	9098,5	5115,6	0,739	6795,0
9300	0,2297	9841,7	5093,5	0,700	6509,1
9500	0,2122	10435,9	5225,5	0,698	6629,2

Continuación.

9700	0,2663	9009,2	5360,0	0,689	6684,7
9900	0,2421	8419,1	5421,6	0,644	6379,1
10100	0,2530	11221,9	5230,3	0,719	7259,5
10200	0,2085	10462,9	5615,5	0,676	6892,8
10700	0,2080	11388,2	5925,7	0,688	7360,1
10800	0,2337	11733,1	6041,5	0,720	7777,3
10900	0,2105	11950,3	6050,4	0,699	7623,2
11100	0,2530	11221,9	6134,0	0,708	7857,1
11200	0,2085	10462,9	6289,3	0,660	7389,0
11300	0,2080	8914,9	6405,5	0,625	7064,5
11369	0,2337	11854,0	6386,8	0,708	8054,2

Fuente: Autores

## 9.6 CALCULO DE LA VENTANA DE LODOS O VENTANA OPERACIONAL

Se debe realizar una ventana de lodos para múltiples propósitos operacionales como son:

- estipular las profundidades de sentamientos.
- selección de densidades de lodos.
- evitar fracturar la formación.
- evitar derrumbes provocados por bajas densidades de lodos de perforación.
- Determinar los rangos donde puedo aumentar o disminuir el lodo sin afectar la formación.
- Evitar daños mecánicos como fallas en Casing y drill pipe.

Para calcular la ventana de lodos se necesita conocer la presión de poro o formación y la presión de fractura (procedimiento anterior) usando los rangos de factor de seguridad para disminuir el riesgo a fallas operacionales. La Tabla 17 presenta los valores correspondientes para el cálculo de las densidades máximas y mínimas para la construcción de la ventana de lodo.

Tabla 17. Ventana de Lodos

Profundidad (ft)	Presión de formación (psi) Eaton sónico	PRESION DE PORO [LPG]	PRESION DEPORO [LPG] + 0,3	Presión de Fractura [psi]	PRESION DE FRACTURA [LPG]	PRESION DE FRACTURA [LPG] + FS= 0,5
900	334,2	7,14004	7,4400	563,9	12,049	11,549
1000	371,3	7,14010	7,4401	638,7	12,282	11,782
1300	482,7	7,14007	7,4401	820,8	12,142	11,642

Continuación

1700	631,2	7,13996	7,4400	1088,9	12,318	11,818
1800	668,3	7,14000	7,4400	1170,0	12,500	12,000
1900	705,4	7,14004	7,4400	1251,4	12,666	12,166
2000	742,6	7,14000	7,4400	1309,0	12,586	12,086
2100	779,7	7,13999	7,4400	1231,3	11,276	10,776
2300	853,9	7,14002	7,4400	1390,0	11,622	11,122
2500	928,2	7,13996	7,4400	1609,0	12,377	11,877
2600	965,3	7,13999	7,4400	1377,7	10,190	9,690
2900	1076,7	7,13996	7,4400	1808,5	11,993	11,493
3000	1113,8	7,13998	7,4400	1912,3	12,258	11,758
3300	1225,2	7,13996	7,4400	2056,7	11,986	11,486
3800	1410,9	7,13996	7,4400	2624,3	13,281	12,781
4200	1559,4	7,13996	7,4400	2520,7	11,542	11,042
4900	1819,3	7,13999	7,4400	3077,4	12,078	11,578
5000	1856,4	7,14000	7,4400	2748,8	10,572	10,072
5100	1893,5	7,13996	7,4400	3308,9	12,477	11,977
5300	1967,8	7,13997	7,4400	2941,3	10,672	10,172
5700	2116,3	7,13999	7,4400	3204,7	10,812	10,312
5800	2153,4	7,13998	7,4400	3383,7	11,219	10,719
5900	2190,5	7,13998	7,4400	3347,6	10,911	10,411
6100	2264,8	7,13996	7,4400	3809,9	12,011	11,511
6200	2301,9	7,13996	7,4400	3674,4	11,397	10,897
6300	2339,1	7,13999	7,4400	3682,3	11,240	10,740
6600	2450,4	7,13998	7,4400	3660,8	10,667	10,167
7200	2673,2	7,13997	7,4400	4493,7	12,002	11,502

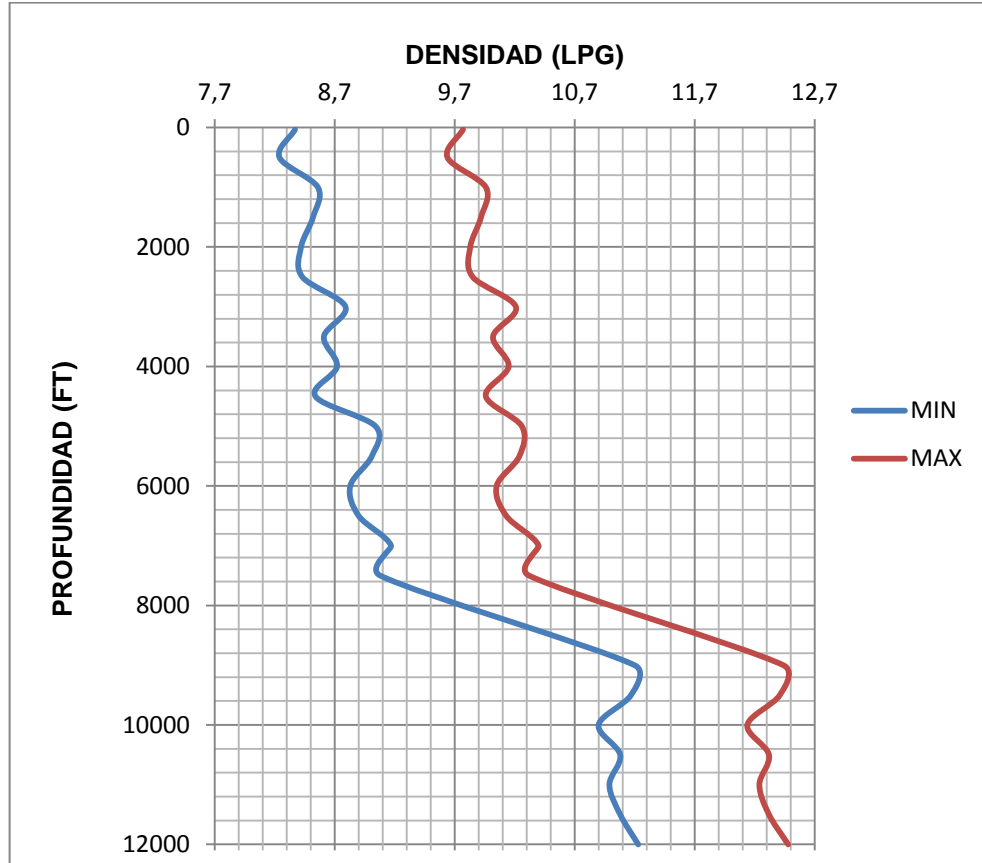
Continuación

8300	4556,8	10,55785	10,8578	5602,6	12,981	12,481
9100	5038,8	10,64845	10,9485	6337,6	13,393	12,893
9300	5093,5	10,53239	10,8324	6509,1	13,460	12,960
9500	5225,5	10,57791	10,8779	6629,2	13,419	12,919
9600	5212,9	10,44243	10,7424	6680,8	13,383	12,883
9700	5360,0	10,62644	10,9264	6684,7	13,253	12,753
9900	5421,6	10,53139	10,8314	6379,1	12,391	11,891
10200	5615,5	10,58722	10,8872	6892,8	12,995	12,495
10700	5925,7	10,65003	10,9500	7360,1	13,228	12,728
10900	6050,4	10,67459	10,9746	7623,2	13,450	12,950
11200	6289,3	10,79891	11,0989	7389,0	12,687	12,187
11300	6405,5	10,90117	11,2012	7064,5	12,023	11,523

Fuente: Autores

Figura 39 representa las densidades máximas y mínimas para determinar el lodo de operación con sus correspondientes factores de seguridad para evitar el colapso de las tuberías y la fractura de la formación en la construcción del pozo.

Figura 39. Ventana de lodos.



Fuente: Autores

### 9.7 CÁLCULO DE ESFUERZOS IN SITU.

La determinación de los esfuerzos horizontales es una importante labor, pues la construcción de pozos de desarrollo o exploratorios en la cuenca Patía para nuestro caso representa considerablemente el futuro de la explotación de fluidos dados por la seguridad de los revestimientos implementados. Se determinó mediante la Ecuación 44 el esfuerzo vertical, con el cual se calcula el esfuerzo horizontal mínimo junto con la previa determinación del coeficiente de Poisson, el coeficiente estático de la tierra estudiado en el capítulo 8. La Tabla 18 muestra los cálculos correspondientes al esfuerzo horizontal máximo a partir del esfuerzo horizontal mínimo.

Tabla 18. Esfuerzos Mínimos y Máximos.

Profundidad (ft)	Relación de Poisson( $\nu$ )	Coefficiente estático de la tierra (k)	Esfuerzo Horizontal Mínimo (psi)	Esfuerzo Horizontal Máximo (psi)
800	0,380	0,613	656,7	788,0
900	0,287	0,403	529,5	635,3
1000	0,276	0,382	532,0	638,4
1300	0,318	0,466	918,5	1102,1
1400	0,384	0,624	1229,0	1474,8
1600	0,308	0,445	1151,2	1381,5
1700	0,318	0,467	1234,1	1480,9
1900	0,327	0,487	1455,9	1747,1
2000	0,291	0,410	1333,5	1600,2
2500	0,315	0,460	1850,3	2220,3
2600	0,257	0,345	1219,0	1462,8
2900	0,279	0,387	1810,0	2172,1
3100	0,325	0,481	2408,3	2889,9
3200	0,249	0,332	1453,3	1744,0
3800	0,346	0,528	3232,1	3878,5
4100	0,352	0,543	3600,7	4320,9
4500	0,232	0,303	1781,4	2137,6
4600	0,233	0,304	1876,7	2252,1
4700	0,316	0,462	3798,9	4558,6
5000	0,231	0,301	2143,8	2572,6
5500	0,206	0,259	1566,3	1879,5

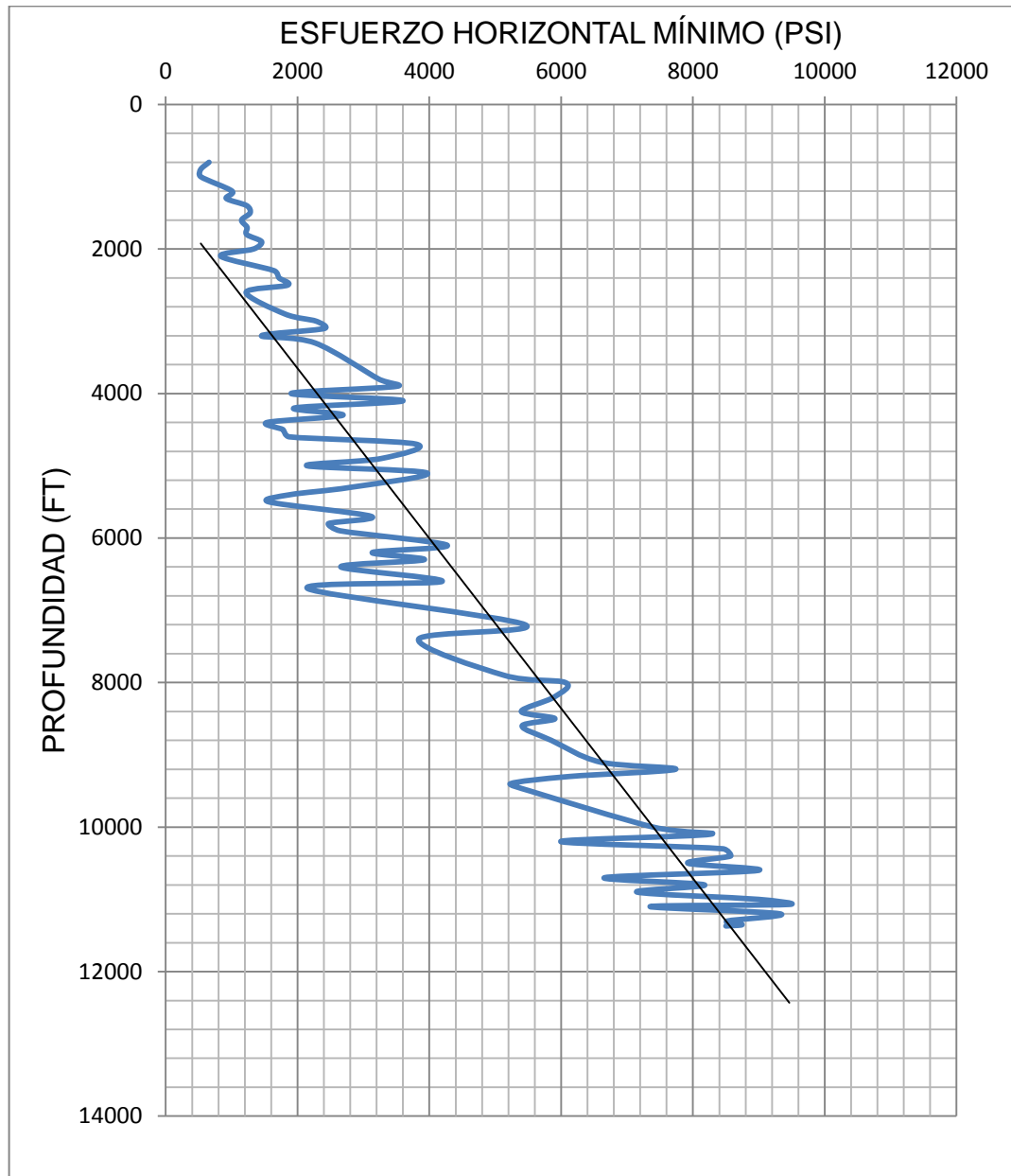
Continuación

6100	0,266	0,363	4271,2	5125,4
6200	0,232	0,302	3134,5	3761,4
6400	0,219	0,280	2656,4	3187,7
7200	0,273	0,375	5454,3	6545,2
7400	0,227	0,293	3837,1	4604,5
7900	0,272	0,374	5136,1	6163,3
8200	0,251	0,334	5895,8	7075,0
8800	0,235	0,307	5851,8	7022,1
9100	0,258	0,348	6592,0	7910,5
9300	0,230	0,298	6121,1	7345,3
9400	0,209	0,265	5229,3	6275,1
9500	0,212	0,269	5525,9	6631,1
10000	0,236	0,310	7397,2	8876,6
10200	0,209	0,263	5993,6	7192,3
10500	0,234	0,306	7923,4	9508,0
10600	0,262	0,355	8990,0	10788,0
10800	0,234	0,305	8176,1	9811,3
10900	0,210	0,267	7153,5	8584,2
11000	0,286	0,400	8993,2	10791,8
11070	0,260	0,352	9465,2	11358,2
11200	0,252	0,336	9319,3	11183,1
11300	0,343	0,522	8521,7	10226,1
11350	0,272	0,373	8747,4	10496,8
11369	0,231	0,300	8499,7	10199,7

Fuente: Autores

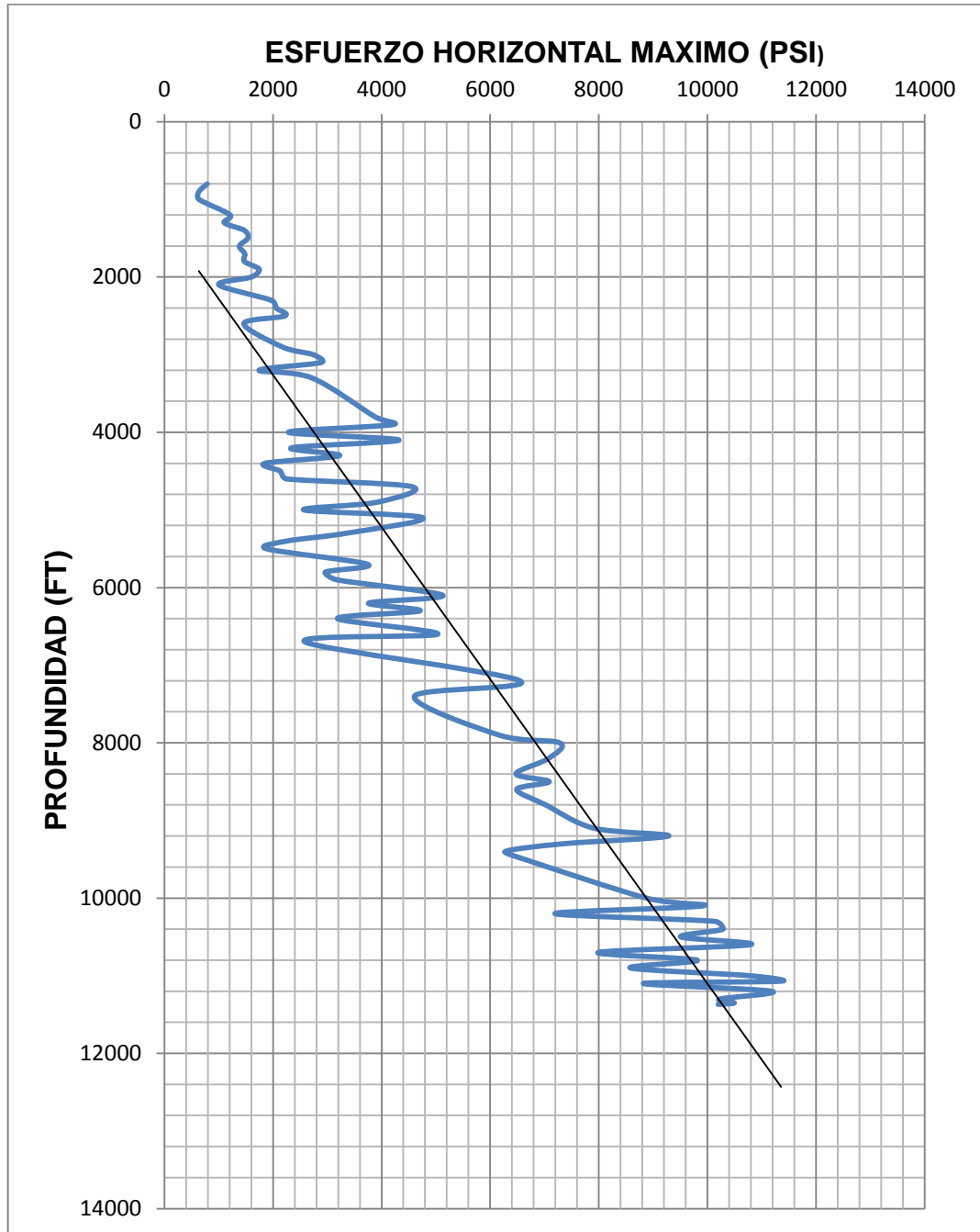
A continuación se presenta la Figura 40 y Figura 41 en donde se muestran las magnitudes de los esfuerzos máximos y mínimos presentes en el estudio realizado a la cuenca Patía para su posterior análisis y diseños correspondientes cumpliendo con las medidas de seguridad en pro del éxito de la operación.

Figura 40. Esfuerzos horizontales mínimo.



Fuente: Autores

Figura 41. Esfuerzos Horizontal Máximo.



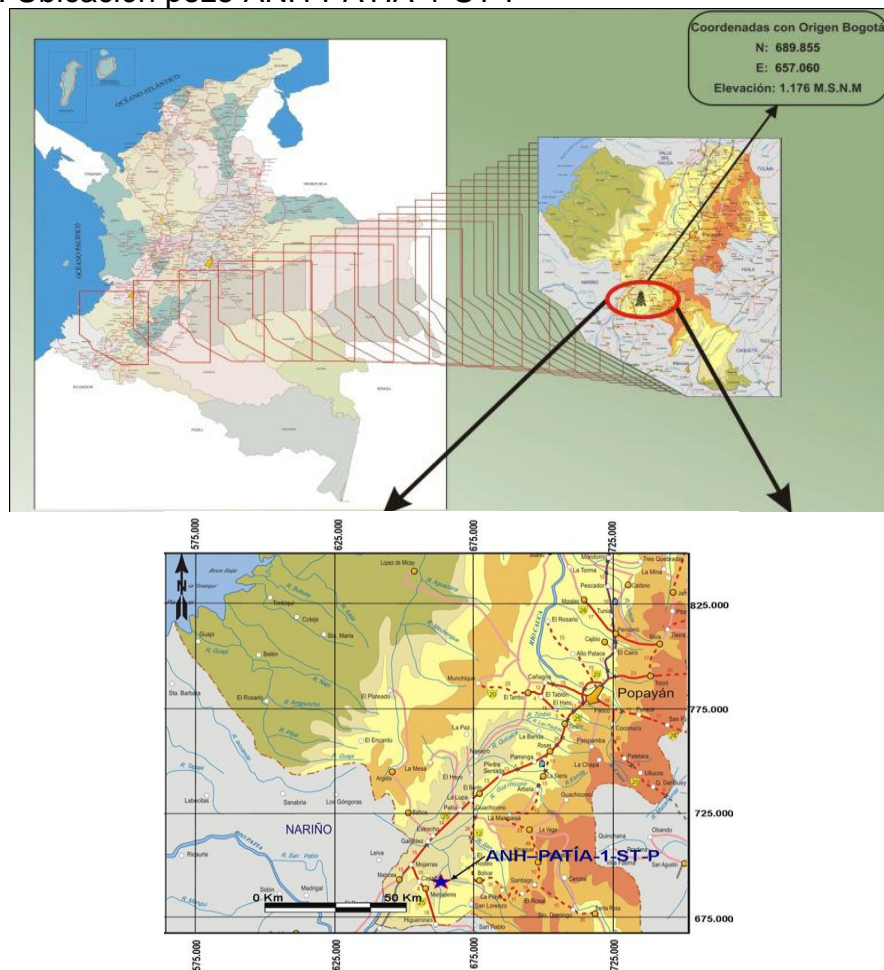
Fuente: Autores

## 10. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO

### 10.1 INFORMACION GENERAL

El pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P está localizado en el municipio de Mercaderes, Departamento del Cauca, aproximadamente a 1.400 metros desde el carreteable que conduce de Mercaderes al corregimiento de San Joaquín, jurisdicción Vereda Canto Llano.

Figura 42. Ubicación pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Tomada y modificada de: Mapa vial de invias & poster ANH ronda 2010

A continuación la Tabla 19 muestra la ficha técnica del pozo estratigráfico ANH-PATÍA- 1 -ST-P, perforado en la cuenca Patía con el fin de recoger información para estudio para estudios posteriores.

Tabla 19. Ficha técnica del pozo

<b>FICHA TECNICA DEL POZO</b>	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>ANH-PATÍA- 1 -ST-P</b>
<b>Clasificación;</b>	Estratigráfico
<b>Cuenca:</b>	Cauca Patía
<b>Municipio (Departamento)</b>	Mercaderes (Cauca)
<b>Elevación del terreno:</b>	3.854,98 pies (msnm)
<b>Coordenadas Planas Magna Sirgas</b>	N: 689.872
<b>Origen Bogotá:</b>	E: 657.108
<b>Coordenadas Geográficas:</b>	Latitud: 1° 47'20,35" N
	Longitud: 77° 09' 27,93" W
<b>Equipo de Perforación</b>	RIG EVC-05
<b>Elevación de la Mesa Rotaría</b>	22 Pies
<b>Trayectoria del pozo:</b>	Vertical
<b>Profundidad Total;</b>	12.100 pies (TVD)
<b>Pies Corazonados:</b>	2.000'
<b>Fecha de Inicio:</b>	13 de Junio de 2012
<b>Fecha Finalización:</b>	30 de Septiembre de 2012
<b>Días de Perforación:</b>	1 10,5 días
<b>Estado Final:</b>	Abandonado

Fuente: Proyecto Pozos Profundos-UIS.

Siguiendo el programa de perforación, se corazonaron 2,000 pies de núcleos, con un porcentaje de recuperación total del 95%; estos núcleos se tomaron tratando de adquirir información de la mayor cantidad de formaciones, como se relaciona a continuación en la Tabla 20.

Tabla 20. Núcleos extraídos del pozo

FASE	INTERVALO CORAZONADO (FT)	NUMERO DE NUCLEO	FORMACIÓN	SISTEMA CORAZONAMIENTO
17 1/2	2500-3105	1-18	Esmita Conglomerático	8 1/2-cable
17 1/2	4200-4290	19-26	Esmita Conglomerático	8 1/2-cable
17 1/2	4500-4613	27-33	Esmita Arenáceo	8 1/2-cable
17 1/2	4800-5002	34-41	Esmita Arenáceo	8 1/2-cable
12 1/2	5020-5247	42-49	Esmita Limolítico	8 1/2-cable
12 1/2	6078-6661	50-75	Esmita Limolítico y Mosquera	8 1/2-cable
8 1/2	8000-8029	76-78	Mosquera	6-cable
8 1/2	10000-10150	79-81	Peña Morada	6-Convencional

Fuente: Proyecto Pozos Profundos-UIS.

En la Tabla 21 se relacionan las desviaciones presentadas entre el estado mecánico programado y el estado mecánico actual.

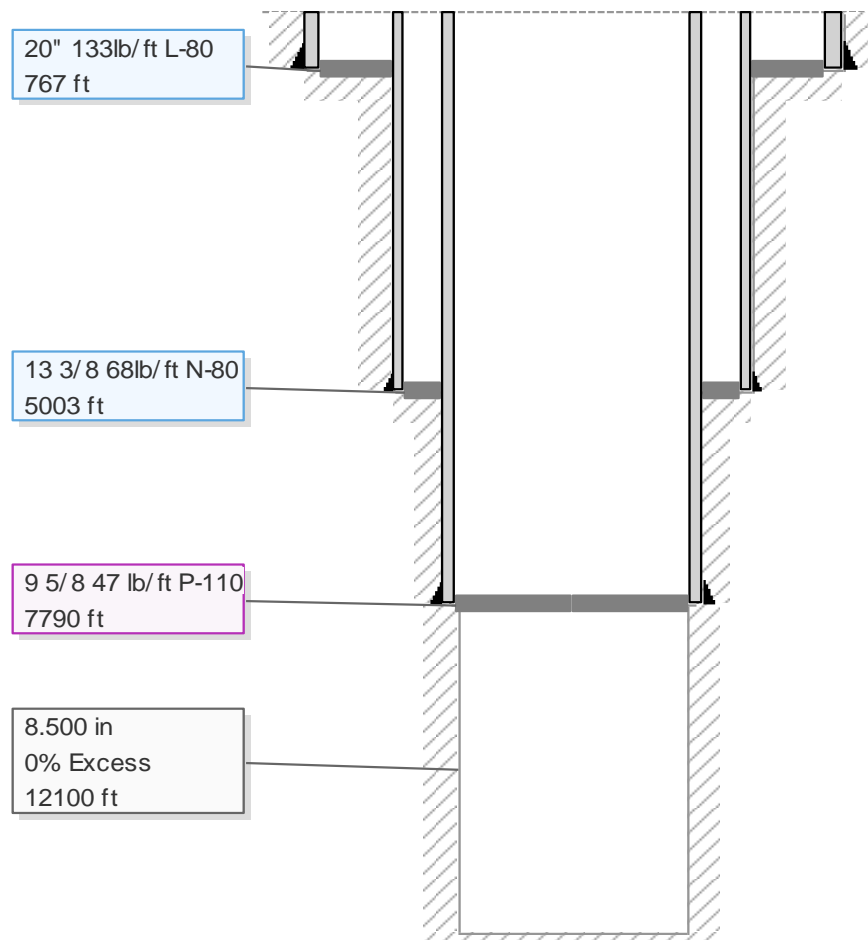
Tabla 21. Estado Mecánico Real vs Programado.

	Diámetro Huevo	Profundidad Fase		Diámetro Revestimiento	Profundidad Asentamiento	
		Programa	Real		Programa	Real
Primera Fase	26"	1.000'	775'	20"	1.000'	767'
Segunda Fase	17 1/2"	6.000'	5.010'	13 3/8"	6.000'	5.003'
Tercera Fase	12 1/4"	9.900'	7.801'	9 5/8"	9.900'	7,790'
Cuarta Fase	8 1/2"	12.100'	12.100'	-	-	-

Fuente: Proyecto Pozos Profundos-UIS.

A continuación la Figura 43 muestra el estado mecánico correspondiente a las tuberías instaladas en la cuenca del cauca Patía para elaboración del pozo estratigráfico perforado por la Universidad Industrial de Santander (UIS)

Figura 43. Estado Mecánico actual del pozo



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

Fuente: Autores

Teniendo todos los cálculos que se requieren para el diseño del revestimiento a continuación se emplean los criterios y factores de seguridad para determinar las máximas cargas que soportan las tuberías a usar, para este diseño se tendrá en cuenta los criterios de los factores de seguridad para colapso, tensión y estallido.

Lo que se busca en la perforación de un pozo es que el diseño sea lo más económico posible sin afectar la seguridad y desarrollo de la operación, por ello se

plantea como idea principal en este trabajo realizar un diseño de revestimiento combinado el cual se determina mediante hoja de cálculo y se varían los grados del acero manteniendo el diámetro externo propuesto constante en la misma sección, es decir se cambia la calidad de la tubería a medida que éste se empieza a sobrediseñar al ir llegando a superficie aclarando que cuando cambiamos el peso nominal de la tubería siempre será necesario utilizar crossover para acoplar las roscas de manera precisa.

**Factores de seguridad:** estos factores están estimados para dar una seguridad mecánica a las tuberías de revestimiento con el fin de evitar problemas operacionales como estallidos, colapso y rompimientos a causa del peso de la sección a instalar.

Los factores de seguridad están establecidos como norma por la industria del petróleo y se encuentran en la Tabla 8:

## **10.2 PROPUESTAS PARA LA EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE COSTOS DE LAS TUBERÍAS.**

A continuación se plantean los correspondientes ítems para realizar la evaluación de las tuberías de revestimiento y la determinación de las cargas presentes sobre las mismas, con el fin de establecer el diseño que represente la menor inversión y cumpla con las normas de seguridad que requiere la operación para llevar a cabo el proyecto.

### 10.2.1 Literales

- A. Evaluación de los factores de seguridad de las tuberías de revestimiento empleadas en la construcción del pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P.
- B. Optimización de las tuberías conservando las condiciones de diseño como las profundidades de asentamiento y diámetros externos planeados al inicio del proyecto en la cuenca Patía, con el fin de comparar los costos.
- C. Propuesta con tubería combinada conservando las condiciones de diseño iniciales para calcular el porcentaje de disminución del estado mecánico estándar usados en la industria frente a los diseños combinados en aras de promover una menor inversión en los tubulares dado que el pozo se abandonará cuando el propósito del mismo haya terminado y no justifica tan amplia inversión.
- D. Propuesta de diseño óptimo para las condiciones de la cuenca Patía, con el fin de elaborar un futuro pozo estratigráfico que cumpla con las condiciones técnicas y financieras.
- E. Diseño para la elaboración de un pozo exploratorio con incremento longitudinal para ampliar las posibilidades de encontrar los fluidos de interés en la cuenca. Se tuvo en cuenta para el diseño los esfuerzos horizontales en la zona calculados anteriormente, con el fin de garantizar la vida útil de pozo.

### 10.3 FACTORES DE SEGURIDAD PARA LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

Usando la Ecuación 23 se calcula la presión de colapso a la profundidad estimada de asentamiento, para el caso en evaluación es **767ft**. Siendo esta la más crítica en el fondo de la sección correspondiente. A continuación se adjunta la Tabla 22 que indica los factores de seguridad para el estado mecánico actual y el estado mecánico comparativo y ajustado a las condiciones de diseño propuestas por la planificación del proyecto.

Tabla 22. Factores de seguridad por colapso literales A y B

PROF (FT)	FS <sub>COLAPSO 20"</sub> 133LB/FT L-80 @ 767' (Lit A)	FS <sub>COLAPSO 20"</sub> 94LB/FT H-40 @ 767' (Lit B)
33	122,427	42,441
34	118,826	41,193
110	36,715	12,728
187	21,598	7,487
264	15,301	5,304
341	11,847	4,107
418	9,665	3,351
495	8,162	2,829
572	7,063	2,449
649	6,225	2,158
767	5,267	1,826

Fuente: Autores

Nota: como se observa en los cálculos realizados este tipo de tubería de revestimiento cumple con los tres criterios antes descritos y aun se evidencia un sobrediseño en el criterio de tensión y estallido por lo que está a poca profundidad de asentamiento. Se deja este tipo de tubería en el diseño porque no hay menor grado para comprobar.

La Tabla 23 muestra los valores tabulados del factor de seguridad por colapso correspondientes a la tubería superficial literales A y B.

Tabla 23. Colapso para tubería superficial literal A y B.

PROF (FT)	$FS_{COLAPSO}$ 13	$FS_{COLAPSO}$ 13
	3/8" 68LB/FT N-80 @ 5003' (lit A)	3/8" 68LB/FT M-65 @ 5003' (lit B)
33	184,457	171,398
110	55,317	51,401
341	17,850	16,586
649	9,379	8,715
767	7,936	7,374
1000	6,087	5,656
1500	4,058	3,771
2500	2,435	2,262
3000	2,029	1,885
4000	1,522	1,414
5003	1,217	1,131

Fuente: Autores

La Tabla 24 representa los factores de seguridad de los literales A y B para la tubería intermedia

Tabla 24. Colapso para tubería intermedia literal A y B

PROF (FT)	FS <sub>COLAPSO 9</sub> 5/8" 47LB/FT P- 110 @ 7790' (lit A)	FS <sub>COLAPSO 9</sub> 5/8" 40LB/FT C- 95 @ 7790' (lit B)
33	432,576	271,789
264	54,064	33,968
767	18,611	11,694
1000	14,275	8,969
2000	7,137	4,484
2500	5,710	3,588
3000	4,758	2,990
4000	3,569	2,242
5003	2,853	1,793
6100	2,340	1,470
7790	1,832	1,151

Fuente: Autores

A continuación la Tabla 25 y Tabla 26 reportan los factores de seguridad para los criterios de estallido y tensión de los literales A y B.

Tabla 25. Factores de seguridad por estallido y tensión literal a

Factores de seguridad			
Revestimiento	Conductor	Superficial	Intermedia
$f_{s_{tension}}$	20,34	4,43	3,94
$f_{s_{estallido}}$	14,71	3,01	3,32

Fuente: Autores

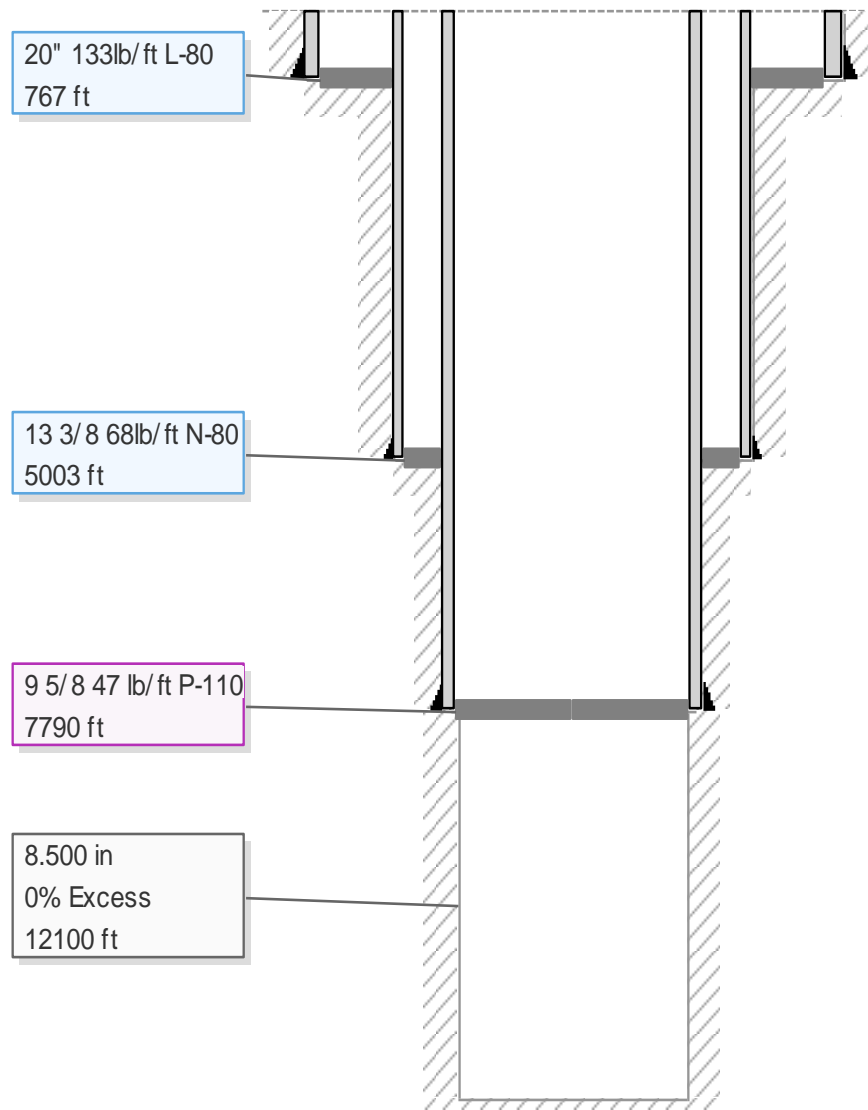
Tabla 26. Factores de seguridad por estallido y tensión literal B

Factores de seguridad			
	Conductor	Superficial	Intermedia
$f_{s_{tension}}$	14,24	3,57	3,33
$f_{s_{estallido}}$	13,02	2,78	3,23

Fuente: Autores

Las Figura 44 y Figura 45 comparan los estados mecánicos de los literales A Y B. La grafica indica las correspondientes secciones y profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento actuales en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P perforado en la cuenca del Cauca Patía, por la Universidad Industrial de Santander.

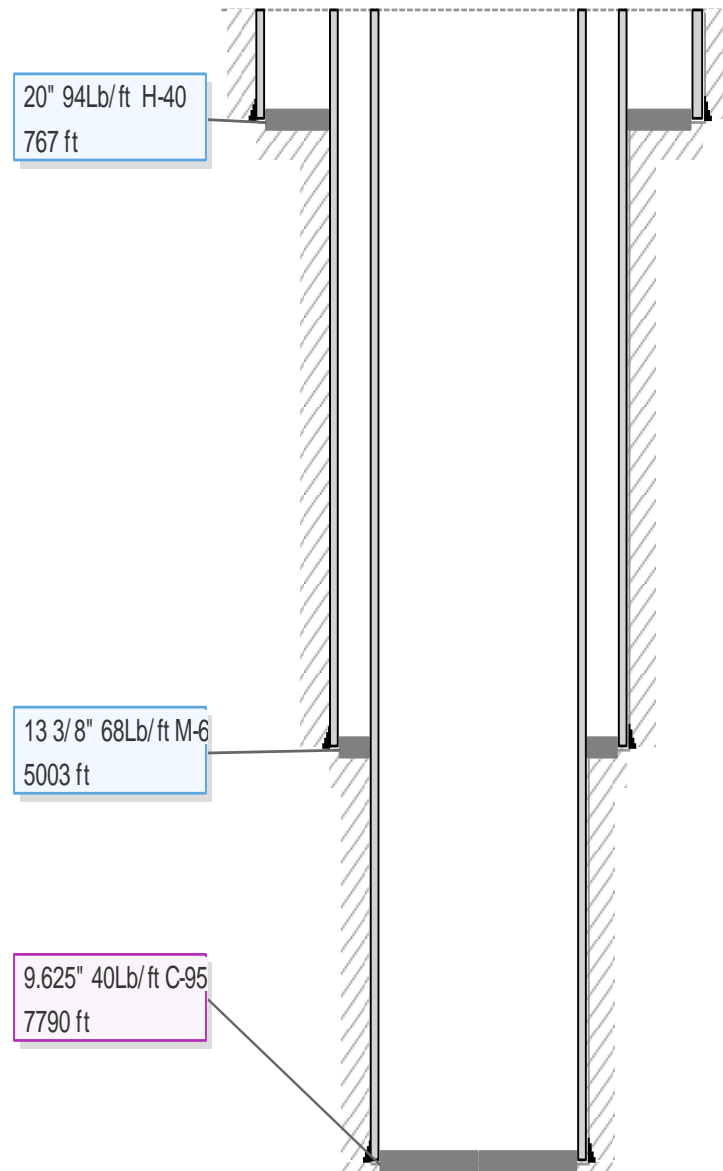
Figura 44. Estado mecánico literal A



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

Fuente: Autores

Figura 45. Estado mecánico literal B



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

Fuente: Autores

La Tabla 27 muestra los factores de seguridad para el criterio de colapso correspondiente al literal C en donde se implementó una tubería combinada

cumpliendo con las profundidades de asentamiento inicialmente planeadas por el asesor del proyecto en la cuenca.

Tabla 27. Colapso para diseño combinado propuesto literal C

PROF (FT)	Casing conductor 20"	Casing superficial 13 3/8"			Casing intermedio 9 5/8"		
	FS <sub>COLAPSO</sub> 20" 94LB/FT H- 40 @ 767'	FS <sub>COLAPSO</sub> 68LB/FT M-65 @ 5003'	FS <sub>COLAPSO</sub> 61LB/FT J- 55 @ 3400'	FS <sub>COLAPSO</sub> 48LB/FT H- 40 @ 1600'	FS <sub>COLAPSO</sub> 40LB/FT C- 95 @ 7790'	FS <sub>COLAPSO</sub> 36LB/FT M-65 @ 5000'	FS <sub>COLAPSO</sub> 36LB/FT J- 55 @ 2500'
33	42,441	171,398	125,692	60,397	271,789	178,744	164,869
34	41,193	166,357	121,995	58,621	263,795	173,487	160,020
110	12,728	51,401	37,694	18,113	81,507	53,604	49,443
187	7,487	30,237	22,174	10,655	47,947	31,533	29,085
264	5,304	21,422	15,709	7,549	33,968	22,340	20,605
341	4,107	16,586	12,163	5,845	26,301	17,297	15,955
418	3,351	13,531	9,923	4,768	21,456	14,111	13,016
495	2,829	11,426	8,379	4,026	18,119	11,916	10,991
572	2,449	9,888	7,251	3,484	15,680	10,312	9,511
649	2,158	8,715	6,391	3,071	13,820	9,089	8,383
<b>767</b>	<b>1,826</b>	7,374	5,408	2,599	11,694	7,690	7,093
1000	1,401	5,656	4,148	1,993	8,969	5,898	5,441
1500	0,934	3,771	2,765	1,329	5,979	3,932	3,627
<b>1600</b>	0,875	3,535	2,592	<b>1,246</b>	5,605	3,686	3,400
2000	0,700	2,828	2,074	0,997	4,484	2,949	2,720
<b>2500</b>	0,560	2,262	1,659	0,797	3,588	2,359	<b>2,176</b>

Continuación.

<b>3400</b>	0,412	1,664	<b>1,220</b>	0,586	2,638	1,735	1,600
3500	0,400	1,616	1,185	0,569	2,563	1,685	1,554
4000	0,350	1,414	1,037	0,498	2,242	1,475	1,360
<b>5000</b>	0,280	1,131	0,830	0,399	1,794	<b>1,180</b>	1,088
<b>5003</b>	0,280	<b>1,131</b>	0,829	0,398	1,793	1,179	1,087
5300	0,264	1,067	0,783	0,376	1,692	1,113	1,027
5560	0,252	1,017	0,746	0,358	1,613	1,061	0,979
5850	0,239	0,967	0,709	0,341	1,533	1,008	0,930
6400	0,219	0,884	0,648	0,311	1,401	0,922	0,850
6700	0,209	0,844	0,619	0,297	1,339	0,880	0,812
7000	0,200	0,808	0,593	0,285	1,281	0,843	0,777
<b>7790</b>	0,180	0,726	0,532	0,256	<b>1,151</b>	0,757	0,698

Fuente: Autores

En la Tabla 28 se muestran los factores de seguridad para los criterios de estallido y tensión de las tuberías de revestimiento combinado del literal C

Tabla 28. Factores de seguridad para tensión y estallido literal C

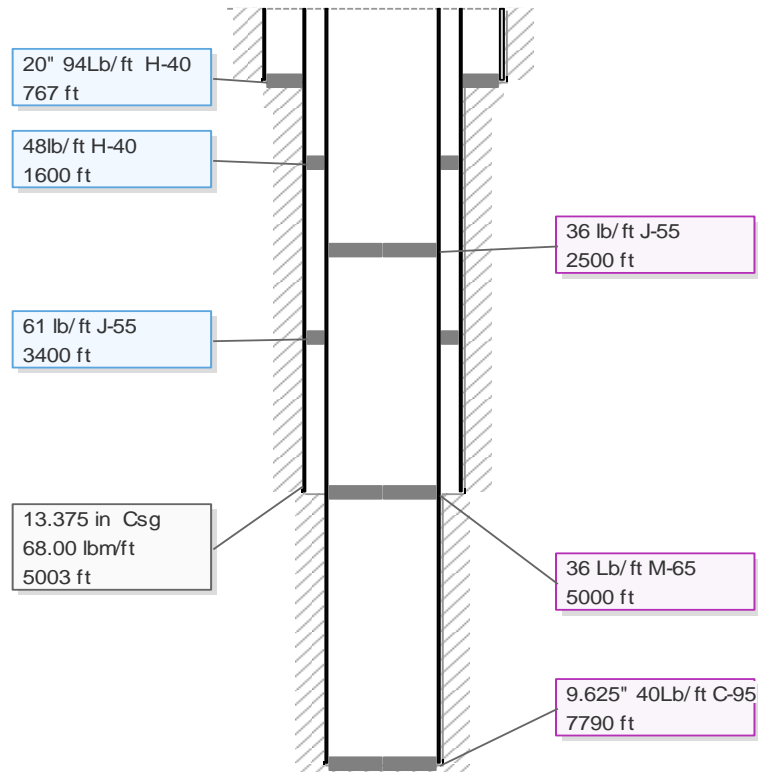
Factores de seguridad			
Revestimiento	conductor	superficial	intermedia
<b>f<sub>s</sub>tension</b>	14,24	1,66	1,76
<b>f<sub>s</sub>estallido</b>	14,71	1,27	1,67

fuentes: Autores

La Figura 46 muestra el estado mecánico correspondiente al literal C, en donde se promueve la implementación de una alternativa como es la tubería combinada,

con lo cual se pretende fomentar un mejor uso de los recursos economicos y tecnicos al momento de planear un nuevo pozo en la cuenca Patia

Figura 46. Estado mecanico literal C



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

Fuente: Autores

La Tabla 29 muestra la propuesta de diseño para una tubería de revestimiento combinada con diferentes profundidades de asentamiento con el fin de optimizar los costos de construcción del pozo y reducir el sobrediseño frente al implementado en la actualidad. El literal D se resume en la siguiente tabla.

Tabla 29. Colapso para tubería combinada literal D.

PROF (FT)	Casing conductor 20"	Casing superficial 13 3/8"		Casing intermedio 9 5/8"		
	FS <sub>COLAPSO</sub> 20" 94LB/FT H-40 @ 300'	FS <sub>COLAPSO</sub> 61LB/FT J- 55 @ 3000'	FS <sub>COLAPSO</sub> 48LB/FT H-40 @ 1500'	FS <sub>COLAPSO</sub> 40LB/FT C-90 @ 7500'	FS <sub>COLAPSO</sub> 36LB/FT M-65 @ 5000'	FS <sub>COLAPSO</sub> 36LB/FT J-55 @ 2500'
33	42,441	125,692	60,397	266,075	178,744	164,869
34	41,193	121,995	58,621	258,250	173,487	160,020
110	12,728	37,694	18,113	79,794	53,604	49,443
187	7,487	22,174	10,655	46,939	31,533	29,085
264	5,304	15,709	7,549	33,254	22,340	20,605
300	4,668	13,826	6,643	29,267	19,661	18,135
418	3,351	9,923	4,768	21,005	14,111	13,016
495	2,829	8,379	4,026	17,738	11,916	10,991
572	2,449	7,251	3,484	15,350	10,312	9,511
649	2,158	6,391	3,071	13,529	9,089	8,383
767	1,826	5,408	2,599	11,448	7,690	7,093
1000	1,401	4,148	1,993	8,780	5,898	5,441
1500	0,934	2,765	1,329	5,854	3,932	3,627
1600	0,875	2,592	1,246	5,488	3,686	3,400
2000	0,700	2,074	0,997	4,390	2,949	2,720
2500	0,560	1,659	0,797	3,512	2,359	2,176
3000	0,467	1,383	0,664	2,927	1,966	1,814

Continuación.

3500	0,400	1,185	0,569	2,509	1,685	1,554
4000	0,350	1,037	0,498	2,195	1,475	1,360
5000	0,280	0,830	0,399	1,756	1,180	1,088
5003	0,280	0,829	0,398	1,755	1,179	1,087
5300	0,264	0,783	0,376	1,657	1,113	1,027
5560	0,252	0,746	0,358	1,579	1,061	0,979
5850	0,239	0,709	0,341	1,501	1,008	0,930
6100	0,230	0,680	0,327	1,439	0,967	0,892
6400	0,219	0,648	0,311	1,372	0,922	0,850
6700	0,209	0,619	0,297	1,311	0,880	0,812
7000	0,200	0,593	0,285	1,254	0,843	0,777
7500	0,187	0,553	0,266	1,171	0,786	0,725
7790	0,180	0,532	0,256	1,127	0,757	0,698

fuelle: Autores

La Tabla 30 muestra los factores de seguridad para el criterio de estallido y tension correspondientes al literal D, donde se cambiaron parametros para el diseno como la profundidad de asentamiento y el conjunto de tuberias que hacen parte de una misma seccion con el fin de reducir los costos de construccion de pozos sobre la cuenca.

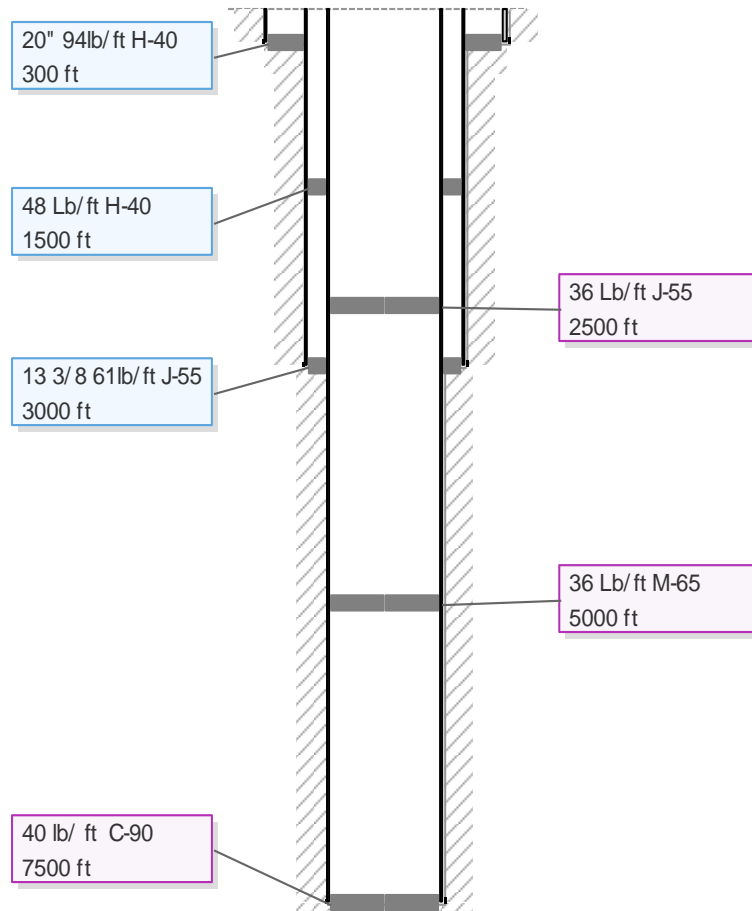
Tabla 30. Factores de seguridad para estallido y tensión literal D

<b>Factores de seguridad</b>			
Revestimiento	conductor	superficial	intermedia
<b>F<sub>tensión</sub></b>	36,42	3,00	1,84
<b>F<sub>estallido</sub></b>	18,80	2,13	1,73

fuelle: Autores

A continuación se presenta el estado mecánico del literal D mediante la Figura 47, en donde se presentan las profundidades de asentamiento propuestas en aras de reducir significativamente los costos al implementar tubería combinada.

Figura 47. Estado mecánico literal D



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

FUENTE: Autores

La Tabla 31 muestra los factores de seguridad por colapso del literal E con el fin de ampliar las profundidades para estudio sobre la cuenca y teniendo en cuenta los esfuerzos horizontales se diseñó la siguiente propuesta.

Tabla 31. Factores de seguridad por colapso literal E

PROF (FT)	Casing conductor 20"	Casing superficial 13 3/8"		Casing intermedio 9 5/8"			liner 7"
	FS <sub>COLAPSO</sub> 20" 94LB/FT H- 40 @ 300'	FS <sub>COLAPSO</sub> 68LB/FT J- 55 @ 3000'	FS <sub>COLAPSO</sub> 54,5LB/FT K-55 @ 1500'	FS <sub>COLAPSO</sub> 47LB/FT M-65 @ 7500'	FS <sub>COLAPSO</sub> 40LB/FT N-80 @ 5000'	FS <sub>COLAPSO</sub> 36LB/FT H-40 @ 2500'	FS <sub>COLAPSO</sub> 29LB/FT C- 95 @ 10000'
34	29,49	110,61	64,09	242,76	175,27	97,56	1178,65
150	6,69	25,07	14,53	55,03	39,73	22,11	267,16
300	3,34	12,53	7,26	27,51	19,86	11,06	133,58
500	2,01	7,52	4,36	16,51	11,92	6,63	80,15
1000	1,00	3,76	2,18	8,25	5,96	3,32	40,07
1500	0,67	2,51	1,45	5,50	3,97	2,21	26,72
2000	0,50	1,88	1,09	4,13	2,98	1,66	20,04
2500	0,40	1,50	0,87	3,30	2,38	1,33	16,03
3000	0,33	1,25	0,73	2,75	1,99	1,11	13,36
4000	0,25	0,94	0,54	2,06	1,49	0,83	10,02
5000	0,20	0,75	0,44	1,65	1,19	0,66	8,01
6000	0,17	0,63	0,36	1,38	0,99	0,55	6,68
7500	0,13	0,50	0,29	1,10	0,79	0,44	5,34
8000	0,10	0,37	0,22	0,82	0,59	0,33	3,99
9000	0,09	0,33	0,19	0,73	0,52	0,29	3,52
10000	0,08	0,30	0,17	0,65	0,47	0,26	1,19

Fuente: Autores

La Tabla 32 muestra los valores correspondientes a los criterios de estallido y tensión de las tuberías de revestimiento del literal E, donde se propone ampliar la longitud del pozo para optimizar la búsqueda de los fluidos de interés en la cuenca y dar más oportunidad al desarrollo.

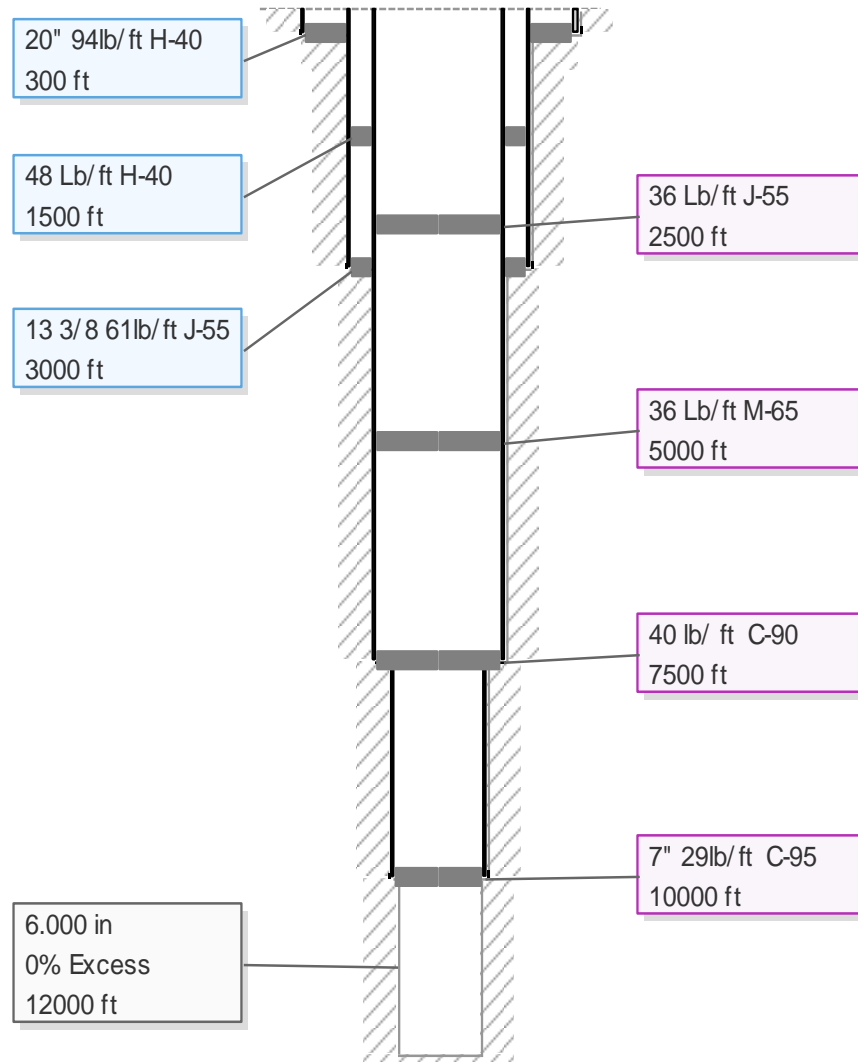
Tabla 32. Factores de seguridad para estallido y tensión literal E

Factores de seguridad				
	conductor	superficial	intermedia	liner
<b>FS<sub>tensión</sub></b>	36,42	3,00	1,84	10,39
<b>FS<sub>estallido</sub></b>	18,80	2,13	1,73	2,174746

Fuente: Autores

La Figura 48 muestra el estado mecánico correspondiente a la propuesta del literal E con el fin de alcanzar una mayor profundidad de asentamiento y de igual manera ampliar la zona de estudio para la cuenca.

Figura 48. Estado mecánico literal E



i-Handbook\* - \*a mark of Schlumberger

Fuente: Autores

## ANALISIS ECONÓMICO

La industria petrolera enfrenta actividades de negocio que requieren de un importante diseño, evaluación y previa planificación, con el fin de mantener la disponibilidad de sus productos para satisfacer la demanda, garantizar el debido manejo de sus procedimientos sin atentar contra el ecosistema. A continuación se describen los diferentes análisis económicos para los ítems propuestos anteriormente, donde se muestran las alternativas de operación económicamente viables y con lo cual se da un enfoque para la construcción de pozos sobre la cuenca.

Los análisis económicos siguientes determinan las diferentes propuestas de trabajo, con lo cual la perforación sobre la cuenca se hacen más sostenible frente a los costos generados por los revestimientos con sobrediseños usadas en la Cuenca del Cauca Patía para la construcción del pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

Los costos generados por la compra de la tubería de revestimiento implementada en la construcción del pozo ANH-PATIA-1-ST-P perforado en la cuenca del Cauca Patía está evaluado en **2.941.446.974** (Dos mil novecientos cuarenta y un millones cuatrocientos cuarenta y seis mil novecientos setenta y cuatro pesos). Como se mencionó anteriormente la perforación de un pozo requiere de ciertas etapas y equipos para su construcción que no se encuentran disponibles en la actualidad de nuestro país, un claro ejemplo es la importación de revestimientos, los cuales representan entre un 30% y 40% de la inversión del proyecto.

Las tablas 33, 34, 35, 36, 37 que se muestran a continuación representan los costos de las tuberías de revestimiento propuestas en los literales anteriores con el fin de establecer las mejores condiciones de trabajo tanto técnicas como económicas que permitan reducir los costos cumpliendo con los factores de seguridad requeridos por la norma API 5 CT.

Tabla 33. Costos literal B

Csg	OD (in)	Grados	Peso (lbs/ft)	Longitud (ft)	Valor (U\$/ft)	Costo (U\$/ft)
conductor	20"	H-40	94	767	47,53	36455,51
superficial	13 3/8	M-65	68	5003	34,38	172003,14
intermedia	9 5/8	C-95	40	7790	20,23	157591,7
<b>Valor Total (U\$)</b>						1390991,33
<b>Valor Total (\$)</b>						<b>\$ 2712433094</b>

Fuente: Autores

Tabla 34. Costos literal C

Csg	OD (in)	Grados	Peso (lbs/ft)	Longitud (ft)	Valor (U\$/ft)	Costo (U\$/ft)
conductor	20"	H-40	94	767	47,53	36455,51
Superficial	13 3/8	H-40	48	1600	24,27	38832
		J-55	61	1800	30,85	55530
		M-65	68	1603	34,38	55111,14
Intermedia	9 5/8	J-55	36	2500	16,2	40500
		M-65	36	2500	18,2	45500
		C-95	40	2790	20,23	56441,7
<b>Valor Total (U\$)</b>						1247807,33
<b>Valor Total (\$)</b>						<b>\$ 2433224294</b>

Fuente: Autores

Tabla 35. Costos literal D

Csg	OD (in)	Grados	Peso (lbs/ft)	Longitud (ft)	Valor (U\$/ft)	Costo (U\$/ft)
conductor	20"	H-40	94	300	47,53	14259
Superficial	13 3/8	H-40	48	1500	24,27	36405
		J-55	61	1500	30,85	46275
intermedia	9 5/8	J-55	36	2500	16,2	40500
		M-65	36	2500	18,2	45500
		C-90	40	2500	20,23	50575
<b>Valor Total (U\$)</b>						887353,2
<b>Valor Total (\$)</b>						<b>\$ 1730338740</b>

Fuente: Autores

Tabla 36. Costos literal E

Csg	OD (in)	Grados	Peso (lbs/ft)	Longitud (ft)	Valor (U\$/ft)	Costo (U\$/ft)
conductor	20"	H-40	94	300	47,53	14259
Superficial	13 3/8	H-40	48	1500	24,27	36405
		J-55	61	1500	30,85	46275
intermedia	9 5/8	J-55	36	2500	16,2	40500
		M-65	36	2500	18,2	45500
		C-90	40	2500	20,23	50575
Liner	7"	C-95	29	2500	13,59	33975
<b>Valor Total (U\$)</b>						1016458,2
<b>Valor Total (\$)</b>						<b>\$ 1982093490</b>

Tabla 37. Análisis de costos

Literales	Porcentajes %		Costos (\$)	
A	100%		\$ 2.941.446.974,00	
B	7,79%	10,29%	\$ 2.712.433.093,50	\$ 279.208.800,00
C	17,28%		\$ 2.433.224.293,50	
D	41,17%		\$ 1.730.338.740,00	

Fuente: Autores

La Tabla 37 muestra los valores correspondientes a los costos de implementar los ítems anteriormente descritos y los porcentajes que reducen al estudiar las propuestas con el fin de minimizar los costos de operación, para la construcción de pozos en la cuenca del Cauca Patía.

La compra de tuberías de revestimiento tiene un costo de \$ **2.941.446.974,00** millones de pesos, la cual fue empleada en la construcción del pozo ANH-PATIA-1-ST-P. Los valores correspondientes al literal B permiten observar que al emplear una tubería óptima frente a la planteada por el proyecto y que se encuentra actualmente en el pozo reduce la inversión en un porcentaje del **7,79%** correspondiente a \$ **2.712.433.093,50**.

Por otra parte se analiza el literal C, el cual propone una tubería combinada y reduce en un porcentaje del **17,28%** que corresponde a una inversión de \$ **2.433.224.293,50** millones para la compra de la tubería.

Finalmente el literal D presenta la mejor opción, pues se utilizó tubería combinada a diferentes profundidades de asentamiento, lo cual reduce el porcentaje de inversión para la compra de tubería en un **41,17%**, que representa un significativo valor de \$ **1.730.338.740,00** comparado con los costos de los tubulares instalados.

Se realizó una comparación directa entre los literales B y C con lo cual se observa que la tubería del literal C comparada con la propuesta por el literal B, las cuales se encuentran en las mismas condiciones de asentamiento y diámetro externo reduce los costos de la empleada en el literal B dado que las propuestas de tubería combinada influencia directamente en los costos de los tubulares demostrando un porcentaje de reducción entre las mismas de **10,29%** correspondientes a **\$ 279.208.800,00** que es una cifra llamativa para la industria.

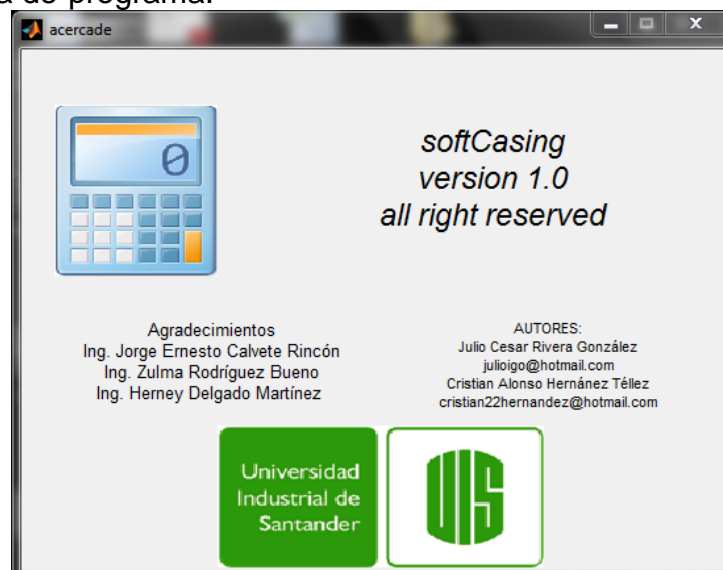
## 11. APLICACIÓN SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE REVESTIMIENTOS- SOFTCASING.

SoftCasing es una herramienta tipo software diseñada especialmente con los datos de geología, esfuerzos, presión de poro y demás parámetros exclusivos de la zona del Cauca-Patía la cual permite hacer diseños combinados rápidos y confiables de revestimientos futuros para esta cuenca.

Este programa se desarrolló con los correspondientes parámetros para efectos de diseño contando con una óptima seguridad de la operación y optimizando los costos de los materiales a emplear como es el caso de los tubulares.

Al ejecutar el programa se puede observar el -acerca de- donde está la Información de software: nombre, agradecimientos, autores y versión. Ver Figura 49.

Figura 49. Acerca de-programa.



La ventana de Presentación hace una breve introducción del funcionamiento del programa y el objetivo de su creación. ver Figura 50.

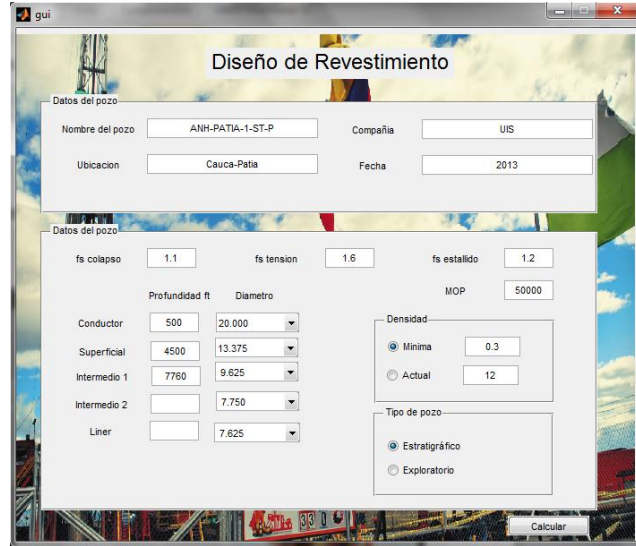
Figura 50. Presentación del software.



La herramienta cuenta con 5 módulos de datos de entrada en una sola ventana, a continuación se hace una breve explicación de cada módulo y su respectivo funcionamiento.

Ventana de diseño: en esta ventana se observan los módulos de datos de entrada los cuales son información general del pozo, factores de seguridad, tipos de tuberías de revestimiento, módulo de densidad y módulo de tipo de pozo. ver Figura 51.

Figura 51. Ventana de diseño.



## 11.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO

Se puede editar la información del nombre del pozo a perforar su respectiva ubicación (coordenadas, vereda, corregimiento), la compañía responsable del proyecto y fecha. Ver Figura 52.

Figura 52. Modulo información general.

Datos del pozo			
Nombre del pozo	<input type="text" value="ANH-PATIA-1-ST-P"/>	Compañía	<input type="text" value="UIS"/>
Ubicación	<input type="text" value="Cauca-Patia"/>	Fecha	<input type="text" value="2013"/>

## 11.2 FACTORES DE SEGURIDAD

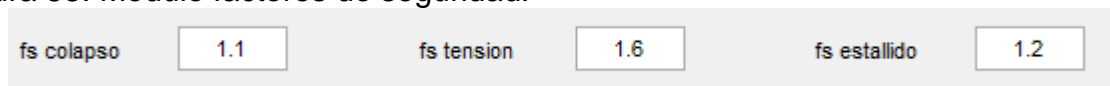
Dentro de estas casillas se puede modificar los factores de seguridad de tensión, colapso y estallido del diseño del revestimiento en el caso que se

desea mayor seguridad en el mismo. Los valores por defecto en el programa son los estipulados por norma en la industria del petróleo.

Para el factor de seguridad por colapso se consideró que la tubería se encuentra vacía con el fin de dar una protección adicional. El factor de seguridad implementado para el caso del estallido se determinó mediante el estallido máximo esperado en superficie y por último la tensión se estimó sin tener en cuenta el factor de boyanza. Ver Figura 53.

Nota: Estas consideraciones brindan la mayor seguridad que se puede tener en el pozo.

Figura 53. Modulo factores de seguridad.



fs colapso	1.1	fs tension	1.6	fs estallido	1.2
------------	-----	------------	-----	--------------	-----

### 11.3 MOP (MARGIN OVER PULL).

El margin over pull es un libraje que se debe dejar por seguridad en caso que se requiera tensionar la tubería a causa de una pega durante su instalación este valor serán las máximas libras que se puede tensionar sin llegar a romper el revestimiento en secciones cortas oscilan entre 50.000 y 100.000 lbs y secciones largas entre 100.000 y 300.000 lbs. Ver Figura 54.

Figura 54. Margin over pull



MOP	50000
-----	-------

### 11.4 TIPOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

En este módulo se ingresan los correspondientes valores de profundidad de asentamiento de las diferentes secciones y el diámetro externo de cada

tubería, Conductor, superficial, intermedio 1, intermedio 2, liner. Cabe resaltar que para efectos del diseño se debe llenar las casillas de las tuberías dejando en blanco las que no se consideren. Ver Figura 55.

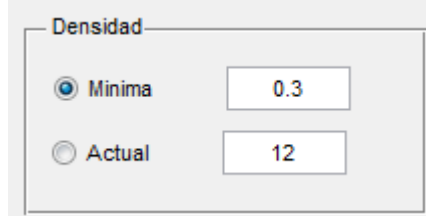
Figura 55. Modulo tipos de tuberías.

	Profundidad ft	Diametro
Conductor	767	20.000
Superficial	5003	13.375
Intermedio 1	7790	9.625
Intermedio 2		7.750
Liner		7.625

### 11.5 DENSIDAD

En este módulo se permite seleccionar la densidad para realizar el diseño del revestimiento, se puede escoger la densidad mínima o actual. La densidad mínima utiliza información interna previamente obtenida por estudios geológicos y registros tomados en la zona, para esta densidad se debe poner en la casilla el valor correspondiente al factor de seguridad adicional para contrarrestar la presión de formación o presión de poro, este valor oscila entre 0,3 y 0,5. La densidad actual se debe implementar si el pozo durante la perforación no permite usar la densidad mínima y esta se debe cambiar, se usa el valor correspondiente de la densidad en Lpg al momento de la instalación del revestimiento.

Figura 56. Módulo de densidad.



Densidad

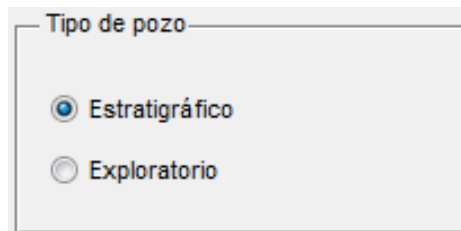
Minima 0.3

Actual 12

## 11.6 TIPO DE POZO

En este programa se deja abierta la posibilidad de diseñar pozos tanto exploratorios como estratigráficos, usando para estratigráficos los datos correspondientes a la presión de poro y para exploratorios los esfuerzos producto de la geología característica del lugar. Hay que aclarar que para la cuenca del Cauca son mayores los esfuerzos que la presión de poro en algunas zonas por lo tanto los revestimientos para exploratorios tendrían una mejor calidad de tuberías, pues son pozos que requieren de una vida útil significativa. Ver Figura 57

Figura 57. Tipo de pozo.



Tipo de pozo

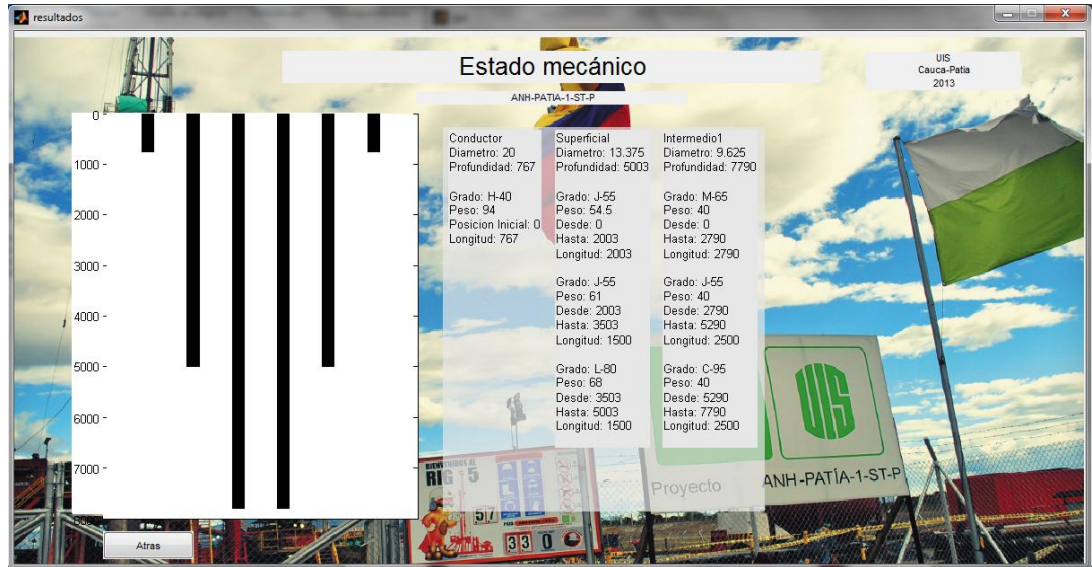
Estratigráfico

Exploratorio

## 11.7 VENTANA DE RESULTADOS

En esta ventana se presentan los resultados finales de las secciones y tuberías combinadas que cumplen con todos los criterios de diseño, reportando las profundidades de asentamiento, el grado, peso, longitud y profundidad inicial-final de cada intervalo combinado. Ver Figura 58.

Figura 58. Ventana de resultados.



## CONCLUSIONES

- La cuenca Patía presenta estructuras geológicas inestables por presencia de conglomerados arcillosos que dificultan las labores operativas para la construcción del pozo. Los registros reportados por la cuenca en estudio evidencian la presencia de derrumbes a lo largo del pozo, por lo tanto es necesario realizar un estudio de aditivos para el lodo de perforación y controlar los derrumbes de las zonas no consolidadas.
- El registro sísmico es el método más confiable para el cálculo de la presión de formación, pues no se ve afectado por parámetros externos como salinidad, temperaturas, derrumbes entre otros. Este registro es representativo siempre y cuando exista presencia de arcillas en la formación para posteriormente realizar su normalización y obtener los valores de presión de formación.
- La evaluación del estado mecánico actual se desarrolló con base en la presión de formación, dado que la cuenca presenta esfuerzos horizontales considerables, lo cual tendría un incremento significativo en el grado y calidad de las tuberías, en consecuencia por tratarse de un pozo estratigráfico, el cual se abandonará posteriormente no justifica la inversión de los tubulares correspondientes a los esfuerzos horizontales.
- El registro de resistividad aumenta en función de la profundidad dado por la compactación de la roca este proceso provoca la deshidratación de la matriz con lo cual la resistividad aumenta de manera exponencial. Para la profundidad de 7800 ft se presenta una caída en la tendencia normal, es decir es más conductiva esa zona, por la presencia de esfuerzos horizontales y los conglomerados arcillosos que albergan fluidos de formación o porcentajes de humedad más altos.
- La evaluación de los revestimientos actuales en el pozo del Cauca Patía permite observar un sobrediseño dado por los cálculos de los diferentes factores de seguridad incrementando considerablemente los costos del proyecto. Cabe resaltar que se incurrió en esta situación debido a la falta de

información de la Cuenca como son datos de sísmica, registros de pozos aledaños. El proyecto se desarrolló estrictamente gracias a la experiencia de los docentes vinculados al desarrollo del mismo cumpliendo con las normas de seguridad y contemplando la posibilidad de problemas operacionales en la trayectoria del pozo como zonas de alta presión, esfuerzos horizontales y formaciones inestables.

- La implementación de tuberías de revestimiento combinadas es una importante alternativa para la construcción de pozos debido a que los tubulares representan un alto porcentaje en la inversión y este mecanismo de optimización permite una importante reducción de los costos del proyecto de esta manera se vuelven asequibles los materiales para la construcción de los pozos.
- Se sugirió un diseño de revestimiento para la perforación de un pozo exploratorio a partir de los esfuerzos horizontales dado que la cuenca presenta este fenómeno en gran magnitud y requiere un factor de seguridad amplio que garantice la vida útil del pozo.
- La determinación de las presiones de formación, sobrecarga, fractura y esfuerzos horizontales son parámetros muy importantes para el diseño de los tubulares a emplear en la cuenca, es por esto que se debe hacer una minuciosa normalización de las diferentes datas mostradas por los registros, dado que presentan inconsistencias en algunas zonas del trayecto del pozo y por consiguiente no se deben tener en cuenta para cálculos. Esto con el fin de garantizar una adecuada selección de los grados de tubería a implementar y evitar sobrediseños que acarrearán costos de operación.
- El pozo ANH-PATIA-1-ST-P perforado en la cuenca está libre de gases corrosivos como el  $H_2S$ ,  $CO_2$ , que son los principales responsables de los desgastes en las tuberías de la industria petrolera. En vista a lo anterior las tuberías combinadas contribuyen al desarrollo del proyecto de una forma segura y con un óptimo y amplio margen de aplicación para la construcción de pozos en la zona.

- Se sugirió un diseño combinado para la construcción de un futuro pozo estratigráfico en la misma cuenca mediante los cálculos obtenidos de los registros y se demostró que reduce los costos del revestimiento en un 17,28% frente al diseño estándar antes mencionado.

## RECOMENDACIONES

- Se propone realizar un estudio detallado de aditivos y compuestos químicos afines a los lodos de perforación con el fin de controlar las zonas inestables y evitar los derrumbes en el pozo, pues la presencia de zonas inestables y la acción de los esfuerzos horizontales dificultan considerablemente las operaciones.
- Es importante realizar una minuciosa inspección topográfica y geológica de la cuenca en vista de realizar futuros trabajos de perforación, buscando las zonas más bajas con el fin de alcanzar profundidades más amplias para el estudio de la cuenca y de este modo reducir significativamente los costos.
- Se debe considerar un estudio de hidráulica para observar como las tuberías de revestimiento combinadas y los crossover pueden aumentar las pérdidas de presión del fluido de perforación, esto con el fin de tomar las medidas pertinentes y optimizar la rata de penetración cuando se utilizan este tipo de diseños.
- Se propone hacer ajustes al programa softCasing incluido en el presente trabajo con el fin de mostrar gráficamente información útil al momento de hacer los respectivos diseños que permitan facilitar las labores de campo como es la ventana operacional, grafica de presión de formación o esfuerzos.

## BIBLIOGRAFIA

MORALES H. DAVID. Investigación del fenómeno del colapso en tuberías de revestimiento y producción. Tenaris Tamsa. 2010.

SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

DONALD R. ASKELAND. Ciencia e ingeniería de los materiales. 3<sup>ra</sup> edición. International. Thomson Editores. S.A. Mexico. 2004.

BG GROUP. Well engineering and production operations management system, Casing design manual. November 2001.

PEÑAFIEL. A. PEDRO Y SANCHEZ. S. MONICA. Diseño de tubería de revestimiento y cementación de un pozo en el oriente ecuatoriano. Espol. Ecuador

SCHLUMBERGER. Dimensiones y resistencias para tubulares API empleados en el campo petrolero. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

HERRADOR. E. Prontuario. Tamsa. Revisión Febrero 2001.

RABIA, HUSSAIN. Well engineering & construction. Cap, I, II, III, IV y V.

JORGE A. SIMINI. Manual de selección de Casing. Tenaris Siderca. Argentina 2004.

S.S. RAHMAN Y G.V.CHILINGARIAN. Casing Desing Theory and Practice. Elsevier. Amsterdam.1995.

TENARIS. Manual de uso de Casing y Tubing. 6p

MARTINEZ. M. JAVIER ANDRES. Consideraciones técnicas para el diseño y la sección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. tesis de grado. Bucaramanga. 2011.

CASTRILLON B. JHON JAIRO. Estudio de esfuerzos in-situ en formaciones colombianas usando datos de registro sísmico. Tesis de grado. Bucaramanga. 2008.

PADILLA REYES, JORGE MARIO Y BADRAN LIZARAZO, NAFIS DE JESUS. Desarrollo de una metodología general para el cálculo de esfuerzos in-situ en formaciones productoras de hidrocarburos. Tesis de grado. Bucaramanga. 2012.

GONZÁLEZ HERRERA ANDRÉS MAURICIO. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2011.

ACOSTA FREIRE WILIAN ORLANDO Y SALAZAR BALLADARES EDWIN ROLANDO. Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación (drill pipe), tubería de producción (tubing) y tubería de revestimiento (Casing) de pozos petroleros utilizando ensayos no destructivos. Tesis de grado. Ecuador. 2007.

BAÑO SALTOS FRANKLIN Y MAYALICA DALGO DIEGO. Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación. Tesis de grado. Ecuador. 2008.

TARBUCK Y LUTGENS. "Ciencias de la Tierra. Una introducción a la Geología Física". (2005). Ed. Pearson-Prentice Hall, 8ª ed. Madrid.

HERNÁNDEZ MORALES, David. Conceptos generales de conexiones. Tenaris Tamsa .Junio, 2010.

SCHLUMBERGER. Accesorios de la tubería de revestimiento. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo. Febrero 2004.

SCHLUMBERGER. Sección 6 tuberías de revestimiento. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo.

CONTRERAS PUERTO OSCAR MICHEL Y RODRÍGUEZ CARDENAS WILMAR ALEXANDRE. Desarrollo de la metodología para el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Tesis de grado. Bucaramanga. 2008.

CHAUQUI. DIEGO GABRIEL. Cementación primaria y fluidos de perforación. Curso de petróleo Gral. Mosconi. 2012

## ANEXOS

### Anexo A. Dureza para los tipos de aceros.

Características Mecánicas				
AISI	Resistencia a la tracción	Limite elástico	Dureza	
	Kg/mm <sup>2</sup>	Kg/mm <sup>2</sup>	H RB Max	Brinell Max
201	70-80	30	95	201
301	52-75	21	88	185
302	52-70	21	88	183
302 B	55-75	21	88	183
303	52-70	21	90	180
304	50-70	21	88	183
304 L	50-65	18	88	183
304 H	75	30	92	183
304 LN	75	30	92	202
305	50-70	20	88	183
308	50-70	21	88	183
309	50-75	25	95	217
309 S	50-75	25	95	217
310	50-75	25	95	217
310 S	50-75	25	95	217
314	50-75	25	95	217
316	50-75	21	95	217
316 L	50-70	18	95	217

Continuación.

316 LN	75	30	95	217
316 TI	50-78	25	95	217
317	55-75	25	90	217
317 L	80	35	95	217
321	55-75	25	88	183
321 H	75	30	95	217
347	55-75	25	92	201
348	55-75	25	92	201
403-410 S	45-60	24	90	183
405	42-53	25	88	183
410	45-88	30	95	217
416	45-74	24	98	215
420	55-77	33	95	220
430	45-62	25	90	185
430 F	45-63	25	-	185
431	84-92	65	-	270
440 A	65-80	30	95	-
440 B	75-85	40	-	-
446	52-60	31	90	185

Anexo B. Limite elástico para acero no aleados.

Límite elástico mínimo y Resistencia a tracción (N/mm <sup>2</sup> )				
Tipo	Espesor nominal de la pieza, t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu
S 235	235	360 < fu < 510	215	360 < fu < 510
S 275	275	430 < fu < 580	255	410 < fu < 560
S 355	355	490 < fu < 680	335	470 < fu < 630

Anexo C. Limite elástico para aceros soldables.

Límite elástico mínimo y Resistencia a tracción (N/mm <sup>2</sup> )				
Tipo	Espesor nominal de la pieza, t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu
S 275 N/NL	275	370 < fu < 510	255	370 < fu < 510
S 355 N/NL	355	470 < fu < 630	335	470 < fu < 630
S 420 N/NL	420	520 < fu < 680	390	520 < fu < 680
S 460 N/NL	460	540 < fu < 720	430	540 < fu < 720

Anexo D. Limite elástico mínimo para aceros de grano fino.

Límite elástico mínimo y Resistencia a tracción (N/mm <sup>2</sup> )				
Tipo	Espesor nominal de la pieza, t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu
S 275 M/ML	275	370 < fu < 530	255	360 < fu < 520
S 355 M/ML	355	470 < fu < 630	335	450 < fu < 610
S 420 M/ML	420	520 < fu < 680	390	500 < fu < 660
S 460 M/ML	460	540 < fu < 720	430	530 < fu < 710

Anexo E. Limite elástico de aceros con resistencia a la corrosión.

Límite elástico mínimo y Resistencia a tracción (N/mm <sup>2</sup> )				
Tipo	Espesor nominal de la pieza, t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu
S 235 J0W	235	360 < fu < 510	215	360 < fu < 510
S 235 J2W	235	360 < fu < 510	215	360 < fu < 510
S 355 J0W	355	490 < fu < 680	335	470 < fu < 630
S 355 J2W	355	490 < fu < 680	335	470 < fu < 630

Anexo F. Límite elástico para aceros en la condición de templado.

Límite elástico mínimo y Resistencia a tracción (N/mm <sup>2</sup> )				
Tipo	Espesor nominal de la pieza, t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu	Límite elástico, fy	Resistencia a tracción, fu
S 460 Q				
S 460 QL	460	550 < fu < 720	440	550 < fu < 720
S 460 QL1				

Anexo G. Coeficiente de Poisson para varios materiales.

Materiales varios	
material	Coeficiente de Poisson
goma	~ 0.50
plomo	0.44
arcilla saturada	0.40-0.50
magnesio	0.35
titanio	0.34
cobre	0.34
aluminio aleado	0.33
arcilla	0.30-0.45
bronce	0.31
Níquel	0.30
acero inoxidable	0.30-0.31
acero	0.27-0.30

Continuación.

hierro colado	0.21-0.26
arena	0.20-0.45
hormigón	0.20
vidrio	0.18-0.3
caucho	~ 0.5
Materiales augéticos	< 0

Anexo H. Módulo de Young para diversos materiales.

Material	E [ MPa ]	E [ kp/cm <sup>2</sup> ]
Goma	7	70
Cartílago (humano)	24	240
Tendón (humano)	600	6000
Polietileno, Nylon	1400	14000
Madera (laminada)	7000	70 000
Madera (según la fibra)	14 000	140 000
Hueso (fresco)	21000	210 000
Hormigón / Concreto	27 000	270 000
Aleaciones de Mg	42 000	420 000
Granito	50 000	500 000
Vidrio	70 000	700 000
Aleaciones de Al	70 000	700 000
Latón	110 000	1 100 000
Bronce	120 000	1 200 000
Cobre	110 000	1 100 000

Continuación

Hierro colado	< 175 000	< 1 750 000
Hierro forjado	190 000	< 1 900 000
Acero	210 000	2 100 000
Magnesio	45 000	450 000
Titanio	107 000	1 070 000
Níquel	22 000	220 000
Monel	179 000	1 790 000
Plomo	18 000	180 000
Zafiro	420 000	4 200 000
Diamante sintetizado	491 000	4 910 000
Grafeno	1 000 000	10 000 000

Anexo I. Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento.

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
4.500	9.50	H-40	4.090	2760	111000	3190
4.500	9.50	J-55	4.090	3310	152000	4380
4.500	9.50	K-55	4.090	3310	152000	4380
4.500	9.50	M-65	4.090	3600	180000	5180
4.500	10.50	J-55	4.052	4010	166000	4790
4.500	10.50	K-55	4.052	4010	166000	4790
4.500	10.50	M-65	4.052	4430	196000	5660
4.500	11.60	J-55	4.000	4960	184000	5350

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
4.500	11.60	M-65	4.000	5560	217000	6320
4.500	11.60	L-80	4.000	6350	267000	7780
4.500	11.60	N-80	4.000	6350	267000	7780
4.500	11.60	C-90	4.000	6820	300000	8750
4.500	11.60	C-95	4.000	7030	317000	9240
4.500	11.60	C/T-95	4.000	7030	317000	9240
4.500	11.60	P-110	4.000	7580	367000	10690
4.500	13.50	M-65	3.920	7310	249000	7330
4.500	13.50	L-80	3.920	8540	307000	9020
4.500	13.50	N-80	3.920	8540	307000	9020
4.500	13.50	C-90	3.920	9300	345000	10150
4.500	13.50	C-95	3.920	9660	364000	10710
4.500	13.50	C/T-95	3.920	9660	364000	10710
4.500	13.50	P-110	3.920	10690	422000	12410
4.500	15.10	P-110	3.826	14340	485000	14420
4.500	15.10	Q-125	3.826	15830	551000	16380
5.000	11.50	J-55	4.560	3060	182000	4240
5.000	11.50	K-55	4.560	3060	182000	4240
5.000	11.50	M-65	4.560	3290	215000	5010
5.000	13.00	J-55	4.494	4140	208000	4870
5.000	13.00	K-55	4.494	4140	208000	4870
5.000	13.00	M-65	4.494	4590	245000	5760
5.000	15.00	J-55	4.408	5560	241000	5700

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
5.000	15.00	M-65	4.408	6280	284000	6730
5.000	15.00	L-80	4.408	7250	350000	8290

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
5.000	15.00	N-80	4.408	7250	350000	8290
5.000	15.00	C-90	4.408	7830	394000	9320
5.000	15.00	C-95	4.408	8110	416000	9840
5.000	15.00	C/T-95	4.408	8110	416000	9840
5.000	15.00	P-110	4.408	8850	481000	11400
5.000	18.00	M-65	4.276	8730	343000	8240
5.000	18.00	L-80	4.276	10490	422000	10140
5.000	18.00	N-80	4.276	10490	422000	10140
5.000	18.00	C-90	4.276	11520	475000	11400
5.000	18.00	C-95	4.276	12030	501000	12040
5.000	18.00	C/T-95	4.276	12030	501000	12040
5.000	18.00	P-110	4.276	13470	580000	13940
5.000	18.00	Q-125	4.276	14820	659000	15840
5.000	21.40	M-65	4.126	10370	407000	9940
5.000	21.40	L-80	4.126	12760	501000	12240
5.000	21.40	N-80	4.126	12760	501000	12240

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
5.000	21.40	C-95	4.126	15150	595000	14530
5.000	21.40	C/T-95	4.126	15150	595000	14530
5.000	21.40	P-110	4.126	17550	689000	16820
5.000	21.40	Q-125	4.126	19940	783000	19120
5.000	23.20	L-80	4.044	13830	543000	13380
5.000	23.20	N-80	4.044	13830	543000	13380
5.000	23.20	C-90	4.044	15560	611000	15060
5.000	23.20	C-95	4.044	16430	645000	15890
5.000	23.20	C/T-95	4.044	16430	645000	15890
5.000	23.20	P-110	4.044	19020	747000	18400
5.000	23.20	Q-125	4.044	21620	849000	20910
5.000	24.10	L-80	4.000	14400	565000	14000
5.000	24.10	N-80	4.000	14400	565000	14000
5.000	24.10	C-90	4.000	16200	636000	15750
5.000	24.10	C-95	4.000	17100	672000	16630
5.000	24.10	C/T-95	4.000	17100	672000	16630
5.000	24.10	P-110	4.000	19800	778000	19250
5.000	24.10	Q-125	4.000	22500	884000	21880

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
5.500	14.00	H-40	5.012	2620	161000	3110
5.500	14.00	J-55	5.012	3120	222000	4270
5.500	14.00	K-55	5.012	3120	222000	4270
5.500	14.00	M-65	5.012	3360	262000	5050
5.500	15.50	J-55	4.950	4040	248000	4810
5.500	15.50	K-55	4.950	4040	248000	4810
5.500	15.50	M-65	4.950	4470	293000	5690
5.500	17.00	J-55	4.892	4910	273000	5320
5.500	17.00	K-55	4.892	4910	273000	5320
5.500	17.00	M-65	4.892	5500	323000	6290
5.500	17.00	L-80	4.892	6290	397000	7740
5.500	17.00	N-80	4.892	6290	397000	7740
5.500	17.00	C-90	4.892	6740	447000	8710
5.500	17.00	C-95	4.892	6940	471000	9190
5.500	17.00	C/T-95	4.892	6940	471000	9190
5.500	17.00	P-110	4.892	7480	546000	10640
5.500	20.00	M-65	4.778	7540	379000	7470
5.500	20.00	L-80	4.778	8830	466000	9190
5.500	20.00	N-80	4.778	8830	466000	9190
5.500	20.00	C-90	4.778	9630	525000	10340
5.500	20.00	C-95	4.778	10020	554000	10910
5.500	20.00	C/T-95	4.778	10020	554000	10910
5.500	20.00	P-110	4.778	11100	641000	12640

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
5.500	23.00	L-80	4.670	11160	530000	10560
5.500	23.00	N-80	4.670	11160	530000	10560
5.500	23.00	C-90	4.670	12380	597000	11880
5.500	23.00	C-95	4.670	12930	630000	12540
5.500	23.00	C/T-95	4.670	12930	630000	12540
5.500	23.00	P-110	4.670	14540	729000	14530
5.500	23.00	Q-125	4.670	16060	829000	16510
5.500	26.80	C-90	4.500	14880	707000	14320
5.500	26.80	C/T-95	4.500	15700	746000	15110
5.500	29.70	C-90	4.376	16510	785000	16090
5.500	29.70	C/T-95	4.376	17430	828000	16990

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
5.500	32.60	C-90	4.250	18130	861000	17900
5.500	32.60	C/T-95	4.250	19140	909000	18890
5.500	35.30	C-90	4.126	19680	935000	19670
5.500	35.30	C/T-95	4.126	20770	987000	20770
5.500	38.00	C-90	4.000	21200	1007000	21480
5.500	38.00	C/T-95	4.000	22380	1063000	22670
5.500	40.50	C-90	3.876	22650	1076000	23250

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
5.500	43.10	C-90	3.750	24080	1144000	25060
5.500	43.10	C/T-95	3.750	25420	1208000	26450
6.625	20.00	H-40	6.049	2520	229000	3040
6.625	20.00	J-55	6.049	2970	315000	4180
6.625	20.00	K-55	6.049	2970	315000	4180
6.625	20.00	M-65	6.049	3190	373000	4940
6.625	24.00	J-55	5.921	4560	382000	5110
6.625	24.00	K-55	5.921	4560	382000	5110
6.625	24.00	M-65	5.921	5080	451000	6040
6.625	24.00	L-80	5.921	5760	555000	7440
6.625	24.00	N-80	5.921	5760	555000	7440
6.625	24.00	C-90	5.921	6140	624000	8370
6.625	24.00	C-95	5.921	6310	659000	8830
6.625	24.00	C/T-95	5.921	6310	659000	8830
6.625	24.00	P-110	5.921	6730	763000	10230
6.625	28.00	M-65	5.791	7010	529000	7160
6.625	28.00	L-80	5.791	8170	651000	8810
6.625	28.00	N-80	5.791	8170	651000	8810
6.625	28.00	C-90	5.791	8880	732000	9910
6.625	28.00	C-95	5.791	9220	773000	10460
6.625	28.00	C/T-95	5.791	9220	773000	10460
6.625	28.00	P-110	5.791	10160	895000	12120
6.625	32.00	L-80	5.675	10320	734000	10040

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
6.625	32.00	C-90	5.675	11330	826000	11290
6.625	32.00	C-95	5.675	11820	872000	11920
6.625	32.00	C/T-95	5.675	11820	872000	11920

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
6.625	32.00	P-110	5.675	13220	1010000	13800
6.625	32.00	Q-125	5.675	14540	1147000	15680
7.000	17.00	H-40	6.538	1420	196000	2310
7.000	20.00	H-40	6.456	1970	230000	2720
7.000	20.00	J-55	6.456	2270	316000	3740
7.000	20.00	K-55	6.456	2270	316000	3740
7.000	20.00	M-65	6.456	2480	374000	4420
7.000	23.00	J-55	6.366	3270	366000	4360
7.000	23.00	K-55	6.366	3270	366000	4360
7.000	23.00	M-65	6.366	3540	433000	5150
7.000	23.00	L-80	6.366	3830	532000	6340
7.000	23.00	N-80	6.366	3830	532000	6340
7.000	23.00	C-90	6.366	4030	599000	7130
7.000	23.00	C-95	6.366	4140	632000	7530
7.000	23.00	C/T-95	6.366	4140	632000	7530

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
7.000	26.00	K-55	6.276	4330	415000	4980
7.000	26.00	M-65	6.276	4810	491000	5880
7.000	26.00	L-80	6.276	5410	604000	7240
7.000	26.00	N-80	6.276	5410	604000	7240
7.000	26.00	C-90	6.276	5740	679000	8140
7.000	26.00	C-95	6.276	5890	717000	8600
7.000	26.00	C/T-95	6.276	5890	717000	8600
7.000	26.00	P-110	6.276	6230	830000	9960
7.000	29.00	M-65	6.184	6100	549000	6630
7.000	29.00	L-80	6.184	7030	676000	8160
7.000	29.00	N-80	6.184	7030	676000	8160
7.000	29.00	C-90	6.184	7580	760000	9180
7.000	29.00	C-95	6.184	7840	803000	9690
7.000	29.00	C/T-95	6.184	7840	803000	9690
7.000	29.00	P-110	6.184	8530	929000	11220
7.000	32.00	M-65	6.094	7360	606000	7360
7.000	32.00	L-80	6.094	8600	745000	9060
7.000	32.00	N-80	6.094	8600	745000	9060
7.000	32.00	C-90	6.094	9380	839000	10190

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
7.000	32.00	C-95	6.094	9740	885000	10760
7.000	32.00	C/T-95	6.094	9740	885000	10760
7.000	32.00	P-110	6.094	10780	1025000	12460
7.000	35.00	L-80	6.004	10180	814000	9960
7.000	35.00	N-80	6.004	10180	814000	9960
7.000	35.00	C-90	6.004	11170	916000	11210
7.000	35.00	C-95	6.004	11650	966000	11830
7.000	35.00	C/T-95	6.004	11650	966000	11830
7.000	35.00	P-110	6.004	13030	1119000	13700
7.000	35.00	Q-125	6.004	14310	1272000	15560
7.000	38.00	L-80	5.920	11390	877000	10800
7.000	38.00	N-80	5.920	11390	877000	10800
7.000	38.00	C-90	5.920	12810	986000	12150
7.000	38.00	C-95	5.920	13430	1041000	12830
7.000	38.00	C/T-95	5.920	13430	1041000	12830
7.000	38.00	P-110	5.920	15130	1206000	14850
7.000	38.00	Q-125	5.920	16740	1370000	16880
7.000	42.70	C-90	5.750	14640	1127000	14060
7.000	42.70	C/T-95	5.750	15450	1189000	14840
7.000	46.40	C-90	5.626	15930	1226000	15460
7.000	46.40	C/T-95	5.626	16820	1294000	16320
7.000	50.10	C-90	5.500	17220	1325000	16880
7.000	50.10	C/T-95	5.500	18180	1399000	17810

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
7.000	53.60	C/T-95	5.376	19480	1500000	19290
7.000	57.10	C-90	5.250	19690	1515000	19690
7.000	57.10	C/T-95	5.250	20780	1600000	20780
7.625	24.00	H-40	7.025	2030	276000	2750
7.625	26.40	J-55	6.969	2900	414000	4140
7.625	26.40	K-55	6.969	2900	414000	4140
7.625	26.40	M-65	6.969	3100	489000	4890
7.625	26.40	L-80	6.969	3400	602000	6020
7.625	26.40	N-80	6.969	3400	602000	6020
7.625	26.40	C-90	6.969	3610	677000	6780
7.625	26.40	C-95	6.969	3710	714000	7150

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
7.625	26.40	C/T-95	6.969	3710	714000	7150
7.625	29.70	M-65	6.875	4310	555000	5590
7.625	29.70	L-80	6.875	4790	683000	6890
7.625	29.70	N-80	6.875	4790	683000	6890
7.625	29.70	C-90	6.875	5030	769000	7750
7.625	29.70	C-95	6.875	5130	811000	8180
7.625	29.70	C/T-95	6.875	5130	811000	8180

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
7.625	33.70	M-65	6.765	5720	632000	6410
7.625	33.70	L-80	6.765	6560	778000	7900
7.625	33.70	N-80	6.765	6560	778000	7900
7.625	33.70	C-90	6.765	7050	875000	8880
7.625	33.70	C-95	6.765	7280	923000	9380
7.625	33.70	C/T-95	6.765	7280	923000	9380
7.625	33.70	P-110	6.765	7870	1069000	10860
7.625	39.00	L-80	6.625	8820	895000	9180
7.625	39.00	N-80	6.625	8820	895000	9180
7.625	39.00	C-90	6.625	9620	1007000	10330
7.625	39.00	C-95	6.625	10000	1063000	10900
7.625	39.00	C/T-95	6.625	10000	1063000	10900
7.625	39.00	P-110	6.625	11080	1231000	12620
7.625	39.00	Q-125	6.625	12060	1399000	14340
7.625	42.80	L-80	6.501	10810	998000	10320
7.625	42.80	N-80	6.501	10810	998000	10320
7.625	42.80	C-90	6.501	11890	1122000	11610
7.625	42.80	C-95	6.501	12410	1185000	12250
7.625	42.80	C/T-95	6.501	12410	1185000	12250
7.625	42.80	P-110	6.501	13930	1372000	14190
7.625	42.80	Q-125	6.501	15350	1559000	16120
7.625	45.30	L-80	6.435	11510	1051000	10920
7.625	45.30	N-80	6.435	11510	1051000	10920

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
7.625	45.30	C-95	6.435	13670	1248000	12970
7.625	45.30	C/T-95	6.435	13670	1248000	12970
7.625	45.30	P-110	6.435	15440	1445000	15020

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
7.625	45.30	Q-125	6.435	17100	1643000	17070
7.625	47.10	L-80	6.375	12040	1100000	11480
7.625	47.10	N-80	6.375	12040	1100000	11480
7.625	47.10	C-90	6.375	13540	1237000	12910
7.625	47.10	C-95	6.375	14300	1306000	13630
7.625	47.10	C/T-95	6.375	14300	1306000	13630
7.625	47.10	P-110	6.375	16550	1512000	15780
7.625	47.10	Q-125	6.375	18700	1718000	17930
7.625	51.20	C-90	6.251	14760	1348000	14190
7.625	51.20	C/T-95	6.251	15580	1423000	14980
7.625	55.30	C-90	6.125	15960	1458000	15490
7.625	55.30	C/T-95	6.125	16850	1539000	16350
7.750	46.10	L-80	6.560	11340	1070000	10750
7.750	46.10	N-80	6.560	11340	1070000	10750
7.750	46.10	C-90	6.560	12750	1204000	12090

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
7.750	46.10	C/T-95	6.560	13320	1271000	12760
7.750	46.10	P-110	6.560	15000	1471000	14780
7.750	46.10	Q-125	6.560	16590	1672000	16790
8.625	24.00	J-55	8.097	1370	381000	2950
8.625	24.00	K-55	8.097	1370	381000	2950
8.625	24.00	M-65	8.097	1420	451000	3480
8.625	28.00	H-40	8.017	1610	318000	2470
8.625	28.00	M-65	8.017	2020	517000	4010
8.625	32.00	H-40	7.921	2200	366000	2860
8.625	32.00	J-55	7.921	2530	503000	3930
8.625	32.00	K-55	7.921	2530	503000	3930
8.625	32.00	M-65	7.921	2740	595000	4640
8.625	36.00	J-55	7.825	3450	568000	4460
8.625	36.00	K-55	7.825	3450	568000	4460
8.625	36.00	M-65	7.825	3760	672000	5280
8.625	36.00	L-80	7.825	4100	827000	6490
8.625	36.00	N-80	7.825	4100	827000	6490
8.625	36.00	C-90	7.825	4250	930000	7300
8.625	36.00	C-95	7.825	4350	982000	7710

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
8.625	36.00	C/T-95	7.825	4350	982000	7710
8.625	40.00	M-65	7.725	4900	751000	5930
8.625	40.00	L-80	7.725	5520	925000	7300
8.625	40.00	N-80	7.725	5520	925000	7300
8.625	40.00	C-90	7.725	5870	1040000	8220
8.625	40.00	C-95	7.725	6020	1098000	8670
8.625	40.00	C/T-95	7.725	6020	1098000	8670
8.625	40.00	P-110	7.725	6390	1271000	10040
8.625	44.00	L-80	7.625	6950	1021000	8120
8.625	44.00	N-80	7.625	6950	1021000	8120
8.625	44.00	C-90	7.625	7490	1149000	9130
8.625	44.00	C-95	7.625	7740	1212000	9640
8.625	44.00	C/T-95	7.625	7740	1212000	9640
8.625	44.00	P-110	7.625	8420	1404000	11160
8.625	49.00	L-80	7.511	8570	1129000	9040
8.625	49.00	N-80	7.511	8570	1129000	9040
8.625	49.00	C-90	7.511	9340	1271000	10170
8.625	49.00	C-95	7.511	9700	1341000	10740
8.625	49.00	C/T-95	7.511	9700	1341000	10740
8.625	49.00	P-110	7.511	10730	1553000	12430
8.625	49.00	Q-125	7.511	11660	1765000	14130
9.625	32.30	H-40	9.001	1370	365000	2270

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
9.625	36.00	J-55	8.921	2020	564000	3520
9.625	36.00	K-55	8.921	2020	564000	3520
9.625	36.00	M-65	8.921	2190	667000	4160
9.625	40.00	J-55	8.835	2570	630000	3950
9.625	40.00	K-55	8.835	2570	630000	3950
9.625	40.00	M-65	8.835	2770	744000	4670
9.625	40.00	L-80	8.835	3090	916000	5750
9.625	40.00	N-80	8.835	3090	916000	5750
9.625	40.00	C-90	8.835	3260	1031000	6460
9.625	40.00	C-95	8.835	3330	1088000	6820
9.625	40.00	C/T-95	8.835	3330	1088000	6820
9.625	43.50	M-65	8.755	3530	816000	5140

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
9.625	43.50	L-80	8.755	3810	1005000	6330
9.625	43.50	N-80	8.755	3810	1005000	6330
9.625	43.50	C-90	8.755	4010	1130000	7120
9.625	43.50	C-95	8.755	4130	1193000	7510
9.625	43.50	C/T-95	8.755	4130	1193000	7510
9.625	43.50	P-110	8.755	4420	1381000	8700
9.625	47.00	M-65	8.681	4280	882000	5580
9.625	47.00	L-80	8.681	4750	1086000	6870
9.625	47.00	N-80	8.681	4750	1086000	6870
9.625	47.00	C-90	8.681	4990	1222000	7720
9.625	47.00	C-95	8.681	5090	1289000	8150
9.625	47.00	C/T-95	8.681	5090	1289000	8150
9.625	47.00	P-110	8.681	5300	1493000	9440
9.625	47.00	Q-125	8.681	5630	1697000	10730
9.625	53.50	C-95	8.535	7340	1477000	9410
9.625	53.50	C/T-95	8.535	7340	1477000	9410
9.625	53.50	L-80	8.535	6620	1244000	7930
9.625	53.50	N-80	8.535	6620	1244000	7930
9.625	53.50	C-90	8.535	7110	1399000	8920
9.625	53.50	P-110	8.535	7950	1710000	10900
9.625	53.50	Q-125	8.535	8440	1943000	12390

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
9.625	58.40	N-80	8.435	7890	1350000	8650
9.625	58.40	C-90	8.435	8570	1519000	9740
9.625	58.40	C-95	8.435	8890	1604000	10280
9.625	58.40	C/T-95	8.435	8890	1604000	10280
9.625	58.40	P-110	8.435	9770	1857000	11900
9.625	58.40	Q-125	8.435	10540	2110000	13520
9.625	59.40	C-90	8.407	8970	1552000	9970
9.625	59.40	C/T-95	8.407	9320	1639000	10520
9.625	64.90	C-90	8.281	10800	1701000	11000
9.625	64.90	C/T-95	8.281	11260	1796000	11610
9.625	70.30	C-90	8.157	12600	1845000	12010
9.625	70.30	C/T-95	8.157	13170	1948000	12680
9.625	75.60	C-90	8.031	13670	1989000	13040

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
9.625	75.60	C/T-95	8.031	14430	2100000	13770
10.750	32.75	H-40	10.192	840	367000	1820
10.750	40.50	H-40	10.050	1390	457000	2280
10.750	40.50	J-55	10.050	1580	629000	3130
10.750	40.50	K-55	10.050	1580	629000	3130

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
10.750	45.50	J-55	9.950	2090	715000	3580
10.750	45.50	K-55	9.950	2090	715000	3580
10.750	45.50	M-65	9.950	2270	845000	4230
10.750	51.00	J-55	9.850	2710	801000	4030
10.750	51.00	K-55	9.850	2710	801000	4030
10.750	51.00	M-65	9.850	2870	946000	4760
10.750	51.00	L-80	9.850	3220	1165000	5860
10.750	51.00	N-80	9.850	3220	1165000	5860
10.750	51.00	C-90	9.850	3400	1311000	6590
10.750	51.00	C-95	9.850	3480	1383000	6960
10.750	51.00	C/T-95	9.850	3480	1383000	6960
10.750	51.00	P-110	9.850	3660	1602000	8060
10.750	55.50	M-65	9.760	2870	946000	4760
10.750	55.50	L-80	9.760	4020	1276000	6450
10.750	55.50	N-80	9.760	4020	1276000	6450
10.750	55.50	C-90	9.760	4160	1435000	7250
10.750	55.50	C-95	9.760	4290	1515000	7660
10.750	55.50	C/T-95	9.760	4290	1515000	7660
10.750	55.50	P-110	9.760	4610	1754000	8860
10.750	60.70	C-90	9.660	5460	1573000	7980
10.750	60.70	C/T-95	9.660	5580	1660000	8430
10.750	60.70	P-110	9.660	5880	1922000	9760
10.750	60.70	Q-125	9.660	6070	2184000	11090

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
10.750	65.70	C/T-95	9.560	6970	1803000	9200
10.750	65.70	P-110	9.560	7500	2088000	10650
10.750	65.70	Q-125	9.560	7920	2373000	12110
10.750	73.20	C-90	9.406	8760	1915000	9850
10.750	73.20	C/T-95	9.406	9090	2021000	10390

OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)
10.750	79.20	C-90	9.282	10370	2079000	10750
10.750	79.20	C/T-95	9.282	10800	2194000	11350
10.750	85.30	C-90	9.156	12010	2243000	11680
10.750	85.30	C/T-95	9.156	12540	2367000	12330
11.750	42.00	H-40	11.084	1040	478000	1980
11.750	47.00	J-55	11.000	1510	737000	3070
11.750	47.00	K-55	11.000	1510	737000	3070
11.750	47.00	M-65	11.000	1590	871000	3630
11.750	54.00	J-55	10.880	2070	850000	3560
11.750	54.00	K-55	10.880	2070	850000	3560
11.750	54.00	M-65	10.880	2250	1005000	4210
11.750	60.00	J-55	10.772	2670	951000	4010
11.750	60.00	K-55	10.772	2670	951000	4010

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
11.750	60.00	L-80	10.772	3180	1384000	5830
11.750	60.00	N-80	10.772	3180	1384000	5830
11.750	60.00	C-90	10.772	3360	1557000	6550
11.750	60.00	C-95	10.772	3440	1643000	6920
11.750	60.00	C/T-95	10.772	3440	1643000	6920
11.750	60.00	P-110	10.772	3610	1903000	8010
11.750	60.00	Q-125	10.772	3680	2162000	9100
11.750	65.00	L-80	10.682	3870	1505000	6360
11.750	65.00	N-80	10.682	3870	1505000	6360
11.750	65.00	C-90	10.682	4060	1693000	7160
11.750	65.00	C/T-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	C-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	P-110	10.682	4480	2070000	8750
11.750	65.00	Q-125	10.682	4690	2352000	9940
11.750	71.00	L-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	N-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	C-90	10.586	5130	1838000	7800
11.750	71.00	C/T-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	C-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	P-110	10.586	5470	2246000	9530
11.750	71.00	Q-125	10.586	5760	2552000	10840

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
13.375	48.00	H-40	12.715	740	541000	1730
13.375	54.50	J-55	12.615	1130	853000	2730
13.375	54.50	K-55	12.615	1130	853000	2730
13.375	54.50	M-65	12.615	1140	1008000	3230
13.375	61.00	J-55	12.515	1540	962000	3090
13.375	61.00	K-55	12.515	1540	962000	3090
13.375	61.00	M-65	12.515	1620	1137000	3660
13.375	68.00	J-55	12.415	1950	1069000	3450
13.375	68.00	K-55	12.415	1950	1069000	3450
13.375	68.00	M-65	12.415	2100	1264000	4080
13.375	68.00	L-80	12.415	2260	1556000	5020
13.375	68.00	N-80	12.415	2260	1556000	5020
13.375	68.00	C-90	12.415	2320	1750000	5650
13.375	68.00	C-95	12.415	2330	1847000	5970
13.375	68.00	C/T-95	12.415	2330	1847000	5970
13.375	68.00	P-110	12.415	2330	2139000	6910
13.375	72.00	L-80	12.347	2670	1661000	5380
13.375	72.00	N-80	12.347	2670	1661000	5380
13.375	72.00	C-90	12.347	2780	1869000	6050
13.375	72.00	C-95	12.347	2820	1973000	6390
13.375	72.00	C/T-95	12.347	2820	1973000	6390
13.375	72.00	P-110	12.347	2880	2284000	7400
13.375	72.00	Q-125	12.347	2880	2596000	8410

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
16.000	75.00	J-55	15.124	1020	1178000	2630
16.000	75.00	K-55	15.124	1020	1178000	2630
16.000	75.00	M-65	15.124	1020	1392000	3110
16.000	84.00	J-55	15.010	1410	1326000	2980
16.000	84.00	K-55	15.010	1410	1326000	2980
16.000	84.00	M-65	15.010	1460	1567000	3520
16.000	109.00	J-55	14.688	2560	1739000	3950
16.000	109.00	K-55	14.688	2560	1739000	3950
16.000	109.00	L-80	14.688	3080	2530000	5740
16.000	109.00	N-80	14.688	3080	2530000	5740
16.000	109.00	C-95	14.688	3320	3004000	6820

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
16.000	109.00	P-110	14.688	3470	3478000	7890
16.000	109.00	Q-125	14.688	3520	3953000	8970
18.625	87.50	H-40	17.755	630	994000	1630
18.625	87.50	J-55	17.755	630	1367000	2250
18.625	87.50	K-55	17.755	630	1367000	2250
18.625	87.50	M-65	17.755	630	1616000	2660
20.000	94.00	H-40	19.124	520	1077000	1530
20.000	94.00	J-55	19.124	520	1480000	2110

<b>OD (in)</b>	<b>Weight (lbm/ft)</b>	<b>Grade</b>	<b>ID (in)</b>	<b>Collapse Resist. (psi)</b>	<b>Pipe Body Yield (lbm)</b>	<b>Pipe Body Internal Yield (psi)</b>
20.000	94.00	M-65	19.124	520	1750000	2490
20.000	106.50	J-55	19.000	770	1685000	2410
20.000	106.50	K-55	19.000	770	1685000	2410
20.000	106.50	M-65	19.000	770	1991000	2840
20.000	133.00	J-55	18.730	1500	2125000	3060
20.000	133.00	K-55	18.730	1500	2125000	3060