

**SELECCIÓN DE BOMBAS Y DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS  
PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN**

**FERNANDO GARCÍA GÁMEZ**

**OSCAR MAURICIO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**SELECCIÓN DE BOMBAS Y DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS  
PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN**

**FERNANDO GARCÍA GÁMEZ**

**OSCAR MAURICIO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero  
de petróleos**

**Director:**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**  
**Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**Codirector:**

**LUIS JOSE ABAUNZA SEPULVEDA**  
**Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS**  
**BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios por permitirme lograr este triunfo, por darme la oportunidad de cumplir uno de mis tantos sueños.*

*A mis padres y hermanos agradecerle por creer en mí y por tanto esfuerzo y apoyo durante este proceso.*

*A mis familiares y amigos, y a todos aquellos que creyeron en mi los cuales me animaron para concluir este proceso.*

*FERNANDO GARCIA GÁMEZ.*

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida y permitirme cumplir mis metas.*

*A mi padre Bernardo por todo su apoyo y consejos en momentos difíciles.*

*A mi madre Gloria por darme ánimo cada vez que me sentía perdido.*

*A mi hermano Carlos por ser mi amigo incondicional.*

*A mi abuelita María Elena por creer incondicionalmente en mis capacidades.*

*A toda mi FAMILIA por ser un apoyo incondicional en todo momento.*

*A mis amigos de la universidad que se involucraron en mi vida e hicieron de mí  
una mejor persona.*

OSCAR MAURICIO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores por medio de las siguientes palabras agradecen a:

A Dios por darnos la oportunidad de lograr este sueño y levantarnos de tantos inconvenientes en el camino.

Al ingeniero John Alexander León Pabón por su apoyo y dirección, por ayudarnos con los inconvenientes que se presentaron.

Al ingeniero Luis José Abaunza Sepúlveda por su dirección y recomendaciones durante la realización de este proyecto.

A nuestros amigos y compañeros de la Universidad Industrial de Santander, con los cuales compartimos momentos importantes de nuestras vidas.

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de petróleos por darnos una formación integral de calidad.

A la compañía CARBO CERAMICS por su colaboración y suministro de licencias del software FRACPRO para la universidad.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1. GENERALIDADES DEL METODO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN .....	23
1.1 DESCRIPCION DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN.....	25
1.2 RECOLECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN.....	26
1.2.1 Recortes contaminados con lodos base agua.....	27
1.2.2 Recortes contaminados con lodos base aceite.....	27
1.2.3 Sistema de control de sólidos.....	28
1.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE REINYECCION DE RECORTES.....	30
1.3.1 Sistema de transporte.....	30
1.3.2 Sistema de clasificación y molienda.....	31
1.3.2.1 Zarandas vibratorias.....	32
1.3.2.2 Equipo de trituración.....	33
1.3.3 Sistema de acondicionamiento de la lechada.....	34
1.3.3.1 Tanque de agua.....	34
1.3.3.2 Tanque de preparación.....	34
1.3.3.3 Tanque secundario.....	35
1.3.3.4 Tanque de almacenamiento.....	35
1.3.4 Sistema de reinyección.....	36
1.3.4.1 Bomba de inyección.....	37
1.3.4.2 Cabezal de pozo.....	37
1.3.4.3 Completamiento de pozo.....	37
1.3.4.4 Adquisición de datos y sistema de monitoreo.....	37

1.4 MODALIDADES PARA LA REINYECCION DE RECORTES.....	38
1.4.1 Según la configuración del pozo.....	38
1.4.1.1 Reinyección anular.....	39
1.4.1.2 Reinyección por pozo redundante.....	40
1.4.1.3 Reinyección por pozo dedicado.....	41
1.4.2 En función de la dinámica de reinyección.....	43
1.4.2.1 Reinyección matricial.....	43
1.4.2.2 Reinyección por fracturamiento hidráulico.....	43
1.4.3 En función del número de unidades receptoras.....	44
1.4.3.1 Reinyección simple.....	44
1.4.3.2 Reinyección múltiple.....	44
1.4.4 En función del régimen de reinyección.....	45
1.4.4.1 Fracturas múltiples.....	45
1.4.4.2 Fracturas simples.....	45
1.5 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS Y ESTRUCTURALES DE LA FORMACION RECEPTORA.....	45
1.6 GEOMECAÁNICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	47
1.6.1 Geometría de la fractura.....	48
1.6.1.1 Orientación de la fractura.....	48
1.6.1.2 Forma de la fractura.....	50
1.6.1.3 Altura de la fractura.....	52
1.6.1.4 Ancho de la fractura.....	52
1.6.1.5 Azimut de la fractura.....	52
1.6.2 Factores de la geomecánica que influyen en el fracturamiento hidráulico...53	
1.6.2.1 Esfuerzos principales de la formación.....	54
1.6.2.2 Esfuerzo efectivo.....	56
1.6.2.3 Modulo de Young.....	57
1.6.2.4 Relación de poisson.....	58
1.6.2.5 Presión de poro.....	59

2. COMPONENTES Y PROPIEDADES ÓPTIMAS DE LA LECHADA DE REINYECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN .....	60
2.1 COMPONENTES DE LA LECHADA DE REINYECCIÓN.....	60
2.1.1 Desechos permitidos para reinyección.....	60
2.1.2 Desechos prohibidos para inyección.....	61
2.1.3 Aditivos.....	61
2.2 PROPIEDADES DE LA LECHADA.....	62
2.2.1 Contenido de sólidos.....	62
2.2.2 Tamaño de partículas.....	63
2.2.3 Ajuste de la lechada a un modelo reológico.....	63
2.3 ELABORACIÓN Y CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE UNA LECHADA DE INYECCION.....	64
2.3.1 Clasificación por tamaño de partícula de las muestra.....	64
2.3.2 Elaboración de la lechada.....	65
2.3.2.1 Propiedades registradas y equipo usado.....	66
2.3.2.2 Procedimiento.....	67
2.3.3 Análisis de resultados.....	68
3. CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO.....	72
3.1 DISEÑO PRELIMINAR.....	72
3.1.1 Presión hidrostática.....	72
3.1.2 Presión de sobrecarga.....	73
3.1.2.1 Calculo del gradiente de sobrecarga.....	73
3.1.2.2 Calculo de la densidad total de la roca.....	74
3.1.3 Presión de formación.....	75
3.1.4 Presión de fractura.....	76
3.1.4.1 Calculo del gradiente de fractura.....	77
3.1.5 Formaciones anormales del pozo.....	79
3.1.5.1 Formaciones subnormales.....	79
3.1.5.2 Formaciones sobrepresionadas.....	80

3.1.6 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.....	83
3.2 DISEÑO DETALLADO.....	85
3.2.1 Diseñar los tipos de cargas.....	85
3.2.2 Factor de seguridad en el diseño.....	86
3.2.3 Diseño para el colapso.....	86
3.2.4 Diseño para el estallido.....	88
3.2.5 Diseño por tensión.....	89
3.2.6 Diseño por cargas biaxiales.....	92
3.2.7 Diseño por cargas triaxial.....	94
4. CONSIDERACIONES EN LA SELECCIÓN DE LA BOMBA DE INYECCIÓN.....	97
4.1 TIPOS DE BOMBAS.....	97
4.1.1 Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo.....	98
4.1.2 Bombas dinámicas o de energía cinética.....	107
4.1.3 Selección de la bomba de reinyección para un proceso de reinyección de recortes.....	113
4.2 PERDIDAS DE PRESIÓN.....	115
4.2.1 Perdidas de presión en tuberías.....	115
4.2.2 Perdidas de presión en accesorios.....	119
4.3 POTENCIA DE LA BOMBA DE INYECCIÓN.....	121
4.3.1 Presión de tratamiento.....	121
4.3.2 Presión en fondo.....	122
4.3.2.1 Presión de breakdown.....	122
4.3.2.2 Perdidas por tortuosidad.....	122
4.3.2.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones.....	123
4.4 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	124

5. COMPLETAMIENTO DEL POZO Y SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA LA INYECCIÓN DE RECORTES POR MEDIO DE UN POZO DEDICADO. CASO ESTUDIO .....	125
5.1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO.....	125
5.1.1 Información general.....	127
5.1.2 Diseño de la tubería superficial.....	128
5.1.3 Diseño de la tubería intermedia.....	133
5.1.4 Diseño de la tubería de producción.....	138
5.1.5 Estado mecánico final del pozo.....	144
5.1.6 Cabezal de pozo.....	145
5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE BOMBAS.....	146
5.2.1 Presión de tratamiento.....	146
5.2.1.1 Presión en fondo de pozo.....	147
5.2.1.2 Pérdidas de presión en tuberías.....	150
5.2.1.3 Presión hidrostática.....	153
5.2.1.4 Selección de la tubería de inyección.....	154
5.2.2 Potencia requerida por la bomba de inyección.....	155
5.2.3 Selección de la bomba.....	155
5.3 SIMULACIÓN EN SOFTWARE DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	157
6. METODOLOGÍA PARA LA REINYECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN.....	164
7. CONCLUSIONES.....	167
8. RECOMENDACIONES.....	169
BIBLIOGRAFÍA.....	170

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Proceso general de reinyección de recortes de perforación.....	25
Figura 2. Piscina de desechos.....	26
Figura 3. Equipo de control de solidos.....	29
Figura 4. Desechos de perforación removidos de piscinas.....	31
Figura 5. Diagrama de clasificación y degradación de recortes.....	32
Figura 6. Zaranda vibratoria.....	33
Figura 7. Bomba centrífuga trituradora.....	34
Figura 8. Tanques secundario y de preparación.....	35
Figura 9. Tanque de almacenamiento.....	36
Figura 10. Reinyección anular.....	39
Figura 11. Reinyección por pozo redundante.....	41
Figura 12. Reinyección por pozo dedicado.....	42
Figura 13. Reinyección múltiple de recortes.....	44
Figura 14. Fractura vertical.....	49
Figura 15. Fractura horizontal.....	50
Figura 16. Fractura inclinada horizontal.....	51
Figura 17. Fractura inclinada vertical.....	51
Figura 18. Esfuerzos principales.....	56
Figura 19. Esfuerzo efectivo en yacimiento.....	57
Figura 20. Sólidos para proceso de degradación.....	65
Figura 21. Balanza digital.....	66
Figura 22. Viscosímetro digital Brookfield.....	67
Figura 23. Comportamiento modelo ley exponencial.....	69
Figura 24. Escala logarítmica para determinar n y k.....	69

Figura 25. Selección de profundidades de asentamiento.....	84
Figura 26. Representación gráfica del cuerpo del tubo.....	95
Figura 27. Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad.....	95
Figura 28. Bombas reciprocantes de simple efecto.....	99
Figura 29. Bombas reciprocantes tipo pistón.....	100
Figura 30. Bombas reciprocantes tipo diafragma.....	101
Figura 31. Bomba rotatoria.....	103
Figura 32. Bomba de cavidades progresivas.....	104
Figura 33. Bomba de triple tornillo.....	105
Figura 34. Bomba de engranajes de exteriores rígidos.....	106
Figura 35. Bomba de paletas.....	107
Figura 36. Bombas centrifuga.....	109
Figura 37. NPSH Vs Caudal.....	112
Figura 38. Selección de bombas.....	114
Figura 39. Bomba triplex.....	115
Figura 40. Grafica Down Test.....	123
Figura 41. Programa de lodos.....	126
Figura 42. Columna geológica de la formación de estudio.....	127
Figura 43. Características de la tubería de revestimiento de 20 “.....	130
Figura 44. Características de la tubería de revestimiento de 13-3/8 “.....	135
Figura 45. Características de la tubería de revestimiento de 9-5/8 “.....	140
Figura 46. Estado mecánico del pozo.....	145
Figura 47. Presión de tratamiento.....	147
Figura 48. Grafica Down Test.....	149
Figura 49. Selección de tubería de inyección.....	154
Figura 50. Presión vs diámetros de pistón.....	156
Figura 51. Columna geológica de la formación de estudio.....	159
Figura 52. Estado mecánico final del pozo.....	160

Figura 53. Etapas de inyección.....161

Figura 54. Dimensiones del fracturamiento.....162

Figura 55. Ancho de la fractura.....162

Figura 56. Dimensiones de la fractura.....163

Figura 57. Metodología.....166

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición elemental de los desechos de fluidos de perforación en ppm.....	28
Tabla 2. Propiedades de formación receptora.....	47
Tabla 3. Módulo de Young para diferentes rocas.....	58
Tabla 4. Relación de poisson par diferentes rocas.....	59
Tabla 5. Lechadas de inyección.....	66
Tabla 6. Reología lechada 1.....	68
Tabla 7. Comparación de reología obtenida con rangos aceptados.....	71
Tabla 8. Desgaste de la tubería de revestimiento.....	89
Tabla 9. Ecuaciones para el cálculo de colapso de acuerdo al módulo de falla.....	94
Tabla 10. Ventajas y desventajas, bombas reciprocantes tipo pistón.....	101
Tabla 11. Ventajas y desventajas, bombas reciprocantes tipo diafragma.....	102
Tabla 12. Características operacionales de bombas de cavidades progresivas...	104
Tabla 13. Características operacionales de bombas de tornillo.....	105
Tabla 14. Características operacionales de bombas de engranajes.....	106
Tabla 15. Características operacionales de bombas de paletas.....	107
Tabla 16. Ventajas y Desventajas de bombas centrifugas.....	113
Tabla 17. Correlaciones para el cálculo del coeficiente de resistencia (K).....	120
Tabla 18. Correlaciones para el cálculo del factor de fricción ( $fT$ ).....	121
Tabla 19. Propiedades de la tubería de revestimiento de 20".....	131
Tabla 20. Propiedades de la tubería de revestimiento de 13 3/8".....	136
Tabla 21. Propiedades de la tubería de revestimiento de 9 5/8".....	141
Tabla 22. Tubería de revestimiento a instalar.....	144
Tabla 23. Cabezal de pozo requerido.....	146
Tabla 24. Caudal de inyección.....	149

Tabla 25. Clasificación del régimen de flujo.....	152
Tabla 26. Características del yacimiento caso estudio.....	157
Tabla 27. Características geológicas del yacimiento caso estudio.....	158
Tabla 28 Características reológicas de la lechada.....	158
Tabla 29. Características de la fractura principal.....	161

## RESUMEN

**TÍTULO: SELECCIÓN DE BOMBAS Y DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN\***

**AUTORES: FERNANDO GARCIA GAMEZ  
OSCAR MAURICIO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Reinyección de recortes, Reología, Completamiento, fracturamiento hidráulico

### DESCRIPCIÓN

Las nuevas campañas de perforación en plataformas costa afuera y lugares ambientalmente sensibles donde se generan recortes contaminados con lodo base aceite, necesitan técnicas de disposición final amigables con el medio ambiente, debido a esto la reinyección de recortes se muestra como una técnica líder en manejo de desechos.

Generalmente, el método de reinyección de recortes involucra la recolección y transporte de sólidos y líquidos mediante una serie de componentes que los clasifican, degradan, mezclan y acondicionan convirtiéndolos en lechadas estables y bombeables. El siguiente paso consiste en inyectarlos hidráulicamente hacia una formación receptora y permanentemente aislada, a una profundidad segura, para evitar su propagación hacia la superficie.

Este proyecto se concentra en el análisis de los parámetros operacionales de la reinyección de recortes de perforación, como: definición de la reología de la lechada, selección de la bomba de inyección y diseño del completamiento de pozos. Todo esto mediante el planteamiento de un caso estudio donde además se simulará la operación de fracturamiento hidráulico. También, se realiza un planteamiento de una metodología para la implementación de la reinyección de recortes de perforación.

El objetivo de este trabajo es dar información operacional de la técnica para que se use como método de disposición final de desechos en los nuevos campos de petróleo colombianos. La reinyección de recortes permite la eliminación in situ de los desechos, es ambientalmente segura, rentable y cumple con la regulación de cero descargas.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: M.Sc. John Alexander León Pabón. Co-director: M.Sc. Luis José Abaunza Sepúlveda

## ABSTRACT

**TITLE: PUMP SELECTION AND WELL COMPLETION DESIGN FOR DRILLING CUTTINGS REINJECTION\***

**AUTHORS: FERNANDO GARCIA GAMEZ  
OSCAR MAURICIO MARTÍNEZ RODRIGUEZ\*\***

**KEYWORDS:** Cuttings Reinjection, Rheology, Completion, Hydraulic Fracturing.

### DESCRIPTION

The new drilling campaigns in offshore platforms and environmentally sensitive locations where generated amounts of contaminated cuttings with oil based mud, required final disposal techniques environmentally friendly, due to this fact cuttings reinjection showed as a leading technique in waste management.

Generally, cutting Re-injection method involves the compilation and transport of solid and liquid by means of a series of components that classify them, they degrade, mix them and it put them to turn them into a stable grouts and pumping slurry. The following step consists of injecting them hydraulically towards a receiver formation and permanently isolated it is to say to a safe and deep place and like that to avoid his spread towards the surface.

This project focus on the analysis of operational parameters for drill cuttings reinjection, as: Slurry rheology definition, injection pump selection, well completion design. All this by a case study approach where, in addition, a software simulate the hydraulic fracturing operation. Also, we propose a methodology for implementation of drill cuttings reinjection.

The object of this work is to provide operational information of the technique for using as a final disposal wastes in the petroleum fields. Cuttings Reinjection allows in-situ elimination of wastes, It's safe and cost-effective and it can achieve zero discharge regulations.

---

\* Degree project

\*\* Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum engineering School. Director: M.Sc. John Alexander León Pabón. Co-director: M.Sc. Luis José Abaunza Sepulveda

## INTRODUCCIÓN

Anualmente se perforan alrededor del mundo miles de pozos de petróleo los cuales generan grandes cantidades de residuos sólidos. Un gran porcentaje está representado por los recortes de perforación, actualmente debido a las normas ambientales que rigen en algunos países, el manejo de residuos sólidos se han convertido en un gran problema para las empresas operadoras ya que representan un grave contaminante para el medio ambiente. La reinyección de recortes de perforación es un método actualmente implementado para la disposición final de los recortes, cuenta con muchas experiencias exitosas a nivel mundial. Esta tecnología es ambientalmente segura y de bajo costo; permite la disposición, tratamiento y eliminación in-situ de estos desechos.

La tecnología de reinyección de recortes que cumple con las actuales normas ambientales, en las cuales exige requisitos reglamentarios de cero descargas también representa un bajo impacto en la producción de carbono, haciéndola una solución útil para las zonas que son ambientalmente sensibles a la contaminación.

La reinyección de los recortes de perforación es un proceso en el cual los recortes se recolectan y se clasifican, para luego ser acondicionados y mezclados, y finalmente ser inyectados por medio de una mezcla bombeable, la cual es inyectada a una formación receptora que se encuentra permanentemente aislada a una gran profundidad y fluye a través de la formación por medio fracturas creadas por el fracturamiento hidráulico.

Uno de los mayores retos de la reinyección de recortes es mantener constante una reología específica que no permita el asentamiento de partículas sólidas que causaría taponamientos no deseados. Este proyecto de investigación se encarga de definir las propiedades reológicas óptimas para este proceso, realizar la adecuada selección de la bomba de reinyección y diseñar el completamiento de

pozo para la reinyección de recortes. Lo anterior pensando en una alternativa segura y económicamente viable de disposición de recortes de perforación, para las posibles campañas de perforación en Colombia en cuencas offshore y en zonas ambientalmente sensibles en las cuales se necesitara el uso de técnicas innovadoras que causen los menores impactos ambientales.

## **1. GENERALIDADES DEL METODO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN**

El desarrollo de campos de petróleo en zonas marginales donde antiguamente no se tenía acceso ni la tecnología para realizar operaciones seguras y ambientalmente aceptadas por la legislación de los gobiernos, ha desafiado a las compañías de servicios a desarrollar nuevas técnicas para el manejo de los residuos o ripios generados durante las operaciones de perforación.

El método de reinyección de recortes de perforación nace como una necesidad de dar un manejo adecuado en situaciones donde el tratamiento convencional de los ripios de perforación no es la opción más rentable y amigable con el ambiente, como por ejemplo en zonas donde se aplican políticas de cero descargas o perforaciones costa afuera donde el vertimiento al mar de los desechos de perforación está prohibido y los recortes deben ser transportados a la costa para ser tratados, esto conlleva altos costos que afectan la rentabilidad del proyecto.

La reinyección de recortes es un proceso donde los ripios de perforación generalmente impregnados o contaminados de lodos de perforación base aceite junto con otro tipo de fluidos provenientes del yacimiento se llevan a unas zarandas que clasifican por tamaño de grano, en donde las partículas que no cumplen con el tamaño adecuado para la operación de, se llevan a un proceso de degradación por medio de trituradoras; posteriormente se mezcla con agua y aditivos para añadir propiedades reológicas adecuadas y convertir a esta lechada (slurry en inglés) en un fluido que puede ser bombeado a través de un pozo petrolero hacia una formación receptora previamente seleccionada que cumpla con los requisitos geológicos y petrofísicos deseados. La reinyección de recortes es realizada por

medio del fracturamiento hidráulico donde se fractura la formación a través de una lechada compuesta por recortes de perforación, agua y aditivos.

La aplicación de reinyección de recortes de perforación generalmente se da cuando se utilizan lodos base aceite y aditivos en zonas de perforación costa afuera donde el vertimiento de estos desechos al mar con contenido de aceite es altamente contaminante para el medio ambiente, además en ciertas regiones como el mar del Norte está prohibido por la ley, el vertimiento al mar de recortes contaminados con lodos base aceite. Otro aspecto a favor de la reinyección de recortes de perforación es el aspecto económico ya que al ser comparado con otras técnicas disminuye los costos de disposición de estos desechos.

Una de las primeras experiencias de CRI llevada a cabo en el mar del Norte donde se utilizaron lodos base aceite de baja toxicidad debido a que ofrecían grandes beneficios a la exploración y perforación de pozos, pero donde se tenían grandes problemas con la eliminación de los ripios contaminados de perforación ya que no podían ser vertidos al mar y se encontraban lejos de la plataforma continental, se evaluaron diferentes alternativas determinando que la reinyección de recortes (CRI) ofrecía la solución más rentable, segura y eficiente para dar solución al problema. Inicialmente se realizó una prueba piloto de reinyección por anulares donde se evaluó la integridad del pozo, formación receptora, equipo de superficie y propagación de la fractura donde se reafirmó la viabilidad del método como solución a la problemática ambiental<sup>1</sup>.

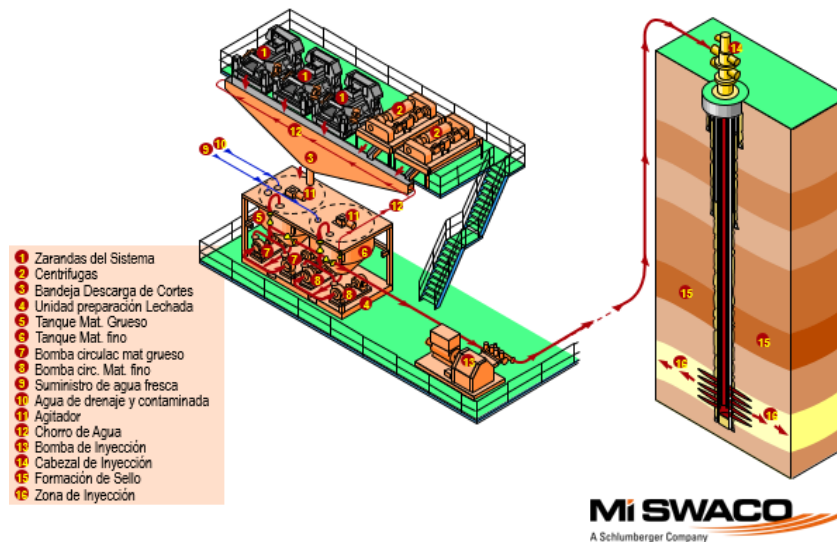
---

<sup>1</sup> Minton R., "Annular reinjection of drilling wastes" SPE 25042

## 1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN

El proceso de reinyección de recortes tiene tres componentes: la recolección de los recortes, el sistema de transporte y el paquete de inyección. En la figura 1 se observa un esquema típico de los componentes para el proceso de reinyección de recortes en donde en primer lugar los recortes contaminados con lodo base aceite (OBM) llegan a las zarandas vibratorias que se encargan de la clasificación de acuerdo al tamaño de partícula. Luego se descargan por la bandeja de descargas hacia tanques de material fino y material grueso, las partículas de un tamaño mayor al permitido por el proceso son trituradas hasta alcanzar tamaños aceptables, en los tanques se realiza la preparación de la lechada hasta alcanzar la reología adecuada, por último son bombeados por medio de una bomba de alta presión hasta una formación receptora que almacenará estos desechos<sup>2</sup>.

**Figura 1.** Proceso general de reinyección de recortes de perforación



**Fuente.** M-I SWACO. Experiencia de la aplicación CRI en el yacimiento Acambuco, Argentina.

<sup>2</sup> M. Zoveidavianpoor. "Overview of Environmental Management by drill Cutting Re-Injection through Hydraulic fracturing in Upstream Oil and Gas Industry" INTECH, 2008.

## 1.2 RECOLECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN

Los recortes son partículas que se obtienen de las formaciones durante la perforación por la acción de compresión y rotación del taladro. Durante su viaje a superficie estos disminuyen de tamaño por la fricción y abrasión con otras partículas y la tubería.

Los recortes de perforación son transportados a superficie durante la perforación mediante el lodo de perforación, el cual vuelve a superficie con partículas de las formaciones perforadas y además con agua proveniente de acuíferos e inclusive con trazas de crudo. Este lodo con el tiempo de utilización pierde sus características y debe ser desechado junto con el material llevado a superficie. Estos ripios se clasifican según el lodo que se utilizó durante la operación.

Los desperdicios obtenidos son almacenados generalmente en piscinas aisladas del suelo para evitar infiltraciones hacia la corteza terrestre para después realizar su respectivo tratamiento y disposición final.

**Figura 2.** Piscina de desechos



**Fuente.** Mansoor Z. “Overview of Environmental Management by Drill Cutting Re-Injection”

**1.2.1 Recortes contaminados con lodos base agua.** Son aquellos desechos donde el agua es la fase continua del lodo. Algunos sólidos reaccionan con la fase agua y químicos disueltos, por lo tanto son llamados sólidos reactivos. La mayoría son arcillas hidratables. Los químicos agregados al lodo restringen la actividad de estos, permitiendo que ciertas propiedades del fluido se mantengan dentro de límites deseados. Los sólidos que no reaccionan con el agua y químicos son llamados inertes. La mayoría de estos lodos usan bentonita como aditivo viscosificante.

**1.2.2 Recortes contaminados con lodos base aceite.** Son desechos de perforación donde se usó lodo base aceite, el aceite es la fase continua del fluido. En este tipo de lodo los sólidos son considerados inertes, ya que no reaccionan con el aceite. Aunque a los lodos base aceite se les realizan procesos para recuperar la mayor parte del lodo para reutilización, los recortes quedan impregnados de cantidades considerables de este aceite, razón por la cual se consideran contaminantes de alto riesgo para el ambiente.

En la tabla 1 se observa la caracterización química de los recortes generados durante una operación de perforación, donde se destacan los grandes contenidos de componentes como mercurio, plomo y aluminio en los recortes, los cuales generan impactos negativos al medio ambiente. Se tomaron muestras de una piscinas donde se disponían los desechos de un pozo, donde se perforó usando lodos base agua y aceite. Se resalta los altos valores de contaminación aportados por los recortes de perforación contaminados con metales pesados<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> T. Geehan, "The cutting edge in drilling-waste management" M-I SWACO, 2006.

**Tabla 1.** Composición elemental de los desechos de fluidos de perforación en ppm

Elemento (ppm)	Agua	Recortes	Barita	Arcilla	Lignito	Soda Caustica
<b>Aluminio</b>	0.3	<b>40,400</b>	40,300	88600	6,700	0.013
<b>Arsénico</b>	0.0005	<b>3.9</b>	34	3.9	10.1	0.039
<b>Bario</b>	0.01	<b>158</b>	590,000	640	230	0.26
<b>Cadmio</b>	0.0001	<b>0.08</b>	6	0.5	0.2	0.0013
<b>Cromo</b>	0.001	<b>183</b>	183	8	65.3	0.0006
<b>Cobalto</b>	0.07	<b>312</b>	540	60.5	1030	105
<b>Cobre</b>	0.0002	<b>2.9</b>	3.8	2.9	5	0.0005
<b>Hierro</b>	0.003	<b>22</b>	49	8.18	22.9	0,039
<b>Plomo</b>	0.5	<b>21,900</b>	12,950	37,500	7,220	0,04
<b>Magnesio</b>	0.003	<b>37</b>	685	27.1	5.4	0,004
<b>Mercurio</b>	4	<b>23,300</b>	3,900	69,800	5,040	17,800
<b>Níquel</b>	0.0001	<b>0.12</b>	4.1	0.12	0.2	5
<b>Potasio</b>	0.0005	<b>15</b>	3	15	11.6	0.09
<b>Silicio</b>	2.2	<b>13,500</b>	660	2,400	460	51,400
<b>Sodio</b>	7	<b>206,000</b>	70,200	271,000	2390	339
<b>Estroncio</b>	6	<b>3,040</b>	3,040	11,000	71,000	500,000

**Fuente.** Bleiber et al, "Elemental composition of drilling fluid constituents".1993 [Modificada por los autores]

**1.2.3 Sistema de control de sólidos.** El contaminante principal de un lodo de perforación son los sólidos generados durante la perforación. La eliminación de estos sólidos es uno de los sistemas más importantes durante una operación de perforación ya que de ella depende la eficiencia y por lo tanto la reducción de costos. La cantidad de sólidos presentes en el lodo determinan propiedades reológicas,

químicas y mecánicas del mismo. Un buena sistema de control de solidos beneficia la tasa de perforación, la hidráulica, torque y arrastre, además evita pegas diferenciales y perdidas de circulación.

El sistema de control de solidos tiene importantes funciones como lo son:

- Maximizar la extracción de solidos del lodo
- Minimizar perdidas de lodo
- Minimizar perdida de aditivos especiales (barita, aceite)
- Retornar el lodo limpio
- Mantener la reología esperada

En la figura 3 se pueden observar los diferentes equipos del sistema de control de sólidos, cada equipo cumple con la función de remover cierto tamaño de partículas o contaminantes; después de recolectar el material a disponer se selecciona el método de tratamiento de los recortes y posteriormente se disponen cumpliendo con las regulaciones ambientales<sup>4</sup>.

**Figura 3.** Equipo de control de solidos



**Fuente.** Curso de control de sólidos. M-I SWACO 2004

<sup>4</sup>J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

### **1.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE REINYECCION DE RECORTES**

Una vez se tienen los recortes del sistema de control de solidos estos deben ser transportados de manera segura al sistema de CRI (cuttings Re-Injection); después pasaran por el sistema de clasificación y molienda; luego de tener los recortes en su tamaño adecuado pasan al sistema de acondicionamiento de la lechada en el cual se prepara el fluido para ser inyectado; por último se lleva al sistema de reinyección en el cual se controla la operación y finaliza el proceso.

**1.3.1 Sistema de transporte.** Es el encargado de llevar los desechos provenientes del sistema de control de solidos de un punto a otro, esto debido a que no siempre los recortes provienen des mismo pozo perforado sino que pueden provenir de pozos cercanos. También depende de las condiciones de espacio ya que puede tratarse de operaciones costa afuera o en tierra. Cuando se debe transportar los recortes de diferentes pozos cercanos, a un pozo exclusivo para la reinyección, se realiza mediante el uso de retroexcavadoras las cuales recogen de las piscinas de desechos y cargan las volquetas que llevan el material al punto de inyección, este proceso debe contar con un aislamiento que evite fugas durante su transporte<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> S. Gumarov, "Drilling waste management" revista, *oilfield technology*, Diciembre 2012

**Figura 4.** Desechos de perforación removidos de piscinas



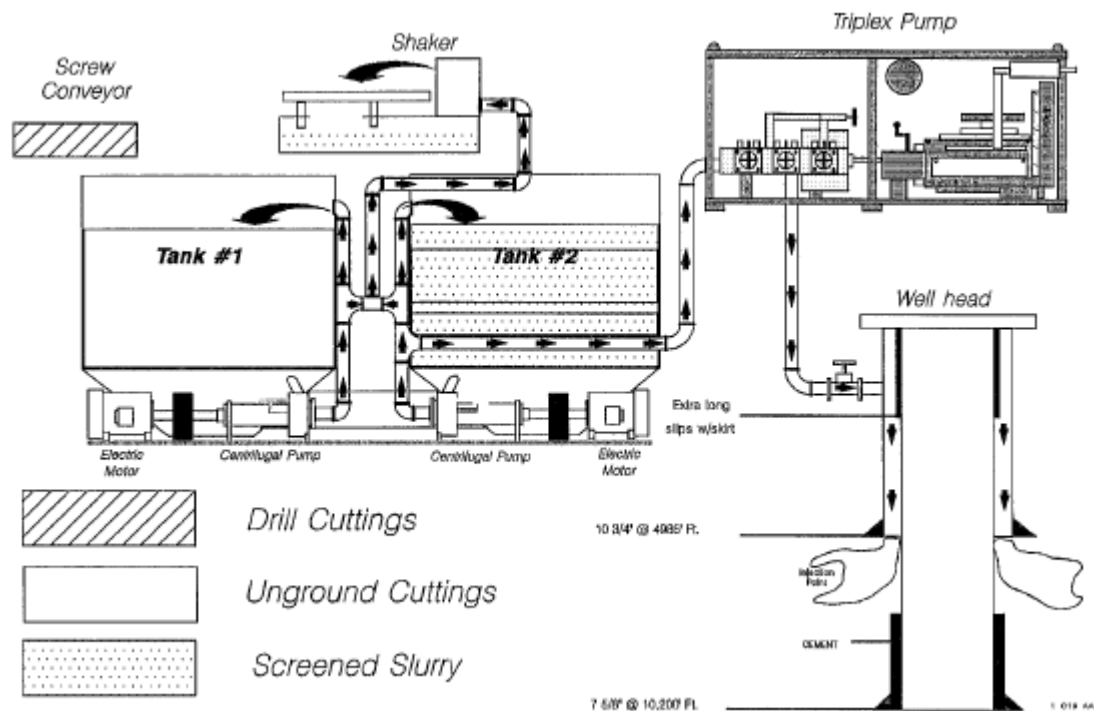
**Fuente.** Howar M., “Drilling wastes disposal”

**1.3.2 Sistema de clasificación y molienda.** El sistema de clasificación y molienda se encarga de clasificar las partículas que cumplen con los requisitos de tamaño para poder ser parte del fluido de inyección, de lo contrario es necesario realizar un proceso de trituración o molienda que permita reducir el tamaño de las partículas no aptas.

En la figura 5 se muestra un diagrama de clasificación y degradación en el cual los recortes son transportados por una banda transportadora tipo tornillo sin fin hasta la unidad de reinyección. Se usan bombas centrífugas de alto trabajo, modificadas para moler, las cuales degradan el material, la otra bomba se utiliza como respaldo al sistema de degradación. Los recortes pasan a través de una zaranda, las partículas suficientemente finas pasan por las mallas y alimentan por gravedad el tanque de almacenamiento. Las partículas que no están suficientemente reducidas

al tamaño requerido se envían automáticamente por la bomba centrífuga y se vuelven a pasar por la zaranda.

**Figura 5.** Diagrama de clasificación y degradación de recortes



**Fuente.** Reddoch J., "Successful drill cuttings Reinjection" SPE 30433

El sistema está compuesto por:

**1.3.2.1 Zarandas vibratorias (Shakers).** Es el equipo que se encarga de la clasificación por tamaño de los recortes de perforación. Es de vital importancia la eficiencia ya que de ello dependerá el éxito de la operación. Las zarandas son un conjunto de mallas de diferentes tamaños que permiten la remoción de partículas desde los 24 hasta 235 Mesh, los cuales remueven tanto partículas finas como gruesas. Este equipo no está capacitado para remover solidos ultrafinos como

limolitas o solidos coloidales, lo cual para el proceso de reinyección de recortes no es necesario ya que las zarandas seleccionan el tamaño adecuado para el proceso.

En el capítulo 2 se describe un proceso de selección llevado a cabo por mallas normalmente usadas en zarandas. En la figura 6 se observa una zaranda vibratoria.

**Figura 6.** Zaranda vibratoria



**Fuente.** Curso de control de solidos MI SWACO. 2004

**1.3.2.2 Equipo de trituración.** Es el encargado moler las partículas para cumplir con el requisito de tamaño. Aunque la broca y el transporte del lodo a superficie disminuyen el tamaño muchas veces no es suficiente y se necesita esfuerzos mecánicos para llevar las partículas a un tamaño menor a 250 micrones. Durante las diferentes experiencias se han intentado usar diferentes equipos para moler los recortes<sup>6</sup>.

- **Molino de bola para minería:** Es un equipo usado en minería capaz de pulverizar diferentes minerales hasta tamaños finos y ultrafinos. La selección de este equipo se realiza en base a la capacidad de trituración y las condiciones de tamaño a la entrada y salida del equipo.
- **Bomba centrífuga modificada para trituración:** Es una bomba centrífuga provista de rodete multicanal y doble triturador en aspiración. Disponibles con motores eléctricos, térmicos o diésel. La incertidumbre de la eficiencia de

---

<sup>6</sup> J G. Siverag, "An improved method for grinding and reinjection of drill cuttings" SPE/IADC 25758

estas bombas es muy alta para la degradación de partículas en el proceso de reinyección de recortes.

**Figura 7.** Bomba centrífuga trituradora



**Fuente.** Catálogo de bombas CRI-MAN

**1.3.3 Sistema de acondicionamiento de la lechada.** Después de obtener los recortes apropiadamente degradados son transportados a un tanque con agitadores donde se prepara la lechada. Este proceso requiere el uso de diferentes tanques y agitadores, que permitan el almacenamiento y la homogenización de las partículas sólidas en el fluido.

**1.3.3.1 Tanque de agua.** Este tanque sirve para almacenar y preparar agua emulsificada. El origen del agua a utilizar para la preparación de la lechada puede provenir de diferentes fuentes como: el mar, ríos o agua de producción, depende del tipo y lugar donde se realiza la operación. El proceso es rentable si se usa una fuente de agua disponible y cercana a la operación. En este tanque se puede realizar una mezcla del agua y los aditivos químicos que darán propiedades reológicas requeridas a la lechada.

**1.3.3.2 Tanque de preparación.** Este tanque se realiza la mezcla de los componentes del fluido, debe tener agitadores apropiados que homogenicen la

mezcla. Este tanque esta alimentado por los recortes que pasan por la zaranda y la línea de flujo de agua viscosificada. Además debe contener un equipo portátil que permita el monitorio de las propiedades físicas y reológicas del fluido.

**1.3.3.3 Tanque secundario.** Este tanque sirve para almacenar los recortes que no cumple con las especificaciones de tamaño requeridas para el éxito del proceso. Estos recortes se circulan a través de equipos de degradación como los mencionados como centrifugas modificadas o molinos, y posteriormente se vuelven a pasar por la zaranda. En la figura 8 se observan el tanque secundario y de preparación.

**Figura 8.** Tanques secundario y de preparación



**Fuente.** Julio R., “Geomechanical Modelling Techniques applied to waste injection”

**1.3.3.4 Tanque de almacenamiento.** Es el encargado de almacenar los baches de lechada que cumplen con todas las característica requeridas para el proceso. En este tanque se debe seleccionar de acuerdo con los volúmenes de fluido a inyectar

en cada bache. Además debe tener agitadores que permitan homogeneidad y estabilidad del fluido. En la figura 9 se muestra un tanque de almacenamiento<sup>7</sup>.

**Figura 9.** Tanque de almacenamiento



**Fuente.** MI SWACO. [www.slb.com/services/miswaco.aspx](http://www.slb.com/services/miswaco.aspx)

**1.3.4 Sistema de reinyección.** Este sistema comprende el equipo involucrado para llevar el fluido desde el tanque de almacenamiento hasta la formación receptora que almacenara el 'slurry'. Además incluye los sistemas de monitores de factores críticos que logran el éxito de la operación.

---

<sup>7</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

**1.3.4.1 Bomba de inyección.** La bomba de inyección debe seleccionarse de tal manera que cumpla con los requisitos operacionales (volumen, tasa y presión) requeridos, además considerando los efectos de un fluido cargado con sólidos en suspensión que pueden causar efectos erosivos en algunos componentes de la bomba. En el capítulo 4 se detalla sobre el tipo de bomba que es compatible con el método de reinyección de recortes.

**1.3.4.2 Cabezal de pozo.** Constituye la línea de comunicación entre la bomba de inyección y el pozo de perforación. Además de permitir el acceso del fluido hacia diferentes conductos del pozo como anulares y tubería de producción. Entre sus funciones principales están: soportar el peso de los tubulares, cierre de pozo en caso de inlfujos, aislar el pozo, asegurar el pozo, mantener presiones durante operaciones o periodos de cierre y dar una base para el árbol de navidad. En el proceso de inyección de recortes es necesario realizar una evaluación continua de los efectos erosivos del fluido sobre los componentes del cabezal especialmente aquellos donde el fluido cambia de dirección abruptamente. Es por esta razón que se ha establecido una tasa de inyección máxima de 8 BPM (barriles por minuto), la cual se ha demostrado en diferentes experiencias que la erosión es mínima a esta tasa de inyección.

**1.3.4.3 Completamiento de pozo.** El pozo es el encargado de llevar la lechada de inyección a la formación objetivo para esto debe realizarse una evaluación y diseño apropiado del completamiento de acuerdo a las características del fluido, presiones y tasas de bombeo a las que serán sometidos los tubulares. En el capítulo 3 se muestra como realizar un diseño del completamiento del pozo.

**1.3.4.4 Adquisición de datos y sistema de monitoreo.** Un elemento crítico en el proceso de CRI es la recepción de datos precisos en tiempo real, un análisis oportuno de datos para tener un conocimiento de lo que está ocurriendo en el pozo

y de esta manera responder rápidamente ante señales de peligro. Como puede ser un taponamiento por asentamiento de partículas<sup>8</sup>.

**Monitoreo de presión:** La presión en un proceso de inyección y fracturamiento es el parámetro a controlar durante este tipo de operaciones. Nos indicara si se está llevando un llenado normal del pozo, si se dan caídas rápidas podría indicar una fuga en la tubería.

- **Monitoreo de reología:** Llevar un continuo control de las propiedades de los fluidos permitirá que los riesgos disminuyan y actuar frente a posibles cambios que puedan ocasionar taponamientos o erosión excesiva por una mala clasificación de recortes. El capítulo 2 evalúa las propiedades que debe adquirir la lechada de inyección.
- **Monitoreo de erosión:** Para llevar a cabo una operación segura se debe evaluar los elementos críticos donde se puede presentar erosión, como la bomba, líneas de superficie, accesorios (codos), cabezal de pozo y tubulares.

## 1.4 MODALIDADES PARA LA REINYECCION DE RECORTES

**1.4.1 Según la configuración del pozo.** Existen dos formas de llegar a una formación, por el conducto anular y mediante tubería de producción. Además se clasifican según el estado del pozo, ya sea un pozo en producción, un pozo seco o un pozo abandonado; también es posible realizar un pozo exclusivamente para una operación de reinyección de recortes, por lo cual deberá realizarse una evaluación geológica y diseño de la operación, si por lo contrario si los pozos ya existen se deberán seleccionar las formaciones y evaluar si el pozo es apto para el proceso<sup>9</sup>.

---

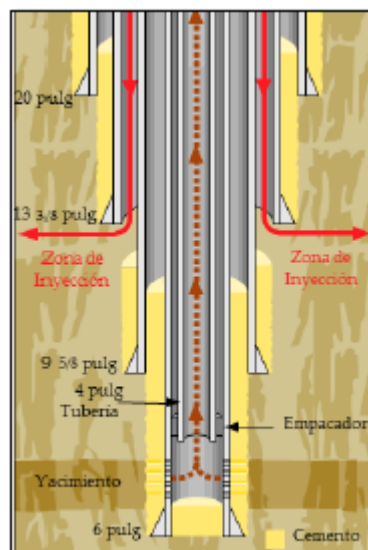
<sup>8</sup> N. Nagel, "4,000,000 Barrels and Counting: Experience with cuttings Reinjection in North Sea Shales" ARMA 05-782

<sup>9</sup> T. Geehan, "The cutting edge in drilling-waste management" M-I SWACO, 2006.

**1.4.1.1 Reinyección anular.** El fluido es conducido por uno de los anulares del pozo, se aprovecha los espacios entre dos tuberías de revestimiento mientras el pozo se encuentra activo. La formación donde se desea inyectar debe estar a hueco abierto, para esto la cementación la tubería no se debe llevar por encima de la zapata si no que se dejara el espesor de formación necesario libre de cemento para realizar la inyección como se observa en la figura 10.

En la planeación de este tipo de pozo de debe dejar el espacio anular con una salmuera libre de solidos que sea compatible con la formación, esto para evitar asentamiento de partículas que puedan llevar a un taponamiento de la zona de interés. La ventaja de este método es que se puede realizar producción o perforación simultáneamente junto con la disposición de los recortes.

**Figura 10.** Reinyección anular



**Fuente.** MI SWACO. Soluciones ambientales Argentina 2009

El método de reinyección por anulares es usado frecuentemente en plataformas costa afuera donde se perforan pozos multilaterales y reinyectan los recortes de los

pozos que están siendo perforados por los anulares de los primeros pozos perforados que se encuentran en producción.

Para realizar una operación de producción simultáneamente debe existir rocas que actúen como barrera entre la formación productora y de disposición. Además debe realizarse un análisis geológico y estructural donde revele posibles conexiones entre las formaciones como pueden ser las fallas.

Si se desea realizar una perforación simultánea se hace necesaria que después de la inyección se circulen lodos de perforación que eviten que la lechada retorne por el anular.

### **Ventajas**

- ✓ Realizar operaciones de producción o perforación simultáneamente.
- ✓ Eliminar desechos generados por el mismo pozo.
- ✓ Rentable si la duración del proyecto es corta.

### **Desventajas**

- ✓ No hay anulares disponibles en las etapas tempranas de perforación.
- ✓ Asentamiento de partículas en el anular.
- ✓ El espacio anular puede ser demasiado pequeño.

**1.4.1.2 Reinyección por pozo redundante.** Se utilizan aquellos pozos que se han sido agotados o resultaron secos. Se hace uso de la tubería de producción que se había instalado. Se ubica la formación de interés y se cañonea la tubería de producción y revestimiento para tener acceso a la formación. Se instala un tapón debajo de la zona cañoneada con el fin de aislar la zona de producción de petróleo. Los pozos que se seleccionen para esa modalidad se deben rehabilitar para garantizar su integridad mecánica<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

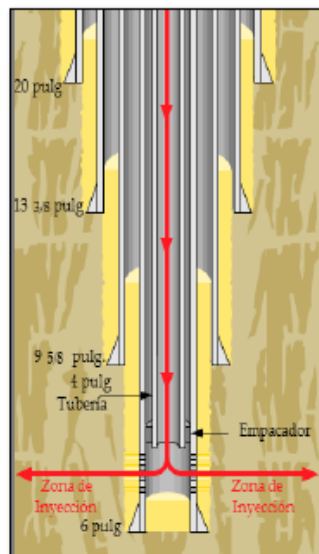


producción. Esta posibilidad se contempla si se desea utilizar este pozo como un punto de acopio de disposición de residuos de perforación provenientes de diferentes pozos por lo que se planea inyectar grandes volúmenes de lechada, ya que es la única manera que sea rentable la inversión. También podría planearse hacer uso de pozos exploratorias que además cumplan la función de disposición de desechos de la perforación<sup>11</sup>.

Realizar un pozo nuevo implica diseñar con el objetivo de que sirva como un pozo de reinyección y seleccionar todo el equipo apropiado para el proceso, lo cual disminuye notoriamente los riesgos de la operación.

Es posible también tener zonas múltiples de inyección lo cual aumentaría la capacidad del yacimiento para almacenar los recortes.

**Figura 12.** Reinyección por pozo dedicado



**Fuente.** MI SWACO. Soluciones ambientales Argentina 2009

<sup>11</sup> N.B. Nagel "Implementation of cuttings reinjection at the Eokfisk field" SPE/ISRM 47218

## **Ventajas**

- ✓ Zonas de inyección múltiples.
- ✓ Acceso a formación objetivo.
- ✓ Diseño adecuado de cabezal y completamiento de acuerdo a la operación.

## **Desventajas**

- ✓ Altos costos.
- ✓ Viabilidad depende de la cantidad de desechos a reinyectar.

### **1.4.2 En función de la dinámica de reinyección**

**1.4.2.1 Reinyección matricial:** En esta modalidad de inyección en la cual la presión de inyección no supera la resistencia de la roca receptora, es decir no se fractura la formación, esto es posible en rocas permeables o poco consolidadas. La fase continua de la suspensión fluye gracias a la permeabilidad de la roca, mientras la fase dispersa eventualmente se acumula en los poros reduciendo la permeabilidad, lo cual podría conducir a la necesidad de fracturar, como mecanismo secundario de disposición.

**1.4.2.2 Reinyección por fracturamiento hidráulico:** En esta se requiere el fracturamiento para fracturar la formación receptora de la lechada de reinyección, como mecanismo primario de disposición, para generar el volumen de disposición. Se aplica generalmente a rocas de baja permeabilidad y en rocas permeables como opción avanzada si se quieren inyectar mayores volúmenes<sup>12</sup>.

---

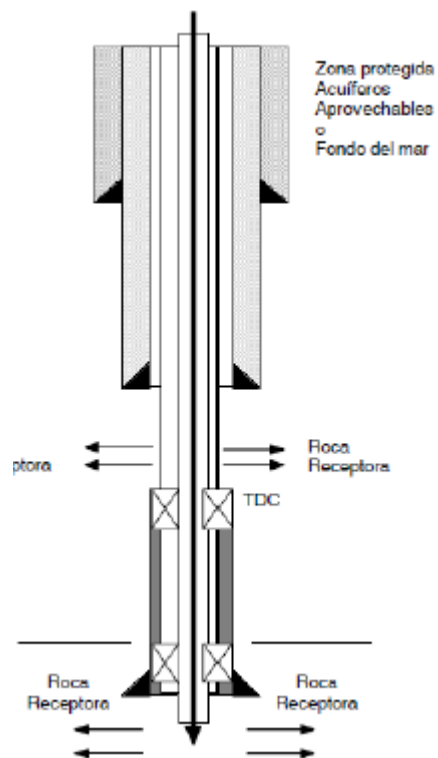
<sup>12</sup> M. Zoveidavianpoor. "Overview of Environmental Management by drill Cutting Re-Injection through Hydraulic fracturing in Upstream Oil and Gas Industry" INTECH, 2008

### 1.4.3 En función del número de unidades receptoras

**1.4.3.1 Reinyección simple:** configuración más común, cuando sólo existe una roca receptora y el pozo se completa para inyectar sólo en un intervalo.

**1.4.3.2 Reinyección múltiple:** cuando existen dos o más unidades receptoras obteniendo una capacidad de disposición mayor. La inyección múltiple puede incluir el completamiento múltiple, en la que se utilizan dos o más tuberías en un mismo pozo<sup>13</sup>.

**Figura 13.**Reinyeccion múltiple de recortes



**Fuente.** Modalidades de reinyección de desechos. PDVSA, 2011

<sup>13</sup> N. Nagel, "4,000,000 Barrels and Counting: Experience with cuttings Reinjection in North Sea Shales" ARMA 05-782

#### **1.4.4 En función del régimen de reinyección**

La lechada puede ser inyectada de forma continua o intermitente (baches), dependiendo del tipo de fracturas que se quieran crear.

**1.4.4.1 Fracturas múltiples.** Se inyectan periódicamente cantidades de lechada de igual volumen, cada periodo es separado por un periodo de cierre en el cual las fracturas creadas se cierran atrapando el volumen de recortes inyectado. De esta manera se logran crear diferentes ramas de fracturas cortas que se forman a lo largo de una fractura principal.

**1.4.4.2 Fracturas simples.** Se realiza mediante la reinyección continua de la lechada. En este caso la fractura crece a medida que se inyecta por lo hay que tener mayor certeza de las estructuras geológicas cercanas como acuíferos y fallas. Lo mejor en este tipo de fracturas es el uso de un software de fracturamiento hidráulico que permita evaluar la forma de la fractura y su extensión.

### **1.5 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS Y ESTRUCTURALES DE LA FORMACION RECEPTORA**

Uno de los aspectos previos antes de la operación de reinyección de recortes es realizar un estudio geológico donde se establezcan las formaciones aptas para llevar a cabo la operación. Para esto deben evaluarse cinco aspectos fundamentales.

- **Estratigrafía:** Muestra las secuencias de rocas sedimentarias estratificadas.
- **Sedimentología:** Interpretar procesos y ambientes de rocas sedimentarias.
- **Geología estructural:** Se encarga de estudiar orientación de estructuras geológicas, fallas, plegamientos, diaclasas etc. Con el fin de encontrar una zona de almacenamiento segura.

- **Sismicidad:** La sísmica muestra una imagen geológica del subsuelo que al ser contrastada con estudios litológico, estratigráficos y estructurales; se determinan con precisión las estructuras geológicas,
- **Hidrogeología:** Estudia la presencia de acuíferos y así como dinámica de estas aguas subterráneas.

La integración de los estudios nos llevara a seleccionar una zona adecuada para inyectar la lechada. En general se puede decir que la formación para almacenar debe tener las siguientes características.

- I. Debe estar aislada y no tener comunicación con otras estructuras geológicas como acuíferos o yacimientos de crudo por medio de estructuras geológicas como fallas.
- II. La formaciones adyacentes deben ser rocas sello de baja permeabilidad que eviten la propagación de las fracturas.
- III. Procurar que la zona este dentro de una trampa estructural que asegure su contención.
- IV. No limitar con discontinuidades laterales
- V. Buena capacidad de almacenamiento y buena permeabilidad para evitar taponamientos.

La tabla 2 muestra las propiedades para una formación receptora para una operación de reinyección de recortes. Estos valores han sido obtenidos de estudios anteriores y complementados por aplicaciones más recientes.

**Tabla 2.** Propiedades de formación receptora

<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
Profundidad de formación	1500 a 12000 pies. Gradiente de fractura bajo
Espesor	Mayor a 25 pies
Porosidad	15 a 25%
Permeabilidad	Mayores a 1 Darcy. Se recomienda permeabilidad heterogénea a través de la formación.
Estructuras geológicas	Fracturas o fallas no naturales
Limites	Formaciones aisladas de acuíferos y fronteras laterales como fallas

**Fuente.** Lizarazo J., "Estudio para la implementación de reinyección de recortes". 2011[Modificada por los autores].

## **1.6 GEOMECÁNICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

La técnica de fracturamiento hidráulico ha generado una gran ayuda a la industria del petróleo, el método consiste en romper la formación de interés con un fluido inyectado a alta presión, con el fin de mejorar la permeabilidad en la formación de interés y así permitir que el fluido hidrocarburo tenga una mayor facilidad de moverse desde la formación a la cara del pozo. Esta técnica no solo puede ser usada para mejorar la producción en pozos productores, sino que puede ser usada en la reinyección de recortes de perforación base aceite, los cuales pueden ser inyectados con una reología adecuada y un diseño del pozo optimo, mediante estos parámetros se podrá hacer una operación exitosa<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

**1.6.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.** La geometría del fracturamiento está definida como el alto largo y ancho, la geometría de la fractura está relacionada con las propiedades de la formación y el fluido de fractura, además de esto existen diversos factores que influyen en el la geometría de la fractura como lo son los siguientes:

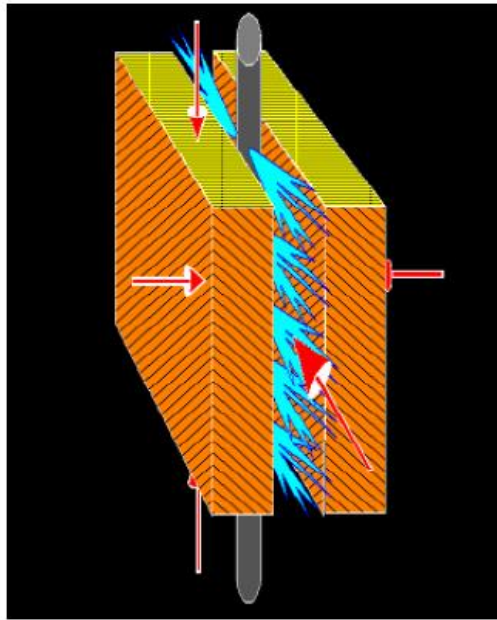
- Característica y propiedades mecánicas de la formación.
- Caudal de inyección.
- Propiedades del fluido de fractura.
- Volumen del fluido inyectado.
- Perdidas del fluido.

**1.6.1.1 Orientación de la fractura.** Aunque originalmente se creían que las fracturas creadas tenían una orientación vertical, se llegó a la conclusión mediante diferentes estudios que no todas las fracturas que ocurren durante el fracturamiento son orientadas verticalmente, esto dependía del gradiente de fractura en el cual es propio de cada formación, según fueron avanzando estos estudio se llegó a la conclusión, que fracturas con gradiente de presión mayores a 0,8 psi/ft deban como resultados fracturas verticales y gradientes de presión menores de 0,8 psi/ft, la orientación de la fractura eran horizontales.

- **Fractura con orientación vertical.** Las fracturas con orientación vertical como se observa en la figura 14, son aquellas que se mantienen con orientación vertical aun cuando se alejan de la cara del pozo, estas fracturas son creadas cuando se generan fracturas axiales debido a que uno de los tres esfuerzos principales es paralelo al pozo más no el menor esfuerzo principal. En muchas ocasiones se pueden crear varias fracturas axiales que

no tienen orientación vertical en la cara del pozo debido a que existen algunas barreras por parte de la formación, pero a medida que se alejan de la cara del pozo estas convergen en un solo plano de fractura con orientación vertical, generando fracturas verticales.

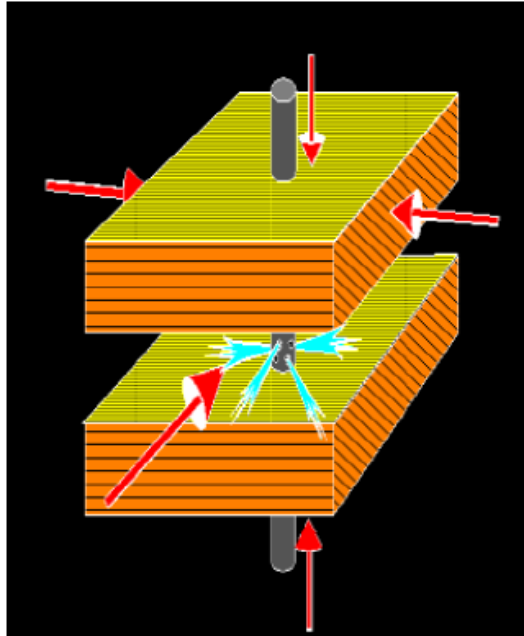
**Figura 14.** Fractura vertical.



**Fuente:** BJ. Services Company.

- **Fractura con orientación horizontal.** Una fractura con orientación horizontal es aquella que se origina cuando el menor esfuerzo principal es paralelo al eje del pozo, como se muestra en la figura 15. En este caso las fracturas axiales generadas en la cara del pozo tienen orientación vertical, pero a medida que se alejan de la cara del pozo la orientación del plano de fractura cambia a horizontal.

**Figura 15** Fractura horizontal.



**Fuente:** BJ. Services Company.

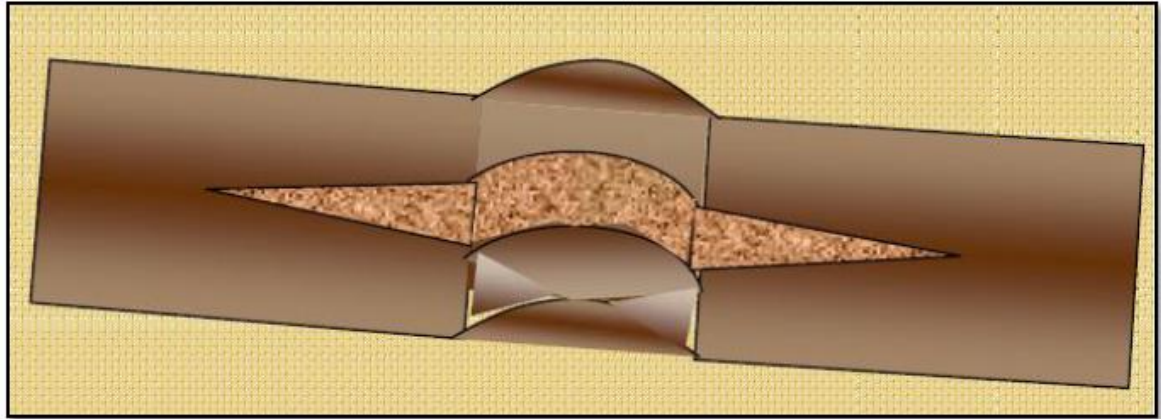
**1.6.1.2 Forma de la fractura.** Sea demostrado que experimentalmente la forma de la fractura puede ser horizontal o vertical, cuando se deja crecer libremente. En la propagación de las fracturas verticales existen niveles de formación que presentan propiedades diferentes, generando una contención vertical de la fractura.

Para producir una fractura horizontal en la formación, la presión mínima que se debe alcanzar es la presión de overburden. En la figura 16 se observa una fractura inclinada horizontal<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> R. Schechter, "Oil Well Stimulation" University of Texas.1992

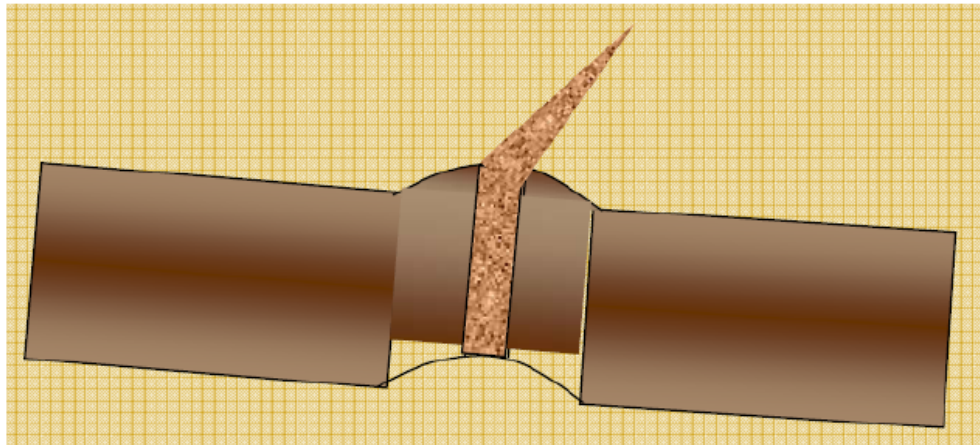
**Figura 16.** Fractura inclinada horizontal.



**Fuente:** Dorado J. Mercado F. 2006.

Las fracturas verticales son generadas a profundidades mayores de 3000 ft, ya que el esfuerzo horizontal es menor, debido a la carga litológica que genera el esfuerzo vertical sea mayor. En la figura 17, se observa una fractura inclinada vertical.

**Figura 17.** Fractura inclinada vertical.



**Fuente:** Dorado J. Mercado F. 2006.

**1.6.1.3 Altura de la fractura.** El control del alto de la fractura se da debido a la diferencia de relaciones de poisson, si no existiera esta diferencia la fractura tendría un crecimiento incontrolado en la altura de dicha fractura.

Para hacer un control del alto de la fractura se debe hacer un diseño adecuado del tratamiento de estimulación, además si la diferencia de esfuerzos vertical no existiese, la altura de la fractura no se controlaría independientemente del tipo de fluido y la tasa de inyección.

**1.6.1.4 Ancho de la fractura.** En el ancho de la fractura los parámetros que más influencia tienen son los esfuerzos in situ y el módulo de Young. En formaciones donde se presenta un alto módulo de Young se darán fracturas con menores anchos, que en formaciones con menor módulo de Young a la misma profundidad y presión de fondo, pero si se requiere el mismo ancho de fractura en la formación con mayor módulo de Young, se necesita una mayor presión para poder alcanzar el ancho de fractura deseada.

Otro parámetro que influye en el ancho de la fractura aunque muy mínimo es la fricción que tiene el fluido en la fractura, la fricción que se da entre el fluido de fracturamiento y la fractura se debe a su viscosidad o la tasa de inyección, a mayor viscosidad y tasa de inyección, menor será el ancho de la fractura.

**1.6.1.5 Azimut de la fractura.** Los parámetros que controlan el azimut de la fractura son los esfuerzos que existen en la formación. La dirección de la fractura no se ve afectada por la dirección del pozo o la dirección de las perforaciones.

Mediante diferentes estudios se pudo observar que las fracturas crecen en ancho perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, y crecen en largo paralelo al esfuerzo

máximo horizontal, independientemente del caso una fracturas hidráulica crecerá hacia donde se encuentre el menor esfuerzo<sup>16</sup>.

Lo dicho anteriormente ocurre en formaciones donde no hay fallas que generen una anisotropía en los esfuerzos, en formaciones que son sometidas a una falla normal el esfuerzo de overburden es mayor que el esfuerzo máximo horizontal, generando una fractura vertical que se propaga paralelo al plano de falla.

En formaciones donde se encuentran sometidas a fallas de rumbo activas, el esfuerzo de overburden es un esfuerzo intermedio, generando fracturas verticales que se propagan perpendicular a la falla que finalmente la intercepta, otra ocasión donde las fallas interfieren la dirección de la fractura en es una falla inversas activas, donde el esfuerzo de overburden es el mínimo esfuerzo, resultando una fractura horizontal que se propaga en dirección paralela y perpendicular a la falla.

### **1.6.2 Factores de la geomecánica que influyen en el fracturamiento hidráulico.**

La geomecánica tiene como estudio la deformación que tiene las rocas a someterse a un esfuerzo, es de suma importancia el estudio de la geomecánica para poder comprender como se puede controlar el contorno de la fractura, gracias es ello podemos predecir la respuesta de la roca a las cargas que será sometida durante la reinyección de recortes, de esta manera se podrá conocer si la roca podrá tener resistencia en tensión, comprensión y cizalladura.

Para llevar a cabo una operación de fracturamiento se deben tener en cuenta unos parámetros de la geomecánica para que este llegue a ser exitoso, gracias a que estos son los responsables de establecer condiciones operacionales, las fuerzas

---

<sup>16</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

que tiene y son propias de cada formación limitan y controlan el grado de confinamiento de la fractura.

Las propiedades de la formación cambian según sea la profundidad generando una anisotropía, gracias a esto la presión de fractura cambia según sea la profundidad y esta presión de fractura está relacionado según sea el estado de las tensiones que se encuentre la formación, además las fracturas que son inducidas hidráulicamente pueden propagarse y desarrollarse en dirección del material donde existe menor concentración de tensiones<sup>17</sup>.

**1.6.2.1 Esfuerzos principales de la formación.** En una formación normalmente se encuentran tres esfuerzos principales, estos esfuerzos dominan completamente las operaciones de fracturamiento, estos esfuerzos principales se dividen en los siguientes:

- El esfuerzo vertical o de overburden se genera por la densidad del material que se encentra superpuesto el cual aumenta con la profundidad, gracias a esto en la mayoría de los casos representa el mayor esfuerzo principal. La magnitud del esfuerzo vertical se puede calcular mediante la siguiente expresión matemática:

- 

$$\sigma_{vertical} = 0,052 \times \rho_r \times H \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.}$$

Dónde:

$\rho_r$  = Densidad promedio de las rocas superpuestas (lb/gal).

H = Profundidad de la fractura (ft).

---

<sup>17</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

- El esfuerzo mínimo horizontal es el segundo esfuerzo principal, el cual es un resultado directo del esfuerzo de overburden, la relación de poisson determina la cantidad de esfuerzo vertical que se transmite horizontalmente, dado esto, si para el mismo valor de esfuerzo de overburden, una formación con alta relación de poisson tendrá una mayor esfuerzo horizontal que una formación con una baja relación de poisson. El esfuerzo mínimo puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} \times \sigma_v + \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \times \alpha \times P_p + \sigma_{tect} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

$\nu$  = Relación de poisson.

$\sigma_v$  = Esfuerzo de overburden (psi)

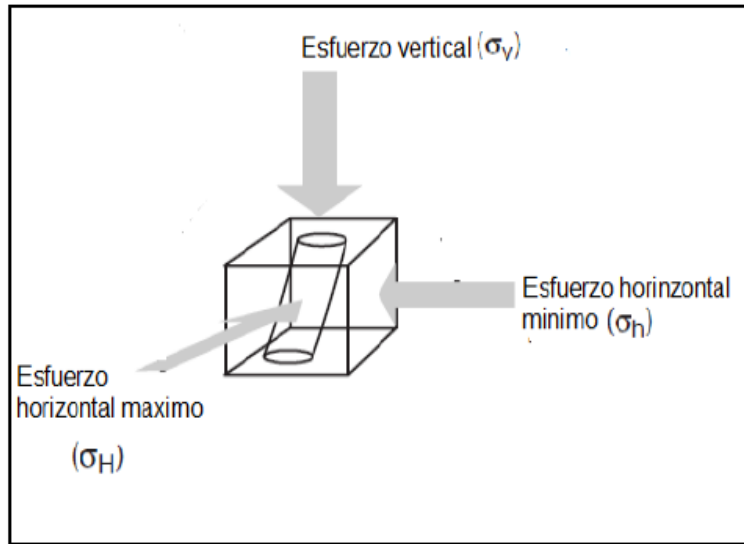
$P_p$  = Presión de poro (psi).

$\sigma_{tect}$  = Esfuerzo mínimo horizontal (psi).

- El tercer esfuerzo principal es el esfuerzo máximo horizontal, el cual resulta creado de la tectónica, además es la suma de esfuerzo mínimo horizontal y la contribución del esfuerzo tectónico.

En total son tres esfuerzos principales los cuales rigen el fracturamiento en la formación, en la figura 18 se observan los tres esfuerzos principales:

**Figura 18.** Esfuerzos principales.



**Fuente:** Julián Lizarazo, Cristian Lea. Estudio para la implementación.

**1.6.2.2 Esfuerzo efectivo.** Los fluidos en los poros de una formación son importantes, debido a que estos soportan gran parte del esfuerzo total aplicado. El esfuerzo efectivo es una componente del esfuerzo total aplicado, el cual es soportado por la matriz de la roca. Este esfuerzo efectivo cambia a través de la vida de un yacimiento, el comportamiento geomecánico de una roca porosa modifica la respuesta del fluido. La siguiente relación permite calcular el esfuerzo efectivo y fue propuesto por Terzagui en 1923:

$$\sigma' = \sigma - P_p \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

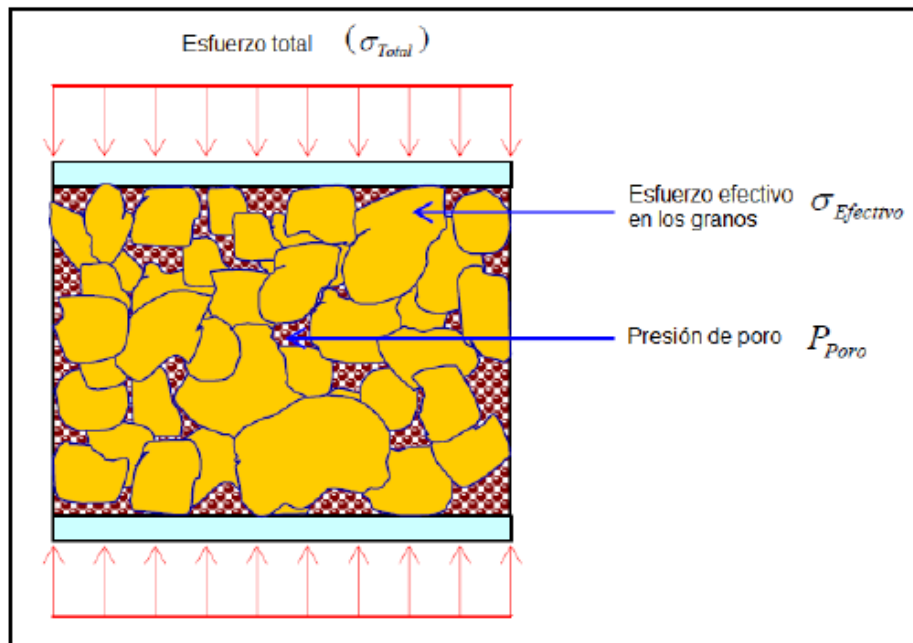
Dónde:

$\sigma$  = esfuerzo total (psi).

$\sigma'$  = esfuerzo efectivo soportados por los poros (psi).

$P_p$  = Presión de poro (psi).

**Figura 19.** Esfuerzo efectivo en yacimiento.



**Fuente:** Dorado J. Mercado F. 2006.

**1.6.2.3 Modulo de Young.** Este módulo es un indicador de que tanto se puede deformar una roca cuando es aplicado un fuerza. Una roca con un módulo de Young alto es más rígida porque requiere mayor esfuerzo para ser deformada. Este módulo está definido mediante la siguiente expresión el cual está dado como el cambio de esfuerzo dividido en el cambio de formación.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

E = Modulo de Young.

$\sigma$  = esfuerzo.

$\varepsilon$  = Relación de deformación axial unitaria.

El módulo de Young es una variable muy importante a la hora de hacer los cálculos de la geometría de la fractura, durante la operación el fluido de fracturamiento es inyectado y deforma la roca creando una fractura. La presión ejercida por el fluido necesita ser mayor a medida que incrementa la deformación.

**Tabla 3.** Módulo de Young para diferentes rocas.

Tipo de roca	Rango del módulo de Young (MMpsi)
Caliza y dolomita dura	8 a 13
Arenisca dura y densa	5 a 7,5
Arenisca dura media	2 a 4
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5

**Fuente:** Julián Lizarazo, Cristian Lea. Estudio para la implementación.

**1.6.2.4 Relación de poisson.** Esta relación indica la capacidad que tiene la materia en este caso la roca de formación a expandirse lateralmente a los esfuerzos, la relación de poisson describe que tanto la roca puede expandirse radialmente cuando es comprimida verticalmente. La siguiente expresión calcula la relación de poisson:

$$\nu = \frac{-\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \dots\dots\dots \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

$\nu$  = Relación de poisson.

$\varepsilon_y$  = Deformación lateral.

$\varepsilon_x$  = Deformación longitudinal.

En la siguiente tabla 4 se pueden observar diferentes relaciones de poisson para diferentes tipos de rocas.

**Tabla 4.** Relación de poisson par diferentes rocas.

Tipo de roca	Relación de poisson
Rocas carbonatadas duras	0,25
Arenisca carbonatas suaves	0,30
Arenisca	0,2

**Fuente:** Julián Lizarazo, Cristian Lea. Estudio para la implementación.

**1.6.2.5 Presión de poro<sup>18</sup>.** Esta presión es la que normalmente ejercen los fluidos que están en los poros de la formación. Esta presión de poro puede ser calculada mediante la ecuación de terzaghi que despejada dará la siguiente expresión:

$$\sigma' P_p = \sigma - \sigma' \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

$P_p$  = Presión de poro (psi).

$\sigma$  = esfuerzo efectivo (psi).

$\sigma'$  = esfuerzo efectivo soportados por los poros (psi).

La presión de poro lleva una porción del esfuerzo aplicado, entre más grande sea el valor de presión de poro en la formación, más difícil será generar una falla o un fracturamiento.

---

<sup>18</sup> J. Lizarazo y C. Leal, "Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos" Tesis UIS. 2011

## **2. COMPONENTES Y PROPIEDADES ÓPTIMAS DE LA LECHADA DE REINYECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN**

La lechada de reinyección es una variable que podemos ajustar y controlar de acuerdo a las necesidades de la operación. Es por esto que el diseño de este fluido debe ajustarse a los valores de propiedades físicas y reológicas probadas en casos aplicados en la industria petrolera.

### **2.1 COMPONENTES DE LA LECHADA DE REINYECCIÓN**

La reinyección de recortes no solo permite la disposición de ripios contaminados, se puede realizar la inyección de otros desechos generados por operaciones de producción, píldoras, operaciones de limpieza, entre otros, siempre que estos materiales no representen un peligro para el sistema de reinyección como la corrosión del cabezal o tubulares, y la formación receptora. Cortes de perforación contaminados con aceite.

#### **2.1.1 Desechos permitidos para reinyección<sup>19</sup>**

- ✓ Desechos de producción
- ✓ Píldoras de limpieza
- ✓ Material solidos de tanques de separación
- ✓ Fluidos de perforación y completamiento gastados
- ✓ Arena de producción
- ✓ Agua de producción o residual
- ✓ Desechos radioactivos de origen natural

---

<sup>19</sup> H.R Crawford, "Drill cuttings reinjection for heidrun: A study" SPE 26382

El fluido utilizado para preparar la lechada es agua, esta puede tener diferentes orígenes, se puede usar agua de mar si se está haciendo una operación costa afuera o agua de fuentes hídricas, el objetivo es utilizar un fluido abundante que su uso no genere altos costos.

### **2.1.2 Desechos prohibidos para inyección**

- ✓ Productos ácidos
- ✓ Catalizadores ferrosos
- ✓ Pinturas
- ✓ Disolventes
- ✓ Químicos industriales
- ✓ Desechos metálicos

**2.1.3 Aditivos<sup>20</sup>.** Son aquellos que permiten acondicionar las propiedades físicas, químicas y reológicas del fluido de inyección. Algunos de estos aditivos protegen la integridad física de los equipos usados en el proceso. Se deben utilizar la mínima cantidad de productos, con el fin de evitar el aumento de costos de la operación y afectar su rentabilidad.

- Densificantes: Adicionan peso al fluido. Ejemplos: Barita, carbonato de calcio
- Viscosificantes: Aumentar viscosidad del fluido, lo cual evita la separación y asentamiento de sólidos. Ejemplo: bentonita
- Biocidas: Inhibir las acción de microorganismos presentes
- Reductores de fricción: disminuir las perdidas por presión
- Secuestrantes de oxígeno: Disminuyen el efecto de corrosión.

---

<sup>20</sup> Manual de fluidos de perforación. M-I SWACO 2001

## 2.2 Propiedades de la lechada

Se ha demostrado que el control de las propiedades físicas y reológicas aseguran el éxito de la operación de reinyección de recortes. Ajustar Las propiedades reológicas que incluyen viscosidades, contenido de sólidos y requerimientos de tamaño de partícula son uno de los mayores desafíos en la tecnología de CRI.

Un fluido de estas características tiene un comportamiento no newtoniano y es normalmente representado bajo la ley de potencia.

El asentamiento de partículas tanto en las tuberías de producción o en los anulares entre tuberías de revestimiento puede causar taponamientos en las líneas de flujo y en la formación lo cual podría llevar a dañar el pozo o realizar tratamientos adicionales. El problema de asentamiento puede ser causado tanto por problemas en la clasificación del tamaño de partículas como por la desviación del pozo.

Debido a que la naturaleza de los recortes no es constata y provienen de distintas formaciones como arcillas, arenas, areniscas etc., cada uno de estas partículas afectan la reología de la lechada de formar diferente, por lo cual se hace necesario realizar un monitorio continuo de las propiedades con el fin de tener una rápida reacción ante posibles eventualidades. Por eso es importante contar con los aditivos necesarios en el lugar de la operación.

**2.2.1 Contenido de sólidos.** Es el porcentaje en peso de los sólidos suspendidos en la lechada. Para una operación de CRI se ha establecido a partir de las experiencias en campo un rango entre el 10% al 30% de sólidos. Si se excede estos porcentajes las fracturas creadas pueden taparse. Además provocaran mayores efectos erosivos en los equipos<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> T. Geehan, "The cutting edge in drilling-waste management" M-I SWACO, 2006.

**2.2.2 Tamaño de partículas.** Es la variable a controlar para evitar el asentamiento de partículas y consecuentemente la obstrucción de flujo de la lechada. Se ha establecido un tamaño máximo de partículas no mayor a 300 micrones y al menos el 90% de los sólidos deben estar por debajo de los 100 micrones.

**2.2.3 Ajuste de la lechada a un modelo reológico.** Las lechadas utilizadas para la reinyección de recortes tienen un comportamiento no newtoniano, y el modelo que más se ajusta al comportamiento de una lechada de estas características es el modelo de la potencia, el cual se describe mediante la siguiente ecuación<sup>22</sup>:

$$\tau = K\gamma^n \dots\dots\dots Ecuación 7$$

Donde,

$\tau$  = Esfuerzo de corte

K= Índice de consistencia

$\gamma$  = Velocidad de corte

n = Índice de ley de potencia

---

<sup>22</sup> Manual de fluidos de perforación. M-I SWACO

## **2.3 ELABORACIÓN Y CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE UNA LECHADA DE INYECCIÓN**

Para la elaboración de una lechada característica de un proceso de reinyección de recortes se utilizaron rípios de perforación en base seca obtenidos de un campo Colombiano. El objetivo es recrear una lechada a partir de estos recortes utilizando aditivos de bajo costo, cumpliendo los parámetros críticos de tamaño de partícula y porcentaje de sólidos; y por último comparar sus propiedades reológicas con los rangos obtenidos en experiencias exitosas de reinyección de recortes de perforación.

**2.3.1 Clasificación por tamaño de partícula de las muestra.** La muestra en base seca de recortes mostraba heterogeneidad en el tamaño de partícula. Para clasificar los recortes que cumplían con el requerimiento de tamaño es decir las partículas menores a 300 micrones, se realizó un análisis granulométrico con tamices y por medio de vibración se clasificaban las partículas en diferentes tamaños.

- ✓ Tamiz No. 20: 841 Micrones
- ✓ Tamiz No. 40: 450 Micrones
- ✓ Tamiz No. 60: 250 Micrones
- ✓ Tamiz No. 100: 150 Micrones
- ✓ Tamiz No. 200: 75 Micrones

El análisis realizado mostro que gran parte de los recortes no tienen el tamaño adecuado para componer la lechada de inyección por esta razón es fundamental un equipo de trituración que permita la degradación de los sólidos. La figura 20 muestra solidos de tamaño inadecuado para la operación CRI (cuttings Reinjection).

**Figura 20.** Sólidos para proceso de degradación



**Clasificación de la muestra:**

1. Mayores a 450 Micrones ( proceso de trituración)
2. Entre 450-250 Micrones (fuera de rango - trituración)
3. Menores a 250 (90%<150 Micrones)

La clasificación 3 cumple con el requisito de tamaño de partícula y además de tener un tamaño menor a 250 micrones, el 90% de estos recortes tenían un tamaño menos a 150 micrones.

**2.3.2 Elaboración de la lechada.** Se utilizaron 3 componentes para realizar la lechada:

- Sólidos de tamaño adecuado.
- Bentonita Wyoming: Agregar propiedades reológicas al fluido
- Agua destilada

Se realizaron 2 muestras de lechada con proporciones iguales pero cambiando el tamaño de partículas contenidos en cada uno. En la tabla 5 se muestran las características de cada fluido.

**Tabla 5.** Lechadas de inyección

<b>Parámetro</b>	<b>Lechada 1</b>	<b>Lechada 2</b>
<b>Tamaño de partícula</b>	Menores a 250 Micrones (95% menor a 150 Micrones)	250-450 Micrones
<b>% Sólidos en peso</b>	20%	20%
<b>Volumen preparado</b>	3 Bbl equivalentes	1 Bbl equivalente
<b>Bentonita</b>	25 lb/bbl eq	25 lb/bbl eq
<b>Cantidad de recortes</b>	94 lb/ bbl eq	94 lb/bbl eq

### 2.3.2.1 Propiedades registradas y equipo usado

- ✓ **Densidad.** Se utilizó una balanza de lodos para realizar la medición.
- ✓ **Reología.** Medidas a través de un viscosímetro digital Brookfield. Viscosidad aparente, viscosidad plástica, Esfuerzo cedente e índices n y k.
- ✓ **Viscosidad funnel.** Medida a través de un embudo de Marsh.

Además para la toma de peso se utilizó una balanza digital calibrada y un mezclador para la homogenización de la lechada. En las siguientes imágenes se muestra algunos de los equipos utilizados.

**Figura 21.** Balanza digital



**Figura 22.** Viscosímetro digital Brookfield



#### **2.3.2.2 Procedimiento**

1. Se pesan las cantidades de bentonita y recortes a usar en cada fluido.
2. Se prepara 3 bbl equivalentes de agua y se añade lentamente la bentonita.
3. Mezclar el lodo bentonítico por 10 minutos.
4. Añadimos los recortes lentamente y se mezcla por 10 minutos.
5. Registro de la densidad
6. Configuración del viscosímetro para la medición digital que será procesada, digitalizada y almacenada en un computador.
7. Se configura para tomar medidas de  $\theta 600$ ,  $\theta 300$ ,  $\theta 100$ ,  $\theta 6$ ,  $\theta 3$  y  $\theta 1$ . Además de registrar mediciones a temperatura de superficie y yacimiento ( $80^{\circ}\text{F}$  y  $120^{\circ}\text{F}$ ).
8. Se añade la lechada y se registra la reología.
9. Se realiza la medición de la viscosidad Funnel.

### 2.3.3 Análisis de resultados

#### Lechada 1

**Densidad.**  $\rho=10.85$  lb/gal

**Gravedad específica.**  $GE= 10.85/8.33$   $GE=1.3$

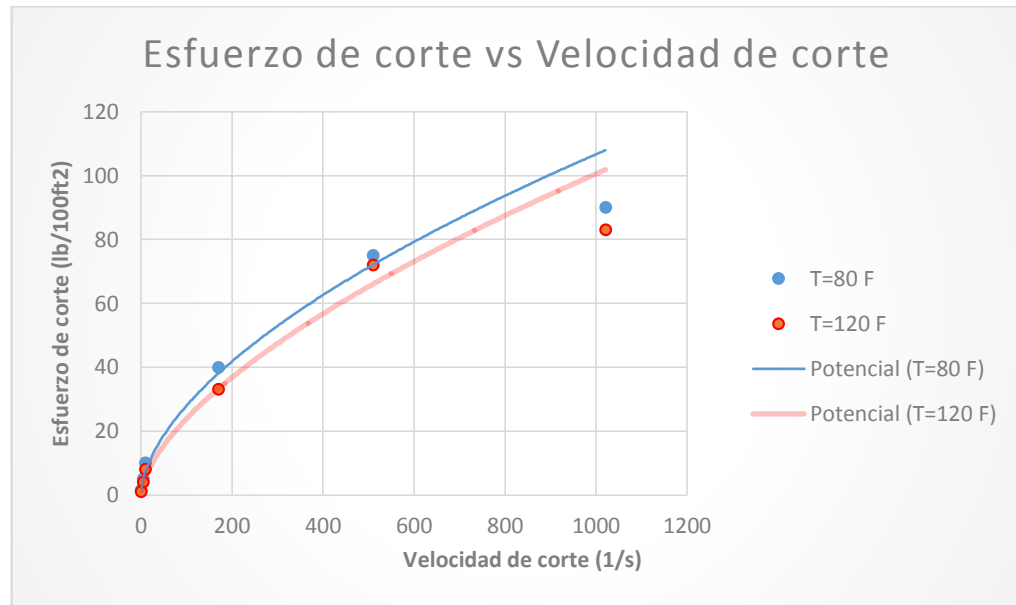
En la tabla 6 se muestran los valores de reología registrados a las diferentes velocidades de corte, y a temperaturas de superficie de 80° F y de yacimiento de 120°F.

**Tabla 6.** Reología lechada 1

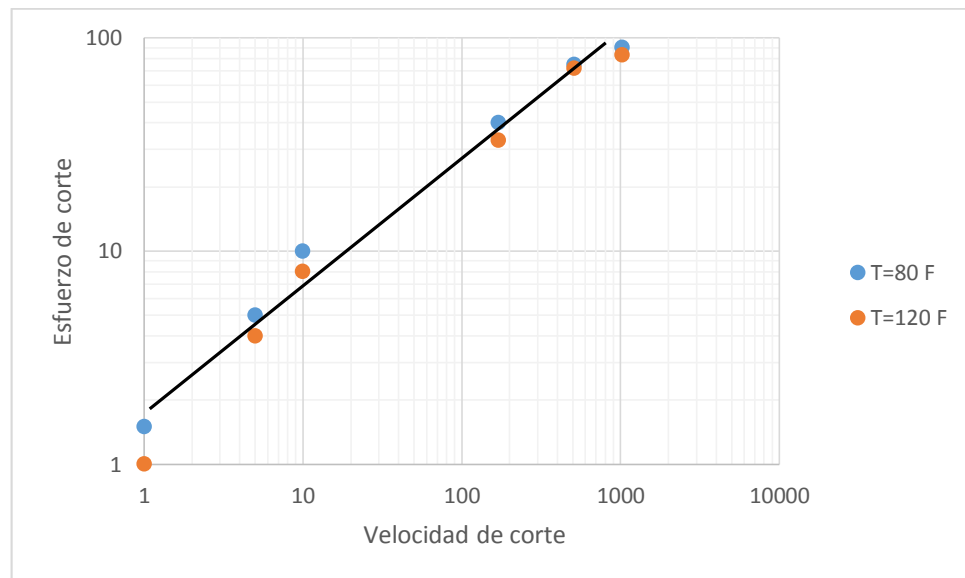
S. Rate (s <sup>-1</sup> )	S. Stress(lb/100ft <sup>2</sup> )	RPM	Temp. (°F)
1021	90	600	79.3
510	75	300	79,3
170	40	100	80,3
10	10	6	78,8
5	5	3	80,6
1	1,5	1	80,7
1021	83	600	121,5
510	72	300	122
170	33	100	122
10	8	6	122
5	4	3	122,1
1	1	1	123,8

En la figura 23 se puede observar como la lechada se comporta bajo el modelo de ley exponencial. La figura 24 se utiliza para obtener gráficamente los valores de índice exponencial e índice de consistencia.

**Figura 23.** Comportamiento modelo ley exponencial



**Figura 24.** Escala logarítmica para determinar n y k



El cálculo de las propiedades reológicas se realizó con los valores registrados a 80°F.

**Viscosidad aparente.**

$$VA = \frac{\theta 600}{2} = \frac{90}{2} = 45cp$$

**Viscosidad Plástica.**

$$VP = \theta 600 - \theta 300 = 90 - 75 = 15 cp$$

**Esfuerzo cedente.**

$$YP = \theta 300 - VP = 75 - 15 = 60 \frac{lb}{100ft^2}$$

**Viscosidad de embudo de Marsh= 68 s/ qt galón**

**Índices de potencia y consistencia**

$$n = 3,32 \log \left( \frac{\sigma_{600}}{\sigma_{300}} \right) = 3,32 \log \frac{90}{75} = 0,26$$

$$K = \frac{5,11 \times \sigma_{600}}{1022^n} = \frac{5,11 \times 90}{1022^{0,26}} = 75,8 \frac{dina \text{ seg}}{cm^2}$$

$$K = 75,8 \frac{dina \text{ seg}}{cm^2} \times \frac{2,25 \times 10^{-6} lbf}{1 dina} \times \frac{1 cm^2}{1,08 \times 10^{-3} ft^2}$$

$$K = 0,15 \frac{lbf \text{ seg}}{ft^2}$$

**Capacidad de suspensión.** Durante la prueba se evidencio una buena capacidad de suspensión de sólidos, no se observó una separación de las partículas lo que infiere que se reducirán las posibilidades de problemas de taponamiento en las tuberías de completamiento o producción.

## **Lechada 2**

La lechada 2 presento un comportamiento de floculación de los sólidos, muchos de ellos adhiriéndose a las paredes del recipiente y asentándose en el fondo del mismo, razón por la cual el fluido se comportó como un fluido newtoniano durante las pruebas reológicas. La causa de este comportamiento se debe a la incorporación de tamaños de recortes de mayor tamaño. Se decidió descartar esta lechada para una operación de recortes.

En la tabla 7 se comparan las propiedades obtenidas para la lechada 1 con el rango de valores de las propiedades de diferentes experiencias a nivel mundial de la técnica de reinyección de recortes. Se observa que la lechada está dentro del rango de un fluido de inyección de recortes.

**Tabla 7.** Comparación de reología obtenida con rangos aceptados

<b>Propiedad</b>	<b>Lechada 1</b>	<b>Rango de operación</b>
Densidad (lb/gal)	10.85	10.5-12.5
Gravedad especifica	1.3	1.25-1.5
Viscosidad aparente (cp)	45	40-170
Viscosidad plástica (cp)	15	15-56
Esfuerzo cedente YP(lb/100ft <sup>2</sup> )	60	50-120
Viscosidad funnel (s/qt galon)	68	60-90
Índice de ley de potencia, n	0.26	0.25-0.36
Índice de consistencia, k (lbf-s/ft <sup>2</sup> )	0.15	0.09-0.6
Tamaño de partícula, Micrones	Menores a 250	Menores a 350
Contenido de sólidos, %w/w	20	10-30

### 3. CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO.

Durante los procesos de reinyección de recortes, un diseño adecuado del pozo receptor facilita dichas operaciones, obteniendo una operación exitosa. Para lograr dicho éxito el adecuado diseño de la tubería de revestimiento es fundamental; el diseño de la tubería de revestimiento cuenta de dos pasos principales<sup>23</sup>:

1. La primera etapa se lleva a cabo durante el diseño preliminar del pozo e involucra la selección del diseño mecánico del pozo y la determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
2. La segunda etapa se lleva a cabo durante el diseño detallado del pozo e incluye la determinación de las cargas a las cuales estará expuesta la tubería de revestimiento durante la vida del pozo y la selección de tuberías, con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar las cargas predichas.

#### 3.1 DISEÑO PRELIMINAR.

Para poder seleccionar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento, se deben tener el cálculo de los gradientes de poro y fractura de la formación, ya que estos son un parámetro muy importante en el diseño muy importante, además se debe tener en cuenta toda la información relacionada con la formación a la hora de hacer estos cálculos.

**3.1.1 Presión hidrostática.** La presión hidrostática está definida como, la presión ejercida de la columna estática del fluido por cualquier profundidad vertical dada, esta presión está relacionada con la combinación entre la densidad del fluido y la altura vertical del fluido.

---

<sup>23</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.





dicha matriz, se puede utilizar para calcular la densidad total mediante las siguientes ecuaciones:

1. Rocas consolidadas:

$$\rho_b = 3,28 - \Delta T \dots \dots \dots \text{Ecuación 11}$$

2. Rocas poco consolidadas:

$$\rho_b = 2,71 - 2,11 * \frac{\Delta T - 47}{\Delta T + 200} \dots \dots \dots \text{Ecuación 12}$$

Dónde:

$\rho_b$  = Densidad total de la roca en ( $\frac{g}{cm^3}$ .)

$\Delta T$  = Tiempo de transición en la formación en ( $\frac{\mu seg}{ft}$ .)

**3.1.3 Presión de formación.** La presión de formación o presión de poro, está definida como la presión generada por los fluidos presentes en el espacio poroso de una roca o sedimento. Esta presión de formación se refiere a la presión hidrostática ejercida por el fluido presente en el medio poroso y depende de la profundidad vertical y densidad del fluido de formación, las presiones de formación que se pueden encontrar en un pozo son normales, anormales o altas y subnormales o bajas. Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su fase de planeación. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir tuberías de revestimiento adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos de presionados por su explotación, mientras que los pozos con presencia de presiones anormales requieren de una evaluación detallada que permita minimizar el riesgo y garantizar la seguridad en la operación. La presión de formación normal, es igual a la presión hidrostática normal de la región y varía dependiendo del tipo de fluido de formación<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> JAVIER MARTINES. Consideraciones técnicas para el diseño y selección de tubería.

El gradiente normal de formación depende de la región donde se encuentre, por ende el análisis de presiones para una región en general, requiere de conocimientos sobre la densidad normal de los fluidos y la presión del fluido resultante, esto se puede calcular mediante el análisis de laboratorio de las muestras o por medición directa de la presión. Entre los métodos directos de medición se pueden mencionar: Repeat Formation Tester y Drill Stem Test. Adicionalmente se pueden utilizar métodos indirectos de medición como son: presiones de cierre por arremetidas y presencia de gases de conexión.

**3.1.4 Presión de fractura.** Todos los materiales presentes en el universo tienen una resistencia finita incluyendo las rocas, por ende la presión de fractura es aquella presión que la roca puede soportar antes que se fracture, la resistencia que opone cierta formación a fracturarse, depende de la solides o cohesión de la roca y los esfuerzos a la cual esta se someta. Al aumentar la profundidad aumenta consigo los esfuerzos de compresión debido a la sobrecarga de las capas suprayacentes, dicho esto se puede afirmar que por lo general las fracturas a profundidades someras serán horizontales y a profundidades mayores son verticales.

Algunos factores que afectan la presión de fractura son:

- Características de la roca
- Propiedades reológicas del lodo utilizado
- Zonas poco consolidadas
- Condiciones del hueco
- Relaciones entre la geometría del pozo y la orientación de la formación

Si ocurre la fractura en el pozo se genera una situación de riesgo, debido a que en la zona donde ocurre la fractura generara una pérdida de lodo, dependiendo del tipo de lodo y el volumen de perdida; generara no solo un incrementos de costos, sino que podría perderse mucho volumen de lodo, disminuyendo la columna de lodo y

por ende la presión hidrostática del mismo, lo cual podría generar una situación de bajo balance en alguna zona del pozo generando un posible reventón.

Existen dos formas directas de calcular la presión de fractura, ya que es parte fundamental a la hora de planear la perforación de un pozo.

1. La primera es un método de poca exactitud, si ocurre una zona de pérdida de lodo hacia la formación, puede ocurrir si se perforó una formación cavernosa o se fracturó la formación. Conociendo la profundidad de la formación y la presión de circulación que crea equilibrio en el pozo en el momento de la fractura, es posible calcular la presión de fractura.
2. Pruebas de fuga: Son pruebas realizadas al inicio de cada sección de hueco con la finalidad de determinar la presión de fractura en ese punto.

**3.1.4.1 Calculo del gradiente de fractura.** Para el cálculo del gradiente de fractura donde no se conoce mucha información de pozos vecinos o la información es inexistente, existen muchos métodos para poder estimar dicho gradiente.

- **Método de Hubert & Willis:** El cálculo del gradiente de fractura es calculado basado cuando la presión del fluido de perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. Se asume que el plano de la fractura es ortogonal al mínimo esfuerzo principal. El gradiente de fractura puede ser calculado, en función del gradiente de sobrecarga, relación de poisson y presión de formación, como está a continuación.

$$GF = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \left( \frac{\sigma_v - P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \dots \dots \dots \text{Ecuación 13}$$

Dónde:

$GF$  = Gradiente de fractura en  $\left( \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right)$

$\nu$  = Relación de poisson.

$\sigma_v$  = Presión de formación en (psi)

$P_f$  = Presión de formación en (psi)

D = Profundidad en (ft)

- **Método de Matthews & Kelly:** El cálculo del gradiente de fractura por este método está basado en la generación de curvas empíricas de  $K_i$  para cada región. Este método incluye una variable para el coeficiente del esfuerzo efectivo:

$$GF = k_i \sigma_v + P_f \dots \dots \dots \text{Ecuación 14}$$

Dónde:

$GF$  = Gradiente de fractura en  $\left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right)$

$k_i = \frac{\sigma_h}{\sigma_v}$  Es el coeficiente de esfuerzo efectivo

$\sigma_v$  = Presión de formación en (psi)

$P_f$  = Presión de formación en (psi)

- **Método de Eaton:** Este método consiste en la deformación a la cual es sometida la roca elástica, además se requiere el uso de curvas regionales de poisson establecidas, por lo cual tiene la mismas restricciones del método de Matthews & Kelly, estada dado matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$GF = \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) \sigma_v + P_f \dots \dots \dots \text{Ecuación 15}$$

Dónde:

$GF$  = Gradiente de fractura en  $\left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right)$

$\nu$  = Relación de poisson.

$\sigma_v$  = Presión de formación en (psi)

$P_f$  = Presión de formación en (psi)

Existen otros métodos para el cálculo del gradiente de fractura, aunque su uso no es muy habitual entre ellos:

- Anderson et al.
- Pilkington.
- Cesaroni et al.
- Breckles & Van Eekelen.
- Daines.
- Bryant.

**3.1.5 Formaciones anormales del pozo.** En algunas ocasiones durante la perforación de un pozo se pueden presentar zonas que en las cuales las características no se ajusten a la tendencia de presión estimada. Observándose en algunas ocasiones que la presión de la formación es menor generando presiones subnormales o por el caso contrario donde la presión de la formación es mayor, dando como resultado presiones anormales o sobrepresionadas.

**3.1.5.1 Formaciones subnormales.** Las formaciones subnormales son pocas veces encontradas, aunque no por esto se les debe tomar a la ligera, debido a que causan pérdida de control hidrostática y algunos otros inconvenientes en los que se pueden encontrar:

- Pega diferencial.
- Perdida de circulación.
- Fracturamiento a la formación.
- Perdida de la presión hidrostática.
- Invasión del lodo.
- Daño a la formación.
- Reventón subterráneo.

Las causas de presencia de estas zonas tienen que ver principalmente con la reducción de la presión de confinamiento o volumen del fluido, la causa de esto

pueden ser el agotamiento de los acuíferos o yacimientos hidrocarburos a medida que se ha producido. Otro factor puede ser la eliminación de la presión de sobrecarga, puede conducir a una expansión del espacio poroso en las arcillas más elásticas.

**3.1.5.2 Formaciones sobrepresionadas.** La sobrepresión es cualquier presión de formación que supera la presión hidrostática que supera la presión hidrostática ejercida por el agua de formación que se encuentre en esa región. La mayoría de los mecanismos de sobrepresión tienen en común, que la zona contiene o ha conservado un volumen anormal de agua de formación, lo cual causa desequilibrio. Esto sugiere, que cualquiera sea el mecanismo que conduce a un volumen de fluido de poro excesivo, la sobrepresión se origina cuando los fluidos retenidos no pueden escapar a una tasa a la cual se mantendrá el equilibrio de presión con una columna de agua que se extiende hasta la superficie. En la generación de sistemas sobrepresionados, existen tres aspectos importantes a considerar<sup>25</sup>:

1. Permeabilidad.
2. Tiempo.
3. Tipo de fluido.

- **Permeabilidad:** Esto ocurre si hay comunicación entre la formación, además que los fluidos fluyen de zonas de una mayor presión a una zona de menor presión. La permeabilidad me permite calcular la cantidad de fluido que fluye por unidad de tiempo, dependiendo del grado de permeabilidad presentes en la formación puede calcular la facilidad con lo cual los fluidos de la roca pueden escapar. En formaciones donde la litología tiene baja permeabilidad, por lo general produce sobrepresión por la retención de los fluidos, la sobrepresión resultante por la retención de los fluidos en rocas permeables

---

<sup>25</sup> JAVIER MARTINES. Consideraciones técnicas para el diseño y selección de tubería.

del tipo productivo, está determinado por la ausencia de permeabilidad en las rocas suprayacentes y circundantes.

- **Tiempo:** Todos los sistemas en desequilibrio, como la sobrepresión tienden a equilibrarse con el paso del tiempo, en la formación los fluidos tienden a organizarse y distribuirse, si existe un gradiente de presión y pasando un tiempo geológico, de esta manera el grado de sobrepresión disminuirá a medida que los fluidos y la presión se organicen hacia las zonas aledañas.
- **Tipo de fluido:** El gradiente de presión depende de la densidad del agua de formación o de su salinidad, aunque diferentes zonas individuales pueden tener diferente salinidad, generando diferentes gradientes de presión.

**Causas de la sobrepresión.** Algunos mecanismos que pueden causar sobrepresión y se clasifican en las siguientes categorías.

- **Efectos de sobrecarga:** La sobrepresión causada por este efecto, es debido a la compactación que se genera por la acumulación de los sedimentos y el aumento del espesor vertical de estos mismos. A medida que la carga aumenta también aumenta la sobrepresión, esto genera que los fluidos de poro presente en la roca sean expulsados a medida que el volumen se reduce.
- **Esfuerzos tectónicos:** Esta sobrepresión es causada por la actividad de las placas tectónicas, las cuales generan esfuerzos los cuales pueden conducir a la reducción del volumen de poro debido a las compresiones horizontales, otras actividades tectónicas que pueden causar sobrepresión son los plegamientos, debido a las fuerzas de levantamiento generan una modificación y redistribución de los fluidos y las presiones.

- **Aumento del volumen de fluido:** Al aumentar los volúmenes del fluido dentro de una roca confinada, también aumentara la presión dentro de esta generando una sobrepresión.
- **Ósmosis:** Un proceso de ósmosis ocurre cuando hay una diferencia de presiones a través de una membrana semipermeable. Para que haya sobrepresión por osmosis debe haber movimiento de agua de dos formaciones diferentes que contengan diferente salinidad y por ende diferente densidad, a través de un estrato semipermeable que por lo general son lutitas o arcillas, el agua de formación se moverá desde una que tenga menor salinidad a una que tenga mayor salinidad. Este proceso seguirá hasta que la salinidad de las dos se igualen o llegue el momento en que la presión impida dicho movimiento, la presión en estos procesos de osmosis tiende a disminuir en las formaciones con menor salinidad y aumentar en las de mayor salinidad.
- **Causas hidrostáticas:** Las causa de sobrepresión por este fenómeno se puede generar por dos casos, el primero caso se da cuando un yacimiento que es reservorio tiene una elevada captación de agua, en comparación con la elevación topográfica donde se penetra la formación y sobre ella se encuentre un sello, sobrepresionando la formación por la columna de agua que se extiende. Otro caso donde ocurre sobrepresión por causas hidrostáticas, es el caso ocurre donde el crudo tiene una densidad menor a la del agua de formación, y por lo tanto generará un gradiente de presión menor de hidrocarburos que el gradiente de presión normal del agua de formación.

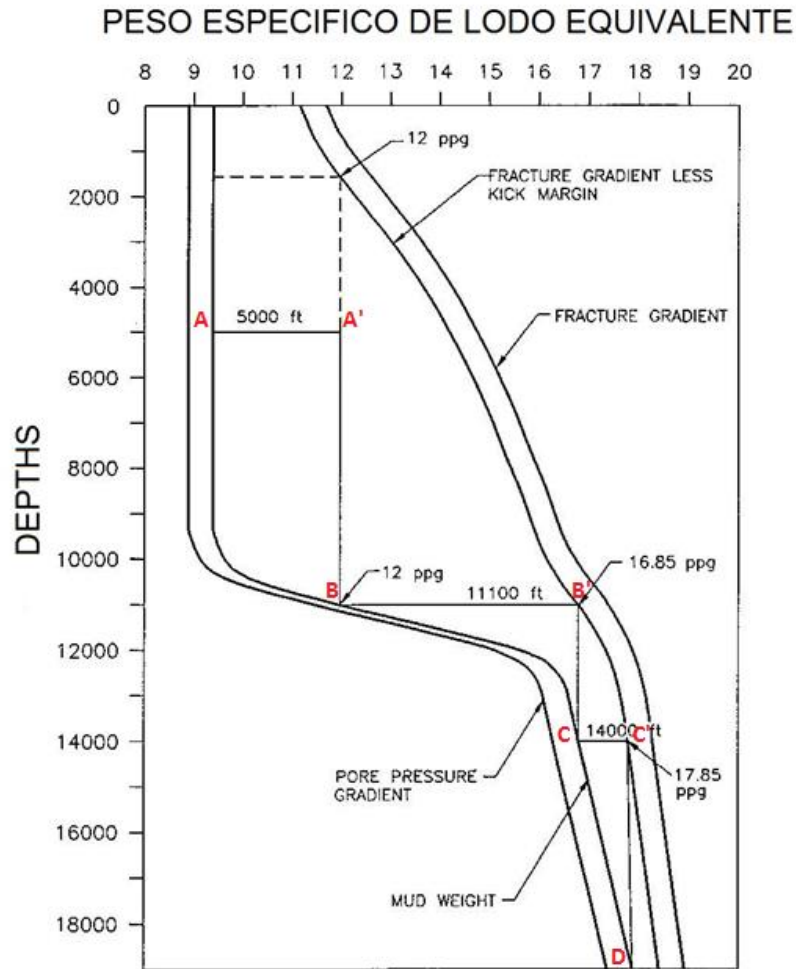
**3.1.6 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.** La selección inicial de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, está basada en la estimación de los gradientes de presión poro, gradientes de fractura, experiencia de campo y requerimientos para cumplir con el objetivo planeado. El estimado inicial de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, se puede establecer gráficamente, representado los valores de los gradientes de presión de poro y fractura, expresados en densidad equivalente contra profundidad, como se describe a continuación:

- Se busca trazar una curva del gradiente principal de presión de poro junto con la columna litología de la formación, se debe indicar si un intervalo puede representar problemas operacionales, como lo son: las pegas diferenciales, zonas cavernosas o zonas con mucha abrasión y zonas de alta presión. Trazar la curva de peso del lodo, esta debe incluir un margen de viaje alrededor de 200 a 400 psi.<sup>26</sup>
- Después se debe trazar la curva de gradiente de fractura como se ha dicho antes, y la curva de lodo máximo, la cual debe quedar en paralelo de la curva de gradiente de fractura, con una reducción de 0.3 hasta 0.5 lpg para influjos y ECD durante la cementación.
- Graficar pesos de lodos desviados y LOT's (Leak Off Test) para proveer una revisión de las predicciones de presión de poro o destacar la necesidad de mayor investigación.

---

<sup>26</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

**Figura 25.** Selección de profundidades de asentamiento.



**Fuente.** Abaunza, 5.1 Diseño de casing. Clases completamiento

Como se observa en la figura, la primera sección a asentarse después de la instalación del tubo conductor es el revestimiento de superficie (A). Esta tubería se asienta después de los 5000 pies, aun si en los cálculos se obtenga una profundidad menor, esto es hecho con el fin de proteger fuentes de aguas frescas durante la perforación, después de esto se encuentra el peso del lodo a esa profundidad (A'), para después calcular la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia (B), a esa misma profundidad lee el peso de lodo (B') con el cual se realizarán los cálculos para hallar la profundidad de asentamiento del liner (C), luego se realiza el

mismo proceso para hallar el peso del lodo a dicha profundidad (C'), para después calcular la profundidad de asentamiento de la tubería de producción.

Aunque se deben tener en cuenta algunos factores que pueden influenciar en la profundidad de asentamiento como lo son:

- Zonas que contengan gas a baja profundidad.
- Zonas de pérdida y alta presión.
- Zonas de aguas frescas.
- Depende de las zonas litológicas, ya que los zapatos del revestimiento deben estar asentada en zonas competentes e impermeables.
- Estabilidad de la formación, la cual puede presentar problemas debido a la exposición de lodo,
- La direccionalidad del pozo.

### **3.2 DISEÑO DETALLADO.**

La etapa de diseño detallado, es aquella en la cual se determinan las cargas a las que estará expuesta cada sarta de tubería de revestimiento durante la vida del pozo y llevar a cabo la selección de tuberías con propiedades mecánicas y físicas que puedan soportar las cargas pronosticadas<sup>27</sup>. El proceso de diseño para cada sarta de tubería de revestimiento, se presenta continuación:

**3.2.1 Diseñar los tipos de cargas.** Este diseño se debe hacer con anticipación con el fin de poder hacer un estimado de las cargas totales a la cual la tubería estará expuesta, debe ser calculado en el orden de su ocurrencia.

En algunas ocasiones cada tubería de revestimiento soportara la misma carga, como lo es el caso de las cargas durante la producción, la cual no se necesita ser consideradas en una tubería intermedia.

---

<sup>27</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

1. Las cargas durante la instalación incluyen:
  - Cementación convencional.
  - Golpes de tapón.
  - Corrida de la tubería de revestimiento.
2. Las cargas durante la perforación incluyen:
  - Peso máximo del lodo.
  - Pruebas de presión después del fragüe del cemento.
  - Perdidas de circulación.
  - Control de pozos.

**3.2.2 Factor de seguridad en el diseño.** Debido al uso de las tuberías, estas presentan un desgaste causado por el mismo trabajo o por estar en ambientes corrosivos, para poder calcular la vida útil de dichas tuberías es necesario tener un factor de seguridad, el cual tendrá un margen en el que se presentaran cargas superiores a las esperadas.

Los factores que se usan en la industria normalmente son:

- Colapso: 0,85 – 1,125
- Estallido: 1 – 1,1
- Tensión: 1,6 – 1,8
- Biaxial: 1,25

El factor de seguridad es la relación entre la resistencia que tiene el cuerpo a ser deformado y la magnitud de la presión a la cual es aplicado, el cual viene dado por la fórmula:

$$FS = \frac{\text{Resistencia de la TR al colapso}}{\text{Presion de colapso}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 16}$$

**3.2.3 Diseño para el colapso.** El colapso de cargas en tuberías de revestimiento se da, cuando la presión externa es mayor que la presión interna, el colapso de cargas estará en la profundidad del zapato, la presión de colapso es originada por

la columna de lodos usados para perforar el hueco, actuando sobre la parte exterior de la tubería, la expresión matemática es:

$$P_c = 0,052 \times \rho_l \times Prof \dots \dots \dots \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

$P_c$  = Presión de colapso en (psi).

$\rho_l$  = Densidad del lodo en (lpg).

$Prof$  = profundidad en (ft).

Según las operaciones donde puede ocurrir colapso por carga son:

- **Colapso durante la instalación:** La peor situación de colapso de cargas durante la instalación ocurre durante la cementación, con la columna de cemento en el exterior de la tubería de revestimiento.
- **Colapso durante la perforación:** La peor situación en la que se puede dar un colapso por cargas ocurre durante la perforación, si durante la perforación ocurre pérdidas de circulación y se reduce la presión hidrostática interna.
- **Selección de la tubería de revestimiento:** Los colapso de carga se pueden generar durante la instalación y perforación, la peor situación se puede dar por colapso de cargas de tuberías de revestimiento, se da por un mal diseño. Durante el diseño de tuberías se debe seleccionar la tubería que satisfaga el peor de los casos, estas tuberías deben cumplir con el boletín 5C3 del API y son función del diámetro externo (OD), el grosor de la pared y la fuerza de resistencia de la tubería de revestimiento.

Se debe tener en cuentas otras consideraciones para el diseño de colapso, entre las cuales pueden ser el desgaste de la tubería, ya alrededor del 20% del espesor de la pared será consumida durante la perforación, entonces la fuerza de colapso residual de la tubería de revestimiento será del 80% restante.

**3.2.4 Diseño para el estallido.** La carga de estallido en las tuberías de revestimiento ocurre cuando la presión interna es mayor que la presión externa. En el diseño de tuberías de revestimiento para el estallido el criterio principal es basado en la máxima presión de formación resultante de una patada de pozo durante la formación de la siguiente sección del pozo.

La ecuación matemática que representa las cargas de estallido son:

$$P_{estallido} = P_{interna} - P_{externa} \dots \dots \dots Ecuación 18$$

El diseño de estallidos está enfocado en los fluidos internos y externos, y las presiones hidrostáticas que estos ejercen, las operaciones donde puede ocurrir el estallido por carga son:

- **Estallido durante la instalación:** El peor escenario donde pueden ocurrir carga de estallido durante la instalación, son en las operaciones de cementación.
- **Estallido durante la perforación:** El peor escenario donde pueden ocurrir carga de estallido durante la perforación, ocurre en las pruebas de presión (LOT) o durante un evento de control de pozos.
- **Selección de la tubería de revestimiento:** Una vez sea calculada la carga por estallido durante la instalación y perforación, se debe tener cuidado con la selección de la tubería de revestimiento, ya que esta debe seleccionar como en el peor de los casos posibles.

También se debe tener en cuenta el desgaste de la tubería, ya que la evaluación de estallido API debe ser multiplicada por un factor de desgaste de la tubería de revestimiento (CWF), los valores de CWF han sido determinados a partir de los distintos análisis de elementos finitos de distintos tamaños, pesos y grados de tuberías de revestimiento, expuestos a diferentes desgastes. En la siguiente tabla

se pueden ver los diferentes CWF para diferentes porcentajes de desgaste de tubería de revestimiento:

**Tabla 8.** Desgaste de la tubería de revestimiento.

Porcentaje de desgaste de la tubería de revestimiento	CWF
0	0
10	0,9
20	0,8
30	0,7
40	0,6

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

**3.2.5 Diseño por tensión.** Después de haber hechos los cálculos del diseño de estallido y colapso por cargas y haber escogido la tubería de revestimiento, debe ser necesario que dicha tubería satisfaga los requerimientos de diseño por tensión. Las cargas de tensión se dan principalmente durante la instalación, En esta etapa es necesario evaluar las cargas presentadas durante la corrida de revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. Durante esta etapa, se puede asumir que la tubería de revestimiento está sujeta en la superficie, pero libre se puede mover libremente en el zapato. Las cargas a considerar son las siguientes:

- **Peso en el aire:** El peso en el aire está definido como el peso nominal de la tubería multiplicado por su longitud total.

$$W_{aire} = m \times L \dots \dots \dots Ecuación 19$$

Dónde:

$W_{aire}$  = Peso de la tubería en el aire en (psi).

$m$  = Peso nominal de la tubería en (lbs/ft).

$L$  = Longitud de la tubería en (ft).

- **Flotación:** La flotación está definida como la presión hidrostática multiplicada por las áreas seccionales cruzadas de la tubería de revestimiento. Esta fuerza de flotación es calculada cuando el fluido está en la parte interna y externa de la tubería de revestimiento, la flotación es calculada mediante la siguiente expresión matemática:

$$F_{boyanza} = P_e \times (A_o - A_i) \dots \dots \dots \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

$F_{boyanza}$  = Fuerza de boyanza en Lbf.

$P_e$  = Presión hidrostática en el fondo de la tubería de revestimiento en (psi).

$A_o$  = Área del diámetro exterior (in<sup>2</sup>).

$A_i$  = Área del diámetro interior (in<sup>2</sup>).

La siguiente expresión es utilizada cuando hay dos fluidos diferentes en la parte interior y exterior de la tubería de revestimiento.

$$F_{boyanza} = P_e \times A_o - P_i \times A_i \dots \dots \dots \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

$F_{boyanza}$  = Fuerza de boyanza en Lbf.

$P_e$  = Presión hidrostática externa en el fondo de la tubería en (psi).

$P_i$  = Presión hidrostática interna en el fondo de la tubería en (psi).

$A_o$  = Área del diámetro exterior (in<sup>2</sup>).

$A_i$  = Área del diámetro interior (in<sup>2</sup>).

- **Flexión:** La fuerza de flexión ocurre cuando la tubería de revestimiento es forzada por zonas que presentan curvaturas, la fuerza de flexión se puede definir como una carga de tensión que ocurre en la parte externa de la tubería de revestimiento, y una carga de compresión que ocurre en la parte interna de la tubería de revestimiento. La fuerza de flexión está definida por la siguiente formula:

$$F_{flexión} = 64 \times DLS \times OD \times m \dots \dots \dots \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

$F_{flexión}$  = Fuerza de flexión en (psi).

$DLS$  = Grado de desviación por cada 100 ft en (°/100 ft).

$OD$  = Diámetro externo de la tubería de revestimiento (in).

$m$  = Peso nominal de la tubería en (Lbs/ft).

- **Arrastre:** El cálculo del arrastre es muy complejo, el cual solo puede ser calculado con la ayuda de la simulación por computadora, está definido que el arrastre es el resultado entre la resistencia al movimiento y el hueco de la tubería, este caso solo ocurre en pozos desviados y huecos apretados.
- **Choque:** La carga por choque es el resultado del movimiento de la tubería de revestimiento mientras está siendo corrida dentro del hueco. La expresión matemática para el cálculo:

$$F_{choque} = 1780 \times V \times A_a \dots \dots \dots \text{Ecuación 23}$$

Dónde:

$V$  = Velocidad instantánea en (ft/sec).

$A_a = A_o - A_i$  Área interna en (in<sup>2</sup>).

La velocidad instantánea usada en este caso, debe tenerse precaución ya que esta no debe ser excedida durante las operaciones de perforación.

- **Pandeo:** El pandeo no significa que la tubería haya fallado, pero si el pandeamiento se desarrolla en forma helicoidal, puede incrementar el deterioro de la tubería y restringir la longitud de desviación, los pozos con profundidades mayores a 10000 pies, los diseños de tubería deben ser



Para poder calcular la resistencia al colapso bajo cargas biaxiales, se deben tener en cuenta la siguiente serie de pasos:

1. Determinar el esfuerzo axial, el cual esta soportado en la sección de la tubería de evaluación.
2. Determinar la resistencia a la cedencia en presencia de un esfuerzo axial.
3. Determinar la relación diámetro espesor (D/t), para la tubería de revestimiento seleccionada a evaluar.
4. Calcular los valores A, B, C y G, para de poder determinar el rango aplicable de (D/t).
5. Determinar el módulo de falla por colapso a aplicar, y la ecuación a utilizar para el cálculo de la resistencia reducida al colapso.

Dónde:

$$A = 2,8762 + 0,10679x10^{-6}YP + 0,21301x10^{-10}YP^2 + 0,53132x10^{-16}YP^3 \dots \text{Ecuación 26}$$

$$B = 0,026233 + 0,50609x10^{-6}YP \dots \dots \dots \text{Ecuación 27}$$

$$C = -465,93 + 0,030867YP - 0,10483x10^{-7}YP^2 + 0,36989x10^{-13}YP^3 \dots \dots \text{Ecuación 28}$$

$$F = \frac{46,95x10^6 \left( \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^3}{YP \left( \frac{3B/A}{2 + B/A} - \frac{B}{A} \right) \left( 1 - \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^2} \dots \dots \dots \text{Ecuación 29}$$

$$G = \frac{FxB}{A} \dots \dots \dots \text{Ecuación 30}$$

**Tabla 9.** Ecuaciones para el cálculo de colapso de acuerdo al módulo de falla.

Modo de falla	Rango (D/t) aplicable
<b>Elástica</b>	
$P_e = \frac{46,95 \times 10^{-6}}{\frac{D}{t} \left(\frac{D}{t} - 1\right)^2}$	$\frac{D}{t} \geq \frac{2 + B/A}{3B/A}$
<b>Transición</b>	
$P_t = \left(\frac{F}{D/t} - G\right) YP$	$\frac{YP(A-F)}{C + YP(B-G)} \leq \frac{D}{t} \leq \frac{2 + B/A}{3B/A}$
<b>Plástica</b>	
$P_p = YP \left(\frac{A}{D/t} - B\right) - C$	$\frac{[(A-2)^2 + 8(B + C/YP)]^{1/2} + (A-2)}{2(B + C/YP)} \leq \frac{D}{t}$ $\leq \frac{YP(A-F)}{C + YP(B-G)}$
<b>Yield</b>	
$P_y = 2YP \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2}$	$\frac{D}{t} \leq \left[ \frac{(A-2)^2 + 8(B + C/YP)^{1/2} + (A-2)}{2(B + C/YP)} \right]$

Fuente: RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1.

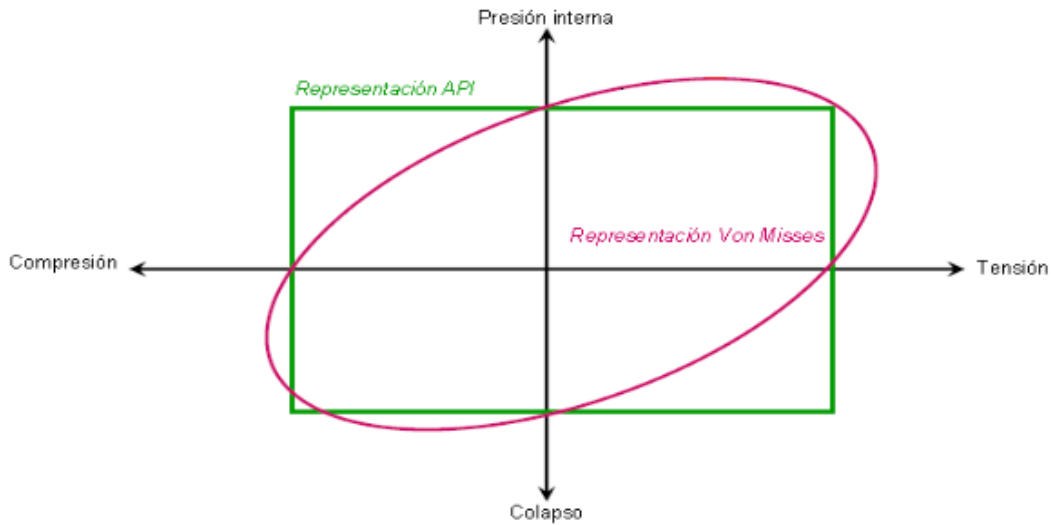
**3.2.7 Diseño por cargas triaxial.** En la mayoría de los cálculos de cargas de colapso estallido y tensión, se asume que la mayoría de los esfuerzos se encuentran en una sola dirección simple o uniaxial. En las prácticas operacionales se encuentra que dicha suposición es incorrecta, debido a que la tubería de revestimiento está expuesta a los siguientes esfuerzos principales:

- Axial ( $\sigma_a$ ).
- Radial ( $\sigma_r$ ).
- Cortante ( $\sigma_t$ ).

La teoría que me permite calcular las cargas triaxiales, es la teoría de Von Mises, esta teoría trata de definir el esfuerzo equivalente de Von Mises ( $\sigma_{vme}$ ) y relacionar

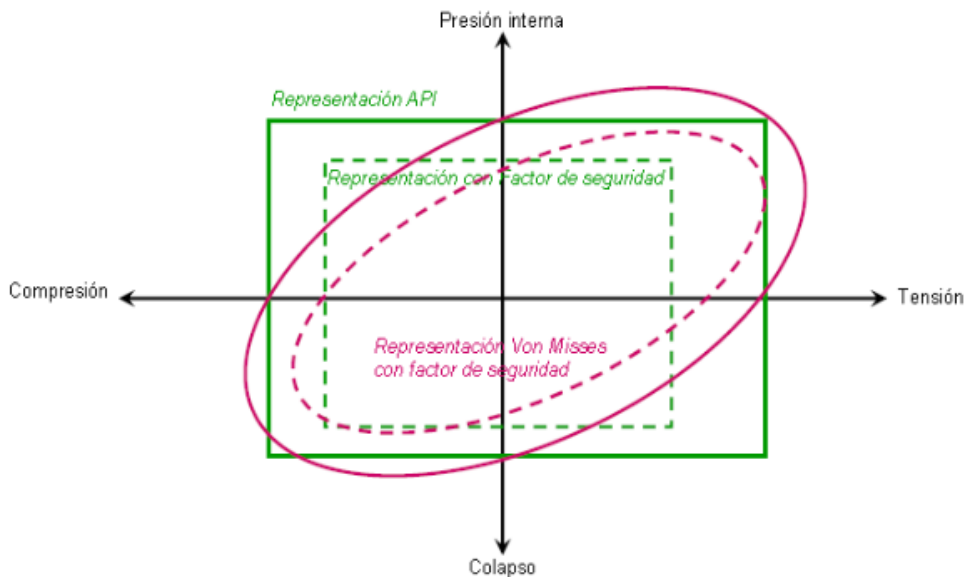
este esfuerzo al mínimo especificado de resistencia de esfuerzo ( $\sigma_y$ ), para la tubería de revestimiento seleccionada. Ver las siguientes figuras.

**Figura 26.** Representación gráfica del cuerpo del tubo.



**Fuente.** Diseño de tubería de revestimiento. Temaris Tamsa.

**Figura 27.** Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad.



**Fuente.** Diseño de tubería de revestimiento. Temaris Tamsa.

Debido a su complejidad, el diseño triaxial es calculado mediante un software especializado en diseño de tuberías de revestimiento, las tuberías de revestimiento deben tener diseño triaxial siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Presión de poro esperada  $> 12.000$  psi.
- Temperatura  $> 250$  °F.
- Presencia de H<sub>2</sub>S
- $OD/t < 15$

## **4. CONSIDERACIONES EN LA SELECCIÓN DE LA BOMBA DE INYECCIÓN**

Las bombas son dispositivos que transforman la energía mecánica en energía hidráulica, por medio del cual puede transportar un fluido de un lugar a otro. Una vez realizado el diseño del pozo es de suma importancia hacer una selección adecuada de las bombas de inyección, esta selección debe representar la opción más segura y económicamente viable. Para poder lograr esto se tienen que tener en cuenta las siguientes condiciones operacionales:

- Presión de operación
- Tasa de bombeo
- Metalúrgica
- Presión de fractura de la formación.
- Reología de la lechada a inyectar.
- Longitud y diámetro de la tubería de revestimiento a inyectar.
- Velocidad de inyección.
- Perdidas de presión en la tubería.
- Potencia requerida por la bomba.
- Grado de la tubería utilizada.

### **4.1 TIPOS DE BOMBAS**

En la industria existen muchas clases y tipos de bombas, cada una diseñada para un trabajo en específico, pero existen principalmente dos tipos de bombas muy utilizadas en la industria:

- **Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo:** Estas bombas desplazan el líquido mediante la creación de un desequilibrio de presiones dentro de un entorno cerrado. Este desequilibrio hace que el líquido se mueva de un lugar de mayor presión a uno de menor presión, en un intento de equilibrar la presión. El desplazamiento positivo consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara.
- **Bombas dinámicas o de energía cinética:** El funcionamiento de estas bombas consiste en entregar un volumen o caudal del fluido variable, esto ocurre por las diferentes velocidades de rotación, ya que el movimiento es generado por un rodete que está acoplado a un motor.

En todos los tipos de bombas que trabajen líquidos, deben tomarse las medidas necesarias para evitar la cavitación, el cual es un vacío que genera graves daños en las bombas y reduce el flujo. Las bombas utilizadas en gases y vapores son llamados compresores.

#### **4.1.1 Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo**

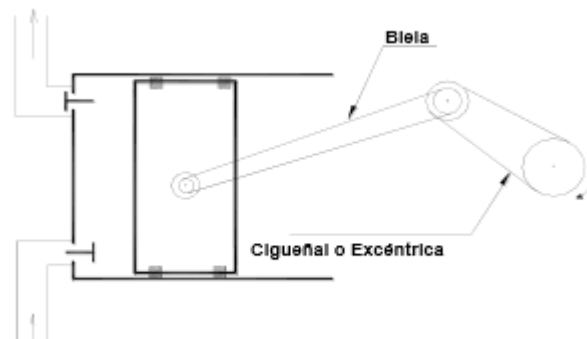
El principio de funcionamiento está basado en la hidrostática, el movimiento del fluido en estas máquinas el movimiento que de los fluidos es discontinuo. Las válvulas que se abren y se cierran continuamente permiten el proceso de carga y descarga. Existen diferentes tipos de bombas de desplazamiento positivo, pero todas suelen constar de una pieza giratoria con una serie de aletas que se mueven en una carcasa muy ajustada.

El líquido queda atrapado entre los espacios de las aletas y pasa a una zona de mayor presión. En todas estas bombas de desplazamiento positivo el líquido se descarga en una serie de pulso, y no de forma continua, se debe tener precaución para que no aparezcan condiciones de resonancias en los ductos de salida que pueden ocasionar un gran daño o en algunas condiciones dañar la instalación.

Como criterio general estas bombas pueden ser usadas para aplicaciones que requieran bajos caudales y altas o muy altas presiones de descarga, y en la mayoría de los casos pueden trabajar satisfactoriamente a bajas velocidades, y son poco sensibles al efecto de la viscosidad de los fluidos. Al trabajar el caudal independiente de la presión de descarga, por el manejo de altas presiones se debe tener a posibilidad de alivio de presiones excesivas, por lo cual suele incorporarse una bomba o en el exterior una válvula de alivio, la cual se activara cuando halla sobrepresión enviándola ya sea al exterior o con la tubería de absorción. Las bombas de desplazamiento positivo se dividen en las siguientes:

- **Bombas reciprocantes:** Estas bombas están constituidas por una o varios pistones o émbolos, los cuales están en movimiento alternativo de vaivén dentro de un cilindro, este movimiento aleatorio es generado por un cigüeñal y una biela, las válvulas de retención permiten el ingreso y el egreso del fluido. Como se muestra en la figura 28.

**Figura 28.** Bombas reciprocantes de simple efecto.



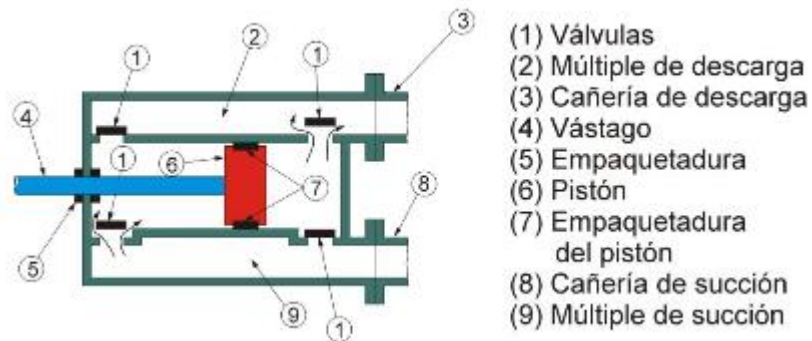
**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas

Las bombas reciprocantes se dividen principalmente en bombas de pistón o embolo y bombas de diafragma.

1. **Bombas de pistón o embolo:** Las bombas de pistón son bombas de desplazamiento positivo en el cual el sello a alta presión esta estático, y un embolo se encarga de mover los fluidos por medio de una cámara cilíndrica lisa, el embolo es movido por medio de vapor asociado, neumático, hidráulico o de accionamiento hidráulico. En la tabla 10. Representa las ventajas y desventajas de este tipo de bomba.

El suministro hidráulico de la bomba es compensado por la presión, garantizando una operación segura hasta grandes ciclos de alta presión, gracias a la compensación por presión automática permite que esta bomba sea utilizada para operaciones de transferencia con un bajo costo en el mantenimiento, en largos tramos de tuberías donde el diámetro es pequeño, que por lo general ocurren grandes pérdidas de presión, esta bomba puede ser ajustada para determinada una presión la cual no se excederá si ocurren obstrucciones, debido a las característica de fricción de estas bombas. En la figura 29 se observa una bomba tipo pistón.

**Figura 29.** Bombas reciprocantes tipo pistón.



**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

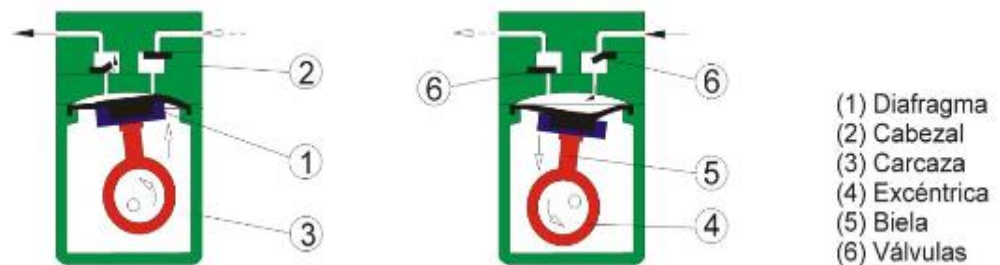
**Tabla 10.** Ventajas y desventajas, bombas reciprocantes tipo pistón.

Ventajas	Desventajas
Presión de descarga de 300 a 15000 psi.	El flujo presenta comportamiento pulsante.
La velocidad del embolo no excede los 5 ft/s y el motor no excede 550 a 600 rpm.	Requiere una válvula de alivio o de seguridad a la salida de la bomba
Presenta alta eficiencia volumétrica, suele ser de 85 a 94%, disminuida por Fugas por retraso de cierre en las válvulas o fugas por falla en los sellos.	La bomba de acción directa tiene baja eficiencia térmica cuando se impulsa con vapor de agua (100 lb/hr por caballo hidráulico).

**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

**2. Bombas de diafragma:** Estas bombas son diferentes de la tipo pistón o embolo, debido al espacio variable o cámara de compresión de volumen variable, se logra debido a la deformación de un diafragma, en lugar de movimiento de vaivén del pistón. Esta solución no permite llegar a presiones muy altas de descarga como las de tipo pistón o embolo; este tipo de bomba también tiene como punto débil el diafragma, la cual está sometida a constantes flexiones, aunque su principal característica es la ausencia total de fugas en la bomba. En la figura 30 se muestra una bomba reciprocantes tipo diafragma.

**Figura 30.** Bombas reciprocantes tipo diafragma.



**Fuente.** Latham internacional, bomba de diafragma.

En la siguiente tabla 11. Se pueden ver las ventajas y desventajas de este sistema:

**Tabla 11.** Ventajas y desventajas, bombas reciprocantes tipo diafragma.

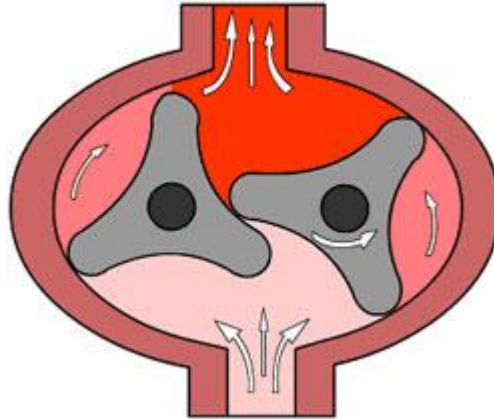
Ventajas	Desventajas
Puede variar tanto la presión como la capacidad dentro de sus rangos de aplicación.	No son aptas para bombear caudales mayores a 300 GPM
No tiene sellos dinámicos o empaques.	No son fabricadas para operar con presiones de aire mayores a 125 psi.
La potencia es proporcional a la tasa de bombeo.	Se puede formar hielo en los motores de aire.
No consume aire cuando trabaja sin carga.	Los fluidos abrasivos o calientes pueden dañar los diafragmas.

**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

- Rotatorias:** Para evitar el movimiento de aceleración y desaceleración de las maquinas reciprocantes, y para lograr un movimiento más suave y sin tanto ruido y vibraciones; se implementaron órganos impulsores rotatorios en bombas de desplazamiento positivo. En estas, uno o varios rotores son los encargados de capturar el fluido entre ellos o entre la carcasa de la máquina y estos lo entregan a una cañería de impulsión, el fluido que se encuentra en la cañería de impulsión se encuentra a una mayor presión que el fluido de descarga, en esto ocurre el consumo energético, además de la perdidas de fricción que son inevitables, y las perdidas hidráulicas y mecánicas.

Debido a las inevitables distancias que hay entre las partes fijas y móviles, estas bombas son adecuadas para el manejo de fluidos con altas viscosidades, por lo cual la pérdida por los intersticios puede ser reducida. Además al haber contacto entre los rotores o el rotor y la carcasa, estas bombas están especialmente adecuadas para el uso de fluidos con características lubricantes, por lo general suelen averiarse si se opera al vacío, sin liquido en su interior. En la figura 31 se muestra una bomba típica rotatoria.

**Figura 31.** Bomba rotatoria.



**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas.

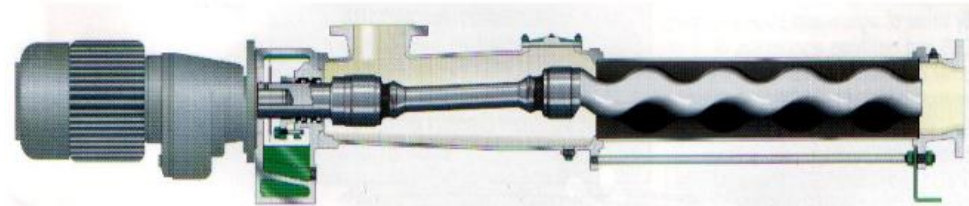
Las bombas de rotatorias se dividen en:

- 1. Bombas de cavidades progresivas:** Estas bombas constan de un motor helicoidal de perfil transversal redondeado, el cual es el encargado de girar en la sección transversal de la carcasa, la cual esta adecuada para poder confinar el fluido y transportar axialmente a medida que este está girando.

Debido a la rotación excéntrica del motor se genera un efecto de vibración, lo cual es desfavorable para el funcionamiento de este tipo de bomba, que por lo general son máquinas desbalanceadas, para evitar esto es necesario no hacer girar el motor a altas velocidades, para evitar el efecto de vibración, es necesario operar la bomba a una velocidad de rotación entre 100 y 300 rpm, aunque el límite superior en algunas ocasiones puede llegar a ser alrededor de 1000 rpm. La vibración a la cual se indujo es de baja frecuencia y alta amplitud, lo cual no hace un ruido excesivo. Esta bombas son de muy utilizadas en fluidos de alta viscosidad o en fluidos que contengan un alto porcentaje de sólidos en

suspensión, las partes de esta bombas están seleccionadas en función del fluido a transportar. En la figura 32 muestra una bomba de cavidades progresivas.

**Figura 32.** Bomba de cavidades progresivas.



**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas.

Las características operacionales están escritas en la tabla 12.

**Tabla 12.** Características operacionales de bombas de cavidades progresivas.

Capacidad y Características	
Presiones de descarga [psi]	1500
Caudal a manejar [GPM]	2400
Manejo de líquidos viscosos [cp]	1000000
Temperatura de fluidos [°C]	218
Tamaño de sólidos [pulgadas]	2,8

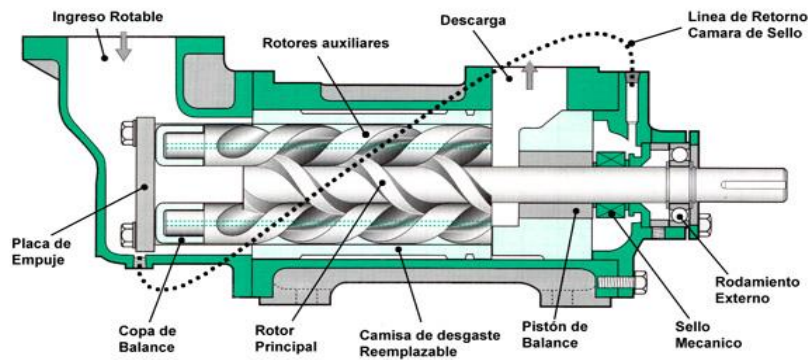
**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

**2. Bombas de tornillo:** Estas bombas al igual que las de cavidades progresivas, confinan el líquido entre los tornillos y la carcasa a medida que este gira, por lo general estas bombas tienen de uno a tres tornillos roscados de acuerdo a la necesidad de la aplicación.

Las bombas de un solo tornillos tienen un rotor en forma de espiral que giran excéntricamente, de este modo confinan el fluido con la carcasa, las

bombas de dos o tres tornillos tienen uno o dos engranajes, en la cual el flujo se establece entre la rosca de los tornillos, y a lo largo del eje de los mismos. Pueden usarse tornillos con rosca opuesta para eliminar el empuje axial de la bomba, las partes de estas bombas están seleccionadas según el tipo de fluido a manejar. En la figura 33 muestra una bomba de doble tornillo.

**Figura 33.** Bomba de triple tornillo.



**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas.

Las características operacionales están escritas en la tabla 13.

**Tabla 13.** Características operacionales de bombas de tornillo.

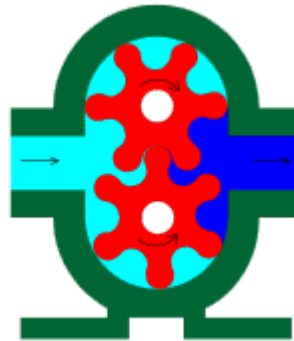
Capacidad y Características	
Manejo de líquidos Viscosos	Muy altas
Manejo de fluidos con presencia de gas	Si
Concentración de solidos	5%
Caudal a manejar [GPM]	1000
Tamaños de partículas [mm]	2,5

**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

3. **Bombas de engranajes:** Estas bombas conducen el fluido en las cavidades limitadas por la carcasa, por medio de los dientes de cada

engranaje y las paredes anterior y posterior. Son adecuadas para fluidos con alta viscosidad y permiten lograr muy altas presiones, en muchas ocasiones para evitar presiones excesivas que sobrecargan la carcasa y el ruido excesivo, permiten que algunos engranajes tengan agujeros de flujo radiales. En la figura 34 muestra una bomba de engranajes.

**Figura 34.** Bomba de engranajes de exteriores rígidos.



**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas.

Las características operacionales están escritas en la tabla 14.

**Tabla 14.** Características operacionales de bombas de engranajes.

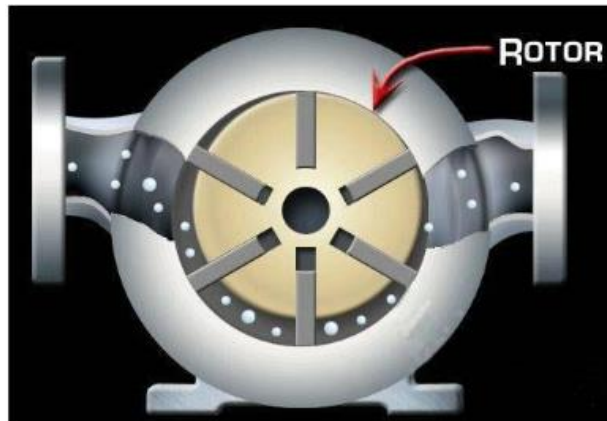
Capacidad y Características	
Caudal a manejar [GPM]	1000
Manejo de líquidos viscosos [cp]	1000000
Temperatura de fluidos [°C]	400

**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

- Bombas de paletas:** Este tipo de bomba se caracteriza por tener un rotor con paletas planas las cuales están radialmente a él. El rotor gira excéntricamente dentro de la carcasa circular, el fluido se desplaza gracias a que queda atrapado entre la zona de entrada entre las dos paletas consecutivas, la cual es conducida a la zona de descarga, que es colineal con la boca de entrada. Las paletas se deslizan apoyadas sobre

la carcasa fija, las cuales las fuerzas centrifugas las oprimen permitiendo el movimiento del fluido, estas bombas son aptas para diferencias de presiones relativamente bajas, a menor número de paletas, se requiere una menor diferencial de presión, el número de paletas puede variar desde un mínimo de dos a un máximo de 10. En la figura 35 se observa una bomba de paletas.

**Figura 35.** Bomba de paletas.



**Fuente.** Manual para fluidos 1. Bombas volumétricas.

Las características operacionales están escritas en la tabla 15.

**Tabla 15.** Características operacionales de bombas de paletas.

Capacidad y Características
Tienen alta capacidad volumétrica
Manejan fluidos con gases y con partículas atrapadas
Maneja fluidos con altas viscosidades

**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

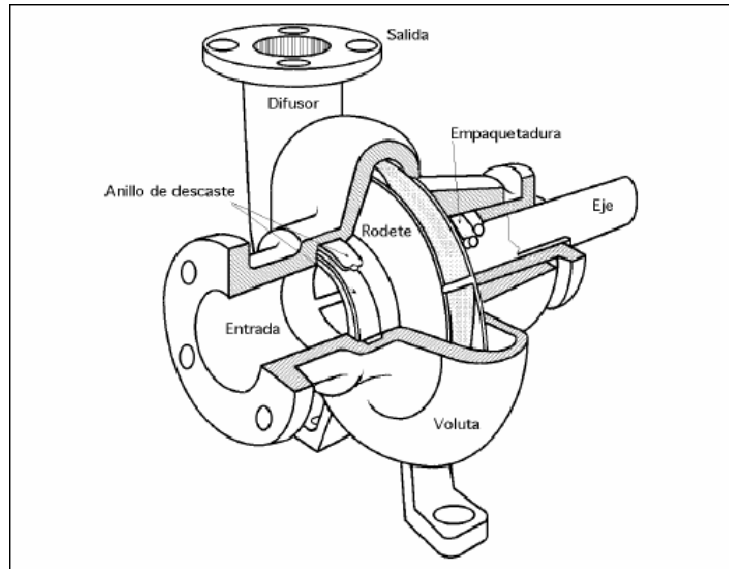
**4.1.2 Bombas dinámicas o de energía cinética.** En este tipo de bomba el fluido es movido por medio de un movimiento de rotación, para transformarla luego en parte de energía y presión. El caudal está a una determinada velocidad de rotación depende de la resistencia a la línea de descarga. El movimiento de rotación que genera el movimiento del fluido es hecho por un impulsor, el cual siempre está

moviendo de forma continua el fluido, por lo general estos tipos de bombas manejan mayores caudales de salida, y son más continuas, pero no manejan fluidos viscosos ni presiones demasiadas altas. Las bombas dinámicas se dividen por lo general en bombas de tipo centrifugas.

- **Bombas centrifugas:** Estas bomba es muy utilizada en la industria petrolera. Las bombas centrifugas tienen un rotor de paletas, el cual está sumergido en líquido y mueve este por medio de la rotación, el líquido es transportado por las paletas hacia los extremos a alta presión. Las paletas proporcionan una velocidad al fluido relativamente alta, parte de la velocidad a la cual sele el fluido puede transformarse en presión, que por lo general ocurre en el difusor. En las bombas de alta presión por lo general suelen acoplarse varios rotores en serie, este tipo diseño tiene como accesorio una paleta guía que cumple con la función de reducir la velocidad del fluido poco a poco.

En las bombas de baja presión, el difusor suele ser un canal que está en forma de espiral, en el cual para reducir la velocidad del fluido la superficie transversal del difusor aumenta de forma gradual. El motor de la bomba por lo general debe estar rodeado de líquido antes de ponerse a trabajar, para lograr esto suele colocarse una válvula retención en el conducto de succión; el cual mantiene el líquido en la bomba aun si este no está en funcionamiento. En la figura 36 se observa una bomba centrifuga.

**Figura 36.** Bombas centrifuga.



**Fuente.** Latham internacional, bomba centrifuga.

En las bombas centrifugas el principal problema es el fenómeno de cavitación por succión, este fenómeno presenta los mayores perjuicios y daños a las bombas centrifugas, La cavitación de succión ocurre cuando la succión de la bomba se encuentra en unas condiciones de baja presión/alto vacío que hace que el líquido se transforme en vapor a la entrada del rodete. Un rodete que ha trabajado bajo condiciones de cavitación de succión presenta grandes cavidades producidas por los trozos de material arrancados por el fenómeno, esto origina el fallo prematuro de la bomba.

Debido a que al lado de la succión ocurren los mayores problemas en las bombas en las bombas centrifugas, para evitar los daños generados por la cavitación es de suma importancia entender y relacionar la capacidad de succión de la bomba, con las características de succión en el sistema en el cual funciona. La altura manométrica de succión también depende de los siguientes factores:

1. Altitud de lugar de instalación de la bomba.
2. Temperatura del líquido.
3. Gravedad específica del líquido.
4. Altura estática de succión.
5. Diámetro, longitud y accesorios de la tubería.

Estos factores intervienen a la hora de determinar la cabeza neta positiva de succión (NPSH), el cual limita las condiciones de la línea de succión, la NPSH por sus siglas en inglés (Net Positive Suction Head) puede ser definida como la presión estática a que debe ser sometido un líquido, para que pueda fluir un líquido a través de la tubería de succión y llegar a ocupar todos los espacios que hay entre los alabes, en el orificio de entrada del impulsor la bomba, la presión en cualquier punto del sistema de bombeo siempre debe ser mayor a la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, para evitar el fenómeno de la cavitación en la tubería de succión o en los alabes del impulsor de la bomba.

El punto más crítico es en la entrada del impulsor que es donde ocurre la presión más baja, por lo tanto es de suma importancia tener la presión de entrada en el impulsor superior a la presión de vapor del fluido en dicho punto para evitar el fenómeno de la cavitación, este fenómeno es un poco más complejo de lo que se ha dicho anteriormente, continuación explicaremos más a fondo dicho fenómeno, ya que es el principal responsable de los daños operacionales en bombas centrifugas; en la entrada del impulsor de la bomba la presión del fluido disminuye debido a la succión, pero la presión de saturación también aumenta permitiendo que el líquido se caliente, dicho esto, un líquido caliente ebulle a una presión más alta que un fluido frío, y si la presión del sistema es menor que la presión de saturación se formaran burbujas, las cuales colisionan con las paletas del impulsor generando

energía las cuales picaduras y vibración de dichas paletas, que terminan por desgastarlas o rompiéndolas.

En la práctica la cavitación se evita garantizando cuando el NPSH requerido por la bomba sea menor que NPSH disponible en el sistema, el NPSH requerido es un parámetro que hace parte de la bomba y el cual es suministrado por el fabricante de la bomba, se puede definir como la succión que produce la bomba para poder manejar el caudal y la cabeza para las cuales fue seleccionada, el NPSH requerido depende del diseño interno de cada bomba y varía mucho de acuerdo a el caudal y velocidad de la bomba, la curvas de NPSH requerido son suministrada por el fabricante, ya estas permiten las condiciones de succión de dicha bomba.

Toda curva característica de una bomba incluye la curva de NPSH requerido en función del caudal, estas curvas de NPSH requerido permite calcular las alturas máximas de succión de la bomba para cada caudal determinado. El NPSH disponible es un parámetro el cual es dado por el sistema y se debe calcular, el NPSH disponible se refiere a que tanta succión se debe tolerar antes que la presión alcance el valor de la presión de saturación. Dicho de otro modo es la presión brindada por el sistema hidráulico externo de la bomba, el cual depende de las características hidráulicas de la red externa. El NPSH disponible es calculado de la siguiente manera:

$$NPSH_{disponible} = \frac{\pm P + P_a - P_v}{GE} \pm h_s - \sum h_{f_s} \dots\dots \text{Ecuación 31}$$

Dónde:

P = Presión externa de succión.

P<sub>a</sub> = Presión atmosférica.

P<sub>v</sub> = Presión del vapor del líquido bombeado.

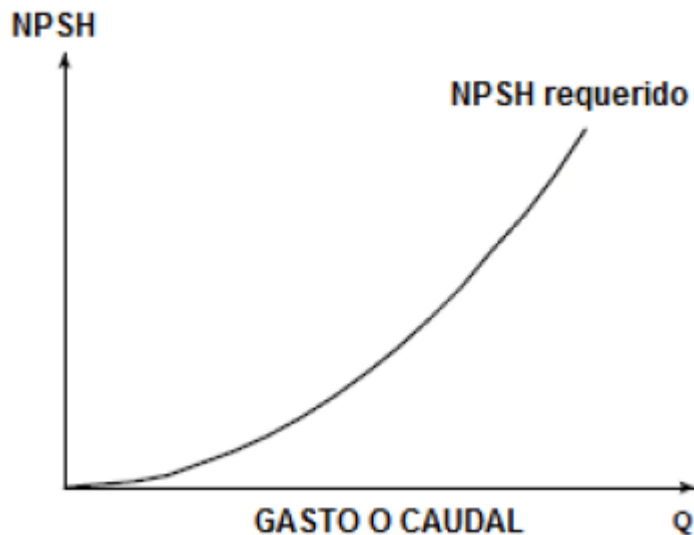
$h_s$  = Altura estática de succión.

$\sum h_{f_s}$  = Sumatoria de todas las pérdidas de carga en la línea de succión.

GE = Gravedad específica del fluido a bombear.

A medida que aumente el caudal del sistema también aumentaran las pérdidas de presión en la succión, de este modo hará que se reduzca cada vez más el NPSH disponible, en conclusión para que la instalación opere sin falla mecánicas ni hidráulicas, el NPSH disponible siempre debe ser mayor o por lo menos 0.5 metros mayor al NPSH requerido por la bomba. Del mismo modo al aumentar el caudal también aumentara la NPSH requerida por la bomba como se muestra en la figura 37.

**Figura 37.** NPSH Vs Caudal.



**Fuente.** IGN. de mantenimiento condiciones de succiones.

A continuación en la tabla 16 daremos a conocer las ventajas y desventajas que tiene este tipo de bomba.

**Tabla 16.** Ventajas y Desventajas de bombas centrifugas.

Ventajas	Desventajas
Máquinas simples y versátiles.	Presenta limitaciones en la altura de succión (mixino 7 metros), limitado por la presión atmosférica. La temperatura y la altitud del lugar de operación.
Facilidad de instalación, Operación y mantenimiento. Económica en su adquisición y mantenimiento.	Para ser instaladas requieren mayor área superficial que la que demanda una bomba de eje vertical.
Pueden ubicarse en un área distante del punto de captación. Favoreciendo su ubicación en lugares seguros y libres de inundación.	Necesitan de la instalación de accesorios en la tubería de succión para mantenerlas cebadas durante el arranque.
Pueden ser utilizadas para el bombeo de considerables caudales a elevadas alturas.	Son sensibles a perder el cebado durante la operación afectando al servicio que presta.

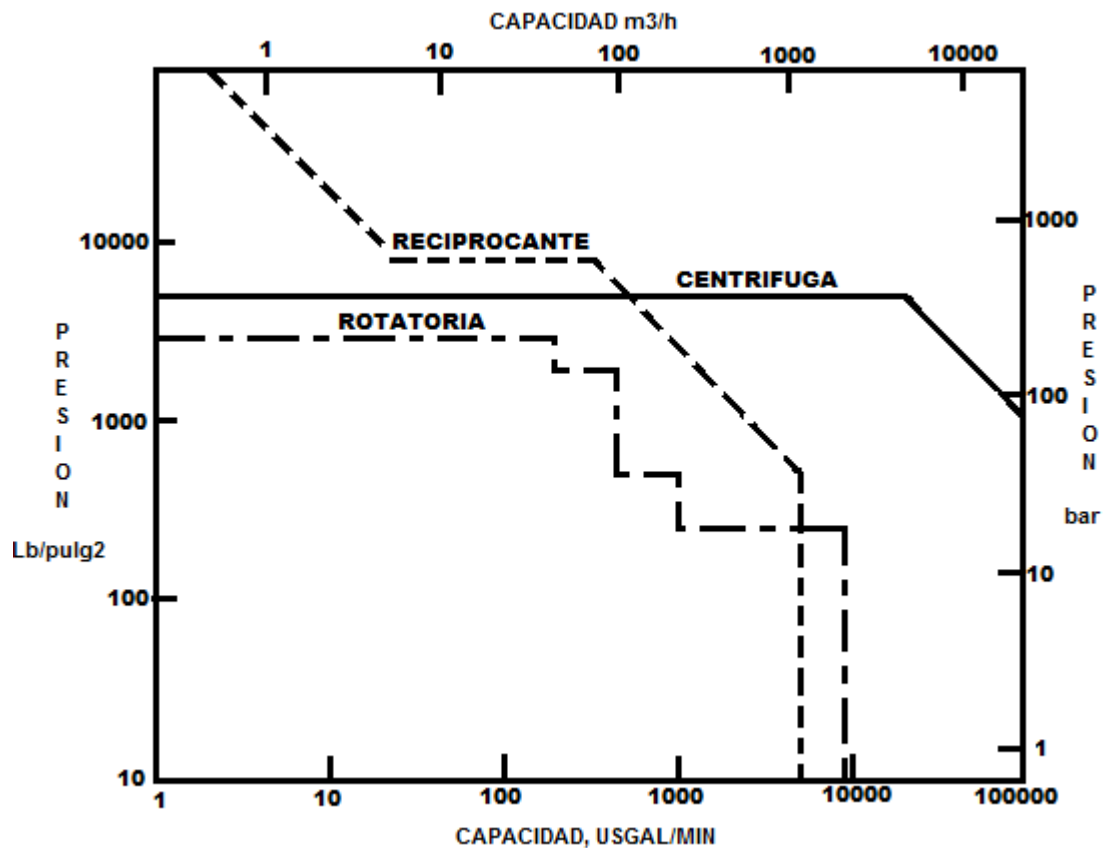
**Fuente.** Latham internacional, bomba de pistón hidráulico.

**4.1.3 Selección de la bomba de inyección para un proceso de reinyección de recortes.** Después de adquirir el conocimiento del funcionamiento así como sus ventajas y desventajas de bombas disponibles en el mercado, la selección de una bomba para la reinyección de recortes se reduce a tres parámetros operacionales:

- Presión de descarga: Se requieren bombas que descarguen a alta presión ya que la operación de fracturamiento necesita llegar a la presión de fractura de la formación para inyectar la lechada
- Tasa de bombeo: En la reinyección de recortes las tasas de bombeo son bajas entre los 3 a 10 barriles por minuto.
- Propiedades de la lechada: Un fluido carga con una cantidad considerable de solidos puede causar erosión en componentes de la bomba de inyección y/o taponar los conductos de succión y descarga.

La figura 38 muestra una gráfica de presión de descarga vs capacidad para seleccionar la bomba según sus rangos operativos. Podemos concluir que las bombas reciprocantes son las únicas que alcanzan rangos operacionales para una operación de CRI.

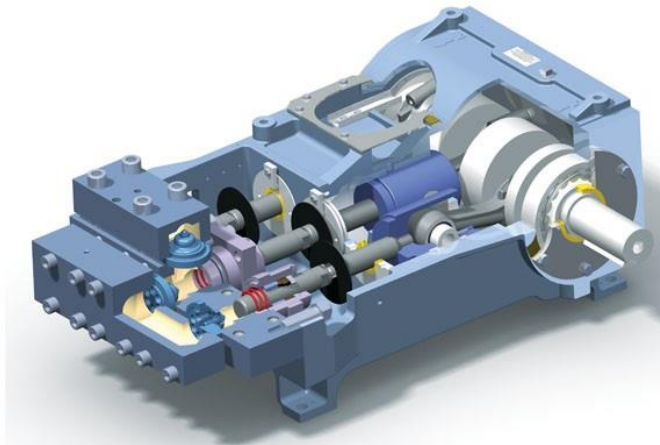
**Figura 38.** Selección de bombas



**Fuente.** Nahum S. "Introducción a la selección de bombas". 1993 [Modificada por los autores]

La bomba seleccionada para la CRI es una **bomba triplex de desplazamiento positivo**, esta bomba cuenta con 3 émbolos que permiten un flujo continuo de inyección de lechada bajo un amplio rango de caudales y presiones. La figura 39 muestra una bomba triplex.

**Figura 39.** Bomba triplex



**Fuente.**www.spx.com

Estas bombas alcanzan presiones de descarga de fluido mayores a 1000 psi ideales para un procedimiento de fracturamiento hidráulico, además requiere de poco mantenimiento. El motor puede ser hidráulico con diésel o un motor eléctrico. Maneja amplio rango de tasas de bombeo.

Debido a la abrasión de los recortes presentes en el fluido se fabrican de hierro forjado. Además si se necesita de reparación debe tener acceso rápido a válvulas, empaques y pistones. Los componentes de la bomba más afectados por los recortes son las válvulas de succión y descarga para esto se hacen inserciones de poliuretano para aumentar la resistencia a materiales abrasivos. Para evitar erosión excesiva del embolo este es fabricado de carbono de tungsteno, el cual es altamente resistente a los efectos erosivos y corrosivos.

## **4.2 PERDIDAS DE PRESIÓN**

**4.2.1 Pérdidas de presión en tuberías.** Para calcular las pérdidas de presión en la tubería de este fluido, como ya se había dicho anteriormente, este es un fluido tixotrópico e incompresible. Es dado por el modelo de Herschel-Bulkley o ley de la potencia modificada, este modelo es planteado para describir el comportamiento

que tienen los fluidos de perforación. El cual lo describe la siguiente expresión matemática:

$$\tau = \tau_o + K\gamma^n \dots\dots\dots \text{Ecuación 32}$$

Dónde:

$\tau$  = Esfuerzo de corte.

$\tau_o$  = Esfuerzo de corte inicial.

K = Índice de consistencia.

$\gamma$  = Taza de corte.

n = índice del comportamiento de flujo.

Para el cálculo de las pérdidas de presión por medio del modelo de Herschel-Bulkley, se debe usar la siguiente secuencia de pasos para cada uno de los intervalos de la tubería:

1. Haciendo las lecturas de  $\sigma_{600}$  y  $\sigma_{300}$  para después poder calcular la viscosidad plástica (PV) y el punto de cedencia (YP).
2. Encontrar la lectura de  $\theta_{100}$  a partir de  $\theta_{600}$  y  $\theta_{300}$ .
3. Encontrar los parámetros de n y K por medio de las siguientes expresiones:

$$n = 3,32 \log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 33}$$

$$K = \frac{5,11 \times \theta_{600}}{1022^n} \dots\dots\dots \text{Ecuación 34}$$

4. Obtener la velocidad total promedio por medio de la siguiente expresión:

$$Vp = \frac{0,408 \times Q}{D^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 35}$$

Dónde:

$V_p$  = Velocidad promedio (ft/s).

$Q$  = Caudal de inyección en (gpm).

$D$  = Diámetro de la tubería en (in).

5. Calcular la viscosidad efectiva mediante la siguiente expresión:

$$\mu_e = 100 \times K \times \left( \frac{96 \times V_p}{D} \right)^{n-1} \dots\dots\dots \text{Ecuación 36}$$

Dónde:

$\mu_e$  = Viscosidad efectiva (cp).

$V_p$  = Velocidad promedio (ft/s).

$Q$  = Caudal de inyección en (gpm).

$D$  = Diámetro de la tubería en (in).

$n$  = índice del comportamiento de flujo.

$K$  = Índice de consistencia.

6. Encuentre el número de Reynolds con la siguiente expresión:

$$Re_p = \frac{928 \times V_p \times D \times \rho}{\mu_e \times \left[ \frac{3n+1}{4n} \right]^n} \dots\dots\dots \text{Ecuación 37}$$

Dónde:

$\mu_e$  = Viscosidad efectiva (cp).

$V_p$  = Velocidad promedio (ft/s).

$\rho$  = Densidad de la emulsión (ppg).

$D$  = Diámetro de la tubería en (in).

$n$  = índice del comportamiento de flujo.

7. Obtener el factor de fricción dependiendo del tipo de régimen en el que se encuentre.

$$Re_L = 3470 - 1370n \dots\dots\dots \text{Ecuación 38}$$

$$Re_T = 4270 - 1370n \dots\dots\dots \text{Ecuación 39}$$

**Flujo laminar Si  $Re_p < Re_L$**

$$f_p = \frac{16}{Re_p} \dots\dots\dots \text{Ecuación 40}$$

**Flujo turbulento Si  $Re_p > Re_T$**

$$f_p = \frac{\frac{Log(n)+3,93}{50}}{Re_p \frac{1,75-Log(n)}{7}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 41}$$

**Flujo transitorio Si  $Re_T > Re_p > Re_L$**

$$f_p = \left[ \frac{Re_p - Re_L}{800} \right] \left[ \frac{\frac{Log(n)+3,93}{50}}{Re_L \frac{1,75-Log(n)}{7}} - \frac{16}{Re_L} \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 42}$$

8. Obtener las pérdidas de presión totales mediante la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{f_p \times Vp^2 \times \rho \times L}{25,81 \times D} \dots\dots\dots \text{Ecuación 43}$$

Dónde:

$f_p$  = Factor de fricción.

$Vp$  = Velocidad promedio (ft/s).

$\rho$  = Densidad de la emulsión (ppg).

$D$  = Diámetro de la tubería en (in).

$L$  = Longitud de la tubería (ft).

**4.2.2 Perdidas de presión en accesorios.** En muchas ocasiones debido a la reducción o aumento de la tubería o cambio de dirección del fluido, se presenta un pérdida de energía, la cual es representada en la reducción de la presión, este fenómeno es conocido como perdidas de presión por accesorios en las tuberías. El cual es calculado mediante la siguiente expresión:

$$h_m = 0,00259xK \frac{Q^2}{D^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 44}$$

Dónde:

$h_m$  = Perdidas por fricción por accesorios.

K = Coeficiente de resistencia.

Q = Caudal de inyección (gpm).

D = Diámetro de la tubería en (in).

El coeficiente de resistencia (K) depende del tipo de accesorio. En la tabla 17 se observan los valores de K para varios tipos de válvulas y accesorios, y en la tabla 18 se pueden encontrar los valores del factor de fricción para el diámetro de cada tubería.

**Tabla 17.** Correlaciones para el cálculo del coeficiente de resistencia (K).

ACCESORIO	DIBUJO	CONDICIÓN	FORMULA
ESTRECHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL		$\theta < 45$	$K = \frac{0,8x \left(\sin \frac{\theta}{2}\right) x(1 - B^2)}{\tau^4}$
		$45 < \theta < 90$	$K = \frac{0,5x \sqrt{\left(\sin \frac{\theta}{2}\right) x(1 - B^2)}}{\tau^4}$
		$\theta < 45$	$K = \frac{2,6x \left(\sin \frac{\theta}{2}\right) x(1 - B^2)^2}{\tau^4}$
		$45 < \theta < 90$	$K = \frac{(1 - B^2)^2}{\tau^4}$
			$\tau = \frac{d_1}{d_2}$
CODO 90°		$k = 30x f_T$	
CODO 45°		$k = 16x f_T$	
CONEXIONES ESTÁNDAR EN " T"		Flujo directo	$k = 20x f_T$
		Flujo desviado a 90°	$k = 60x f_T$
CURVAS DE 180°		$k = 50x f_T$	
VÁLVULA DE MACHO		$k = 18x f_T$	
VÁLVULAS CHEQUE		$k = 100x f_T$	
		$k = 50x f_T$	

**Fuente.** Manual para el diseño de una red hidráulica. Tema 5 pérdidas de presión.

**Tabla 18.**Correlaciones para el cálculo del factor de fricción ( $f_T$ ).

DIÁMETRO NOMINAL	Mm	15	20	25	32	40	50	65,8	100	125	150
		pulg	$\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	1	$1\frac{1}{4}$	$1\frac{1}{2}$	2	$2\frac{1}{2}, 3$	4	5
FACTOR DE FRICCIÓN $f_T$		0,027	0,025	0,023	0,022	0,019	0,018	0,017	0,016	0,015	0,014

**Fuente:** Manual para el diseño de una red hidráulica. Tema 5 pérdidas de presión.

### 4.3 POTENCIA DE LA BOMBA DE INYECCIÓN

Esta es una componente importante a la hora de seleccionar la bomba, debido a que esta proporciona la potencia necesaria en caballos fuerzas, para lograr el fracturamiento en la formación receptora, este parámetro depende de la tasa de bombeo, la profundidad de la formación receptora y la presión de tratamiento en la superficie de la operación. La siguiente expresión representa la potencia requerida:

$$HHP = 0,000583 \times P_s \times Q \dots\dots\dots \text{Ecuación 45}$$

Dónde:

HHP= Potencia (hp).

$P_s$ = Presión de tratamiento en superficie (psi).

Q = Caudal de inyección (gpm).

**4.3.1 Presión de tratamiento.** La presión de tratamiento es la presión que se requiere en superficie para que ocurra el fracturamiento en el fondo de pozo, esta depende de la presión de fondo, presión hidrostática y pérdida de presión. La cual está representada por la siguiente expresión:

$$P_s = P_{fondo} + P_p - P_h \dots\dots\dots \text{Ecuación 46}$$

Dónde:

$P_h$  = Presión hidrostática (psi).

$P_p$  = pérdidas de presión (psi).

$P_{fondo}$  = Presión en fondo (psi).

**4.3.2 Presión en fondo.** Esta presión representa la presión en fondo de pozo para poder lograr el fracturamiento deseado, la cual está representada por la siguiente expresión:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{per} \dots\dots\dots \text{Ecuación 47}$$

Dónde:

$P_{breakdown}$  = Presión de fractura (psi).

$P_{tortuosidad}$  = Pérdidas de presión por tortuosidad (psi).

$P_{per}$  = Pérdidas de presión a través de las perforaciones (psi).

**4.3.2.1 Presión de breakdown.** Como ya se mencionó anteriormente esta presión es la presión de fractura, la cual depende del yacimiento, la cual es obtenida a partir del gradiente de fractura y está dada por la siguiente expresión:

$$P_{breakdown} = g_f \times D \dots\dots\dots \text{Ecuación 48}$$

Dónde:

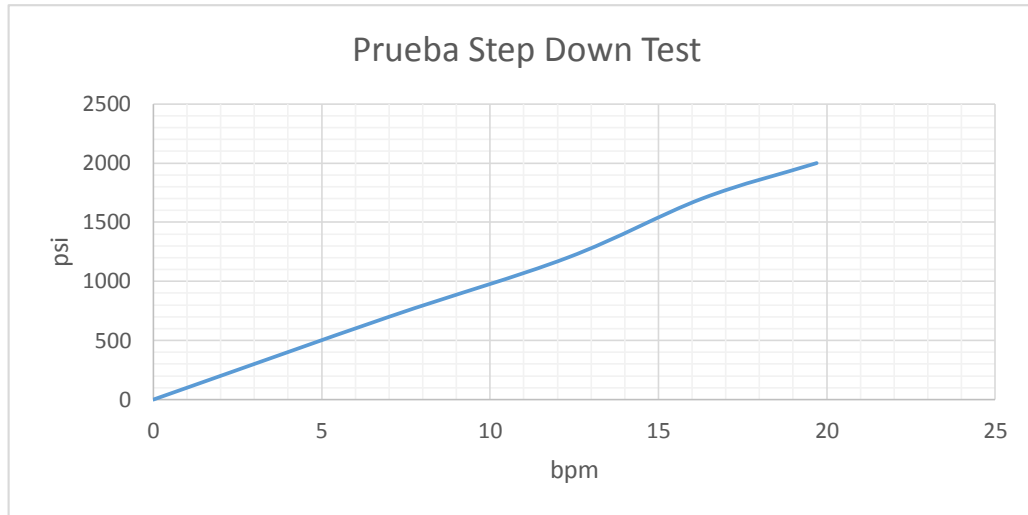
$g_f$  = Gradiente de fractura (psi/ft).

D = Profundidad de la fractura (ft).

**4.3.2.2 Pérdidas por tortuosidad:** Estas pérdidas de presión ocurren cuando las perforaciones por lo cual sale el fluido no están orientadas en dirección del esfuerzo máximo, debido a que el fluido sale por estas perforaciones se genera una caída de presión inevitable, esto se genera hasta llegar a la zona de fractura principal. Para

el cálculo de la caída de presión por tortuosidad, son muy utilizadas las pruebas Down Test, como se observa en la siguiente gráfica.

**Figura 40.** Grafica Down Test



**Fuente.** Sonia Zambrano, estudio de factibilidad técnica de fracturamiento. 1993 [Modificada por los autores]

**4.3.2.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones.** Estas pérdidas de presión se dan a través del diámetro de los cañones, por el cual sale el fluido de inyección hacia la formación, estas pérdidas de presión dependen principalmente de los siguientes parámetros: caudal, diámetro y número de las perforaciones y la densidad y viscosidad del fluido. La siguiente expresión representa las pérdidas a través de las perforaciones:

$$P_{per} = \left( \frac{\rho_m}{8090} \right) \times \left( \frac{Q}{A_t} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación 49}$$

$$A_t = \frac{\pi \times d_{per} \times N_{per}}{4} \dots\dots\dots \text{Ecuación 50}$$

Dónde:

$\rho_m$  = Densidad del fluido de inyección (lb/gal).

Q = Caudal total (gal/min).

$A_t$  = Área total de perforaciones ( $in^2$ ).

$N_{per}$  = Numero de perforaciones (adimensional).

$d_{per}$  = Diámetro de las perforaciones (in).

#### **4.4 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.**

Esta presión es originada gracias a la presión de columna ejercida por la inyección de la emulsión, esta presión favorece al fracturamiento y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$P_h = 0,052 \times \rho_m \times TVD \dots\dots\dots \text{Ecuación 51}$$

Dónde:

$\rho_m$  = Densidad del fluido de inyección (lg/gal).

TVD = Distancia vertical verdadera (ft).

## **5. COMPLETAMIENTO DEL POZO Y SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA LA INYECCIÓN DE RECORTES POR MEDIO DE UN POZO DEDICADO. CASO ESTUDIO**

El siguiente caso tendrá un escenario ideal para facilitar el estudio de dicho caso, se tomaron algunos datos geológicos del artículo SPE/ISRM 47218 "Implementation of Cuttings Reinjection at the Ekofisk Field". Entre los datos tomados incluyen propiedades petrofísicas y también propiedades mecánicas del pozo. El éxito de esta operación depende de diseño apropiado del pozo y de las adecuadas propiedades reológicas de la lechada a inyectar, hay que tener cuidado con las características geológicas del pozo dedicado a esta operación, ya que debe tener una formación receptora permeable y con unas rocas sello que impidan la migración de los recortes a la superficie.

Las contaminaciones debido a los residuos generados con la perforación de un lodo base aceite, son un gran inconveniente tanto para la industria por su elevado costo de tratamiento y para el medio ambiente por su contaminación, un proceso de reinyección de recortes en un poco costoso, pero brinda un balance tanto ecológico como económico. Estas operaciones por lo general son peligrosas, se debe velar por la integridad de los trabajadores. A continuación realizaremos los cálculos para el diseño del pozo y la selección adecuada de la bomba.

### **5.1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO**

Para el diseño del pozo tendremos que tener en cuenta los factores de seguridad, ya que estos garantizan la seguridad de la operación e integridad mecánica del pozo, debido al desgaste de la tubería y la fricción que hay al momento de ser instalados, los siguientes factores de seguridad para los revestimientos son los siguientes:

- Factor de seguridad para colapso será de 1,0.
- Factor de seguridad para estallido será de 1,1.
- Factor de seguridad para tensión será de 1,3.

Antes de empezar con el diseño detallado de revestimiento del revestimiento es necesario tener el programa de lodos, como se muestra en la figura 41.

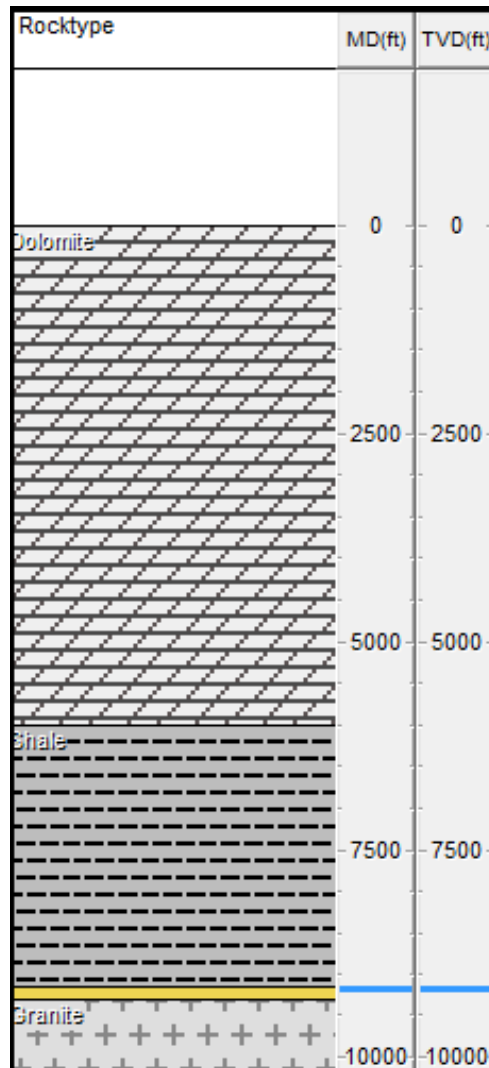
**Figura 41.** Programa de lodos.



**Fuente.** SPE/ISRM 47218. 1993 [Modificada por los autores]

En la figura 42. Se puede observar la columna geológica de la formación.

**Figura 42.** Columna geológica de la formación de estudio.



**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico

**5.1.1 Información general.** La profundidad de asentamiento de los revestidores se calculó para las diferentes secciones:

- Sección 1: Esta sección es perforada a una profundidad de 1000 ft, con un diámetro de 26 pulgadas, en el cual se sentara una tubería de revestimiento de diámetro 20 pulgadas.
- Sección 2: Esta sección es perforada a una profundidad de 1000 ft a 5000 ft, con un diámetro de 17 - 1/2 de pulgada, para después sentar una tubería de revestimiento de 13 - 3/8 de pulgadas.
- Sección 3: Esta sección es perforada a una profundidad de 5000 ft a 9350 ft, con un diámetro de 9 - 5/8 de pulgadas, para después sentar una tubería de revestimiento de 8,345 pulgadas.

**5.1.2 Diseño de la tubería superficial.** Esta tubería de revestimiento tiene un diámetro de 20 pulgadas, la cual será sentada a una profundidad de 1000 ft. Esta sección estará sometida a las presiones del siguiente hueco perforado a 6000 ft, se puede asumir la presencia de gas o de alguna fuente de agua fresca, debido al desconocimiento geológico de esta zona.

### 1. Diseño para el colapso.

- Presión de colapso en superficie

$$PC_s = 0$$

- Presión de colapso en el zapato a 1000 ft.

$$PC_{1000ft} = \text{peso del lodo} \times 0,052 \times \text{prof}$$

$$PC_{1000ft} = 9,3 \times 0,052 \times 1000$$

$$PC_{1000ft} = 484 \text{ psi}$$

- Factor de seguridad.

$$\text{Factor}_{\text{seguridad}} = \frac{1500}{484} = 3,1$$

## 2. Diseño para el estallido.

$$P_{estallido} = \text{Presión interna} - \text{presión externa}$$

- Presión de formación en profundidad del segundo zapato a 5000 ft.

$$Pf_{5000} = \text{peso del lodo} \times 0,052 \times \text{prof}$$

$$Pf_{5000} = 9,7 \times 0,052 \times 5000$$

$$Pf_{5000} = 2522 \text{ psi}$$

- Presión interna.

$$P_{interna} = Pf_{5000} - (\text{prof. de sección 2} - \text{prof. de sección 1}) \times \text{Grad. gas}$$

$$P_{interna} = 2522 - (5000 - 1000) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 2122 \text{ psi}$$

- Presión externa.

$$P_{externa} = \text{prof. de sección 1} \times \text{Grad. lodo}$$

$$P_{externa} = 1000 \times 0,465$$

$$P_{externa} = 465 \text{ psi}$$

- Presión de estallido en superficie.

$$P_{Ext.Sup} = Pf_{5000} - (\text{prof. de sección 2} \times \text{Grad. gas})$$

$$P_{Ext.Sup} = 2522 - (5000 \times 0,1)$$

$$P_{Ext.Sup} = 2022 \text{ psi}$$

- Presión de estallido en el zapato.

$$P_{estallido 1000ft} = \text{Presión interna} - \text{presión externa}$$

$$P_{estallido 1000ft} = 2122 - 465$$

$$P_{estallido 1000ft} = 1657 \text{ psi}$$

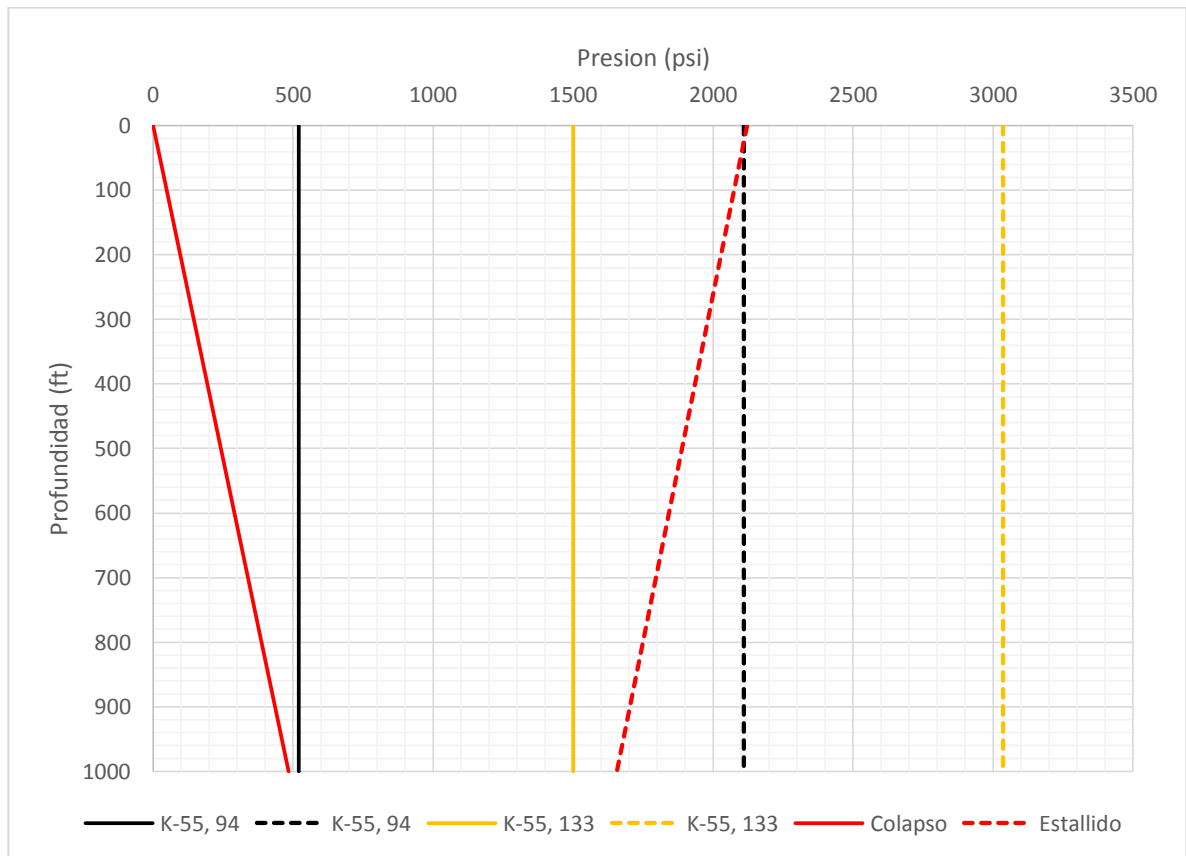
- Factor de seguridad.

$$\text{Factor}_{seguridad} = \frac{3036}{1657} = 1,8$$

### 3. Selección de la tubería.

La tubería de revestimiento será seleccionada por el método gráfico, partiendo de los valores de estallido y colapso a la profundidad de la sección 1 que es donde se asienta el zapato. Esta selección la realizaremos por medio de la figura 43. Como se observa la línea del colapso se extiende desde 0 psi en la superficie, hasta 484 psi en la profundidad del zapato a 9350 ft. Mientras que la línea de estallido se extiende desde 2122 psi en superficie, hasta una presión de 1657 psi en el zapato a 1000 ft. Las líneas verticales son las tuberías a evaluar para la selección.

**Figura 43.** Características de la tubería de revestimiento de 20 “.



Una vez graficado los valores de colapso y estallido de las tuberías a seleccionar, se hace el análisis de la figura 43 para poder seleccionar el tipo de tubería adecuado, como se observa el tipo de tubería K-55, 103 #s/ft. Las propiedades de dicha tubería se observan en la tabla 19.

**Tabla 19.** Propiedades de la tubería de revestimiento de 20”

Grado	Peso nominal (lb/ft)	Resistencia al colapso (psi)	Resistencia al estallido (psi)	Resistencia a la cedencia (1000 lb)	Longitud (ft)	Tipo de conexión
K-55	133	1500	3060	2123	1000	BTC

#### 4. Diseño por tensión.

El factor de seguridad para diseño de tensión  $\geq 1,8$ . En la tubería de superficie el análisis por tensión en dichas tuberías se realizará solamente en el peso del aire de la tubería en cada sección.

- Peso de la tubería en el aire.

$$Peso_{aire} = Long. tubería \times Peso nominal$$

$$Peso_{aire} = 133000 lb$$

- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{Resist. cedencia}{Peso acumulado}$$

$$Factor_{seguridad} = \frac{2123000}{133000}$$

$$Factor_{seguridad} = 15,9$$

## 5. Prueba de integridad.

Después de que la tubería se cementa y es sentada, es necesario hacer una prueba de integridad antes de empezar a perforar la siguiente sección. Esta prueba consiste en aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería al grado más débil presente en la sarta.

$$P.Int_{csf20"} = 0,6 \times \text{Resistencia al estallido}$$

$$P.Int_{csf20"} = 0,6 \times 3060$$

$$P.Int_{csf20"} = 1836 \text{ psi}$$

Durante las pruebas de presión, se ejercen fuerzas de tensión extras durante la instalación de las tuberías de revestimiento. Debido a esta razón el factor de seguridad debe ser recalculado, y al igual que el anterior se debe que sea mayor o igual a 1,8.

- Fuerzas totales durante la prueba de integridad.

$$FT = \text{Peso}_{\text{aire}} \times FB + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (ID)^2 \times P.Int_{csf20"} \right]$$

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{9,3}{65,4}$$

$$FB = 0,86$$

$$FT = 133000 \times 0,86 + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (18,73)^2 \times 1836 \right]$$

$$FT = 620249 \text{ lb}$$

Después de haber calculado las fuerzas totales durante la prueba de integridad, se procede a verificar si la tubería K-55, 133 #s/ft cumplen con el factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{Resist.cedencia}{Peso\ acumulado}$$

$$Factor_{seguridad} = \frac{2123000}{620249}$$

$$Factor_{seguridad} = 3,43$$

**5.1.3 Diseño de la tubería intermedia No.1 (13-3/8”).** Esta tubería de revestimiento tiene un diámetro de 13-3/8”, la cual será sentada a una profundidad de 5000 ft. Esta sección estará sometida a las presiones del siguiente hueco perforado a 9350 ft, se puede asumir la presencia de gas o de alguna fuente de agua fresca, debido al desconocimiento geológico de esta zona.

#### 1. Diseño para el colapso.

- Presión de colapso en superficie.

$$PC_s = 0$$

- Presión de colapso en el zapato a 5000 ft.

$$PC_{5000ft} = peso\ del\ lodo \times 0,052 \times prof$$

$$PC_{5000ft} = 9,7 \times 0,052 \times 5000$$

$$PC_{5000ft} = 2522 \text{ psi}$$

- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{4680}{2522} = 1,86$$

## 2. Diseño para el estallido.

$$P_{estallido} = Presión\ interna - presión\ externa$$

- Presión de formación en profundidad del tercer zapato a 9350 ft.

$$Pf_{9350} = peso\ del\ lodo \times 0,052 \times prof$$

$$Pf_{9350} = 14,6 \times 0,052 \times 9350$$

$$Pf_{9350} = 7592\ psi$$

- Presión interna.

$$P_{interna} = Pf_{9350} - (prof.\ de\ sección\ 3 - prof.\ de\ sección\ 2) \times Grad.\ gas$$

$$P_{interna} = 7592 - (5000 - 9350) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 7092\ psi$$

- Presión externa.

$$P_{externa} = prof.\ de\ sección\ 2 \times Grad.\ lodo$$

$$P_{externa} = 5000 \times 0,465$$

$$P_{externa} = 2325\ psi$$

- Presión de estallido a la profundidad del zapato 5000 ft.

$$P_{Ext.zapato} = P_{interna} - P_{externa}$$

$$P_{Ext.zapato} = 7092 - 2325$$

$$P_{Ext.zapato} = 4767\ psi$$

- Presión de estallido en superficie.

$$P_{Esta.Super} = Pf_{10000} - prof.\ de\ sección\ 3 \times Grad.\ gas$$

$$P_{Esta.Super} = 7592 - 9350 \times 0,1$$

$$P_{Esta.Super} = 6592\ psi$$

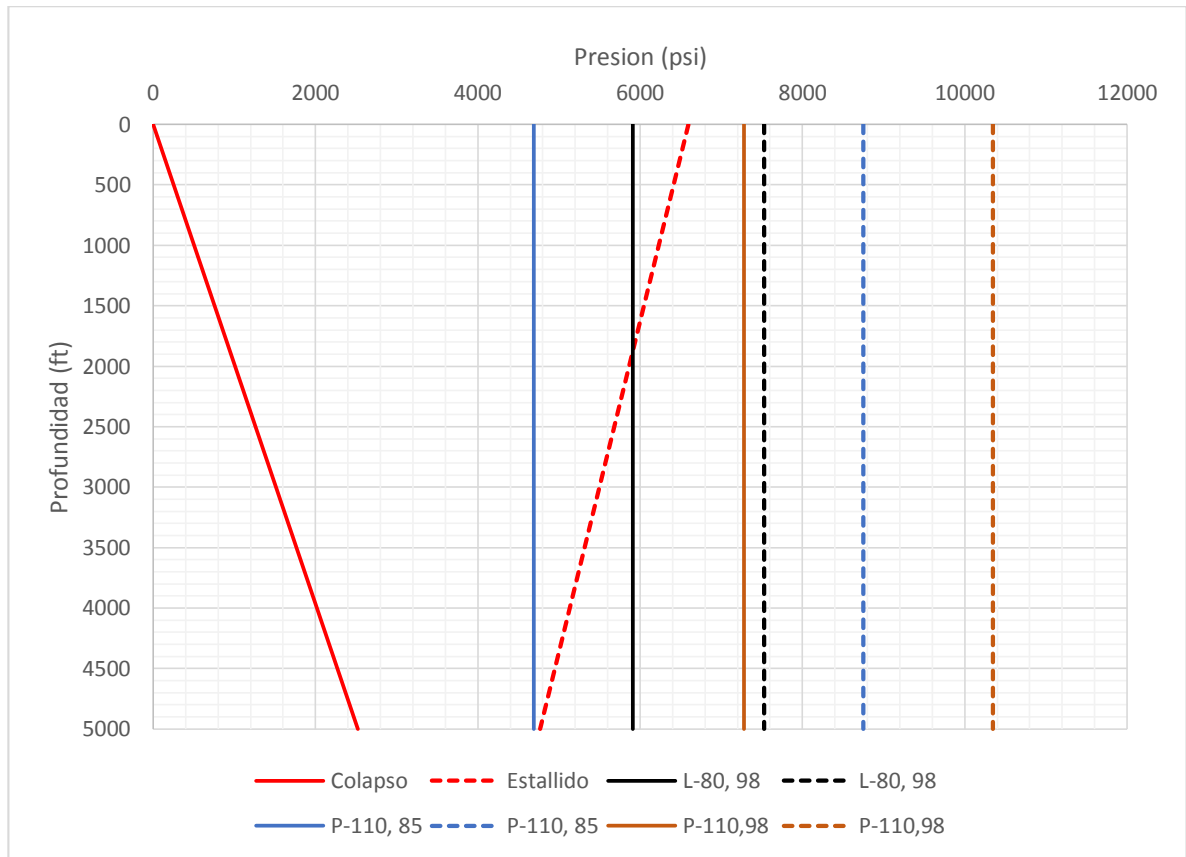
- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{8750}{4767} = 1,8$$

### 3. Selección de la tubería.

La tubería de revestimiento será seleccionada por el método gráfico, partiendo de los valores de estallido y colapso a la profundidad de la sección 2 que es donde se asienta el zapato. Esta selección la realizaremos por medio de la figura 44. Como se observa la línea del colapso se extiende desde 0 psi en la superficie, hasta 2522 psi en la profundidad del zapato a 5000 ft. Mientras que la línea de estallido se extiende desde 6592 psi en superficie, hasta una presión de 4767 psi en el zapato a 5000 ft. Las líneas verticales son las tuberías a evaluar para la selección.

**Figura 44.** Características de la tubería de revestimiento de 13-3/8”.



Una vez graficado los valores de colapso y estallido de las tuberías a seleccionar, se hace el análisis de la figura 44. Para poder seleccionar el tipo de tubería adecuado, como se observa el tipo de tubería P-110, 85 #s/ft. Las propiedades de dicha tubería se observan en la tabla 20.

**Tabla 20.** Propiedades de la tubería de revestimiento de 13-3/8”.

Grado	Peso nominal (lb/ft)	Resistencia al colapso (psi)	Resistencia al estallido (psi)	Resistencia a la cedencia (1000 lb)	Longitud (ft)	Tipo de conexión
P-110	85	4680	8750	2682	5000	PTC

#### 4. Diseño por tensión.

El factor de seguridad para diseño de tensión  $\geq 1,8$ . En la tubería de superficie el análisis por tensión en dichas tuberías se realizará solamente en el peso del aire de la tubería en cada sección.

- Peso de la tubería en el aire.

$$Peso_{aire} = Long.tuberia \times Peso\ nominal$$

$$Peso_{aire} = 5000 \times 85$$

$$Peso_{aire} = 425000\ lb$$

- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{Resist.cedencia}{Peso\ acumulado}$$

$$Factor_{seguridad} = \frac{2682000}{425000}$$

$$Factor_{seguridad} = 6,3$$

## 5. Prueba de integridad.

Después de que la tubería se cementa y es sentada, es necesario hacer una prueba de integridad antes de empezar a perforar la siguiente sección. Esta prueba consiste en aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería al grado más débil presente en la sarta.

$$P. Int_{csf13^{3/8''}} = 0,6 \times \text{Resistencia al estallido}$$

$$P. Int_{csf13^{3/8''}} = 0,6 \times 8750$$

$$P. Int_{csf13^{3/8''}} = 5250 \text{ psi}$$

Durante las pruebas de presión, se ejercen fuerzas de tensión extras durante la instalación de las tuberías de revestimiento. Debido a esta razón el factor de seguridad debe ser recalculado, y al igual que el anterior se debe que sea mayor o igual a 1,8.

- Fuerzas totales durante la prueba de integridad.

$$FT = \text{Peso}_{\text{aire}} \times FB + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (ID)^2 \times P. Int_{csf13^{3/8''}} \right]$$

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{9,7}{65,4}$$

$$FB = 0,85$$

$$FT = 425000 \times 0,85 + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (12,16)^2 \times 5250 \right]$$

$$FT = 970950 \text{ lb}$$

Después de haber calculado las fuerzas totales durante la prueba de integridad, se procede a verificar si la tubería P-110, 85 #s/ft cumplen con el factor de seguridad

$$Factor_{seguridad} = \frac{Resist.cedencia}{Peso \text{ acumulado}}$$

$$Factor_{seguridad} = \frac{2290000}{970950}$$

$$Factor_{seguridad} = 2,4$$

**5.1.4 Diseño de la tubería de producción (9-5/8").** Esta tubería de revestimiento tiene un diámetro 9-5/8" de pulgadas, la cual será sentada a una profundidad de 9350 ft. Esta sección estará sometida a las presiones de la formación receptora, en esta sección se realizarse puede asumir la presencia de gas o de alguna fuente de agua fresca, debido al desconocimiento geológico de esta zona. Los cálculos del influjo estarán basados en un posible influjo de gas, para esta situación el gradiente de presión del gas será de 0,1 psi/ft.

#### 1. Diseño para el colapso.

- Presión de colapso en superficie.

$$PC_s = 0$$

- Presión de colapso en el zapato a 9350 ft.

$$PC_{9350ft} = peso \text{ del lodo} \times 0,052 \times prof$$

$$PC_{9350ft} = 14,7 \times 0,052 \times 9350$$

$$PC_{9350ft} = 7147 \text{ psi}$$

- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{25970}{7147} = 3,64$$

## 2. Diseño para el estallido.

$$P_{estallido} = Presión\ interna - presión\ externa$$

- Presión de formación en profundidad del tercer zapato a 9350 ft.

$$Pf_{9350} = peso\ del\ lodo \times 0,052 \times prof$$

$$Pf_{9350} = 16,1 \times 0,052 \times 9350$$

$$Pf_{9350} = 7828\ psi$$

- Presión interna.

$$P_{interna} = Pf_{9350} - (prof.\ de\ sección\ 3 - prof.\ de\ sección\ 2) \times Grad.\ gas$$

$$P_{interna} = 8372 - (9350) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 7437\ psi$$

- Presión externa.

$$P_{externa} = prof.\ de\ sección\ 2 \times Grad.\ lodo$$

$$P_{externa} = 9350 \times 0,465$$

$$P_{externa} = 4348\ psi$$

- Presión de estallido a la profundidad del zapato 9350 ft.

$$P_{Ext.zapato} = P_{interna} - P_{externa}$$

$$P_{Ext.zapato} = 7437 - 4348$$

$$P_{Ext.zapato} = 3089\ psi$$

- Presión de estallido en superficie.

$$P_{Esta.Super} = Pf_{9350} - prof.\ de\ sección\ 3 \times Grad.\ gas$$

$$P_{Esta.Super} = 8372 - 9350 \times 0,1$$

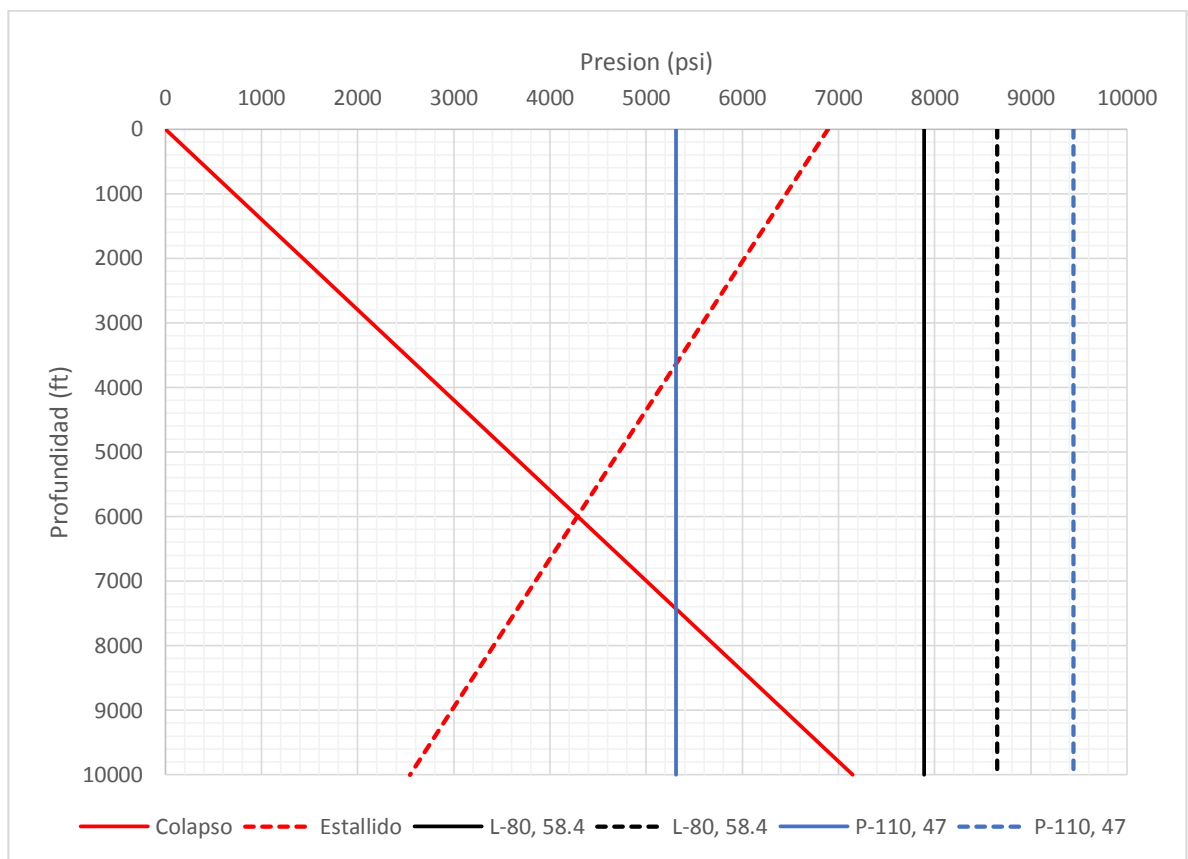
$$P_{Esta.Super} = 7372 \text{ psi}$$

- Factor de seguridad.

$$Factor_{seguridad} = \frac{25070}{7372} = 3,4$$

### 3. Selección de la tubería.

**Figura 45.** Características de la tubería de revestimiento de 9-5/8”.



La tubería de revestimiento será seleccionada por el método gráfico, partiendo de los valores de estallido y colapso a la profundidad de la sección 3 que es donde se asienta el zapato. Esta selección la realizaremos por medio de la figura 45. Como se observa la línea del colapso se extiende

desde 0 psi en la superficie, hasta 7644 psi en la profundidad del zapato a 9350 ft. Mientras que la línea de estallido se extiende desde 7372 psi en superficie, hasta una presión de 2722 psi en el zapato a 9350 ft. Las líneas verticales son las tuberías a evaluar para la selección.

Una vez graficado los valores de colapso y estallido de las tuberías a seleccionar, se hace el análisis de la figura 45 para poder seleccionar el tipo de tubería adecuado, como se observa el tipo de tubería L-80, 58.4 #s/ft. Las propiedades de dicha tubería se observan en la tabla 21.

**Tabla 21.** Propiedades de la tubería de revestimiento de 9-5/8"

Grado	Peso nominal (lb/ft)	Resistencia al colapso (psi)	Resistencia al estallido (psi)	Resistencia a la cedencia (1000 lb)	Longitud (ft)	Tipo de conexión
L-80	58.4	7890	8650	1350	9350	BTC

#### 4. Prueba de integridad.

Después de que la tubería se cementa y es sentada, es necesario hacer una prueba de integridad antes de empezar a perforar la siguiente sección. Esta prueba consiste en aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería al grado más débil presente en la sarta.

$$P. Int_{csf7"} = 0,6 \times \text{Resistencia al estallido}$$

$$P. Int_{csf7"} = 0,6 \times 20200$$

$$P. Int_{csf7"} = 12120 \text{ psi}$$

Durante las pruebas de presión, se ejercen fuerzas de tensión extras durante la instalación de las tuberías de revestimiento. Debido a esta razón el factor

de seguridad debe ser recalculado, y al igual que el anterior se debe que sea mayor o igual a 1,8.

- Fuerzas totales durante la prueba de integridad.

$$FT = \text{Peso}_{\text{aire}} \times FB + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (ID)^2 \times P. \text{Int}_{\text{CSF7}''} \right]$$

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{16,1}{65,4}$$

$$FB = 0,75$$

$$FT = 410000 \times 0,75 + \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) \times (5,82)^2 \times 12120 \right]$$

$$FT = 629932 \text{ lb}$$

Después de haber calculado las fuerzas totales durante la prueba de integridad, se procede a verificar si la tubería L-80, 58.4 #s/ft cumplen con el factor de seguridad.

$$\text{Factor}_{\text{seguridad}} = \frac{\text{Resist. cedencia}}{\text{Peso acumulado}}$$

$$\text{Factor}_{\text{seguridad}} = \frac{1782000}{629932}$$

$$\text{Factor}_{\text{seguridad}} = 2,8$$

**5. Cargas biaxiales.** Como se describió en el capítulo 3. El cual describe el procedimiento para el cálculo de la presión de colapso reducida bajo cargas biaxiales, el cual se aplicara para la tubería de menor diámetro en este caso a la tubería de L-80, 58.4 #s/ft.

$$Carga\ axial = 410000\ lb$$

$$\sigma_a = 34508\ psi$$

$$YP = 149985\ psi$$

$$Y_{pa} = 137893\ psi$$

$$\frac{D}{t} = 10,45$$

$$A = 3,289$$

$$B = 0,096$$

$$C = 3688$$

$$F = 2141$$

$$G = 0,062$$

La relación de la falla se encuentra en la zona yield, entonces la resistencia al colapso reducida para la tubería L-80, 58.4 #s/ft:

$$P_y = 23870\ psi$$

- Factor de seguridad bajo las cargas biaxiales.

$$FS = \frac{Resistencia\ al\ colapso\ reducida}{Presion\ de\ colapso\ de\ la\ junta}$$

$$FS = \frac{23870}{16,1 \times 0,052 \times 9350}$$

$$FS = 2,9$$

**5.1.5 Estado mecánico final del pozo.** Realizadas las etapas preliminares y el del diseño detallado, será necesario el estado mecánico del pozo., al igual que la tubería de revestimiento a instalar en cada sección. En la tabla 22. Se observa la tubería de revestimiento a instalar, en la figura 46. Se observa el estado mecánico del pozo.

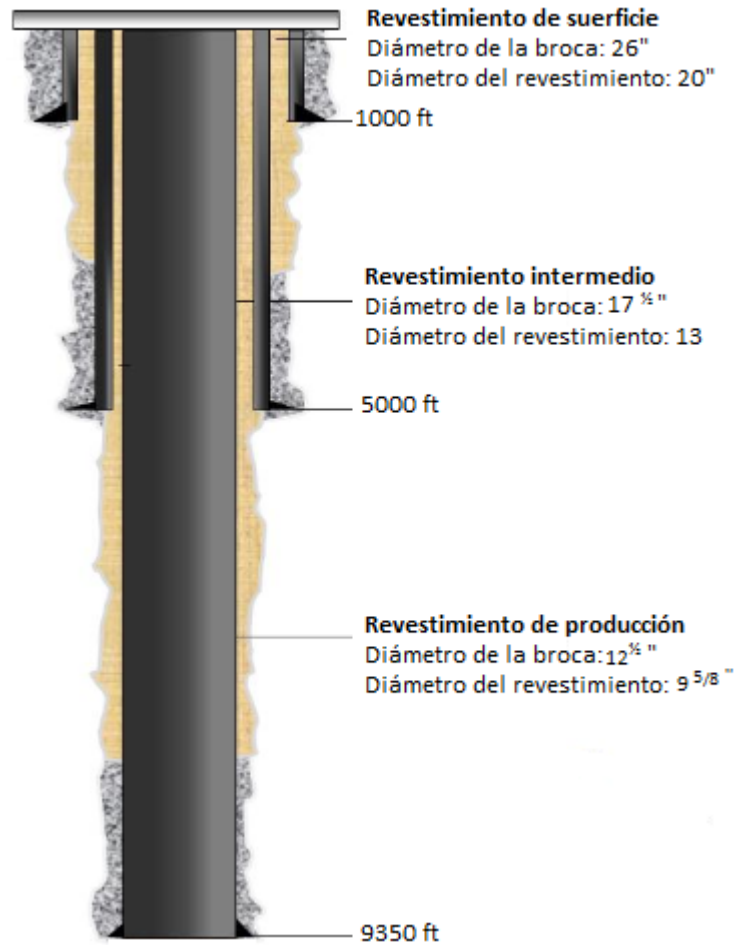
**Tabla 22.** Tubería de revestimiento a instalar.

Revestimiento	O.D (in)	Longitud (ft)		Propiedades			
		Tope (ft)	Base (ft)	Peso (lb/ft)	Grado	D.I (in)	Espesor (in)
<b>Superficie</b>	20	0	1000	133	K-55	18,73	0,635
<b>Intermedio</b>	$13\frac{3}{8}$	0	5000	85	P-110	12,16	0,608
<b>Producción</b>	$9\frac{5}{8}$	0	9350	58.4	L-80	8,435	0,59

Revestimiento	O.D (in)	Propiedades				
		Resistencia al colapso (psi)	Esfuerzo flexible del cuerpo (1000 lb)	Tipo de conexión	Resistencia al estallido (psi)	Esfuerzo de la conexión (1000 lb)
<b>Superficie</b>	20	1500	2125	PTC	3036	2123
<b>Intermedio</b>	$13\frac{3}{8}$	4690	2682	PTC	8750	2290
<b>Producción</b>	$9\frac{5}{8}$	7890	1350	BTC	9400	1400

**Figura 46.** Estado mecánico del pozo.



**5.1.6 Cabezal de pozo.** Para este caso el cabezal seleccionado será uno de tipo carrete, ya que estos son ideales para el tipo de trabajo que se realizará, además está regulada por la norma API 6A y 6D. Este tipo de cabezal cumple con las siguientes funciones:

- Sella la sarta de revestimiento de producción.
- Ofrece apoyo y retención para el colgador de la tubería.
- Ofrece apoyo para el montaje de las preventoras.
- La presión de trabajo típica es de 10000 psi.

En la tabla 23. Se observa el cabezal de pozo requerido para el pozo.

**Tabla 23.** Cabezal de pozo requerido

Sección	Estado mecánico
A	Casing head 21 ¼ " x 5000 psi, 20 SOW, W/2 1 13/18 " x 5000 psi
	Casing Hanger 20 ¼ " x 13 3/8 "
B	Casing Head Spool 13 3/8 " "FS", 21 ¼ " 5000 psi x 13 3/8 " 10000 psi, W/2 2 1/16 " x 10000 psi
	Casing Hanger 13 3/8 " x 7"

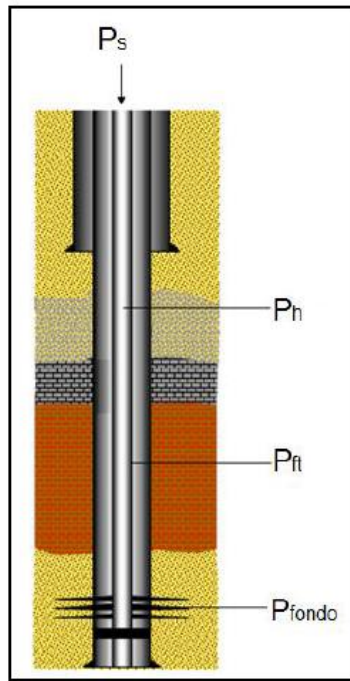
## 5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE BOMBAS

Como se ya se había mencionado anteriormente la selección de la bomba se realizara de acuerdos a los siguientes criterios:

- Presión de tratamiento en superficie.
- Potencia requerida por la bomba.

**5.2.1 Presión de tratamiento.** Como lo se mencionó anteriormente, la presión de tratamiento es la presión requerida en superficie por la bomba para poder inyectar el fluido a la formación y la cual está representada por la siguiente expresión y se ilustra en la siguiente figura:

**Figura 47.** Presión de tratamiento.



**Fuente.** Diseño y completamiento de pozo para calentamiento electromagnético, Manuel morro. 1993 [Modificada por los autores]

$$P_s = P_{fondo} + P_p - P_h$$

Esta presión depende de la presión de fondo, las pérdidas de presión en la tubería de inyección y la presión hidrostática.

**5.2.1.1 Presión en fondo de pozo:** la presión de fondo se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{per}$$

Esta también depende de presión de fractura, presión de tortuosidad y las pérdidas por perforaciones.

**1. Pérdidas de presión a través de las perforaciones:** estas pérdidas se calcularán mediante la expresión dicha anteriormente.

$$A_t = \frac{\pi \times d_{per} \times N_{per}}{4}$$

$$A_t = \frac{\pi \times 0,444 \times 3}{4}$$

$$A_t = 1,046 \text{ in}$$

$$P_{per} = \left( \frac{\rho_m}{8090} \right) \times \left( \frac{Q}{A_t} \right)^2$$

$$P_{per} = \left( \frac{10,85}{8090} \right) \times \left( \frac{158,19}{1,046} \right)^2$$

$$P_{per} = 307 \text{ psi}$$

**2. Presión de breakdown:** Estas pérdidas están dadas por la siguiente expresión:

$$P_{breakdown} = g_f \times D$$

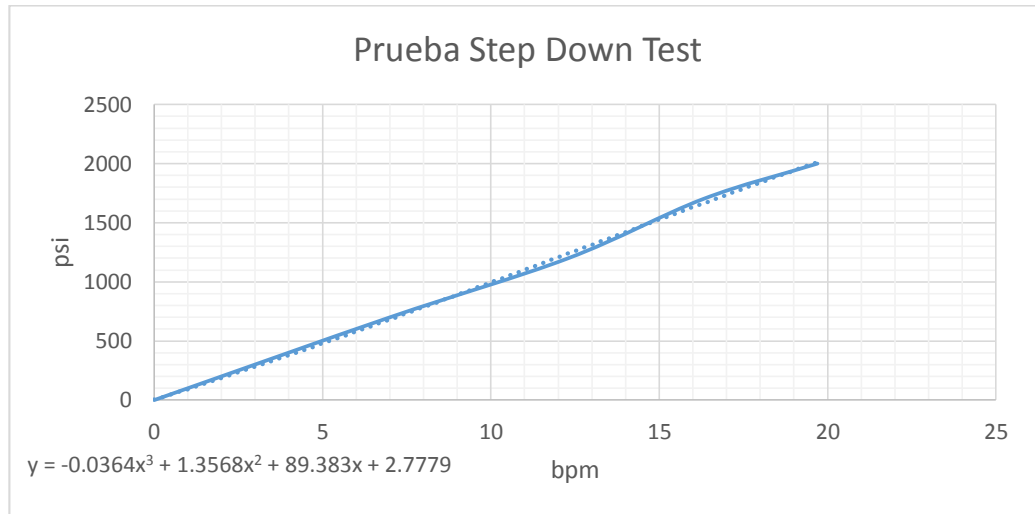
$$P_{breakdown} = 0,858 \times 9350$$

$$P_{breakdown} = 8022,3 \text{ psi}$$

**3. Pérdidas tortuosidad:** Estas pérdidas son calculadas mediante el trabajo de grado “Estudio de la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactadas de los pozos p1-01, p1-02 y p1-03 del campo de gas yucal

– placer, edo. Guárico, Venezuela, Sonia Zambrano” en la cual este yacimiento tiene las características similares al caso estudio presentado en esta tesis.

**Figura 48.** Grafica Down Test



**Fuente.** Sonia Zambrano, estudio de factibilidad técnica de fracturamiento. 1993 [Modificada por los autores]

**Tabla 24.** Caudal de inyección

Caudal (gal/min)	Caudal (bbl/min)	Presión de tortuosidad calculada (psi)
294	7	1163

Calculado lo anterior podemos concluir que la presión de presión de fondo es:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{per}$$

$$P_{fondo} = 8022,3 + 1163 + 307$$

$$P_{fondo} = 9492,3 \text{ psi}$$

**5.2.1.2 Perdidas de presión en tuberías:** Como se describió anteriormente en el capítulo 4. Este fluido es un fluido tixotrópico en el cual su comportamiento está representando por el modelo de Herschel-Bulkley.

- Índice del comportamiento del flujo.

$$n = 3,32 \log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

$$n = 3,32 \log \left( \frac{90}{75} \right)$$

$$n = 0,26$$

- Índice de consistencia.

$$K = \frac{5,11 \times \theta_{600}}{1022^n}$$

$$K = \frac{5,11 \times 90}{1022^{0,26}}$$

$$K = 0,15 \frac{lb_f}{100 ft^2 \times rpm}$$

- Cálculo de la velocidad del fluido en el anular.

$$V_p = \frac{24,5 \times Q}{D^2}$$

$$Vp = \frac{24,5 \times 420}{(5,66)^2}$$

$$Vp = 244,45 \frac{ft}{s}$$

- Cálculo de la viscosidad efectiva del fluido.

$$\mu_e = 100 \times K \times \left( \frac{96 \times Vp}{D} \right)^{n-1}$$

$$\mu_e = 100 \times 0,15 \times \left( \frac{96 \times 144,45}{5,66} \right)^{0,26-1}$$

$$\mu_e = 0,06 \text{ cp}$$

- Cálculo del número de Reynolds.

$$Re_p = \frac{928 \times Vp \times D \times \rho}{\mu_e \times \left[ \frac{3n+1}{4n} \right]^n}$$

$$Re_p = \frac{928 \times 3,82 \times 5,66 \times 10,85}{15,67 \times \left[ \frac{3 \times (0,8) + 1}{4 \times (0,8)} \right]^{0,8}}$$

$$Re_p = 13225$$

- Cálculo del factor de fricción.

1. Reynolds para flujo laminar

$$Re_L = 3470 - 1370n$$

$$Re_L = 3470 - 1370 \times (0,8)$$

$$Re_L = 2378$$

2. Reynolds para flujo turbulento

$$Re_T = 4270 - 1370n$$

$$Re_T = 4270 - 1370 \times (0,8)$$

$$Re_T = 3178$$

En la siguiente tabla 24 Se puede observar los diferentes Reynolds, y solo observar que el fluido se encuentra en régimen turbulento.

**Tabla 25.** Clasificación del régimen de flujo

RÉGIMEN DE FLUJO	Laminar	Turbulento	Reynolds del flujo
NUMERO DE REYNOLDS	2378	3178	13225

Una vez identificado el tipo de régimen en el cual fluye el fluido a inyectar, se procede hallar el factor de fricción.

$$f_p = \frac{\frac{\text{Log}(n)+3,93}{50}}{Re_p \frac{1,75-\text{Log}(n)}{7}}$$

$$f_p = \frac{\frac{\text{Log}(0,8) + 3,93}{50}}{(13225)^{\frac{1,75 - \text{Log}(0,8)}{7}}}$$

$$f_p = 0,00012$$

- Perdidas de presión.

$$P_p = \frac{f_p \times Vp^2 \times \rho \times L}{25,81 \times D}$$

$$P_p = \frac{(0,00012) \times (144,46)^2 \times (10,85) \times (9350)}{25,81 \times (8,44)}$$

$$P_p = 344,4 \text{ psi}$$

**5.2.1.3 Presión hidrostática:** Esta presión es originada gracias a la presión de columna ejercida por la inyección de la emulsión, esta presión favorece al fracturamiento y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$P_h = 0,052 \times \rho_m \times TVD$$

$$P_h = 0,052 \times 10,83 \times 9350$$

$$P_h = 5266 \text{ psi}$$

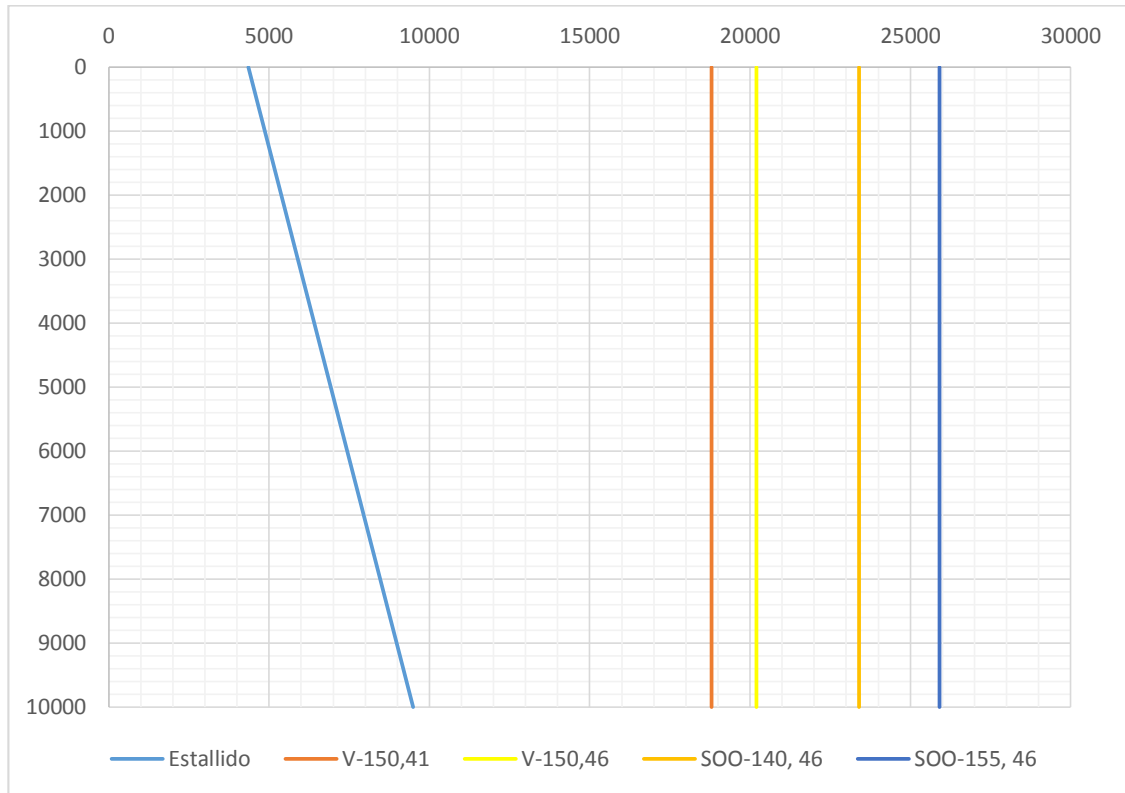
Por último calculamos la presión de tratamiento la cual será la presión de operación que tendrá la bomba en superficie:

$$P_s = 9492,3 + 127,5 - 5266$$

$$P_s = 4353,8 \text{ psi}$$

**5.2.1.4 Selección de la tubería de inyección:** Esta tubería cumple con la función de transportar los fluidos de inyección desde la superficie hasta el fondo de pozo, depende principalmente de la presión de tratamiento y la presión en fondo de pozo. Observando la figura 49. Las que la presión de tratamiento y en fondo de pozo se seleccionó la tubería V-150, 41.

**Figura 49.** Selección de la tubería de inyección.



### 5.2.2 Potencia requerida por la bomba de inyección.

Esta es una componente importante a la hora de seleccionar la bomba, debido a que esta proporciona la potencia necesaria en caballos fuerzas, para lograr el fracturamiento en la formación receptora, este parámetro depende de la tasa de bombeo, la profundidad de la formación receptora y la presión de tratamiento en la superficie de la operación. La siguiente expresión representa la potencia requerida:

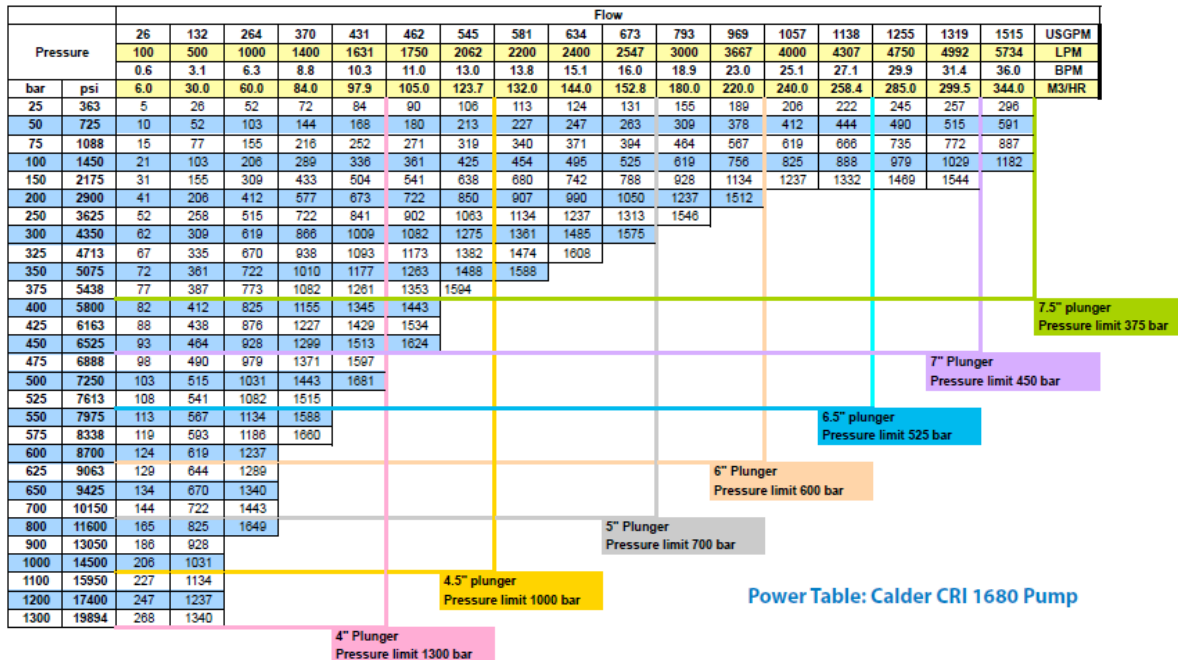
$$HHP = 0,000583 \times P_s \times Q$$

$$HHP = 0,000583 \times 4353,8 \times 294$$

$$HHP = 746,25 \text{ hp.}$$

**5.2.3 Selección de la bomba.** Basados en los criterio de potencia, presión de tratamiento y caudal, calculadas en la sección se hace uso de un catálogo de bombas de la compañía Calder, la cual fabrica bombas con especificaciones especiales para la reinyección de recortes. Calder ofrece dos modelos para la operación CRI, los modelos CRI 450 y CRI 1680. El modelo CRI 450 tiene una potencia máxima de 400 HP, mientras que el modelo CRI1680 tiene una potencia máxima de 1100. Bajo este criterio la CRI 1680 cumple con las condiciones operacionales para el caso estudio. En la figura 50 muestra una tabla de la presión de flujo para todos los tamaños de pistón disponibles del modelo CRI 1680.

**Figura 50.** Presión vs diámetros de pistón



**Fuente.** Calder Ltd. Catálogo de bombas.

Basados en la tabla anterior seleccionamos una bomba con diámetro de pistón de 6", que nos da un rango de operatividad amplio de presión y caudal en caso necesitar operarse a mayores tasas de flujo o necesitar mayor presión. La presión límite para un pistón de 6" es de 8700 psi y el caudal máximo es 23 BPM.

**Especificaciones de la bomba:**

- Bomba de pistón reciprocantes triplex
- Potencia max=1100HP
- Longitud de Stroke=200mm
- Máxima carga de la barra=250,000 lbs
- Peso=5500 kg
- Cojinetes = tipo cáscara reemplazables
- Cigüeñal = Acero nitrurado
- Barra de conexión= acero forjado

- Diámetro del pistón=6”
- Conexión de descarga=2” o 3”
- Succión= 8” ANSI 150 lb RF
- Lubricación = aire o diésel

### 5.3 SIMULACIÓN EN SOFTWARE DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Para tener un mayor conocimiento acerca del proceso de reinyección de recortes realizaremos una simulación en un software de fracturamiento hidráulico, en el cual las características y propiedades del yacimiento serán tomadas como ideales para facilitar el caso estudio, para realizar la reinyección de recortes utilizaremos una configuración de un pozo dedicado a dicha operación, tomando las siguientes características del yacimiento.

**Tabla 26.** Características del yacimiento caso estudio.

Área del yacimiento (acres)	Espesor neto (ft)	Porosidad del yacimiento	Permeabilidad del yacimiento (mD)	Profundidad de interés (ft)
173,6	200	0,2	750	9150

Las características geológicas de la zona de interés serán descritas en la siguiente tabla. Estas características fueron tomadas del software de fracturamiento hidráulico, ya que depende de la información que este tiene en su base de datos, dependiendo del tipo de roca, profundidad, etc. Además algunas propiedades fueron calculadas por defecto.

**Tabla 27.** Características geológicas del yacimiento caso estudio.

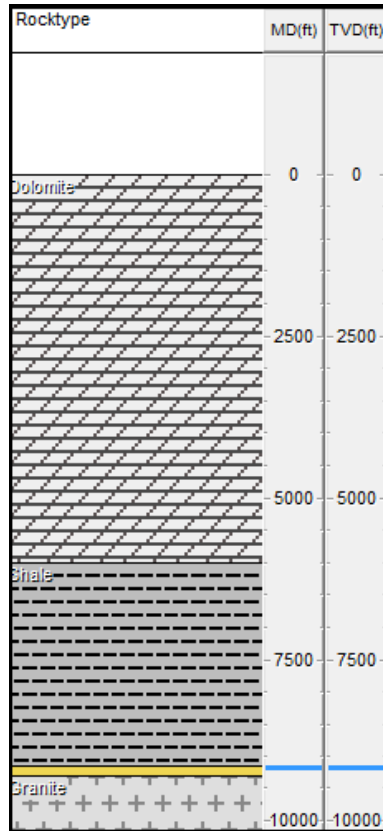
Espesor neto (ft)	Relación de poisson	Profundidad de interés (ft)	Presión de poro (psi)	Esfuerzo in-situ (psi)	Módulo de Young (MMpsi)	Coefficiente Leak-off (ft/min <sup>-0,5</sup> )
200	0,19	9150	6730	7510	2	0,0008

En este caso estudio, tomaremos las propiedades del fluido de inyección mencionadas anteriormente, además tomaremos un volumen de inyección del 15000 bbl de recortes, los cuales serán inyectados a una tasa de 7 bbl/min. En cual estarán presentes la siguiente reología:

**Tabla 28** Características reológicas de la lechada.

SG de la emulsión	Tamaño de los recortes (micrones)	Viscosidad aparente (cp)	n	k
1,3	Menor de 250	160,6	0,26	0,15

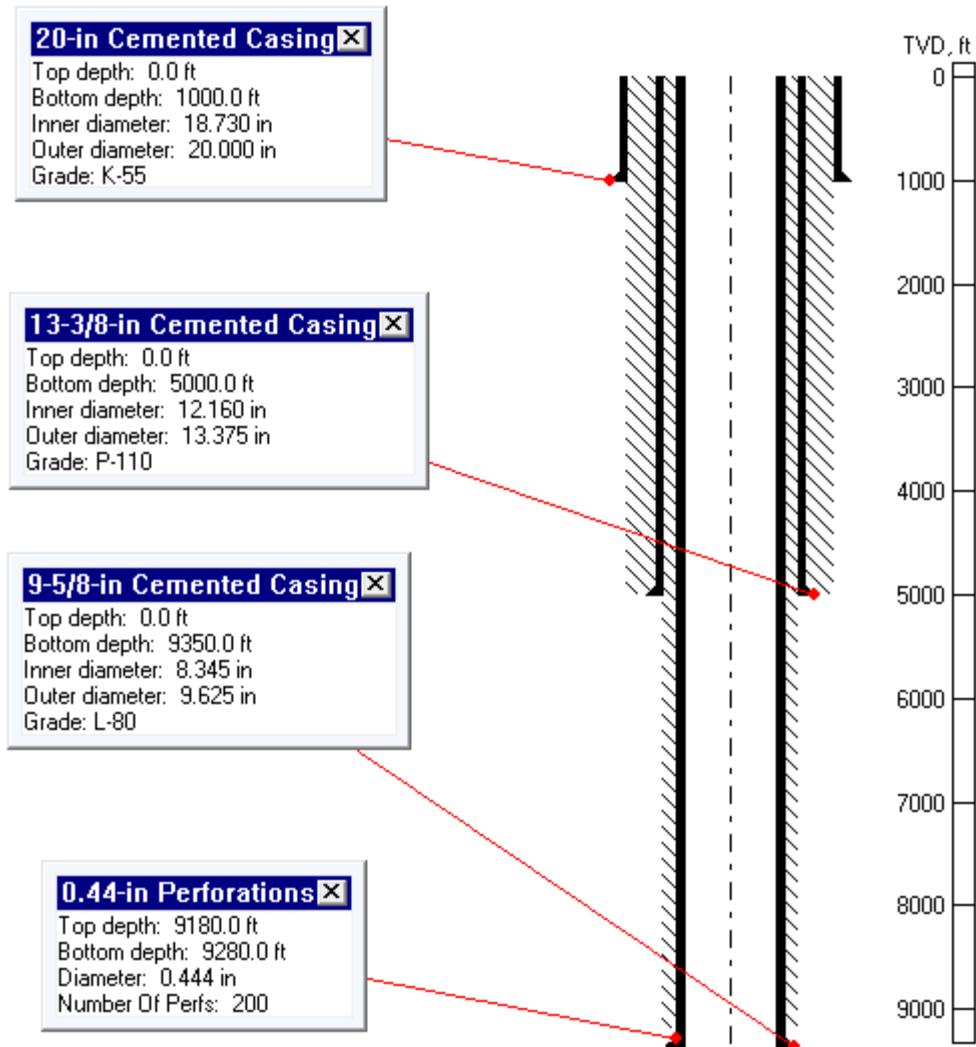
**Figura 51.** Columna geológica de la formación de estudio.



**Fuente:** Software de fracturamiento hidráulico.

El estado mecánico del pozo para este caso, será el descrito anteriormente, en el cual está presente en la siguiente imagen.

**Figura 52.** Estado mecánico final del pozo.



**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico

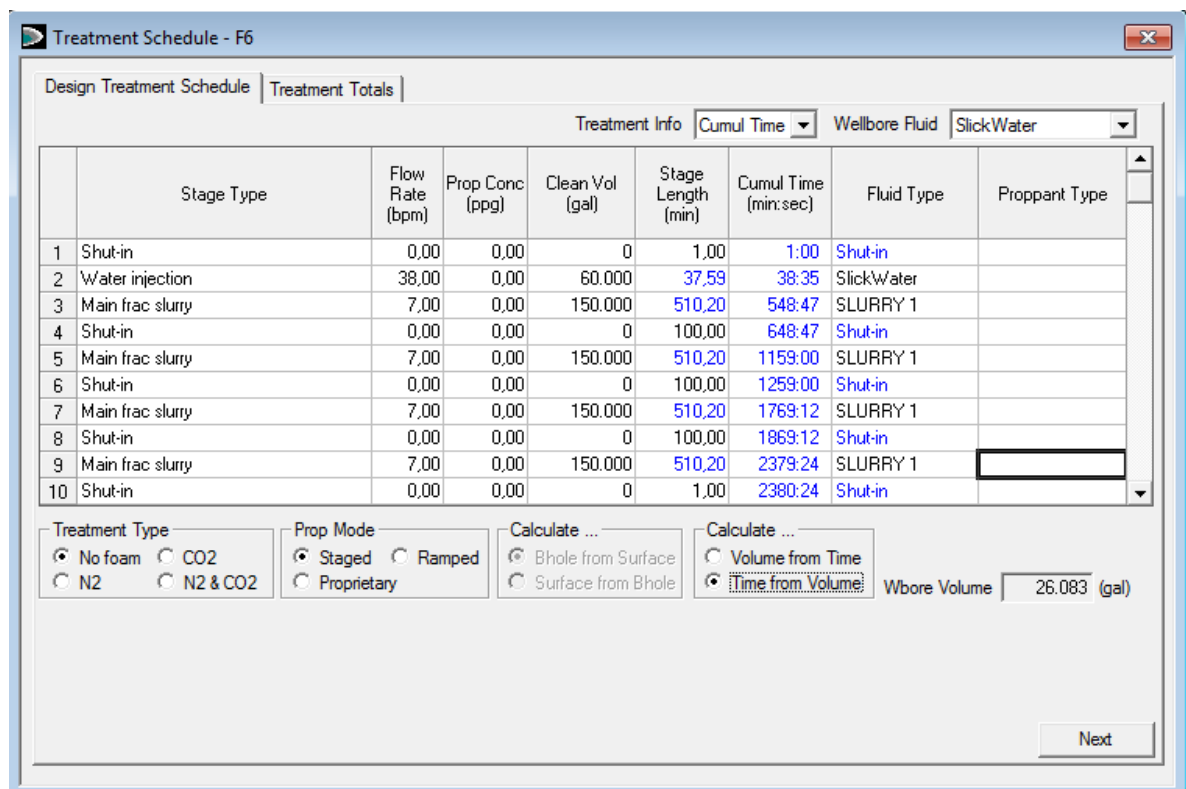
A continuación haciendo uso del software de fracturamiento hidráulico podemos ver el ancho y largo de la fractura.

**Tabla 29.** Características de la fractura principal.

Tasa de inyección (bpm)	Volumen inyectado (bbl)	Largo máximo de fractura (ft)	Altura de la fractura (ft)	Ancho promedio de fractura (in)
7	15000	1432	143,6	0,116

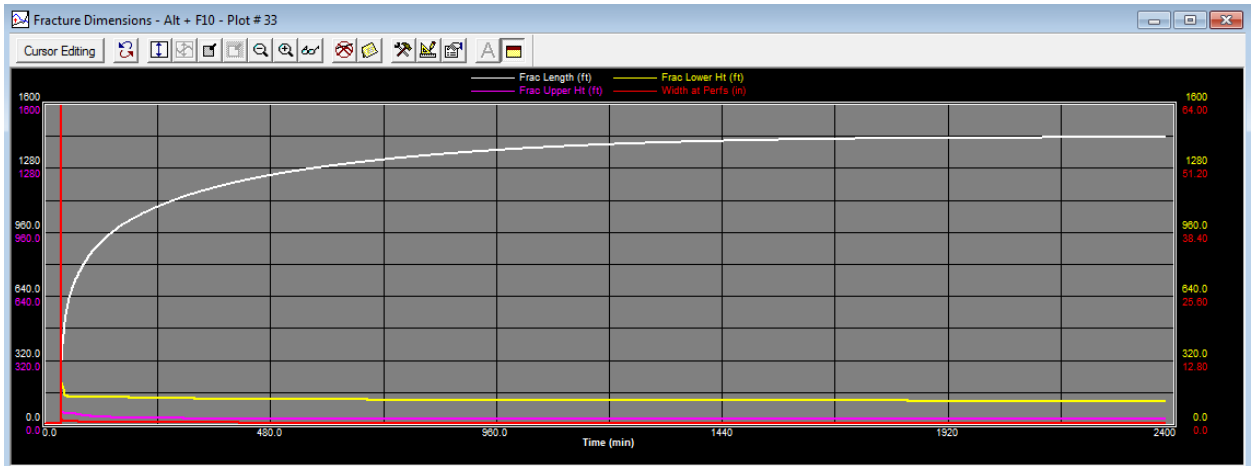
En la siguiente figura se puede observar el número de etapas utilizadas en esta operación, además del largo de la fractura en función del tiempo.

**Figura 53.** Etapas de inyección.



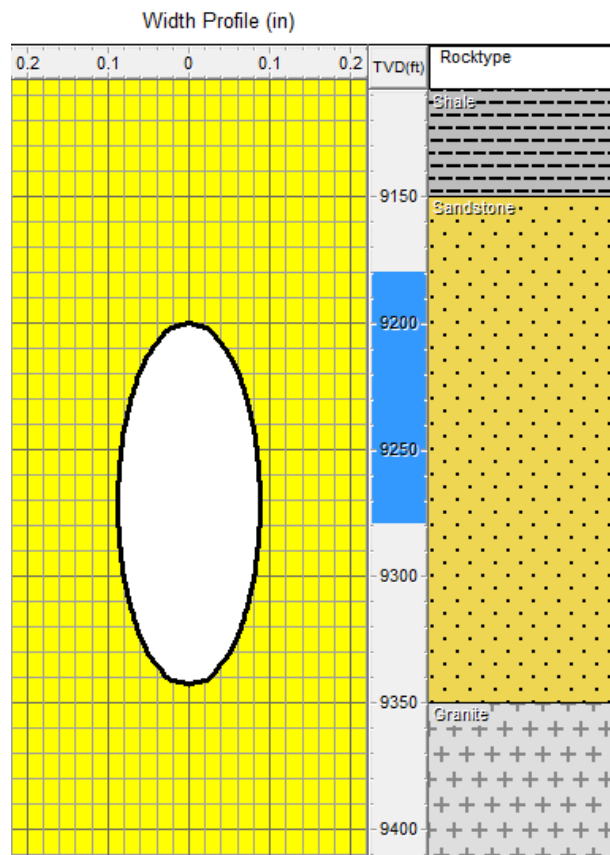
**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico.

**Figura 54.** Dimensiones del fracturamiento.



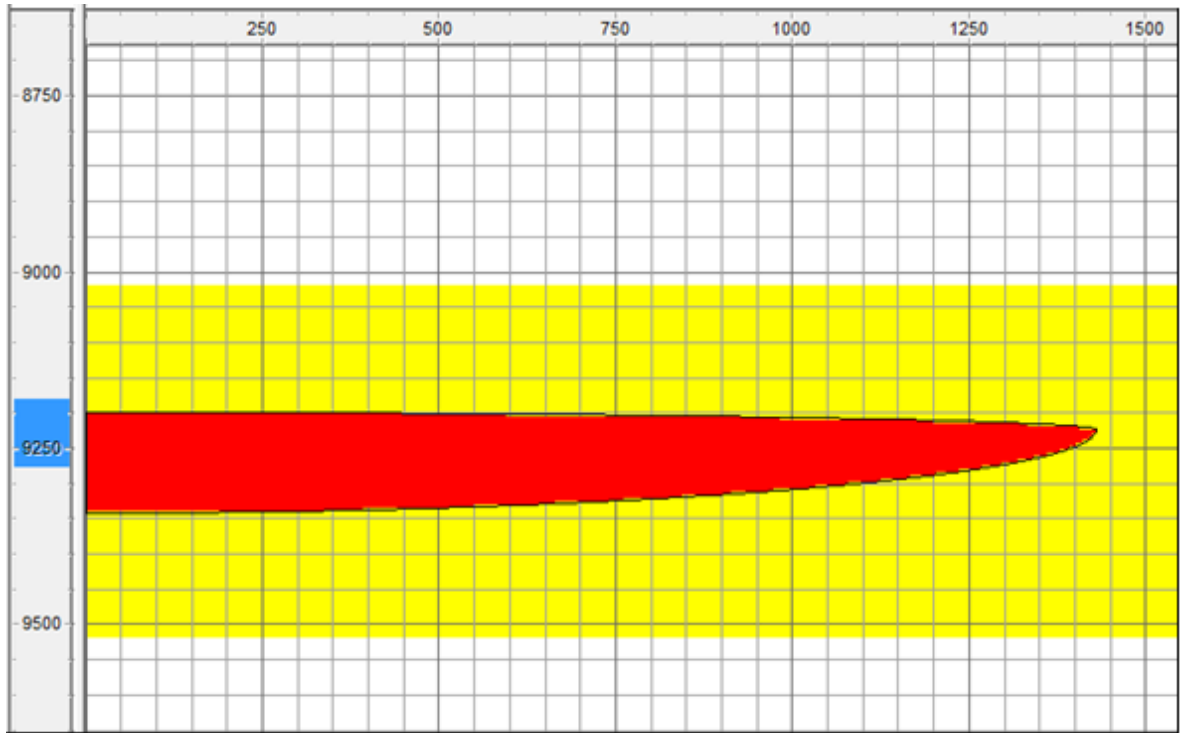
**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico.

**Figura 55.** Ancho de la fractura.



**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico.

**Figura 56.** Dimensiones de la fractura



**Fuente.** Software de fracturamiento hidráulico.

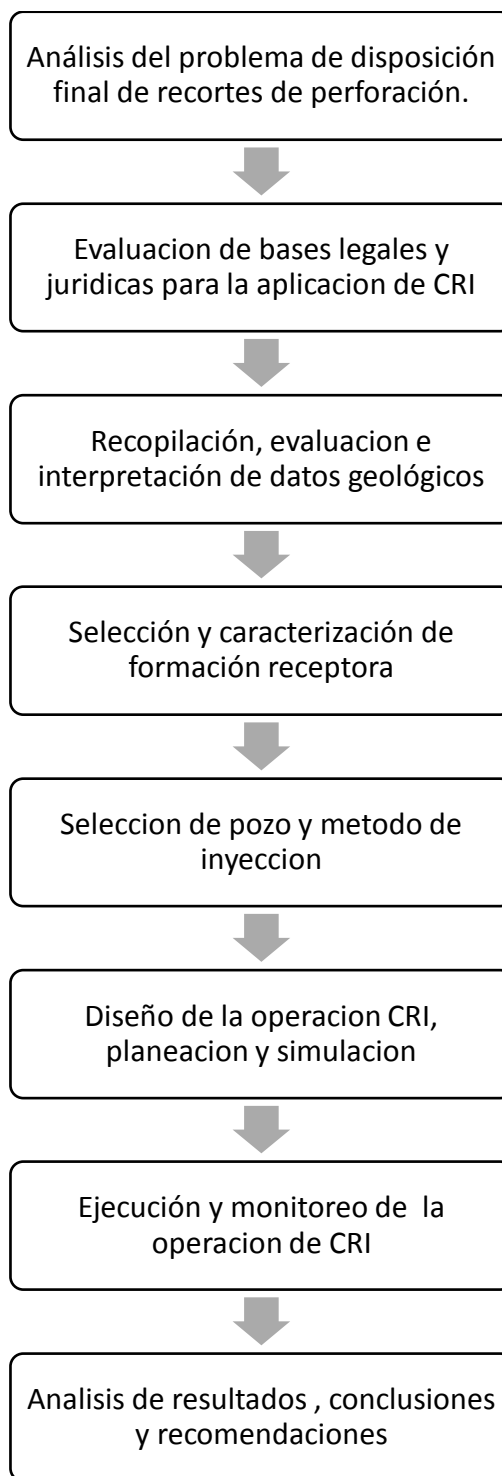
## 6. METODOLOGÍA PARA LA REINYECCION DE RECORTES DE PERFORACIÓN

La siguiente metodología para llevar a cabo una operación de reinyección de recortes está basada en muchas experiencias de aplicación de CRI a lo largo de estos últimos años, analizando las dificultades y éxitos de las operaciones. En la figura 57 se muestra la metodología cronológicamente organizada.

- **Análisis del problema de disposición final de recortes de perforación:** En esta etapa se evalúan los problemas generados por los rípios de perforación y se compara con las diferentes tecnologías de disposición, con el objetivo de encontrar la mejor alternativa de solución a la problemática. Además se realiza un análisis financiero básico de la aplicación de cada una de las tecnologías.
- **Evaluación de bases legales y jurídicas para la aplicación de CRI:** Si se ha seleccionado la tecnología CRI, se deben evaluar las bases jurídicas y legislativas del país donde se aplicara. Esto con el fin de no realizar operaciones ilegales. En Colombia todavía no se ha legislado ni regulado el uso del método de CRI.
- **Recopilación, evaluación e interpretación de datos geológicos:** Una vez se tiene claridad sobre las bases jurídicas, se realiza un mapeo del subsuelo de la zona utilizando datos de registros, corazonamiento, sísmica etc. Con la finalidad de disminuir la incertidumbre sobre la contención de los recortes en la formación receptora.
- **Selección y caracterización de formación receptora:** Se selecciona la formación más apta para recibir los recortes de perforación. Se determinan propiedades como volumen de recepción, permeabilidad, porosidad etc.
- **Selección de pozo y método de Reinyección:** Se realiza la evaluación de pozos o si es viable realizar nuevos pozos. Se determina la reinyección se realizara por anular, pozo redundante o pozo dedicado.

- **Diseño de la operación CRI, planeación y simulación:** Es la etapa de diseñar o evaluar el completamiento del pozo, definir reología de la lechada, diseño de equipos de superficie. Realizar la planeación previa a la operación en campo. Simular la operación a través de software para disminuir la incertidumbre.
- **Ejecución y monitoreo de la operación de CRI:** Se lleva a cabo la operación monitoreando las variables críticas del proceso para una pronta reacción ante eventualidades.
- **Análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones:** Por último se realiza una evaluación de los resultados finales como volumen inyectado, eventos no planeados, gastos de la operación. Se concluirá si el proyecto fue exitoso y se harán recomendaciones para trabajos futuros.

**Figura 57. Metodología**



## 7. CONCLUSIONES

- La técnica de reinyección de recortes de perforación contaminados con lodos base aceite es una técnica eficaz y amigable con el medio ambiente, que además de cumplir con los requerimientos de cero descargas al ambiente, disminuye los efectos secundarios como lo son la emisión de gases de dióxido de carbono.
- Para tener una operación de reinyección exitosa se debe garantizar que el tamaño de las partículas de los recortes de perforación sean menores a 250 micrones, esto evitara el asentamiento de partículas en la lechada causantes de taponamientos en las líneas de flujo, perforaciones de cañoneo y gargantas de poro en la formación.
- Las bombas triplex de desplazamiento positivo con una metalúrgica especial para disminuir los efectos erosivos causados por los recortes son las adecuadas para cumplir los parámetros operacionales requeridos para una operación de fracturamiento hidráulico.
- Las formaciones que presenten un gradiente de fractura menor de 0,8 psi/ft, son buenas candidatas para operaciones de reinyección de recortes, ya que estas facilitan el proceso de fracturamiento hidráulico y disminuyen costos ya que se utilizan bombas con menor potencia.
- La evaluación y diseño de tuberías de completamiento, seleccionando aquellas que cumplan los requisitos operacionales, aseguran el transporte de la lechada de inyección desde superficie hasta la formación receptora.

- La simulación de la operación de fracturamiento hidráulico, proporcionara datos de dimensión de las fracturas que permitirán inferir si habrá un almacenamiento seguro de los recortes en la formación receptora.

## 8. RECOMENDACIONES

Basado en el caso estudio y la reología utilizada en este proyecto de grado, se realizan las siguientes recomendaciones:

- Realizar una evaluación financiera de la técnica bajo los diferentes esquemas de inyección y comparar con los gastos generados por otros métodos de eliminación de desechos.
- Realizar la evaluación de la técnica y económica CRI en Colombia, seleccionando pozos abandonados o secos que puedan servir como candidatos para realizar dicho proceso.
- Desarrollar una herramienta software de simulación de fracturamiento hidráulico para la técnica de reinyección de recortes, donde se tengan en cuenta los parámetros críticos de la operación.
- Realizar un estudio de las regulaciones ambientales y legales del método de reinyección de recortes en países donde se ha aplicado la técnica y proponer las bases legales y jurídicas para su aplicación en Colombia.

## BIBLIOGRAFÍA

BARRIOS, Manuel Monroy y FIGUEROA, Diego Andrés. Diseño del completamiento de un pozo que se someterá a estimulación con calentamiento electromagnético. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos 2005. 54-102 p.

CRAWFORD, H.R. "Drill Cuttings Reinjection for Heidrun: A study" SPE 26382

DORADO, Jairo y OLIVARES, Fabián. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos 2006. 152-184 p.

GEEHAN T., GILMOUR A. and Gue Q., "Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación" M-I SWACHO. Houston, Texas, EUA.

GUNNAR, S. and Bale, A. "An improved method for grinding and reinjecting of drill cuttings" SPE/IADC 25758.

GUO, Quanxin. AHMED, S., "Worldwide Drill Cuttings Injection permitting requirements and guidelines". SPE 80587.

GUO, Q., GEEHAM, T. And OVALLE, A. "Increased assurance of drill cuttings reinjection: Challenges, Recent advances, and case studies". SPE 87972

GUO, Q., GEEHAM, T. And PINCOCK, S. "Managing risks and uncertainties in drill cuttings Re-injection in challenging environments- Field Experience from Sakhalin Island". SPE 93781

LIZARAZO, Julián Alberto y LEAL, Christian Hernando. Estudio para la implementación de reinyección de recortes durante la perforación de pozos. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos 2011. 40-187 p.

MAYA, Diego Alejandro. Análisis de estabilidad de hoyo y predicción de arenamiento en pozos verticales y direccionales en el campo santa rosa, área mayor de anaco. Trabajo de grado. Caracas (Venezuela). Universidad central de Venezuela. Facultad de ingenierías. 2003. 98-115.

M-I SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual. Houston, Texas (EU): McGraw-Hill, 2001. 212-247 p.

MOSCHOVIDIS Z., STEIGER R., WENG X., "The Mounds drill cuttings injection field experiment" ARMA 99-1017.

MURIEL, M. "Determinación de la condición de riesgo para el proceso de reinyección de recortes de perforación en pozos agotados en dos plataformas costa afuera en el suroeste de la sonda de campecha" Revista del instituto de investigación FIGMMG. Vol. 12. NO. 24, 82-93. 2009

N.B NAGEL, "4,000,000 Barrels and Counting: Experience with Cuttings Reinjection in North Sea Shales" ARMA/USRMS 05-782

N.B. NAGEL AND K.J. STRACHAN. "Implementation of cuttings reinjection at the ekofisk field". SPE/ISRM 47218.

OVALLE, A. "Como llegar a una operación exitosa y segura de reinyección de recortes". M-I Swaco. 2001.

R.C MINTON AND SECOY, B., "Annular reinjection of drilling wastes" SPE 25042

REDDOCH, J. "Successful Drill Cuttings Reinjection (CRI) Case History on a Subsea Template/Utilizing Low Cost Natural Oil Based Mud" SPE 30433

SAEED, MAJIDAIE AND SEYYED R. SHADIZADEH. "Feasibility study of drilling cuttings Re-injection in the Ahwaz field iran". SPE 122580.

SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation, the University of Texas (EU). Printece-Hall, 1992. 246-288 p.

ZAMBRANO, Sonia L. Estudio de la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arena altamente compactada del campo yucal-placer, edo. Guárico, Venezuela. Trabajo de grado. Caracas (Venezuela). Universidad central de Venezuela. Facultad de ingenierías. 2003. 115-132 p.