

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REINYECCIÓN DE CORTES
DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS**

JULIAN ALBERTO LIZARAZO SARMIENTO

CHRISTIAN HERNANDO LEAL BECERRA



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

2011

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REINYECCIÓN DE CORTES
DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS**

JULIAN ALBERTO LIZARAZO SARMIENTO

CHRISTIAN HERNANDO LEAL BECERRA

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

Director:

ING. EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS



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

2011

DEDICATORIA

A Dios padre todo poderoso por darme la oportunidad de vivir, por sus bendiciones y su acompañamiento.

A mi madre Tinita por sus apoyos y oraciones permanentes, por traerme al mundo, por ser mi mamá y por ser mi motor de lucha.

A mi padre Julian por su apoyo y por Creer en mis Capacidades.

A todos mis hermanos y mis sobrinos por su afecto.

A mi tía Jaidid y a Sebastián por brindarme su comprensión y apoyo.

A Leidy Méndez por su acompañamiento y sus consejos de lucha en la etapa final de mi vida universitaria.

A Hernán Hernández (q.e.p.d.) por compartir los primeros semestres de pregrado, por sus enseñanzas y consejos.

A mis parceros de Universidad y de todas las Escuelas de Ingeniería.

Por último y sin que sea menos importante a BP Exploration Colombia ahora Equion Energía por darme la oportunidad de vivir una de las mejores experiencias que un estudiante pueda tener en este país.

JULIAN LIZARAZO S.

DEDICATORIA

*A Dios por permitirme ser y hacer lo que siempre he soñado, por regalarme
felicidad y tantas bendiciones.*

*A mis Padres Hernando Leal y Maricel Becerra. Por su esfuerzo, apoyo,
dedicación y amor en este largo proceso.*

*A mis hermanos, Pedro, Ana y Paola por su apoyo, cariño, por creer en mí y
apoyarme siempre.*

A Jenny por su cariño, comprensión y compañía.

*A toda mi familia en general y a mis amigos de la universidad por ser parte
de mi vida y que hicieron de esta etapa de mi vida una aventura.*

Christian Leal

AGRADECIMIENTOS

Los autores por medio de estos cortos renglones desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios por darnos vida, salud y ganas de seguir adelante sin importar los tropiezos.

Al Ingeniero Edelberto Hernández Trejos por la dirección del proyecto y que además de ser nuestro tutor y maestro, fue un amigo que compartió con nosotros sus conocimientos y experiencias profesionales.

Al Ingeniero Emiliano Ariza por su apoyo y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por todas sus enseñanzas, por ser parte de nuestra formación integral al darnos la oportunidad de crecer personal y profesionalmente.

A nuestros amigos, gracias por acompañarnos en los momentos más importantes de nuestras vidas como aquellos que fueron de gran dificultad. Hernán, Dimate, Tame, Jaime, Lorena, Carolina, Janine, Emilio, Héctor, Cindy, Duban, William, Juan David, Erika, Jair, Julián, Javier, Raul, Karpio, Fula, Miriam, Janice, Fernando, David, Nilson, Rodrigo, Johana, Sergio y a todos aquellos que consideren que deben estar en estas líneas.

CONTENIDO

pág.

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 27 |
| 1. GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN | 29 |
| 1.1 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS DESECHOS DE PERFORACIÓN | 32 |
| 1.1.1 Desechos contaminados con lodos base agua. | 32 |
| 1.1.2 Desechos contaminados con lodos base aceite..... | 33 |
| 1.2 COMPOSICIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN..... | 33 |
| 1.3 TIPOS BÁSICOS DE LODOS DE PERFORACIÓN..... | 34 |
| 1.3.1 Lodos de perforación en base agua | 34 |
| 1.3.1.1 Operaciones superficiales | 34 |
| 1.3.1.2 Operaciones de perforación en formaciones duras..... | 34 |
| 1.3.1.3 Operaciones de perforación en formaciones blandas de alta porosidad y alta presión | 34 |
| 1.3.2 Lodos de perforación en base aceite..... | 34 |
| 1.3.3 Lodos de perforación a base de aire o gas. | 35 |
| 1.4 FUNCIONES DEL LODO DE PERFORACIÓN..... | 35 |
| 1.4.1 Ciclo del Lodo en un Pozo..... | 36 |
| 1.5 CORTES DE PERFORACIÓN | 37 |
| 1.6 CONTROL DE SÓLIDOS..... | 37 |
| 1.6.1 Métodos de control de sólidos | 39 |
| 1.6.2 Equipos de control de sólidos..... | 39 |
| 1.6.2.1 Trampa de arena..... | 40 |
| 1.6.2.2 Zaranda o Shale Shaker | 41 |
| 1.6.2.3 Desgasificadores..... | 42 |

| | |
|--|-----------|
| 1.6.2.4 Hidrociclones..... | 43 |
| 1.6.2.5 Limpiador de lodo..... | 47 |
| 1.6.2.6 Centrifuga decantadora..... | 48 |
| 1.6.3 Circulación en el equipo de control de fluidos | 49 |
| 1.7 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN | 50 |
| 1.7.1 Encapsulamiento..... | 51 |
| 1.7.2 Biorremediación | 51 |
| 1.7.3 Desorción térmica indirecta | 51 |
| 1.7.4 Confinamiento | 51 |
| 1.7.5 Fosas para Disposición de cortes de perforación..... | 52 |
| 1.7.6 Micro-celdas | 52 |
| 2. DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DE MANEJO Y REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN | 53 |
| 2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN | 54 |
| 2.2 PÁRAMETROS INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN | 56 |
| 2.2.1 Diseño de equipo de superficie. | 56 |
| 2.2.2 Concentración de los sólidos..... | 56 |
| 2.2.3 Condiciones reológicas de la lechada | 56 |
| 2.2.4 Clasificación de partículas según tamaño | 57 |
| 2.2.5 Otros aditivos | 57 |
| 2.2.6 Especificaciones de cabeza de pozo..... | 57 |
| 2.2.7 Evaluación de estallido tubular | 57 |
| 2.2.8 Evaluación del desgaste por erosión..... | 57 |
| 2.3 HERRAMIENTAS, EQUIPOS Y MATERIALES UTILIZADOS PARA PARA LA REINYECCIÓN | 58 |
| 2.3.1 Cabezal de pozo. | 58 |
| 2.3.2 Sistema de control de sólidos..... | 59 |

| | |
|--|-----------|
| 2.4 COMPONENTES DEL PROCESO DE REINYECCIÓN | 59 |
| 2.4.1 Sistema de transporte de cortes..... | 61 |
| 2.4.1.1 Sistema de colección de gravedad | 62 |
| 2.4.1.2 Sistema de transporte en taladros | 63 |
| 2.4.1.3 Sistema de transporte al vacío | 64 |
| 2.4.1.4 Sistema neumático recolección de cortes cleancut..... | 65 |
| 2.4.2 Sistema de acondicionamiento de lechada | 66 |
| 2.4.2.1 Tanque secundario | 67 |
| 2.4.2.2 Zaranda de clasificación..... | 68 |
| 2.4.2.3 Tanque de almacenamiento..... | 69 |
| 2.4.3 Sistema de reinyección | 69 |
| 2.4.3.1 Depósito de aguas residuales | 70 |
| 2.4.3.2 Bomba de inyección | 70 |
| 2.4.3.3 Tanques de agua | 71 |
| 2.4.3.4 Adquisición de datos y sistema de monitoreo | 71 |
| 2.4.3.5 Monitoreo de la presión..... | 71 |
| 2.4.3.6 Monitoreo de las propiedades reológicas de la lechada de inyección | 73 |
| 2.4.3.7 Monitoreo de la erosión..... | 74 |
| 2.4.3.8 Monitoreo de registro de temperatura y rastreo | 74 |
| 2.4.3.9 Monitoreo micro-sísmico | 74 |
| 2.5 MÉTODOS DE INYECCIÓN | 76 |
| 2.5.1 Reinyección anular..... | 76 |
| 2.5.1.1 | 79 |
| 2.5.2 Reinyección por pozo redundante..... | 80 |
| 2.5.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante..... | 81 |
| 2.5.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado..... | 82 |
| 2.5.3.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo dedicado | 84 |
| 3. ESTRATIGRAFÍA Y OTROS ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA FORMACIÓN DE DISPOSICIÓN | 86 |

| | |
|--|------------|
| 3.1 INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA..... | 86 |
| 3.2 FORMACIONES APTAS PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES | 87 |
| 3.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA ZONA..... | 89 |
| 3.3.1 Sección transversal de la zona geológica | 89 |
| 3.4 REGISTROS..... | 94 |
| 3.5 MUESTRAS..... | 96 |
| 3.6 PRUEBAS..... | 97 |
| 3.6.1 Limpieza de tubería | 97 |
| 3.6.2 Tratamiento orgánico..... | 98 |
| 3.6.2.1 Prueba Step Rate Test..... | 99 |
| 3.6.2.2 Prueba Step Down Test | 100 |
| 3.6.2.3 Minifrac..... | 102 |
| 3.6.2.4 Pruebas de inyectividad (Fall-Off)..... | 102 |
| 4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ÓPTIMAS | 104 |
| 4.1 PROPIEDADES DE UNA FORMACIÓN RECEPTORA | 105 |
| 4.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y OPERACIONALES | 106 |
| 4.2.1 Migración de lechada inyectada hacia formaciones vecinas | 107 |
| 4.2.1.1 Migración por conectividad entre estructuras geológicas..... | 107 |
| 4.2.1.2 Migración por extensión de fracturas | 109 |
| 4.2.2 Migración por mala cementación..... | 111 |
| 4.2.3 Reactivación de fallas por la inyección..... | 112 |
| 4.3 EFECTOS DE LA INYECCIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA..... | 112 |
| 4.3.1 Efecto de la permeabilidad | 113 |
| 4.3.2 Daño de formación a causa de la inyección | 113 |
| 5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA | 115 |
| 5.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA..... | 115 |
| 5.1.1 Orientación de la fractura | 116 |
| 5.1.1.1 Fractura vertical | 117 |

| | |
|---|-----|
| 5.1.1.2 Fractura horizontal. | 118 |
| 5.1.2 Forma de la fractura | 119 |
| 5.1.3 Altura de la fractura | 121 |
| 5.1.4 Ancho de la fractura. | 122 |
| 5.1.5 Azimut de la fractura..... | 122 |
| 5.2 CREACIÓN DE FRACTURAS DE ACUERDO AL RÉGIMEN DE INYECCIÓN | 123 |
| 5.2.1 Fracturas múltiples | 123 |
| 5.2.2 Fracturas simples | 125 |
| 5.3 ASEGURAMIENTO DE CONTENCIÓN..... | 125 |
| 5.3.1 Barrera de tensión | 126 |
| 5.3.2 Barrera de módulo..... | 127 |
| 5.3.3 Barrera de permeabilidad | 127 |
| 5.4 HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO..... | 128 |
| 5.4.1 Minifrac..... | 129 |
| 5.4.2 Presión de tratamiento | 131 |
| 5.4.3 Presión en fondo o de extensión de la fractura | 132 |
| 5.4.3.1 La presión de breakdown | 133 |
| 5.4.3.2 Pérdidas de presión por tortuosidad | 133 |
| 5.4.3.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones | 134 |
| 5.4.4 Pérdidas de presión por fricción en la tubería | 135 |
| 5.4.4.1 Circulación a través del casing o tubing..... | 136 |
| 5.4.4.2 Circulación a través del espacio anular..... | 137 |
| 5.4.5 Presión Hidrostática. | 139 |
| 5.4.6 Potencia hidráulica | 139 |
| 5.4.6.1 Eficiencia de las bombas..... | 141 |
| 5.5 GEOMECÁNICA APLICADA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO... | 142 |
| 5.5.1 Importancia de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico | 142 |
| 5.5.2 Aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico..... | 143 |
| 5.5.2.1 Presión de cierre. | 143 |

| | |
|---|------------|
| 7.1.2 Otros materiales de inyección con el tratamiento adecuado | 166 |
| 7.1.3 Materiales que no se deben inyectar | 166 |
| 7.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LA LECHADA | 167 |
| 7.2.1 Viscosidad | 168 |
| 7.2.2 Viscosidad aparente | 168 |
| 7.2.3 Viscosidad cinemática o dinámica..... | 169 |
| 7.2.4 Viscosidad plástica | 170 |
| 7.2.5 Viscosidad Funnel o Marsh | 170 |
| 7.2.6 Punto de cedencia..... | 170 |
| 7.2.7 Resistencia de gel | 170 |
| 7.2.8 Gravedad específica de la lechada | 171 |
| 7.2.9 Tamaño de partícula..... | 171 |
| 7.2.10 Contenido de sólidos | 171 |
| 7.2.11 Velocidad crítica por el espacio anular y tasa de flujo crítica. | 171 |
| 7.3 BENEFICIOS DE LA CALIDAD DE LA LECHADA | 176 |
| 7.4 EFECTOS ADVERSOS DE LA LECHADA DE INYECCIÓN | 177 |
| 7.4.1 Efecto de la viscosidad..... | 177 |
| 7.4.2 Efecto del contenido de sólidos..... | 178 |
| 7.4.3 Efecto del tamaño de las partículas | 178 |
| 8. PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN CAMPO | 180 |
| 8.1 ETAPAS DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE REINYECCIÓN DE CORTES..... | 182 |
| 9. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE REINYECCIÓN DE CORTES, UNA APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO | 183 |
| 9.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA | 183 |
| 9.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA | 183 |
| 9.2.1 Clasificación pozos área Lisama | 184 |
| 9.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL | 185 |
| 9.4 MODELO ESTRUCTURAL | 187 |

| | |
|--|------------|
| 9.4.1 Elementos Estructurales..... | 188 |
| 9.4.1.1 Anticlinal de Lisama (Zona Norte)..... | 188 |
| 9.4.1.2 Falla de la Salina..... | 189 |
| 9.4.1.3 Falla de Peña de Oro | 189 |
| 9.4.1.4 Falla Satélite | 190 |
| <u>9.5 LÍNEA SÍSMICA DEL ÁREA LISAMA.....</u> | <u>190</u> |
| 9.6 MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL | 192 |
| 9.6.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico). | 193 |
| 9.6.2 Formación tambor (Berriasiano-Hauteriviano Superior). | 193 |
| 9.6.3 Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano)..... | 193 |
| 9.6.4 Formación Paja (Barremiano). | 193 |
| 9.6.5 Formación Tablazo (Aptiano-Albiano). | 194 |
| 9.6.6 Formación Simití (Albiano). | 194 |
| 9.6.7 Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano)..... | 194 |
| 9.6.8 Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano)..... | 195 |
| 9.6.9 Formación Lisama (Paleoceno)..... | 195 |
| 9.6.10 Formación La Paz (Eoceno medio). | 198 |
| 9.6.11 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior). | 198 |
| 9.6.12 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)..... | 199 |
| 9.6.13 Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior). | 200 |
| 9.6.14 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)..... | 201 |
| 9.6.15 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)..... | 201 |
| 9.7 EVALUACIÓN GEOLÓGICA EN EL ÁREA | 201 |
| 9.8 PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES EN EL ÁREA DE LISAMA | 202 |
| 9.9 ANÁLISIS DEL CAMPO | 210 |
| | |
| 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 211 |
| BIBLIOGRAFÍA | 214 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|---|------|
| Figura 1. Circulación del Lodo de Perforación | 36 |
| Figura 2. Equipo de control de sólidos | 38 |
| Figura 3. Componente básico de una zaranda | 41 |
| Figura 4. Tipos de desgasificadores | 43 |
| Figura 5. Equipo general de los hidrociclones..... | 44 |
| Figura 6. Equipo general de un desarenador | 46 |
| Figura 7. Equipo general de un deslimador | 47 |
| Figura 8. Equipo general de un limpiador de lodo..... | 48 |
| Figura 9. Equipo general de un sistema de control de sólidos | 50 |
| Figura 10. Principales componentes del equipo de reinyección | 55 |
| Figura 11. Cabezal de pozo | 59 |
| Figura 12. Instalaciones de superficie de CRI..... | 60 |
| Figura 13. Piscina de cortes de perforación | 62 |
| Figura 14. Sistema de colección por gravedad | 63 |
| Figura 15. Sistema de transporte en taladros | 64 |
| Figura 16. Sistema de recolección de cortes al vacío | 65 |
| Figura 17. Sistema neumático recolección de cortes..... | 66 |
| Figura 18. Tanque secundario | 67 |
| Figura 19. Zaranda de clasificación | 68 |
| Figura 20. Tanques de almacenamiento | 69 |
| Figura 21. Bomba de inyección de alta presión | 70 |
| Figura 22. Monitoreo de presiones..... | 72 |
| Figura 23. Registro de presión de superficie, fondo y tasa de inyección durante la reinyección de cortes | 73 |

| | |
|---|-----|
| Figura 24. Esquema de un monitoreo micro-sísmico | 75 |
| Figura 25. Reinyección anular..... | 77 |
| Figura 26. Operaciones simultaneas a la reinyección..... | 79 |
| Figura 27. Reinyección de lechada por pozo redundante | 81 |
| Figura 28. Reinyección de lechada por pozo dedicado..... | 84 |
| Figura 29. Columna estratigráfica | 87 |
| Figura 30. Representación de una columna litológica asociada al desarrollo del revestimiento de un pozo | 91 |
| Figura 31. Sección transversal estructural | 92 |
| Figura 32. Línea sísmica sin correlacionar..... | 93 |
| Figura 33. Línea sísmica correlacionada | 93 |
| Figura 34. Pruebas previas al fracturamiento..... | 98 |
| Figura 35. Prueba de Step Rate Test..... | 99 |
| Figura 36. Ejemplos de tortuosidad..... | 100 |
| Figura 37. Prueba de stepdown test | 101 |
| Figura 38. Registro de una prueba de inyectividad | 103 |
| Figura 39. Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección | 107 |
| Figura 40. Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla..... | 108 |
| Figura 41. Migración de lechada hacia otras formaciones a causa de fracturas verticales..... | 110 |
| Figura 42. Migración hacia formación vecina por presión de inyección | 111 |
| Figura 43. Migración de lechada a causa de mala cementación..... | 112 |
| Figura 44. Orientación de la fractura vertical | 118 |
| Figura 45. Orientación de la fractura horizontal | 119 |
| Figura 46. Fractura Inclinada. | 120 |
| Figura 47. Fractura hidráulica vertical..... | 121 |
| Figura 48. Fracturas múltiples..... | 125 |
| Figura 49. Barrera de tensión..... | 126 |
| Figura 50. Barrea de modulo..... | 127 |

| | |
|--|-----|
| Figura 51. Barrera de permeabilidad..... | 128 |
| Figura 52. Registro de presión en el fondo del pozo durante un minifrac | 130 |
| Figura 53. Presiones involucrada en la hidráulica..... | 132 |
| Figura 54. Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul) | 134 |
| Figura 55. Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo..... | 148 |
| Figura 56. Balance de esfuerzo en la formación | 150 |
| Figura 57. Deformación lateral y longitudinal | 153 |
| Figura 58. Gráfico Logarítmico del Modelo de Ley Exponencial | 172 |
| Figura 59. Determinación de las propiedades de la lechada | 176 |
| Figura 60. Deslizamiento de la capa de recortes | 179 |
| Figura 61. Etapas que interviene en un proceso de Reinyección de Cortes..... | 182 |
| Figura 62. Clasificación y Distribución Pozos Campo Lisama..... | 184 |
| Figura 63. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. | 186 |
| Figura 64. Mapa de base sísmica del Área Lisama con la distribución de las diferentes zonas o regiones estructurales identificadas..... | 187 |
| Figura 65. Esquema Estructural del sector Lisama..... | 188 |
| Figura 66. Línea sísmica LIS-04-1080. | 191 |
| Figura 67. Líneas sísmicas N-76-10 y S-77-28,..... | 191 |
| Figura 68. Columna Estratigráfica general del Valle Medio Magdalena..... | 192 |
| Figura 69. Columna Estratigráfica generalizada del Campo Lisama..... | 197 |
| Figura 70. Pileta de cemento | 203 |
| Figura 71. Acumulación de cortes y residuos de perforación..... | 204 |
| Figura 72. Transporte de los cortes y residuos de perforación | 205 |
| Figura 73. Unidad de tratamiento..... | 206 |
| Figura 74. Tanque de almacenamiento de la lechada | 207 |
| Figura 75. Bomba triplex y cabeza de pozo | 208 |
| Figura 76. Limpieza del área de reinyección..... | 209 |
| Figura 77. Abandono del área de reinyección..... | 209 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Ventajas y desventajas de la reinyección anular | 80 |
| Tabla 2. Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante | 82 |
| Tabla 3. Ventajas y desventajas de reinyección por pozo dedicado | 85 |
| Tabla 4. Tipos de rocas aptas para reinyección | 88 |
| Tabla 5. Información geológica..... | 89 |
| Tabla 6. Utilidades de los registros para la selección de la formación receptora . | 95 |
| Tabla 7. Aplicaciones de las propiedades petrofísicas en la selección de una formación receptora | 96 |
| Tabla 8. Factores para la identificación de una zona de disposición..... | 104 |
| Tabla 9. Propiedades de una formación receptora..... | 105 |
| Tabla 10. Constantes de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas. | 151 |
| Tabla 11. Coeficientes de Poisson para ciertos tipos de rocas | 154 |
| Tabla 12. Aditivos | 164 |
| Tabla 13. Rangos de viscosidad para la lechada de inyección | 175 |

GLOSARIO

ANULAR: espacio entre dos círculos. En el caso de un pozo, es el espacio entre dos tuberías o entre una tubería y la pared del hueco.

CAMPO: es el área en cuyo subsuelo existe o hay indicios de que existan uno o más yacimientos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: describe la ubicación de las unidades de roca en un área específica.

CORTES DE PERFORACIÓN: fragmentos de roca que se obtiene en el proceso de perforación de un pozo y que al recuperarse en la superficie del pozo se encuentran impregnados con los fluidos de perforación.

ESFUERZO: es la acción enérgica que sufre una formación por eventos geológicos, en el cual el material afectado puede sufrir un cambio en su geometría y sus propiedades mecánicas.

ESTRATIGRAFÍA: la estratigrafía es la rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE: mezcla de aditivos que reaccionan con diesel y que proporcionan, en forma homogénea, propiedades fisicoquímicas que estabilizan la formación litológica que se perfora.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: líquido de propiedades físico-químicas controladas que, entre otras funciones, tiene la de transportar los cortes de perforación desde el fondo de pozo hasta el equipo de control de sólidos, limpiar y acondicionar el agujero del pozo y contrarrestar la presión del yacimiento.

FORMACIÓN RECEPTORA: estrato o depósito compuesto en su totalidad por roca porosa y permeable con o sin fracturas naturales o inducidas del subsuelo, identificado como yacimiento de hidrocarburo, agotado o naturalmente fracturado, que garantiza el aislamiento ambientalmente seguro de los cortes.

FORMACIÓN: es una unidad sedimentaria, con límites definidos y características litológicas propias. La formación se puede dividir en miembros o capas.

LECHADA: es la dispersión de cortes de perforación impregnados con fluidos de perforación en agua, con propiedades físicas y reológicas que permiten bombearse de manera fluida hacia el interior del pozo inyector.

MANEJO: conjunto de las actividades siguientes: recolección, separación, transporte, acopio e inyección de cortes de perforación.

PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS: conjunto de actividades necesarias para construir un agujero adorado, en un lugar específico, para la obtención de información geológica y extracción de hidrocarburos.

POZO: es un hueco perforado a través del subsuelo con el objeto de conducir los fluidos del yacimiento a superficie. Se considera como parte integral del pozo las tuberías de protección del mismo (revestimiento, liners, cementaciones, etc).

POZO ABANDONO: es el taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de construcciones, la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado Operaciones de Exploración, Evaluación o Explotación.

POZO DEDICADO: pozo que solamente se emplea para las operaciones de reinyección de cortes. En caso de ser existente pueden emplearse pozos secos, abandonados o de desarrollo.

POZO INYECTOR: obra de ingeniería que permite la inyección de cortes de perforación en formaciones receptoras (yacimientos de hidrocarburos improductivos, agotados o fracturados naturalmente y cavernas geológicas).

POZO REDUNDANTE: pozo que se emplea para las operaciones de reinyección de cortes cuando el yacimiento que está siendo explotado por medio de éste, no tiene petróleo.

REINYECCIÓN: acción de disponer los cortes de perforación en formaciones receptoras, a través de pozos.

RESIDUO PELIGROSO: son aquellas que posean algunas de las características de corrosividad, reactividad, explosividad, toxicidad, inflamabilidad, o que contengan agentes biológicos infecciosos, que les confieran peligrosidad, así como envases, recipientes, embalajes y suelos que hayan sido contaminados cuando se transfieren a otro sitio.

RESIDUO: material o producto cuyo propietario o poseedor desecha y que se encuentra en estado sólido o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, y que pueden ser susceptible de ser valorizado o requiere sujetarse a tratamiento o disposición final.

SEDIMENTACIÓN: es el proceso por el cual el material sólido, transportado por una corriente de agua, se deposita en el fondo del río, embalse, el mar, canal artificial, o dispositivo construido especialmente para tal fin. Las características de la corriente de agua como caudal y velocidad, puede hacer que el material transportado se sedimente; o el material existente en el fondo o márgenes del cauce sea erosionado.

SEPARACIÓN: actividad en el proceso de perforación de un pozo de petróleo, que tiene como objeto recuperar al máximo el fluido de perforación mezclado con cortes de perforación.

TÍTULO: ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REINYECCIÓN DE CORTES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS*

AUTORES: CHRISTIAN HERNANDO LEAL BECERRA**

JULIAN ALBERTO LIZARAZO SARMIENTO**

PALABRAS CLAVES: Reinyección de cortes, perforación, Lechada, Estratigrafía.

RESUMEN

El volumen total de cortes generados en las operaciones de perforación es una cantidad bastante considerable que es necesario eliminar en la localización y una alternativa práctica para la disposición de desechos de perforación es la reinyección de cortes de perforación (CRI), esta técnica ha permitido que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) responsable del manejo por la disposición adecuada de los cortes muestre compromiso de reducir el impacto ambiental.

El estudio realizado para la implementación de este proyecto se llevó a cabo: la recolección, análisis e interpretación de información sobre este tipo de operaciones que se han desarrollado alrededor del mundo. La descripción para la implementación de la reinyección de cortes fue enfocada en un estudio detallado comprendido en: la definición de la estratigrafía, la identificación de las zonas óptimas de reinyección, descripción del proceso, equipos empleados en el proceso, el análisis de fracturamiento hidráulico y el tratamiento que se le debe hacer a los cortes.

Por lo general, el proceso de reinyección de cortes 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.

El proceso ofrece un plan de manejo y prevención de riesgos que ejecutado según especificaciones, alcanzará la meta de cero descarga para las compañías operadoras y la aprobación de las autoridades ambientales y gubernamentales.

*Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Edelberto Hernández Trejos.

TITLE: STUDY FOR THE CUTTINGS REINJECTION IMPLEMENTATION DURING WELL DRILLING*

AUTHORS: CHRISTIAN HERNANDO LEAL BECERRA**

JULIAN ALBERTO LIZARAZO SARMIENTO**

KEYWORDS: Cuttings Reinjection, Drilling, Slurry, Stratigraphy.

ABSTRACT

The general volume of cuttings generated in the drilling operations created an urgent need which is to eliminate in the location and practical alternative for disposal of drilling waste to be cuttings re-injection (CRI), this technology has allowed that the companies of exploration and production of hydrocarbons (E&P) in charge of the managing for the suitable disposition of the cuttings and its implementation shows their commitment to reduce the environmental impact.

The study realized for the implementation of this project was carried out following some steps: the compilation, analysis and interpretation of information about this type of operations that have developed about the world. The description for the implementation of the cuttings re-injection was focused in a detailed study understood in: the definition of the Stratigraphy, the identification of the ideal zones of reinjection, description of the process, equipment used in the process, the analysis of hydraulic fracturing and the treatment that must do him to the cuttings.

All this process of reinjection 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 stable grouts and pumping. 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.

The process offers a plan of managing and prevention of risks that executed according to specifications and like that to get the reach the goal of zero unloads for the company's operators and the approval of the environmental and governmental authorities.

*Project degree

**Chemical-Physical engineering faculty. Petroleum engineering school. Director Edelberto Hernández Trejos.

INTRODUCCIÓN

Cada año miles de pozos de petróleo y gas son perforados alrededor del mundo, este proceso genera millones de barriles de residuos, principalmente los cortes y lodos; el manejo de estos residuos es un problema ambiental y económico para las compañías operadoras de explotación y producción de petróleo. Cuando se utiliza fluidos a base aceite en las operaciones de perforación, los cortes de rocas trasportados por el fluido de perforación a lo largo del pozo son revestidos con una capa residual de aceite. Aun cuando se perfora con lodo a base agua, los cortes de lutitas y areniscas ricas en contenido de petróleo son trasportados a la superficie.

En los últimos años el manejo apropiado de estos materiales se ha convertido en una de las prioridades en la planeación de las operaciones de perforación, puesto que se debe seguir las regulaciones existentes en cada país para disponer de estos desechos de una manera segura y aceptable para el medio ambiente. Las legislaciones ambientales, cada vez son más exigentes, reducen así las opciones para disposición de estos materiales o incrementan el costo de descarga.

Se han utilizado varios métodos para manejar estos desechos: reducción de la fuente, reciclaje o recuperación, reuso, tratamiento y disposición. También se pueden reciclar y volver a usar los fluidos de perforación o de completamiento, además se utilizan los cortes para la construcción de carreteras, si esta es una opción factible y ambientalmente viable.

Para resolver esta situación, se ha tomado la decisión de buscar alternativas ambientalmente más eficientes en el manejo de los desechos de perforación, donde la re-inyección cortes es una solución que cumple con las regulaciones

ambientales, no solamente cumple con los requisitos reglamentarios de cero descarga, sino que presenta un bajo impacto en la producción de dióxido de carbono, haciendo que sea la solución ideal para áreas ambientalmente sensibles.

La re-inyección de cortes de perforación es un proceso donde los cortes se recolectan y se transportan a un sistema que los organiza, mezcla, clasifica y acondicionan convirtiéndolos en una mezcla bombeable, la cual se inyecta a un yacimiento (formación receptora), ubicada a una gran profundidad y que se encuentra permanentemente aislada. Mediante la creación de fracturamiento hidráulico. Esta técnica ha tenido éxito en el mundo siendo una alternativa práctica y económica por su protección al medio ambiente. En los proyectos de re-inyección de cortes para que sea una realización exitosa es necesario seguir algunas recomendaciones de ingeniería, análisis del campo y un desarrollo de prevención de riesgos.

Unas de las grandes ventajas de la reinyección de cortes es la obtención de cero descarga, es decir ningún material se abandona en el lugar de la operación, puestos estos desechos son procesados e inyectados.

Las operaciones de re-inyección de cortes o CRI (Cutting Re-Injection) empezaron a desarrollarse al final de los años ochenta, inyectando volúmenes pequeños por el tubular o por el anular. Sin embargo, a través de los años se ha ganado más experiencia en los estudios y en las operaciones, por lo cual los volúmenes inyectados han incrementado significativamente. Las operaciones de CRI se han aplicado mundialmente en diferentes tipos de ambiente, siendo la planeación y el manejo de riesgo piezas clave para la ejecución segura y exitosa del proceso.

1. GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN

En la búsqueda de hidrocarburos unos de los efectos desafortunados son la acumulación de residuos que se dan en las operaciones de perforación, estas operaciones general diversas elecciones para la eliminación de estos. Desde 1980 se empezó a colocarle atención a la eliminación de los cortes y al exceso de fluidos de perforación. Frecuentemente, estos materiales se desechaban por la borda en las operaciones marinas o se sepultaban durante la perforación en los lugares específicos en tierra. Entre 1980 y 1990, la concientización ambiental global aumentó y la industria de petróleo y gas, junto con sus reguladores, comenzaron a comprender y apreciar el impacto ambiental potencial de los residuos de perforación. La combinación de concientización ambiental creciente, nuevas regulaciones en materia de vertidos y situaciones de perforación desafiantes, condujo a la industria del petróleo y gas a desarrollar nuevas tecnologías de fluidos de perforación y manejos de residuos para respaldar estos diseños de pozos avanzados, fomentando al mismo tiempo el cuidado al medio ambiente.

El empleo de lodo a base aceite (OBM) en el campo petrolero se generalizó en el año 1942. Los primeros fluidos externos al petróleo estaban compuestos básicamente por asfalto y combustible Diesel, estos lodos ayudaron a los perforadores a estabilizar las lutitas sensibles al agua, proporcionaban lubricidad para las operaciones de extracción de núcleos y minimizaron el daño al yacimiento. Con la aparición de la era de la perforación direccional a fines de la década de 1980, los OBM demostraron poseer una capacidad superior para reducir la fricción entre la columna de perforación y la formación. El esfuerzo de torsión y arrastre se redujeron significativamente con respecto con los lodos a base agua, lo que permitió a los perforadores llegar mayores distancias y perforar trayectorias más tortuosas, además la calidad inhibidora de los OBM ayudó a

reducir el riesgo de falla del pozo. Los OBM debe su calidad inhibidora a su naturaleza mojable al petróleo; el contacto del agua con las arcillas de la formación se elimina en un ambiente humedecido con petróleo, en consecuencia las formaciones perforadas con fluido a base aceite tienden a experimentar menos dispersión química que las perforadas con lodos a base agua ,esta calidad inhibidora minimiza la disolución de los cortes, conforme se bombean desde la barrena hasta la superficie, todas estas ventajas de los OBM tuvieron su precio, cuando se despertó la concientización ambiental para la industria del petróleo y gas. Los reguladores empezaron a desalentar la descarga de lodo y cortes de perforación, mientras que números países prohibieron definitivamente la descarga de cortes impregnados con petróleo y de lodo a base aceite residual.

Desde la década de 1990 hasta la actualidad, la industria de perforación ha revolucionado en el manejo de fluidos OBM y residuos de petróleo, donde ha ido reemplazándose por los lodos a bases de sintéticos (SBM) menos tóxicos y más aceptables para el medio ambiente, donde ofrecen calidades no acuosas de los OBM tradicionales y grados superiores de biodegradabilidad. En ciertas áreas, dependiendo de las regulaciones medioambientales, los cortes revestidos con SBM se sepultan o se vierten en el mar¹.

Un ejemplo de regulación de vertidos más estrictos ambientalmente se registró en el mar de Norte a fines de 1990, la Agencia de Control de la Contaminación del Estado Noruego anunció un incremento de la rigurosidad de las regulaciones para la eliminación de los cortes en áreas marinas. Donde la cantidad de petróleo permitido en los cortes de perforación eliminados por vertidos al mar se redujo del 6% al 1 %.

¹ S. Young and S. Rabke, “novel fluid design can eliminate obm cuttings waste” SPE 100292

La tecnología disponible en ese momento no podía reducir el petróleo presente en los detritos hasta niveles tan bajos. BP, en ese entonces Amoco Production Company, empezó a prepararse para este cambio de regulaciones en el Campo Valhall, mediante la evaluación de las opciones como primera medida. Los ingenieros consideraron el transporte de los cortes humedecidos con petróleo a tierra firme para su procesamiento, la ejecución de operaciones de perforación con lodo a base de agua en lugar de OBM, el procedimiento de los cortes en las áreas marinas y su eliminación a través de la inyección en el subsuelo. Los estudios iniciales indicaron que la re-inyección de cortes CRI produciría un impacto mínimo al medio ambiente, proporcionando al mismo tiempo una solución económica para la eliminación de los cortes y residuos de petróleo.

El proceso de re-inyección de cortes ha comprobado ser una solución efectiva para la eliminación de cortes de perforación. Los costos de la eliminación de residuos en zonas remotas o ambientalmente sensibles son muy altos, en estas la reinyección de cortes es el único método de eliminación ambientalmente aceptable. Al eliminar la necesidad de acumular, almacenar y transportar los recortes a tierra para su tratamiento, las operadoras ahorran tiempo, esfuerzo y espacio en el equipo de perforación. Algunos de los factores clave en la obtención de estos beneficios son el manejo y preparación efectiva de la lechada antes de su reinyección.

Cuando los lodos a base de aceite son utilizados en las operaciones de perforación, los cortes de roca se recubren con una capa residual de aceite y deben ser desechados de una manera ambientalmente viable. Se han utilizado varios métodos para manejar estos desechos: reducción de la fuente, reciclaje o recuperación, re-uso, tratamiento y disposición. La reducción de la fuente consiste en optimizar el control de sólidos y el manejo de fluidos, para reducir así el material contaminado.

También se pueden reciclar y volver a usar los fluidos de perforación o de completación y además utilizar los cortes para construcción de carreteras, si esta opción es factible y ambientalmente viable. Se han creado también varios procesos de tratamiento de materiales contaminados para reducir el porcentaje de aceite en ellos, tal como la filtración, la centrifugación, la biorremediación, la incineración y la desorción térmica, técnicas menos eficientes y más costosas que la reinyección de cortes.

1.1 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS DESECHOS DE PERFORACIÓN

La actividad de perforación de pozos petroleros genera desechos líquidos y sólidos que por sus características física-químicas constituyen una fuente de contaminación para el ambiente en el cual se desarrollan. Los desechos generados durante la actividad de perforación presentan dos fases, una líquida constituida por lodo de perforación y otra sólida, formada por los cortes de perforación. Los cortes adquieren muchas de las características del lodo y por ende constituyen un desecho de difícil manejo y disposición al medio ambiente. Adicionalmente, durante la perforación se generan volúmenes de aguas utilizadas en el lavado de equipo, bombas de lodo, enfriamiento de motores y otros equipos, agua de lluvia contaminada, etc.

El lodo de perforación, pasa a ser desecho una vez que culmina su vida útil, cuando se descarta por tasa de dilución diaria o por derrame en la localización. Los desechos generados poseen características físico-químicas que se derivan básicamente del tipo de fluido de perforación utilizado; en Colombia, en su mayoría, los lodos se clasifican en base agua y base aceite y los mismos son el principal contaminante de las aguas y los sólidos generados durante la perforación.

1.1.1 Desechos contaminados con lodos base agua. Los desechos contaminados con los lodos base agua, como el Agua-Gel, son inocuos al

ambiente, ya que sus características físico-químicas no superan los límites establecidos en las normas ambientales. En la mayoría de los casos estos fluidos son agua más bentonita y soda cáustica, en cuyo caso debe ser controlada, cloruros, unidades de pH y los sólidos totales en las aguas para descarga. Se caracterizan por ser de fácil manejo y económicos.

1.1.2 Desechos contaminados con lodos base aceite. Este tipo de desecho corresponde a sólidos de formación impregnados de fluidos base aceite que posee entre sus características químicas un alto contenido de hidrocarburos y algunos metales pesados como: plomo, cadmio, níquel, etc. En los efluentes líquidos el contenido de aceite, grasa e hidrocarburos queda, en su mayoría, en forma flotante por no ser líquidos miscibles en agua. De igual modo, la materia orgánica le aporta al efluente niveles elevados en la demanda química y bioquímica de oxígeno.

Los fluidos a base aceite son los de mayor cuidado debido al impacto ambiental que ellos generan.

1.2 COMPOSICIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN

La composición del lodo de perforación usado en un pozo, es determinada por las condiciones del fondo del pozo y el tipo de formación que se va a perforar. Debe hacerse un análisis puesto que hay dos factores que complican la decisión de la selección. Estos factores son:

- Baja viscosidad y poco peso en el lodo de perforación, con esto se logra una mayor tasa de penetración.
- Alta viscosidad y mucho peso en el lodo de perforación sirven para controlar mejor los efectos de ciertos parámetros en el fondo del pozo; tales como

entrada de fluido de alta presión dentro del hueco conocida como arremetida. Estos efectos pueden causar desastres como el caso de un reventón.

1.3 TIPOS BÁSICOS DE LODOS DE PERFORACIÓN

Existen tres tipos básicos de lodos de perforación, los cuales son:

1.3.1 Lodos de perforación en base agua. Los lodos de perforación más utilizados son los de base agua. Este fluido está compuesto de varias combinaciones y cantidades de agua fresca o salada, bentonita y aditivos químicos, que se determinan por las condiciones del fondo del pozo. A continuación se describen las reglas de operación.

1.3.1.1 Operaciones superficiales. Se usa mucha agua, lodo natural y pocos aditivos químicos.

1.3.1.2 Operaciones de perforación en formaciones duras. Cuando se perfora formaciones duras de baja porosidad, se usa lodo liviano y de poco peso como fluido de perforación.

1.3.1.3 Operaciones de perforación en formaciones blandas de alta porosidad y alta presión. Estas formaciones se perforan con lodo pesado o denso como fluido de perforación.

Los lodos en base agua son los más comunes, de mayor uso en la perforación ya que son más económicos de mantener, fácil para usar.

1.3.2 Lodos de perforación en base aceite. Los lodos base aceite son usados en la perforación de arcillas problemáticas y para mejorar la estabilidad del pozo. También son aplicables en la perforación de pozos altamente desviados por su

gran grado de lubricidad y capacidad de prevenir la hidratación de arcillas. También pueden ser seleccionados para aplicaciones especiales como pozos a altas temperaturas o presiones, minimizando el daño a la formación. Otra razón para escoger estos lodos bases aceite es que estos son resistentes a los contaminantes con la anhidrita, sal, y gases ácidos (CO_2 y H_2S).

1.3.3 Lodos de perforación a base de aire o gas. Los lodos de perforación base de aire o gas son usados para la perforación de zonas depletadas o áreas donde se encuentran presiones bajas de formación. Una ventaja de estos lodos sobre los sistemas de lodos líquidos es el incremento de la tasa de penetración. Estos lodos son inefectivos en áreas donde se encuentran grandes volúmenes de fluidos de formación. Un gran influjo de fluidos de la formación requiere convertir el fluido base gas o aire en un sistema base líquido. Como resultados, las posibilidades de pérdida de circulación o daño a zonas productoras son mucho mayores.

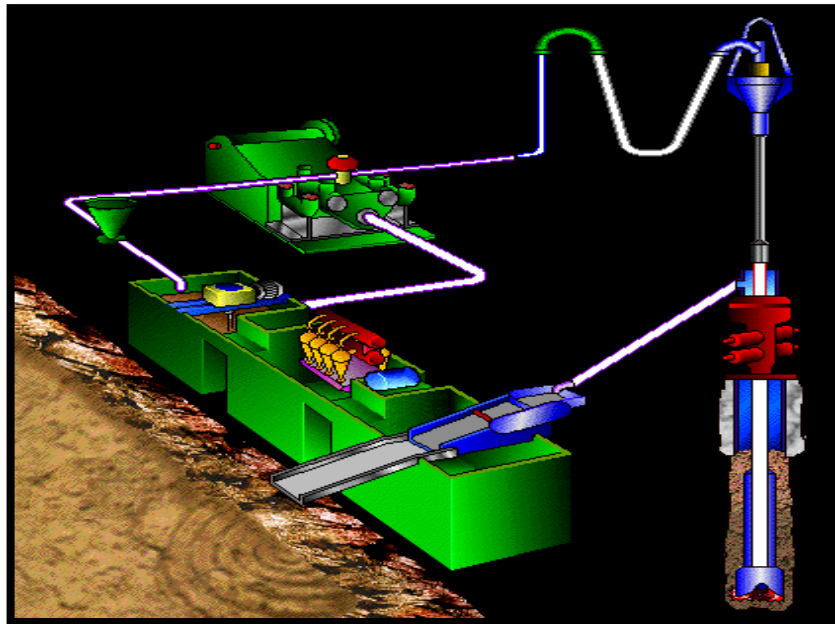
1.4 FUNCIONES DEL LODO DE PERFORACIÓN

Las funciones del lodo de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de realizar.

- Remoción y transporte de los cortes desde el fondo del pozo a la superficie.
- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación
- Controlar las presiones del subsuelo y cubrir las paredes del pozo con una capa impermeable.
- Permitir la evaluación de las zonas productoras y no dañar su potencial.
- Mantener en suspensión los cortes y derrumbes en el anular cuando se detiene la circulación.
- Transmitir potencia hidráulica sobre la formación, por debajo de la broca.

1.4.1 Ciclo del Lodo en un Pozo. La mayor parte del lodo que se utiliza en una operación de perforación se recircula en forma continua. El sistema de circulación consta de un gran número de equipos y estructuras con lo son: las bombas, las cuales recogen Lodo del tanque y lo envían a través de una línea de descarga hasta un tubo colocado paralelo al taladro llamado Stanp Pipe. De allí el lodo sube y pasa por una manguera flexible de alta resistencia llamada manguera rotativa, la cual está conectada a la Swivel que pasa atreves de ella y se dirige al interior de la Kelly para luego ser recorrido a través de la sarta de perforación hasta la broca y sale por la broca subiendo por el espacio anular y sale hasta la superficie a través de la línea de descarga, cayendo sobre un equipo llamado Shale Shaker en el cual se separa los cortes y el contenido del lodo. En la figura 1 se presenta el sistema de circulación del lodo de perforación.

Figura 1. Circulación del Lodo de Perforación



Fuente: Halliburton Services Company

1.5 CORTES DE PERFORACIÓN

Los cortes de perforación son partículas que se desprenden de la formación desde la superficie interior del hueco, dichas partículas son creadas por la acción de las fuerzas de compresión y rotatoria del taladro. Desde el momento en que los cortes de perforación son desprendidos de las paredes del hueco hasta que llegan a la superficie, sufren una continua reducción de tamaño debido a la abrasión con otras partículas y la acción de triturar que ejerce la tubería de perforación, es por eso que el área superficial se incrementa en forma exponencial debido a la degradación de los cortes.

1.6 CONTROL DE SÓLIDOS

En el proceso de extracción del petróleo se emplean lodos de perforación que tienen diversas funciones. Así, los tipos y cantidades de sólidos presentes en los sistemas de lodo determinan la densidad del fluido, la viscosidad, los esfuerzos que soporta el gel, la calidad del revoque y el control de filtración, así como otras propiedades químicas y mecánicas. Los sólidos y sus volúmenes también afectan los costos del lodo y del pozo, incluyendo factores como la velocidad de penetración (ROP), la hidráulica, las tasas de dilución, el torque y el arrastre, las presiones de surgencia y pistoneo, la pega por presión diferencial, la pérdida de circulación, la estabilidad del pozo, y el embolamiento de la barrena y del conjunto de fondo. A su vez, estos factores afectan la vida útil de las barrenas, bombas y otros equipos mecánicos. Es necesario agregar productos químicos, arcillas y materiales densificantes al lodo de perforación para lograr varias propiedades deseables. Los sólidos perforados, compuestos de rocas y arcillas de bajo rendimiento, se incorporan en el lodo. Estos sólidos afectan negativamente muchas propiedades del mismo. Sin embargo, como no es posible eliminar todos los sólidos perforados ya sea mecánicamente o por otros medios, éstos deben ser considerados como contaminantes constantes de un sistema de lodo. En la figura 2 se muestra el equipo de control de sólidos.

Figura 2. Equipo de control de sólidos



Fuente: Autores

La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. Los Beneficios del Control de Sólidos².

- Reduce al mínimo el porcentaje de sólidos indeseables.
- Estabiliza la pared del pozo.
- Incrementa la vida útil de la Broca.
- Incrementa la tasa de Penetración (ROP).
- Optimiza los trabajos de cementación.
- Disminuye los problemas de torque y arrastre.
- Mejora la eficiencia de las bombas.
- Disminuye los problemas de circulación.
- Reduce los costos operacionales.

² LENIS, Efraín. MI SWACO. Curso de control de sólidos.2000

1.6.1 Métodos de control de sólidos.

- **Dilución:** Reduce la concentración de sólidos perforados adicionando un volumen de fluido de perforación.
- **Desplazamiento:** Es la remoción o descarte de grandes cantidades de fluido por fluidos nuevos con óptimas propiedades reológicas.
- **Piscina de asentamiento (gravedad):** Es la separación de partículas sólidas por efecto de gravedad, debido a la diferencia en la gravedad específica de los sólidos y el líquido. Depende del tamaño de las partículas, gravedad específica y viscosidad del fluido.
- **Trampa de arena:** La trampa de arena básicamente es un comportamiento de asentamiento que está localizado directamente debajo de la zaranda. La trampa de arena recibe el fluido y lo entrega al siguiente tanque para remover los sólidos grandes que pueden ocasionar taponamiento en los hidrociclones.
Estos sólidos llegan a la trampa cuando hay mallas rotas o se ha hecho bypass en las zarandas.
- **Separación mecánica:** Separación selectiva de los sólidos perforados del fluido por diferencias de tamaño y masa. Hay varios tipos de equipos los cuales son diseñados para operar eficientemente bajo condiciones específicas.

1.6.2 Equipos de control de sólidos. El objetivo de diseño de cualquier equipo de control de sólido es alcanzar la remoción progresiva de los sólidos perforados. Estos permiten que cada equipo optimice el desempeño del siguiente equipo.

El control de sólidos se logra usando uno o varios de métodos básicos de separación de sólidos³.

- Trampa de arena
- Zaranda o Shale Shaker
- Desgasificadores
- Hidrociclones (desarenador y deslimador)
- Limpiador de lodo.
- Centrifugas.
- Unidad de deshidratación.

1.6.2.1 Trampa de arena. Los tanques de asentamiento o trampas de arena casi nunca son usados en las operaciones modernas de perforación: sin embargo, pueden ser usados si se requiere. La proporción de sólidos que se depositan en los tanques de asentamiento o trampas de arena depende de:

- El tamaño, la forma y la gravedad específica de las partículas.
- Densidad y viscosidad del fluido de perforación.
- El tiempo de estancia en el tanque.

De acuerdo con la ley de Stokes, la sedimentación eficaz de los sólidos solo puede lograrse cuando el fluido tiene un flujo laminar

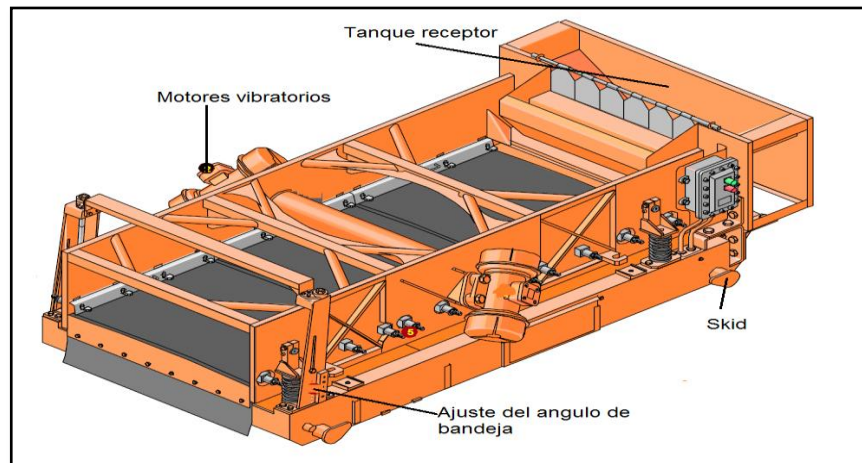
Bajo condiciones de flujo turbulento, la sedimentación es muy mínima. La mayoría de las zarandas modernas eliminarán los sólidos de tamaño de arena y más grandes sin necesitar el uso de trampas de arena y/o tanques de asentamiento.

³ LENIS, Efraín. MI SWACO. Curso de control de sólidos.2004

1.6.2.2 Zaranda o Shale Shaker. Es un tamiz vibratorio usado para la filtración de sólidos del fluido de perforación circulante para eliminar los cortes del lodo. Es el único aparato removedor de sólidos que hace una separación basada en el tamaño físico de las partículas. Como primera etapa de la cadena de limpieza de lodo y remoción de sólidos, las zarandas constituyen la primera línea de defensa contra la acumulación de sólidos, muchos problemas potenciales pueden ser evitados observando y ajustando las zarandas para lograr una eficiencia máxima de remoción con base en la capacidad de manejo.

Las zarandas pueden eliminar hasta el 90% de los sólidos generados, no pueden eliminar los sólidos que tienen tamaño de limo y coloides, por lo tanto resulta necesario usar la dilución y otros equipos para los sólidos perforados más pequeños. Las zarandas son lo primero con lo que se encuentra el lodo al retornar del pozo. En la figura 3 se muestra los componentes básicos de una zaranda

Figura 3. Componente básico de una zaranda



Fuente: Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín

La operación de la zaranda es función de:

- Norma de vibración.
- Dinámica de la vibración.

- Tamaño de la cubierta y su configuración.
- Características de las mallas (mesh y condición de superficie)
- Reología del fluido (especialmente densidad y viscosidad)
- Ritmo de carga de sólidos (ROP, GPM y Diámetro del hueco).

De un buen control de sólidos en las zarandas, depende en gran parte la eficiencia de los equipos de control de sólidos restantes.

1.6.2.3 Desgasificadores. Debido a la contaminación que sufre el lodo de perforación con gas proveniente de las formaciones atravesadas, es necesario contar con dispositivos que permitan eliminar este gas. Para remover este gas del lodo se utiliza un dispositivo que son los Desgasificadores.

La presencia de gas en el fluido puede ser:

- Perjudicial para los equipos del taladro.
- Un problema potencial de control de pozo.
- Peligroso si es toxico o inflamable (H₂S, CO₂).
- Bombas centrifugas, hidrociclones y bombas del taladro pierden eficiencia si el flujo contiene gas.

Los Desgasificadores deben ser instalados entre la trampa de arena y los primeros hidrociclones (Desarenador).

Existen básicamente dos tipos de Desgasificadores.

- **Desgasificadores de vacío:** Aquellos que remueven el gas mediante la aplicación de vacío al lodo de perforación. Los diseños de estas unidades son variables, algunos relacionan más de un vacío, otros

relacionan una combinación de agitación-vacío o fuerza centrífuga para remover el gas. Son usados en fluidos pesados y alta viscosidad.

- **Desgasificadores atmosféricos:** El tipo atmosférico relaciona solamente una fuerza, ya sea centrífuga, o bien, una de agitación. Debido a que estos no aplican vacío para arrojar el fluido de perforación a la unidad, es necesario contar con bombas centrífugas que lo operen. Aceptable en fluidos sin peso y baja viscosidad.

Figura 4. Tipos de desgasificadores



a). Tipo vacío



b). Tipo atmosférico

Fuente: Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín

1.6.2.4 Hidrociclones. Los hidrociclones son dispositivos físicos que consisten de un recipiente en forma de cono con una entrada lateral y dos salidas opuestas. Las salidas de los hidrociclones están una en la parte superior y otra en la parte

inferior del cono. Son recipientes en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga.

Figura 5. Equipo general de los hidrociclones



Fuente: Esvencalk Inc.

- **Principio de operación:** El lodo es alimentado tangencialmente por una bomba centrífuga a través de la entrada de alimentación al interior de la cámara de alimentación. Las fuerzas centrífugas así desarrolladas multiplican la velocidad de decantación del material de fase más pesado, forzándolo hacia la pared del cono. Las partículas más livianas se desplazan hacia adentro y arriba en un remolino espiral hacia la abertura de rebasamiento de la parte superior. La descarga por la parte superior es el sobre flujo o efluente; la descarga de la parte inferior es el flujo inferior. El flujo inferior debe tomar la forma de un rociado fino con una ligera succión en el centro. Una descarga sin succión de aire es indeseable.

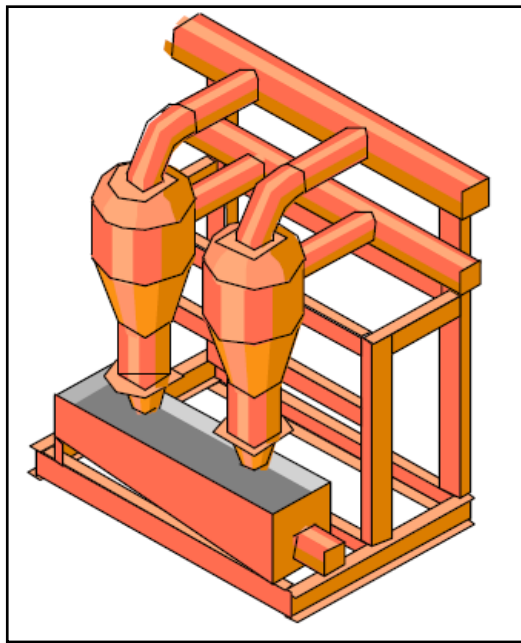
- **Tamaño y forma de las partículas:** Las características de las partículas juegan un papel importante en la eficiencia de separación. Estas influyen:
 - Tamaño y forma de las partículas
 - Densidad de las partículas
 - Concentración de sólidos
 - La forma de influye en el comportamiento de asentamiento. Partículas con altos coeficientes de fricción se asentaran más despacio que las partículas cilíndricas.
 - La concentración volumétrica de sólidos generan varios problemas de asentamiento como: Incremento de viscosidad, interferencia de partículas y saturación de fluidos.

El tamaño y el número de hidrociclones requeridos variarán según la aplicación. Los desarenadores son generalmente hidrociclones de 6 pulgadas o más; comúnmente se usan dos hidrociclones de 12 pulgadas. En general, los deslimadores usan hidrociclones de 4 a 6 pulgadas, siendo común que se usen 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas. Los eyectores de arcilla o microciclones usan hidrociclones de 2 pulgadas, siendo común que se usen 20 hidrociclones de 2 pulgadas. La capacidad de procesamiento depende del tamaño del hidrociclón; por lo tanto, para un volumen determinado, se usará un mayor número de pequeños hidrociclones que de grandes hidrociclones. Los hidrociclones separan sólidos de acuerdo a su densidad.

- ❖ **Desarenadores.** Los desarenadores son usados en fluidos con poco peso para separar partículas tamaño arena de 74 micrones o más grandes. Se utiliza el desarenador para impedir la sobrecarga de los deslimadores. En general se usa un hidrociclón de 6 pulgadas de diámetro interior o más grande, con una unidad compuesta de dos hidrociclones de 12 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 500 gpm.

La descarga de este equipo es muy seca y abrasiva, por lo cual debe ser desechada, sin embargo, en fluidos costosos (bases aceite, polímeros entre otros) cuando es necesario recuperar la fase líquida esta descarga debe ser dirigida hacia una zaranda con una malla mínima 200 (punto de corte 74 micrones). Este equipo debe ser instalado después del desgasificador y antes del deslimador. El fluido de alimentación deber ser tomado del tanque de descarga del desgasificador, su descarga debe ser en el tanque continuo de succión.

Figura 6. Equipo general de un desarenador



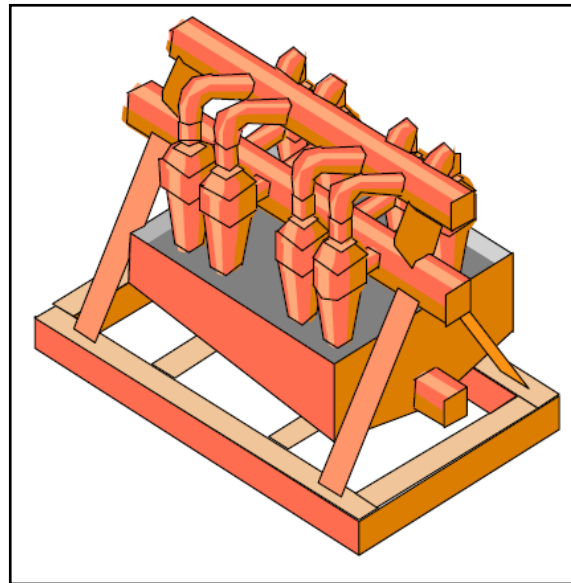
Fuente: Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín

- ❖ **Deslimador.** El deslimador puede remover partículas de tamaño de limo y arena fina provenientes de los fluidos de perforación. Cuando se utiliza adecuadamente, remueve prácticamente todas las partículas de limo de más de 25 micrones. Se componen de una batería de conos de 4 pulgadas o menos. Dependiendo del tamaño del cono se puede obtener un corte de

tamaño de partículas de entre 6 y 40 micrones. Se usan muy poco en los lodos densificados de más de 12,5 lb/gal debido a gran cantidad del tamaño de partículas de la barita se encuentra en el rango de limo por este caso no es recomendable la utilización.

Los conos deslimadores son fabricados en una gran variedad de tamaños, en un rango de 2 a 6 pulgadas. El deslimador difiere del desarenador en el tamaño de los conos y el punto de corte pero su funcionamiento es igual. La operación de este equipo igualmente depende de la bomba centrífuga. El fluido debe ser succionado del tanque que descarga el desarenador y su descarga procesada en el tanque contiguo.

Figura 7. Equipo general de un deslimador



Fuente: Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín

1.6.2.5 Limpiador de lodo. Los limpiadores de lodo son sistemas de procesamiento de separación de dos etapas que comprenden varias combinaciones de hidrociclones desarenadores y deslimadores montados sobre una zaranda y diseñados para operar como una sola unidad. El limpiador de lodo

remueve los sólidos por medio de un proceso de dos etapas. Primero, el fluido de perforación es procesado por el desarcillador. Segundo, la descarga del desarcillador es procesada por una zaranda de alta energía y de malla fina.

Este método de remoción de sólidos es recomendado para lodos que contengan considerables cantidades de materiales densificantes o que tengan costosas fases de fluidos. El propósito del limpiador de lodo es tamizar la descarga inferior de los hidrociclones para:

- Recuperar la fase líquida.
- Recuperar la barita descartada.
- Producir relativamente cortes más secos.

Figura 8. Equipo general de un limpiador de lodo



Fuente: Schlumberger Company – Mi Swaco.

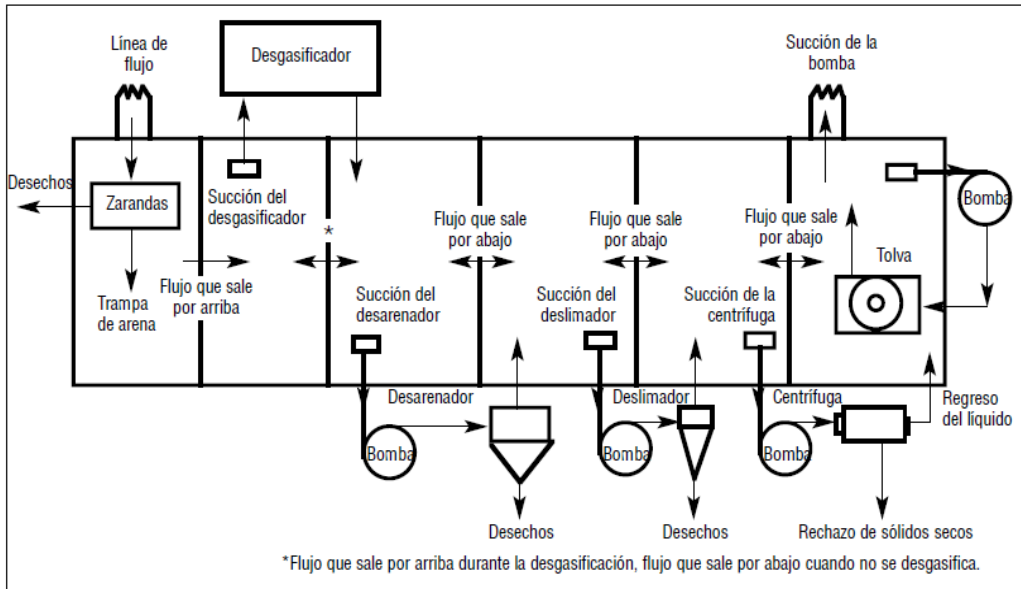
1.6.2.6 Centrifuga decantadora. Se usa para la separación de los sólidos de la fase líquida, que no han sido removidos por las zarandas ni por los hidrociclones. Consiste de un recipiente en forma cónica o bowl, rotando sobre su eje a

diferentes velocidades (entre 1900 y 3200 rpm). Un sin fin o conveyor ubicado dentro del blowl gira en la misma dirección del blowl generando una velocidad diferencial respecto al mismo entre 33 y 56 rpm.

La velocidad diferencial permite el transporte de los sólidos por las paredes del Blowl en donde los sólidos han sido decantados por la fuerza centrífuga. El éxito de la operación depende de su trabajo continuo, la capacidad para descargar sólidos relativamente secos y alcanzar una alta eficiencia de separación. Las centrifugas juegan un papel muy importante para la remoción de sólidos de perforación de hasta 1-2 micrones. Estas partículas son las más dañinas para las propiedades del lodo.

1.6.3 Circulación en el equipo de control de fluidos. El fluido de perforación con los cortes provenientes de la línea de retorno del lodo, primero ingresa a la zaranda y en algunos sistemas el fluido es recibido por la trampa de arena que pasa su contenido por rebose al siguiente equipo; el desarenador succiona el fluido del tanque de descarga del desgasificador y lo descarga en el tanque contiguo de este; el deslimador succiona el fluido de este tanque y lo descarga en el siguiente comportamiento, de este la centrifuga lo succiona y su descarga es recibida por otro compartimiento y una línea lo conduce al tanque de succión del desarenador.

Figura 9.Equipo general de un sistema de control de sólidos



Fuente: Manual MI SWACO 2001.

1.7 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN

Los cortes de perforación son rocas molidas por la broca. Estos cortes se impregnan con aceite o lodos y se convierten en un enormemente contaminante. Esta roca molida, cuando ya se ha separado del lodo de perforación en la superficie, generalmente se los vierte directamente al ambiente sin ningún tratamiento.

Los lodos solubles en agua tienen como componente principal la barita y el carbonato de calcio, a los que se añade compuestos inorgánicos como la bentonita y otras arcillas que aumenta la viscosidad. Estos lodos incluyen varios metales pesados tóxicos, sales inorgánicas, detergentes, polímeros orgánicos, inhibidores de la corrosión y biocidas.

La generación de lodos y cortes de perforación representa el mayor volumen de desechos que se generan durante la actividad de perforación. Por ello se debe

realizar un manejo ambientalmente adecuado para la disposición de estos. Un mal manejo de estos residuos ha generado a nivel mundial, un problema de contaminación de los suelos y cuerpos de aguas.

Se ha aplicado diversas técnicas para contrarrestar el efecto de la contaminación. A continuación se hablará de algunas técnicas más utilizadas como lo son:

1.7.1 Encapsulamiento. Los cortes de perforación con silicato de sodio, cemento, cenizas de carbón y principalmente con cal viva, son materiales que se solidifican en reacción con agua, de modo que se forman cápsulas, que luego se empaquetan y amarran en telas de material sintético. Así se hacen los conocidos tamales, que luego se entierran.

1.7.2 Biorremediación. Consiste en utilizar microorganismos como hongos y bacterias, para degradar las cadenas de hidrocarburos complejos compuestos de hidrógeno, carbono y otros elementos químicos, en compuestos simples como el gas carbónico (CO₂), agua y compuestos orgánicos simples.

1.7.3 Desorción térmica indirecta. Este método consiste en aplicar, durante aproximadamente 0,5 segundos, temperaturas superiores al punto de vapor del contaminante (1.500°F) a los cortes y residuos que tienen hidrocarburos, en quemadores especiales. De ese modo se genera vapor, que se libera a la atmósfera o se vuelve a condensar después, para fabricar nuevos fluidos o para generar calor. La tierra quemada e inservible se deposita posteriormente en botaderos.

1.7.4 Confinamiento. Esta práctica tiene la finalidad de reducir el volumen de residuos a manejar. Se realiza a través de entierro de los residuos en celdas adecuadas.

1.7.5 Fosas para Disposición de cortes de perforación. La fosa utilizada para la disposición final de los residuos sólidos de perforación se ubica en la misma locación donde se realiza la perforación, su diseño considera la impermeabilidad del suelo, techado y sistemas de drenaje para la recolección del agua fluvial. Su capacidad de diseño está de acuerdo al número de pozos y la profundidad a perforar. Todo líquido remanente en la fosa será transmitido al sistema de aguas residuales industriales de la locación, la fosa será cubierta con suelo natural y será restaurada mediante técnicas de vegetación.

1.7.6 Micro-celdas. In situ se aplica esta técnica, en los campamentos temporales de sitios remotos, con la finalidad de reducir el volumen de los residuos orgánicos. El diseño de las micros celdas considera un sistema de venteo de gases y un sistema de drenaje para la recolección de los lixiviados.

2. DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DE MANEJO Y REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

El desarrollo de tecnologías para explorar nuevos campos petroleros en áreas remotas como las aguas profundas y lugares sensibles al medio ambiente trae consigo un mayor énfasis en la protección de los recursos naturales en la zona de perforación. En consecuencia, muchas agencias reguladoras exigen políticas de cero descargas, requiere que todos los residuos generados deben ser eliminados de una manera responsable.

Con la implementación de CRI (Cutting Re-injection) se adapta a los requerimientos dados, las prácticas tradicionales de eliminación, especialmente aquellas que pueden traer como resultados dependencia del almacenamiento y transporte, suponen costosos riesgos logísticos, de seguridad y exposición que podrían generar responsabilidad a largo plazo. Al hacer tecnologías avanzadas en materia de manejo logístico, el proceso CRI ofrece soluciones permanentes para la eliminación de desechos provenientes de los sectores de exploración y producción, así como operaciones de refinación, tratamiento y transporte.

Los tres principales motores para la selección de CRI es la colección de cortes, el sistema de transporte y un paquete de re-inyección son la normatividad ambiental, la logística y el costo. Dependiendo del país, región o zona marina, los reglamentos existentes pueden o no permitir la descarga o el transporte de los residuos. En algunas áreas donde las legislaciones son menos estrictas, los residuos pueden ser descargados o transportados en la misma área de operación. En las zonas altamente sensibles en que las políticas de cero descargas se aplican estrictamente, todos los residuos generados deben ser almacenados, tratados y eliminados in situ. Debido a estas limitaciones, las operaciones de perforación se limitaron a menudo por la capacidad de

recaudación. El nuevo enfoque consiste en separar el proceso de reinyección de la perforación, proporcionando un proceso totalmente independiente y rentable. Para la logística, las principales limitaciones están determinadas por la configuración del equipo, la disponibilidad de espacio, tipo de materiales, la distancia del transporte de materiales, y la seguridad, que finalmente se convierten en costos. Por lo tanto, cada operación debe analizarse individualmente para determinar el cumplimiento con las regulaciones locales, la logística y los costos involucrados de recogida de manera adecuada, el transporte y los paquetes de reinyección están diseñados para satisfacer las necesidades específicas del proyecto. El mejor método para proporcionar la solución más fiable para la eliminación ambientalmente segura de los residuos ha sido identificado como la integración de la colección de cortes y el sistema de transporte neumático como parte del paquete de la CRI.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

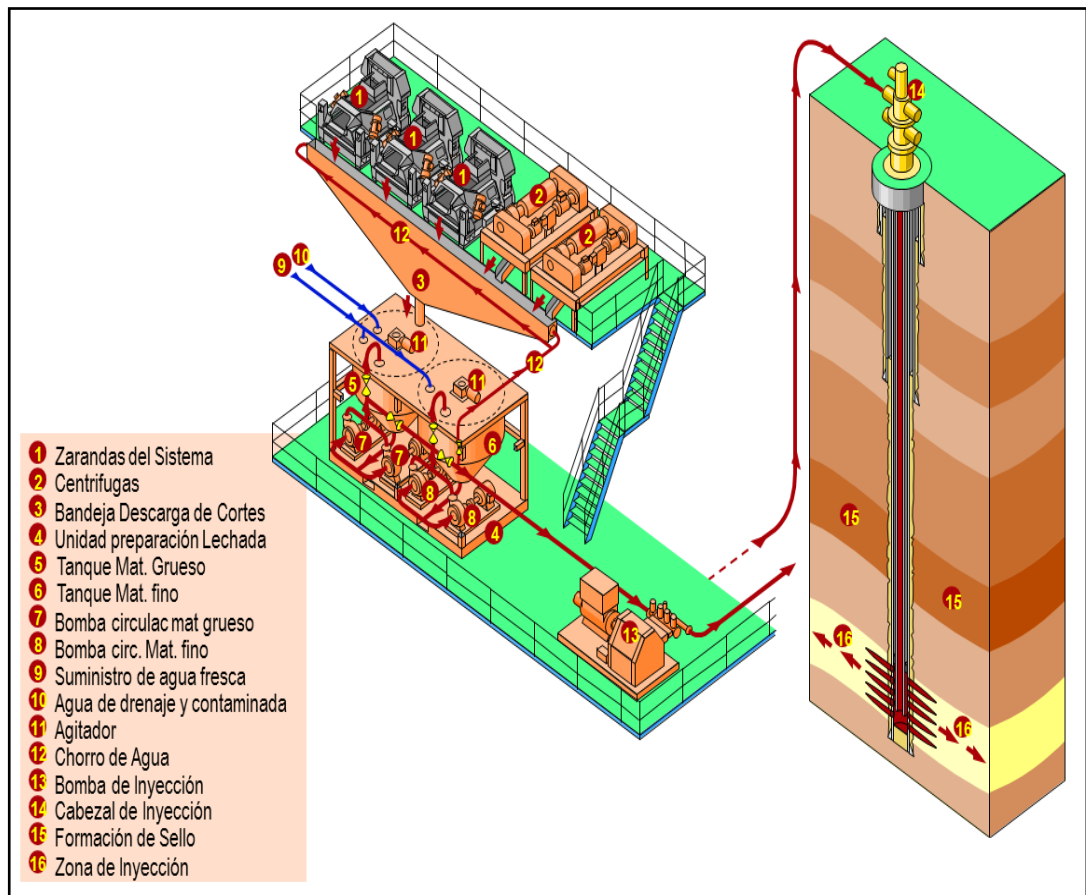
Los cortes generados durante las operaciones de perforación llegan a la superficie transportados por el lodo utilizado. Esta mezcla pasa por un proceso de control de sólidos donde se recupera parte del lodo y los sólidos son separados y almacenados en tanques, cajas, según las condiciones de espacio del taladro. Este material, reducido a un determinado tamaño de partícula, se mezcla con agua y viscosificantes en una unidad de mezcla para crear la lechada. La lechada se transfiere a un tanque de almacenamiento temporal donde se chequean sus propiedades reológicas, que deben cumplir los requerimientos de ingeniería. La lechada es inyectada por el tubular o por el anular a una formación receptora a una presión, tasa de bombeo y condiciones reológicas óptimas para crear fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos.

Se pretende entonces crear un sistema de fracturas por medio del fracturamiento hidráulico donde se almacenen los cortes para evitar así cualquier contaminación en la superficie. La determinación de esta zona de creación de fracturas, de

recepción y acumulación de sólidos depende de la información relativa al campo en estudio.

El éxito de las operaciones de CRI depende del estudio y análisis del campo donde se va a desplegar el proceso, de la evaluación de las opciones y de los riesgos probables y del desarrollo de un proceso de manejo de riesgos para evitar cualquier eventualidad. En la figura 10 se muestra el equipo básico utilizado por la compañía MI Swaco.

Figura 10. Principales componentes del equipo de reinyección



Fuente: MI-Swaco Services

2.2 PÁRAMETROS INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN

Los parámetros operativos son parte del manejo de riesgos de los trabajos de CRI y se estipulan en los estudios de ingeniería. A continuación se especifican algunos de los parámetros operativos que se deben discutir y establecer antes de la operación de CRI :

2.2.1 Diseño de equipo de superficie. El despliegue del equipo de superficie necesario para la operación de CRI se realiza a partir de los parámetros de ingeniería obtenidos y de las condiciones del taladro.

2.2.2 Concentración de los sólidos. Se utiliza como medida preventiva para una disposición segura e ininterrumpida de cortes, el contenido de sólidos no debe exceder generalmente de 20% por volumen de la lechada, aunque esto se especifica según las condiciones de cada proyecto.

2.2.3 Condiciones reológicas de la lechada. Es necesario controlar ciertos parámetros inherentes como la viscosidad para que los cortes entren debidamente a la fractura y se desplacen sin interrupción a lo largo de la longitud de la misma. Es indispensable realizar pruebas reológicas en diferentes concentraciones de sólidos para establecer requisitos de las viscosidades específicas y recomendaciones de clasificación de viscosificantes.

2.2.4 Clasificación de partículas según tamaño. El análisis de distribución de partículas por tamaño es altamente recomendado para evitar problemas de asentamiento y, por consiguiente, de taponamiento del pozo.

2.2.5 Otros aditivos. Se debe interactuar con el operador para adoptar su experiencia sobre otros aditivos tales como inhibidor de corrosión, agente secuestrante de oxígeno y biocidas.

2.2.6 Especificaciones de cabeza de pozo. La evaluación de desgaste por erosión presente en cabeza de pozo y tubular que pueden incurrir durante la inyección prolongada de la lechada por lo cual se debe estimar el desgaste y riesgos asociados a partir de las simulaciones numéricas se estima la presión de inyección de superficie, la cual especifica los requerimientos de equipo de inyección.

2.2.7 Evaluación de estallido tubular. Los cálculos de estallido tubular establecen la máxima presión de inyección en superficie para no exceder los límites de la tubería.

2.2.8 Evaluación del desgaste por erosión. La erosión de la cabeza de pozo y del tubular puede ocurrir durante la inyección prolongada de la lechada, por lo cual se debe estimar este desgaste e identificar los riesgos asociados.

2.3 HERRAMIENTAS, EQUIPOS Y MATERIALES UTILIZADOS PARA PARA LA REINYECCIÓN

Dentro del sistema de diseño y riesgos operacionales el cabezal de pozo, la preventora de reventones, el árbol de navidad, son elementos secundarios que permiten el control del pozo y la columna hidrostática de fluido constituye su control primario. En el caso del fracturamiento hidráulico que se genera para el proceso de reinyección de cortes, el diseño ajuste y aplicación del cabezal de pozo, debe garantizar que la presión necesaria de cada componente, puede contener las presiones máximas esperadas que se experimentan durante la operación de reinyección, en una inyección prolongada. Dentro de los componentes del sistema los principales que generan aseguramiento de calidad del proceso son: el cabezal de pozo y sistema de control de sólidos.

2.3.1 Cabezal de pozo. Un cabezal de pozo es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante la operación de perforación. Durante la perforación el pozo está controlado por una preventora de reventones y un múltiple de flujo y estrangulación. Cada espacio anular esta sellado por el cabezal del pozo, para evitar esfuerzos máximos.

Los sistemas de cabezal de pozo deben diseñarse para:

- Soportar cargas de tensión de tubulares suspendidos.
- Tener la capacidad de sellar a presión
- Aislar el pozo del ambiente exterior
- Aislar entre revestidores y formaciones de fondo de pozo
- Mantener presión durante operaciones de control de pozo, pruebas de pozo o periodos de cierre.
- Contener la presión
- Vigilar la seguridad del pozo
- Ofrecer una base para el árbol de navidad

Figura 11. Cabezal de pozo



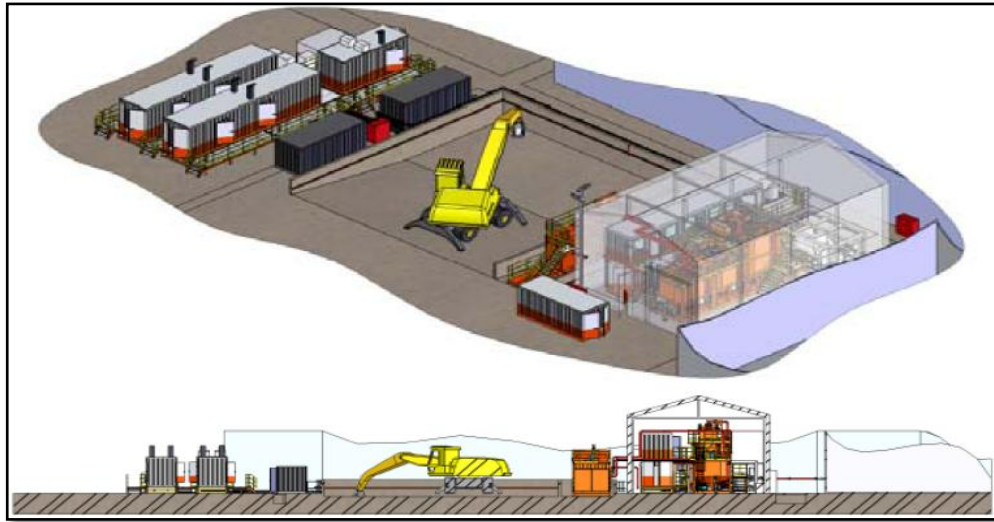
Fuente: www.dpcusa.org

2.3.2 Sistema de control de sólidos. Un sistema de control de sólidos el cual su función es alcanzar, paso a paso, la remoción progresiva de los sólidos perforados. Esto permite que cada equipo optimice el desempeño del equipo siguiente. Además, el sistema debe tener la habilidad para diferenciar entre los sólidos perforados y el valioso material pesante. La descripción del sistema de control de sólidos se realizó en el primer capítulo.

2.4 COMPONENTES DEL PROCESO DE REINYECCIÓN

Para realizar una operación de reinyección de cortes se debe tener un apropiado diseño, de esta manera son requeridos equipos y procesos.

Figura 12. Instalaciones de superficie de CRI



Fuente: SPE 139768

Los equipos y procesos incluyen:

- Recolección y mezcla de cortes de perforación con residuos y agua limpia.
- Condiciones y pruebas de laboratorio.
- Parámetros de reinyección, propiedades de la mezcla, composición, presiones y volumen conforme a los procedimientos establecidos.
- Tanques de almacenamiento
- Bombas centrifugas

Para garantizar el éxito en el momento de ejecución de la tecnología de reinyección de cortes se debe dar cumplimiento a cada etapa inherente al proceso, a continuación se describen los tres sistemas que componen el proceso de reinyección.

2.4.1 Sistema de transporte de cortes. Este sistema comprende una gran variedad de equipo dependiendo si las operaciones se realizan en costa afuera o en tierra para su recolección y transporte durante las operaciones de reinyección. El objetivo principal de este sistema se atribuye al proceso de transporte desde un punto A, donde los cortes son llevados a superficie hasta un punto B, la disposición de cortes durante operación o cuando el pozo es destinado a solo inyección. La configuración del sistema de transporte de cortes integra el proceso desde la unidad de acondicionamiento donde se seleccionan los cortes que cumplen con el tamaño de partícula óptimo, para la inyección y a condiciones específicas según lo requiera la formación receptora.

Esta configuración es dependiente de la disponibilidad de espacio y el equipo en el sitio de la perforación, El transporte, en caso de tener un pozo dedicado completamente a la reinyección de cortes provenientes de otros pozos, está sujeto a la movilización de los mismos y por lo cual son descargados en volquetas para ser transportados al sitio de disposición, en caso tal que la piscina de cortes de la localización no es el lugar de disposición final, tal como se describe en el sistema de reinyección. Estas volquetas deben disponer de un buen sello para evitar fugas de líquidos en su recorrido desde punto A hasta el punto B. La figura 13 representa cortes de perforación de diferentes pozos perforados que son transportados al pozo inyector.

Figura 13. Piscina de cortes de perforación



Fuente: SPE 120278

En costa afuera hay diferentes sistemas la recolección y transporte de cortes. Algunos de los más conocidos se describen a continuación:

2.4.1.1 Sistema de colección de gravedad. Este infiere en la fuerza de gravedad que permite que los líquidos y sólidos que se derivan de una elevación más alta se sujeten de una menor altitud. En la figura 14 se representa el sistema más simple de todos y del cual a menudo es preferido en las operaciones costa afuera, aunque su uso no siempre es posible debido a la limitación de espacio en el sitio de perforación.

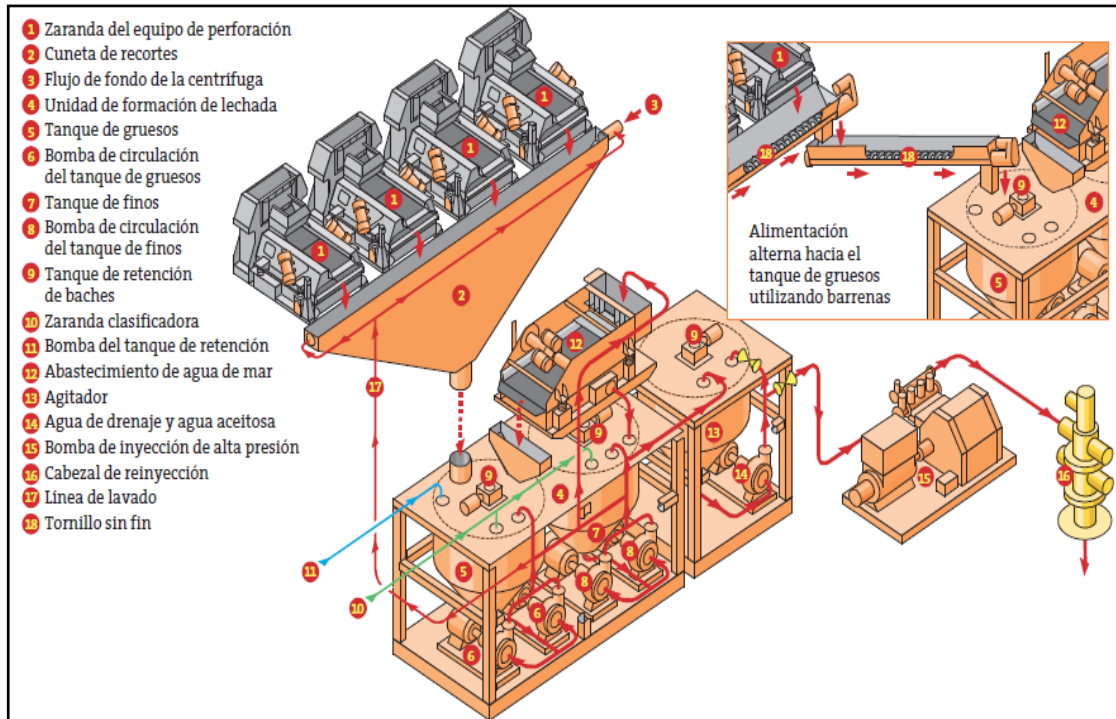
Figura 14. Sistema de colección por gravedad



Fuente: SPE 108912

2.4.1.2 Sistema de transporte en taladros. Este sistema transporta la mezcla por medios mecánicos de manera eficaz; se encuentra limitado por el alto contenido de líquidos, distancias cortas, la elevación, el cambio de dirección. Un aspecto importante es que los cortes se exponen a este tipo de transporte solo y cuando los materiales pueden causar atascamiento en el sistema. En la figura 15 se muestra un esquema del equipo

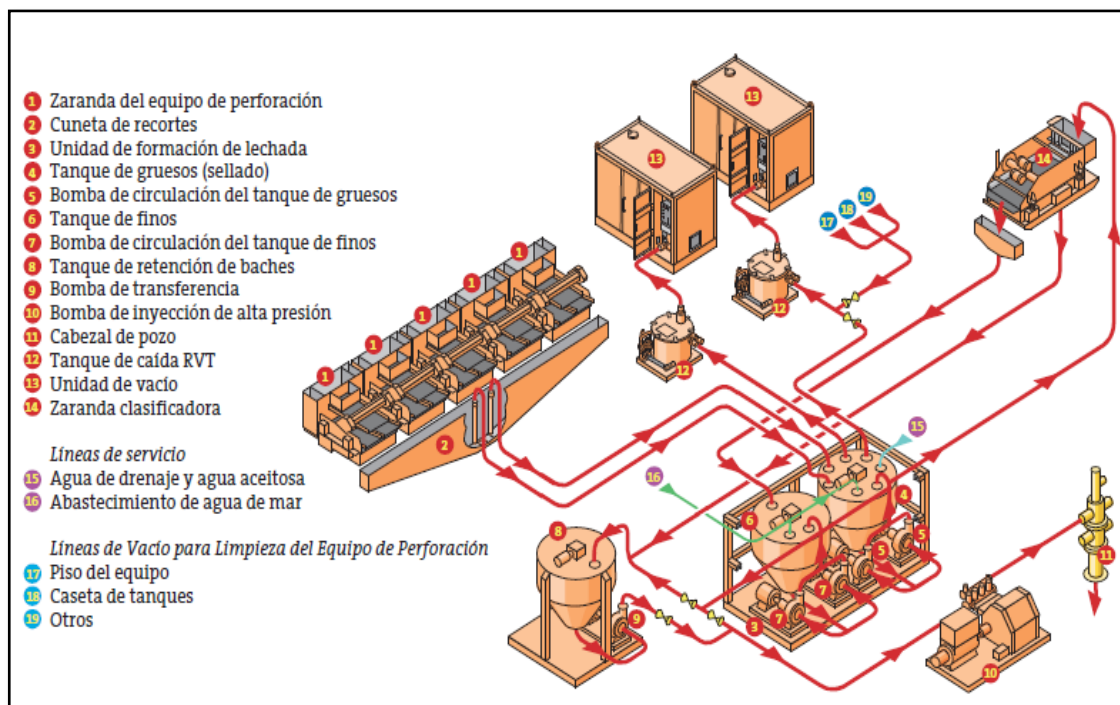
Figura 15. Sistema de transporte en taladros



Fuente: Soluciones ambientales Mi Swaco .2009

2.4.1.3 Sistema de transporte al vacío. Con este los sólidos y los líquidos son transportados por el aire al vacío desplazado en líneas fijas al usar la unidad de vacío del soplador. Este sistema transporta tanto materiales secos, como materiales húmedos del pozo. Se encuentra limitado por la distancia, las propiedades del material y la tasa esperada de inyección.

Figura 16. Sistema de recolección de cortes al vacío



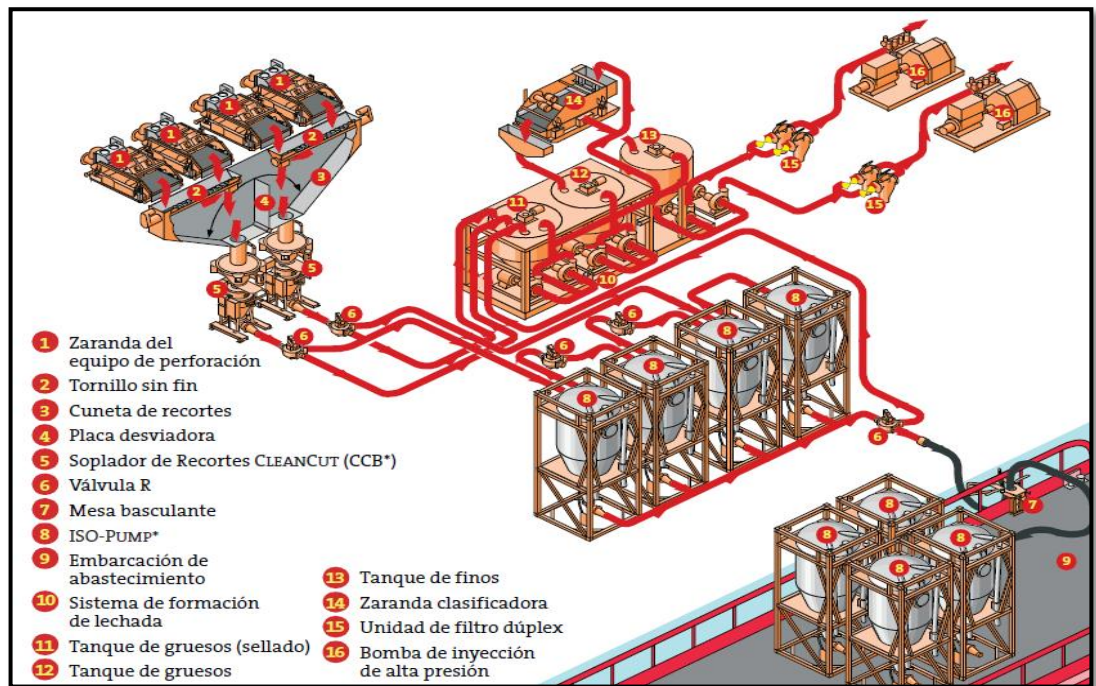
Fuente: Soluciones ambientales. MI-Swaco .2009

2.4.1.4 Sistema neumático recolección de cortes cleancut. El sistema neumático CLEAN CUT de M-I SWACO, que es por mucho el sistema de transporte más flexible, proporciona muchas más opciones para colocar el equipo CRI. También proporciona capacidades de almacenamiento de cortes para pozos de tamaño grande y problemas de inyectividad en el pozo. Los beneficios de usar el sistema cleancut es:

- ❖ Ofrece capacidad de cero descargas es decir que no hay ningún contacto con el exterior.
- ❖ Cumple con los reglamentos ambientales de cero descargas.
- ❖ Brinda una solución para la eliminación de una amplia gama de corrientes de desecho de perforación.

- ❖ Mayor capacidad de manejo de volumen que un paquete CRI autónomo (50 toneladas métricas/hr máx.).
- ❖ Proporciona un ambiente de trabajo limpio en comparación con otras operaciones.

Figura 17. Sistema neumático recolección de cortes



Fuente: Soluciones ambientales Mi Swaco 2009.

2.4.2 Sistema de acondicionamiento de lechada. Una vez que los cortes han sido transportados desde el lugar de origen durante las operaciones de perforación, el sistema de acondicionamiento de lechada para la reinyección de cortes proporciona un medio de degradación a niveles aceptables a cierto tamaño de partícula según especificaciones. La homogenización de los cortes se determina en una lechada de buena calidad para ser reinyectada a la formación receptora. El proceso por separado puede requerir aplicaciones de trituración cuando se presentan materiales muy pesados o durante periodos donde se

reciben arenas muy pesadas de degradar. La planeación cuidadosa del sistema es crucial, ya que la calidad de la lechada determinara el éxito del proceso. En general un sistema de conversión a lechada está constituido por una serie de tanques que se explican con más detalle a continuación.

2.4.2.1 Tanque secundario. Una vez que los cortes entran al tanque de mezcla, estos son mezclados con agua mediante la circulación de los cortes en los tanques secundarios usando bombas centrífugas para la degradación. Estas bombas son modificadas y equipadas con un acortado especial, frente a las paletas de las turbinas que aumentan el desgaste en la cámara de bombeo, lo que acelera la degradación de los sólidos generando rápidamente la mezcla. Las cubiertas de las bombas también están equipadas con acero templado para minimizar la erosión que suelen generar las arenas. Cuando el tanque secundario está casi lleno, la modificación de las bombas centrífugas transfiere la mezcla a la zaranda de clasificación.

Figura 18. Tanque secundario



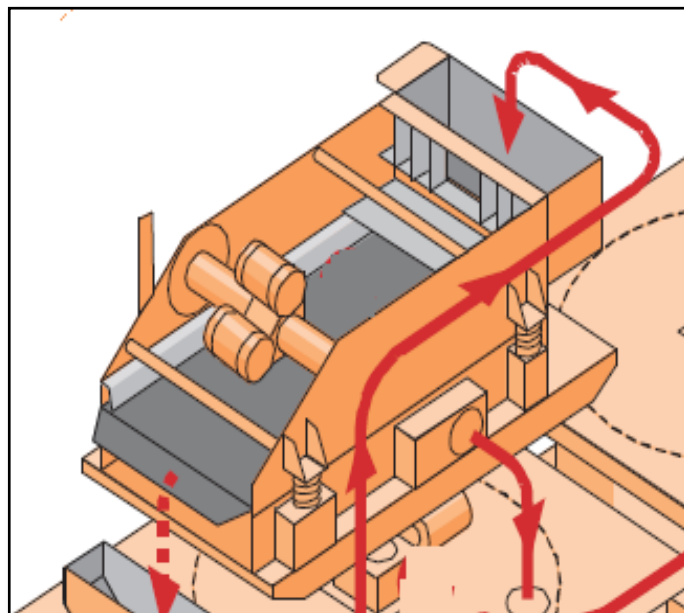
Fuente: Julio, R., “geomechanical Modeling Techniques Applied to Waste Injection Process”.2010

2.4.2.2 Zaranda de clasificación. Lleva a cabo tres funciones importantes.

- ❖ Asegura un tamaño de partícula adecuado para la lechada de inyección.
- ❖ Elimina los residuos que de otro modo ocuparía el volumen útil del triturador.
- ❖ Asegura una concentración de sólidos específica.

Si el material no se reduce al tamaño especificado en el tanque secundario se reducirá aún más con un triturador, donde se bombea de nuevo a la zaranda. Este proceso es un completo sistema de circuito cerrado con arena, que en gran medida ayuda a minimizar el desgaste extremo de la degradación de las bombas centrífugas. La capacidad de un sistema de trituración para llevar a cabo su tarea con eficacia depende de la reducción del tamaño del material.

Figura 19. Zaranda de clasificación



Fuente: Soluciones ambientales Mi Swaco .2009

2.4.2.3 Tanque de almacenamiento. Las partículas que cumplen con las especificaciones requeridas caen a través de la pantalla y entran en el depósito del tanque donde se realiza el control y el proceso de aseguramiento de calidad. La lechada acondicionada se prepara mezclando la proporción correcta de sólidos a líquidos y se realiza el tratamiento químico adecuado para asegurar la homogeneidad y estabilidad de la misma. Una vez verificada que la lechada cumple con los criterios necesarios para el proceso, esta se transfiere al tanque de almacenamiento, donde se chequean continuamente las propiedades reológicas de la misma.

Figura 20. Tanques de almacenamiento



Fuente: Mi Swaco.

2.4.3 Sistema de reinyección. El proceso de reinyección está diseñado para adaptarse a las necesidades del proyecto y las limitaciones del mismo, el éxito de una buena operación está sujeto al monitoreo de parámetros como: calidad de

lechada de inyección, previo estudio geológico de la formación receptora y hardware de monitoreo. En general, los tres principales componentes de este sistema son:

2.4.3.1 Depósito de aguas residuales. Reciben la lechada desde la zaranda de clasificación que garantiza que todo el material de gran tamaño en la descarga final sea del tamaño especificado de no ser así, sea devuelto para su posterior procesamiento. La zaranda se asegura que en cada tanque los cortes se mantengan dispersos y en suspensión hasta que el operador encargado del proceso determina el tiempo para la reinyección.

2.4.3.2 Bomba de inyección. La bomba de inyección ha sido diseñada para adaptarse a las características de cada puesto de trabajo basado en el manejo de volúmenes, tasas y presiones. Es importante especificar la bomba de inyección adecuada para ser capaz de manejar y continuar adecuadamente con las operaciones durante una inyección prolongada y principalmente cuando se lleva a cabo dicho proceso de forma simultánea con la producción o perforación.

Figura 21. Bomba de inyección de alta presión



Fuente: Geomechanical Modeling Techniques Applied to Waste Injection Process ARMA.

La inyección se logra a través de una bomba triple desplazamiento diseñada para aplicaciones de mezcla abrasivas. Las bombas de alta presión deben cumplir con las regulaciones y trabajar eficientemente. Cuando el bombeo de una porción de la mezcla tiene interrupción esto provoca la precipitación de sólidos, se debe tener una bomba auxiliar en el momento que falle la bomba principal para evitar la acumulación de sólido en el fondo del tanque.

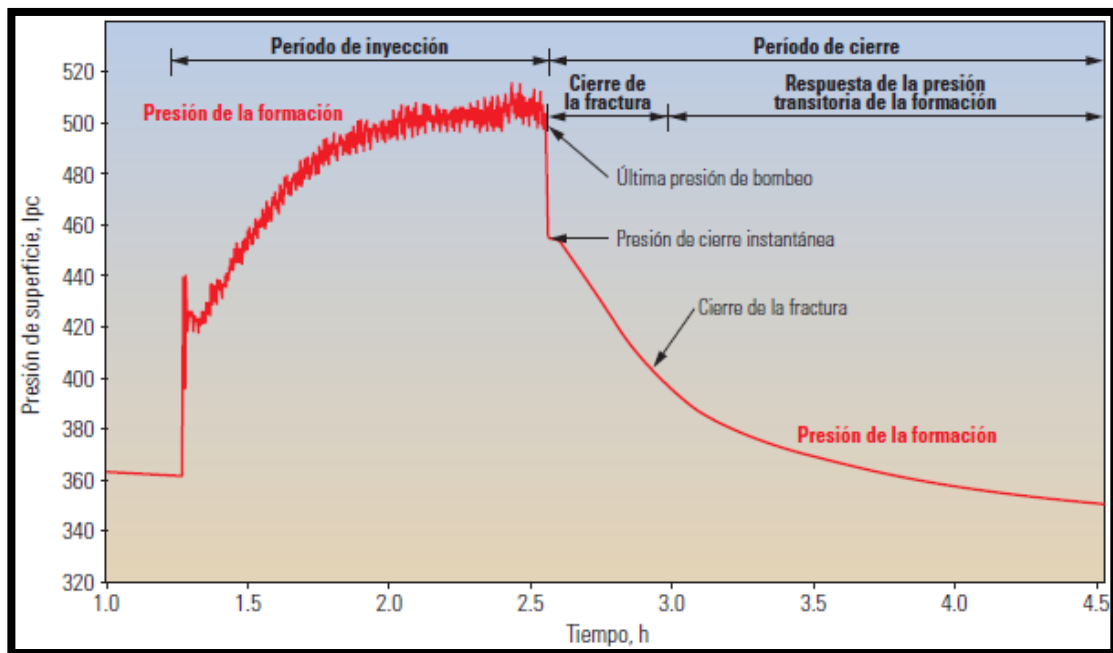
2.4.3.3 Tanques de agua. Se debe tener dos tanques de almacenamiento de agua de 300 barriles cada uno, que tenga una línea hacia el tanque de mezcla para asegurar el volumen de agua suficiente disponible. En los dos tanques se estima un volumen de 500 barriles diarios de agua, deben estar disponibles para satisfacer las necesidades de la mezcla.

2.4.3.4 Adquisición de datos y sistema de monitoreo. Un programa de monitoreo bien planificado debe ser establecido para identificar signos de advertencias tempranas, que confirmen los parámetros operacionales y los procedimientos correctos. Para ello, se implementan herramientas de diagnóstico y se proporcionan señales tempranas de advertencia, que incrementan el aseguramiento de la calidad y el cumplimiento de los requisitos del regulador.

2.4.3.5 Monitoreo de la presión. Constituye la base para comprender como está operando un pozo de reinyección las tendencias de la presión con el tiempo proporciona un indicador clave del desempeño de las operaciones. Si la presión se incrementa lentamente con el tiempo, se puede hablar de un relleno normal en la zona de reinyección. Sin embargo, un incremento rápido de la presión indica obstrucción en la región vecina al pozo, lo cual requiere atención inmediata. Contrariamente, una caída rápida de la presión podría indicar una fuga en el sistema, ya sea en la superficie o en el pozo. Por último, los datos de presión

constituyen un parámetro de entrada clave para modelos de fracturamiento hidráulico, que se utilizan tanto para el diseño como para validación del modelo durante la operación de reinyección. En la figura 22 se muestra un registro de presión típico, a lo largo de un ciclo de inyección entero y las variaciones o anomalías observadas en estas curvas ayudan a identificar problemas existentes en el sistema de inyección.

Figura 22. Monitoreo de presiones

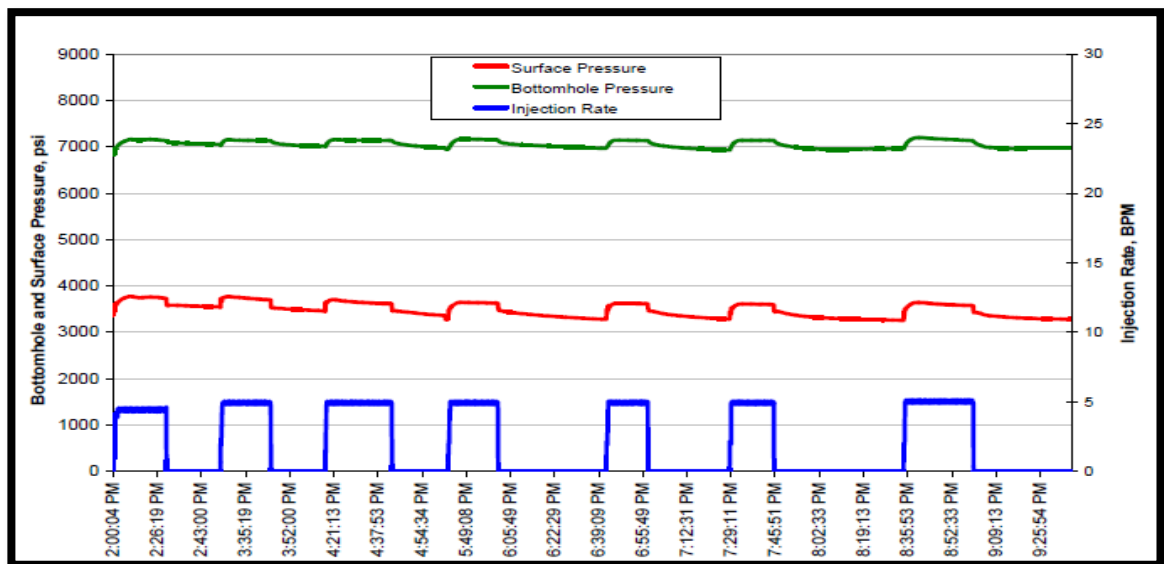


Fuente: MI-SWACO. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación. Argentina: Mi-Swaco, 2007.

También se necesita la supervisión de la presión anular si las condiciones de la tubería de inyección y del revestidor son inciertas. Estos datos se monitorean cuidadosamente durante la operación y son analizados con más detalle para

controlar el fracturamiento hidráulico a largo plazo y llevar un historial del pozo. La figura 23 muestra el registro de presión de superficie, presión de fondo y tasa de inyección.

Figura 23. Registro de presión de superficie, fondo y tasa de inyección durante la reinyección de cortes



Fuente: SPE 105387

2.4.3.6 Monitoreo de las propiedades reológicas de la lechada de inyección.

Debe ser llevado a cabo continuamente, por lo menos una vez por turno mientras que las unidades de lechada de cortes están en operación. Todo esto con el propósito de mantener las mismas propiedades y características en el momento de inyectarla y no afectar la creación de las fracturas. Las propiedades que deben ser monitoreadas son:

- Viscosidad (Viscosidad plástica, viscosidad Funnel, Gel, YP).
- Peso de la lechada.
- Aditivos (viscosificantes).
- Generación de sólidos mientras se perfora.
- Análisis del tamaño de partícula.
- Contenido de sólidos.

2.4.3.7 Monitoreo de la erosión. La erosión causada por la reinyección de cortes es monitoreada con cupones de metal puestos en las curvaturas de la cañería de inyección y la erosión de los cupones se determina periódicamente.

2.4.3.8 Monitoreo de registro de temperatura y rastreo. Los registros de temperatura pueden revelar la altura de la fractura a lo largo del pozo. Los registros de rastreo pueden descubrir cualquier migración de la lechada detrás del revestidor por microfracturas o pobre cementación. Los registros de rastreo también pueden sugerir si partes de los intervalos perforados se han taponado.

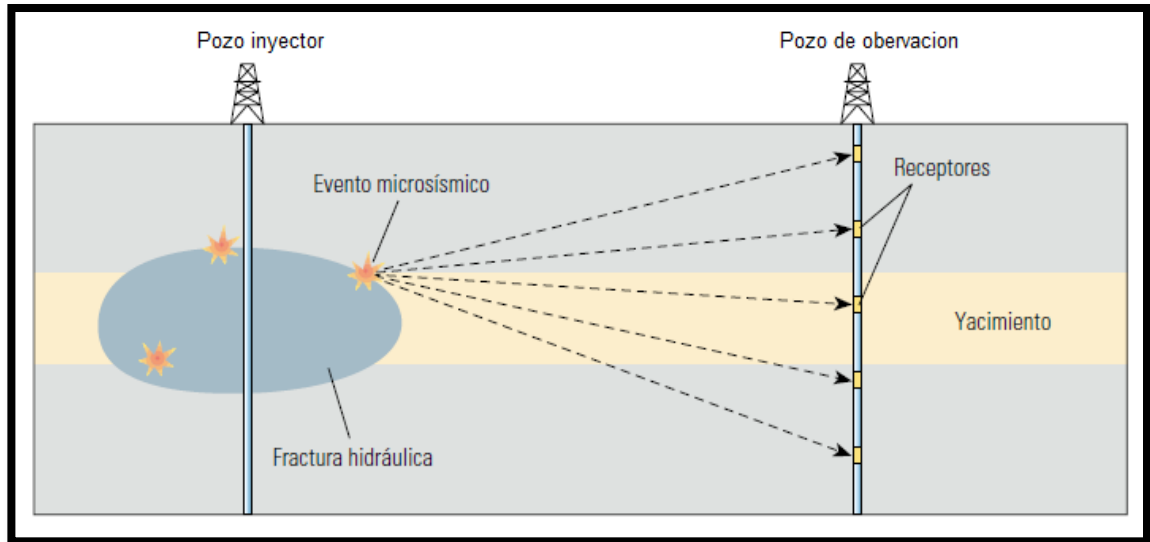
2.4.3.9 Monitoreo micro-sísmico. Proporciona una visión en vivo del desarrollo de la fractura, de qué manera se puede evaluar y modificarse en caso que sea necesario.

Para entender más afondo el mecanismo del monitoreo micro-sísmico es necesario entender el concepto de micro-sismo. Son eventos acústicos generados por un movimiento mínimo de las rocas. Estos movimientos pueden generarse durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, o en otras actividades productivas como producción de fluidos, procesos de inyección o compactación de formaciones. Aunque el monitoreo de fracturas mediante las emisiones acústicas es útil para diagnosticar la trayectoria de la fractura puede ser limitado debido a

que no se puede monitorear el crecimiento de ésta, desde el pozo de tratamiento debido al ambiente de ruido que hay en ese pozo, así que los sensores que detectan las ondas acústicas deben ser colocados en el pozo de observación

La figura 24 muestra un esquema del monitoreo micro-sísmico. En él se recalca un pozo de observación cercano obligatorio, de lo contrario la operación de monitoreo no se puede efectuar.

Figura 24. Esquema de un monitoreo micro-sísmico



Fuente: Leo, E., Jim, G., "la fuente para la caracterización de fracturas hidráulica" Houston: Schlumberger, 2006

Los pozos deben tener cierta cercanía ya que la señal acústica se atenúa a medida que atraviesa la formación. Esta señal está en función de las características de la formación y de las limitaciones del equipo de recepción.

Durante la creación de una fractura por medio de fracturamiento hidráulico, el tiempo transcurrido entre la detección de un evento micro-sísmico y la

determinación de su localización es muy importante. Un lapso de tiempo aproximado de 20 a 30 minutos de detección del microsismo, puede ser irrelevante para las operaciones de inyección de fluidos.

2.5 MÉTODOS DE INYECCIÓN

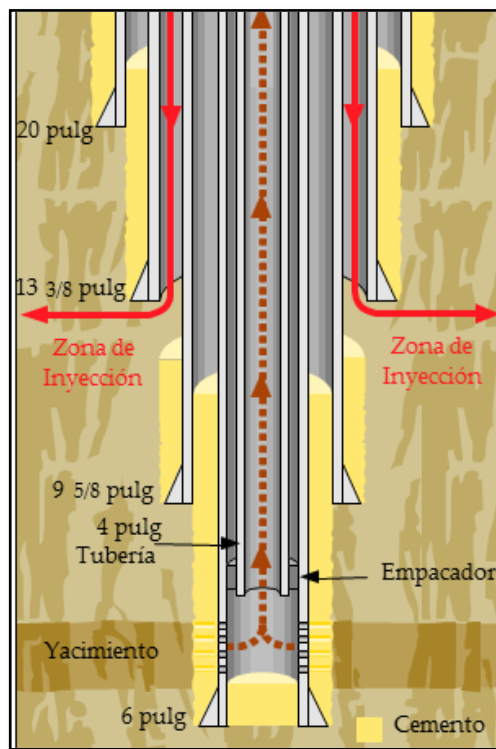
El método de reinyección de cortes puede ser empleado bajo dos tipos de inyección principal, inyección anular e inyección mediante un pozo dedicado. A parte de estos dos se desprende otro tipo de inyección que es intermedio entre los dos, la reinyección por pozo redundante. La forma de inyectar los desechos a la formación depende de: si el pozo existe o si se debe perforar un nuevo pozo.

En caso de realizarse la perforación de un nuevo pozo, éste estará sujeto al análisis geológico que se realiza previamente; pero si el pozo existe depende del tipo de completamiento que tiene, la profundidad de la zona de disposición, el tamaño del volumen de los recortes y desechos producidos, ubicación de la formación receptora, propiedades de la formación receptora, las estructuras geológicas y demás parámetros.

2.5.1 Reinyección anular. Una de las maneras en la que la lechada creada puede ser almacenada en una formación es por medio de la inyección anular. Este tipo de inyección se basa en inyectar la lechada por medio del espacio anular existentes entre las completaciones de un pozo. La operación de reinyección anular involucra pozos activos, en los cuales se aprovechan los anulares para inyectar la lechada por encima del yacimiento y luego se perfora hasta la profundidad que se desea producir. Este espacio anular debe estar abierto a la formación, ya que en algunas ocasiones de acuerdo al programa de perforación establecido previamente, los espacios anulares han sido aislados con cemento, con el propósito de evitar alguna migración de fluidos en la etapa de perforación o producción. Dependiendo de la profundidad de la zona de interés y la ubicación

del espacio anular, la operación de inyección puede ser realizada. La figura 25 muestra un ejemplo de inyección anular en el cual se observa que la formación receptora está por encima del yacimiento. En este caso la operación de reinyección se hace mediante el espacio anular existente entre las tuberías de revestimiento de 13 3/8" y 9 5/8".

Figura 25. Reinyección anular



Fuente: MI-SWACO. Soluciones ambientales. Argentina: Mi- Swaco, 2009.

Para realizar una operación de inyección anular hay que tener en cuenta que cuando se perfora un pozo que se empleara en el futuro para operaciones de inyección anular, se debe dejar el espacio anular con una salmuera libre de sólidos, que sea compatible con la formación al zapato abierto del revestimiento,

con el propósito de evitar asentamiento de partículas y por ende un taponamiento de la zona. Las operaciones de inyección anular pueden ser alternadas con otras operaciones que se requieran al mismo tiempo en el campo, por ejemplo producción y perforación simultáneas de pozos vecinos. Para realizar una operación de inyección anular y producción simultánea hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

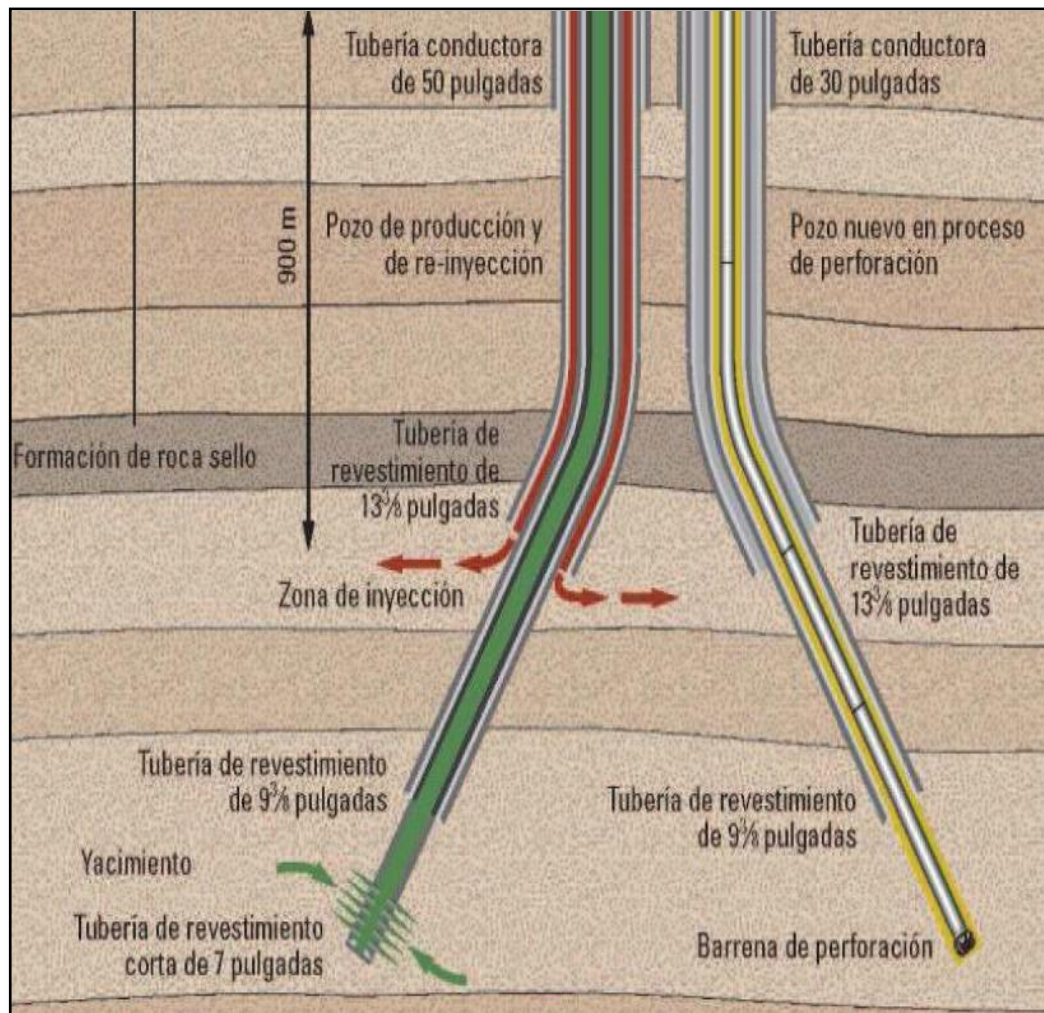
- Asilamiento de las zonas productoras y de disposición mediante rocas sello.
- Profundidad de la formación productora y la formación de disposición, en casos donde la formación receptora sea muy profunda y pueda generar fracturas verticales.
- Conexión de estructuras geológicas.
- Distancia entre los dos pozos (pozo de reinyección y pozo de producción).

La operación de una inyección anular con una operación simultánea de perforación debe tener los siguientes parámetros:

- Asilamiento del anular del pozo perforado.
- Presencia de fluidos de perforación a la profundidad de la zona de reinyección, con el propósito de que la lechada inyectada no retorne por el espacio anular del pozo en perforación.
- Monitoreo de presión a la profundidad de la formación de reinyección, ya que un efecto colateral de la presión, puede afectar la zona, y crear fracturas o canales de flujo adicionales, a los previstos.

En la figura 26 se muestra una operación de inyección anular, con operaciones simultáneas de perforación y producción. Estas operaciones son más comunes en campos costa afuera, ya que por la reducción del espacio que hay en el taladro es necesario deshacerse de los desechos producidos con facilidad, además que se presenta un ahorro, ya que no es necesario transportarlos a una zona de disposición en superficie.

Figura 26. Operaciones simultáneas a la reinyección



Fuente: MI-SWACO. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación. Argentina: Mi-Swaco, 2007.

2.5.1.1 Ventajas y desventajas de la reinyección anular. En la tabla 1 se muestran las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por los espacios anulares.

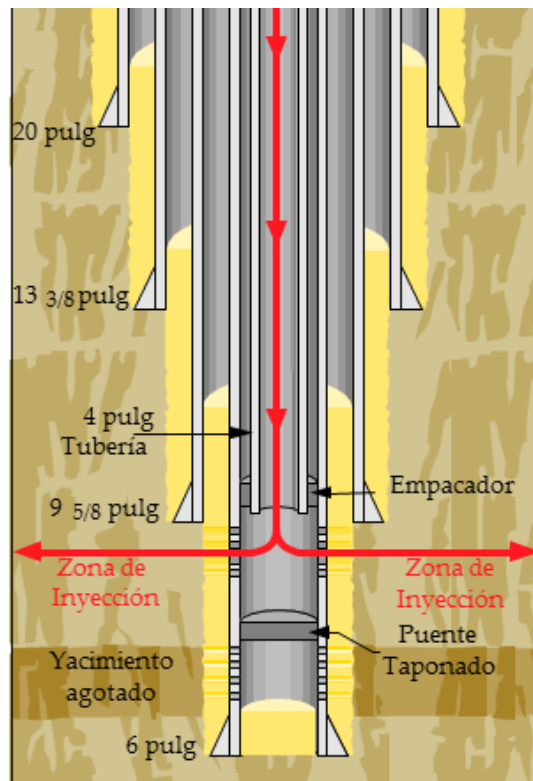
Tabla 1. Ventajas y desventajas de la reinyección anular

| Ventajas | Desventajas |
|--|---|
| Realizar operaciones de perforación simultanea | No hay anulares disponibles antes de la primera sección. |
| Realizar operaciones de producción simultáneamente. | El sistema intermedio del casing no proporciona acceso a la formación de disposición apta debido al cemento o los empaques que evitan el flujo en el anular |
| Permite eliminar volúmenes pequeños de cortes, lo que facilita la eliminación de desechos de perforación dentro del el pozo mismo. | Asentamiento de partículas en el fluido anular o productos de corrosión de la sarta del casing que han tapado en el anular. |
| Es rentable si la duración del proyecto es corta | El espacio anular del casing es demasiado pequeño para ser factible para la inyección. |

2.5.2 Reinyección por pozo redundante. Cuando el yacimiento que estaba produciendo en un pozo ha quedado agotado, el proceso de reinyección se hace mediante la tubería de producción por donde se estaba produciendo el pozo. En este caso, se deben realizar nuevas perforaciones que conecten la formación receptora con la tubería de producción e instalar un tapón a la profundidad del yacimiento agotado, con el propósito de evitar flujo hacia esa zona. En la figura 27 se muestra de qué manera se realiza una operación de reinyección, mediante un pozo redundante. Además de conectar la formación receptara con la tubería de producción si aíslan los espacios anulares vecinos, con el propósito de evitar un

retorno de la lechada inyectada. La formación en que se almacena la lechada es una formación agotada.

Figura 27. Reinyección de lechada por pozo redundante



Fuente: Soluciones ambientales. Argentina: Mi- Swaco, 2009.

2.5.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante. En la tabla 2 se muestran las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por medio de la tubería de producción.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante

| Ventajas | Desventajas |
|--|---|
| No hay límites de volumen a disponer. | La formación receptora no tiene acceso a la tubería de producción, debido al cruce de las demás tuberías de las demás tuberías de revestimiento |
| El pozo empleado puede convertirse en un centro de acopio, para disponer desechos de otros pozos | Problemas de corrosión en la tubería de producción. Asentamiento de partículas en el tope instalado |

2.5.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado. La lechada es inyectada por la tubería de producción. Este método de reinyección puede ser ejecutado bajo dos posibilidades, la primera contempla la perforación de un pozo especialmente destinado a la disposición final de residuos. Si se decide perforar un pozo nuevo hay que tener en cuenta el volumen de lechada que se inyectará, ya que solamente es recomendable si los volúmenes a disponer son muy grandes, para que el valor de la inversión del pozo perforado se vea recompensado. El perforar un nuevo pozo significa, de manera técnica, la facilidad de seleccionar una configuración del revestimiento que se adecue específicamente a la conexión de zonas ambientalmente seguras para realizar la reinyección. En cuanto a la parte económica no es muy recomendable en los campos colombianos, ya que el valor de la inversión no se ve compensado con el volumen de desechos a disponer. La segunda posibilidad es recomendada y asequible. En esta se pueden emplear pozos existentes para realizar dicho proceso, como pozos agotados, abandonados y exploratorios.

La inyección por medio de un pozo dedicado puede ser diseñada para una formación objetivo específico, lo que facilita el diseño del completamiento y no

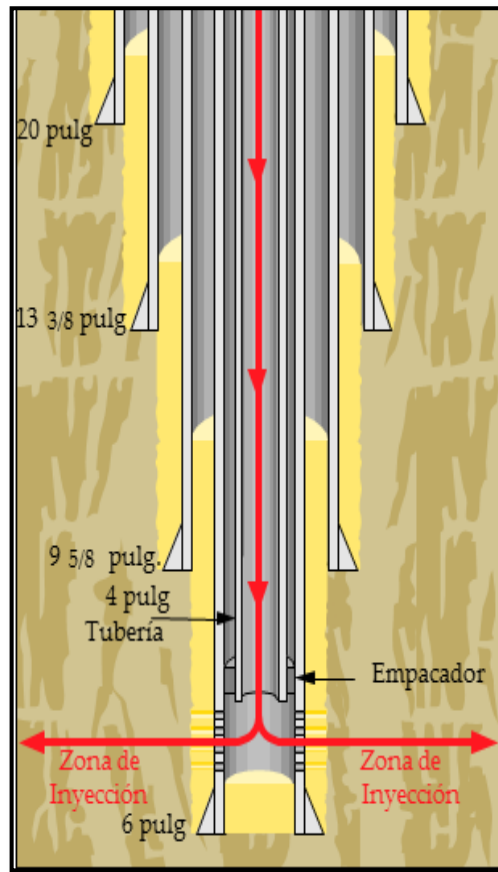
está sujeta a diferencia de la inyección anular, a la configuración del completamiento del pozo. Debido a que el pozo es diseñado solamente con propósitos de reinyección, ciertas modificaciones en cabeza pueden ser efectuadas para minimizar los daños ocasionados por una inyección prolongada.

Cuando la sobrecarga de la litología es apropiada, la posibilidad de tener zonas múltiples de inyección en el mismo pozo se hace posible. De esta manera permite asignar zonas de reinyección suplementarias. Ya que al tener un pozo de inyección dedicado se abre la posibilidad de implementar dos posibilidades: la primera que sería la reinyección de cortes y la segunda la reinyección de agua producida en diferentes formaciones del mismo pozo.

Debido a que el porcentaje de sólidos contenidos en la lechada se asienta en el fondo del pozo a causa de un periodo prolongado de inyección, puede crear un taponamiento e interrumpir la inyección, que puede ser solucionado fácilmente debido a la configuración de completamiento y disponibilidad del pozo, por medio de una tubería flexible.

En la figura 28 se muestra la forma en que se realiza la inyección por medio de un pozo dedicado.

Figura 28. Reinyección de lechada por pozo dedicado



Fuente: Soluciones ambientales. Argentina: Mi-Swaco, 2009.

2.5.3.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo dedicado. En la tabla 3 se muestran las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por medio de un pozo dedicado.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de reinyección por pozo dedicado

| Ventajas | Desventajas |
|--|---|
| Acceso a una formación objetivo específica. | Es solamente viable, si la cantidad de cortes producidos amerita la perforación de un pozo. |
| Tener zonas múltiples de disposición de cortes. | En caso de perforar un pozo para la implementación exclusiva de reinyección de cortes, puede ser muy costoso. |
| Fáciles limpieza en fondo por asentamiento de partículas. | En caso de ser pozo abandonado, esta sujeto a la configuración de completamiento que este tenga. |
| Realizar diferentes modificaciones en cabeza de acuerdo a los resultados que se ven durante el proceso | |

3. ESTRATIGRAFÍA Y OTROS ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA FORMACIÓN DE DISPOSICIÓN

La consideración más importante dentro de un proyecto de reinyección de cortes es la contención segura dentro de la formación de la lechada inyectada. Las formaciones receptoras deben ser seleccionadas cuidadosamente, para que la lechada inyectada no migre hacia la superficie o a zonas con un alto riesgo ambiental. La selección de la formación más segura está sujeta a un profundo estudio estratigráfico y teniendo en cuenta otros aspectos geológicos.

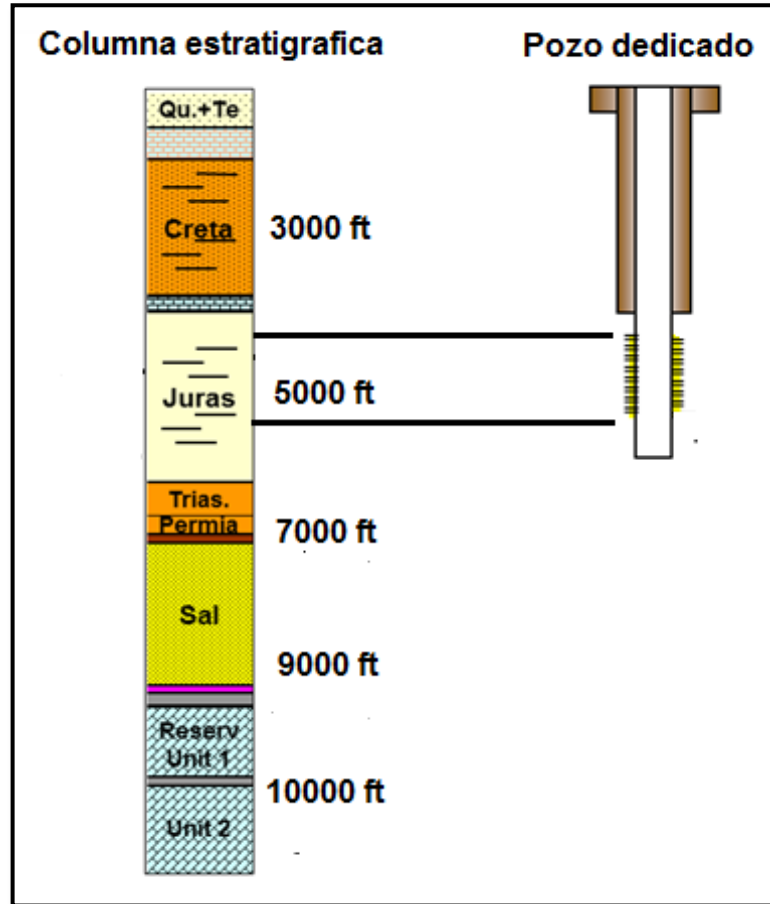
3.1 INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA

Describe la ubicación vertical de las unidades de roca en un área específica. Una típica información estratigráfica muestra la secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más jóvenes en la parte superior.

Se trata de definir los materiales del estrato, la delimitación de la unidad, ordenación temporal; a fin de levantar una serie estratigráfica de los estratos del área de estudio, para identificar qué tipo de roca cumple con las características de una formación receptora.

Una vez identificadas las zonas débiles en donde es factible la reinyección de cortes, se procede a realizar un estudio específico de las formaciones seleccionadas para la ejecución de la operación. La figura 29 representa una columna estratigráfica que después de un estudio detallado de las características que tiene las diferentes formaciones.

Figura 29. Columna estratigráfica



Fuente: Tomado y modificado wastes injection. MI Swaco. Villarroel Gustavo

3.2 FORMACIONES APTAS PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES

A continuación se describen las reacciones que se generan al inyectar la lechada en diferentes formaciones. Véase tabla 4.

Tabla 4. Tipos de rocas aptas para reinyección

| Tipo de Roca | Reacciones |
|--------------|--|
| Areniscas | Puede considerarse que la lechada contamine a las formaciones. |
| | Se espera un menor valor de volumen de fractura. |
| | Altos valores de “leak - off”. |
| Arcillas | Por lo general admiten pequeños volúmenes de lechada en comparación con las areniscas. |
| | Largo viaje de la fractura a través de los bajos valores de “leak off”. |
| | Gran potencial requerida para que crezca la fractura. |
| Calizas | Proporcionar importantes propiedades debido a la limitación de alto estrés sobre el terreno. |
| | Los valores de “leak off” proporciona el crecimiento de las fracturas. |
| | Las formaciones de calizas pueden ser usadas como formaciones de almacenamiento de lechada. |

Fuente: Waste Disposal By Deep Well Injection. Oil industry Plc.Zagreb. V. Brkic.

3.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA ZONA

Las estructuras geológicas ayudan a determinar la zona más segura en la cual se pueda desarrollar la operación de reinyección de cortes, además permite determinar parámetros de operación como lo son el tipo de inyección, tasas de inyección, volumen de la lechada a inyectar y otros parámetros de operación que se explicaran con más detalle más adelante.

A continuación se describen los datos y recursos necesarios para realizar un análisis geológico.

3.3.1 Sección transversal de la zona geológica. La construcción e interpretación de la geología subterránea de una zona, representada por medio de una sección transversal es muy importante en el desarrollo de la primera etapa de un proyecto de reinyección de cortes. A partir de esta representación se pueden identificar tipos de roca y estructuras geológicas presentes. Una sección transversal puede ser construida con información litológica, estratigráfica, estructural y sísmica de una determinada zona.

En la tabla 5 se muestra la información geológica necesaria para realizar un modelamiento de la sección transversal.

Tabla 5. Información geológica

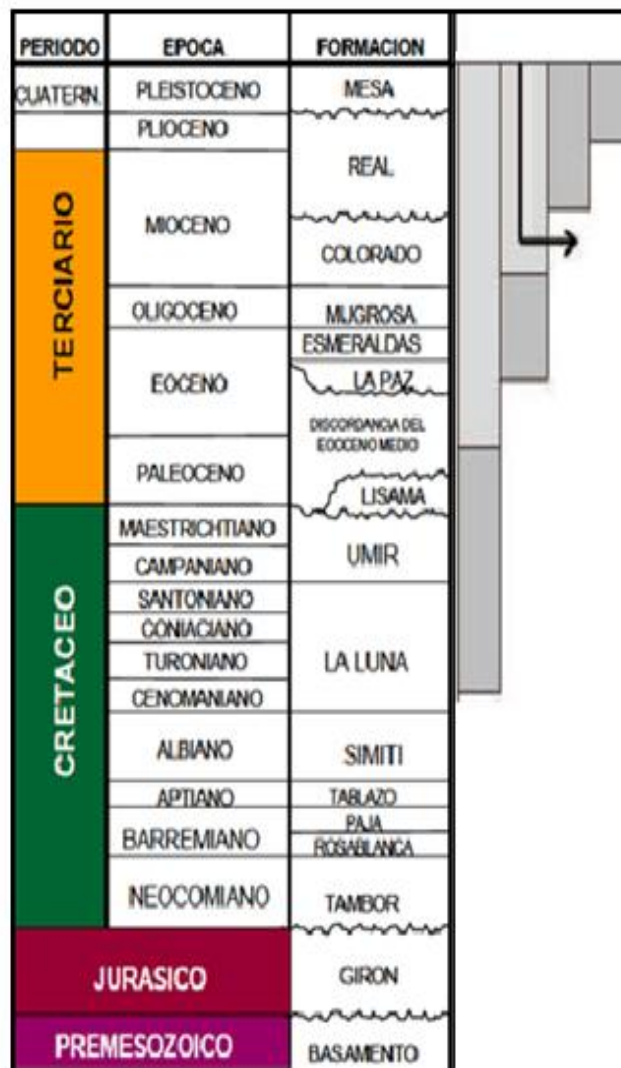
| Sección Transversal | |
|-------------------------------|---|
| Información Litológica | Brinda información acerca de los tipos de roca que se encuentran a un determinado nivel de profundidad. Es clave para la selección de la formación de disposición, ya que se pueden asociar un tipo de roca específico con una profundidad, y así identificar las rocas sellos adyacentes a la formación receptora. |

Tabla 5. (Continuación)

| | |
|-----------------------------------|--|
| Información estratigráfica | Muestra la secuencia de las rocas sedimentarias |
| Información Estructural | Muestra la forma estructural como están depositadas las rocas. A partir de esta información se obtiene una sección transversal básica de la zona, para seleccionar zonas que representen un almacenamiento seguro. |
| Línea Sísmica | La información sísmica proporciona una imagen de la geología subterránea, que al ser comparada y analizada con las columnas litológicas, estratigráficas y estructurales ayudan a crear una sección transversal de la zona en la que se seleccionará la formación receptora. La línea sísmica permite determinar plenamente las estructuras geológicas con gran precisión. |

Se presentan casos en que el estudio geológico se hace en zonas con pozos existentes, de manera que la información litológica y estratigráfica puede ser complementada con la información del revestimiento que tiene el pozo. De esta información se puede detectar la accesibilidad de las formaciones receptoras. En la figura 30 se muestra un ejemplo de esta situación.

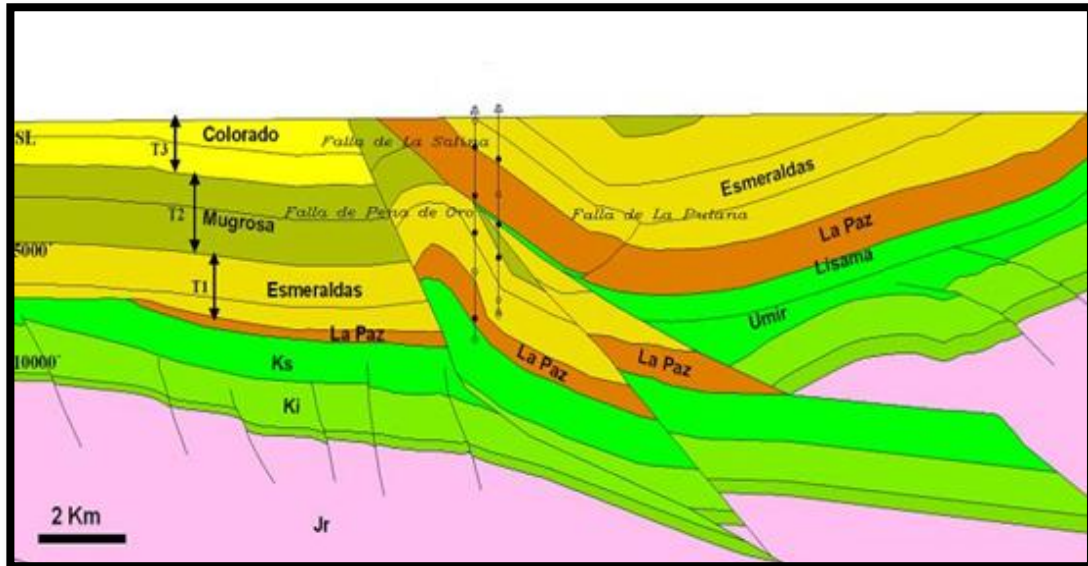
Figura 30. Representación de una columna litológica asociada al desarrollo del revestimiento de un pozo



Fuente: Modificado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007.

En la figura 31 se muestra la representación estructural de una zona, en la cual se debe analizar la secuencia y el tipo de rocas, para determinar de manera previa las principales zonas que pueden almacenar.

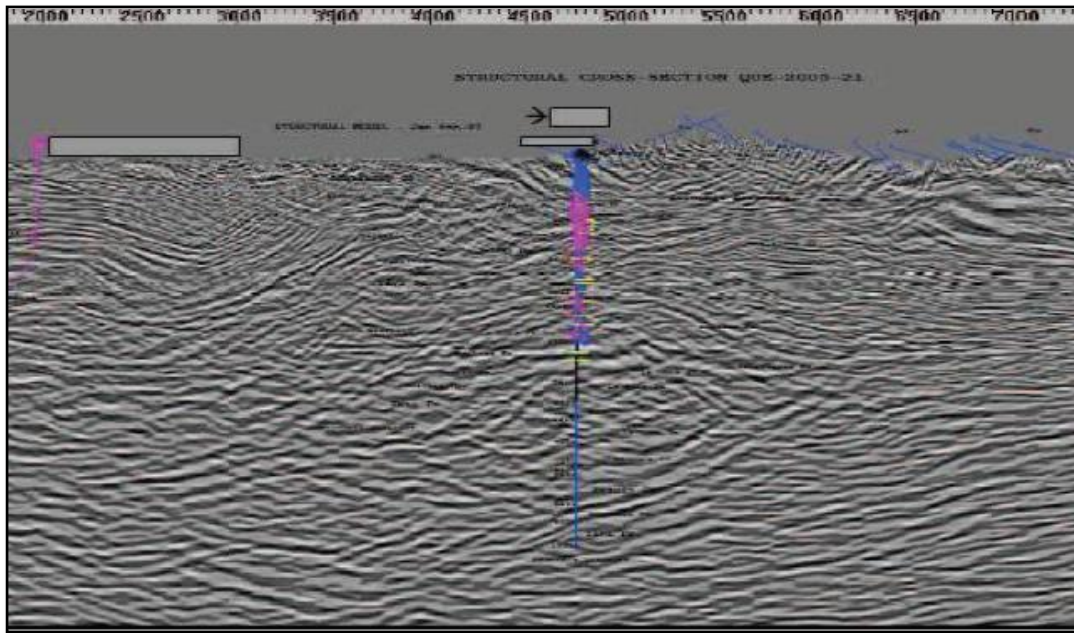
Figura 31. Sección transversal estructural



Fuente: Tomado de Ruiz et al (2008)

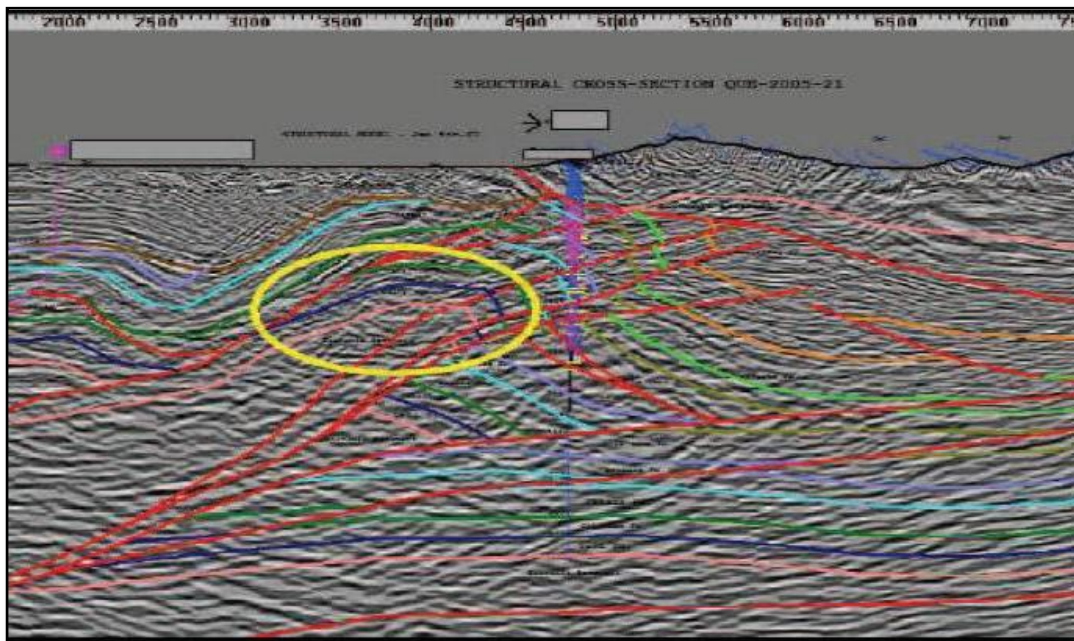
En la figura 32 se muestra la imagen obtenida por la sísmica realizada, en esta se pueden ver el posicionamiento de estructuras geológicas sin precisión alguna. En la figura 33 se muestra la correlación de la línea sísmica con las columnas litológica, estratigráfica y estructural en la que se ve plenamente la diferenciación de cada formación y su forma estructural, además para mostrar un ejemplo de las estructuras que se deben identificar, el círculo en amarillo muestra una posible zona de almacenamiento de lechada, ya que presenta sellos que evitan migración de fluidos.

Figura 32. Línea sísmica sin correlacionar



Fuente: International Reservoir Technologies, Inc.

Figura 33. Línea sísmica correlacionada



Fuente: International Reservoir Technologies, Inc.

La identificación de las estructuras geológicas adyacentes a las formaciones objetivo permite identificar zonas seguras. Estas zonas deben estar totalmente aisladas y no deben tener ningún tipo de comunicación con otras zonas por medio de alguna estructura geológica, ya que de ser así, la lechada inyectada puede migrar hacia la superficie o zonas en las cuales se corra algún riesgo ambiental. En esta parte del estudio se deben identificar principalmente zonas de fallas, ya que éstas pueden actuar como conductos para la migración.

También es importante observar zonas de trampas estructurales, ya que estas sirven como zonas de contención, en las cuales la lechada estará almacenada de manera segura.

Una buena formación receptora, es aquella que cumple con las siguientes características:

- No está comunicada con zonas que representen algún tipo de riesgo ambiental.
- La formación está aislada por rocas sello.
- La profundidad debe ser somera, con el propósito de evitar la creación de fracturas verticales durante el periodo de inyección.
- No hay límites con discontinuidades laterales.

3.4 REGISTROS

Los registros que se emplean en la identificación y selección de la formación de disposición son registros eléctricos, radioactivos y de porosidad. A partir del análisis de esta información se pueden obtener datos típicos de la formación

como: gradiente de fractura, módulo de elasticidad, relación de Poisson.

Estos datos ayudan a identificar los esfuerzos que actúan sobre la formación y poder modelar las características de las fracturas inducidas, como lo son tamaño, orientación y geometría. En la tabla 6 se muestran las habilidades de aplicación que tienen cada uno de estos registros para la selección de la formación receptora.

Tabla 6. Utilidades de los registros para la selección de la formación receptora

| Análisis Mediante Registros | |
|------------------------------------|--|
| Registros Eléctricos | |
| Registro | Habilidad de aplicación |
| Registro de Potencial Espontáneo. | Se utiliza para identificar capas porosas, calcular la salinidad del agua de la formación y la resistividad del agua de formación. |
| Registros Radiactivos | |
| Registro | Habilidad de aplicación |
| Rayos Gamma | Sirve para calcular el contenido de arcillas de las capas, para estimar el tamaño de grano y diferenciar las litologías porosas de las no porosas. |
| Registro de espectrometría | Sirve para estimar contactos formacionales. |
| Registros de Porosidad | |
| Registro | Habilidad de aplicación |
| Registro Neutrónico | Indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas. |

Tabla 6. (Continuación)

| | |
|----------------------|---|
| Registro de Densidad | Sirve para determinar la densidad del sistema roca – fluido. (Porosidad). |
| Registros Sónicos | Sirve para determinar la porosidad de las rocas a partir del tiempo de tránsito de las ondas en el medio. |

3.5 MUESTRAS

Las propiedades petrofísicas de la roca son determinadas por medio de análisis de laboratorio de los corazones que son tomados durante la perforación de un pozo. En la selección de la formación receptora esta información es de gran utilidad ya que ayuda a determinar capacidad de almacenamiento de la formación, flujo de la lechada inyectada dentro de la formación y comportamiento de la movilidad de ésta. Estas propiedades se dividen en dos categorías dependiendo de la profundidad del análisis que se requiera hacer. La primera se denomina como propiedades básicas y está compuesta por la porosidad, permeabilidad y la saturación. La segunda está denominada como propiedades especiales y está compuesta por presión de sobrecarga y capilar, permeabilidad relativa, mojabilidad y tensión superficial e interfacial. En la tabla 7 se muestra cada una de estas propiedades con sus aportes en la selección de la formación.

Tabla 7. Aplicaciones de las propiedades petrofísicas en la selección de una formación receptora

| Propiedades Petrofísicas | |
|---------------------------------|--------------------------|
| Propiedad | Aplicación |
| Propiedades Básicas | |
| Porosidad | Capacidad de Almacenaje. |

Tabla 7. (Continuación)

| | |
|-------------------------------|--|
| Permeabilidad | Comportamiento direccional de flujo, capacidad de almacenaje, conductividad del fluido inyectado. |
| Saturación | Capacidad de almacenaje. |
| Propiedades especiales | |
| Presión de sobrecarga | Definir y determinar gradientes de presión, características de la fractura. |
| Presión capilar | Capacidad de almacenaje, contacto entre fluidos, zonas de transición dentro de la formación. |
| Permeabilidad relativa | Determinar razón de movilidad de la lechada inyectada, mojabilidad de la roca. |
| Mojabilidad | Calcular ángulos de contacto de los fluidos con una superficie sólida y así determinar con cual fluido se encuentra mojada la formación. |

3.6 PRUEBAS

Para determinar el comportamiento de las fracturas que se generan al inyectar la lechada dentro de la formación, se realiza una serie de pruebas previas que ayudan determinar parámetros operativos, características específicas de las fracturas y propiedades de la formación que se está evaluando.

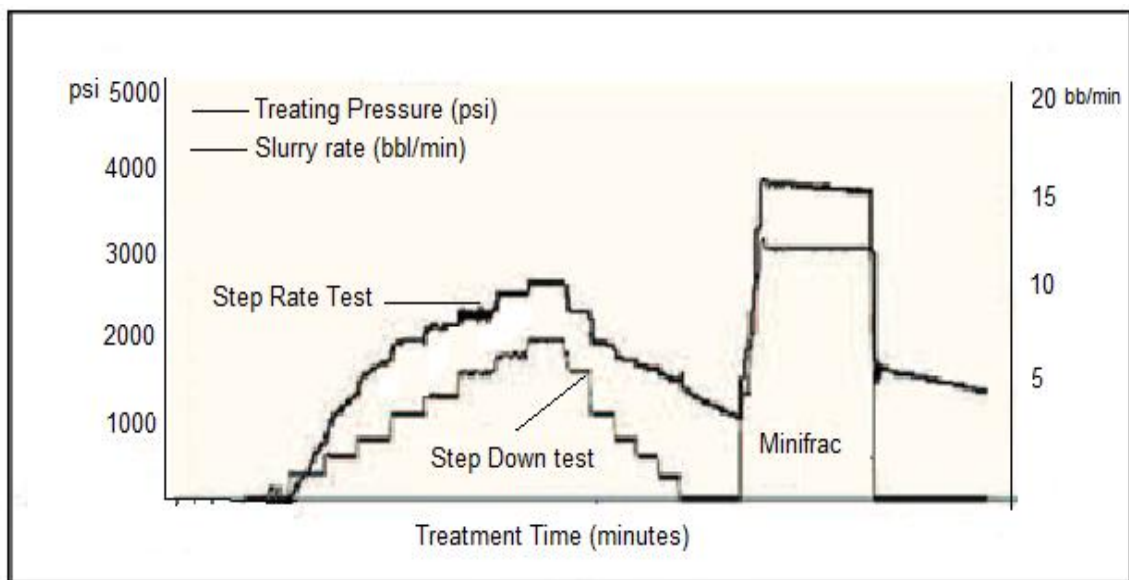
3.6.1 Limpieza de tubería. Este se hace para evitar el bombeo de materiales no deseados a la formación. Los fluidos inyectados para la limpieza de la tubería son usualmente soluciones ácidas fuertes (HCL), pero puede también incluir surfactantes, solventes orgánicos, y soluciones de geles para ayudar a levantar sólidos desprendidos de las paredes del revestimiento.

La limpieza de tubería es una parte esencial de la reinyección de cortes por medio de fracturamiento, si la lechada de inyección va a contactar tanto el revestimiento como la formación durante el inicio de la operación. Los beneficios de la limpieza de la tubería incluyen remover cascarillas de laminación, óxido, sulfuro de hierro.

3.6.2 Tratamiento orgánico. El primero de estos procesos es la inyección de un tratamiento con solventes, también conocido como tratamiento orgánico. Este se lleva a cabo para la remoción de posibles depósitos orgánicos en los perforados (canales de flujo creados por cañoneo) y en las cercanías del pozo.

Durante el tratamiento orgánico se toman las pruebas de step rate test y pruebas step down test, y posteriormente la prueba Minifrac será explicada en el capítulo 5, a continuación se explicara las pruebas de tasa de paso y prueba de tasa baja. En la figura 34 se muestra un ejemplo de la identificación de estas pruebas.

Figura 34. Pruebas previas al fracturamiento.



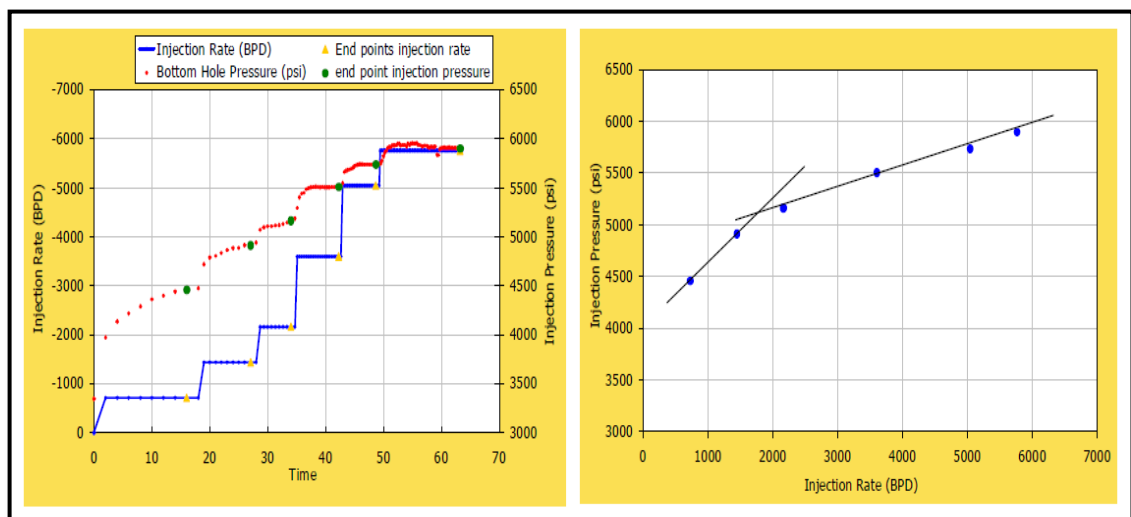
Fuente: CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas. USA: Halliburton, 1999.

3.6.2.1 Prueba Step Rate Test. Es una prueba realizada para obtener la presión de extensión de la fractura que generalmente se considera el límite superior para el esfuerzo horizontal mínimo o presión de cierre.

Esta prueba consiste en la inyección de fluido a la formación después de la ruptura, a una tasa inicial muy baja permitiendo el flujo del fluido dentro de la matriz de la formación. Posteriormente, se efectúan pequeños incrementos en la tasa de inyección aplicando un lapso de tiempo suficiente para que la presión se estabilice en cada tasa antes del siguiente incremento o utilizando intervalos de tiempo iguales para cada tasa.

De cualquier forma, la presión en fondo al final de cada tasa se grafica contra la tasa correspondiente para identificar un punto de inflexión en la curva; este cambio indica el comienzo de la extensión de la fractura que teóricamente es igual a la magnitud de la presión de cierre más la fricción en la fractura y la resistencia a la propagación. En la figura 35 se muestra una gráfica representativa de esta prueba.

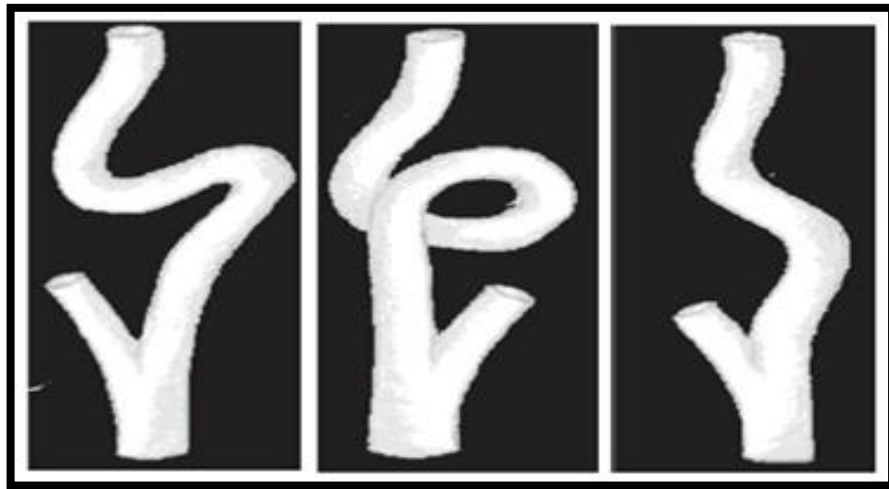
Figura 35. Prueba de Step Rate Test



Fuente: Zaki,K.,“the impact of local Stress field orientation on pressures encountered during waste injection operations in the Ivan River Field, Alaska”2011.

3.6.2.2 Prueba Step Down Test. Esta prueba se hace justo después de la prueba step rate test, el objetivo de esta es determinar si hay altas pérdidas de presión en las vecindades del pozo (tortuosidad y/o restricción en perforaciones). La tortuosidad hace referencia a la linealidad del recorrido entre la cara del pozo y la punta de la fractura. Como se muestra en la figura 36, el primer ejemplo es el de menor tortuosidad, las puntas están conectadas un recorrido mucho más recto. En este caso, las pérdidas de presión por tortuosidad serán más leves.

Figura 36. Ejemplos de tortuosidad



Fuente: CARBONE, Salvatore. Fracturamiento en arenas poco consolidadas. USA: Halliburton, 1999.

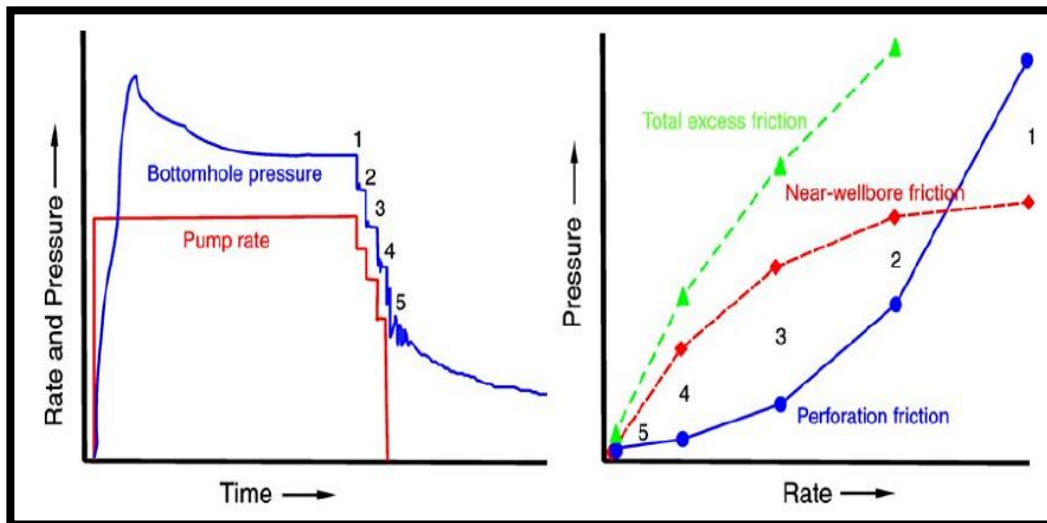
La restricción en perforaciones es como lo indica su nombre, cuando la cara del pozo presenta algún tipo de restricción, imposibilitando que el fluido de fractura avance, y por lo tanto evitando que la fractura se propague eficientemente.

También existen pérdidas de presión en tubería, las cuales son las más comunes, en general superan los 1100 psi, esta es la presión que pierde el fluido durante el recorrido en tubería desde las bombas de superficie hasta el intervalo objetivo. Son determinadas a partir de la prueba de minifrac.

La presión de extensión de la fractura proporciona una indicación exacta de la presión requerida para extender una fractura existente y los requerimientos de potencia para efectuar el tratamiento final. La presión de cierre es definida como la presión mínima requerida para mantener una fractura abierta, contrarrestando así el esfuerzo principal mínimo de la roca. En la siguiente figura se muestra el ejemplo típico de una prueba de SDT (Step Down Test).

Para realizar un Step Down Test es necesario iniciar la fractura con la máxima tasa de inyección posible con un fluido viscoso. Cuando se tiene la máxima tasa, se va disminuyendo rápidamente en escalones cercal al final de la misma lo que permite un tiempo adecuado para que la presión se estabilice a cada tasa, este tiempo dura un poco. Como la prueba es demasiado rápida, la geometría de la fractura no cambia. Se recomienda un mínimo de cuatro tasas de inyección que van disminuyendo rápidamente para tener una buena interpretación de los resultados. La figura 37 muestra un prueba típica de step down test.

Figura 37. Prueba de stepdown test



Fuente: SPE 98098

3.6.2.3 Minifrac. El minifrac consiste en bombear un volumen de fluido de fractura y a la misma tasa que el tratamiento principal, parar el bombeo y monitorear la caída de presión de superficie con el tiempo. El volumen utilizado en el minifrac es tal que la longitud de la fractura generada sea suficiente para obtener un área de fractura representativa a los efectos de la pérdida de fluido.

El minifrac o prueba de calibración se realiza para determinar el coeficiente de pérdida de fluido, eficiencia de fluido, calibración de altura, módulo de Young y Cohesión, los cuales se utilizan para realizar el diseño final y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento.

Para obtener el tiempo de cierre, generalmente, se utiliza una gráfica de presión contra raíz cuadrada del tiempo; en esta función de tiempo la presión inicialmente debe declinar en forma de línea recta indicando flujo lineal en la fractura y el punto en el cual la fractura se cierra debe ser identificado por un cambio definido en la pendiente.

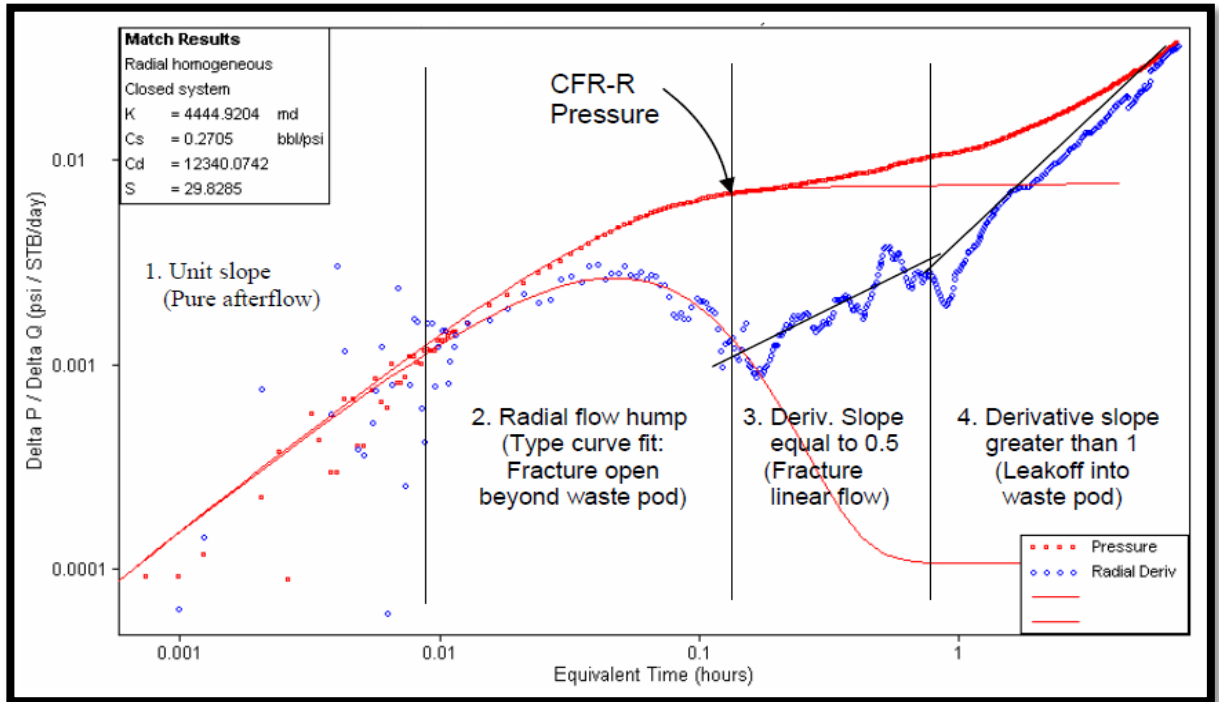
Desafortunadamente, dependiendo de la relación entre las propiedades físicas de la fractura y el yacimiento, el cambio en la pendiente puede ser positivo, negativo o tan pequeño que no se puede detectar.

Es la más utilizada de las pruebas; su procedimiento se puede modificar de acuerdo a la información que se quiere obtener, siendo por lo general, la siguiente: gradiente de fractura, presión de fricción, presión de cierre, parámetros de filtrado y parámetros críticos de tratamiento. En el capítulo 5 se describe detalladamente el procedimiento del minifrac.

3.6.2.4 Pruebas de inyectividad (Fall-Off). El propósito básico de esta prueba es tener una idea cualitativa de la permeabilidad de la zona y factibilidad de someter esta zona a un tratamiento de estimulación y/o fracturamiento hidráulico. Prueba de inyección de fluidos compatibles con la formación hasta que alcanza su máxima presión. Puede ser interpretada como cualquier prueba de presión.

En la figura 38 se muestra el registro de una prueba de inyectividad (Fall Off).

Figura 38. Registro de una prueba de inyectividad



Fuente: R. BILAK., DUSSEULT, M., "achieving zero discharge E&P operations using deep well disposal" 2009.

4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ÓPTIMAS

De acuerdo a la descripción realizada en cuanto a la estratigrafía y otros aspectos geológicos se deben identificar las zonas aptas para la disposición de los cortes. Para llevar a cabo esta acción se tienen en cuenta los factores enunciados en la tabla 8.

Tabla 8. Factores para la identificación de una zona de disposición

| Información de Partida | Factores Operacionales |
|---|--|
| Columna estratigráfica | Identificación de la secuencia de rocas sedimentarias. |
| Columna Litológica | Zona de selección, tamaño de fractura, tamaño del bache de lechada a inyectar y la tasa de inyección. |
| Profundidad de la zona de disposición | Ratings de presión para las bombas, diseño del cabezal y revestimiento. |
| Espesor de la zona | Tamaño del bache de lechada a inyectar. |
| Características de la Formación. | Tasa de inyección, contención de la fractura y tamaño del bache de lechada a inyectar. |
| Permeabilidad, porosidad, propiedades de pérdida de fluido. | Tasa de inyección, tamaño de la fractura, tamaño del bache de la lechada a inyectar, selección de fracturas múltiples o simples. |
| Presión de poro. | Rating presión, reología de lechada y requerimientos de densidad. |

Tabla 8. (Continuación)

| | |
|----------------------|---|
| Fracturas naturales. | Selección de la zona de disposición, tasa de inyección. |
| Fallas. | Selección de la zona de disposición, tasa de inyección. |

4.1 PROPIEDADES DE UNA FORMACIÓN RECEPTORA

Para que el proceso de reinyección de cortes no represente ningún riesgo ambiental y por ende sea eficaz se deben tener unas propiedades geológicas favorables para la aplicación del método de reinyección de cortes, las cuales se encuentran expuestas en la tabla 9.

Tabla 9. Propiedades de una formación receptora

| Propiedad | Descripción |
|-----------------------------|---|
| Profundidad de la formación | 1500 a 5000 pies. Se recomienda una formación con un valor bajo de presión de fractura. |
| Espesor | Mayores a 25 pies. |
| Porosidad | Mayor a 20%. |
| Permeabilidad | Mayores a 1 Darcy. Se recomienda que el valor de permeabilidad sea lo más heterogéneo a través de la formación. |

Tabla 9. (Continuación)

| | |
|------------------------|---|
| Estructuras geológicas | Fracturas o fallas no naturales. |
| Límites | Formaciones aisladas de aguas potables. Evitar fronteras laterales dentro de la formación. |

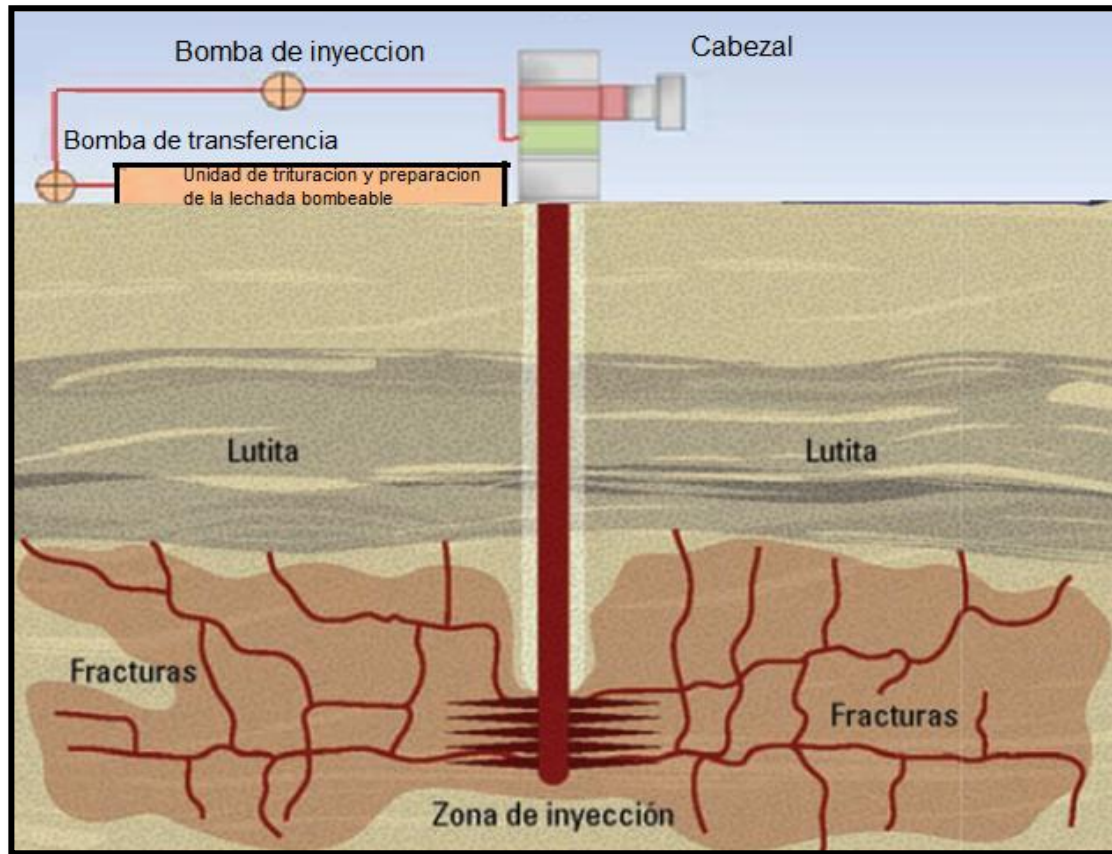
4.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y OPERACIONALES

Cuando se realiza una operación de reinyección de cortes aparte de tener seleccionada la formación receptora, se deben tener en cuenta factores que puedan afectar la operación o el ambiente adyacente a la formación receptora. A continuación se describen las consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar una formación pero antes de describir esas consideraciones cabe recordar las especificaciones favorables para el desarrollo de CRI y con la información disponible del campo, se identifica y evalúa la conveniencia de las formaciones geológicas candidatas para la reinyección.

- La formación receptora se debe localizar debajo de un estrato impermeable, el cual no permita el paso de un fluido (ya sea agua o hidrocarburo); este tipo de estrato debe tener capacidad de almacenamiento (buena porosidad, con poros que permita el flujo hacia formaciones vecinas).
- No debe existir comunicación entre los acuíferos y los pozos y la formación receptora; para ello, la tubería de revestimiento debe ir cementada desde la superficie del suelo hasta la formación receptora.

La figura 39 muestra las especificaciones favorables para los proyectos de reinyección de cortes mencionadas anteriormente.

Figura 39. Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección



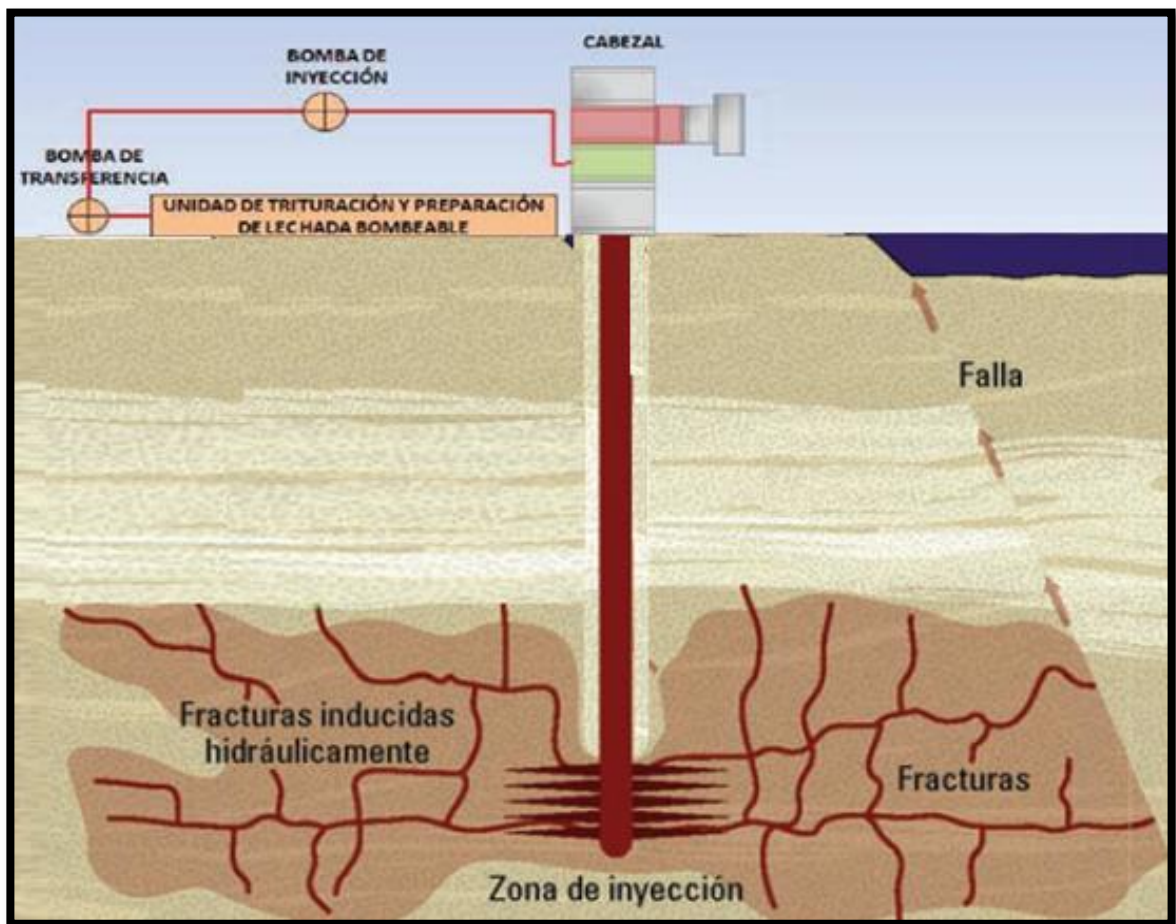
Fuente: Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. OilfieldReview. Schlumberger. 2007.

4.2.1 Migración de lechada inyectada hacia formaciones vecinas. Cuando la lechada es inyectada se corre el riesgo que migre hacia otras formaciones debido a conectividad entre estructuras geológicas, extensión de fracturas, mala cementación del pozo con las paredes del hueco.

4.2.1.1 Migración por conectividad entre estructuras geológicas. Aunque una formación esté aislada por rocas sello, no indica que la contención dentro de ésta sea segura, debido a la manera en que están posicionadas las formaciones y al tipo de estructuras que limitan con ella. Por lo general las estructuras que pueden

generar fenómenos de migración son las fallas y las diaclasas. El tipo de migración que surge a partir de las fallas se denomina migración lateral, y es causada porque los espejos de falla son impermeables, permitiendo el flujo de fluidos por esta superficie. Además de las fallas, las diaclasas, si permanecen abiertas, pueden ser vías efectivas de migración. Se deben evitar zonas con discontinuidades laterales. Este tipo de fenómenos se representan en la figura 40.

Figura 40. Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla.



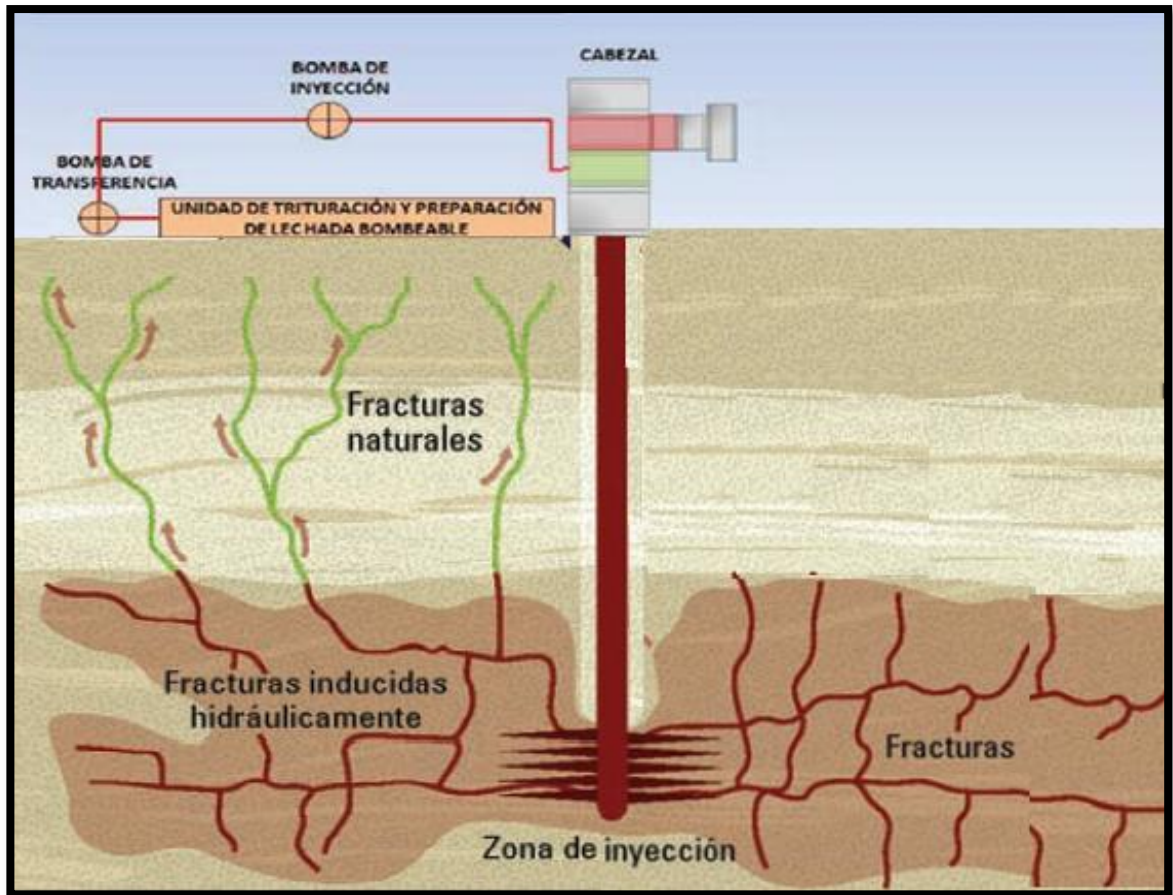
Fuente: Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. Oilfield Review. Schlumberger. 2007.

4.2.1.2 Migración por extensión de fracturas. Cuando se inyecta la lechada a una formación receptora se corre el riesgo que las fracturas inducidas por fracturamiento hidráulico, creen canales de flujo para que el fluido migre hacia otras zonas. Este tipo de migración se puede presentar a causa de:

- Si la profundidad de la formación receptora no es somera, la posibilidad de presentarse fracturas verticales es alta.
- La presión con que se inyecta la lechada es muy alta, creando fracturas extensas que invaden formaciones vecinas.
- Las rocas sello adyacentes a la formación pueden ser fácilmente fracturadas.
- Las rocas adyacentes a la formación no son rocas lo suficientemente compactas para soportar un esfuerzo causado por interferencia de presión que hace la inyección de la lechada.

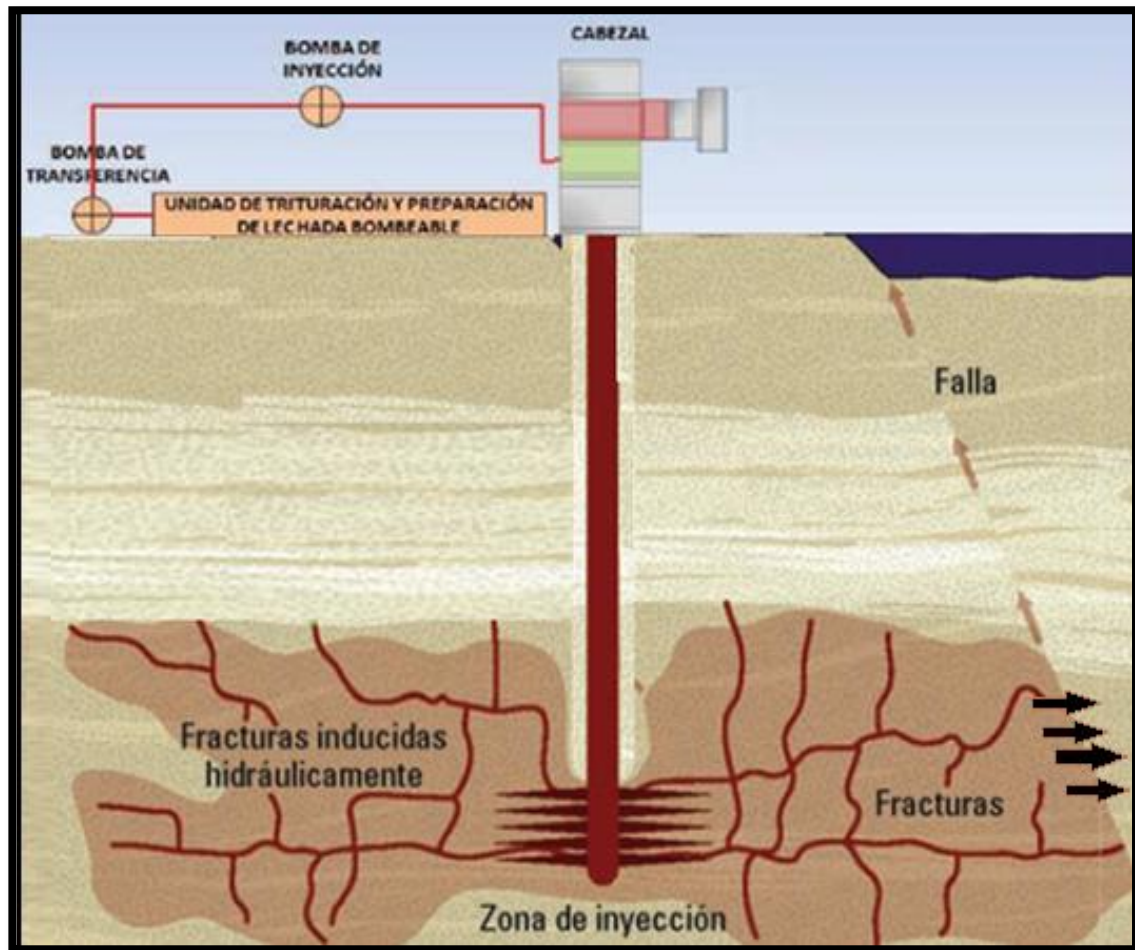
Las figuras 41 y 42 representan gráficamente este tipo de migración.

Figura 41. Migración de lechada hacia otras formaciones a causa de fracturas verticales.



Fuente: Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. OilfieldReview. Schlumberger. 2007.

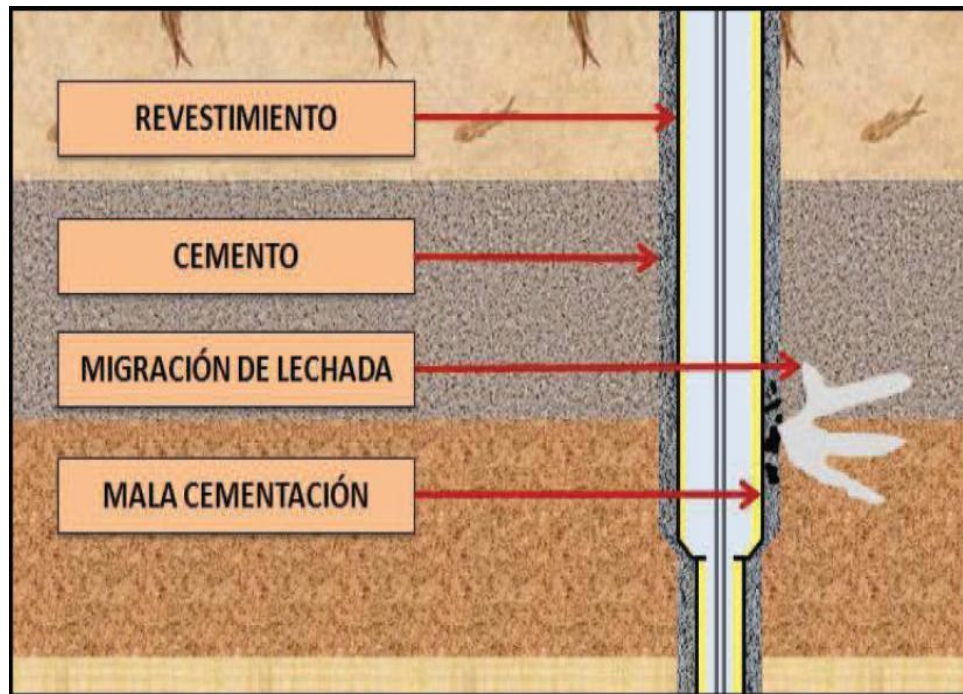
Figura 42. Migración hacia formación vecina por presión de inyección



Fuente: Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. OilfieldReview. Schlumberger. 2007.

4.2.2 Migración por mala cementación. La lechada inyectada puede migrar hacia otras zonas a causa de una mala cementación del revestimiento con las paredes del hueco, justamente en la cara de la formación donde se está realizando la operación de inyección. La figura 43 muestra gráficamente esta forma de migración. Con el propósito de evitar los problemas por mala cementación se deben realizar análisis de los registros de cementación del pozo, y así identificar las zonas que están mal cementadas y realizar operaciones de cementación remedial.

Figura 43. Migración de lechada a causa de mala cementación.



Fuente: Autores.

4.2.3 Reactivación de fallas por la inyección. Zonas que son vulnerables a cambios de presión, pueden ocasionar reactivación de fallas, como efecto de la presión de inyección de la lechada.

4.3 EFECTOS DE LA INYECCIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA

El comportamiento de las fracturas que se crean por la inyección de la lechada se ve afectado por las características de la formación y los parámetros de operación que se toman en cuenta en el diseño de la operación. La permeabilidad y el daño de formación determinan y controlan la eficiencia de la operación, entendiéndose por eficiencia, el no causar algún taponamiento de la fractura. A continuación se describen los efectos de la permeabilidad y el daño de formación en una operación de reinyección de cortes.

4.3.1 Efecto de la permeabilidad. Aunque los desechos de perforación se pueden inyectar en formaciones como arcillas y arenas, no es una buena práctica inyectar dentro de formaciones altamente permeables, si la tasa de generación de desechos es baja porque la inyección de lechadas con alto contenido de sólidos a una baja tasa podría causar taponamientos en la fractura. Como tampoco es una buena práctica inyectar en formaciones arcillosas, si la tasa de generación de desechos o el volumen total de desechos son muy grandes, porque una tasa y volumen grande de desechos dentro de una formación poco permeable pueden generar considerables cambios, grandes tamaños de fractura.

4.3.2 Daño de formación a causa de la inyección. El daño de formación y su impacto en la contención de desechos son incluso más complicados que la resistencia de la roca, debido a que no solamente el daño de formación depende de la formación, esta también depende de la formación y de la interacción de la lechada inyectada. Además, desde que la reinyección de cortes involucra la inyección de una lechada cargada con sólidos dentro de formaciones permeables, el daño de formación es diferente a diferentes etapas de un proyecto de inyección.

Un modelo de daño de formación para un proceso de fracturamiento puede ser derivado asumiendo que la cantidad de torta de sólidos depositados en la superficie de la fractura es proporcional al volumen de fluido pasando a través una unidad de área de fractura. Desde que la tasa de bombeo es a menudo baja en las operaciones de reinyección de corte, la erosión de la retorta debido al cizallamiento puede ser pequeña. Por estas razones, la relación de Carter de pérdida de fluidos, puede ser una buena aproximación para cada episodio de inyección. La relación de Carter utiliza una prueba de inyección para analizar la presión de declinación después de que la lechada es inyectada, en la cual la tendencia lineal indica que la relación de Carter es una aproximación razonable durante cada ciclo de inyección.

La relación de pérdida de Carter establece que el volumen de pérdida de fluido (VL) por unidad de área puede ser determinado a partir del coeficiente de pérdida (CW) y cuando la cara de la fractura alcanza la zona de pérdida y empieza a migrar (SP) acorde a la ecuación 1.

$$VL = Cw(t - t_{SP})^{1/2} + Sp \quad \text{Ec. 1}$$

Donde t es el tiempo de bombeo y t_{SP} es el tiempo cuando la cara de la fractura alcanza la locación de pérdida y el fluido empieza a fugarse a partir de la fractura. Incluso si la relación de pérdida de Carter se mantiene sobre cada ciclo de inyección, hay un número de incertidumbres cuando este es aplicado al modelo de daño de formación a partir del múltiple bombeo intermitente y los ciclos de cierre durante las operaciones. Por ejemplo, inyecciones previas con lechadas cargadas con sólidos causan daño de formación y cambio en las propiedades de pérdida de la formación de disposición para los posteriores ciclos de inyección.

Las nuevas fracturas son generadas a partir de inyecciones subsecuentes, y las características de pérdida de fluido a partir de nuevas fracturas son diferentes a partir de aquellas que ocurrieron mientras la propagación previa de las fracturas.

La reología de la lechada sobre diferentes baches de inyección puede variar. Todas estas causan incertidumbres en la seguridad de la contención de desechos y necesita ser investigado separadamente para examinar su impacto individual en la contención de desechos y de manera integral para incrementar la calidad de la seguridad con un enfoque de un riesgo base.

5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA

El fracturamiento hidráulico ha hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas. Es un método de estimulación que busca fracturar la formación de interés mediante un fluido inyectado a presión y de esta manera incrementar la facilidad del flujo del hidrocarburo hacia la cara del pozo, la fractura creada será mantenida en el tiempo con la utilización de un material de soporte. En la actualidad esta técnica se implementa como una alternativa adecuada para disposición de los desechos de perforación como son los cortes, lodos y aguas generadas en las operaciones de perforación de pozos. Los cortes generados durante la perforación de pozos llegan a superficie transportados por el lodo, esta mezcla pasa por un control de sólido donde se recupera parte del lodo y los sólidos son separados y almacenados en tanques. Este material reducido a un determinado tamaño de partícula, se mezcla con agua y viscosificantes en una unidad de mezcla para crear la lechada. La lechada es inyectada a una formación receptora a una presión, tasa de bombeo, y condiciones reológicas óptimas para crear fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos.

5.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

La geometría de la fractura durante el tratamiento queda definida, por su altura, longitud y ancho. Para predecir la geometría de una fractura estas se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante.

La geometría y las dimensiones de la fractura creadas en condiciones dinámicas (mientras se bombea), es uno de los problemas más complejos que se presentan

durante la realización de un fracturamiento hidráulico. Existen diversos factores que intervienen en la geometría de las fracturas, entre ellos se encuentran:

- Propiedades mecánicas de la formación.
- Caudal de inyección.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Volumen del fluido inyectado.
- Pérdidas de fluido.

Para entender la geometría y las dimensiones que posee una fractura durante el proceso, se necesita la elaboración de modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso de un trabajo de fracturamiento hidráulico, los modelos solamente proporcionan una aproximación del proceso ya que verificar la información directamente no es posible debido a que se carecen de los medios para realizarla.

5.1.1 Orientación de la fractura. El pensamiento original que se tenía sobre la orientación de la fractura en los primeros tratamientos de fracturamiento superficial es que era horizontal. La teoría que dio origen a éste pensamiento, consistía en que el Overburden fue levantado, ocasionando que la fractura se insertara en un plano horizontal.

Hubbert y Willis⁴ con la compañía Shell Oil presentaron un artículo en 1956, donde reportaron la implementación de un modelo de gelatina.

Este trabajo indicaba que todas las fracturas que se crearon eran verticales; creando así mayor controversia en el tema. A pesar de esto, sólo a mediados de la

⁴ Hubbert, M. K. and Willis, D. G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans., AIME

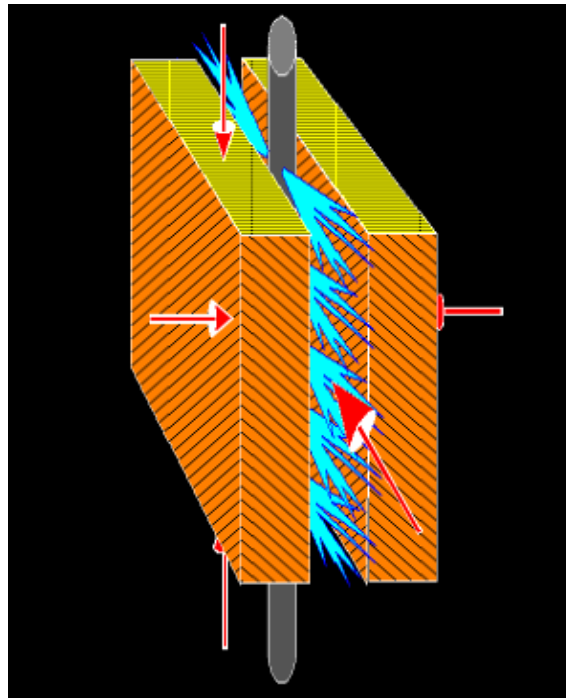
década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que sólo un poco de éstas eran horizontales. Antes de éste tiempo las teorías publicadas fueron avanzando en que todas las fracturas que se generaban con un gradiente alrededor de 0.8 ó 0.9 psi/ft eran verticales y para gradientes de fractura menores que éstos valores eran horizontales.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles en la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura.

5.1.1.1 Fractura vertical. La verdadera fractura vertical es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. El término “Verdadera vertical” se usa para distinguirlas de aquellas fracturas que parecen axiales alrededor del pozo pero que cambian de dirección al alejarse de él.

En un medio isotrópico, fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (Pero no el más pequeño) es paralelo al pozo. Como se muestra en la figura 44.

Figura 44. Orientación de la fractura vertical

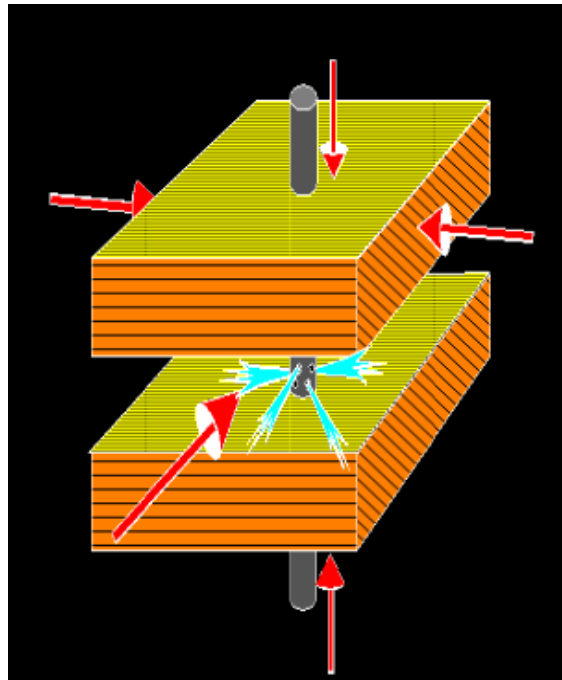


Fuente: BJ Services Company

Si la fractura vertical se inicia en un hueco abierto, esta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento. En hueco con revestimiento es posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separadas por una barrera; al continuar actuando la causa del fracturamiento, esas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

5.1.1.2 Fractura horizontal. Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal figura 45. La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial. En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continúa horizontal.

Figura 45. Orientación de la fractura horizontal



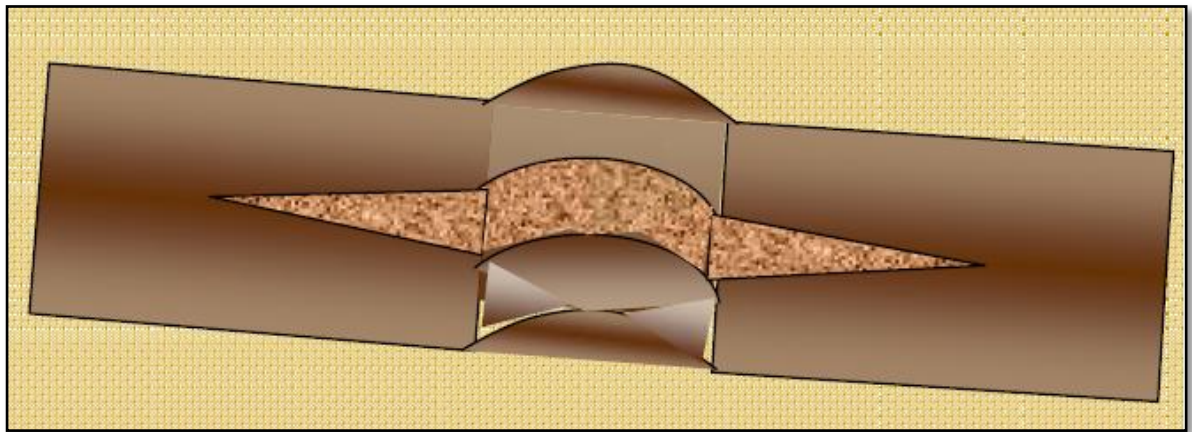
Fuente: BJ Services Company

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continúa horizontal. En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hueco abierto (debido a la influencia de las perforaciones); se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

5.1.2 Forma de la fractura. Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que

existen niveles de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del hueco. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de overburden. Ver la figura 46.

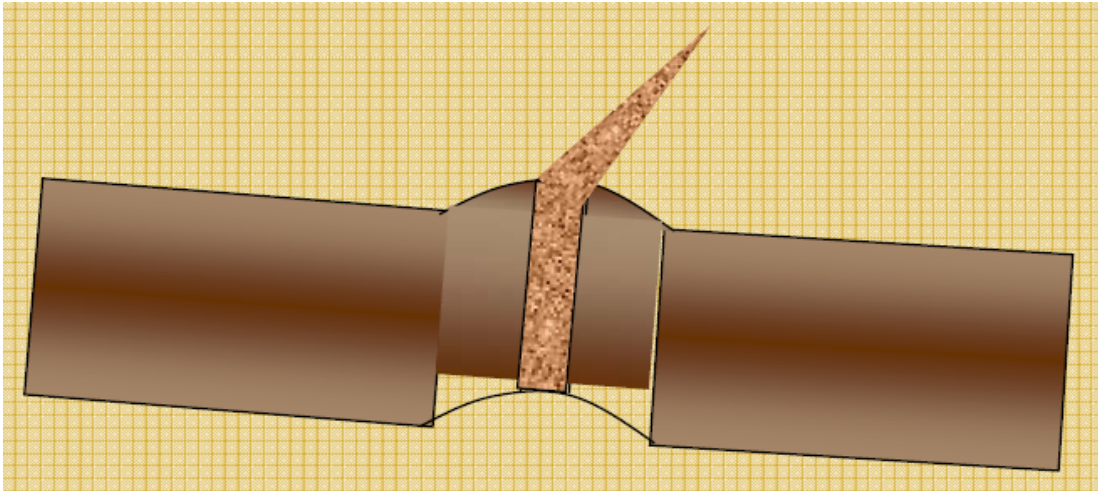
Figura 46. Fractura Inclinada.



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

Las fracturas verticales se generan a profundidades mayores de los 3000 *ft*, ya que la carga litostática hace que el esfuerzo vertical de overburden sea mayor que el esfuerzo horizontal generado por los estratos adyacentes.

Figura 47. Fractura hidráulica vertical



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

5.1.3 Altura de la fractura. Pruebas realizadas en el laboratorio y observaciones en campo han demostrado que las fracturas se propagan en materiales duros, de alta resistencia, y alto módulo de Young.

La razón más importante para el confinamiento del alto de la fractura en la formación objetivo es el contraste de esfuerzo natural que resulta de las diferencias en las relaciones de Poisson. Sin esta diferencia, las fracturas tendrían un crecimiento incontrolado de la altura. No se puede controlar la altura de la fractura sin el diseño del tratamiento de estimulación.

Si las diferencias de esfuerzos no existen en la dirección vertical, la altura de la fractura no se controlará independientemente del fluido y tasa que se utilice.

Para abrir una fractura existente, se debe aplicar una presión al fluido mayor que el esfuerzo que mantiene la fractura cerrada, la cual es el esfuerzo horizontal que existe en la formación.

5.1.4 Ancho de la fractura. La principal influencia en el ancho de la fractura son los esfuerzos in situ y el módulo de Young. Una formación que presente un alto módulo de Young tendrá como resultado fracturas más angostas para la misma presión de fondo o presión neta.

De igual manera, si se tiene un valor de módulo de Young alto, se necesitará mayor presión de fondo o presión neta para lograr el mismo ancho. La fricción del fluido en la fractura también afecta directamente el ancho de la fractura; a mayor fricción del fluido mayor ancho de fractura. La fricción del fluido en la fractura es una función de la viscosidad del fluido y/o la tasa de tratamiento. Altos valores de viscosidad de fluido fracturante resulta en más fricción, la cual incrementará la presión neta. Esta presión es la responsable de abrir la fractura por lo tanto, un incremento en la presión generará un aumento en el ancho de la fractura.

5.1.5 Azimut de la fractura. Los esfuerzos controlan la dirección de la fractura en la formación. La dirección de la fractura no se ve influenciada por la dirección del pozo o la dirección de las perforaciones.

Las fracturas siempre crecen en ancho perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal y crecen en longitud paralelo al esfuerzo horizontal máximo. En todos los casos, la fractura buscará el trayecto de menor resistencia. Si el esfuerzo mínimo principal fuera uno de los esfuerzos horizontales, la fractura sería vertical. Si el esfuerzo mínimo principal fuera el esfuerzo vertical, la fractura sería horizontal. Una dirección de fractura preferida existe cuando las fuerzas tectónicas generan que el campo de esfuerzos sea anisotrópico, es decir, diferente en todas las direcciones.

En regiones de fallas normales, el overburden es más grande que el esfuerzo máximo horizontal, la cual es más grande que el esfuerzo mínimo horizontal, esto resulta en una fractura vertical que se propaga paralelo a la falla.

En áreas de falla de desplazamiento de rumbo activas, el overburden es el esfuerzo intermedio, esto resulta en una fractura vertical que se propaga perpendicular a la falla y finalmente la intercepta.

En áreas de fallas inversas activas, el overburden es el mínimo esfuerzo, esto resulta en una fractura horizontal que se propaga en dirección paralela y perpendicular a la falla.

En conclusión, una fractura siempre será vertical a menos que el esfuerzo horizontal sea más grande o igual al peso del material sobrepuesto. Las fracturas horizontales cuyo gradiente es bajo (menos de 0,9 psi/ft), incluso en ambientes someros, son difíciles de probar.

5.2 CREACIÓN DE FRACTURAS DE ACUERDO AL RÉGIMEN DE INYECCIÓN

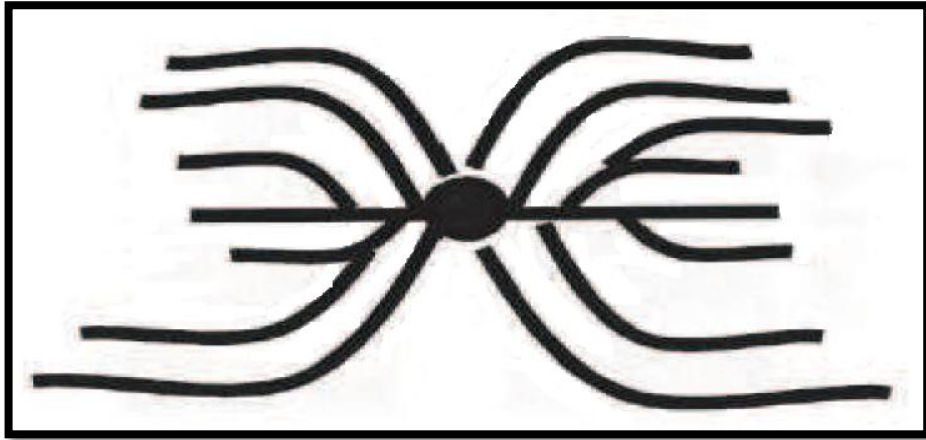
La lechada a inyectar puede ser bombeada a la formación bajo dos regímenes de inyección. Estos regímenes de inyección son considerados básicamente a la manera en que se quieren crear las fracturas, es decir, si se quieren crear fracturas múltiples o simples.

5.2.1 Fracturas múltiples. La forma de crear fracturas múltiples dentro de una formación receptora, es inyectando volúmenes iguales de lechada de manera periódica seguida de un periodo de cierre. El periodo de cierre permite a las fracturas creadas cerrarse, dejando sólidos atrapados dentro de las fracturas cuando se cierra completamente. Las fracturas toman más tiempo para cerrarse

en arcillas que en arenas, debido a la baja permeabilidad de las arcillas. El tiempo de cierre depende del volumen inyectado y de los sólidos contenidos en la lechada. Ramas de fracturas cortas o fracturas semi-paralelas aparecen para formar a lo largo, el tramo de una fractura principal. La inyección periódica promueve una propagación adicional y un depósito de lechada en las fracturas ramificadas. Las fracturas creadas durante la inyección periódica son pequeñas debido a que la extensión lateral de una fractura es determinada por el volumen del bache inyectado, más que por el volumen total de los desechos inyectados. El volumen total de la lechada está alojado en las más fracturas múltiples pequeñas dentro de una zona de disposición. La inyección periódica de volúmenes pequeños de lechada promueve la creación de pequeñas fracturas múltiples dentro de la propiedad de disposición porque las fracturas pueden remediarse durante la fase de cierre.

La depositación de cortes en un sistema de fractura localmente incrementa el esfuerzo mínimo en sitio, haciendo a las tensiones horizontales más isotrópicas con la introducción de más cortes. En la figura 48 se muestra un dominio de disposición de fracturado de manera múltiple.

Figura 48. Fracturas múltiples



Fuente: WOJTANOWICZ.A.K. Oilfield Waste Disposal Control.Canadá Halliburton, 2000.

5.2.2 Fracturas simples. Se crean inyectando de manera continua la lechada. Durante la operación de inyección la fractura se propaga a medida que la inyección progresa y este caso se ve representado como un peligro, ya que la fractura puede conectarse con un acuífero o migrar hacia la superficie. Cuando se inyectan volúmenes muy grandes de lechada, la fractura creada puede ser muy grande y bastante compleja en su forma y geometría, así para este tipo de casos un simulador de fracturamiento hidráulico tridimensional debe ser usado para simular la fractura creada y garantizar que hay una contención segura de la disposición de desechos.

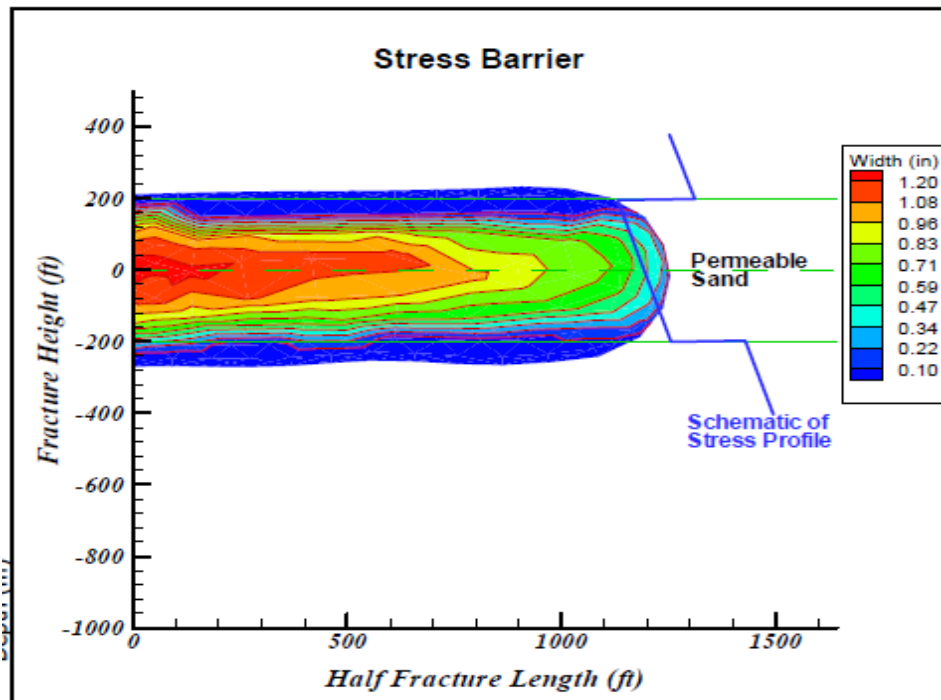
5.3 ASEGURAMIENTO DE CONTENCIÓN

El almacenamiento de forma segura de la lechada no depende solamente de las características geológicas que se tienen en las vecindades de la formación receptora, ésta también depende de las características y propiedades de la formación. A continuación se describen tres características importantes que se

deben tener en cuenta en la reacción y modo de propagación de las fracturas de acuerdo a las propiedades de la formación receptora.

5.3.1 Barrera de tensión. Es el caso donde las fracturas no se pueden propagar a una zona con alta tensión. La barrera de tensión se presenta cuando el gradiente de fractura de una formación es más grande que el gradiente de fractura de una zona objetivo, es decir, la fractura no se puede propagar de manera longitudinal a causa de un límite que presenta la misma formación, denominado tensión. En la figura 49 se muestra un ejemplo que presenta el fenómeno de barrera de tensión.

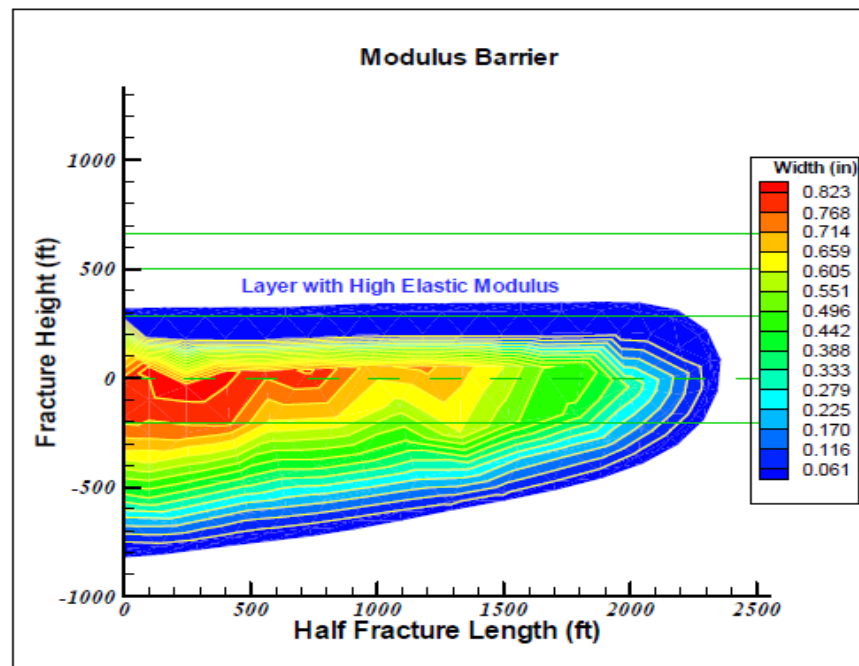
Figura 49. Barrera de tensión



Fuente: MI-SWACO. An overview of drill cuttings re-Injection – Lessons learned and recommendations. Mexico: MI-SWACO, Octubre. 2004.

5.3.2 Barrera de módulo. Una vez la fractura se enfoca o entra a la formación más dura o fuerte, la amplitud de la fractura dentro y cerca de la formación rígida es reducida, por lo tanto la presión de fricción es incrementada, previniendo o desacelerando el crecimiento de la fractura dentro de la formación. En la figura 50 se muestra un ejemplo de este tipo de fenómenos, en ésta se puede observar que el alto valor del módulo de elasticidad de la formación evita la propagación de la fractura.

Figura 50. Barrera de modulo

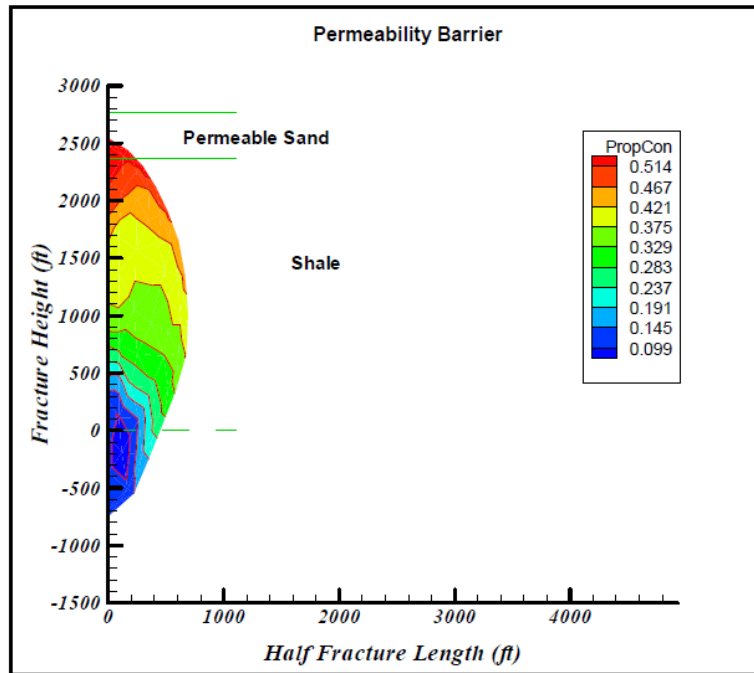


Fuente: MI-SWACO. An overview of drill cuttings re-Injection – Lessons learned and recommendations. Mexico: MI-SWACO, Octubre. 2004.

5.3.3 Barrera de permeabilidad. En la figura 51 se muestra un caso donde la fractura está contenida en una formación altamente permeable. Como se ve, las pérdidas de fluido dentro de la formación altamente permeable y las partículas de

los cortes son dejadas detrás, de tal manera que se previene el crecimiento de la fractura. Sin embargo como el daño de formación se incrementa con la inyección continua de la lechada, esta barrera original no puede actuar como una barrera.

Figura 51. Barrera de permeabilidad



Fuente: MI-SWACO. An overview of drill cuttings re-Injection – Lessons learned and recommendations. Mexico: MI-SWACO, Octubre. 2004.

5.4 HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En una operación de fracturamiento hidráulico el éxito depende en gran parte de un buen diseño hidráulico sin dejar de pensar que esto implica un beneficio económico. El objetivo del cálculo de la hidráulica del fracturamiento es hallar la presión requerida en superficie para llevar a cabo el tratamiento de una zona.

Como es bien sabido, la hidráulica del fracturamiento tiene que ver con factores como son:

- El equipo mecánico a usar (empaques, tuberías, bombas, etc.).
- El tipo de fluido fracturante (propiedades).
- El tipo de fluido desplazante.
- El régimen de flujo de la dentro la tubería usada.
- El gradiente de fractura de la formación.

5.4.1 Minifrac. Antes de efectuar un fracturamiento hidráulico es recomendable realizar un mínimo de fracturamiento hidráulico para medir las propiedades de la formación y del fluido, efectuar una pequeña recolección de datos del tratamiento de fractura. Dependiendo de los volúmenes bombeados, este es llamado un microfrac (<5 m³) o un minifrac (<50 m³). El fluido es bombeado a una tasa constante para el tiempo requerido y la presión de tratamiento medida. Las mediciones de presión en el fondo del pozo son más precisas que las mediciones en superficie, ya que no tienen que ser estimadas los componentes de cabeza hidrostática y la caída de presión por fricción⁵.

1. La presión en el fondo del pozo empieza a levantar tan pronto como se inicia el bombeo. Este incremento continua hasta que la Presión de Iniciación de Fractura (FIP) es alcanzada, después de lo cual cae rápidamente a la Presión de Propagación de Fractura (FPP).

2. Las bombas son detenidas cuando el volumen deseado de fluido ha sido bombeado y la propagación de fractura cesa. Esta presión cae rápidamente a la Presión Instantánea de Cierre (ISIP):

$$ISIP = FPP - \Delta P_{\text{perforaciones}} - \Delta P_{\text{fricción fractura}} \quad \text{Ec. 2}$$

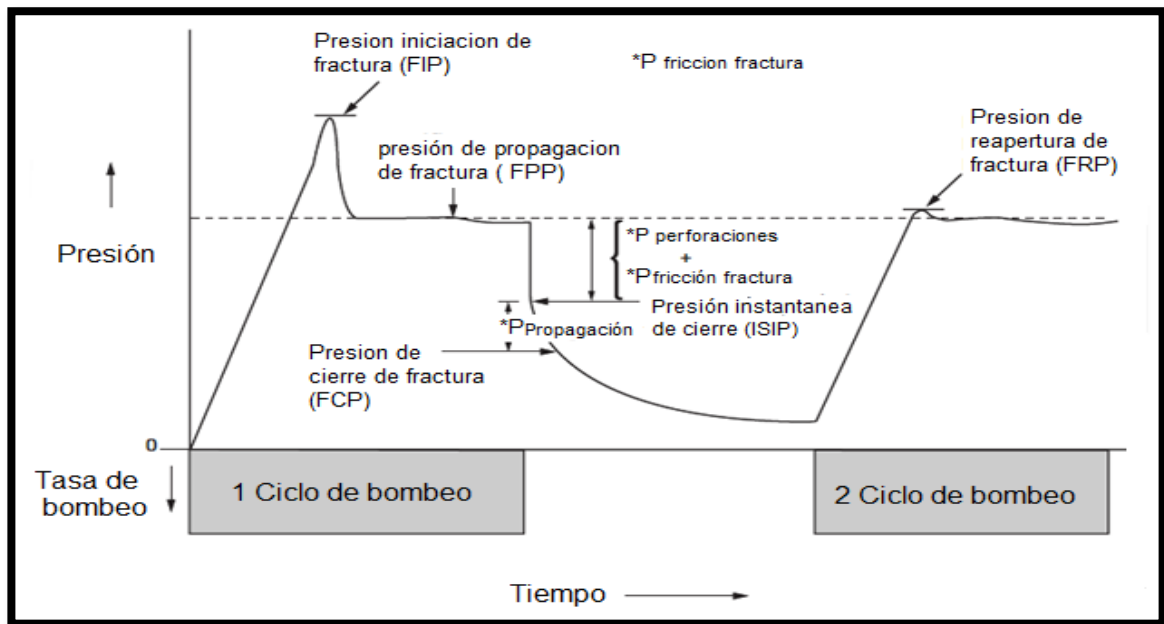
⁵ Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004.

Donde,

$\Delta P_{\text{perforaciones}}$ = Caída de presión a través de las perforaciones

$\Delta P_{\text{fricción fractura}}$ = Caída de presión friccional desde las perforaciones al extremo.

Figura 52. Registro de presión en el fondo del pozo durante un minifrac



Fuente:Modificado Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004.

3. Al ISIP la fractura continúa abierta. Filtrado (leak off) continua a tasas altas desde la fractura abierta. La presión cae hasta que se alcanza la presión de Cierre de Fractura (FCP), que es igual al esfuerzo mínimo en situ.

$$ISIP = FCP + \Delta P_{\text{propagación fractura}} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde,

$\Delta P_{\text{propagación fractura}}$; es la presión requerida para vencer la dureza de la fractura.

FCP; es la Presión de cierre de fractura

El FCP se reconoce por un cambio en la pendiente en la curva de declinación de la presión. Cuando la fractura está abierta está filtrando fluido hacia la formación desde la superficie entera de la fractura.

4. La reapertura de la fractura durante un segundo ciclo de bombeo normalmente ocurre a un valor más bajo que el FIP a menudo la presión joroba “Hump” no ocurre y el FPP es inmediatamente observado.

Para poder evaluar el minifrac y el tratamiento de fractura, normalmente se registran las presiones, caudales, y dosificaciones de material de soporte que en este caso son los cortes, con los correspondientes equipos e instrumental.

Los resultados del análisis de presiones tanto en la etapa de bombeo como de la posterior declinación de presión, darán por resultado los siguientes parámetros.

- La contención o no contención de la fractura dentro del tramo de interés.
- El coeficiente total de pérdida por filtrado.
- La eficiencia del fluido de fractura seleccionado.

El éxito de los resultados de una minifractura depende estrictamente de una buena planificación y un buen diseño de la operación. Ninguna precaución debe ser escatimada, por obvia que parezca, a fin de garantizar que las lecturas de presión no se vean afectadas por factores ajenos al comportamiento de la formación cuando esta esté sujeta a una presión de bombeo o a una disipación de presiones en su matriz.

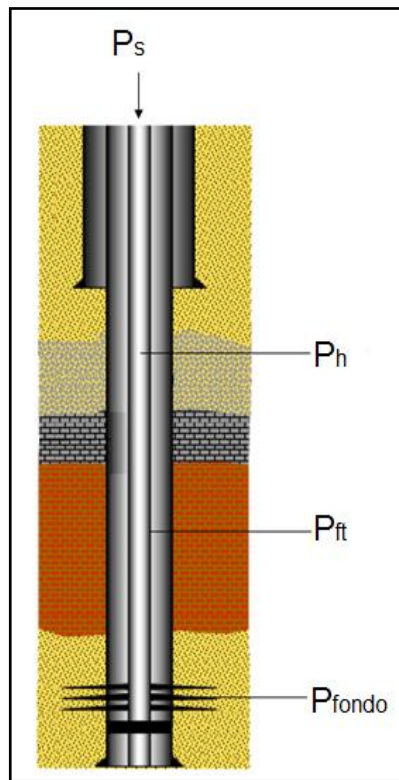
5.4.2 Presión de tratamiento. La presión de tratamiento P_s corresponde a la presión necesaria aplicar en superficie para lograr fracturar la formación. Está determinada por la presión necesaria por la presión para extender la fractura

P_{fondo} , la fricción desarrollada en tuberías P_{ft} , y la presión hidrostáticas P_h . La presión requerida en superficie está dada por la siguiente ecuación:

$$P_s = P_{\text{fondo}} + P_{\text{ft}} - P_h \quad \text{Ec. 4}$$

Esta es la presión en superficie cuando se está bombeando la mezcla de fluido con cortes de perforación y es colocada por equipos disponibles en superficie.

Figura 53. Presiones involucrada en la hidráulica



Fuente: Autores

5.4.3 Presión en fondo o de extensión de la fractura. La presión de fondo corresponde al valor de presión necesario aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación, se expresa como:

$$P_{\text{fonfo}} = P_{\text{breakdown}} + P_{\text{tortuosidad}} + P_{\text{perf}} \quad \text{Ec. 5}$$

En donde,

$P_{\text{breakdown}}$: Presión para fracturar la formación obtenida a partir del gradiente de fractura (psi)

$P_{\text{tortuosidad}}$: Perdidas de presión por tortuosidad (psi)

P_{perf} : perdidas de presión a través de las perforaciones (psi)

5.4.3.1 La presión de breakdown. Es la presión para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura como se muestra a acontinuacion:

$$P_{\text{breakdown}} = g_f * D \quad \text{Ec. 6}$$

En donde,

g_f : gradiente de fractura (psi/pie)

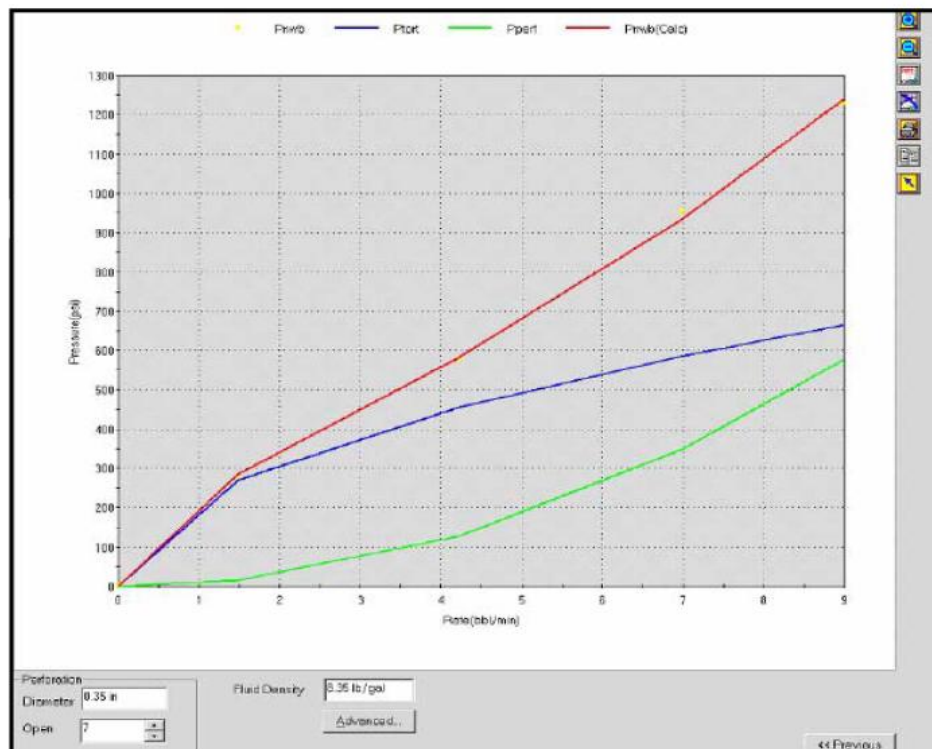
D: profundidad de la zona de interes (pies)

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada.

5.4.3.2 Pérdidas de presión por tortuosidad. Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando las perforaciones a través de la cuales sale el fluido, no se encuentra orientado en dirección del plano preferencial de formación de la fractura (dirección del esfuerzo máximo). Por esta razón el fluido que sale del pozo describe una trayectoria muy interrumpida en donde se presenta una caída de presión hasta llegar al cuerpo principal de la fractura. La forma más utilizada en la industria para cuantificar las pérdidas de presión por tortuosidad se realizan a

partir de la prueba Step Down Test. En la figura 54 se presenta una prueba Step Down Test, en donde la línea azul representa las pérdidas de presión ocasionadas por la tortuosidad.

Figura 54. Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul)



Fuente: Schlumberger Company.

5.4.3.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones. Las pérdidas de presión a través de las perforaciones básicamente corresponden a disipación de energía cinética, de modo que influye la densidad del fluido, el caudal, el diámetro y número de las perforaciones. Aunque un buen diseño hidráulico procura tener el mínimo de pérdidas de presión a través de las perforaciones y por lo tanto en la literatura se considera a veces despreciables. Es posible cuantificarlas a partir de la prueba Step Down Test ó de manera analítica como se presenta a continuación:

$$P_{\text{perf}} = \left(\frac{\rho_m}{8090} \right) \left(\frac{Q}{A_t} \right)^2 \quad \text{Ec. 7}$$

$$A_t = \frac{\pi * d_{\text{perf}}^2 * N_{\text{perf}}}{4} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde

P_{perf} : son las pérdidas de presión a través de las perforaciones, psi.

Q: Es el caudal total, gal/min.

N_{perf} : Es el número de perforaciones, adimensional.

d_{perf} : Es el diámetro de las perforación, in.

A_t : Es el área total de las perforaciones, in².

5.4.4 Pérdidas de presión por fricción en la tubería. El cálculo de las pérdidas de presión por fricción desarrollada en las tuberías es algo más complejo y está sujeto a mayores márgenes de error. Hay muchos métodos para calcular las pérdidas de presión para fluidos gelificados, espumas y otros de comportamiento no newtoniano; como es el método de Fanning⁶. En la industria es comúnmente utilizada la prueba Step Down Test para cuantificar estas pérdidas. Otra alternativa confiable y práctica consiste en utilizar el método teórico de Seyer y Metzner, el cual dispone de curvas con datos de viscosímetros de tubo extrapolados a diversos caudales y diámetros usuales. También la norma *API RP-3923* describe un método (Bowen-Malton) que utiliza un viscosímetro especial.

⁶ Craft, Holden AndGrales, "Well desifr"Prentice Hall.

Uno de los métodos más utilizados en la industria es el método de Babcock⁷ y se expondrá brevemente a continuación. Este método utiliza el criterio de la velocidad crítica para determinar el régimen de flujo. Dependiendo de la manera por donde se va a bombear el fluido de fractura, sea por anular, casing ó tubing; el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock se estiman mediante las siguientes condiciones:

- Sí la velocidad crítica es mayor que la velocidad promedio, corresponde a régimen laminar.
- Sí la velocidad crítica es menor que la velocidad promedio, corresponde a régimen turbulento.

5.4.4.1 Circulación a través del casing o tubing

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2} \quad \text{Ec. 9}$$

$$V_{crit} = 1.969 \left[\frac{5 * (3470 - 1370 * n)}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int}^2 * n} \right] \quad \text{Ec. 10}$$

Para flujo laminar:

$$P_{ft} = \left(\frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left(\frac{0.4 * V_{prom} * 3 * n + 1}{d_{int} * n} \right)^n \quad \text{Ec. 11}$$

⁷ Babcock, Prokop and Kehle. “Distribution of Propping agents in vertical fractures” Drilling and production practices. API 1965.

Para flujoturbulento:

$$P_{ft} = \left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left(\frac{19.63 * k * \left(\frac{0.4 * V_{prom} * 3 * n + 1}{d_{int} * n} \right)}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}}$$

Ec. 12

En donde,

P_{ft} : Perdidas de presión por fricción en el tubing o en el casing (psi)

V_{prom} : Velocidad promedio (ft/min)

V_{crit} : Velocidad critica (ft/min)

L: longitud de la tubería (ft)

Q: Caudal total (gal/min)

d_{int} : Diámetro interno del casing o tubing

n: Indice de comportamiento del fluido (adimensional)

K: Indice de consistencia del fluido (Lbf.seg/100ft²)

ρ_m : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

5.4.4.2 Circulación a través del espacio anular

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int_e}^2 - d_{ext_e}^2}$$

Ec. 13

$$V_{crit} = 1.969 \left[\frac{5 * (3470 - 1370 * k)}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{2 * n + 1}{0.64 * (d_{int}^2 - d_{ext}^2) * n} \right]$$

Ec. 14

Para flujo laminar

$$P_{ftA} = \left(\frac{k' * L}{300 * (d_{int_c} - d_{ext})} \right) * \left(\frac{0.8 * V_{prom} * \frac{2 * n + 1}{n}}{(d_{int_c} - d_{ext})} \right)^n$$

Ec. 15

Para flujo turbulento

$$P_{ftA} = \left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom}^2 * L}{3792669 * (d_{int_c} - d_{ext_r})} \right) * \left(\frac{15.81 * k' * \left(\frac{0.4 * V_{prom} * \frac{2 * n + 1}{n}}{(d_{int_c} - d_{ext_r})} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)$$

Ec. 16

Donde,

P_{ft} : Son las pérdidas de presión por fricción en el tubing o en el casing, psi

P_{ftA} : Son las pérdidas de presión por fricción en el anular, psi.

V_{prom} : Velocidad promedio (ft/min)

V_{crit} : Velocidad crítica (ft/min)

L: longitud de la tubería (ft)

Q: Caudal total (gal/min)

d_{int} : Diámetro interno del casing o tubing, in.

d_{extT} : Diámetro externo del casing o tubing, in.

n: Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

K' : Índice de consistencia del fluido (Lbf.seg/100ft²).

ρ_m : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

5.4.5 Presión Hidrostática. La estimación de la presión hidrostática no ofrece mayores dificultades con los fluidos convencionales, puesto que solo depende de la densidad y la profundidad.

La presión hidrostática se define como:

$$P_h : 0.052 * \rho_m * TVD$$

Ec. 17

En donde,

ρ_m : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

D: Profundidad de la zona de interés (pies)

5.4.6 Potencia hidráulica. Este es un componente muy importante en la operación del fracturamiento debido a que proporciona el caballaje necesario para lograr las presiones en superficie. Este parámetro depende de la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie como se presenta a continuación:

$$HHP = 0.000583 * P_s * Q$$

Ec. 18

En donde:

HHP= Potencia hidráulica (hp)

P_s = Presion de tratamiento(psi)

Q:Tasa de inyección(bbl/min)

Además de la máxima presión disponible en las bombas, existe un factor de diseño muy importante como es la presión de colapso del *casing*. Es decir, cuando

se esta realizando el tratamiento pueden existir problemas mecánicos y daños en el revestimiento. De ese modo, se habla mucho de la necesidad de presurizar el anular cuando hay comunicación por detrás del *casing*, en ese caso se tiene que cumplir la siguiente condición mínima:

$$BHTP \ll \frac{P_c}{1.2} + P_{HA} \quad \text{Ec.19}$$

$$P_{HA} = 0.052 * \rho_{fp} * TVD \quad \text{Ec. 20}$$

Sí la condición se cumple, entonces “No es necesario presurizar” el anular.

Sí no se cumple tal condición se debe presionar el anular con una presión que sea equivalente a:

$$P_{SA} = BHTP - P_{HA} - \frac{P_c}{1.2} \quad \text{Ec. 21}$$

Donde

P_{SA} : Es la presión para presurizar el anular, psi.

P_C : Es la presión de colapso, psi.

P_{HA} : Es la presión hidrostática en el anular, psi.

ρ_{fp} : Es la densidad del fluido presurización, lb/gal.

Como factor de seguridad en la determinación de la potencia requerida en la operación es necesario realizar dos correcciones al valor obtenido con la ecuación (anterior) debido a la eficiencia de la bomba y bombas de respaldo.

5.4.6.1 Eficiencia de las bombas. Las bombas son equipos que no tienen eficiencia del 100%. La eficiencia de las bombas en operaciones de fracturamiento hidráulico se considera por el orden del 75%, de ésta manera la potencia hidráulica corregida se expresa de la forma:

$$(HHP)_e = 1.25 * HHP \quad \text{Ec. 22}$$

En donde,

$(HHP)_e$: potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba (hp)

HHP: Potencia hidráulica (hp)

La corrección por bombas de respaldo tiene como objetivo considerar el caso que alguna de las bombas que se encuentre operando sufra algún tipo de daño que ocasione el retiro del equipo de la operación y por ello sea necesario tener una de Respaldo. La corrección se expresa a continuación:

$$(HPP)_b = 1.15 * HHP \quad \text{Ec. 23}$$

En donde,

$(HPP)_b$: P potencia hidráulica considerando bombas de respaldo (HP)

HHP: Potencia hidráulica (hp)

Considerando las dos correcciones,

$$(HPP)_{e,b} = 1.4 HHP \quad \text{Ec. 24}$$

En donde:

$(HPP)_{e,b}$: potencia hidráulica eficiente de la bomba y bombas de respaldo (hp)

HHP: Potencia hidráulica (hp)

5.5 GEOMECAÍNICA APLICADA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La geomecánica de yacimientos es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones y la temperatura que influyen en la exploración, desarrollo, producción estimulación y reinyección de cortes en un campo petrolero. La geomecánica nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia⁸.

Es por esta razón que en miras a llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico exitosa es necesario realizar un modelo geomecánico en donde se determine las propiedades mecánicas de la roca, esfuerzos in-situ y se analicen otros parámetros geomecánicos.

5.5.1 Importancia de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico. La operación de fracturamiento hidráulico consiste en crear una fractura en la zona de interés para almacenar los cortes de perforación. El fracturamiento de la formación está relacionado directamente a la mecánica de rocas y a diferentes parámetros geomecánicos. Estos parámetros establecen las condiciones necesarias para llevar a cabo el fracturamiento de la formación.

Además del fracturamiento de la formación, en la evolución de la fractura, también se encuentran involucrados parámetros geomecánicos los cuales definen la geometría de la fractura creada en la zona de interés y si es posible que la fractura se extienda más allá de los límites de dicha zona o la generación de múltiples fracturas.

⁸OSORIO, J. G., Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003.

Es por esto el gran interés del estudio de los aspectos geomecánicos del fracturamiento hidráulico, pues mediante ellos se asegura un muy poco margen de error en las consideraciones para realización de la operación, además de la optimización de tiempo y costos.

5.5.2 Aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico

5.5.2.1 Presión de cierre. También se conoce como esfuerzo mínimo horizontal. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura con el fin de mantenerla abierta, por lo tanto, cualquier presión mayor a esta evitara el cierre de la fractura.

5.5.2.2 Pérdida de fluidos. La pérdida de fluidos se define como el volumen de fluido inyectado dentro de una fractura la cual es igual al volumen que se crea en la fractura más la perdida de volumen hacia la formación a través de las caras permeables de la fractura.

$$V_i = V_L + V$$

Ec. 25

Donde,

V_i = Volumen inyectado dentro de un ala de la fractura.

V_L = Volumen que entra a la formación a través de las dos cara paralelas de un ala de la fractura.

5.5.3 Mecánica del Fracturamiento Hidráulico. La solución de la mayoría de los problemas mecánicos de la roca empieza con el tratamiento matemático del problema. La mecánica de rocas se basas en ciertas suposiciones. Se supone que la roca es homogénea, isotrópica y elástica.

5.5.3.1 Elasticidad. Un cuerpo se considera elástico si las deformaciones inducidas por fuerzas externas desaparecen completamente. Ninguna roca es completamente elástica. Sin embargo, algunas rocas se comportan casi de manera elástica hasta un cierto valor de esfuerzo. En casos donde las rocas si se comportan de forma elástica hasta un esfuerzo dado, las soluciones elástica son correctas siempre y cuando los esfuerzos no excedan el límite elástico. En otros casos, la elasticidad es la teoría más factible y cualquier desviación de esta hace que el problema tenga gran complejidad para su solución.

5.5.3.2 Homogeneidad. Un cuerpo se considera homogéneo si el elemento más pequeño del cuerpo tiene las mismas propiedades físicas del cuerpo entero. Pero, estrictamente hablando, las rocas no son materiales homogéneos. Un bloque de roca contiene diferentes cristales de varios tipos, macro y micro fracturas.

Sin embargo, esta suposición es muy razonable si las dimensiones del cuerpo bajo ciertas consideraciones son grandes comparadas a las dimensiones de la discontinuidad.

5.5.3.3 Isotropía. Un cuerpo se considera isotrópico si las propiedades elásticas del cuerpo no cambian con la dirección. La suposición de isotropía se hace necesaria para simplificaciones matemáticas. En la mayoría de problemas, el interés es la cantidad de deformación que se puede producir por las fuerzas aplicadas. Por ejemplo, las características de esfuerzo – deformación de un cuerpo linealmente elástico, homogéneo e isotrópico contiene sólo dos constantes, las cuales se llaman módulo de Young y relación de Poisson. Si no se asume que el material es isotrópico se deben usar 21 coeficientes independientes para identificar mecánicamente el material.

5.5.3.4 Esfuerzo. El esfuerzo es un término que se usa para describir la cantidad de fuerza que se aplica a un área específica. En otras palabras, es la intensidad

de las fuerzas internas en un cuerpo que se encuentra sujeto a la aplicación de un conjunto de fuerzas externas.

Esta idea se cuantifica mediante la definición del estado de esfuerzos en un punto de un cuerpo, en términos de la intensidad de las fuerzas que actúan sobre las superficies de un cuerpo libre centrado en el punto orientadas ortogonalmente.

5.5.3.5 Deformación. El estudio del comportamiento mecánico de un cuerpo no se limita a los esfuerzos inducidos en él por las fuerzas internas. Además, también es importante saber cómo el cuerpo se ha deformado como resultado de los esfuerzos existentes en él.

La deformación es qué tanto de la muestra se ha deformado y para determinarlo, se han realizado estudios de deformaciones en el cuerpo.

5.6 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La geomecánica tiene como objetivo la comprensión del comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas y el manejo de teorías para determinar su influencia en los diferentes procesos abarcados por la industria petrolera.

Es de gran importancia estudiar la mecánica de rocas para comprender como las fuerzas controlan el contorno de la tierra, pero también como estas controlan el contorno de la fractura.

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas en la reinyección de cortes es predecir la respuesta de la roca a las cargas impuestas en ella, de tal forma que la roca puede tener resistencia en tensión, compresión y cizalladura.

Para llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico exitoso es necesario estudiar diversos parámetros geomecánicos, debido a que ellos son los

encargados de establecer condiciones operacionales. Las fuerzas en cada formación determinan la presión necesaria para fracturar la formación, por lo tanto, las fuerzas que actúan en las formaciones límites controlaran el grado de confinamiento de la fractura.

Las propiedades de las rocas cambian a medida que la profundidad se incrementa, por ejemplo la porosidad y la permeabilidad tiende a cambiar debido a la presión de los estratos superiores.

La presión para fracturar está relacionada en el estado de tensiones en la formación. Debido a esto las fracturas inducida hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Cuando en el material, en este caso la roca, se inicia y se propaga la fractura, significa que el material responde de una manera plástica y los cambios que se producen en el son irreversibles.

Una herramienta útil que se utiliza cuando se estudian fracturas es el comportamiento lineal de la elasticidad, debido a que los esfuerzos y las deformación pueden ser descritas por la teoría elástica.

5.6.1 Esfuerzos Principales. Los esfuerzos principales o “in situ” dominan completamente la operación de fracturamiento hidráulico, se encuentran en su posición natural, o más específicamente, es el esfuerzo que existe en la roca luego de la depositación y litificación. Cualquier estudio de la respuesta mecánica de una roca requerirá el previo conocimiento de la magnitud y dirección de todos los esfuerzos presentes en el. Se ha probado teóricamente que cualquier sistema de esfuerzos que actúan en un punto se puede reemplazar siempre por los tres esfuerzos normales, la cual se conocen como “esfuerzos principales”. Estos esfuerzos son perpendiculares entre sí.

El esfuerzo vertical o esfuerzo de “overburden” se genera por la densidad del material que se encuentra superpuesto y, en la mayoría de los casos, representa el esfuerzo máximo. A mayor profundidad de la formación de interés, el esfuerzo vertical será más grande. Se puede calcular la magnitud del esfuerzo vertical de la siguiente manera:

$$\sigma_{vertical} = 0.05195 * \rho * H \quad \text{Ec. 26}$$

Donde,

ρ : Densidad promedio de la masa de la roca superpuesta (lb/gal)

H: Profundidad de interés (ft)

0.05195: factor de conversión

El segundo esfuerzo principal es el “esfuerzo mínimo horizontal” la cual, es un resultado directo del esfuerzo de overburden. La relación de Poisson determina la cantidad de esfuerzo vertical que se transmitirá horizontalmente, por lo tanto, para el mismo esfuerzo de overburden, una formación con una alta relación de Poisson tendrá mayor esfuerzo horizontal que una formación con baja relación de Poisson.

Como esta relación es menor a 0.5, el esfuerzo horizontal será menor que el esfuerzo vertical a la misma profundidad.

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + (1 - \frac{\nu}{1-\nu}) \alpha * P_p + \sigma_{tect} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde,

ν = Relación de Poisson

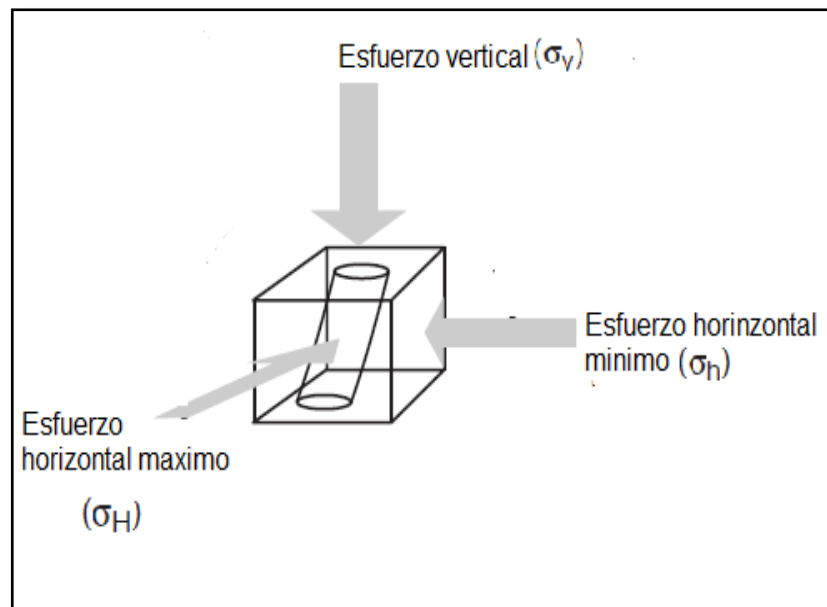
σ_v =Esfuerzo de overburden (psi)

P_p =Presión de poro

σ_{tect} =Esfuerzo tectónico mínimo horizontal.

La tectónica crea dos esfuerzos diferentes en la dirección horizontal, por estos componentes tectónicos, el tercer esfuerzo es el “esfuerzo máximo horizontal”, será la suma del esfuerzo mínimo horizontal y la contribución del esfuerzo tectónico.

Figura 55. Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo.



Fuente: Modification Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004

5.6.2 Esfuerzo efectivo. Los fluidos de los poros en un yacimiento juegan un papel muy importante debido a que ellos soportan una parte del esfuerzo total aplicado. Por lo tanto, solo una porción del esfuerzo total, llamada la componente de esfuerzo efectivo, es soportado por la matriz de la roca.

El esfuerzo efectivo cambia a través de la vida de un yacimiento y el comportamiento mecánico de una roca porosa modifica la respuesta del fluido.

En este comportamiento acoplado:

- Un incremento en la presión de poro induce la dilatación de la roca.
- La compresión de la roca produce un incremento en la presión del poro si se proviene que el fluido no escape del medio poroso.

En 1923, Terzagui introdujo el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación unidimensional y propuso la siguiente relación:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad \text{Ec. 28}$$

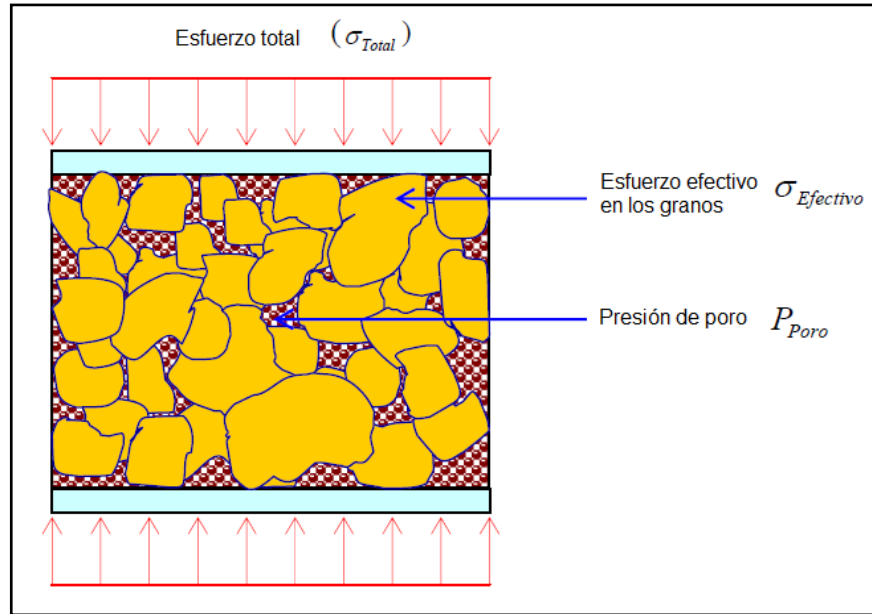
En donde:

σ =Esfuerzo efectivo (psi)

σ' = Esfuerzo soportado por los granos de la formacion (psi)

P_p = Presion de poro (psi)

Figura 56. Balance de esfuerzo en la formación



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

5.6.3 Módulo de Young. Es un indicador de cuanto se deforma un material cuando se le aplica un esfuerzo. Una roca con un módulo de Young alto es más rígida porque requiere más esfuerzo para mantener la misma deformación. El módulo de Young o módulo de elasticidad se define como el cambio en el esfuerzo dividido en el cambio en la deformación.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Ec. 29

En donde:

E= Es el modulo elástico o el módulo de Young.

σ = Esfuerzo

ε = Relacion de deformacion axial unitaria.

El módulo de Young es más importante al momento de realizar los cálculos de presiones de fractura y perfil de ancho de fractura. Durante las operaciones de fractura, el fluido inyectado empuja contra las caras de la fractura lo que genera la deformación de la formación.

Tabla 10. Constantes de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas.

| Tipo de roca | Módulo de Young Rango | Valores promedio (Lb/pg²*10⁶) |
|-----------------------------|--|--|
| Caliza y dolomía Dura | 8.0 a 13.0 | 10.50 |
| Arenisca de dura Densa | 5.0 A 7.5 | 6.25 |
| Arenisca de dureza Media | 2.0 a 4.0 | 3.00 |
| Arenisca poco Consolidad | 0.5 A 1.5 | 1.00 |

Fuente: Francisco Garaicochea P. Apuntes de estimulación de pozos

La presión del fluido que se requiere para abrir la fractura es mayor a medida que incrementa la deformación; cuando el ancho de la fractura incrementa, la presión también incrementa. Si se aplica la misma presión a formaciones con diferentes valores de módulos de Young, la formación con el módulo de Young más bajo tendrá la fractura más ancha lo que significa que la formación es menos rígida y por lo tanto más fácil de deformar. Similarmente, la formación con el módulo de

Young más alto requerirá la presión más alta para crear el mismo ancho de fractura.

5.6.4 Relación de Poisson. Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos. La relación de Poisson describe que tanto un material se expande horizontalmente (esfuerzo radial) cuando este se comprime verticalmente (esfuerzo axial), ya que una roca no se comprime en una sola dirección sino también en la dirección radial

$$\nu = \frac{-\varepsilon_y}{\varepsilon_x}$$

Ec. 30

En donde:

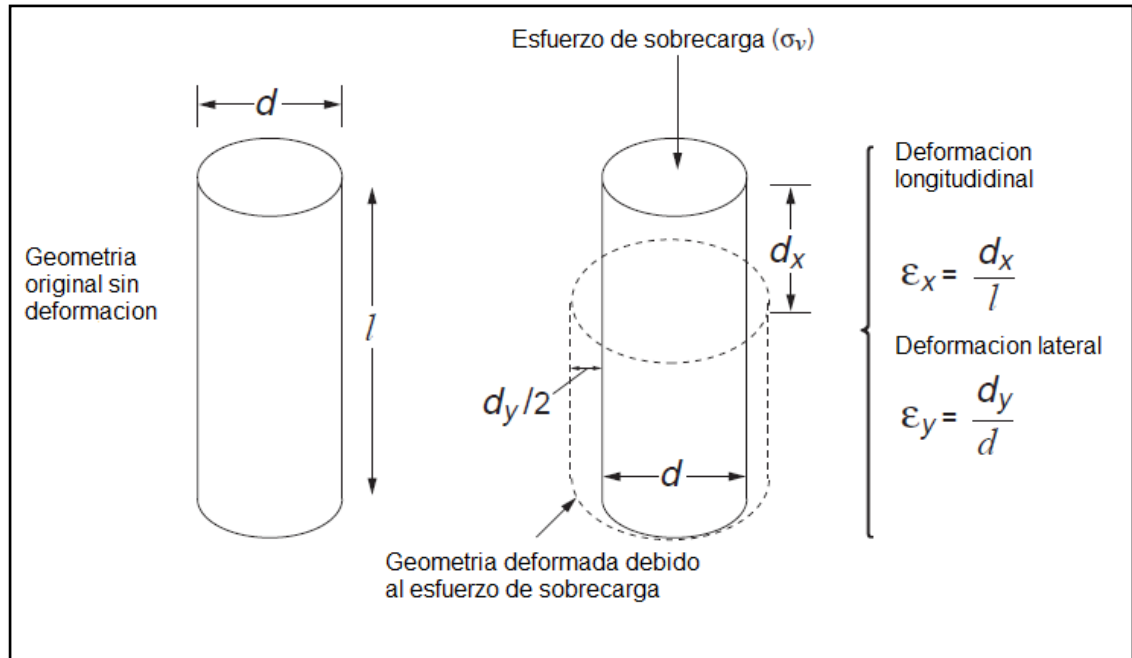
ν = Relación de Poisson

ε_y = Deformación lateral

ε_x = Deformación longitudinal

En la figura 57 explica como ejerciendo un esfuerzo vertical a una muestra de roca, el esfuerzo de sobrecarga (overburden) resulta en un acortamiento en la dirección vertical y expansión en la dirección horizontal. Un efecto ocurre en una roca reservorio depositada en una cuenca sedimentaria. Esto a menudo, puede ser estimado integrando el registro de densidad desde la profundidad bajo estudio hasta la superficie (un valor por defecto de 1.0-1.1psi/ft puede ser usado si el registro no está disponible).

Figura 57. Deformación lateral y longitudinal



Fuente: Modification Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, HydraulicFracturing. Production Technology, 2004

La expansión por convención se considera como negativa por lo tanto este signo se incluye, pero la relación de Poisson por definición es una cantidad positiva. Si $\nu=0$ quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). La relación de Poisson influye en el crecimiento de la altura de la fractura.

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de V . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos mostrados a continuación:

Tabla 11. Coeficientes de Poisson para ciertos tipos de rocas

| Tipo de roca | Relación de Poisson |
|---------------------------|----------------------------|
| Rocas carbonatadas duras | 0.25 |
| Rocas carbonatadas suaves | 0.30 |
| Areniscas | 0.2 |

Fuente: Francisco Garaicoechea P. Apuntes de estimulación de pozos

5.6.5 Gradiente de fractura. El gradiente de fractura es el parámetro geomecánico más importante a considerar en la operación de fracturamiento, pues es encargado de establecer que presión es necesaria para fracturar la formación. Es la presión que se requiere para mantener abierta y propagar una fractura dentro de la formación. El gradiente de fractura es el encargado de realizar el dimensionamiento del equipo a utilizar.

Esta presión se puede calcular a partir del ISP (Instantaneous Shut-in Pressure) y la presión hidrostática P_h de la siguiente manera:

$$BHTP = ISIP + P_h$$

Ec. 31

En donde:

BHTP = Presión de extensión de fractura (psi)

ISIP = Presión instantánea de cierre (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

Habitualmente se emplea el gradiente de fractura G_f para correlacionar la presión de extensión de fractura con la profundidad de la formación mediante distintos valores de un mismo yacimiento de modo que resulta:

$$G_f = \frac{BHTP}{TVD}$$

Ec. 32

En donde:

G_f =Gradiente de fractura (psi/pie)

BHTP= Presión de extensión de fractura (psi)

TVD =Profundidad (pies)

Como se puede observar en la expresión matemática, está directamente ligado con la presión de fractura y por ende con la magnitud de los esfuerzos que actúan en la cara del pozo. Con respecto a su dependencia con la profundidad, a mayor profundidad es de esperarse un valor mayor de gradiente de fractura para un mismo pozo objeto de estudio.

Como se mostró en el estudio de la hidráulica de la operación de fracturamiento hidráulico, el valor del gradiente de fractura junto con las pérdidas de fricción y presión hidrostática son encargadas de definir la presión de tratamiento en superficie, y por ende la potencia hidráulica requerida.

5.6.6 Presión de poro. La presión de poro es la presión que normalmente ejercen los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. Mientras el incremento en la carga del overburden por la depositación de sedimentos no exceda la tasa a la cual el fluido puede escapar del poro, existiría una conexión de los fluidos desde superficie hasta la profundidad de interés.

La presión de poro es entonces igual a la presión hidrostática del agua de formación (presión normal). La presión normal de la formación es la presión del agua de formación a una profundidad vertical de interés. Si los fluidos de los poros no pueden escapar, la presión comienza a incrementarse a una tasa a la normal (presión anormal).

Por medio de la ecuación de Terzaghi (Ec. 28) se determina el valor de la presión de poro:

$$P_p = \sigma' - \sigma \quad \text{Ec. 33}$$

En donde:

σ =Esfuerzo efectivo (psi)

σ' = Esfuerzo soportado por los granos de la formación (psi)

P_p = Presión de poro (psi)

La presión de poro lleva una porción del esfuerzo aplicado, fallar una formación se determina por la cantidad de esfuerzo que lleva el grano. Entre más grande sea el valor de la presión de poro dentro de la formación, va ser más difícil fallar o fracturar la formación porque el grano soporta menos el esfuerzo.

6. PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA REINYECCIÓN DE CORTES

Después de conocer los criterios para seleccionar una formación que pueda almacenar de manera segura la lechada, se deben determinar parámetros que permitan transportar la lechada desde superficie hasta la formación objetivo de acuerdo a las condiciones en las que se requiera trabajar. A continuación se describen cada uno de los parámetros de operación que intervienen en este proceso.

6.2 RÉGIMEN DE INYECCIÓN

Este determina la distribución de la lechada inyectada dentro de la formación receptora. De acuerdo a la manera en que la lechada se inyecte se crearan dos tipos de fracturas. En el capítulo 5 se describió la forma de crear fracturas múltiples y simples. Cuando el régimen de inyección empleado es intermitente o periódico, las fracturas que se crearan serán múltiples. Si el régimen de inyección es continuo se crearan fracturas simples.

6.2.1 Inyección intermitente. La inyección intermitente ha sido diseñada en la mayoría de los proyectos de reinyección de cortes alrededor del mundo. Este régimen de inyección permite a los fluidos inyectados disiparse de manera uniforme dentro de la formación. Esto puede ser realizado ya que al inyectar cada bache de la lechada, se crean múltiples fracturas nuevas permitiendo alojar la lechada en diferentes partes de la formación. Al establecer más fracturas, la inyección intermitente o periódica reduce la posibilidad de que las fracturas se extendían fuera de la formación receptora y evitar la contaminación de zonas acuíferas o productoras.

6.2.1.1 Parámetros de operación para el régimen de inyección intermitente.

Además de definir la manera en que se requiera disipar la lechada dentro de la formación receptora (fracturas simples o múltiples), se necesita establecer ciertos parámetros de la operación para que la lechada pueda ser inyectada desde superficie. Los parámetros que se deben tener en cuenta son:

- **Presión requerida en cabeza**

La presión con que se inyecta debe ser monitoreada para que no se presente un exceso en ésta, y ocasione una extensión grande en las fracturas creadas. Para determinar la presión de inyección se deben conocer propiedades que permitan describir el modelo mecánico de la formación.

- **Locación**

Debido a que el régimen de inyección intermitente bombea un volumen específico de lechada a determinado tiempo, tanques de almacenamiento deben ser previstos para que permitan acopiar la lechada producida durante los intervalos de cierre.

- **Tiempo necesario para que las fracturas se cierren**

Se debe identificar el tiempo exacto en que las fracturas generadas se cierran, para estimar la extensión de estas y evitar que en el nuevo ciclo no las retome y se extiendan a medida que los ciclos avanzan.

- **Tamaño del bache de inyección**

Deben ser por lo general pequeños, para evitar la extensión prolongada de las fracturas, acompañados de efectos migratorios.

- **Espesor de la formación receptora**

Si el espesor de la formación receptora es pequeño (menores a 25 pies), se requieren fracturas múltiples, que no sean tan extensas, para no contactar con otras zonas que puedan representar riesgo ambiental.

- **Intervalos de parada.**

El tiempo de cierre o de residencia de la lechada debe ser limitado y controlado para evitar la separación de los sólidos. De otro modo la lechada cargada con sólidos en la tubería de inyección necesitaría ser desplazada con un fluido libre en sólidos.

6.2.2 Inyección continúa. Este régimen se emplea en lugares donde la torre de perforación es limitado y por ende no permite un almacenamiento previo de la lechada para reinyectarla por baches, así que se debe inyectar de manera continua. En este tipo de casos la presión de inyección es monitoreada cuidadosamente para que se puedan tener en cuenta cambios en la formación de inyección e identificar problemas iniciales. El régimen de inyección continua se emplea en la mayoría de los casos en plataformas y en locaciones donde el espacio para almacenar los cortes y desechos de perforación es muy pequeño.

Otro factor que implica una inyección continua es la forma en que se propaga la fractura en la formación. Cuando se inyecta de manera continua las fracturas que se crean al inicio del proceso serán las mismas, lo que quiere decir que estas fracturas no se cerrarán y se corre el riesgo de afectar a una zona productora o un acuífero.

6.2.2.1 Parámetros de operación para el régimen de inyección continuo. Una operación de reinyección de cortes bajo un régimen de inyección continua está sujeta a las siguientes consideraciones:

- Empleada en plataformas.
- Localidades pequeñas.
- Formaciones consolidadas.
- Formaciones aisladas estructuralmente (alejadas de acuíferos y zonas productoras).
- Creación de una fractura simple y prolongada.

6.3 SELECCIÓN Y DISEÑO DEL POZO DE DISPOSICIÓN

Se deben seleccionar pozos con profundidades someras, con una baja producción, que estén cerrados al sitio de perforación para minimizar algún efecto adverso a las operaciones de reinyección con los objetivos de producción y actividades operacionales. Las claves para la selección adecuada de un pozo de reinyección de cortes son:

- Seleccionar pozos que proporcionen acceso a una formación de disposición adecuada.
- Seleccionar pozos con buena integridad de cemento a través de la zona de disposición.

- Seleccionar el pozo perforado más reciente para minimizar la reacción de la formación y el deterioro de la inyektividad con el tiempo.
- Evitar pozos con desviación y azimut desfavorables, con el propósito de minimizar las pérdidas de presión cerca del pozo y posible asentamiento de partículas sólidas contenidas en la lechada.
- Evitar pozos con pequeños espacios anulares entre la sarta de revestimiento para evitar erosión excesiva y taponamientos en el anular de inyección.
- Evaluar la integridad operacional de los pozos de disposición candidatos. La integridad operacional del interior y exterior de las sargas de casing con respecto a la presión anticipada de inyección de lechada es crucial en la operación de reinyección.

Para el diseño óptimo de un pozo de eliminación de cortes se deben tener en cuenta la erosión del cabezal, presión de colapso y presión de ruptura del casing.

6.3.1 Erosión del cabezal. El objetivo del cálculo de erosión en el cabezal es estimar la variación de erosión con las características del fluido y parámetros de flujo en la predicción de la zona de erosión máxima. Una de las maneras en que la erosión del cabezal puede ser reducida cuando se realiza una inyección anular es diseñar dos puertos de entrada lateral en el cabezal. Otras medidas que pueden ser usadas para mitigar estos problemas abarcan cojinetes de protección con rosca, chaquetas o camisas, y placas de desviación.

6.3.2 Presión de colapso y presión ruptura del casing. A lo largo de la inyección se debe calcular el gradiente de fractura, presión de fricción y cabeza hidrostática. La presión de colapso y ruptura del casing que se calculan deben ser

menores que las presiones de operación especificadas en el diseño, en la mayoría de los casos deben ser menores que el 75% del índice de colapso y ruptura del casing. Los cálculos de estallido tubular establecen la máxima presión de inyección en superficie para no exceder los límites de la tubería. Este dato también es importante para evaluar el diseño del equipo de superficie.

7. CARACTERÍSTICAS ÓPTIMAS DE LOS CORTES PARA SU REINYECCIÓN

Para que los materiales de desecho producidos durante la perforación puedan ser inyectados a una formación deben ser diseñados en superficie con ciertas especificaciones que permitan una adecuada creación de la fractura, una contención baja de sólidos y fácil bombeo desde superficie hasta la formación objetivo.

7.1 MATERIALES DE INYECCIÓN

Son materiales de desecho que no causan ningún impacto al ambiente al ser inyectados a una formación receptora. Su composición es compatible con las propiedades de la formación seleccionada. A continuación se presentan los materiales que pueden ser inyectados:

- Cortes de perforación
- Desechos de producción
- Desechos de limpieza de pozos
- Desechos de almacenamiento (fondos de tanques)
- Desechos con incrustaciones
- Fluidos de perforación y completamiento.
- Arena producida
- Agua residual
- Desechos radioactivos de origen natural (NORM)

7.1.1 Aditivos. Son aquellos que transmiten propiedades especiales a los fluidos de fractura dependiendo de su necesidad. Muchos de estos aditivos se agregan a

la lechada de inyección como base de formulación, por otro lado, hay otros que son adicionados después de que el fluido ha sido preparado para otorgarles ciertas propiedades que favorecen el éxito de la operación.

Los aditivos son adicionados a la mezcla para controlar las propiedades de la lechada creada y evitar problemas en la operación como asentamiento de partículas y exceso del tamaño y cantidad de partículas sólidas.

La tabla 12 muestra los diferentes tipos de aditivos y la propiedad que confiere.

Tabla 12. Aditivos

| TIPOS DE ADITIVOS | PROPIEDAD QUE OTORGA |
|--------------------------|---|
| Densificantes | Se emplean para brindar peso a la lechada. Algunos de estos son: Barita, Hematita y Carbonato de calcio. |
| Viscosificantes | Se emplean para aumentar la viscosidad de la lechada con el propósito de mantener suspendidas las partículas sólidas contenidas en ésta. Algunos de estos son: Bentonita, Atapulgita, Sepiolota, Idvis o polímeros. |
| Biocidas | Se emplean para destruir, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo, sobre cualquier microorganismo. |

Tabla 12. (Continuación)

| | |
|--------------------------------------|--|
| Gelificantes | Aditivos utilizados para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales que producen el efecto de viscosidad y sobre todo el yield point. |
| Controladores de pérdida de filtrado | Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y longitud principalmente), se debe evitar que el gel, o por lo menos parte de este se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación. Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionado basándose en la propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y la interacción con el gel que será adicionado (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación). |
| Reductores de fricción | Son de gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de las condiciones mecánicas limitantes del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales, la lechada de inyección requiere de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación |

7.1.2 Otros materiales de inyección con el tratamiento adecuado. Son desechos que pueden ser inyectados a una formación solamente con un tratamiento previo:

- Arena de separador
- Aceite lubricante
- Lodo de desecho
- Retornos de cemento (máximo el 5% del peso en volumen).

7.1.3 Materiales que no se deben inyectar. Son residuos que no pueden ser inyectados, ya que por su composición pueden ocasionar daños a la formación y generar impactos ambientales:

- Pintura.
- Disolventes
- Productos químicos industriales.
- Productos por pérdida de circulación.
- Desechos metálicos (SWARF).

Los materiales de pérdida de circulación, como material fibroso (papel, semillas de algodón), granular (cáscara de nueces) o escamas (el celofán, mica) pueden ocasionar problemas para el almacenamiento de la lechada. Estos son usados para tapar canales de flujo cuando se hacen operaciones de perforación, por lo tanto si son considerados para ser dispuestos por el método de reinyección de cortes, posiblemente pueden actuar como tapones de las fracturas que se generan por la inyección de la lechada.

7.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LA LECHADA

Dependen de la litología de la cual los cortes provienen, además de la proporción de la mezcla y la reología del lodo de perforación. Las características reológicas de la lechada han sido comúnmente representadas por una relación de la ley de potencia no Newtoniana. La ley de potencia indica variación significativa dependiendo del tipo de roca que se esté tratando, por ejemplo para cortes arcillosos, la viscosidad aparente a 170 s^{-1} puede variar desde lo más bajo (70 cp) hasta lo más alto (160 cp) para lechadas con concentración de sólidos de 15% a 20% por volumen.

Una de las operaciones con más riesgo, especialmente para inyecciones anulares, es el asentamiento de partículas sólidas y taponamiento. El asentamiento de las partículas sólidas y taponamiento dependen fuertemente del tamaño de partícula, viscosidad de la lechada y tiempo de suspensión entre las inyecciones. El taponamiento puede ocurrir también durante la inyección, si la tasa de inyección es baja y el volumen entre el anular y el casing es grande. Los riesgos de asentamiento de sólidos y taponamiento pueden ser minimizados por la calidad del control en el tamaño de partícula y la viscosidad de la lechada. Los requerimientos para el tamaño de partícula pueden también ser regidos por la amplitud de la fractura o una selección de predicción proveniente de la simulación de fracturamiento.

La reología de la lechada debe ser monitoreada cercanamente en todas las operaciones de disposición y mantenidas para diseñar modificaciones. En algunas circunstancias, la viscosidad de la lechada producida de la molienda y la unidad de acondicionamiento de lechada no pueden llegar a la viscosidad especificada. Esto puede ser debido a una perforación lenta, excesiva agua remanente en la unidad de acondicionamiento de lechada o generación inadecuada de finos provenientes de la etapa de molienda, por ejemplo cuando se perfora la sección del yacimiento.

En este evento será crucial adicionar un viscosificante con dosis especificadas.

Estos químicos deben estar disponibles al sitio de inyección en todo momento.

A continuación se describen cada una de las propiedades reológicas que deben ser tenidas en cuenta en el proceso de diseño de la lechada de cortes y desechos de perforación.

7.2.1 Viscosidad. Es la resistencia del fluido a fluir. A mayor cantidad de sólidos mayor será la resistencia al flujo o viscosidad. La unidad de medida es Centipoises (Cp).

Dentro del diseño de las propiedades de la lechada de inyección, se tienen en cuenta las diferentes variedades de viscosidad para determinar el flujo de la lechada.

Los valores de viscosidad son calculados por medio de dos clases de viscosímetros, los de lectura directa o rotativos y el embudo marsh. Los viscosímetros de lectura directa sirven para medir la viscosidad plástica, el punto de cadencia y la resistencia de gel. Mientras que el embudo marsh sirve para medir la viscosidad de manera rutinaria.

La viscosidad ayuda a mantener suspendidos las partículas sólidas que se encuentran contenidas en la lechada, con el propósito de evitar asentamiento de estas y posibles taponamientos en las fracturas inducidas. Un valor de viscosidad muy alto complicaría el flujo de la lechada dentro de la tubería y la formación; mientras que un valor de viscosidad muy bajo permitiría el asentamiento de las partículas y taponamiento de los canales de flujo.

7.2.2 Viscosidad aparente. Propiedad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Es una función de la viscosidad plástica y del punto de cedencia. La viscosidad aparente en centipoises, tal como

se determina con el viscosímetro de indicación directa, es igual a la mitad de la lectura a seiscientos rpm.

$$VA = \frac{U\theta 600}{2} \quad \text{Ec. 34}$$

Dónde:

VA= Viscosidad aparente

Uθ600=Lectura del viscosímetro a 600 rpm.

7.2.3 Viscosidad cinemática o dinámica. Es la relación o razón entre la viscosidad y la densidad usando unidades coherentes entre sí. En varios viscosímetros comerciales de empleo corriente, la viscosidad cinemática se mide en términos del tiempo de flujo o emisión (en segundos) de un volumen fijo líquido a través de un capilar estándar o de un orificio también estándar.

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho} \quad \text{Ec. 35}$$

Donde,

ϑ = Viscosidad dinámica, centistokes

ρ = Densidad del fluido, g/cm³

μ = Viscosidad del fluido, cp.

7.2.4 Viscosidad plástica. Es la Resistencia al flujo debido al tamaño, forma y número de partículas. Se mide en el laboratorio por medio del viscosímetro y sus unidades son centipoise (cp) se calcula mediante la ecuación 36.

$$VP = \dot{U}_{\theta 600} - \dot{U}_{\theta 300} \quad \text{Ec. 36}$$

Donde,

\dot{U} es la lectura del viscosímetro a 600 y 300 rpm.

7.2.5 Viscosidad Funnel o Marsh. Se define como el tiempo que tarda un cuarto de galón de la muestra para que salga por el embudo.

7.2.6 Punto de cedencia. Es la resistencia del flujo debido a las fuerzas eléctricas o la capacidad de acarreo del fluido por área de flujo. Se mide el libras/100 pies² con la lectura del viscosímetro. Se calcula mediante la lectura de 300 rpm menos la viscosidad plástica.

$$YP = \theta 300 - VP \quad \text{Ec. 37}$$

Donde,

YP=Punto de cadencia, libras/100 pies²

VP= Viscosidad plástica, cp.

$\theta 300$ =Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

7.2.7 Resistencia de gel. Mediciones del esfuerzo cortante de un fluido dependiente del tiempo bajo condiciones estáticas. Las resistencias del gel son

medidas comúnmente después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos, pero puede ser medida para cualquier espacio de tiempo deseado. La unidad de medición es lb/100pies².

7.2.8 Gravedad específica de la lechada. Es la relación existente entre la densidad de la lechada y la del agua, medidas a la misma presión y temperatura.

7.2.9 Tamaño de partícula. Es el tamaño máximo de los sólidos suspendidos en la lechada. Tamaños grandes de partícula pueden afectar la permeabilidad de la cara de la formación por donde es inyectada la lechada. Además pueden aumentar el valor de viscosidad de la lechada.

7.2.10 Contenido de sólidos. Es el porcentaje de los sólidos suspendidos en la lechada.

7.2.11 Velocidad crítica por el espacio anular y tasa de flujo crítica. La mayoría de los fluidos utilizados en la reinyección de cortes son no newtonianos, y el modelo más comúnmente utilizado para describir el comportamiento reológico es la Ley de Potencia que está dado por:

$$\tau = K * \gamma^n$$

Ec. 38

Donde,

τ = Esfuerzo de corte

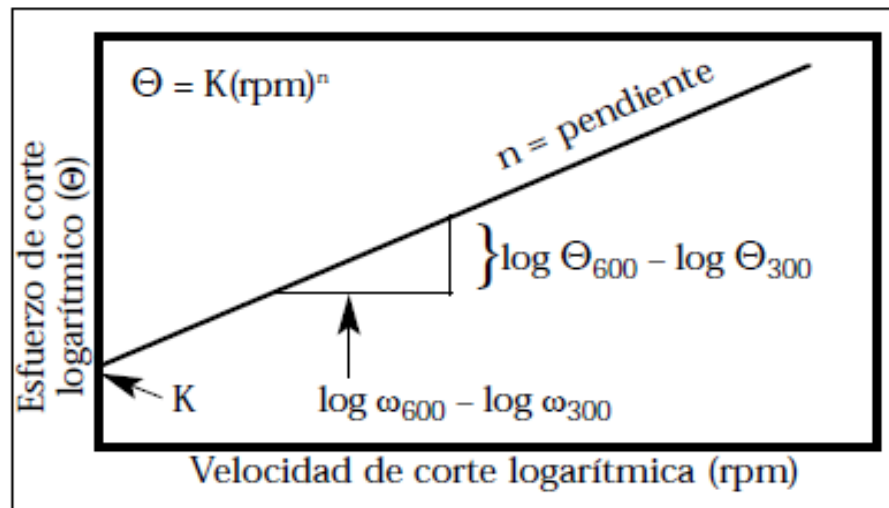
K= índice de consistencia

γ = Velocidad de corte

n = Índice de Ley de exponencial

Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte / velocidad de corte de un fluido que obedece a la Ley Exponencial forma una línea recta como lo indica la figura 58.

Figura 58. Gráfico Logarítmico del Modelo de Ley Exponencial



Fuente: Manual de Lodos MI- Swaco.

La "pendiente" de esta línea es " n ". K es la intersección de esta línea. El índice n de Ley Exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un rango determinado de velocidades de corte. Cuanto más bajo se eleva el valor de " n " más el fluido disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte sobre dicho rango de velocidades de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte sobre velocidad de cortes.

Los valores de “K” y “n” pueden ser calculados a partir del viscosímetro las ecuaciones generales para los valores de “n” y “K” son las siguientes:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_2}{\theta_1}\right)}{\log\left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)} \quad \text{Ec.39}$$

$$K = \frac{\theta_1}{\omega_1^n} \quad \text{Ec.40}$$

Donde:

n= índice de ley de exponencial o exponente.

K= (índice de consistencia ó índice de fluido de la Ley Exponencial (dina seg^{-n} / cm^2)

θ_1 = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja

θ_2 = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta

ω_1 = RPM del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja

ω_2 = RPM del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta

La ecuación de ley exponencial para tuberías está basada en las indicaciones del viscosímetro de lodo a 300 y a 600 RPM (θ_{600} y θ_{300}). Después de sustituir las velocidades de corte (511 y 1.022 seg^{-1}) en “n” y “K” y de simplificar las ecuaciones, el resultado es el siguiente:

$$n_p = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log\left(\frac{1.022}{511}\right)} = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad \text{Ec. 41}$$

$$k_p = \frac{5.11\theta_{300}}{511^{n_p}} \text{ ó } \frac{5.11\theta_{600}}{1.022^{n_p}} \quad \text{Ec. 42}$$

Las ecuaciones de Ley Exponencial para el espacio anular son desarrolladas de la misma manera, pero éstas utilizan los valores obtenidos a 3 y 100 RPM (θ_3 y θ_{100}). Al sustituir las velocidades de corte (5.1 seg^{-1} y 170 seg^{-1} respectivamente) dentro de la ecuación general, las ecuaciones quedan simplificadas de la siguiente manera:

$$n_a = \frac{\log\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right)}{\log\left(\frac{170.2}{5.11}\right)} = 0.657 \log\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right) \frac{5.11\theta_{300}}{511^{n_p}} \quad \text{Ec. 43}$$

$$k_a = \frac{5.11\theta_{100}}{170.2^{n_a}} \text{ ó } \frac{5.11\theta_3}{5.11^{n_a}} \quad \text{Ec. 44}$$

$\theta_3 = \theta_3$ (usando un viscosímetro FANN de 6-velocidades)

Estas ecuaciones anulares requieren una indicación del viscosímetro a 100 RPM (θ_{100}), la cual no se puede obtener con los viscosímetros VG de dos velocidades. API recomienda que se calcule un valor aproximado para la indicación a 100 RPM cuando se usan los datos del viscosímetro VG de dos velocidades:

$$\theta_{100} = \theta_{300} - \frac{2(\theta_{600} - \theta_{300})}{3}$$

Ec. 45

La tabla 13, muestra los rangos óptimos para el diseño de la lechada de desechos y cortes producidos por las operaciones de perforación.

Tabla 13. Rangos de viscosidad para la lechada de inyección

| Propiedad | Valor |
|---|---|
| Viscosidad aparente (1/s) | 70 -170 |
| Viscosidad Dinámica (cp) | 4 |
| Viscosidad Plástica (cp) | 15 – 56 |
| Yield Point (lb / ft ²) | 60 – 90 |
| Viscosidad Funnel o Marsh (s) | 60 – 90 |
| Gravedad Específica | 1.25 – 1.50 |
| Densidad (lb / gal) | 10.4 |
| Tamaño de partícula | General menor a 300 micrones. 95% menor a 75 micrones. 5 % por encima de 1000 micrones. |
| Contenido de Sólidos % | 17 – 30 |
| Índice de flujo de comportamiento (n) | 0.26 – 0.36 |
| Índice de consistencia de flujo k(lb/ft ² / s) | 0.09 – 0.6 |

Los datos presentados en la tabla anterior han sido citados de experiencias que se han llevado a cabo alrededor del mundo en operaciones costa afuera, por lo que algunas de estas pueden presentar inconsistencias al momento de ser comparadas unas con otras. Se necesita realizar pruebas de laboratorio para identificar las propiedades precisas que relacionen las propiedades de la formación a la cual se inyectarán.

La figura 59 muestra los residuos de perforación y la lechada a ser inyectada.

Figura 59. Determinación de las propiedades de la lechada



a. Residuos de perforación.

b. Lechada a ser inyectada.

Fuente: SPE 20278.

7.3 BENEFICIOS DE LA CALIDAD DE LA LECHADA

Una lechada que cumpla con las características y propiedades mencionadas anteriormente sirven para que el proceso de reinyección sea más fácil y los problemas operacionales se reduzcan.

A continuación se mencionan los beneficios que se logran al tener una apropiada lechada de inyección:

- Lechadas densas y finamente molidas son estables y no presentan riesgo de asentamiento en el proceso de inyección y en la entrada a la fractura.
- Lechadas densas requieren menos presión de inyección en superficie.
- Lechadas densas se presentan en superficie en bajos volumen para manejar y menor volumen en la formación dando una vida de inyección larga.
- Menor erosión del equipo debido a las bajas tasas de bombeo y tamaño de partícula.
- Evita taponamientos de las fracturas creadas.
- En pozos inclinados las partículas sólidas no se asentaran en el fondo.
- La lechada puede ser inyectada satisfactoriamente dentro de pequeñas fracturas creadas por bajas tasas o volúmenes de inyección.

7.4 EFECTOS ADVERSOS DE LA LECHADA DE INYECCIÓN

La operación de reinyección se puede ver afectada por un inadecuado diseño de la lechada. A continuación se explican los efectos que actúan sobre las propiedades de la lechada, como lo son viscosidad, contenido de sólidos y tamaño de partículas.

7.4.1 Efecto de la viscosidad. Ayuda a mantener suspendidas las partículas sólidas que están contenidas en la lechada. En la tabla 13 se mostraron los rangos óptimos para que la viscosidad que debe tener la lechada no ocasione ningún problema en la operación. Si se exceden a los valores que se mencionaron anteriormente, se tendrán problemas como: dificultad para fluir por las fracturas

creadas, taponar canales de flujo (anulares, fracturas y cabezal) y desgaste de las bombas. En caso contrario, si la lechada tiene valores de viscosidad menores a los mencionados en la tabla 13, las partículas sólidas tendrán facilidad para asentarse y causar problemas de taponamiento de las fracturas y erosión en los equipos de superficie.

7.4.2 Efecto del contenido de sólidos. Un bajo contenido de sólidos ayuda a mantener abiertas las fracturas creadas cuando se está inyectando a través de estas. Si se llega a exceder el porcentaje de los sólidos en la lechada, las fracturas creadas se taponarán y por ende no permitirán el flujo dentro de la formación.

Además pueden producir un efecto de daño en la cara de la formación. Si se depositan partículas muy pequeñas dentro de la cara de la formación pueden afectar y reducir la permeabilidad de la zona. Cuando un porcentaje alto dentro de la lechada fluye a través de los componentes del cabezal, reducen el espesor de las paredes, daño que se conoce como erosión.

7.4.3 Efecto del tamaño de las partículas. El efecto de la cantidad de sólidos contenidos en la lechada va de la mano con el tamaño de cada uno de estos. Si se tienen tamaños grandes y su contenido en la lechada es muy alto, la tendencia a taponar las fracturas y a causar erosión en los equipos de superficie será más elevada. Además, si la cantidad y tamaño de los sólidos es grande, el asentamiento de las partículas en pozos con buzamientos pronunciados será más fácil, como se observa en la figura 60.

Figura 60. Deslizamiento de la capa de recortes



Fuente: MI-SWACO. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación. Argentina: Mi-Swaco, 2007.

El asentamiento de las partículas se produce por el deslizamiento de los recortes. Este efecto se presenta con pozos con ángulos entre 35 y 70 grados aproximadamente. Los sólidos que se asientan en el lado más bajo del pozo pueden deslizarse en forma descendente bajo condiciones estáticas, produciendo la obturación de los disparos con fines de inyección.

8. PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN CAMPO

Para el desarrollo de una operación de reinyección de cortes se debe crear un fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos. Se pretende crear un sistema de fracturas donde se almacenan los cortes, la determinación de la zona de creación de fracturas depende de la información relativa al campo en estudio. Dependiendo de los resultados de los estudios de ingeniería para verificar la factibilidad del proceso y la planeación del campo a desarrollar se decide cómo llevar a cabo el proceso de reinyección. Son necesarias varias etapas, estas etapas no son más que una serie de pasos para el desempeño de este trabajo. Es de relevante necesidad la implementación o disposición de ciertos equipos, que cumplan con las especificaciones requeridas para llevar a cabo la operación y fueron mencionados en el capítulo 2.

Los pasos a seguir en proceso de reinyección de cortes son los siguientes:

1. Tener disponible en superficie los materiales como cortes, residuos de perforación, agua y el fluido fracturante en cantidades calculadas y un poco más.
2. Hacer las conexiones de superficie necesarias (Bombas, Líneas, Tanques, Cabeza, Manómetros, etc.)
3. Antes de empezar la operación se encienden las bombas y se cierra el pozo durante 5 minutos para corroborar que no hay fugas en las líneas y que no hay riesgo de un estallido con una presión de hasta 3000 psi.
4. Una vez realizada la prueba del numeral 3 y con la autorización de los ingenieros del pozo y de la autoridad HSEQ, se procede a dar inicio a la operación.
5. La operación se inicia con un fluido fractura que se encuentra en la unidad de almacenamiento, de esta unidad parte dos líneas, una línea que transporta el

fluido fractura y la otra línea transporta la lechada. La línea que transporta el fluido de fractura se dirige hacia las bombas de alta presión y salen hacia la cabeza de pozo, lo mismo sucede con la línea que transporta la lechada.

La cabeza de pozo es el nexo entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo. El fluido de fractura puede bajar por el tubing o por el anular dependiendo del diseño.

6. Bombear el fluido de fractura para llenar la tubería únicamente.

Con el fluido de fractura se puede realizar diferentes pruebas, en estas pruebas se determinarán las presiones necesarias para la operación, que tanto volumen es necesario y que tantas pérdidas tienen este. La determinación de estas pruebas se define de acuerdo al estudio de ingeniería del campo.

7. Forzar con fluido de fractura la formación con una presión de superficie ISIP (psi)

8. Una vez que el fluido de fractura rompe la formación (observado por la caída repentina de la ISIP) se cierra la línea.

9. Se abre la línea de la lechada y se empieza a bombear.

10. Se debe bombear a razón de 4 o 5 BPM observando que la presión en superficie no sea inferior a la presión de fractura.

Se sugiere llevar un monitoreo de la presión durante toda la operación para identificar signos de advertencias tempranas, que confirmen los parámetros operacionales y procedimientos correctos.

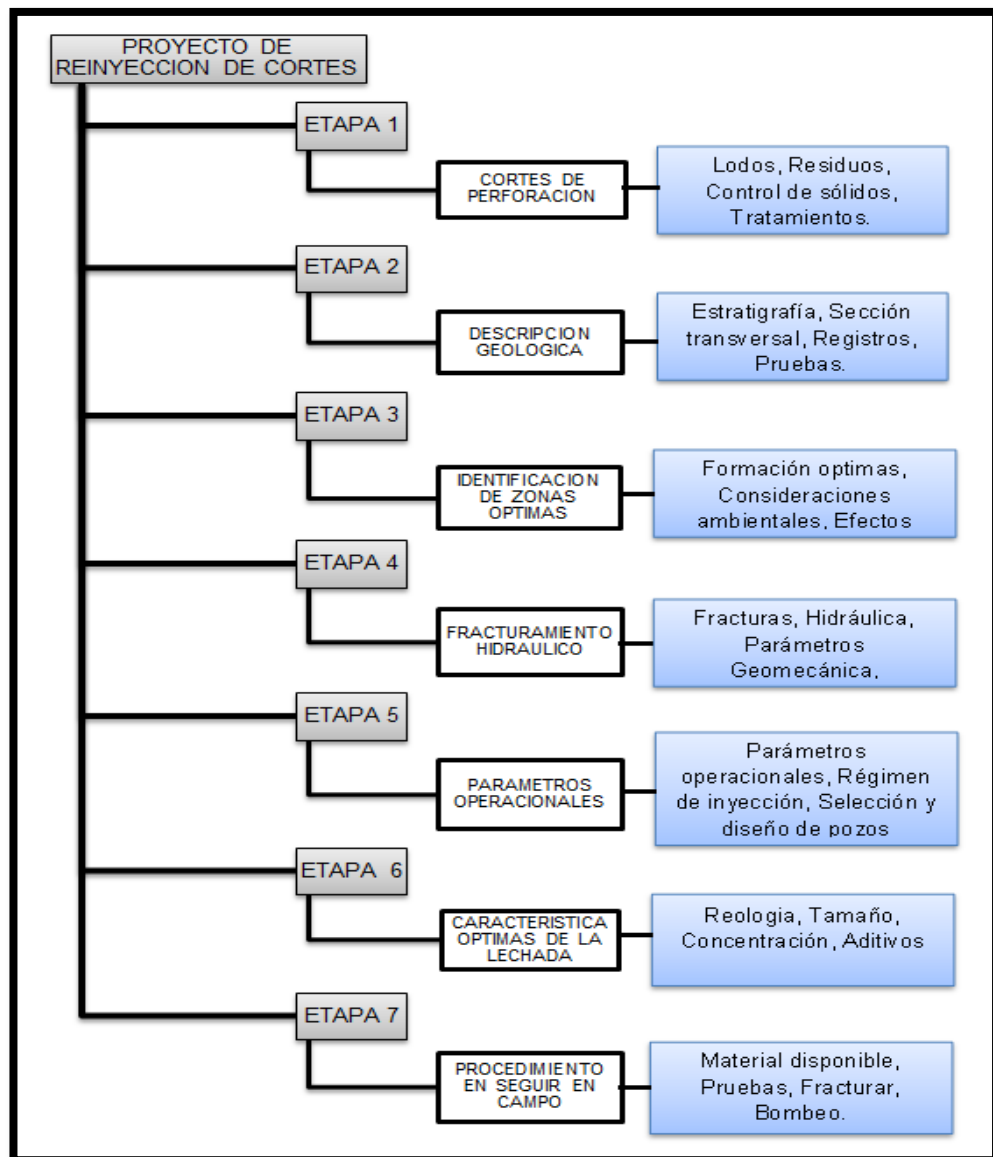
11. Una vez terminado el bombeo de la lechada se debe desplazar la lechada a razón de 5 barriles por minuto con agua o fluido fracturante, para llenar la tubería y con una presión no inferior a la presión de fractura.

12. Terminado el proceso se cierra el pozo.

8.1 ETAPAS DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE REINYECCIÓN DE CORTES

Un proyecto de reinyección de cortes se debe seguir con una serie de etapas que ayuden a determinar cada uno de los factores que intervienen en su proceso. En la figura 61 se muestra el desarrollo de cada una de estas etapas.

Figura 61. Etapas que interviene en un proceso de Reinyección de Cortes



Fuente: Autores

9. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE REINYECCIÓN DE CORTES, UNA APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO

El estudio se realizó para el Campo Lisama debido a que se encuentra suficiente información de literatura necesaria para el desarrollo de eses proyecto.

9.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA

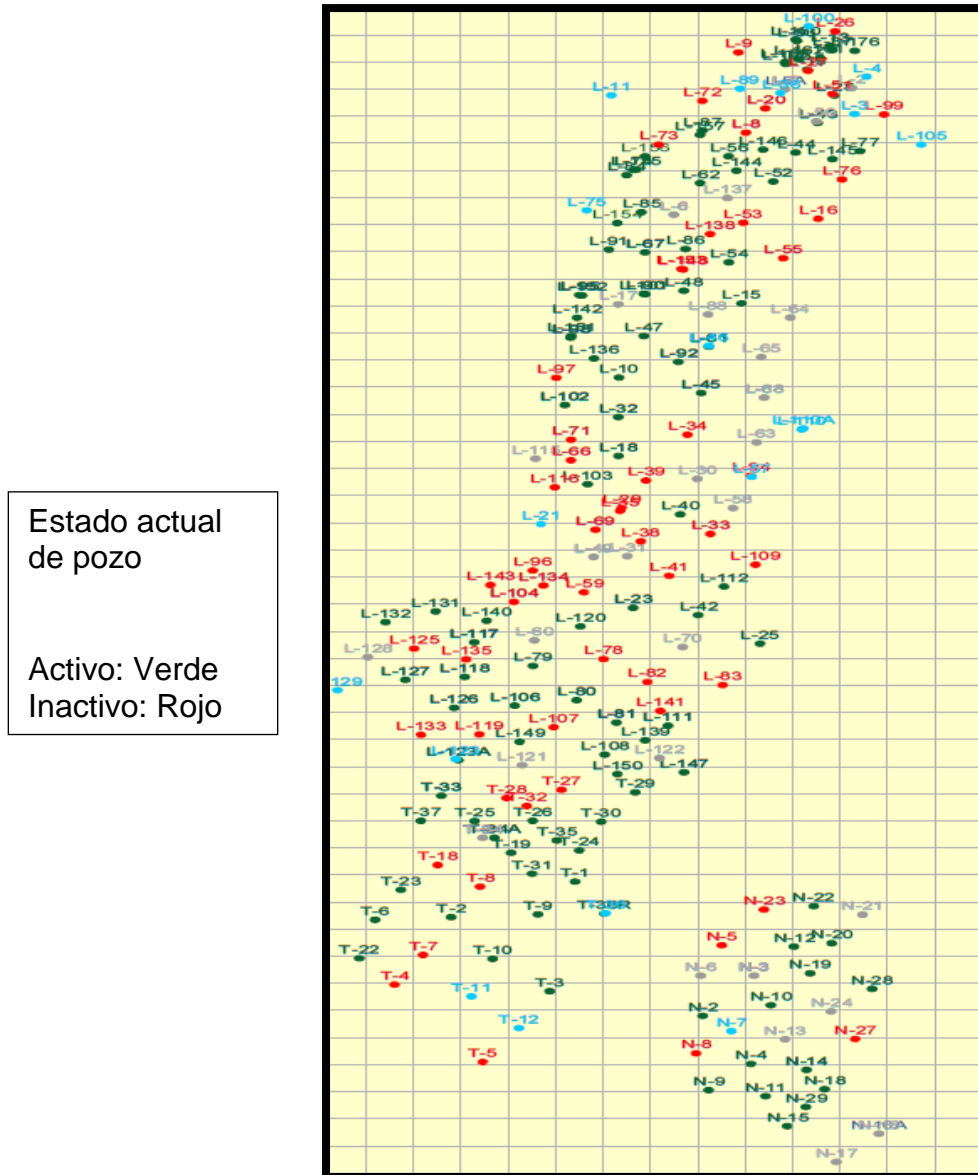
La Compañía TROCO inicia la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama-1, en la actualidad el campo Lisama hace parte del área Lisama que junto con los campos Tesoro, Nutria y Peroles se encuentran dentro de los Campo Maduros de Colombia y actualmente se encuentran gerenciados mediante el plan integral de campos maduros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP-Ecopetrol)

9.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA

El Campo *Lisama* está localizado hacia el norte de los campos Tesoro, Nutria, y Peroles, pertenecientes al área Lisama, la cual se encuentra ubicada en el borde oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esta es una región alargada en sentido Norte-Sur, situado entre las cordilleras oriental y central de los Andes Colombianos.

9.2.1 Clasificación pozos área Lisama

Figura 62. Clasificación y Distribución Pozos Campo Lisama.



Fuente: SAAVEDRA, N. et al, (2006).

9.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está compuesta por rocas del Triásico y del Mioceno medio. Durante el Triásico, Jurásico y Cretácico temprano la cuenca actuó como una zona de Rift, asociado con la separación de Norte y Sur América en el Caribe con depositación principalmente molásica. La cuenca de Rift evolucionó hasta el Cretáceo Tardío en una cuenca Back Arc ubicada tras la zona de subducción Andina, a finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Cooper et al 1995).

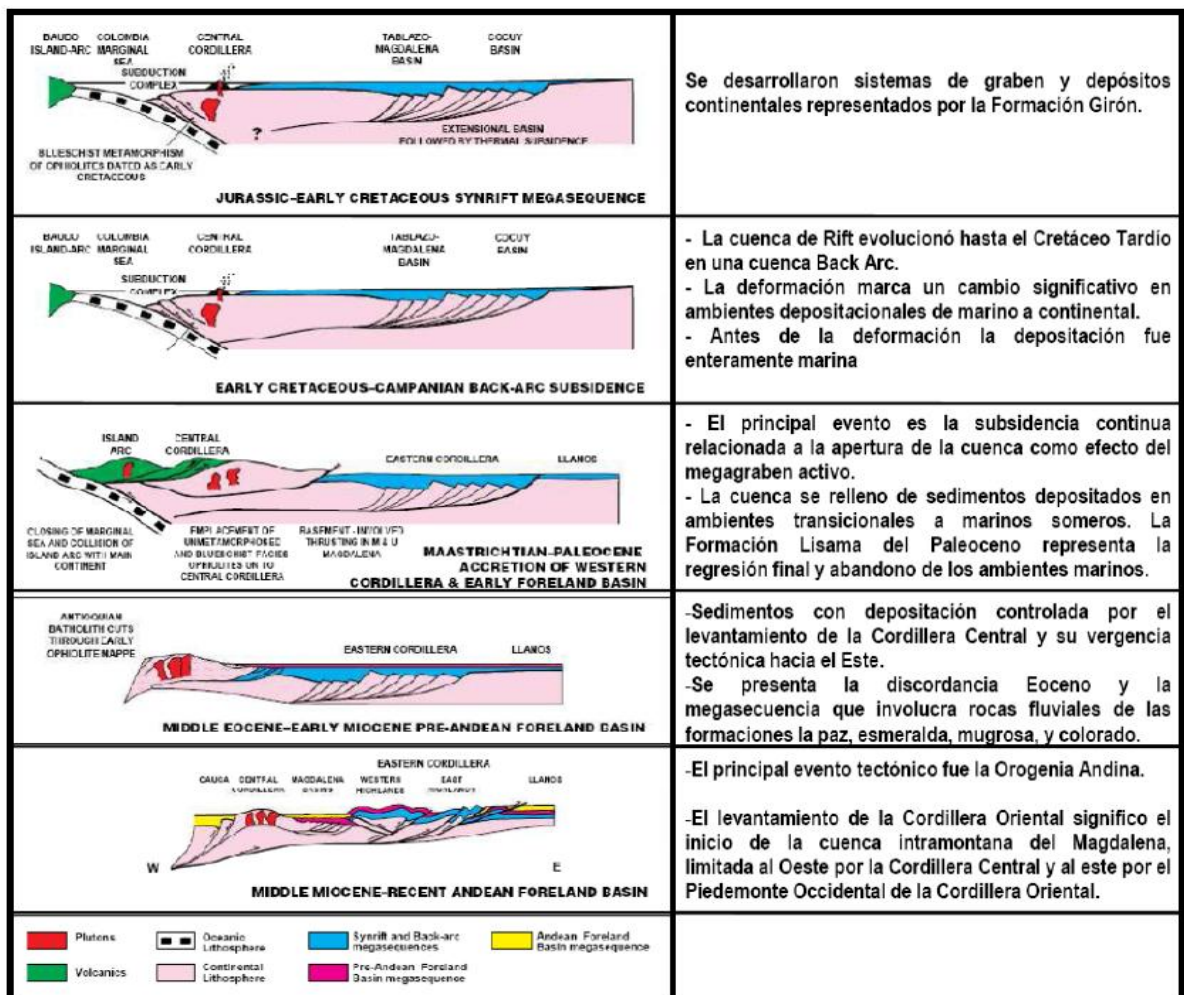
Desde el Paleoceno Tardío hasta el Eoceno Medio se presentó un periodo de erosión, suprimiendo el registro estratigráfico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y en algunos sectores la totalidad de la secuencia cretácica. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio. Después de este episodio, se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo Foreland.

Durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión Tectónica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la inversión se manifiesta en los desplazamientos producidos en las fallas normales “fossilizadas” y en el desplazamiento de las fallas inversas durante el evento del Cretáceo Superior–Paleoceno. Las estructuras asociadas presentan una tendencia N-S; en esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca Intramontana de una fase de Foreland Andino (Gómez, et al, 2005 en Ruiz et al 2008).

Finalmente en el Mioceno Tardío-Plioceno, ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental, simultaneo al levantamiento regional de dicha cadena montañosa, limitando así el sector oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales actuales(Ruiz et al 2008).

- **Evolución Tectónica Regional.** La evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena durante el Mesozoico y el cenozoico involucra varios estadios que se caracterizan por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica (Cooper et al 1995). En la Figura 63 se resume el modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas Valle Medio del Magdalena y Llanos.

Figura 63. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.



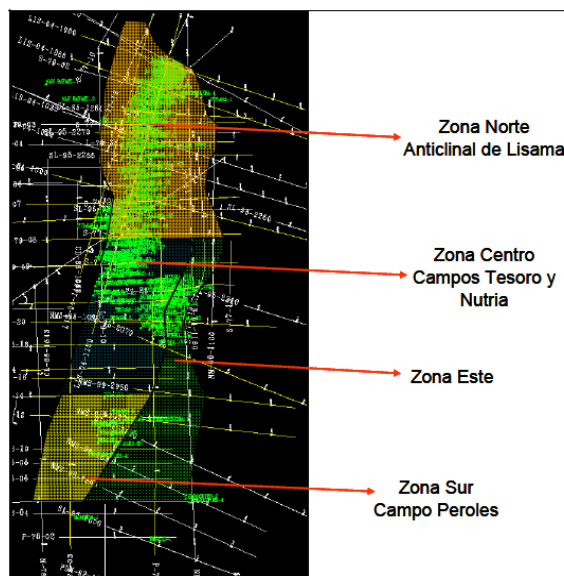
Fuente: Cooper 1995.

9.4 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Lisama es un anticlinal asimétrico con su flanco oeste más abrupto y fallado. La falla que corta el flanco oeste es de tipo inverso, su máximo salto se encuentra en la parte norte de la estructura y desaparece hacia el suroeste en la parte media del anticlinal donde dicha falla ya no corta las unidades terciarias sino las unidades infrayacentes (Rubiano et al 2009). Estructuralmente el Área Lisama se divide en 4 zonas o dominios las cuales presenta características propias dominadas por el grado de deformación que cada una muestra y las estructuras asociadas al tipo de esfuerzo respectivo. En la Figura 64 se muestran las zonas:

- Zona Norte. Anticlinal de Lisama.
- Zona Centro. Campo Tesoro-Nutria.
- Zona Sur. Campo Peroles.
- Zona Este

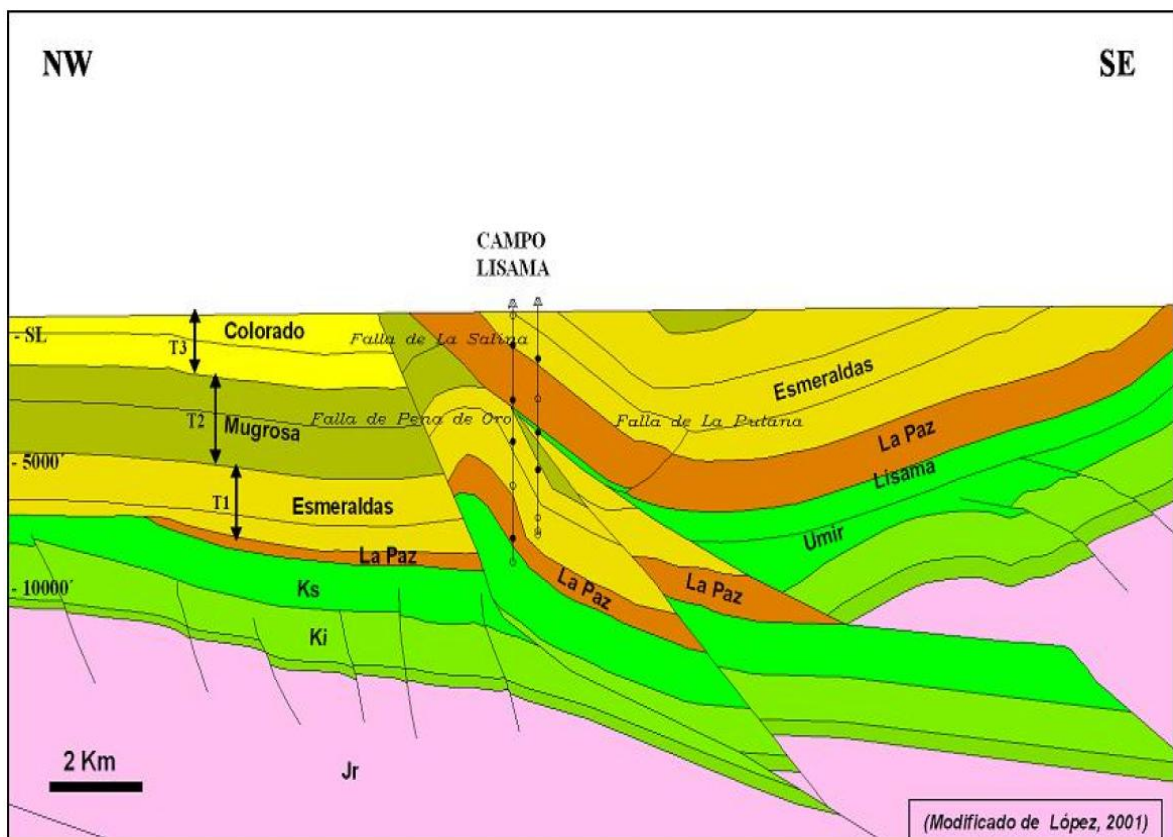
Figura 64. Mapa de base sísmica del Área Lisama con la distribución de las diferentes zonas o regiones estructurales identificadas.



Fuente: Rubiano et al (2009)

9.4.1 Elementos Estructurales. El Área Lisama se extiende en una longitud de 26 Km. y varía en un ancho desde 5 Km en el sector norte hasta 6 Km en el extremo sur. El Campo Lisama se encuentra ubicado en el norte de esta área y está delimitado al oeste por la Falla de Peña de Oro y al este por la Falla de La Salina. A continuación se llevara a cabo la descripción de cada uno de los componentes estructurales como se observan en la Figura 65.

Figura 65. Esquema Estructural del sector Lisama.



Fuente: Ruiz et al (2008)

9.4.1.1 Anticlinal de Lisama (Zona Norte). La estructura es asimétrica, alongada, su flanco oriental se encuentra más desarrollado con un fallamiento de tipo inverso y un salto medio de entre 100 y 200 pies atribuido a la Falla Satélite.

Al occidente lo limita la Falla de Peña de Oro, con un movimiento de tipo inverso y un aumento hacia el norte. Al norte limita con la Falla de la Salina, la cual sufre una flexión al oeste en un punto medio de la estructura y al sur está limitado por cabeceo propio de los estratos. La interpretación sísmica permitió observar como la estructura del Campo Lisama es escalonada, y presenta tres zonas diferenciadas por los buzamientos así (Rubiano et al 2009):

- Área Norte estratos cuyos buzamientos varían entre 80 y 60 grados
- Área Central capas buzando entre 40 y 25 grados
- Área Sur los buzamientos alcanzan hasta 10 grados.

9.4.1.2 Falla de la Salina. Es la falla más continua que corta los estratos desde la superficie hasta más de 20.000 pies de profundidad en el subsuelo. Es de carácter inverso y presenta vergencia hacia el oeste. Se extiende a lo largo del flanco oriental del Valle Medio del Río Magdalena, en una longitud aproximada de 160 Km, desde el sur del Río Horta hasta el norte del campo Provincia.

El trazo en superficie es en general sinuoso y al llegar al Río Sogamoso sufre un desplazamiento hacia el W controlado por la falla del mismo nombre, creando una zona de sobre presión evidenciada en la amplitud que presenta el Anticlinal de Lisama en este punto. El plano de falla varía ya que en superficie es vertical y pronunciado, mientras que en el fondo es más suave.

9.4.1.3 Falla de Peña de Oro. Es el límite occidental del Campo Lisama y se manifiesta como una falla inversa convergencia hacia el oeste. Es la falla más reciente dentro del conjunto, cuyo primer movimiento parece haber tomado lugar en el Oligoceno. Esta falla presenta dos Splay en el norte, los cuales dividen la

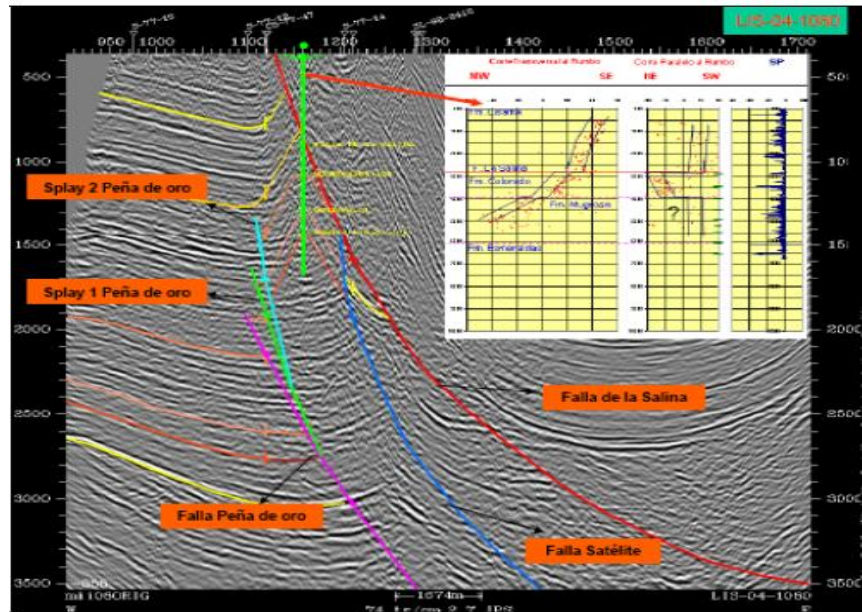
zona norte del campo, con un salto irregular el cual llega a cero en la terminación de la misma y con un salto de hasta 3000 pies hacia el norte (Figura 65).

9.4.1.4 Falla Satélite. Es una falla ciega (Blind Thrust), con vergencia hacia el oeste. En los estudios previos al desarrollo del campo y con la información suministrada por datos de perforación del pozo Lisama Este-1, se le dio el carácter de falla normal; sin embargo, con la incorporación de nuevos estudios sísmicos, fue posible establecer su carácter de falla inversa la cual afecta las capas inferiores del Terciario, dando origen a una estructura anticlinal estrecha con fuerte inclinación de su flanco oriental a la altura del Campo Nutria y cortando el flanco este del Anticlinal de Lisama al norte del área de estudio (Rubiano et al 2009).

9.5 LÍNEA SÍSMICA DEL ÁREA LISAMA

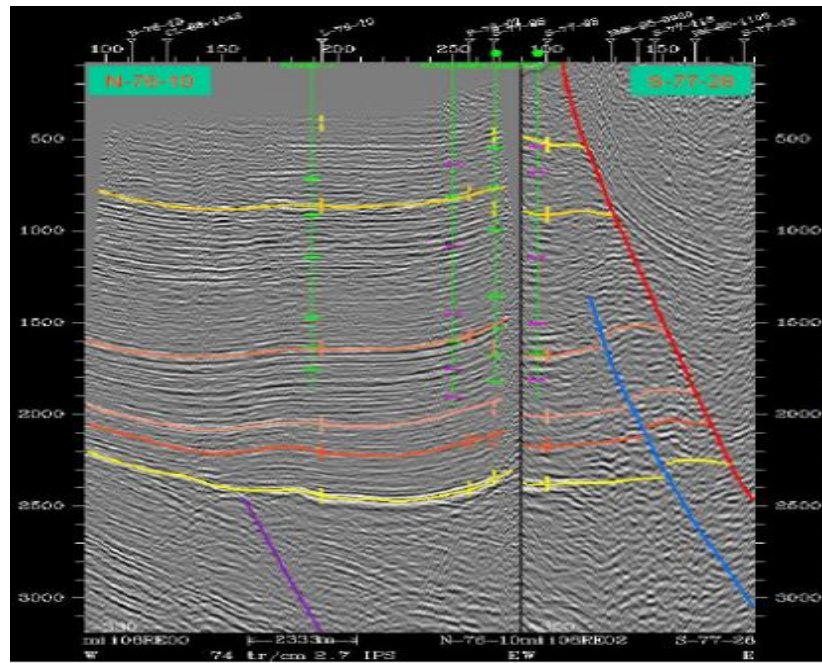
El área presenta una longitud de 26 Km. y un ancho que varía desde 5 Km en la parte norte hasta 6 Km en el extremo sur, enmarcando sus límites entre las fallas de Peña de Oro y la de La Salina al norte y la falla del campo Peroles y la Salina al Sur. A continuación se llevara a cabo la descripción de cada uno de los componentes estructurales, pliegues y fallas que han controlado el entrapamiento de hidrocarburos a lo largo de la evolución del Área de Lisama. En la figura 66 muestra Línea sísmica LIS-04-1080.

Figura 66. Línea sísmica LIS-04-1080.



Fuente: Rubiano et al (2009)

Figura 67. Líneas sísmicas N-76-10 y S-77-28,



Fuente: Rubiano et al (2009)

9.6 MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL

La cuenca del Valle medio del Magdalena presenta dentro de su columna estratigráfica formaciones con sedimentos que van desde el Triásico hasta encontrar sedimentos recientes. La sección estratigráfica de edad Terciario de la cual forman parte las formaciones a trabajar durante el desarrollo de ésta ilustración en el sector del Área Lisama comprende rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Formación Real del Mioceno superior al Plioceno.

En la Figura 68 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

Figura 68. Columna Estratigráfica general del Valle Medio Magdalena

| PERIODO | EPOCA | FORMACION | LITOLOGIA |
|--------------|----------------|-------------------------------|-----------|
| CUATERN. | PLEISTOCENO | MESA | |
| | PLIOCENO | | |
| TERCIARIO | MIOCENO | REAL | |
| | | COLORADO | |
| | OLIGOCENO | MUGROSA | |
| | | ESMERALDAS | |
| | EOCENO | LA PAZ | |
| | PALEOCENO | DISCORDANCIA DEL EOCENO MEDIO | |
| LISAMA | | | |
| CRETACEO | MAESTRICHTIANO | UMIR | |
| | CAMPANIANO | LA LUNA | |
| | SANTONIANO | | |
| | CONIACIANO | | |
| | TURONIANO | | |
| | CENOMANIANO | | |
| | ALBIANO | SIMITI | |
| | APTIANO | TABLAZO | |
| | BARREMIANO | PAJA | |
| | | ROSABLANCA | |
| | NEOCOMIANO | TAMBOR | |
| JURASICO | | GIRON | |
| PREMESOZOICO | | BASAMENTO | |

Fuente: Informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007.

9.6.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico). Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo, (WARD, D., et al., 1973.). El espesor descrito y reportado en la sección tipo del río Lebrija, es de 4650 metros (1968, en WARD, D., et al., 1963.). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación.

9.6.2 Formación tambor (Berriasiano-Hauteriviano Superior). Esta corresponde una secuencia de areniscas con estratificación cruzada, areniscas biopertubadas, lodolitas, conglomerados de intraclastos y algunos niveles de arenisca calcárea fosilífera (Morales, 1958, Taborda, 1965). Presenta un espesor aproximado de 650 metros. Esta unidad fue depositada en un ambiente típico de un sistema fluvial, se encuentra esta unidad caracterizada por un periodo de transgresión, presenta un contacto transicional con la infrayacente formación Girón.

9.6.3 Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano). Esta formación está compuesta de calizas grises azulosas y compactas, con una variación lateral a calizas, bituminosas con algunas capas margosas. Se reporta un espesor que varía entre 150 metros a 450 metros. El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino.

9.6.4 Formación Paja (Barremiano). Esta formación se encuentra constituida por arcillolitas negras y blancas, poco calcáreas y con algunos niveles de concreción calcárea (Taborda, 1965). Su espesor aproximado es de 650 metros hacia el oriente y de aproximadamente 150 metros hacia el occidente de la cuenca. El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas,

con bajas condiciones anóxicas y con ausencia de perturbación, las condiciones de depositación son reductoras evidenciado en los contenidos de pirita.

9.6.5 Formación Tablazo (Aptiano-Albiano). Consiste en margas oscuras calcáreas y compactas hacia la base, convirtiéndose hacia el tope en paquetes gruesos de calizas, fosilíferas, de grano grueso; hacia la parte media presenta niveles de arenisca masiva de grano fino, levemente calcáreas, con materia orgánica y bioperturbación localmente, con algunos horizontes lutíticos (Taborda 1965). El espesor de esta formación va desde 150 metros hasta 325 metros en diferentes zonas. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones estáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas.

9.6.6 Formación Simití (Albiano). Esta secuencia consistente de Shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones, y algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope (Morales, 1958). En cuanto a su espesor este varía de 250 metros a 650 metros en algunas zonas. El ambiente presente en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca.

9.6.7 Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano). Esta formación comprende tres miembros que de base a techo corresponden: en primer lugar el miembro *Salada* que consisten en lutitas oscuras a margosas y concreciones calcáreas con hidrocarburos; en segundo lugar el miembro *Pujamana* en el que se encuentra estratos de lutitas con estratificación fina, por último el miembro que

consiste en una Secuencia de Chert gradando a lidita, calizas y Chert calcáreo. Presenta un espesor que varía desde 180 metros a 350 metros. En ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con tasas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

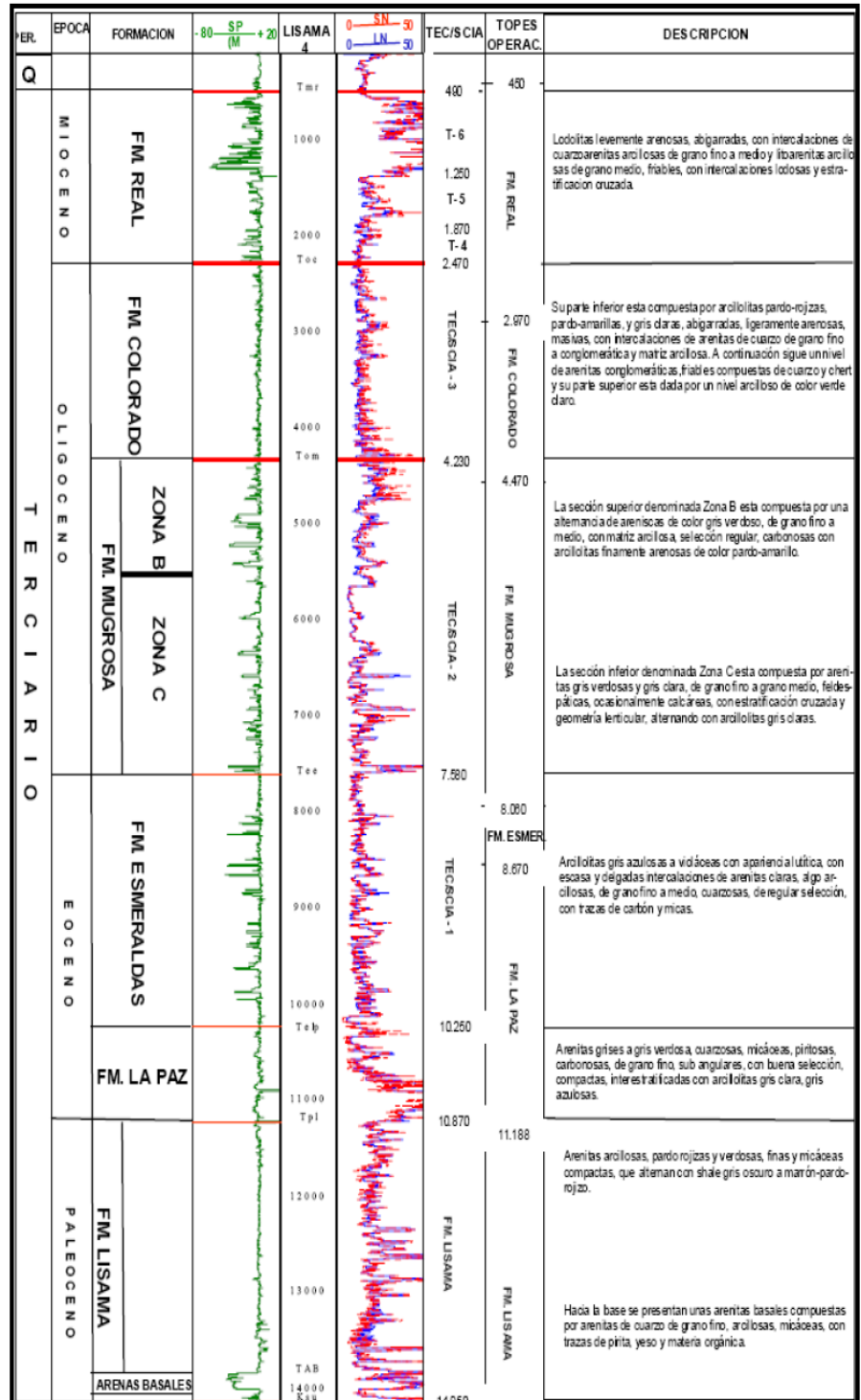
9.6.8 Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano). Esta formación está compuesta por un conjunto de Shales silíceos oscuros, con laminaciones carbonáceas y micáceas hacia el tope, observándose intercalaciones de areniscas duras con concreciones ferruginosas y capas delgadas de carbón. Presenta un espesor que va desde 950 metros hasta 1225 metros. Es un ambiente de depositación principalmente de tipo continental muy cercano al litoral.

9.6.9 Formación Lisama (Paleoceno). La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutierrez D. Ecopetrol S.A., 2005). Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies aproximadamente (Valderrama R y Pérez V.1977). El contacto inferior es transicional con la

Formación Umir en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante. La edad de la Formación Lisama ha sido determinada Paleoceno por los estudios paleontológicos realizados por Van der Hammen 1959.

La figura 69 muestra la columna estratigráfica generalizada del campo Lisama.

Figura 69. Columna Estratigráfica generalizada del Campo Lisama.



Fuente: Saavedra et al 2006.

9.6.10 Formación La Paz (Eoceno medio). Está constituida por tres niveles, el inferior de arenas grises masivas conglomeráticas (Toro), el nivel medio Shales grises en grandes paquetes y el nivel superior de areniscas gruesas. Esta formación presenta un espesor que claramente puede alcanzar los 1000 metros. Esta formación corresponde a un ambiente de depositación y de formación más de tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza.

Estas areniscas presentan un potente espesor, porosidad y permeabilidades óptimas, lo cual hace que sean consideradas como rocas reservorio. La Formación la Paz en refleja condiciones de depositación predominantemente continental que se mantienen durante el Eoceno (Suárez, 1996). La continuidad de la Formación la Paz se ve afectada debido a una variación lateral identificada no solo en su litología si no en su espesor, mostrándose menos arcilloso y de mayor espesor hacia el este. En general la formación La Paz se considera de una estratificación masiva, que en afloramientos muy locales se muestra de manera lenticular con una gradación vertical, conglomerática hacia la base y muy fina hacia el tope. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas.

9.6.11 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior). La Formación esmeralda está constituida principalmente por arenisca de grano fino de color gris claro a verdoso con estratificación fina a laminada intercalada con Shales gris oscuro. Esta formación presenta un espesor aproximado de 1200 metros aproximadamente, su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia Grano decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más

detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y es su vez el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935).

9.6.12 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno). Esta formación está conformada por varias zonas donde predominan principalmente las areniscas que en algunos sectores presentan coloraciones rojizas a verdosas (Van de Hammen en Julivert 1961). Presentan un espesor de aproximadamente 488 metros hasta 823 metros. El ambiente en el cual se deposita esta formación corresponde a un ambiente terrestre, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía. Litológicamente se trata de una arenisca de matriz arcillosa bioperturbada, que no es excelente, a pesar de esto se observan resumaderos activos que emanan aceite y agua, probablemente generados en la Formación La Luna. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring, 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977). La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo

amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. El tope de la Formación Mugrosa esta dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos.

9.6.13 Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior). La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V.1977). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 mD. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

9.6.14 Grupo Real (Mioceno – Plioceno). El grupo real comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior. La Formación Real Inferior muestra un contacto discordantemente con la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades (Suárez, 1996). El espesor de esta unidad aproximadamente es de 500 metros hasta 1500 metros.

9.6.15 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno). Esta formación esta principalmente compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, conglomerados y depósitos de tipo piroclásticos. Representa espesor de van desde 350 hasta 575 metros.

9.7 EVALUACIÓN GEOLÓGICA EN EL ÁREA

Se realizó una caracterización estratigráfica y estructural de la zona con mejores posibilidades para la reinyección de cortes en el área de Lisama.

Ubicación en superficie. Entre la zona centro y sur en los campos Peroles, Nutria o Tesoro según la línea sísmica de la figura 67.

Estructura: En el área correspondiente a la figura 64 y 66 existen estructuras dominas alargadas y no hay presencia de fallas, estas condiciones permiten tener continuidad estratigráfica en la vertical y una trampa para evitar la migración de estos residuos.

Estratigrafía. Dentro de la estratigrafía se describen las rocas de interés para la inyección de los residuos, la roca infrayacente y suprayacente que se comportan como sello.

- **Roca suprayacente.** Corresponde al techo de la formación colorado, su litología se caracteriza por presentar Shale, lutita gris verdosa sublaminaar, micromicasea con inclusiones carbonaceas y pirita.
- **Roca de inyección.** Corresponde a la base y centro de la formación Colorados presenta una secuencia arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Las arenas son de grano medio a fino de composición silícea color gris verdosa.
- **Roca infrayacente.** Corresponde al techo de la formación mugrosa, su litología corresponde a lutitas fosilíferas principalmente.

9.8 PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES EN EL ÁREA DE LISAMA

1. Diseñar una pileta de cemento estimando el volumen de acuerdo a la cantidad de cortes y residuos de perforación que se va a inyectar. En la figura 70 se muestra una pileta de cemento.

Figura 70. Pileta de cemento



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

2. Recolección de los cortes, lodos y otros residuos de perforación de diferentes pozos en un área específica donde se encuentra el pozo inyector y la cantidad depende del estudio de ingeniería. La acumulación se puede realizar en una pileta de cemento como se ilustra en la figura 71.

Figura 71. Acumulación de cortes y residuos de perforación.



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

3. Una vez almacenados los cortes y residuos de perforación en la pileta de cemento se procede a llevarlos a la unidad de tratamiento. En la figura 72 se muestra la forma común como son transportados estos residuos.

Figura 72. Transporte de los cortes y residuos de perforación



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

4. Los cortes y residuos de perforación son transportados a la unidad de tratamiento, para la molienda de los cortes en partículas finas y son clasificados a través de una zaranda para asegurar que el tamaño de las partículas contenidos en la lechada a inyectar sea el adecuado. Esta unidad contiene bombas centrífugas, usadas para la transferencia de fluidos entre los diferentes procesos. En la figura 73 se ilustra la unidad de tratamiento.

Figura 73. Unidad de tratamiento



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

5. Una vez que la lechada cumple con las condiciones óptimas para ser inyectada se almacena en tanques con una capacidad de 100-500 barriles dependiendo del régimen de inyección. En la figura 74 se muestra los tanques de almacenamiento empleados por la empresa Mi Swaco.

Figura 74. Tanque de almacenamiento de la lechada



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

6. Se bombea la lechada desde los tanques de almacenamiento a la bomba Triplex y de allí se bombea a alta presión hacia el pozo inyector. En la figura 75 se ilustra la Bomba triplex y cabeza de pozo.

Figura 75. Bomba triplex y cabeza de pozo



Fuente: MI Swaco.Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina. 2010

7. Terminado la inyección se procede a limpiar el área para su respectivo abandono, sellando el pozo y recubrir la pileta de cemento para evitar accidentes. La figura 76 y 77 muestran la limpieza y el abandono del área de reinyección respectivamente.

Figura 76. Limpieza del área de reinyección



Fuente: SPE 120278

Figura 77. Abandono del área de reinyección



Fuente: SPE 120278

9.9 ANÁLISIS DEL CAMPO

El campo Lisama cumple con las condiciones óptimas para la reinyección de cortes siendo una solución ambientalmente segura, si el trabajo se diseña y se ejecuta correctamente. El campo cuenta con pozos que han salido secos y otros abandonados por diferentes causas, sería viable ya que no se necesita perforar un pozo dedicado para el proyecto.

Se recomienda realizar un análisis y evaluar cual pozo cumple para ser seleccionado como pozo inyector. En la evaluación se debe recopilar y hacer control de calidad o valoración de toda la información, dentro de esta información se encuentra el set de registros eléctricos, estado mecánico de cada pozo. Dentro de la información se debe realizar los modelos petrofísicos y geomecánicos del campo Lisama.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El éxito de las operaciones de reinyección de cortes depende del estudio de ingeniería y análisis del campo donde se va a llevar a cabo la ejecución del proyecto.
- La reinyección de cortes es una solución que cumple con las regulaciones ambientales. No solamente cumple con los requerimientos reglamentarios de cero descargas, sino que presenta un bajo impacto en la producción de dióxido de carbono haciendo que sea la solución ideal para áreas ambientalmente sensibles.
- La implementación de la reinyección de cortes de perforación evita el transporte de cortes, reduce riesgos y costos de operación en el manejo de residuos en la perforación.
- El método de reinyección de cortes de perforación ha demostrado ser la opción de manejo de residuos de perforación más efectivas para las operaciones tanto onshore como offshore.
- Las operaciones de reinyección de cortes se prefieren aplicar con el tipo de inyección dedicado, ya que su proceso es más práctico y tiene menores riesgos operacionales y ambientales que el tipo de inyección anular.

- El buen desempeño de una operación de reinyección de cortes reside en un detallado conocimiento de las operaciones con base en un continuo monitoreo del fracturamiento, anticipando cualquier eventualidad.
- Los métodos de disposición de residuos que se aplican actualmente, aunque cumplen con la normatividad ambiental y legal existente, generan pasivos ambientales, que a futuro podrían causar daños irreparables para el medio ambiente.
- Zonas con gradientes de fractura bajos, son aconsejables para realizar el proceso de reinyección de cortes, aparte de que facilitan el proceso de fracturamiento, se ve beneficiado de manera económica, ya que la capacidad de las bombas de inyección es menor.
- La reinyección de cortes genera ahorros en comparación con el método convencional, en la construcción de piscinas y adecuación de zonas de disposición, ya que la tecnología de reinyección de cortes almacena y dispone los residuos en una formación receptora.
- El método de reinyección de cortes puede ser aplicado en Colombia siempre y cuando los pozos inyectoros empleados son pozos existentes, como pozos exploratorios, abandonados o secos. Ya que su costo no es tan elevado.
- De acuerdo a los parámetros requeridos para la aplicar la tecnología de reinyección de cortes el campo Lisama los cumple.

- Realizar un estudio detallado de simulación, geomecánico de la formación y fracturamiento de las formaciones que serían aptas para la operación de reinyección de cortes, para que la operación sea segura y no genere inconvenientes ambientales.
- Adaptar la tecnología de reinyección de cortes, como un método de disposición y eliminación de residuos común en las operaciones de perforación colombianas, ya que reduce el impacto ambiental y el costo a largo plazo en comparación con los métodos empleados en la actualidad.
- Implementar regulaciones ambientales y legales que permitan identificar la tecnología de reinyección de cortes como el método de disposición y eliminación de residuos más conveniente.
- Realizar estudios de factibilidad para la implementación del método de reinyección de cortes, en campos de Colombia económicamente no rentables, enfocados en pozos abandonados, exploratorios o secos.
- Realizar centros de acopio de residuos en zonas de perforación, con el propósito de declinar la construcción de piscinas y reducir el impacto al ambiente, y verificar la viabilidad de adaptar un pozo existente de la zona, como un pozo inyector de residuos.
- Realizar una evaluación económica para trabajos de reinyección de cortes en el campo Lisama.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, S. SAUYED, A. "Design Considerations in Drill Cuttings Re-injection". SPE 72308.

ALBA, A. FRAGACHAN, F. SHOKANOW, T. "Environmentally Safe Waste Disposal: The Integral of Cuttings Collection, Transport, and Reinjection". SPE 108912.

BALLESTEROS, Cristina. Evaluación de diferentes sistemas para el tratamiento de residuos de perforación en el campo tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum. Trabajo De Grado. Universidad de Oriente, 2005.

BAROID. Manual de fluidos de perforación. Bogotá: Baroid, 1999.

BRITISH PETROLEUM. Manual de fluidos de perforación. Texas: British Petroleum, 2007.

CARBONE, Salvatore. "Fracturamiento en arenas poco consolidadas". USA: Halliburton, 1999.

CRAWFORD, H.R. Conoco Inc. "Drill Cuttings Reinjection for Heidrun: A Study". SPE 26382.

DE SALES, Paola Andrea y MORENO, Edwin Stivens. Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un fracturamiento hidráulico. Trabajo De Grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

DORADO, Jairo y OLIVARES, Fabián. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo De Grado. Universidad Industrial de Santander, 2006.

DREW, Julian. PRIMIERO, Paolo. “La Fuente para la Caracterizacion de Fracturas Hidráulicas” Schlumbeger, 2006.

DUSSEAULT, Maurice. “Deep Injection Disposal: Environmental and Petroleum Geomechanics”. ARMA 10-168.

DUSSEAULT, Maurice. VEIL, Jhon. “Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes”. U.S. Department of Energy, 2003.

FRAGACHAN, F. “Environmentally Safe Wastes Disposal: The Integration of Cuttings Collection, Transport and Reinjection”. SPE 29092.

GEEHAN, T. GILMOUR, A. GUO, Q. “The cutting edge in drilling waste management” Schlumbeger 2006.

GIL, Ivan. DAMJANAC, Branko. “Geomechanical Evaluation of Solids Injection”. ARMA 10-399.

GÓMEZ, R. “Modelo geostadístico basado en objetos de las formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama (VMM) Universidad Industrial de Santander.”2008.

GUMAROV, S. SHOKANOV, T. “Multiple Fracture Propagation, Orientacion and Complexities in Drilling Wastes Injection”. SPE 139504.

GUO, Quanxin. AHMED, S., “Worldwide Drill Cuttings Injection Permitting Requirements and Guidelines”. SPE 80587.

GUO, Q. GEEHAN, T. "Formation Damage and Its Impacts on Cuttings-Injection-Well Performance: A Risk Based Approach on Waste- Containment Assurance". SPE 98202.

GUO, Quanxin. GEEHAN, Thomas. "An Overview of Drill Cuttings Re-Injection, Lessons Learned and Recommendations". MI-Swaco 2007.

HAGAN, J. "Engineering and Operational Issues Associated with Commingled Drill Cuttings and Produced Water Re-injection Schemes". SPE 73918.

HERNÁNDEZ, Edelberto. "Fracturamiento hidráulico ácido". Universidad Industrial de Santander. 1993.

JACKSON, Jean. "Increased Assurance of drill cuttings Re-injection: Challenges, Recent Advance, and Case Studies". SPE 87972.

JHONSON, Thomas. "Formation damage and its impacts on cuttings injection wellperformance". SPE 59113.

JUNIN, R., "Disposal of oily cuttings by downhole fracturing injections: slurry products specifications issues". SPE 207511.

M-I SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual. Versión 2.0 Houston, Texas.2001.

NADEEM, Muhammad. DUSSEAULT, Maurice. "Geological Engineering Criteria for Deep Solids Injection". ARMA 10-187.

OVALLE, A. "Como lograr una exitosa y segura operación de reinyección de cortes". M-I Swaco, 2005.

OVALLE, Adriana. RONDEROS, Julio. "Geomechanical Modeling Techniques Applied to Waste Injection Process". ARMA 10-397.

Rubiano, J., Aplicación de los Registros de Dipmeter en la actualización de los modelos geológicos de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Cartagena de Indias, Colombia, 2009.

RYLANCE, M. "Fracture Mechanics Issues Relating to Cuttings Re-Injection at Shallow Depth". SPE/IADC 25756.

SAUYED, About. AHMED, S. "Design Considerations in Drill Cuttings Re-injection through Downhole fracturing". SPE 72308.

SHIOYA, Y. YAMAMOTO, K. "Cuttings Reinjection to Shallow Undersea Formation: The Geomechanic Acceptance Analysis Using Hydraulic Fracturing Simulator" SPE 78586.

SIMMONS, S. SHOKANOV, T. "Field Implementation of Sur-Surface Waste Injection: An Integrated Approach for Field Disposal Perspective". SPE/IADC 115040.

STILL, Vic. OVALLE, Adriana. "Meeting the Challenges of Wastes Disposal in the Mainland of Russia Successful Design and Implementation of the First Full- Scale Drilling Wastes Project in Western Siberia". SPE/IADC 125424.