

**DEFINICIÓN DE CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN  
FORMACIONES PERMEABLES.**

**OMAR ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ  
CARLOS ANDRÉS SÁNCHEZ SALAS**



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

**2014**

**DEFINICIÓN DE CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN  
FORMACIONES PERMEABLES.**

**OMAR ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ  
CARLOS ANDRÉS SÁNCHEZ SALAS**

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

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

**Codirectores:**

**EDINSON ODILIO GARCIA NAVAS  
Ing. de Petróleos, M. Sc.**

**ING. JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN  
Ing. de Petróleos**



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

**2014**

## **Dedicatoria.**

*“Hablaré al Señor, aunque soy polvo y ceniza”. Génesis 18,27.*

Señor y Dios mío, tú eres todo y bien en ti se encierran todos mis bienes. ¿Quién soy yo para atreverme a hablarte? *“Siervo tuyo soy, pobre, débil y miserable”.* Apoc. 3,17.

En lo profundo de la humildad me puedes hacer ver lo que en realidad soy, lo que he sido y hasta donde he caído, pues soy muy débil. Tú que conoces mi corazón y mis pensamientos, quiero darte las gracias por hacer realidad este deseo y proyecto, ¿cómo expresarlo con palabras?, ¿cómo te pagaré tales favores?

Verdaderamente es digno de admirar el que me ayudes con tanta prontitud, y me llesves en tus brazos. Bendito seas Dios mío, porque a pesar de mi indignidad, tú bondad y generosidad infinitas no dejan nunca de ayudarme. Pruebas clarísimas me has dado y me das nuevamente de la inmensidad de tú amor. Tú, Amabilísimo Señor, me tratas mil veces mejor de lo que yo merezco, y de lo que pudiera esperar o atreverme a suplicar.

Conviérteme a Ti Señor, para que sea siempre agradecido, humilde y piadoso, para que seas mi último y supremo fin para alcanzar la felicidad. Porque Tú eres mi virtud, mi fortaleza y mi salvación. Concédeme la oportunidad de ser instrumento y testimonio de tú amor por medio de mi profesión con un trabajo a gusto, desempeñado con responsabilidad y honradez, y *“no me des pobreza ni riquezas”.* Prov. 30, 8. Y si me das más de lo necesario Señor, enséñame a compartirlo con mis hermanos y los que necesiten de tú amor.

Gloria a ti Señor, es por eso que este proyecto es por ti y para ti, porque de ti proviene todo lo bueno y a ti Mamita María por tu intercepciones ante mi Padre.

Con enorme alegría Señor, quiero agradecerte además por regalarme unos padres tan buenos y generosos, en dónde sin duda he visto a través de ellos la prueba de tu amor, mil y mil gracias, porque sin tú presencia en ellos lo que he vivido y estoy viviendo no sería realidad.

A mi mamá Martha quiero darle las gracias por sus oraciones, consejos, entrega y amor, por ayudarme a madrugar y sin importar la hora, tenerme siempre algo de comer, y a mi papá Bruno por su amor, sacrificio y generosidad pues no me queda más que decirle gracias por creer en mis capacidades y por enseñarme a descubrir que el trabajo duro tiene sus frutos; esto es para ustedes, el regalo de mi parte de navidad.

*“Porque donde esté vuestro tesoro, allí estará también vuestro corazón”.* Mt 6,21.

**Carlos Andrés.**

## DEDICATORIA

*A Dios por todas las bendiciones que me ha dado cada día y en especial por darme la oportunidad de estudiar Ingeniería de Petróleos.*

*A mi Padre Omar López Barrios Por su esfuerzo, apoyo, dedicación y sabios consejos en este largo proceso.*

*A mi Madre Alba Lucia Hernández Reyes que con su ternura y amor me dieron la fuerza y motivación en los momentos difíciles de este camino.*

*A mi hermana, Daniela López Hernández por su apoyo, cariño, por creer en mí y apoyarme siempre en todos mis proyectos con sus buenos deseos y carisma que la hacen única.*

*A todos mis familiares y amigos que juntos conforman esa gran familia que me acompañó e hizo parte del entorno que me formó en todos los aspectos de esta hermosa etapa de mi vida.*

*Omar Andrés.*

## AGRADECIMIENTOS

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

Por sobre todo a Dios por darnos la vida, la salud, la oportunidad de estudiar y la convicción de luchar para alcanzar nuestras metas.

Al Ingeniero John Alexander León Pabón por la dirección de este proyecto de grado y que además de ser nuestro tutor y maestro, fue un amigo que compartió con nosotros sus conocimientos y experiencias profesionales.

A los ingenieros Jorge Calvete y Edison Odilio García por su apoyo incondicional y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto de grado con su participación como codirectores.

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, quienes siempre nos apoyaron y todos aquellos que participaron de manera directa o indirecta en nuestro crecimiento como profesionales integrales, gracias por acompañarnos en los momentos más importantes de nuestras vidas y aquellos que fueron de gran dificultad.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	27
1. GENERALIDADES DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN .....	29
1.1 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN ..	33
1.1.1 Desechos contaminados con lodos base agua. ....	34
1.1.2 Desechos contaminados con lodos base aceite. ....	34
1.2 COMPOSICIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN.....	34
1.3 TIPOS DE LODOS DE PERFORACIÓN .....	35
1.3.1 Lodos de perforación en base agua.....	35
1.3.1.1 Operaciones superficiales.....	35
1.3.1.2 Operaciones de perforación en formaciones duras. ....	36
1.3.1.3 Operaciones de perforación en formaciones blandas de alta porosidad y alta presión. ....	36
1.3.2 Lodos de perforación en base aceite. ....	36
1.3.3 Lodos de perforación a base de aire o gas. ....	36
1.4 FUNCIONES DEL LODO DE PERFORACIÓN.....	37
1.4.1 Ciclo del lodo en un pozo.....	37
1.5 RECORTES DE PERFORACIÓN.....	38
1.6 CONTROL DE SÓLIDOS.....	38
1.6.1 Métodos de control de sólidos. ....	40
1.6.2 Equipos de control de sólidos. ....	41
1.6.2.1 Trampa de arena. ....	41
1.6.2.2 Zaranda o Shale Shaker. ....	42
1.6.2.3 Desgasificadores. ....	43
1.6.2.4 Hidrociclones.. ....	45
1.6.2.5 Limpiador de lodo. ....	48

1.6.2.6 Centrifuga decantadora.....	49
1.6.3 Circulación en el equipo de control de fluidos.....	50
1.7 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN. ....	51
1.7.1 Encapsulamiento. ....	51
1.7.2 Biorremediación. ....	52
1.7.4 Desorción térmica indirecta.....	52
1.7.5 Confinamiento.....	52
1.7.6 Fosas para la Disposición de recortes de perforación. ....	52
1.7.7 Micro-celdas.....	53
2. CASOS DE ÉXITOS A NIVEL MUNDIAL Y DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA TÉCNOLOGÍA DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN.....	54
2.1 CASOS DE ÉXITOS A NIVEL MUNDIAL .....	54
2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN.....	58
2.3 PÁRAMETROS INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN.	60
2.3.1Diseño de equipo de superficie.....	60
2.3.2 Concentración de los sólidos. ....	60
2.3.3 Condiciones reológicas de la lechada.....	60
2.3.4 Clasificación de partículas según tamaño.....	60
2.3.5 Otros aditivos.....	61
2.3.6 Especificaciones de cabeza de pozo.....	61
2.3.7 Evaluación de estallido tubular. ....	61
2.3.8 Evaluación del desgaste por erosión. ....	61
2.4 HERRAMIENTAS, EQUIPOS Y MATERIALES UTILIZADOS PARA PARA LA REINYECCIÓN.....	61
2.4.1 Cabezal de pozo .....	62
2.4.2 Sistema de control de sólidos. ....	64

2.5 COMPONENTES DEL PROCESO DE REINYECCIÒN .....	64
2.5.1 Sistema de transporte de recortes. ....	64
2.5.2 Sistema de colección de gravedad. ....	65
2.5.3 Sistema de transporte en taladros. ....	66
2.5.4 Sistema de transporte al vacío.....	67
2.5.5 Sistema neumático recolección de recortes cleancut. ....	68
2.5.6 Sistema de acondicionamiento de lechada.....	69
2.5.6.1 Tanque secundario.. ....	69
2.5.6.2 Zaranda de clasificación. ....	69
2.5.6.3 Tanque de almacenamiento. ....	71
2.5.7 Sistema de reinyección.....	72
2.5.7.1 Tanque de aguas residuales.....	73
2.5.7.2 Bomba de inyección.....	74
2.5.7.3 Tanques de agua.. ....	75
2.5.7.4 Adquisición de datos y sistema de monitoreo. ....	75
2.5.7.5 Monitoreo de la presión.....	75
2.5.7.6 Monitoreo de las propiedades reológicas de la lechada de reinyección. ..	77
2.5.7.7 Monitoreo de la erosión.....	78
2.5.7.8 Monitoreo de registro de temperatura y rastreo. ....	78
2.5.7.9 Monitoreo micro-sísmico. ....	78
2.6 ESCENARIO DE REINYECCIÒN.....	79
2.6.1 Reinyección a través del anular del casing.....	81
2.6.1.1 Ventajas y desventajas de la reinyección anular. ....	86
2.6.2 Reinyección por pozo redundante. ....	87
2.6.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante. ....	88
2.6.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado. ....	89
2.6.3.1 Ventajas y desventajas de la reinyección en pozos dedicados. 4.....	92

3. ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN DE DISPOSICIÓN Y ASPECTOS DE LA GEOLOGIA DEL SUBSUELO .....	94
3.1 CRITERIOS ESTRATIGRAFICOS.....	94
3.2 FORMACIONES APTAS PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES.....	96
3.3 GEOLÓGIA DE LA ZONA.....	96
3.3.1 Geología del Subsuelo.....	97
3.3.2 Sección transversal de la zona geológica.....	98
3.4 REGISTROS.....	104
3.5 MUESTRAS.....	106
3.6 PRUEBAS.....	107
3.6.1 Limpieza de tubería.....	108
3.6.2 Tratamiento orgánico.....	108
3.6.3 Prueba Step Rate Test.....	110
3.6.4 Prueba Step Down Test.....	111
3.6.5 Minifrac.....	113
3.5.6 Pruebas de inyectividad (Fall-Off).....	114
3.7 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ÓPTIMAS.....	115
3.8 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA IMPLEMENTACION.....	115
3.8.1 Migración de lechada inyectada hacia formaciones vecinas.....	117
3.8.2 Migración por conectividad entre estructuras geológicas.....	118
3.8.3 Migración por extensión de fracturas.....	119
3.8.4 Migración por mala cementación.....	120
3.8.5 Reactivación de fallas por la inyección.....	121
3.9 EFECTOS DE LA INYECCIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA .....	121
3.9.1 Efecto de la permeabilidad.....	122
3.9.2 Daño de formación a causa de la inyección.....	122
4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA.....	124

4.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	124
4.1.1 Orientación de la fractura.....	125
4.1.1.1 Fractura vertical. ....	126
4.1.1.2 Fractura horizontal. ....	127
4.1.2 Forma de la fractura.....	129
4.1.3 Altura de la fractura.....	130
4.1.4 Ancho de la fractura. ....	131
4.1.5 Azimut de la fractura. ....	131
4.2 CREACIÓN DE FRACTURAS DE ACUERDO AL RÉGIMEN DE INYECCIÓN .....	132
4.2.1 Fracturas múltiples.....	133
4.2.2 Fracturas simples.....	134
4.3 ASEGURAMIENTO DE CONTENCIÓN .....	134
4.3.1 Barrera de tensión. ....	135
4.3.2 Barrera de módulo. ....	136
4.3.3 Barrera de permeabilidad.....	137
4.4 HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	138
4.4.1 Minifrac. ....	138
4.4.2 Presión de tratamiento. ....	141
4.4.3 Presión en fondo o de extensión de la fractura.....	142
4.4.3.1 La presión de breakdown.....	142
4.4.3.2 Pérdidas de presión por tortuosidad.. ....	143
4.4.3.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones. ....	144
4.4.4 Pérdidas de presión por fricción en la tubería.....	145
4.4.4.1 Circulación a través del casing o tubing.....	145
4.4.4.2 Circulación a través del espacio anular.....	146
4.4.5 Presión Hidrostática. ....	147
4.4.6 Potencia hidráulica.....	148
4.4.6.1 Eficiencia de las bombas. ....	149
4.5 GEOMECAÁNICA APLICADA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	150

4.5.1	Importancia de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico. ....	151
4.5.2	Aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico .....	152
4.5.2.1	Presión de cierre. ....	152
4.5.2.2	Pérdida de fluidos.. ....	152
4.5.3	Mecánica del Fracturamiento Hidráulico. ....	152
4.5.3.1	Elasticidad.....	153
4.5.3.2	Homogeneidad.....	153
4.5.3.3	Isotropía. ....	153
4.5.3.4	Esfuerzo.....	154
4.5.3.5	Deformación.....	154
4.6	PARÁMETROS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	154
4.6.1	Esfuerzos Principales. ....	156
4.6.2	Esfuerzo efectivo. ....	158
4.6.3	Módulo de Young.....	159
4.6.4	Relación de Poisson. ....	160
4.6.5	Gradiente de fractura. ....	162
4.6.6	Presión de poro.....	164
5.	PARÁMETROS OPTIMOS OPERACIONALES DE LA REINYECCIÓN DE RECORTES.....	165
5.1	RÉGIMEN DE INYECCIÓN .....	165
5.1.1	Inyección intermitente. ....	165
5.1.1.1	Parámetros de operación para el régimen de inyección intermitente.: ....	166
5.1.2	Inyección continúa. ....	167
5.1.2.1	Parámetros de operación para el régimen de inyección continuo.....	168
5.2	SELECCIÓN Y DISEÑO DEL POZO DE DISPOSICIÓN.....	168
5.2.1	Erosión del cabezal.....	169
6.	PARÁMETROS Y CONSIDERACIONES AMBIENTALES. ....	170

6.1 MANEJO AMBIENTAL DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN.....	172
6.1.1 Normas de gestión ambiental aplicables a la industria petrolera. ....	172
6.2 GUIA BASICA AMBIENTAL PARA LA PERFORACION DE POZOS. ....	174
7. GUÍA A SEGUIR EN LA INDUSTRIA. ....	178
7.1 ETAPAS DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE REINYECCIÓN DE RECORTES.....	184
8. CONCLUSIONES .....	188
9. RECOMENDACIONES.....	190
BIBLIOGRAFÍA.....	191

## LISTAS DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Operaciones de reinyección a nivel mundial .....	56
<b>Tabla 2.</b> Ventajas y desventajas de la reinyección anular. ....	87
<b>Tabla 3.</b> Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante. ....	89
<b>Tabla 4.</b> Ventajas y desventajas de la eliminación en pozos dedicados. ....	93
<b>Tabla 5.</b> Reacciones que se generan al inyectar la lechada en diferentes. ....	96
<b>Tabla 6.</b> Información de La Geología. ....	99
<b>Tabla 7.</b> Utilidades de los registros para la selección de la formación receptora	105
<b>Tabla 8.</b> Aplicaciones de las propiedades petrofísicas en la selección de una formación receptora .....	107
<b>Tabla 9.</b> Propiedades óptimas para la implementación de CRI .....	115
<b>Tabla 11.</b> Constantes de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas. ....	160
<b>Tabla 12.</b> Coeficientes de Poisson para ciertos tipos de rocas. ....	162
<b>Tabla 13.</b> Condiciones para la implementación de la tecnología CRI. ....	187

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Circulación del Lodo de Perforación .....	38
<b>Figura 2.</b> Equipo de control de sólidos .....	39
<b>Figura 3.</b> Componente básico de una zaranda .....	43
<b>Figura 4.</b> Tipos de desgasificadores .....	44
<b>Figura 5.</b> Equipo general de los hidrociclones.....	45
<b>Figura 6.</b> Equipo general de un desarenador.....	47
<b>Figura 7.</b> Equipo general de un deslimador .....	48
<b>Figura 8.</b> Equipo general de un limpiador de lodo.....	49
<b>Figura 9.</b> Equipo general de un sistema de control de sólidos.....	50
<b>Figura 10.</b> Principales componentes del equipo de reinyección. ....	59
<b>Figura 11.</b> Cabezal de pozo en operación offshore.....	63
<b>Figura 12.</b> Cabezal de pozo en operación onshore.....	63
<b>Figura 13.</b> Sistema de colección por gravedad .....	65
<b>Figura 14.</b> Sistema de transporte en taladros .....	66
<b>Figura 15.</b> Sistema de transporte de cortes al vacío. ....	67
<b>Figura 16.</b> Sistema neumático recolección de cortes cleancut.....	68
<b>Figura 17.</b> Tanque secundario .....	70
<b>Figura 18.</b> Zaranda de clasificación .....	71
<b>Figura 19.</b> Tanque de almacenamiento.....	72
<b>Figura 20.</b> Tanque de aguas residuales.....	73
<b>Figura 21.</b> Bomba de Inyección.....	74
<b>Figura 22.</b> Monitoreo de presiones.....	76
<b>Figura 23.</b> Registro de presión de superficie, fondo y tasa de inyección durante la reinyección de cortes .....	77
<b>Figura 24.</b> Esquema de un monitoreo micro-sísmico .....	79
<b>Figura 25.</b> Inyección por el Anular del casing 1.....	82

<b>Figura 27.</b> Reinyección anular con operaciones simultáneas de perforación y producción. ....	85
<b>Figura 28</b> Reinyección de lechada por pozo redundante .....	88
<b>Figura 29.</b> Equipo de cañoneo. ....	91
<b>Figura 30.</b> Estado mecánico de un pozo dedicado. ....	91
<b>Figura 31.</b> Reinyección de recortes en pozo dedicado. ....	92
<b>Figura 32.</b> Columna estratigráfica. ....	95
<b>Figura 33.</b> Columna litológica asociada al desarrollo del revestimiento de un pozo .....	100
<b>Figura 34.</b> Sección transversal estructural .....	101
<b>Figura 35.</b> Línea sísmica sin correlacionar.....	102
<b>Figura 36.</b> Línea sísmica correlacionada. ....	102
<b>Figura 37.</b> Contención de Fluidos reinyectados. ....	104
<b>Figura 38.</b> Pruebas previas al fracturamiento.....	109
<b>Figura 39.</b> Prueba de Step Rate Test.....	110
<b>Figura 40.</b> Ejemplos de tortuosidad.....	111
<b>Figura 42.</b> Registro de una prueba de inyektividad.....	114
<b>Figura 43.</b> Muestra las especificaciones favorables para los proyectos de reinyección de recortes mencionadas anteriormente.....	116
<b>TABLA 10.</b> Utilidad de la información de partida de un proyecto en los factores operacionales.....	117
<b>Figura 44.</b> Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla.....	118
<b>Figura 45.</b> Migración de lechada hacia otras formaciones a causa de fracturas verticales.....	119
<b>Figura 46.</b> Migración hacia las formaciones vecinas por efecto de la presión de inyección.....	120
<b>Figura 47.</b> Migración de lechada por causa de una mala cementación. ....	121
<b>Figura 48.</b> Orientación de la fractura vertical .....	127
<b>Figura 49.</b> Orientación de la fractura horizontal .....	128

<b>Figura 50.</b> Fractura Inclinada. ....	129
<b>Figura 51.</b> Fractura hidráulica vertical .....	130
<b>Figura 52.</b> Fracturas múltiples.....	134
<b>Figura 53.</b> Barrera de tensión.....	135
<b>Figura 54.</b> Barrea de modulo.....	136
<b>Figura 55.</b> Barrera de permeabilidad.....	137
<b>Figura 56.</b> Registro de presión en el fondo del pozo durante un minifrac. ....	139
<b>Figura 57.</b> Presiones involucrada en la hidráulica .....	141
<b>Figura 58.</b> Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul). ....	143
<b>Figura 59.</b> Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo.....	157
<b>Figura 60.</b> Balance de esfuerzo en la formación .....	159
<b>Figura 61.</b> Deformación lateral y longitudinal .....	161
<b>Figura 62.</b> Instrucciones para el uso de la guía básica ambiental para la perforación de pozos. ....	175
<b>Figura 63.</b> PER-6-097. ....	176
<b>Figura 64.</b> Sistema de almacenamiento.....	179
<b>Figura 65.</b> Facilidades de Superficie CRI.....	179
<b>Figura 66.</b> Procedimiento de cierre del pozo.....	180
<b>Figura 67.</b> Autorización para dar inicio a la operación. ....	180
<b>Figura 68.</b> Escenarios de inyección. ....	181
<b>Figura 69.</b> Presión de inyección típica y respuestas de la caída de presión .....	182
<b>Figura 70.</b> Monitoreo de los ciclos de presión.....	183
<b>Figura 71.</b> Monitoreo del proceso de inyección.....	183
<b>Figura 72.</b> Etapas que interviene en un proceso de Reinyección de Cortes.....	186

## GLOSARIO

**ANULAR:** El espacio existente entre dos objetos concéntricos, tal como el espacio entre el pozo y la tubería de revestimiento o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, donde puede fluir el fluido. La tubería puede incluir los portamechas o lastrabarrenas, la columna de perforación, la tubería de revestimiento o la tubería de producción. Forma alternativa: espacios anulares.

**CAMPO:** Una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, los profesionales de la industria utilizan el término con la presunción implícita de magnitud económica.

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

**RECORTES DE PERFORACIÓN:** Fragmentos de roca que se fracturan debido a la acción de los dientes de la barrena. Los recortes que al recuperarse en la superficie del pozo se encuentran impregnados con los fluidos de perforación se criban a partir del sistema de lodo líquido en las zarandas vibratorias y son monitoreados en cuanto a composición, tamaño, forma, color, textura, contenido de hidrocarburos y otras propiedades por el ingeniero especialista en registros de lodo, el registrador de lodo y el personal en sitio.

**ESFUERZO:** Es la acción energética 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:** Líquido de propiedades físico-químicas controladas que, entre otras funciones, tiene la de transportar los recortes 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.

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA:** Un fluido de perforación (lodo) en el que el agua o el agua salada son la fase líquida principal, así como la fase mojante (externa). Las categorías generales de lodos a base de agua son: agua dulce, agua de mar, agua salada, cal, potasio y silicato.

**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.

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

**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 recortes.

**LECHADA:** Es la dispersión de recortes 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 recortes 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 recortes. En caso de ser existente pueden emplearse pozos secos, abandonados o de desarrollo.

**POZO INYECTOR:** Obra de ingeniería que permite la inyección de recortes 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 recortes cuando el yacimiento que está siendo explotado por medio de éste, no tiene petróleo.

**REINYECCIÓN:** Acción de disponer los recortes 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 recortes de perforación.

## RESUMEN

### **TÍTULO: DEFINICIÓN DE CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN FORMACIONES PERMEABLES\***

**AUTORES:** López Hernández, Omar Andrés\*\*  
Sánchez Salas, Carlos Andrés\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Técnicas de manejo, disposición de recortes, reinyección de recortes, perforación, solución ambiental.

### **DESCRIPCIÓN**

La presente investigación es una respuesta a la progresiva necesidad de nuevas alternativas que permitan minimizar el impacto ambiental producido por los desechos que mayor atención requieren durante la actividad de perforación: los recortes. El planteamiento de una solución a esta problemática es expuesta en este trabajo de investigación determinando las condiciones para la implementación de una tecnología de reinyección de los recortes de perforación.

Este proceso proporciona una actividad sustentable económicamente para las empresas petroleras en las operaciones de manejo y disposición de recortes de perforación, traducándose en un mayor bienestar para el ecosistema y generando un impacto social positivo para la población de la zona de influencia.

El estudio se llevó a cabo a partir de la recolección, análisis e interpretación de información sobre este tipo de operaciones efectuadas alrededor del mundo. La descripción para la implementación de la reinyección de recortes 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 recortes.

Además el proceso para su implementación por las compañías operadoras se demuestra que es respaldado por la aprobación de las autoridades ambientales y gubernamentales. Y finalmente se muestra una guía en dónde se explica los pasos que deben seguir las operadoras para el uso de la tecnología.

---

\* Trabajo De Grado.

\*\* Facultad De Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería De Petróleos. Director: Mg. John Pabón. Co-Director: Mg. Edison Odilio Garcia Navas- Ing. Jorge Ernesto Calvete Rincón.

## ABSTRACT

**TITLE: DEFINITION OF CONDITIONS FOR IMPLEMENTATION OF DRILLING CUTTINGS REINJECTION TECHNOLOGY WITHIN PERMEABLE FORMATIONS\***

**AUTHORS:** López Hernández, Omar Andrés\*\*  
Sánchez Salas, Carlos Andrés\*\*

**KEYWORDS:** Operating techniques, disposal of cuttings, cuttings reinjection, and drilling, environmental solution.

### DESCRIPTION

The present investigation target is answer the progressive needs of new alternatives that allow reduce environmental impact due to waste, our attention during drilling activity require most: drilling cuttings. The approach of a solution for the issue is shown in this research project determining the conditions towards an implementation of a new cutting reinjection technology.

This process gives oil companies an economic sustainable activity about managing operations and drilling cutting disposal meaning a higher welfare for the ecosystem, generating a positive social impact for the population within influence zone.

The Project was done as from recollection, analysis and interpretation of the information about this sort of operations carried out around the world. Description for implementing cutting reinjection was focus on a detailed study understood from stratigraphy definition, optimum reinjection zones identification, process description, process equipment, hydraulic fracturing till cutting treatment.

Beside, the process for implementation by operators shows that is supported by the approval of environmental and governmental authorities. And finally a guide shown where the steps to be followed by operators for the use of technology are explain.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. John Pabon Cancino. Co-Director: M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas- E. Jorge Ernesto Calvete Rincón.

## INTRODUCCIÓN

Con las actividades de perforación en convergencia a descubrir rápidamente nuevas reservas de hidrocarburos, este fenómeno hace que se ubique en uno de sus niveles históricos más altos, y de acuerdo a percepciones de la industria Colombiana, se constituyen frentes de expansión de la industria petrolera el crudo pesado y gasífera con el shale gas hacia aguas profundas y en zonas sensibles. Consecuentemente los operadores se enfrentan a los retos de planes de desarrollo que requieren un proceso muy bien planificado para gestionar las licencias ambientales y de paso los residuos de perforación y producción. Además, tendrán que permanecer en cumplimiento de las normas ambientales y políticas, los compromisos de producción y cronogramas de contrato.

Como las regulaciones ambientales y las estrategias empresariales se vuelven cada vez más estrictas y de alto performance, las empresas que operan son responsables de la gestión adecuada de los residuos, y con ella una necesidad de eliminación segura de uno de los efectos colaterales desafortunados de la búsqueda de hidrocarburos: la acumulación de escombros que se removieron para llegar a esos recursos.

En cientos de aplicaciones en todo el mundo, para resolver esta situación, se ha tomado la decisión de buscar alternativas ambientalmente más eficientes en el manejo de los desechos de perforación, utilizando varios métodos para manejar estos desechos: reducción de la fuente, reciclaje o recuperación, reúso, tratamiento y disposición. Sin embargo es la tecnología de reinyección la que ha demostrado ser una solución eficaz para la eliminación de los recortes de perforación en entornos tanto terrestres como costa afuera.

Ya que las prácticas tradicionales de almacenamiento, transporte y eliminación actual presentan declives de seguridad, desafíos económicos y logísticos que pueden ser extremadamente costosos cuando son subestimados. La tecnología de reinyección de recortes de perforación o CRI (Cutting Re-Injection) que se facilitará a conocer es una forma costo-efectiva para eliminar con seguridad los recortes de perforación y adicionalmente el proceso CRI ofrece una solución de proceso ecológicamente racional de las operaciones de descarga en las zonas donde la disposición tradicional en el sitio no es una opción.

Las operaciones CRI se empezaron a desarrollar 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 en offshore y tierra firme, siendo la planeación y el manejo de riesgo piezas clave para la ejecución segura y exitosa del proceso.

En áreas altamente reguladas, CRI puede ayudar en el cumplimiento ambiental y como si fuera poco elimina futuras obligaciones de limpieza puesto que es un proceso cerrado, ya que la reinyección de recortes de perforación es un proceso donde los recortes se recolectan y se transportan a un sistema que los organiza, mezcla, clasifica y acondiciona 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.

Y por último, esta opción de disposición es respaldada sólidamente ya que cumple la legislación ambiental Colombiana en relación con los vertidos de residuos de perforación.

## 1. GENERALIDADES DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN

La naturaleza de la materia se fundamenta en que esta no se crea ni se destruye por lo cual se infiere que al triturar la roca los residuos producidos deben tener algún lugar de disposición final. Desde 1980 se empezó a poner atención a la eliminación de los recortes 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 del petróleo y gas, junto con los entes 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 manejos de residuos y fluidos de perforación para respaldar estos diseños de pozos avanzados, fomentando al mismo tiempo el cuidado al medio ambiente. El concepto de disposición de residuos de perforación dentro de la sub-superficie fue iniciado a finales de los 1980s con pequeños volúmenes de lechada de recortes a través del espacio anular de los pozos. Con el tiempo y con más experiencia a escala mundial, las operaciones de inyección se incrementaron dramáticamente. Hoy, los volúmenes de disposición de residuos de perforación han avanzado de miles de barriles de lechada por pozo a millones de barriles.

La lechada es frecuentemente inyectada y desplazada con baches dentro de la formación deseada para disposición, seguida de un periodo de cierre del pozo inyector.

La Inyección de recortes y fluidos residuales a través de fracturas naturales o hidráulicas, es una opción atractiva teniendo en cuenta algunos factores como el

de poner en consideración el costo-beneficio o el de tener en cuenta que ambientalmente significa que cumple con la legislación ambiental y políticas de las empresas en la disposición de recortes de perforación.

Como los residuos generados son procesados e inyectados dentro de la formación donde se originaron, la inyección sub-superficial cumple con la iniciativa de cero descargas. Además de la minimización de problemas a largo plazo, este proceso también elimina los riesgos de seguridad asociados con el transporte, y una reducción considerable en las emisiones de gas asociadas a métodos alternativos de manejo, tratamiento y disposición final.

La inyección de ripios y líquidos residuales ha contribuido económicamente a que crezca su popularidad a nivel mundial. Por ejemplo Para dos pozos similares en Ewing Bank en el golfo de México, la inyección de los ripios se realizó en el mismo pozo, teniendo un ahorro de 46% contra otro pozo que tuvo su disposición y tratamiento en tierra.

Esta tecnología ha sido aplicada a través del mundo, desde regiones de aguas profundas hasta en zonas frías del ártico y experiencias operacionales han demostrado que es una solución ambientalmente segura a largo plazo para el manejo de residuos de exploración y explotación.

Por todas estas ventajas y por el gran avance de la tecnología en la inyección de residuos en la última década, las empresas petroleras han llegado a sentirse más confiadas con este desarrollo de mejora continua.

El uso 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 a 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 consecuencias 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 recortes, 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 recortes de perforación, mientras que números países prohibieron definitivamente la descarga de recortes 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 recortes revestidos con SBM se sepultan o se vierten en el mar<sup>1</sup>.

Un ejemplo de regulación de vertidos más estrictos ambientalmente se registró en

---

<sup>1</sup> S. Young And S. Rabke.2006. "Novel Fluid Design Can Eliminate Obm Cuttings Waste" Spe 100292

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 recortes en áreas marinas. Donde la cantidad de petróleo permitido en los recortes de perforación eliminados por vertidos al mar se redujo del 6% al 1 %<sup>2</sup>.

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 recortes 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 recortes en las áreas marinas y su eliminación a través de la inyección en el subsuelo. Los estudios iniciales indicaron que la re-inyección de recortes CRI produciría un impacto mínimo al medio ambiente, proporcionando al mismo tiempo una solución económica para la eliminación de los recortes y residuos de petróleo. El proceso de re-inyección de recortes ha comprobado ser una solución efectiva para la eliminación de recortes de perforación. Los costos de la eliminación de residuos en zonas remotas o ambientalmente sensibles son muy altos, en estas la reinyección de recortes 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

---

<sup>2</sup> Thomas Geehan Alan Gilmour Quan Guo M-I SWACO Houston, Texas, EUA. 2007. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

perforación, los recortes 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 completamiento y además utilizar los recortes 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 recortes.

### **1.1 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN<sup>3</sup>**

El crecimiento de la industria lleva ligado un incremento en la perforación de pozos petroleros generando implícitamente 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 recortes de perforación. Los recortes 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.

---

<sup>3</sup> Thomas Geehan Alan Gilmour Quan Guo M-I SWACO Houston, Texas, EUA. 2007. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

La lechada de perforación, pasa a ser un desecho una vez culmina su ciclo de 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 a 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 rata 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 DE LODOS DE PERFORACIÓN<sup>4</sup>**

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 operaciones.

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

---

<sup>4</sup> Manual De Fluidos De Perforación - Procedimiento Estándar Para Las Pruebas De Fluidos De Perforación "Instituto Americano Del Petróleo" Dallas, Texas.

**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 un 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 ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ).

**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 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<sup>5</sup>.

- Remoción y transporte de los recortes 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 recortes 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<sup>6</sup>.** 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 los 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 a través 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 recortes y el contenido del lodo. En la figura 1 se presenta el sistema de circulación del lodo de perforación.

---

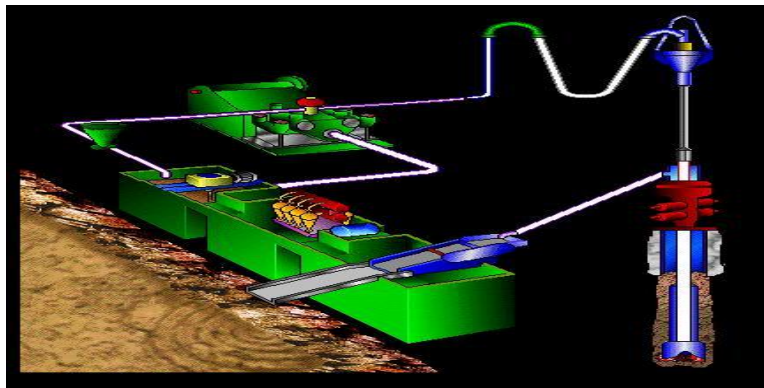
<sup>5</sup> Manual De Fluidos – Baroid Houston Usa.

<sup>6</sup> Thomas Geehan Alan Gilmour Quan Guo M-I SWACO Houston, Texas, EUA. 2007. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

## 1.5 RECORTES DE PERFORACIÓN

Los recortes 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 recortes de perforación son desprendidos de las paredes del pozo hasta que llegan a la superficie, sufren una continua reducción de tamaño debido a la abrasión generada por el contacto 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 recortes.

**Figura 1.** Circulación del Lodo de Perforación.



**Fuente:** Halliburton Services Company.

## 1.6 CONTROL DE SÓLIDOS<sup>7</sup>

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

<sup>7</sup> Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín. 2004.

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:** GN solids America.2014. “sistema de control de sólidos para plataforma para COSL ”.

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 Sólidos<sup>8</sup>.

- Reduce al mínimo el porcentaje de sólidos indeseables.

---

<sup>8</sup> Lenis, Efraín. Mi Swaco. Curso De Control De Sólidos.2000

- 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.

### 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**<sup>9</sup>. 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 los métodos básicos de separación de sólidos<sup>10</sup>.

- 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 especifican de las partículas.
- Densidad y viscosidad del fluido de perforación.
- El tiempo de estancia en el tanque.

---

<sup>9</sup> Lenis, Efraín. Mi Swaco.2004.Curso De Control De Sólidos.

<sup>10</sup> : Manual MI SWACO 2001.

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.

**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 recortes 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.

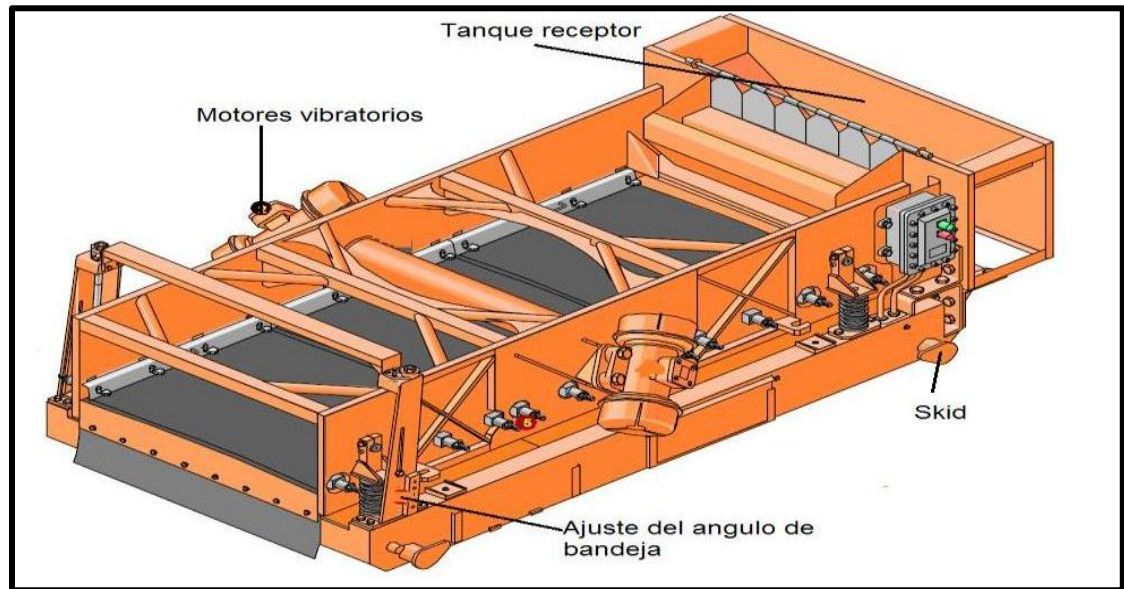
Las zarandas pueden eliminar hasta el 90% de los sólidos generados, no pueden eliminar los sólidos que tienen tamaño de limo y coloides, por lo tanto resulta necesario usar la dilución y otros equipos para los sólidos perforados más pequeños. Las zarandas son lo primero con lo que se encuentra el lodo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

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.

**Figura 3.** Componente básico de una zaranda.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**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 tóxico o inflamable ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ).
- Bombas centrífugas, 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:

1. Tamaño y forma de las partículas.
2. Densidad de las partículas.
3. Concentración de sólidos.
4. La forma de influye en el comportamiento de asentamiento. Partículas con altos coeficientes de fricción se asentaran más despacio que las partículas cilíndricas.
5. La concentración volumétrica de sólidos generan varios problemas de asentamiento como: Incremento de viscosidad, interferencia de partículas y saturación de fluidos.

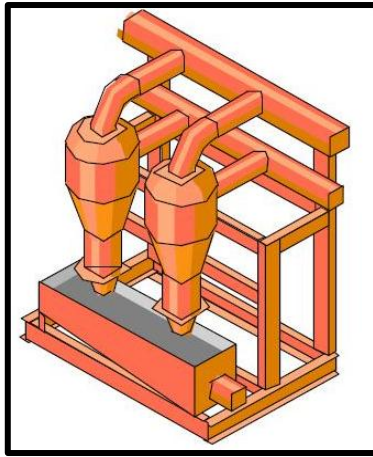
El tamaño y el número de hidrociclones requeridos variarán según la aplicación. Los desarenadores son generalmente hidrociclones de 6 pulgadas o más; comúnmente se usan dos hidrociclones de 12 pulgadas. En general, los deslimadores usan hidrociclones de 4 a 6 pulgadas, siendo común que se usen 12 o más 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.



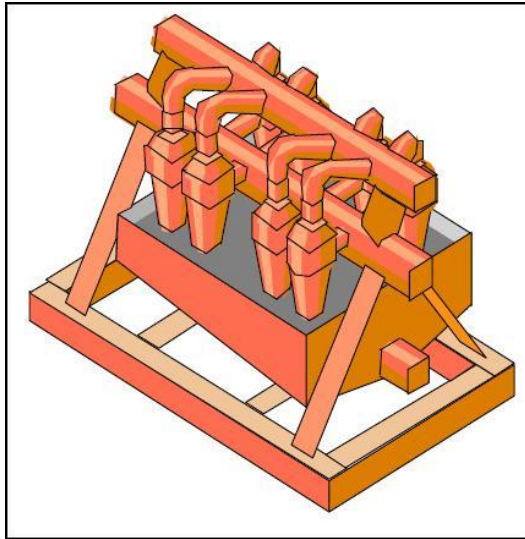
**Fuente:** Curso de sólidos. MI-Swaco. Lenis Efraín

- **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. 2004.

**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 recortes 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 la zarandas ni por los hidrociclones.

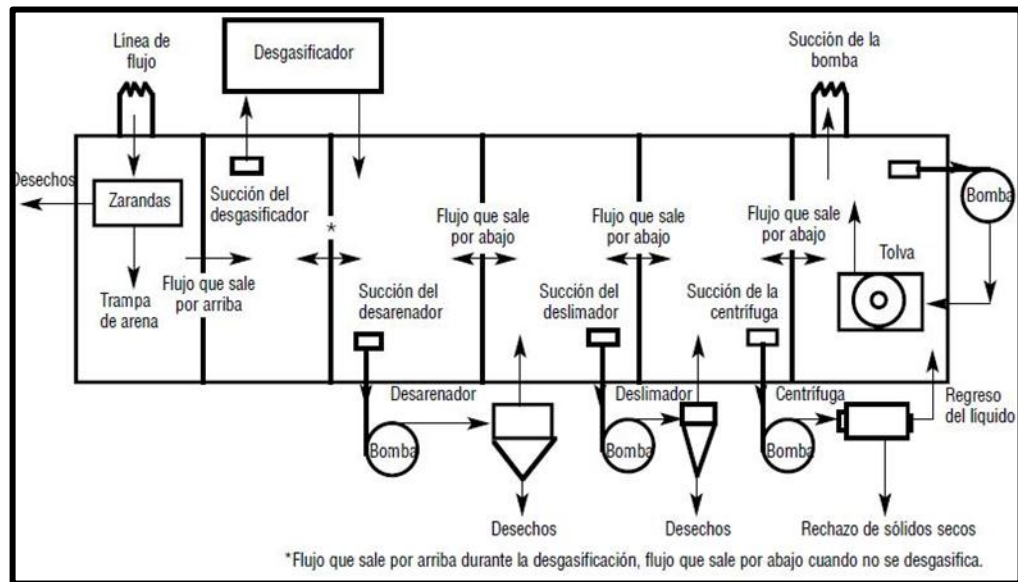
Consiste de un recipiente en forma cónica o bowl, rotando sobre su eje a diferentes velocidades (entre 1900 y 3200 rpm). Un sin fin o conveyor ubicado dentro del bowl gira en la misma dirección del bowl generando una velocidad diferencial respecto al mismo entre 33 y 56 rpm.

La velocidad diferencial permite el transporte de los sólidos por las paredes del Bowl 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 recortes 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 RECORTES DE PERFORACIÓN<sup>11</sup>.

Los recortes de perforación son rocas molidas por la broca. Estos recortes 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 recortes 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 han 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 recortes 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.

---

<sup>11</sup> ARPEL Guía para el tratamiento y la eliminación de desperdicios de perforación de exploración y producción.

**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 (CO<sub>2</sub>), agua y compuestos orgánicos simples.

**1.7.4 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 recortes 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.

**1.7.5 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.

**1.7.6 Fosas para la Disposición de recortes 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.

**1.7.7 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. CASOS DE ÉXITOS A NIVEL MUNDIAL Y DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA TÉCNOLOGÍA DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN.

### 2.1 CASOS DE ÉXITOS A NIVEL MUNDIAL

Desde su primer uso hace unos 30 años<sup>12</sup>, la tecnología de reinyección de recortes de perforación, DCRI (Drilling Cuttings Re-Injection) o CRI (Cuttings Re-Injection) por sus siglas en inglés, a mediados de 1980 hizo su inaugural aparición con la reinyección de un pequeño volumen en el Golfo de México<sup>13,14</sup> y a principios de 1990, ya había alcanzado un uso más amplio en el Golfo de México<sup>15</sup>, el Mar del Norte<sup>16</sup> y Alaska<sup>17</sup>, y ya a mediados de 1990 se realizó la primera gran instalación comercial con pozos de reinyección dedicados<sup>18,19</sup>, hasta convertirse en una operación practicada con frecuencia alrededor del mundo, cómo por ejemplo<sup>20</sup> EUA, Mar del Norte, Trinidad, Azerbaijan, Venezuela, Bolivia, Perú, Ecuador, y una larga lista de países como se muestra en la siguiente tabla 1.

---

<sup>12</sup> Richard G. Keck / Natchiq Technical Services. "Drill Cuttings Injection: A Review Of Major Operations And Technical Issues". San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002. Spe 77553.

<sup>13</sup> Malachosky, E, B. E. Shannon, And J. E. Jackson, "Offshore Disposal Of Oil-Based Drilling Fluid Waste: An Environmentally Acceptable Solution." Nov. 10-14, 1991. Paper Spe 23373.

<sup>14</sup> Jackson, J. "Drill Cuttings Disposal Method And System," United States Patent 5109933 And 5129469, 1992.

<sup>15</sup> Louviere, R.J. And J. A. Reddoch, "Onsite Disposal Of Rig- Generated Waste Via Slurrification And Annular Injection." Nov 23 –25, 1993. Paper Spe 25755,

<sup>16</sup> Minton, R. C., A. Meader, S. M. Willson, "Downhole Cuttings Injection Allows Use Of Oil-Base Muds." World Oil, October 1992.

<sup>17</sup> Smith, R. I., "The Cuttings Grinder," 1991. Paper Spe 22082.

<sup>18</sup> Marinello, S.A., F.L. Lyon And W. T. Ballantine, "Norm Waste Disposal Methods: Technology, Risk And Liability." Denver, Oct 6-9, 1996. Spe 36642.

<sup>19</sup> Marinello, S.A., W. T. Ballantine, And F.L. Lyon, "Nonhazardous Oil Field Waste Disposal Into Subpressuredzones." *Environmental Geosciences*, Volume 3, Number 4, 1996, 199-203.

<sup>20</sup> Zissis A. Moschovidis, Amoco Production Co., Ronald P. Steiger, Exxon Production Research Co., Xiaowei Weng, Arco E&P Technology, Ahmed S. Abou-Sayed, Bp Exploration Inc. "The Mounds Drill Cuttings Experiment: Determining Placement Of Drill Cuttings By Hydraulic Fracturing Injection". Spe 48987.

Este rápido desarrollo se debe a que cada vez son más estrictas las regulaciones ambientales y se ha obtenido exitosamente una disminución en los costos de operación en comparación con respecto a otras opciones de eliminación y tratamiento de los recortes de perforación transformándose en una economía favorable para las operadoras, como es el caso de la petrolera británica BP que en 1993, en ese entonces Amoco Production Company, en el Campo Valhall, el cual es utilizado como referencial del precio de casi dos tercios del petróleo mundial y ubicado en el Mar del Norte en donde [340,000 bbl] de lechada de inyección, que contenían más de [76,000 bbl] de recortes.

BP demostró que la inyección de recortes puede constituir una forma de eliminación de residuos de petróleo económicamente efectiva, si se la compara con la eliminación en tierra firme. En ese momento, los ingenieros estimaron un ahorro de US\$ 550,000 por pozo del Campo Valhall, mediante el empleo de procesos de inyección de recortes en lugar de técnicas con base en tierra u otras técnicas de eliminación de recortes.<sup>21</sup> Casos de éxito como el anterior predominan en la industria<sup>22,23</sup> y como por mencionar uno más, se ha presentado en pozos como el Ewing Bank en el Golfo de México, donde la reinyección alcanzó el 46% de ahorro para un pozo similar<sup>24</sup>.

Sin embargo el costo de la eliminación de residuos no siempre es el impulsor que subyace al empleo de la tecnología CRI, pues en zonas remotas o ambientalmente sensibles, o en donde el entorno sociocultural es factor

---

<sup>21</sup> Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. Mi-Swaco, Houston, Texas, Eua. "Tecnología De Avanzada En El Manejo De Residuos De Perforación.

<sup>22</sup> Gunnar Sirevag And Arthur Bale, Statoil Als. An Improved Method For Grinding And Reinjecting Of Drill Cuttings. Spe/Iadc 25758. /

<sup>23</sup> Q. Guo, Spe, Terratek Inc., L.J. Dutel, Dfh Engineering, G.B. Wheatley, Spe, PanCanadian Resources, J.D.

Mclennan, Spe, And A.D. Black, Spe, Terratek Inc. Assurance Increased For Drill Cuttings Re-Injection In The Panuke Field Canada: Case Study Of Improved Design. Iadc/Spe 59118.

<sup>24</sup> Quanxin Guo And Thomas Geehan. M-I Swaco. An Overview Of Drill Cuttings Re-Injection – Lessons Learned And Recommendations. 11th International Petroleum Environmental Conference Albuquerque, New Mexico, October 12-15, 2004.

dominante, el manejo de los residuos de perforación constituye un tema desafiante ya que en ocasiones se verá aumentado los costos por tratamiento pero con cero descarga al ambiente en un ciclo cerrado creando un ambiente de confianza y la sensación de tranquilidad a las poblaciones cercanas a los pozos. Por otro lado las instalaciones para otros tratamientos, con frecuencia no están disponibles, o son logísticamente inaccesibles y costosas. En estas situaciones, la inyección de recortes y otras corrientes residuales asociadas en las formaciones quizás constituya el único método de eliminación ambientalmente aceptable.

Además en condiciones climáticas hostiles y extremas, en las que el clima invernal puede eliminar virtualmente las opciones de tratamiento en tierra firme, la tecnología CRI ofrece la única solución práctica para la eliminación de recortes y residuos de perforación.

Con todo esto, 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, lo que requiere que todos los residuos generados deben ser eliminados de una manera responsable.

Como la implementación de CRI se adapta a los requerimientos dados, las prácticas tradicionales de eliminación, especialmente aquellas que pueden traer

**Tabla 1.** Operaciones de reinyección a nivel mundial

Caso de éxito a nivel mundial		
OPERADOR	PAIS	CAMPO/EQUIPO
BP Amoco	Noruega	GYDA
BP Amoco	Reino Unido	Harding
Unocal	Alaska	Granite Point
BP Amoco	Noruega	ULA

Shell/Dowell	Gabon	Rabi
BP Amoco	Alaska	Badami
Statoil	Dinamarca	Siri
Phillips	Reino Unido	Rowan Gorilla 4
BP Amoco	Reino Unido	Bruce
BP Amoco	Reino Unido	ETAP
BP Amoco	Reino Unido	Magnuls
Shell/KCA	Reino Unido	North Cormorant
Shell/KCA	Reino Unido	Tern Alpha
Shell/KCA	Reino Unido	Kolskaya
Danop/Amerada	Dinamarca	Land
Pogo	USA	Alpine
Arco	Alaska	Ensco 69
Conoco	USA	Baltic 1
Mobil	USA	Earl Fredrikson
Halliburton	USA	Ocean Triton
Vastar	USA	Ocean Triton
Santa Fe/Snyder	USA	Rowan 24
Pan Canadian	Canada	Rowan Gorilla 3
Unocal	Alaska	Cook Inlet
Unocal	Alaska	Bruce
Petroquest	USA	Falcon 23
Exxon Mobil	USA	H&P 107
Burlington	USA	Pit Closure
Hibernia Group	Canada	Hibernia
Halliburton	USA	Pit Closure / Viator # 1
Halliburton	USA	Summit #4
PEMEX	Mexico	Abkatun C
PEMEX	Mexico	Abkatun P
PEMEX	Mexico	Abkatun S
Baker Hughes	Peru	Pozos CR1-1R
MI-SWACO	Argentina	Acambuco
Petroecuador	Ecuador	Sacha
Pluspetrol	Bolivia	RGD 82

Como resultados de dependencia del almacenamiento y transporte, suponen costos de logística, de seguridad y exposición que podrían generar responsabilidad a largo plazo. Al innovar 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, tratamiento, transporte y alto performance en QHSE.

Por lo tanto los cuatro principales ejes para la elección de la tecnología CRI son el volumen de recortes, la normatividad ambiental, la logística y el costo del proceso, además 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.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN**

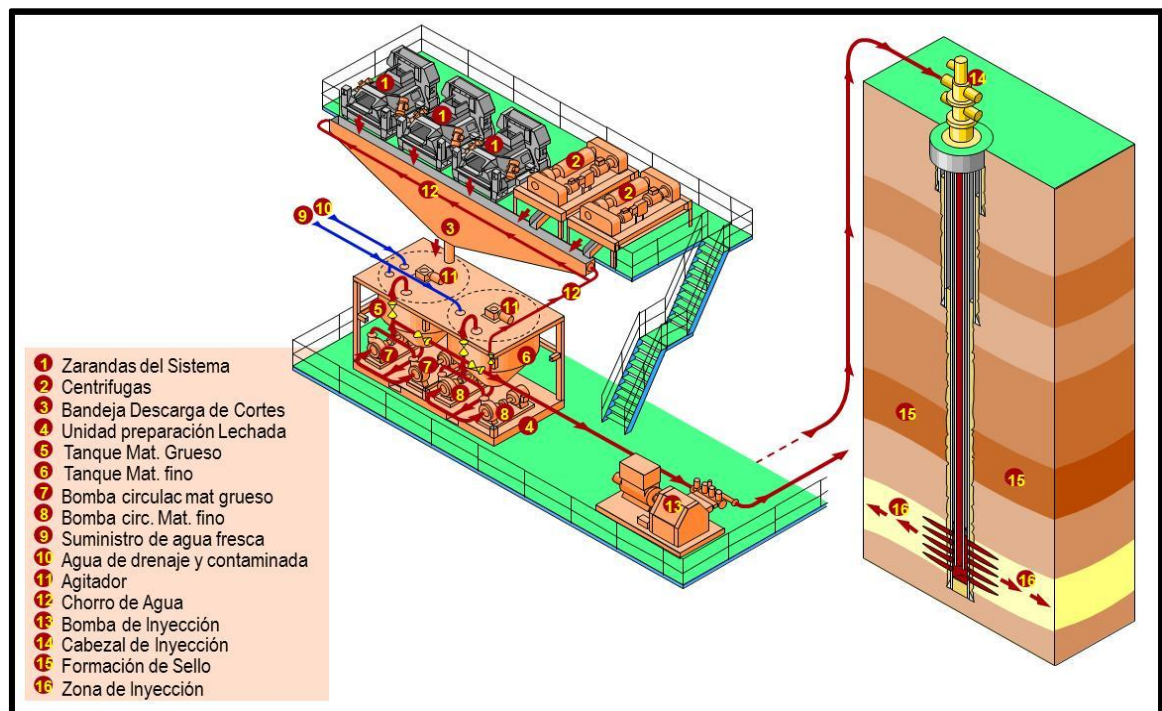
Los cuttings producidos durante las operaciones de drilling llegan a la superficie transportados por el lodo utilizado. Esta mezcla pasa por un proceso de control de sólidos donde se recupera parte del lodo utilizado y los sólidos son separados y almacenados en tanques, según las condiciones de espacio 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 ya identificada a una presión, tasa de bombeo y condiciones reológicas óptimas para

crear fracturas hidráulicas en la formación y allí almacenar los sólidos, como se puede ver en la figura 10.

La idea es entonces crear un sistema de fracturas por medio de la tecnología del fracturamiento hidráulico en una formación donde se almacenen los recortes 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.

En ese sentido 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.

**Figura 10.** Principales componentes del equipo de reinyección.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

## **2.3 PÁRAMETROS INVOLUCRADOS EN LA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN<sup>25</sup>**

Los parámetros operativos son parte de la conducción de compromisos 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:

**2.3.1 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.

**2.3.2 Concentración de los sólidos.** Se utiliza como medida preventiva para una disposición segura e ininterrumpida de recortes, 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.

**2.3.3 Condiciones reológicas de la lechada.** Es necesario controlar ciertos parámetros inherentes como la viscosidad para que los recortes 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.

**2.3.4 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.

---

<sup>25</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Desing Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308.

**2.3.5 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.

**2.3.6 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.

**2.3.7 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.

**2.3.8 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.

## **2.4 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 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 recortes, 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.

**2.4.1 Cabezal de pozo**<sup>26</sup> Un cabezal de pozo como se muestra en la figura 11, el cual pertenece a una operación offshore y la figura 12 para una operación en onshore; 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 está sellado por el cabezal del pozo, para evitar esfuerzos máximos. Los Wellheads además deben estar diseñados para resistir la erosión máxima esperada y prevenir el desgaste erosivo en los puertos de entrada.

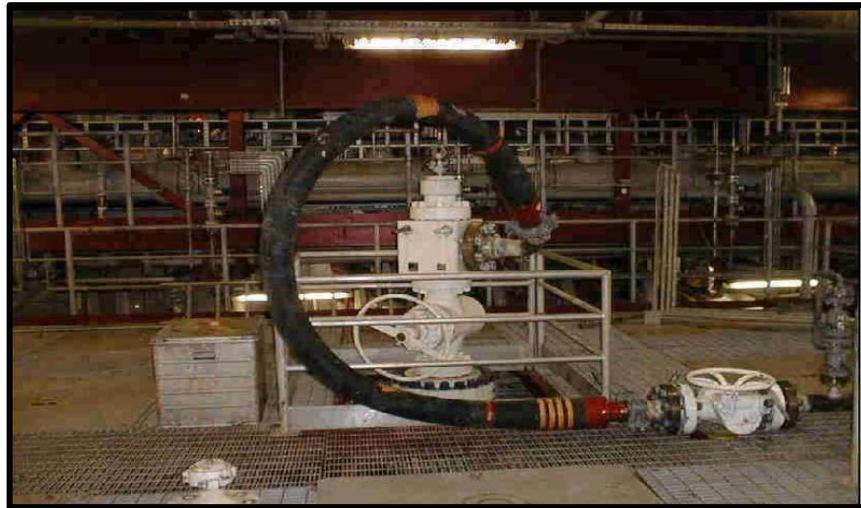
Los sistemas de cabezal de pozo deben diseñarse para:

- 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

---

<sup>26</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Design Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308.

**Figura 11.** Cabezal de pozo en operación offshore



**Fuente:** Kenneth R. Kunze (ExxonMobil) and Helge Skorve (ExxonMobil). Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. Merits of Suspending the First Platform Well as a Cuttings Injector. SPE 63124.

**Figura 12.** Cabezal de pozo en operación onshore.



**Fuente:** 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. MI SWAC.

**2.4.2 Sistema de control de sólidos.** Un sistema de control de sólidos tiene como función 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.

## **2.5 COMPONENTES DEL PROCESO DE REINYECCIÓN**

Para realizar una operación de reinyección de recortes se debe tener un apropiado diseño y para garantizar el éxito en el momento de ejecución de la tecnología CRI se debe dar cumplimiento a cada etapa inherente al proceso, a continuación se describen los tres sistemas que componen el proceso de reinyección.

**2.5.1 Sistema de transporte de recortes**<sup>27</sup>. 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 recortes son llevados a superficie hasta un punto B, la disposición de recortes durante operación o cuando el pozo es destinado a solo inyección. La configuración del sistema de transporte de recortes integra el proceso desde la unidad de acondicionamiento donde se seleccionan los recortes 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

---

<sup>27</sup> A. Alba, F. Fragachan, A. Ovalle, And T Shokanov, M-I Swaco. Enviromentally Safe Waste Disposal: The Integration Of Cuttings Collection, Transport And Reinjection.Spe 108912.

sitio de la perforación, El transporte, en caso de tener un pozo dedicado completamente a la reinyección de recortes 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 recortes 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.

**2.5.2 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 13 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.

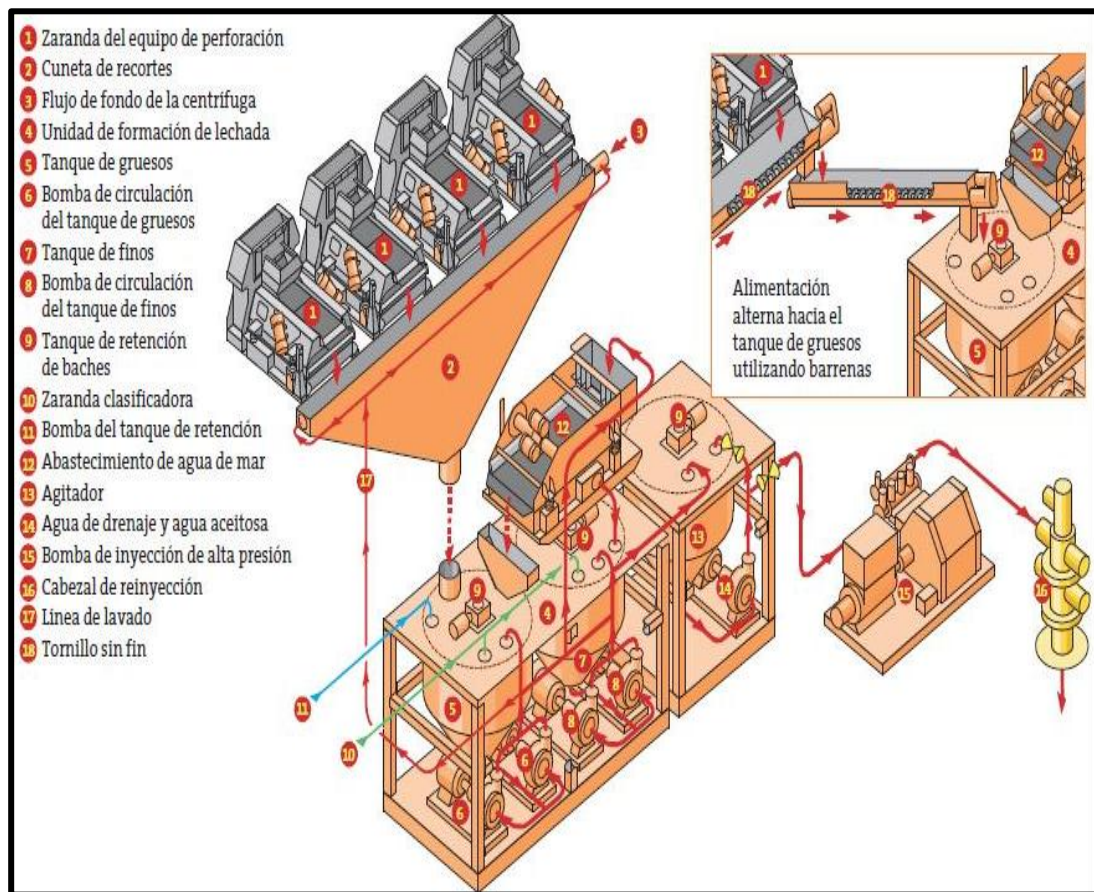
**Figura 13.** Sistema de colección por gravedad



**Fuente:** A. Alba, F. Fragachan, A. Ovalle, and T Shokanov, M-I SWACO. *Environmentally Safe Waste Disposal: The Integration of Cuttings Collection, Transport and Reinjection.* SPE 108912.

**2.5.3 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 recortes se exponen a este tipo de transporte solo y cuando los materiales pueden causar atascamiento en el sistema. En la figura 14 se muestra un esquema del equipo.

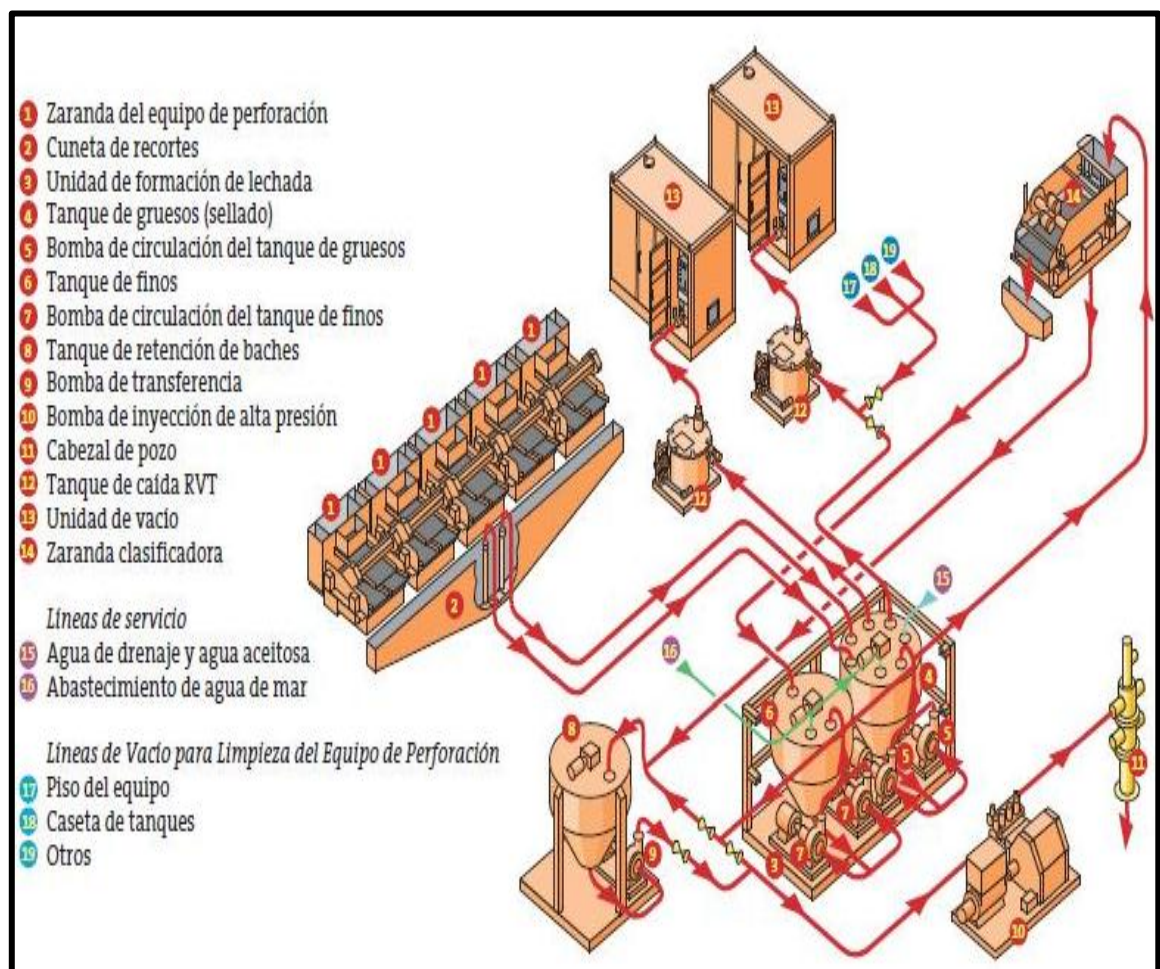
**Figura 14.** Sistema de transporte en taladros



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**2.5.4 Sistema de transporte al vacío.** En la figura 15 se muestra un esquema del equipo. 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 15.** Sistema de transporte de recortes al vacío.

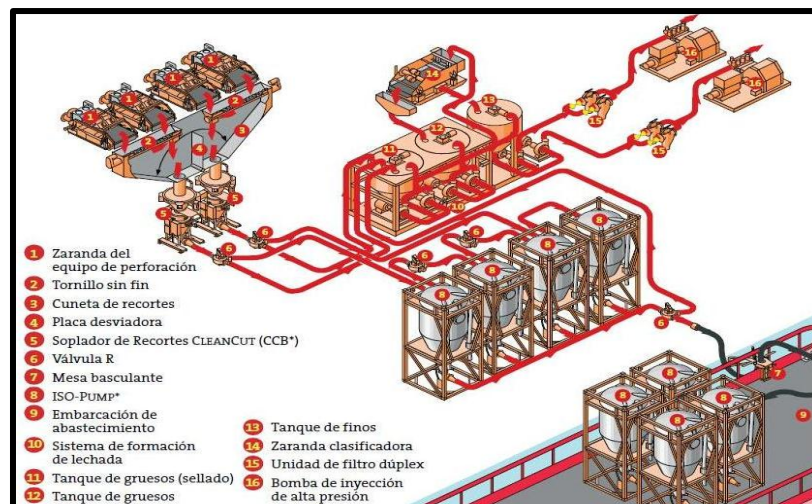


**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**2.5.5 Sistema neumático recolección de recortes cleancut.** El sistema neumático CLEAN CUT es por mucho el sistema de transporte más flexible, proporciona muchas más opciones para colocar el equipo CRI. También proporciona capacidades de almacenamiento de recortes 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 16.** Sistema neumático recolección de recortes cleancut.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**2.5.6 Sistema de acondicionamiento de lechada<sup>28</sup>.** Una vez que los recortes han sido transportados desde el lugar de origen durante las operaciones de perforación, el sistema de acondicionamiento de lechada para la reinyección de recortes proporciona un medio de degradación a niveles aceptables a cierto tamaño de partícula según especificaciones. La homogenización de los recortes 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.

**2.5.6.1 Tanque secundario.** Cómo se observa en la figura 17; una vez que los recortes entran al tanque de mezcla, estos son mezclados con agua mediante la circulación de los recortes en los tanques secundarios usando bombas centrifugas 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.

**2.5.6.2 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.

---

<sup>28</sup> A. Alba, F. Fragachan, A. Ovalle, And T Shokanov, M-I Swaco. Enviromentally Safe Waste Disposal: The Integration Of Cuttings Collection, Transport And Reinjection. Spe 108912.

- Asegura una concentración de sólidos específica.

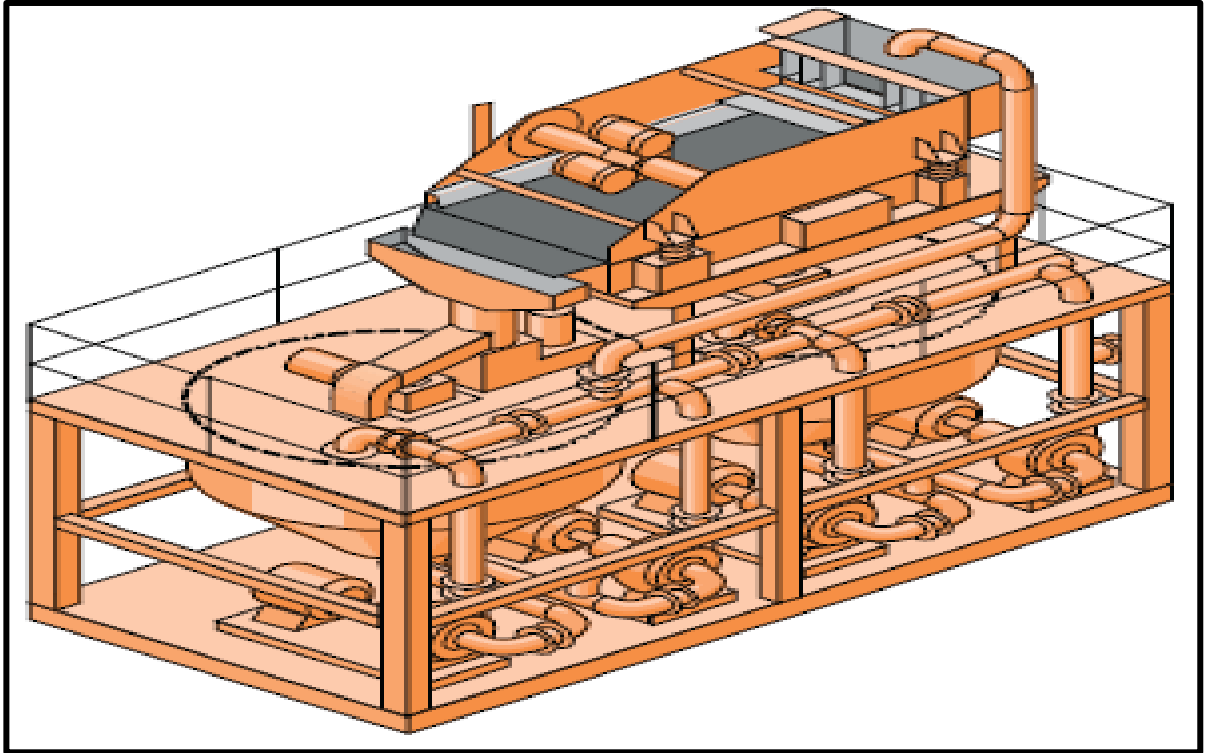
Si el material no se reduce al tamaño especificado en el tanque secundario se reducirá aún más con un triturador, donde se bombea de nuevo a la zaranda. Este proceso es un completo sistema de circuito cerrado con arena, que en gran medida ayuda a minimizar el desgaste extremo de la degradación de las 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. Ver figura 18.

**Figura 17.** Tanque secundario



**Fuente:** Julio Ronderos (M-I SWACO) Adriana Ovalle Geomechanical Modeling Techniques Applied to Waste Injection Process. ARMA-10-397.

**Figura 18.** Zaranda de clasificación



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**2.5.6.3 Tanque de almacenamiento.** Figura 19; 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 19.** Tanque de almacenamiento.



**Fuente:** 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. MI SWAC.

**2.5.7 Sistema de reinyección.**<sup>29</sup> 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 la lechada de inyección, previo estudio geológico de la formación receptora y hardware de monitoreo. En general, los tres principales componentes de este sistema son:

---

<sup>29</sup> Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**2.5.7.1 Tanque de aguas residuales.** Figura 20; 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 recortes se mantengan dispersos y en suspensión hasta que el operador encargado del proceso determina el tiempo para la reinyección.

**Figura 20.** Tanque de aguas residuales.

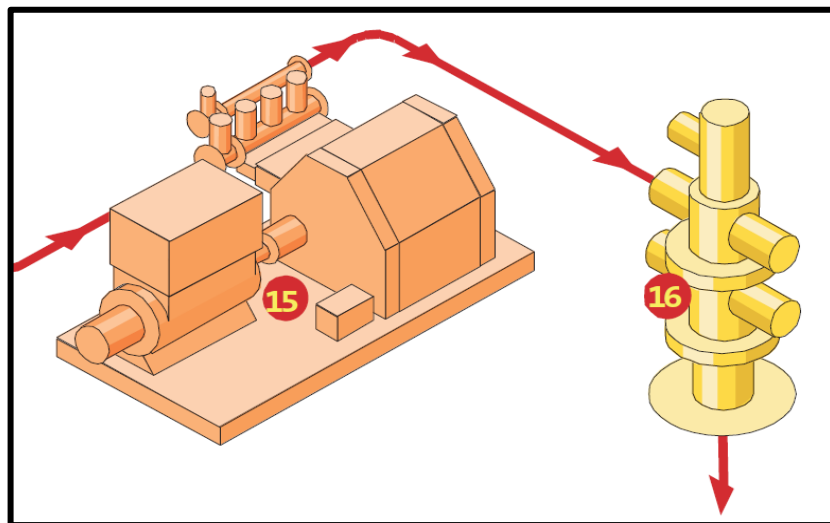


**Fuente:** Experiencia de la aplicación de la tecnología de inyección de residuos de perforación (WI) en el yacimiento Acambuco ubicado en el Norte de Argentina.

2010. MI SWAC.

**2.5.7.2 Bomba de inyección.** La bomba de inyección se 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. Ver figura 21.

**Figura 21.** Bomba de Inyección.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

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.

**2.5.7.3 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.

**2.5.7.4 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.

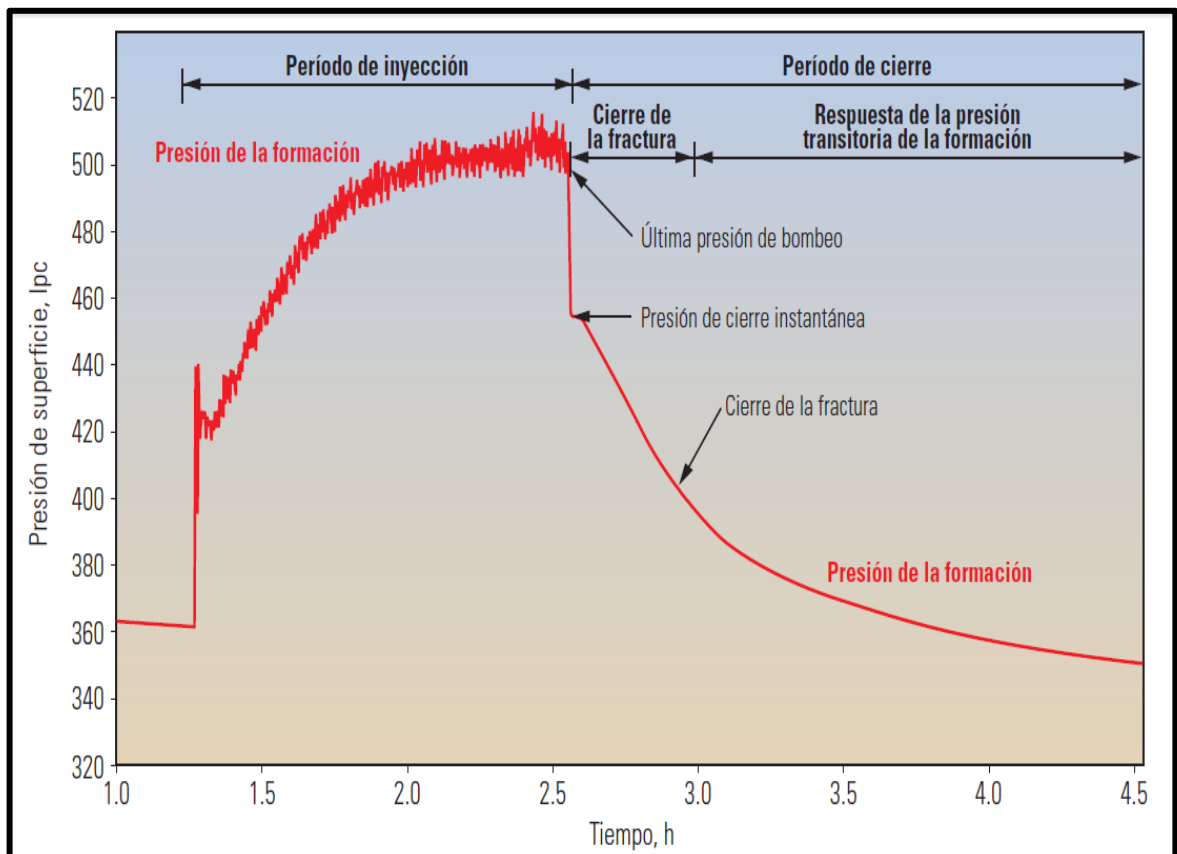
**2.5.7.5 Monitoreo de la presión.** Constituye la base para comprender como está operando un pozo de reinyección las tendencias de la presión con el tiempo proporciona un indicador clave del desempeño de las operaciones. Si la presión se incrementa lentamente con el tiempo, se puede hablar de un relleno 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.

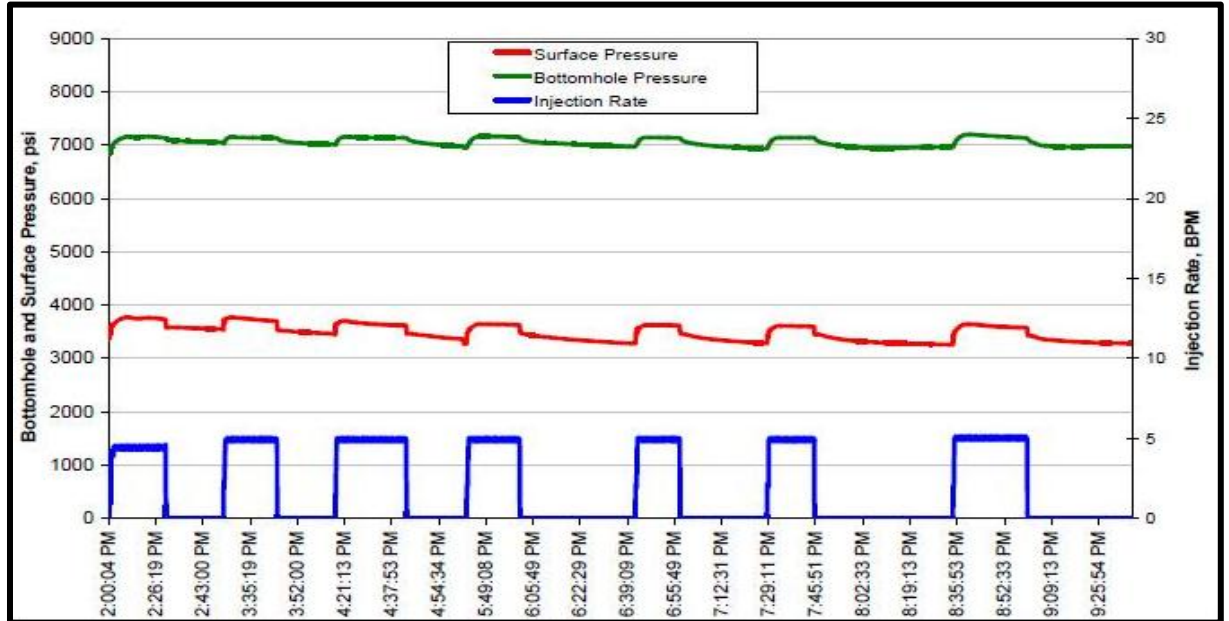
También se necesita la supervisión de la presión anular si las condiciones de la tubería de inyección y del revestidor son inciertas. Estos datos se monitorean cuidadosamente durante la operación y son analizados con más detalle para controlar el fracturamiento hidráulico a largo plazo y llevar un historial del pozo. La figura 23 muestra el registro de presión de superficie, presión de fondo y tasa de inyección.

**Figura 22.** Monitoreo de presiones



**Fuente:** Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

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



**Fuente:** Talgat Adilhanovich Shokanov (M-I SWACO) | Kenneth George Nolte (Schlumberger) Waste Subsurface Injection: Pressure Injection and Decline Analysis. SPE-105387-MS.

**2.5.7.6 Monitoreo de las propiedades reológicas de la lechada de reinyección.** Debe ser llevado a cabo continuamente, por lo menos una vez por turno mientras que las unidades de lechada de recortes 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.

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

**2.5.7.8 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.

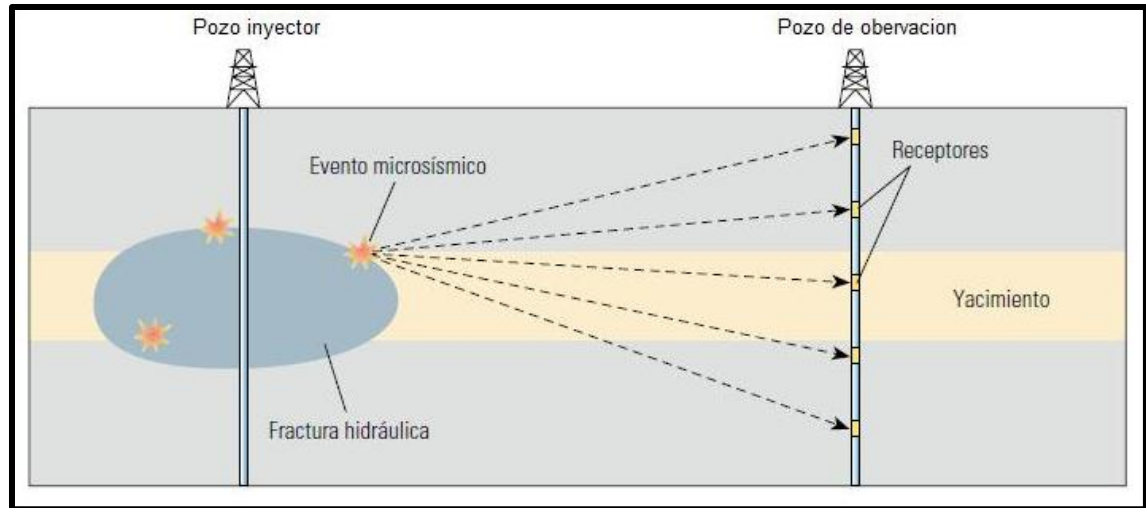
**2.5.7.9 Monitoreo micro-sísmico.** Proporciona una visión en vivo del desarrollo de la fractura, de qué manera se puede evaluar y modificarse en caso que sea necesario.

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.

## 2.6 ESCENARIO DE REINYECCIÓN

Como en todo proyecto de la industria de los hidrocarburos, y en este caso del perfil de perforación, siempre se ha distinguido en una larga trayectoria porque los

operadores se preocupan por lograr un equilibrio entre la minimización del impacto ambiental y económico, el mantenimiento de la estabilidad del pozo y la maximización de la eficiencia de los objetivos de un proyecto, por eso la implementación de la tecnología de la reinyección de recortes de perforación no es extraña ni la excepción a este prototipo de altos niveles de exigencia, pues su exitoso reconocimiento como ya se ha mencionado<sup>30</sup>, se ha reconocido precisamente porque involucra muchos aspectos orientados en una cuidadosa planificación de ingeniería, permisos, control y aseguramiento de la operación, gestión de riesgos y los procedimientos operativos de contingencia.

Después de identificar los tipos y volúmenes de residuos generados y aquellos que se consideren adecuados para la re-inyección, se debe identificar un esquema de inyección, es decir, la situación bajo la cual se regresarán a su sitio de origen por expresarlo en otras palabras. La manera de reinyectar los recortes puede ser empleado bajo dos tipos de inyección principal, ya sea inyección a través del anular del casing o en un pozo inyector dedicado, y además de estos dos hay una serie de opciones de escenarios para realizar la inyección de los recortes de perforación<sup>31</sup>. La siguiente lista menciona algunos de los escenarios más comunes:

- La inyección en un pozo de producción a través del anular del casing.
- La inyección en un pozo mientras se está perforando a través de su casing anular.
- La inyección en un pozo redundante.
- La inyección en un dedicado reinyección.

---

<sup>30</sup> Tabla 1. Operaciones De Reinyección A Nivel Mundial.

<sup>31</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Desing Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308.

Ahora bien en caso de que una compañía planifique la perforación de un nuevo pozo, éste estará sujeto al análisis geológico previo para la implementación de la tecnología; pero sí en cambio es un pozo existente dependerá del tipo de completamiento que éste tuviese, la profundidad de la zona productora y receptora, el tamaño del volumen de los recortes y desechos producidos, propiedades de la formación receptora y estructuras geológicas.

**2.6.1 Reinyección a través del anular del casing.** Según las investigaciones, la literatura señala que uno de los escenarios una vez la lechada este creada y acondicionada a partir de los recortes de perforación, y que puede ser almacenada en una formación es por medio de la inyección anular<sup>32</sup>. Este tipo de inyección consiste en inyectar la lechada por medio del espacio anular existente entre los completamientos de un pozo. Es necesario aclarar que 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.

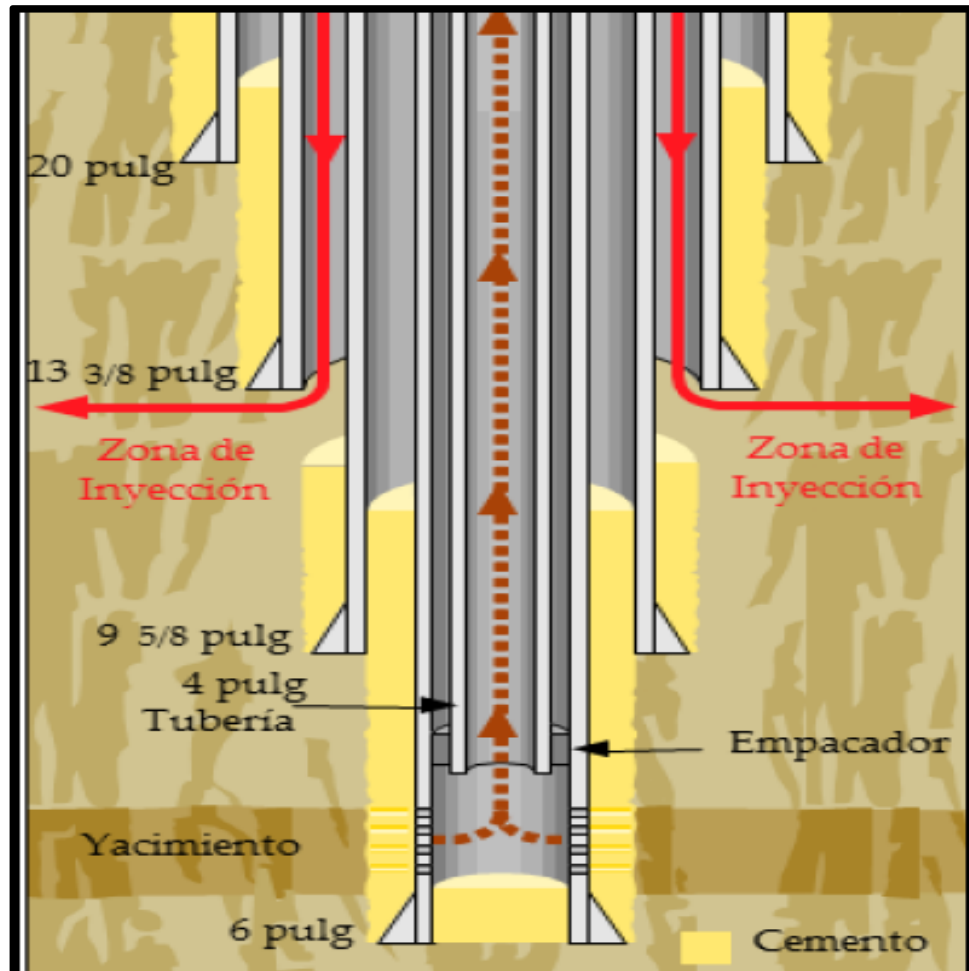
Este espacio anular debe estar abierto a la formación, ya que en algunas ocasiones de acuerdo al programa de perforación establecido previamente, los espacios anulares han sido aislados con cemento, con el propósito de evitar alguna migración de fluidos en la etapa de perforación o producción. Dependiendo 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".

---

<sup>32</sup> Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. Mi-Swaco, Houston, Texas, Eua. "Tecnología De Avanzada En El Manejo De Residuos De Perforación.

**Figura 25.** Inyección por el Anular del casing 1.

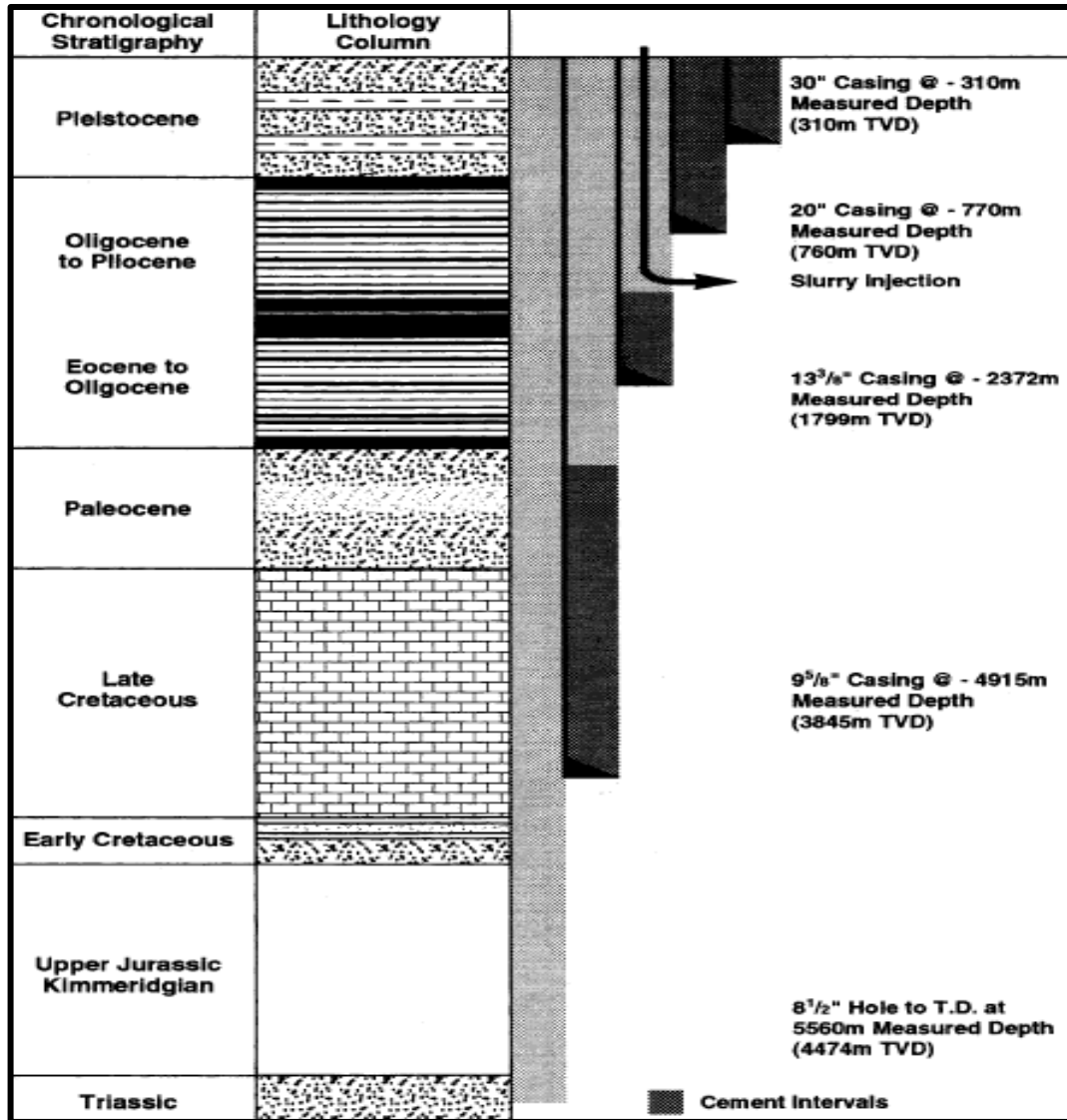


**Fuente:** MI SWACO. Houston, Texas. Cuttings Re-Injection. Site-specific to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site.

Como también se puede visualizar en la figura 26 la reinyección en el espacio anular existente entre las tuberías de revestimiento de 20" y 13 3/8", de la Plataforma Clyde ubicada en el Mar del Norte<sup>33</sup>.

<sup>33</sup> R.C. Minton, Spe, And Byron Secoy, Bp Explorating Co, Ltd. Noviembre 1993. Annular Reinjection Of Drilling Wastes. Spe 25042

Figura 26. Reinyección por el Anular del casing 2.



Fuente: R.C Minton, SPE and Byron Secoy. Annular reinjección of drilling wastes.1993.

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<sup>34</sup>:

- 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.

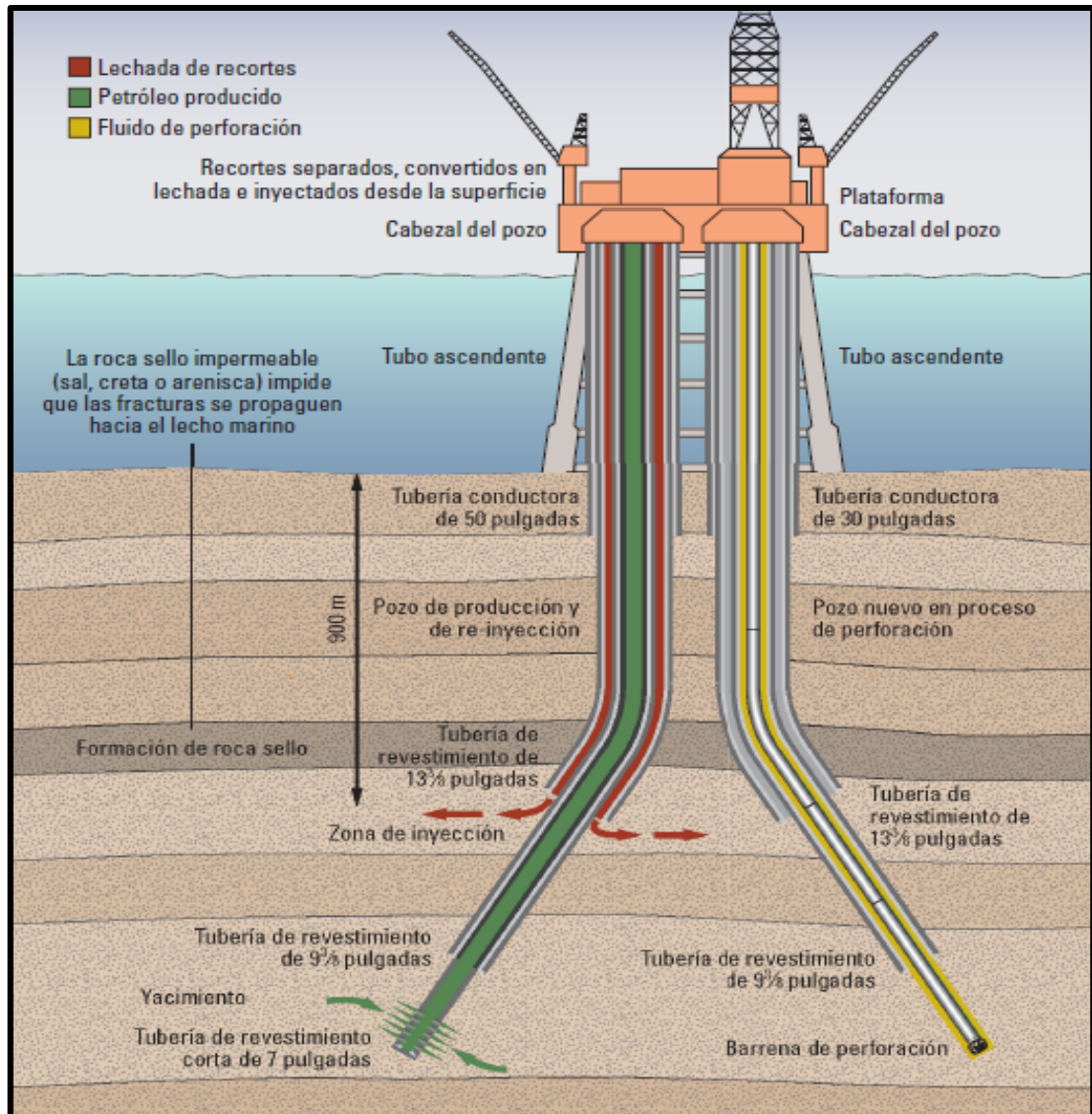
En la figura 27 se muestra el esquema de una operación de inyección anular, con operaciones simultáneas de perforación y producción. Ahora bien, estas operaciones no sobra mencionar nuevamente que se implementaron inicialmente campos costa afuera, ya que por la reducción del espacio que hay en el taladro es

---

<sup>34</sup> R.C. Minton, Spe, And Byron Secoy, Bp Explorating Co, Ltd. Noviembre 1993. Annular Reinjection Of Drilling Wastes.

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 27.** Reinyección anular con operaciones simultáneas de perforación y producción.



**Fuente:** Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

Por otra parte es importante señalar que los casos de éxito a nivel mundial<sup>35</sup> han demostrado que la inyección anular, en general, se prefiere porque a menudo es más económico si la duración del proyecto es corta y volumen de inyección prevista no es demasiado grande. El ahorro importante de esta opción es el costo de perforar y completar así una disposición dedicada. Sin embargo, operativamente, la inyección a través de una disposición dedicada tiene más flexibilidad.

**2.6.1.1 Ventajas y desventajas de la reinyección anular.** La inyección anular sólo es posible si el espacio anular de un sarta de revestimiento intermedio en un pozo existente está abierto a una formación subterránea adecuada y esto bien satisface una gama de criterios de selección. Para que tenga éxito, por ejemplo, las presiones de inyección permisibles para inyectores anulares suelen ser inferiores a las presiones permitidas para pozos dedicados a causa del estallido y colapso del casing para inyectores anulares.

Se debe tener en cuenta que cuando se perfora un pozo que será utilizado en el futuro para inyección anular, es importante dejar el espacio anular con una salmuera libre de sólidos que sea compatible con la formación en la zapata del revestimiento. No obstante la inyección anular no siempre es posible y a continuación en la siguiente tabla 2 se da las razones para esto.<sup>36</sup>

---

<sup>35</sup> Casos De Éxito.

<sup>36</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Desing Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308.

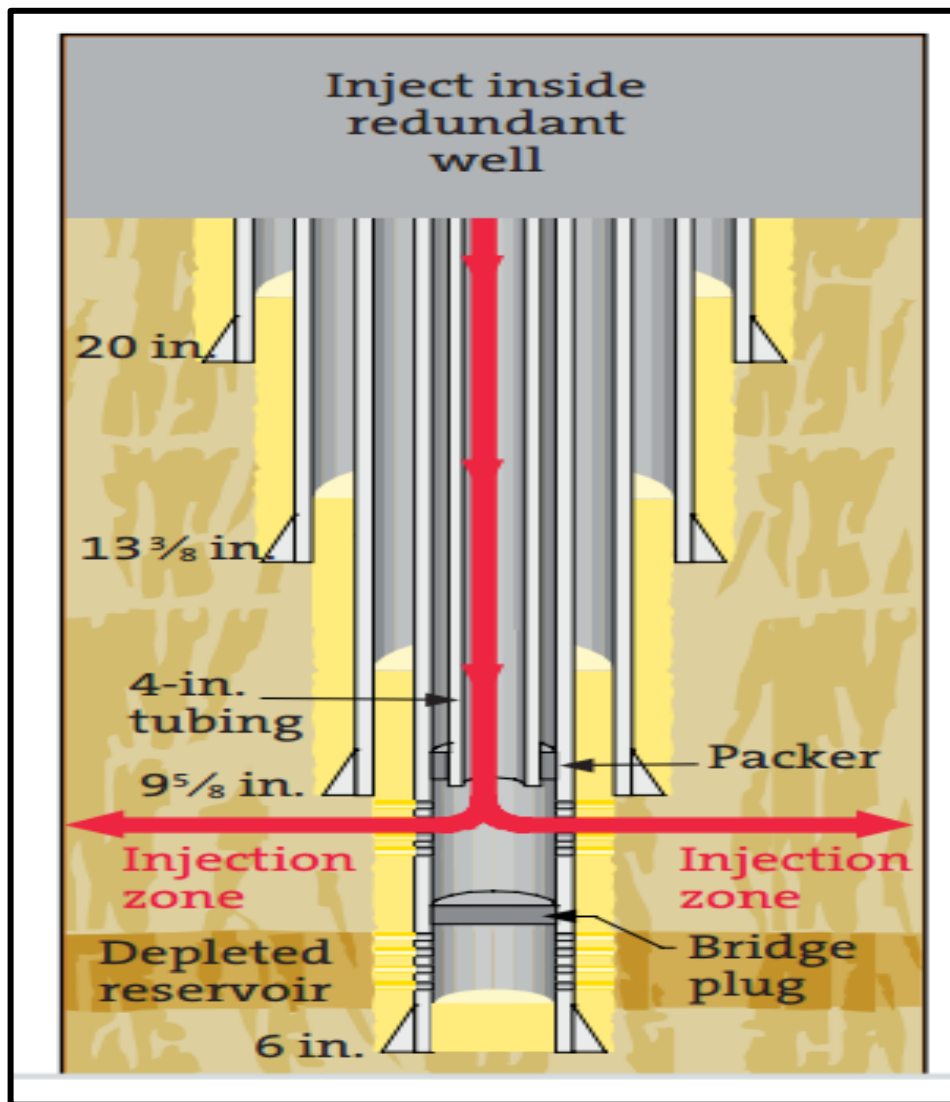
**Tabla 2.** Ventajas y desventajas de la reinyección anular.

VENTAJAS	DEVENTAJAS
Realizar operaciones de perforación simultánea.	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 recortes, 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.

**2.6.2 Reinyección por pozo redundante.** Este escenario se presenta 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 28 se muestra de qué manera se realiza una operación de reinyección, mediante un pozo redundante. Además de conectar la formación receptora 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.

**2.6.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante.** En la tabla 3 se muestran las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de recortes por medio de la tubería de producción.<sup>37</sup>

**Figura 28** Reinyección de lechada por pozo redundante



**Fuente:** MI SWACO. Houston, Tezas, EUA. Cuttings Re-Injection. Site-specific to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site.

<sup>37</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Design Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308"

**Tabla 3.** Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante.

VENTAJAS	DEVENTAJAS
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 revestimiento.
El pozo empleado puede convertirse en centro de acopio, para disponer los desechos de otros pozos.	Se puede llegar a presentar problemas de corrosión en la tubería de producción, así como asentamiento de partículas en tope

**2.6.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado**<sup>38</sup>. En este escenario 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. La segunda posibilidad es recomendada y asequible, pues 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 un objetivo específico, lo que facilita el diseño del completamiento y no está sujeta a diferencia de la inyección anular, y a la configuración del completamiento del pozo. Debido a que el pozo es diseñado solamente con propósitos de reinyección, y

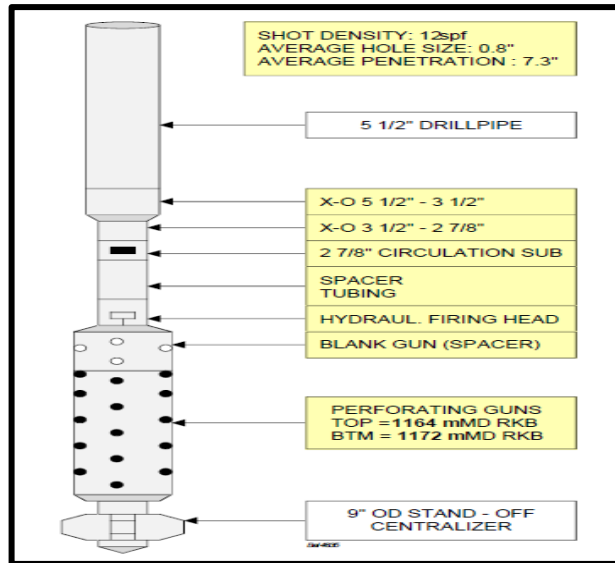
<sup>38</sup> Kenneth R. Kunze (Exxonmobil) And Helge Skorve (Exxonmobil). Annual Technical Conference And Exhibition Held In Dallas, Texas, 1–4 October 2000. Merits Of Suspending The First Platform Well As A Cuttings Injector. SPE 63124

ciertas modificaciones en cabeza pueden ser efectuadas para minimizar los daños ocasionados por una inyección prolongada.

Cuando 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 recortes 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.

A continuación se muestra un ejemplo de la reinyección de recortes por medio de un pozo dedicado operado por ExxonMobil que se desarrolló desde la plataforma ExxonMobil Norway en el Bloque 25/8 del Mar del Norte en donde la perforación fue en abril de 1999 y el primer pozo perforado desde la plataforma fue el B-17. En la figura 29 se observa el equipo que se utilizó para cañonear la zona receptora y realizar la fractura de reinyección.

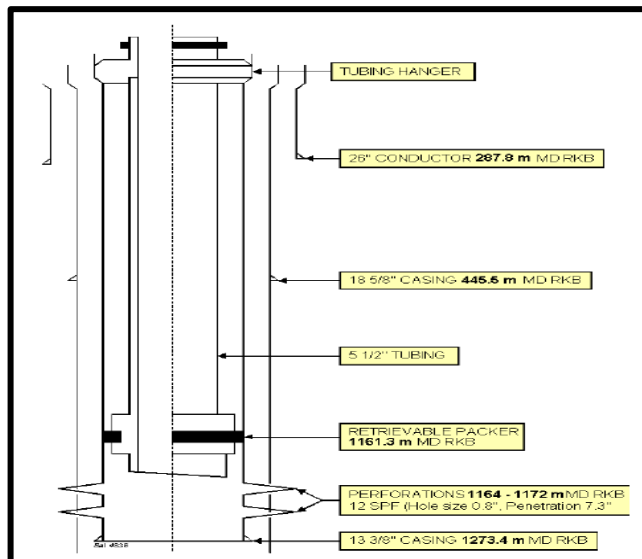
**Figura 29.** Equipo de cañoneo.



**Fuente:** Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. Merits of Suspending the First Platform Well as a Cuttings Injector. SPE 63124

Así mismo en la figura 30 se detalla el estado mecánico del pozo, su completamiento y la profundidad de la zona receptora.

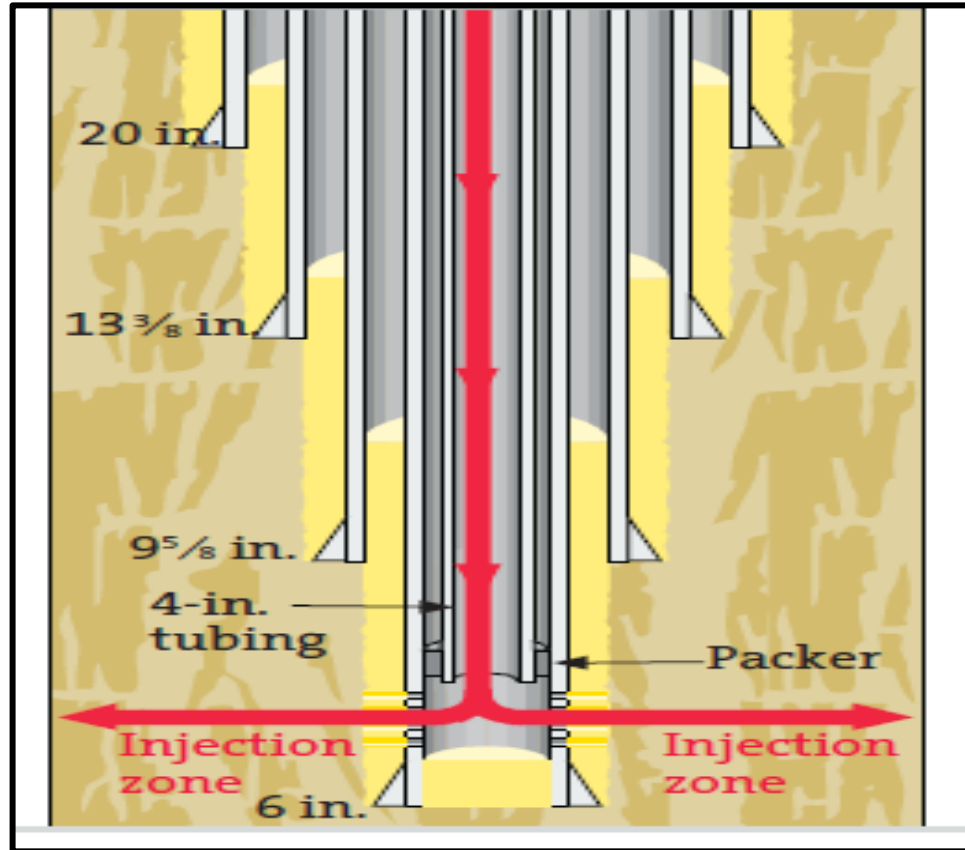
**Figura 30.** Estado mecánico de un pozo dedicado.



**Fuente:** Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. Merits of Suspending the First Platform Well as a Cuttings Injector. SPE 63124

Y por último en la figura 31, se detalla cómo fluiría este escenario de reinyección.

**Figura 31.** Reinyección de recortes en pozo dedicado.



**Fuente:** MI SWACO. Houston, Tezas. Cuttings Re-Injection. Site-specific to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site.

**2.6.3.1 Ventajas y desventajas de la reinyección en pozos dedicados.** En comparación con la inyección anular las ventajas de las operaciones de inyección tubulares, ya sea en un pozo dedicado temporal o permanente se muestran en la tabla 4.<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Design Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308"

**Tabla 4.** Ventajas y desventajas de la reinyección en pozos dedicados.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Pueden ser diseñados para dirigirse específicamente a una formación receptora adecuada.	Es solamente viable, si la cantidad de recortes producidos amerita la perforación de un pozo.
A menudo pueden acomodar grandes volúmenes de recortes de perforación y residuos.	En caso de perforar un pozo para la implementación exclusiva de reinyección de recortes, puede ser muy costoso.
Ellos pueden tener un menor impacto en las operaciones de perforación y permiten ciertas modificaciones en la cabeza del pozo que pueden minimizar el desgaste erosivo por la inyección prolongada de la lechada.	En caso de ser pozo abandonado, está sujeto a la configuración de completamiento que este tenga.
Si la litología de la formación es apropiada, múltiples zonas de reinyección son posibles en el mismo pozo.	
Si se produce el taponamiento, son relativamente fáciles de limpiar con medidas correctivas coiled tubing que es imposible en reinyección anular.	

### **3. ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN DE DISPOSICIÓN Y ASPECTOS DE LA GEOLOGIA DEL SUBSUELO**

La consideración más importante dentro de un proyecto de reinyección de recortes es la contención segura de la lechada inyectada al interior de la formación y la correspondencia de esta seguridad con la disminución del impacto ambiental que se puede generar. Las formaciones receptoras deben ser seleccionadas cuidadosamente y realizando un meticuloso análisis de las variables en juego, para que la lechada inyectada no tenga ocasión de migrar hacia la superficie o a zonas con un alto riesgo de contacto y contaminación ambiental. La selección de la formación más segura está sujeta e íntimamente ligada a la realización de un profundo y exhaustivo estudio estratigráfico de la zona a impactar y de los aspectos geológicos que pueden ser o no afectados por dicho impacto<sup>40</sup>.

#### **3.1 CRITERIOS ESTRATIGRAFICOS<sup>41</sup>**

Una típica información estratigráfica nos proporciona las bases para poder realizar interpretación de las rocas sedimentarias, metamórficas y volcánicas estratificadas, y además para poder realizar una correcta identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas que para nuestro caso las formaciones de mayor importancia por la facilidad para almacenar hidrocarburos y a su vez otro tipo de fluidos son las sedimentarias y esta información nos muestra la secuencia de estas rocas y las posibles zonas prospecto según sea el propósito , estos datos

---

<sup>40</sup> Thomas Geehan Alan Gilmour Quan Guo M-I SWACO Houston, Texas, EUA. 2007. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

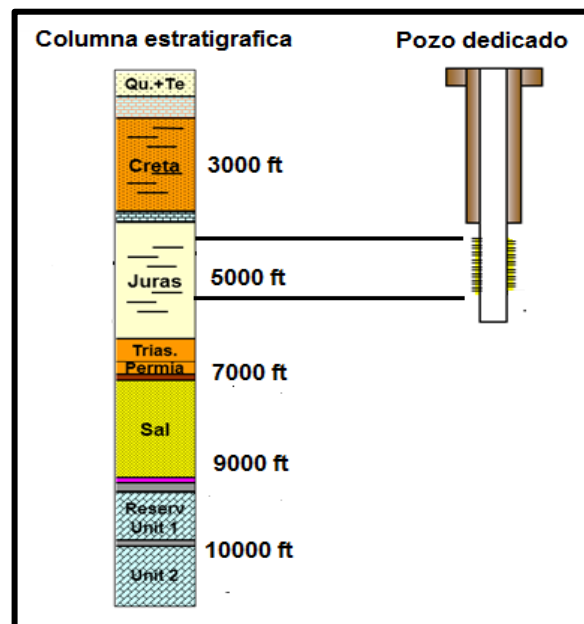
<sup>41</sup>P.R Schuh, Conoco Uk Ltda. And Bw Scoy And Eric Sorrie, Thule Rigtech 1993 Cutting Reinjection On The Murdoch Development Project In The Southern Sector Of The North Sea Spe 26680

vienen estructurados con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más jóvenes en la parte superior lo cual es una herramienta útil para la localización de estructuras de interés por medio de la discontinuidad en estos patrones.

Este proceso trata de definir los materiales que componen el estrato de interés, la delimitación de la unidad de roca, además de mostrar una 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 para el caso de la inyección con fines como el fracturamiento o la reinyección de recortes.

Teniendo identificadas las zonas óptimas para el caso en particular donde es factible el desarrollo de una reinyección de recortes, se procede a realizar un estudio específico de las formaciones seleccionadas para la ejecución de la operación. La figura 32 representa una columna estratigráfica después de un estudio detallado de las características que tiene las diferentes formaciones.

**Figura 32.** Columna estratigráfica.



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

### 3.2 FORMACIONES APTAS PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES

**Tabla 5.** Reacciones que se generan al inyectar la lechada en diferentes.<sup>42</sup>

Tipo de roca	Reacción
Areniscas	Se considera que la lechada de recortes puede contaminar a la formación.
	Se espera tener un alto rango de valores para el "Leak-off"
	Puede considerarse que los valores esperados de volumen de fractura deben estar en un rango bajo.
Arcillas	Por lo general admiten un menor volumen de lechada de recortes comparada con las areniscas.
	Se consideran con un Largo viaje de la fractura a través de un bajo rango en los valores de "leak off".
	Es necesario tener gran potencial en la bomba para que incremente el tamaño de la fractura la fractura.
Calizas	Proporcionar importantes propiedades debido a la limitación de alto estrés sobre el terreno.
	Los valores de "leak off" proporcionan el crecimiento de las fracturas.
	Se puede considerar que las formaciones de calizas pueden ser usadas como formaciones de almacenamiento de lechada de recortes de perforación.

### 3.3 GEOLÓGIA DE LA ZONA

Una herramienta clave son las estructuras geológicas las cuales nos permiten determinar la zona más segura en la cual se pueda desarrollar la operación de reinyección de recortes, 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

<sup>42</sup> Modificado De Waste Disposal By Deep Well Injection. Oil Industry Plc.Zagreb. V. Brkic.

adelante. A continuación se describen los datos y recursos necesarios para realizar un análisis geológico.<sup>43</sup>

**3.3.1 Geología del Subsuelo.** El reconocimiento de la geología subsuperficial dicta la selección de estrategias de inyección y la selección de la zona de desecho. La siguiente información es requerida para un estudio DCRI para caracterizar las propiedades de la geología del subsuelo y de formación específicos del sitio. Se entiende que muchos de los datos requeridos no se encuentren disponibles en el momento de un estudio DCRI. Sin embargo, es importante proporcionar los datos disponibles lo más completamente posible de modo que pueden hacerse las mejores estimaciones para la información que haga falta. Además hay que tener en cuenta las distintas formaciones de depósitos que a menudo son pasadas por alto, por lo que se hace necesario e importante solicitar la extracción de muestras y pruebas en formaciones poco profundas durante la etapa de planificación del proyecto además de algunos datos tales como:

- Una sección transversal geológica y cualquier marcador litológicos significativos a través de la zona.
- Secuencia litología es necesaria para la identificación y selección de las opciones de zona de inyección. Esto se puede obtener a partir de la descripción de sección geológica, registro de Gamma Ray o registros de lodo de esquejes.
- Registros de Gamma Ray, densidad, porosidad, Sónico (tanto de cizallamiento y de compresión) de manera que se pueda realizar un estudio de análisis de

---

<sup>43</sup> P.R Schuh, Conoco Uk Ltda. And Bw Scoy And Eric Sorrie, Thule Rigtech 1993 Cutting Reinjection On The Murdoch Development Project In The Southern Sector Of The North Sea Spe 26680.

registro para obtener propiedades de formación, tales como el gradiente de fractura, módulo elástico, coeficiente de Poisson. La información se utilizará en la selección de la zona de inyección subsuperficial y para la simulación del fracturamiento hidráulico de dicha zona y posteriormente diseñar los parámetros de la reinyección de recortes.

- Cualquier prueba de campo tales como datos a la profundidad de los zapatos de la carcasa, datos XLOT y datos de las pruebas de micro-fracturar.
- Los datos de análisis de testigos, como los datos de mecánica triaxiales.
- Cualquier información sobre la permeabilidad o registros de fugas o de resistividad de fluidos.

Hay casos (por ejemplo, para los pozos de exploración) que ninguna de la información anterior está disponible. Para esos casos, los datos sísmicos pueden estar disponibles y uno puede tener que trabajar con estos.<sup>44</sup>

**3.3.2 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 recortes. 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 6<sup>45</sup> se muestra la información geológica necesaria para realizar un modelamiento de la sección transversal.

---

<sup>44</sup>Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quanxin Guo. 2001 Design Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing, Advantek International. Iadc/Spe 72308

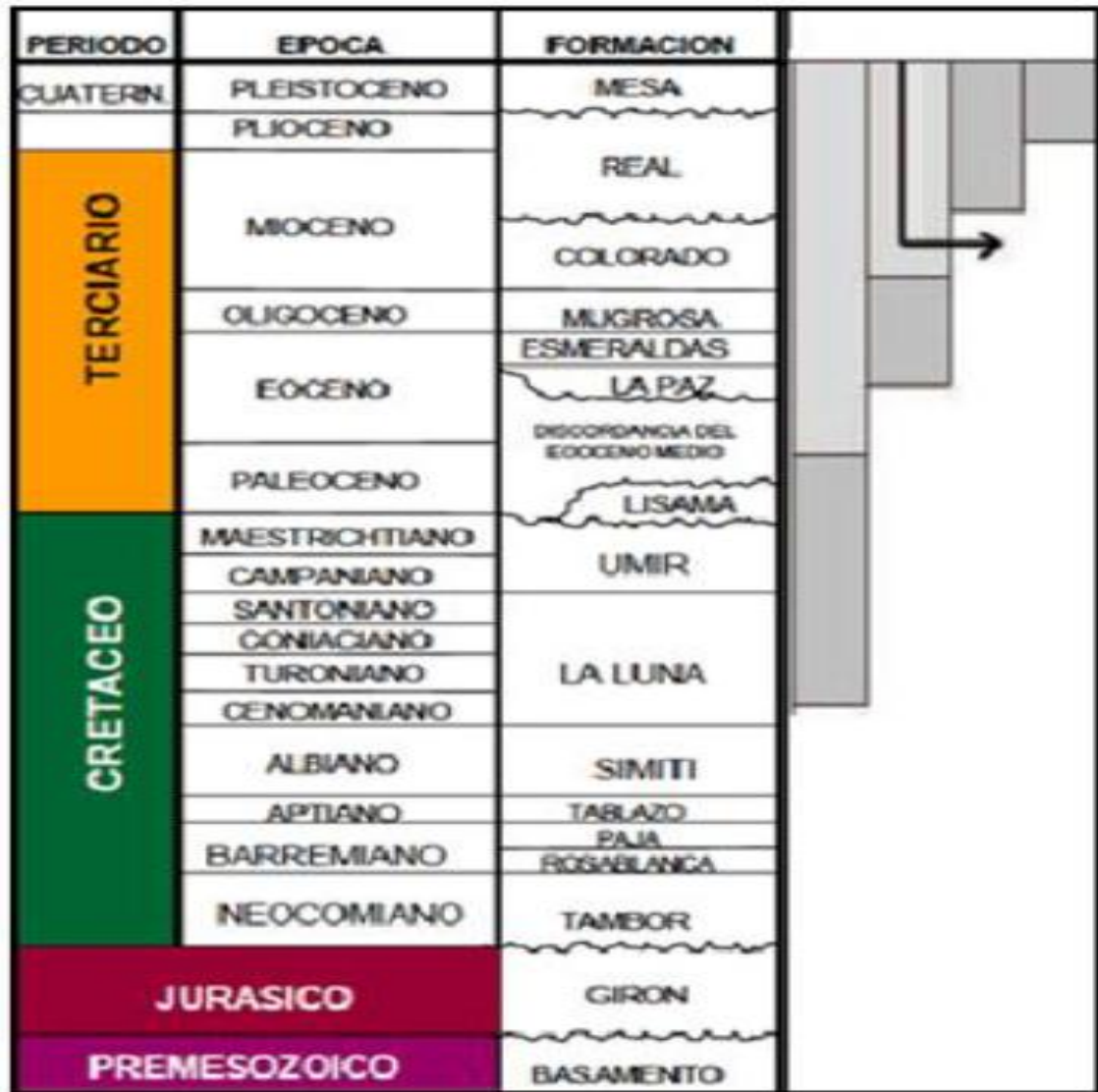
<sup>45</sup> P.R Schuh, Conoco Uk Ltda. And Bw Scoy And Eric Sorrie, Thule Rigtech 1993 Cutting Reinjection On The Murdoch Development Project In The Southern Sector Of The North Sea Spe 26680.

**Tabla 6.** Información de La Geología

<b>SECCIÓN TRANSVERSAL.</b>	
<b>Información Litológica</b>	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.
<b>Información estratigráfica</b>	Muestra la secuencia de las rocas sedimentarias.
<b>Información Estructural</b>	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.
<b>Línea Sísmica</b>	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.

Existen casos en donde 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 33 se muestra un ejemplo de dicha situación planteada.

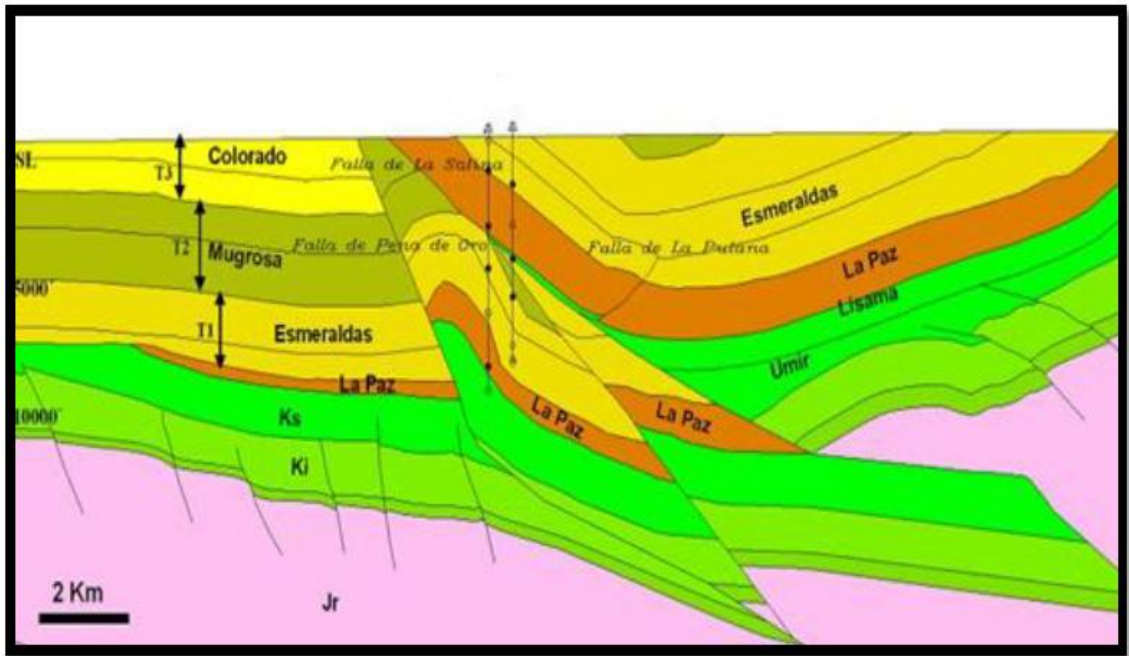
Figura 33. Columna litológica asociada al desarrollo del revestimiento de un pozo



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

En la figura 34 se puede observar la representación estructural de una zona en un corte transversal, en la cual se debe analizar la secuencia y el tipo de rocas, para determinar de manera previa las principales zonas que pueden almacenar.

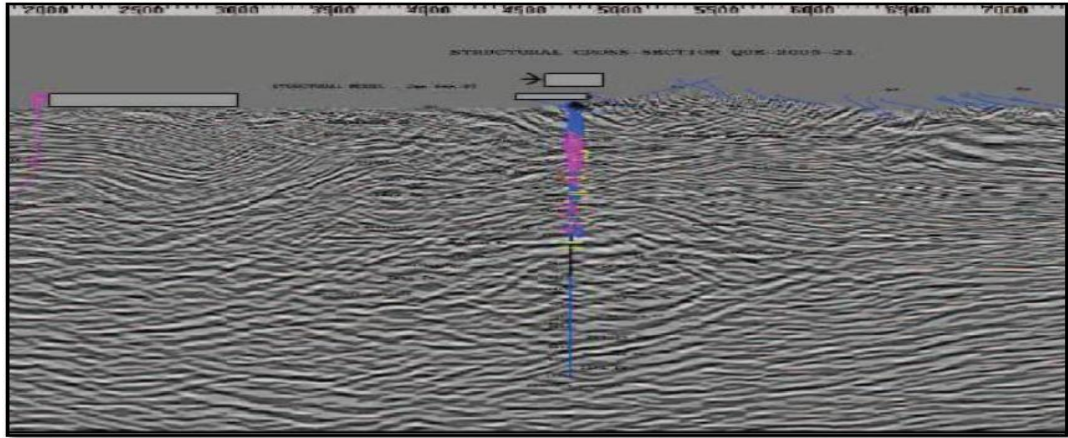
**Figura 34.** Sección transversal estructural



**Fuente:** Drill Cuttings Reinjection for Heidrun: A Study. SPE 26382.

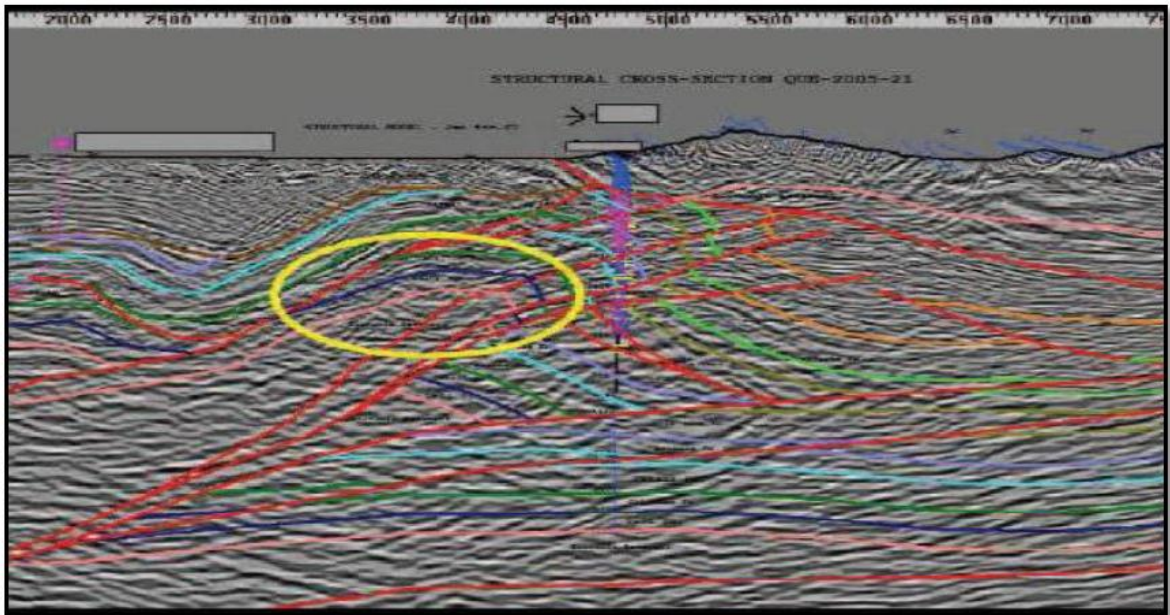
En la figura 35 se muestra la imagen obtenida un estudio de sísmica realizado, en este se pueden observar el posicionamiento de las estructuras geológicas sin precisión alguna. En la figura 36 se muestra la correlación de la línea sísmica con las columnas litológica, estratigráfica y estructural en la 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 lo cual es una condición óptima para nuestro caso.

**Figura 35.** Línea sísmica sin correlacionar.



**Fuente:** International Reservoir Technologies, Inc.

**Figura 36.** Línea sísmica correlacionada.



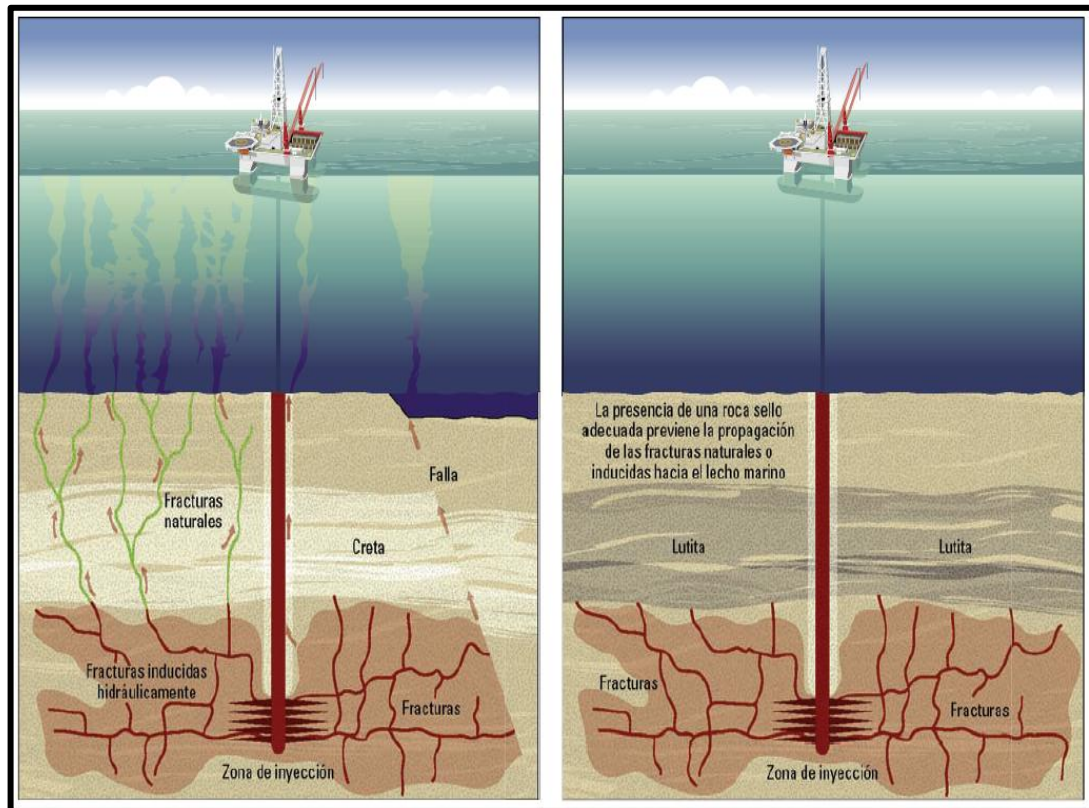
**Fuente:** International Reservoir Technologies, Inc.

La plena identificación de todas 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 realizar una migración 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 dicha migración. También es importante identificar 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.

Teniendo en cuenta todos estos parámetros de la geología del subsuelo y de las estructuras que lo componen como tal podemos tener un enfoque más objetivo de dichas observaciones revisando la figura 37 en donde se observa la contención de los fluidos inyectados. Los proyectos de reinyección diseñados en forma deficiente, plantean el riesgo de que los materiales residuales fuguen nuevamente hacia la superficie a través de las fracturas naturales, a lo largo de los planos de fallas, o siguiendo una trayectoria mal cementada en el pozo hacia la superficie (izquierda).

**Figura 37.** Contención de Fluidos reinyectados.



**Fuente:** Thomas Geehan Alan Gilmour Quan Guo M-I SWACO Houston, Texas, EUA. 2007. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

### 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<sup>46</sup>. A partir del análisis de esta información se pueden obtener datos típicos de la formación 95

<sup>46</sup> P.R Schuh, Conoco Uk Ltda. And Bw Scoy And Eric Sorrie, Thule Rigtech 1993 Cutting ReInjection On The Murdoch Development Project In The Southern Sector Of The North Sea Spe 26680.

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 7<sup>47</sup> se muestran las habilidades de aplicación que tienen cada uno de estos registros para la selección de la formación receptora.

**Tabla 7.** Utilidades de los registros para la selección de la formación receptora

<b>ANÁLISIS MEDIANTE REGISTROS</b>	
<b>Registros Eléctricos</b>	
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.
<b>Registros Radiactivos</b>	
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.
<b>Registros de Porosidad</b>	
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.
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 transito de las ondas en el medio.

<sup>47</sup> Zssisa. Moschovidis, Am-O Pkciuction Co., Ronald P. Steiger, Exxon Productionresearch Co., Xiaowei Weng, Arco E&P Technology, Ahmed S. Abou-Sayed, Bp Explorationinc. 1998. The Mounds Drill Cuttings Experiment: Determining Placement Of Drill Cuttings By Hydraulic Fracturing Iniection. Spe 48987

Estos registros representan una herramienta de vital importancia en el proceso del diseño y planeación de un proyecto de reinyección de recortes puesto que nos permite identificar las zonas que como tal cumplen con las condiciones específicas para ser identificada como zona objetivo o permeable y cuyas condiciones son inicialmente evaluadas con el proceso del fracturamiento hidráulico y las variables que para su desarrollo se deben conocer y cumplir asumiendo que se pueda decir que dicho proyecto es viable tanto económica como ambientalmente.

### **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 8<sup>48</sup> se muestra cada una de estas propiedades con sus aportes en la selección de la formación de interés.

---

<sup>48</sup>Ing. Jos Ing. José É Bernardo Martell Andrade Bernardo Martell Andrade .2008.“Desarrollo De La Evaluación Petrofísica En México Y Su Futuro A Través De La Unam”.

**Tabla 8.** Aplicaciones de las propiedades petrofísicas en la selección de una formación receptora

<b>PROPIEDADES PETROFÍSICAS</b>	
Propiedad	Aplicación
Propiedades básicas	
Porosidad	Capacidad de almacenaje.
Permeabilidad	Comportamiento direccional de flujo, capacidad de almacenaje, conductividad del fluido inyectado.
Saturación	Capacidad de almacenaje.
Propiedades especiales	
Presion de sobrecarga	Definir y determinar gradientes de presión, características de la fractura.
Presion 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 poder determinar de manera correcta 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 teniendo en cuenta que el conjunto de dichas pruebas nos proporcionaran unos resultados de cuya interpretación podremos inferir si nuestro proyecto puede ser desarrollado<sup>49</sup>.

**3.6.1 Limpieza de tubería.**<sup>50</sup> 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 recortes 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 primer proceso a llevar a cabo dentro de esta serie de eventos es necesariamente 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<sup>51</sup>, que es previa al trabajo

---

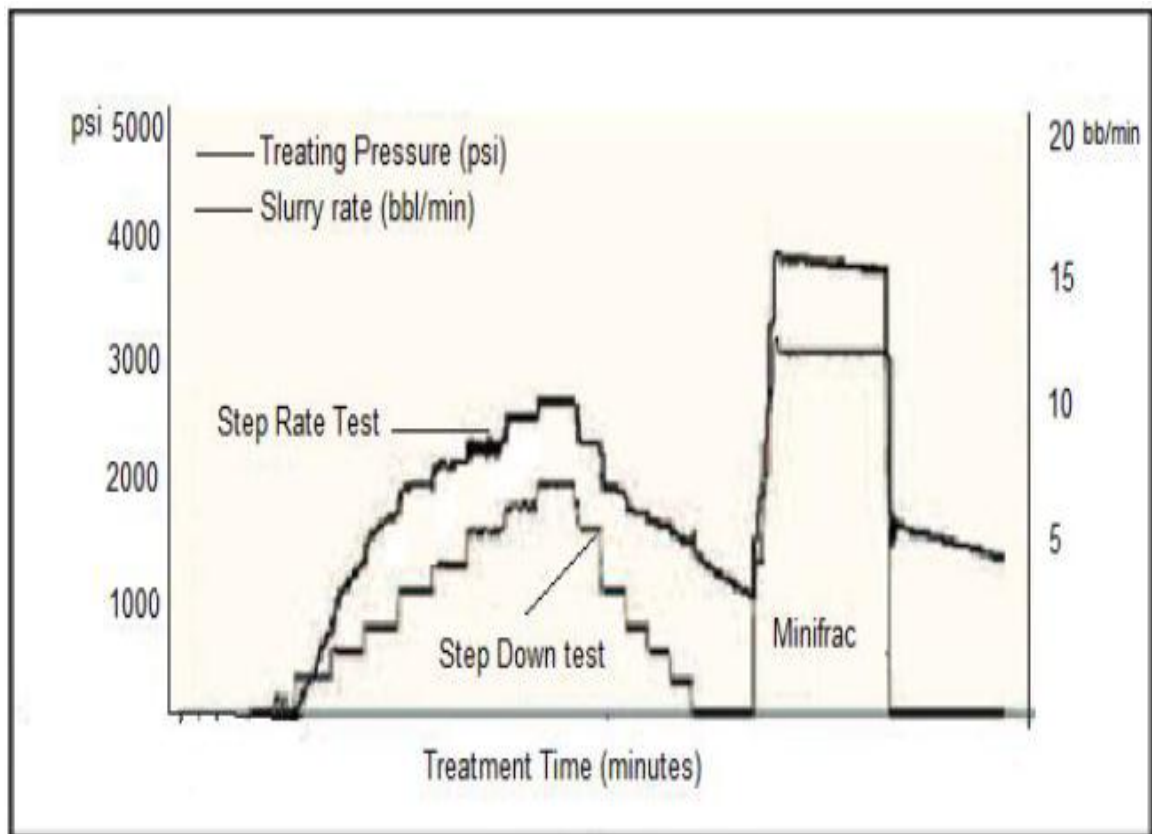
<sup>49</sup>Inda Herrera David Antonio Sotelo Calderón Alan Camerin Universidad Nacional Autónoma De México Facultad De Ingeniería.2012. "Las Pruebas De Inyectividad En La Caracterización De Yacimientos"

<sup>50</sup> Gerencia Refinería Barrancabermeja Ppl Anexo 2.2.ecopetrol 2008.Condiciones Tecnicas Generales Para El Mantenimiento De Equipo Estatico Y Tubería En Parada De Plantas

<sup>51</sup> Sa Plaza León 2009 Dspace Espol Discusion De Resultados 5.1 Pozo Parahuacu - 07

principal de fracturamiento se realizó el minifrac con la finalidad de determinar parámetros importantes de fractura. El minifrac consiste en una prueba de tasa escalonada ascendente (Step Rate Test) y descendente (Step Down Test) a continuación se explicara las pruebas de tasa de paso y prueba de tasa baja. En la figura 38 se muestra un ejemplo de la identificación de estas pruebas.

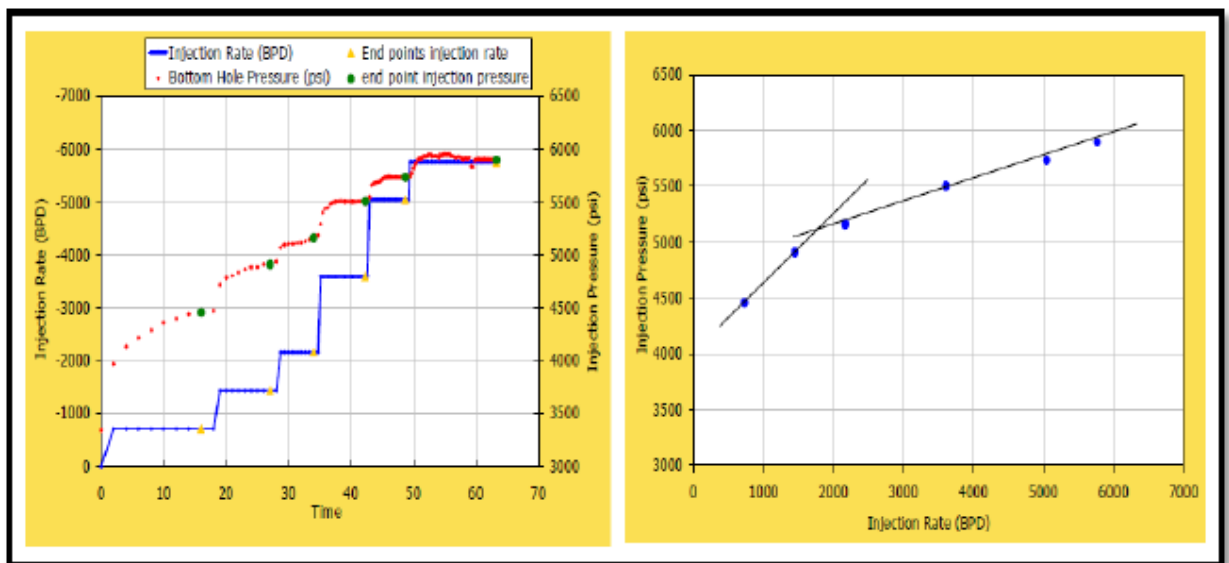
**Figura 38.** Pruebas previas al fracturamiento.



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

**3.6.3 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 39 se muestra una gráfica representativa de esta prueba.

**Figura 39.** Prueba de Step Rate Test.



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

**3.6.4 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 40, 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 40.** 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.

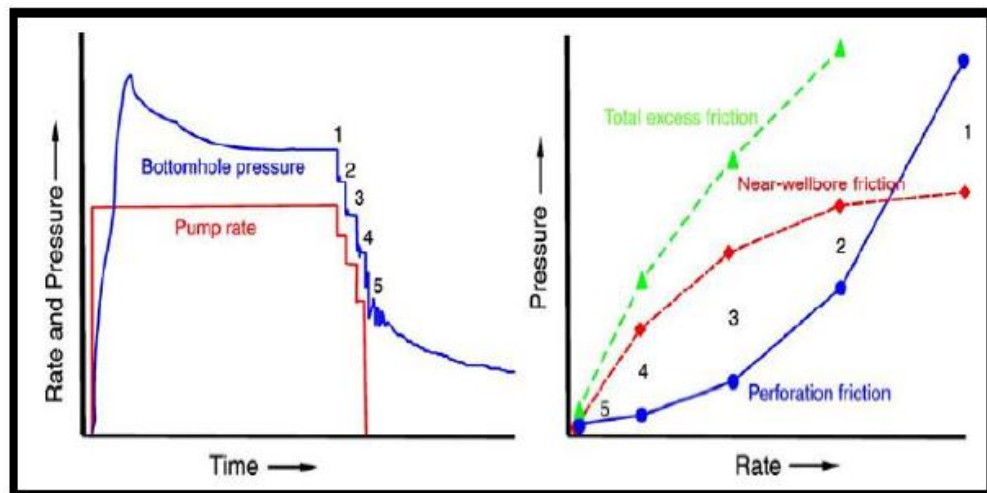
También existen pérdidas de presión en tubería, las cuales son las más comunes, en general superan los 1100 psi, esta es la presión que pierde el fluido durante el recorrido en tubería desde las bombas de superficie hasta el intervalo objetivo. Son determinadas a partir de la prueba de minifrac<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> Sa Plaza León 2009 Dspace Espol Discusion De Resultados 5.1 Pozo Parahuacu - 07

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 41 muestra un prueba típica de step down test.

**Figura 41.** Prueba de stepdown test



**Fuente:** Lizak, Kenneth F., Shell Bartko, Kirk Michael, Saudi Aramco Self, James Franklin. Halliburton Energy Services Group Izquierdo, Guillermo Antonio, Halliburton Co. Al-Mumen, Mohammed, Halliburton Energy Group Conference Paper - 2006 New Analysis of Step-Rate Injection Tests for Improved Fracture Stimulation Design .SPE 98098 MS SPE.

**3.6.5 Minifrac.** El minifrac<sup>53</sup> 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.

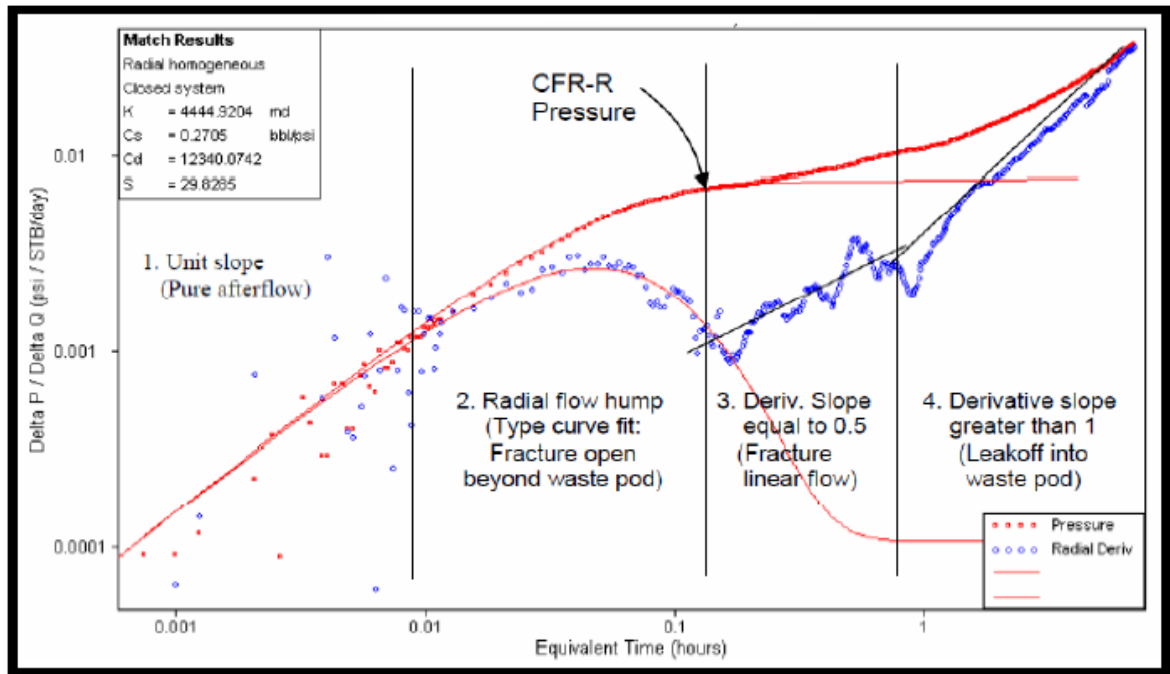
Es la más utilizada de las pruebas; su procedimiento se puede modificar de acuerdo a la información que se quiere obtener, siendo por lo general, la siguiente: gradiente de fractura, presión de fricción, presión de cierre, parámetros de filtrado y parámetros críticos de tratamiento.

---

<sup>53</sup> Sa Plaza León 2009 Dspace Espol Discusion De Resultados 5.1 Pozo Parahuacu - 07

**3.5.6 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<sup>54</sup>. 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 42 se muestra el registro de una prueba de inyectividad (Fall Off).

**Figura 42.** Registro de una prueba de inyectividad.



**Fuente:** R. BILAK., DUSSEAULT, M.2009,“achieving zero discharge E&P operations using deep well disposal”.

<sup>54</sup> Inda Herrera David Antonio Sotelo Calderón Alan Camerin Universidad Nacional Autónoma De México Facultad De Ingeniería.2012. “Las Pruebas De Inyectividad En La Caracterización De Yacimientos”

### 3.7 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ÓPTIMAS

Sentadas las bases de una forma clara y concisa en cuanto a la geología y la estratigrafía de la zona objetivo la cual va ser afectada directamente en una forma general se plantea de una manera evidente la necesidad de tener unos parámetros más tangibles y estructurados que delimite cuales son las formaciones que pueden servir como sitio de disposición final a los recortes de perforación los cuales son objetivo en este estudio por lo cual presentamos la siguiente tabla 9 la cual nos brinda una imagen de lo que sería una formación con condiciones óptimas para la implementación de la tecnología CRI.

**Tabla 9.** Propiedades óptimas para la implementación de CRI

<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
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.
Estructuras geológicas	Fracturas o fallas no naturales.
Límites	Formaciones aisladas de aguas potables. Evitar fronteras laterales dentro de la formación.

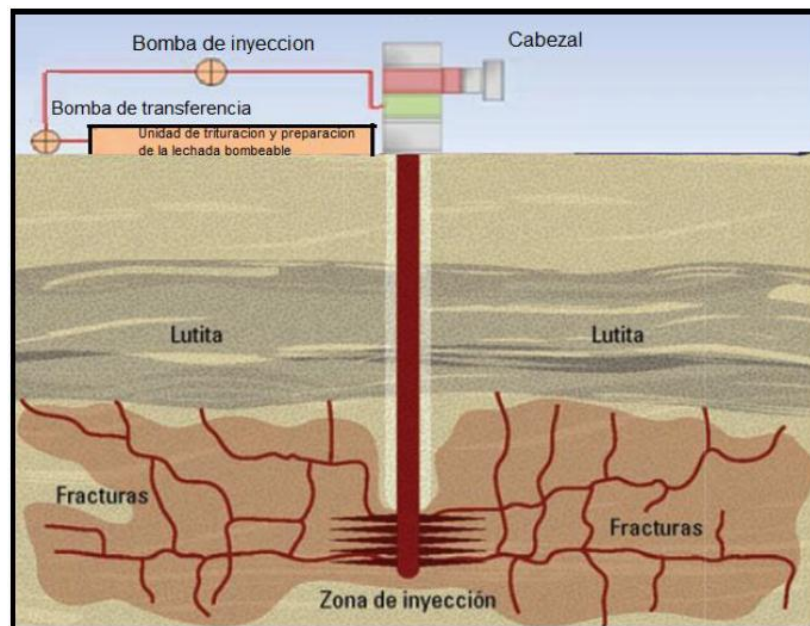
### 3.8 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA IMPLEMENTACION.

En el momento en que se decide realiza una operación de reinyección de recortes además 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 las 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.

**Figura 43.** Muestra las especificaciones favorables para los proyectos de reinyección de recortes mencionadas anteriormente.



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

Teniendo en cuenta la descripción realizada en cuanto a la estratigrafía y otros aspectos geológicos se deben identificar las zonas aptas para la disposición final de los recortes y los factores operacionales que me son útiles para dicha identificación para lo cual se definió la siguiente tabla 10.

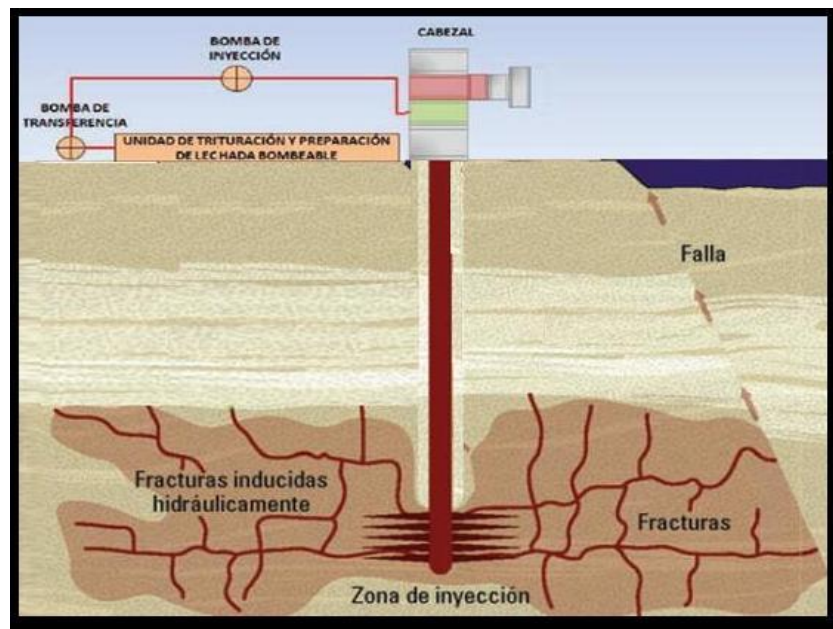
**TABLA 10.** Utilidad de la información de partida de un proyecto en los factores operacionales.

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

**3.8.1 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.

**3.8.2 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 44.

**Figura 44.** Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla.



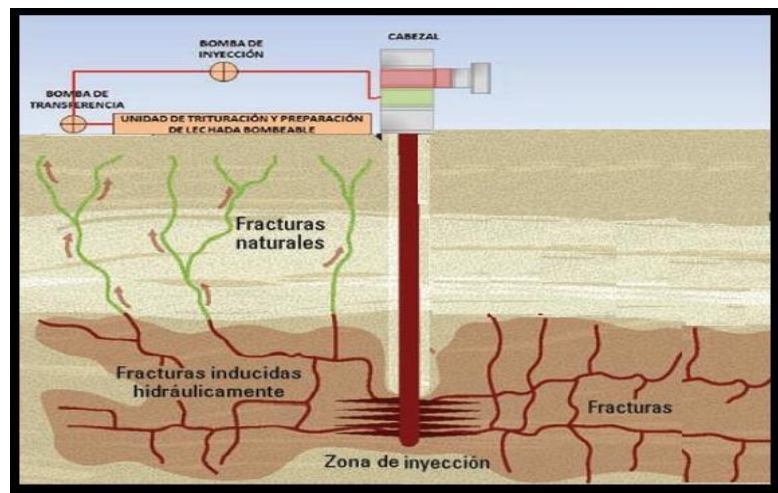
**Fuente:** Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. Oilfield Review. Schlumberger. 2007.

**3.8.3 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.

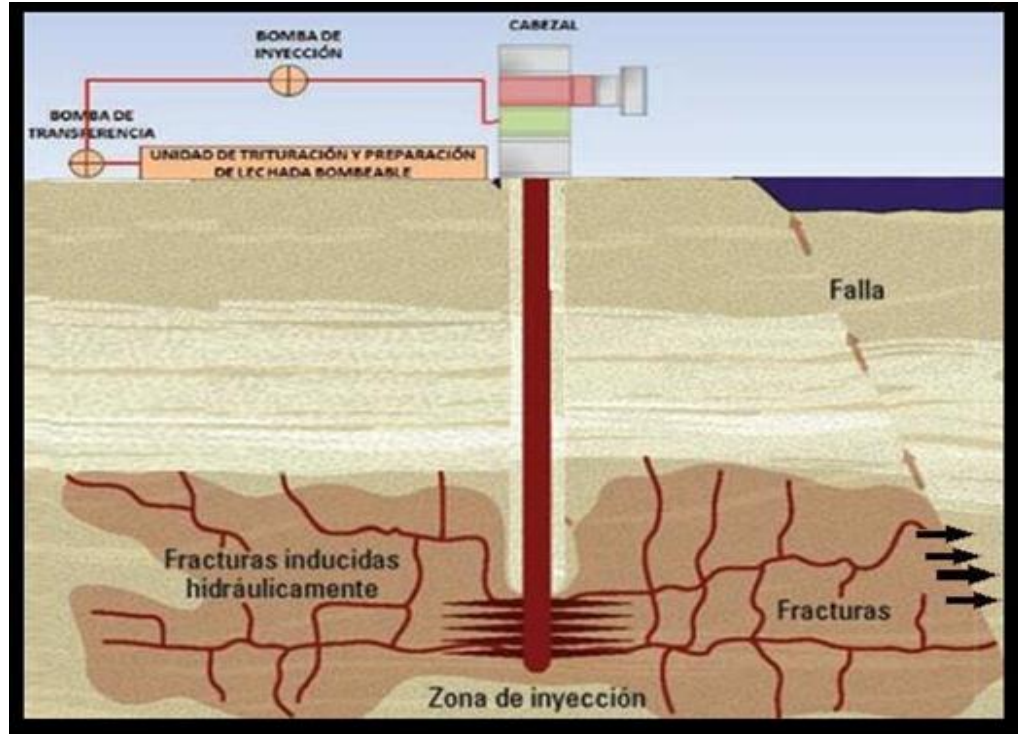
Las figuras 45 y 46 representan gráficamente este tipo de migración.

**Figura 45.** 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.

**Figura 46.** Migración hacia las formaciones vecinas por efecto de la presión de inyección.

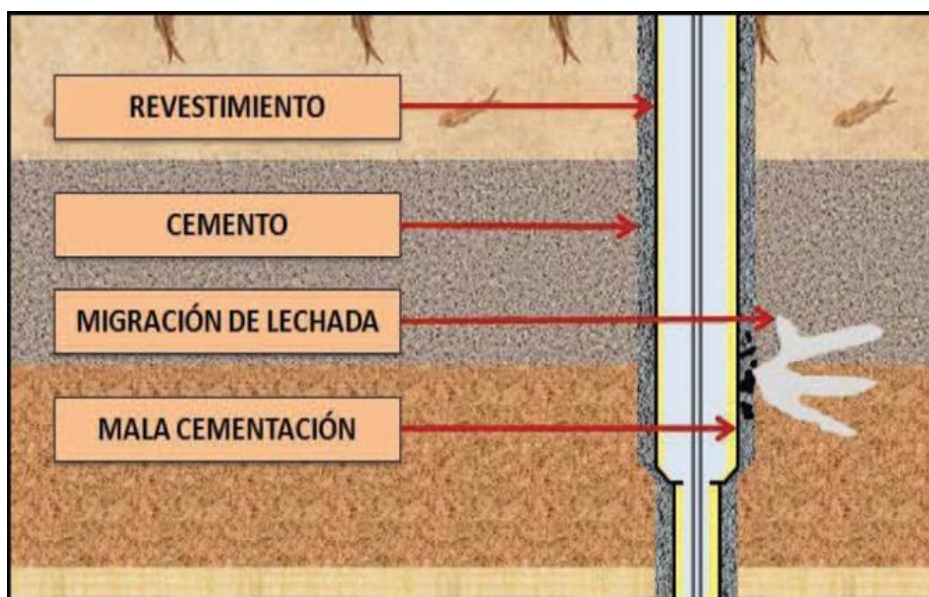


**Fuente:** Tomado y modificado de Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación. OilfieldReview. Schlumberger. 2007.

**3.8.4 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 47 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 47.** Migración de lechada por causa de una mala cementación.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

**3.8.5 Reactivación de fallas por la inyección.** Las zonas que son vulnerables a presentar cambios en la presión, pueden ocasionar reactivación de fallas, como efecto de la presión de inyección de la lechada de recortes de perforación.

### **3.9 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 recortes.

**3.9.1 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.

**3.9.2 Daño de formación a causa de la inyección.**<sup>55</sup> 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 recortes 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.

---

<sup>55</sup> Cied.Isbn.1997.Daños A La Formación.Intevp-326014

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.

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

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.

#### **4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA REINYECCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN RECEPTORA<sup>56</sup>.**

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 recortes, lodos y aguas generadas en las operaciones de perforación de pozos. Los recortes 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<sup>57 58</sup>.

##### **4.1 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.

---

<sup>56</sup> ELSEVIER Scientific Publishing Company Amsterdam-Oxford-New York 1982. Fundamentals of fractured reservoir engineering.

<sup>57</sup> Jorge Pazmiño Urquiza. 2004. Fundamentos De La Teoría Del Fracturamiento Hidráulico.

<sup>58</sup> MI-SWACO. An overview of drill cuttings re-Injection – Lessons learned and recommendations. Mexico: MI-SWACO, Octubre. 2004.

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<sup>59</sup>.

**4.1.1 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 Willis<sup>60</sup> 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

---

<sup>59</sup> MI-SWACO. An overview of drill cuttings re-Injection – Lessons learned and recommendations. Mexico: MI-SWACO, Octubre. 2004.

<sup>60</sup> Hubbert, M. K. And Willis, D. G.: "Mechanics Of Hydraulic Fracturing" Trans., Aime

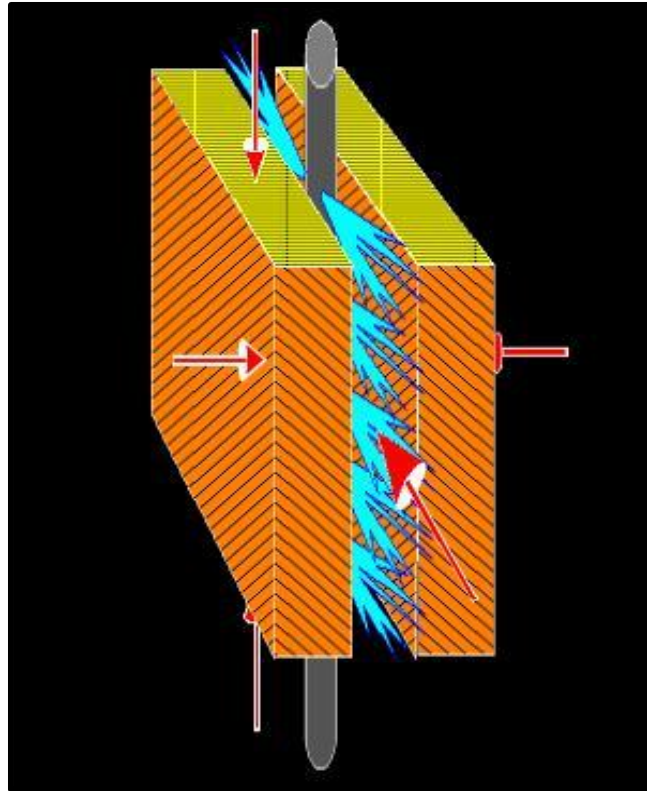
controversia en el tema. A pesar de esto, sólo a mediados de década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que sólo un poco de éstas eran horizontales. Antes de éste tiempo las teorías publicadas fueron avanzando en que todas las fracturas que 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.

**4.1.1.1 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 48.

**Figura 48.** Orientación de la fractura vertical

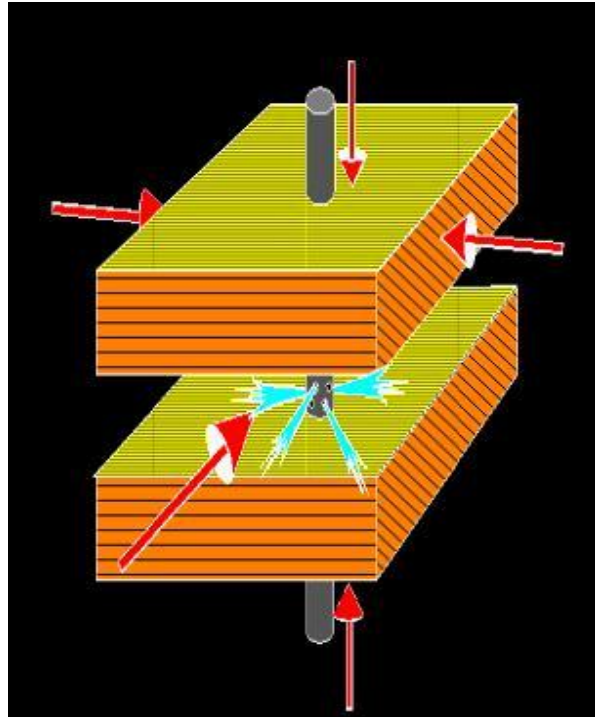


**Fuente:** BJ Services Company.

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.

**4.1.1.2 Fractura horizontal.** Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal figura 49. 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 49.** Orientación de la fractura horizontal

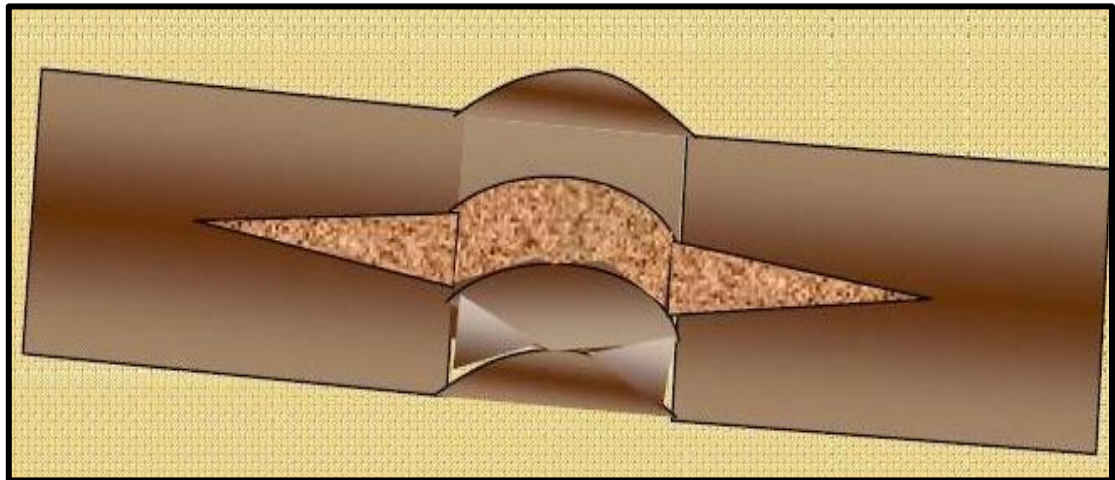


**Fuente:** BJ Services Company.

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 continua 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.

**4.1.2 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 o 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 50.

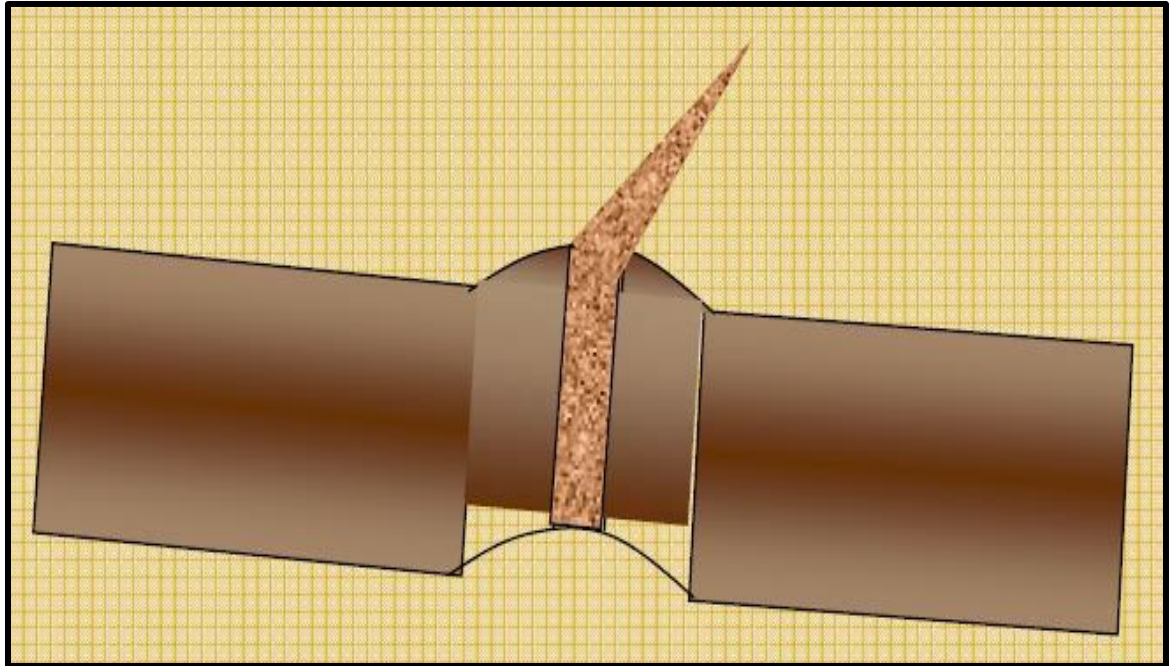
**Figura 50.** Fractura Inclinada.



**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 51.** Fractura hidráulica vertical



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

**4.1.3 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.

**4.1.4 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.

**4.1.5 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 aniso trópico, 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.

#### **4.2 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<sup>61</sup>.

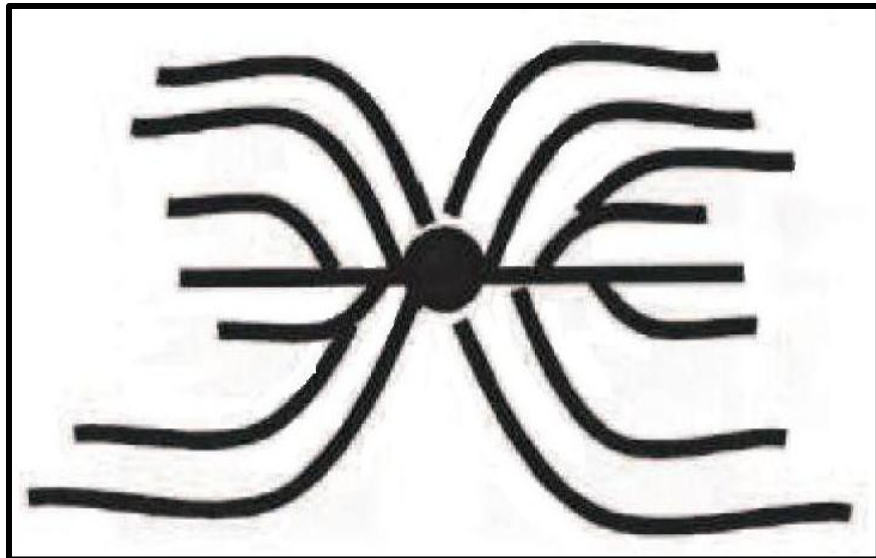
---

<sup>61</sup> Richard G. Keck. Natchiq Technical Service.2002.Drill cuttings injection: A review of major operations and technical Issues. SPE 77553.

**4.2.1 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 recortes en un sistema de fractura localmente incrementa el esfuerzo mínimo en sitio, haciendo a las tensiones horizontales más isotrópicas con la introducción de más recortes. En la figura 52 se muestra un dominio de disposición de fracturado de manera múltiple.

**Figura 52.** Fracturas múltiples



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

**4.2.2 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.

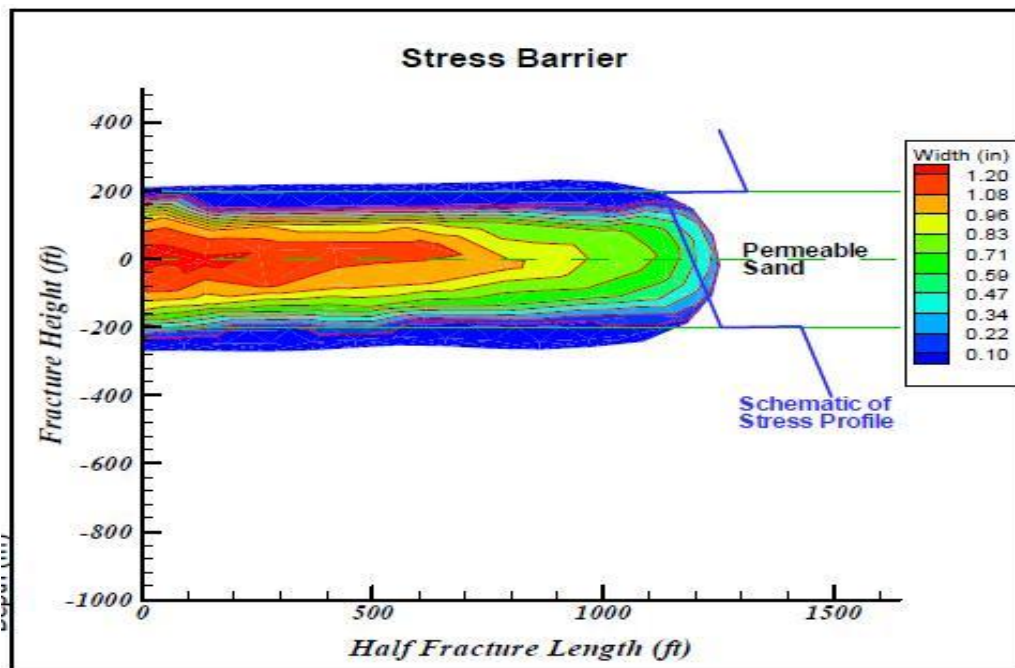
### **4.3 ASEGURAMIENTO DE CONTENCIÓN**

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.

**4.3.1 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.

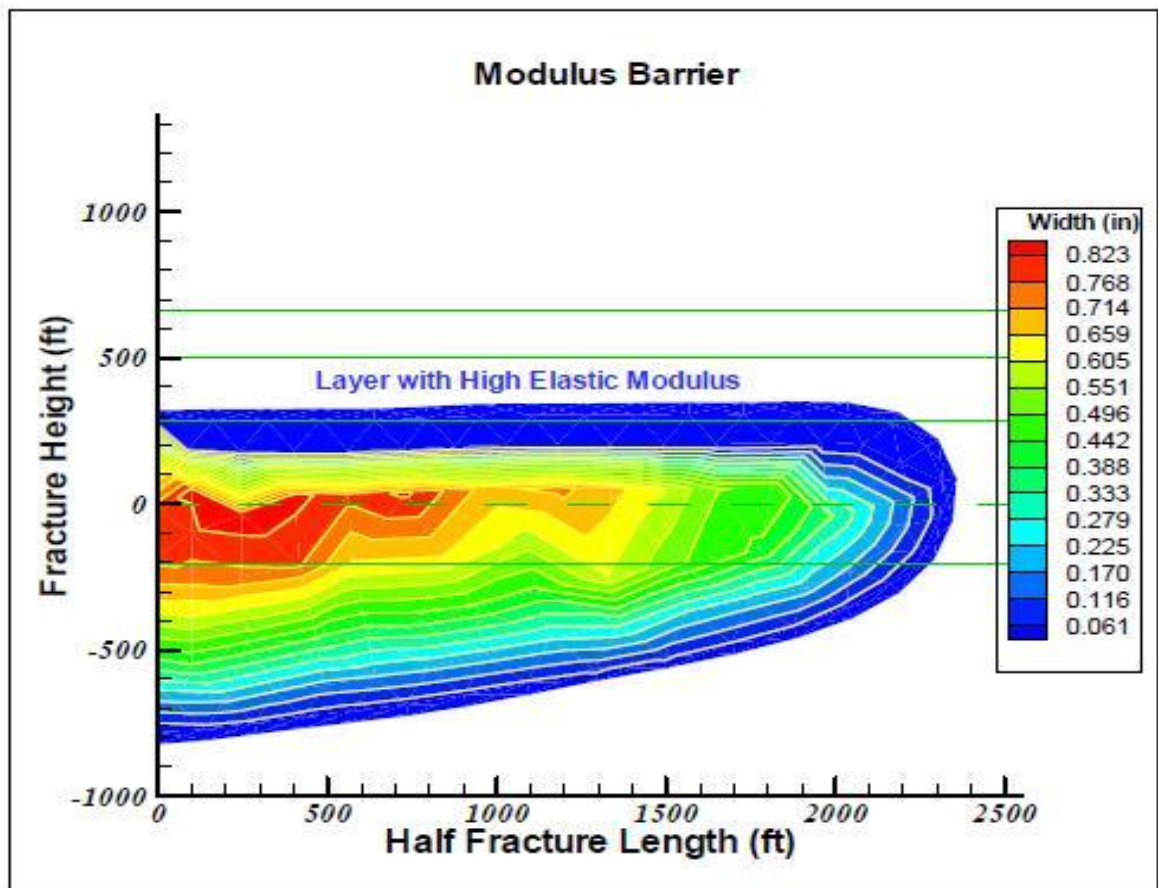
**Figura 53.** Barrera de tensión



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

**4.3.2 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.

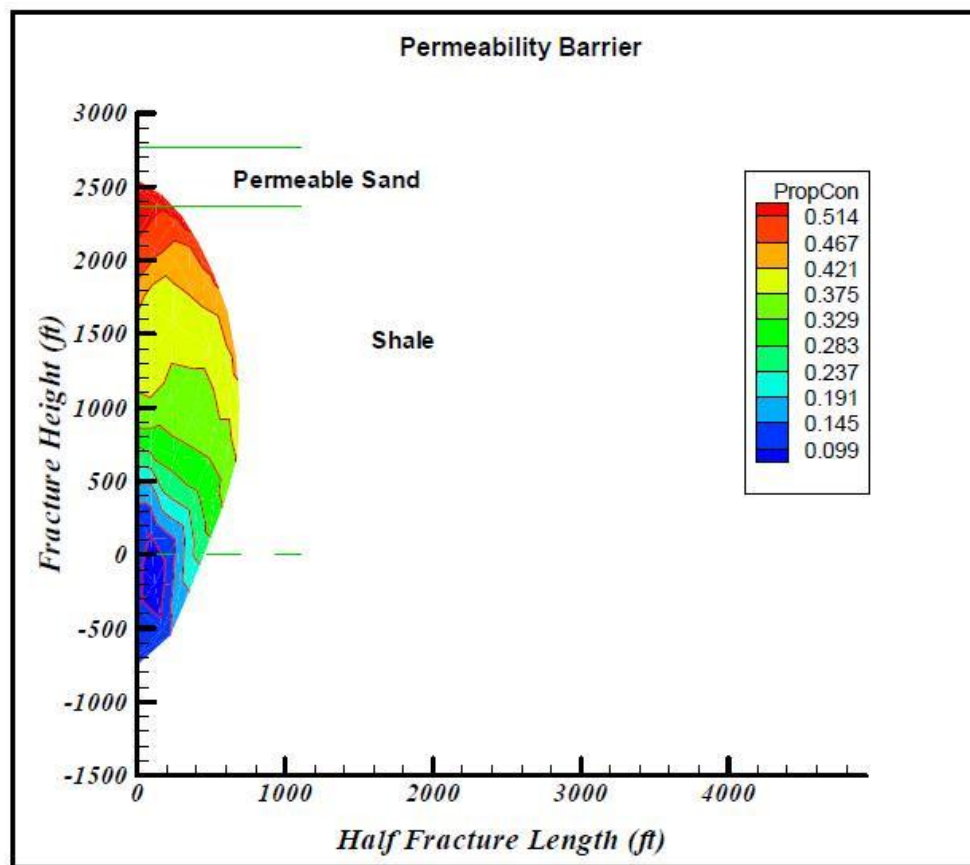
**Figura 54.** Barrera de modulo



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

**4.3.3 Barrera de permeabilidad.** En la figura 55 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 recortes 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 55.** Barrera de permeabilidad



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

## 4.4 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.

**4.4.1 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 m<sup>3</sup>) o un minifrac (<50 m<sup>3</sup>). 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 fricción<sup>62</sup>.

1. La presión en el fondo del pozo empieza a levantar tan pronto como se inicia el

---

<sup>62</sup> Department Of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004.

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):

$$ISIP = FPP - \Delta P_{\text{perforaciones}} - \Delta P_{\text{fricción fractura}}$$

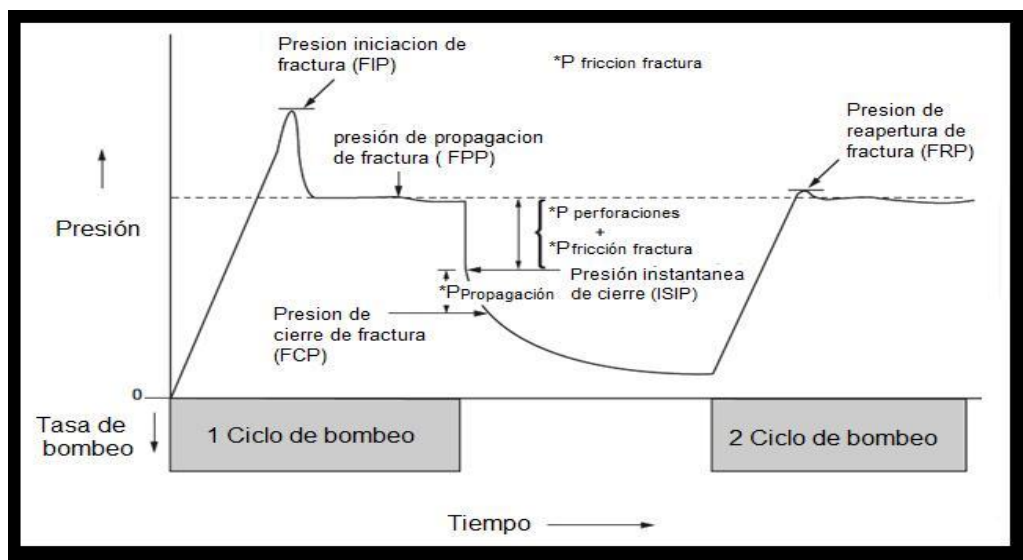
Ec. 2.

Dónde:

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

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

**Figura 56.** Registro de presión en el fondo del pozo durante un minifracc.



**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.

$ISIP = FCP + \Delta P$  propagación fractura

Ec. 3.

Donde,

$\Delta P$  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 recortes, 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.

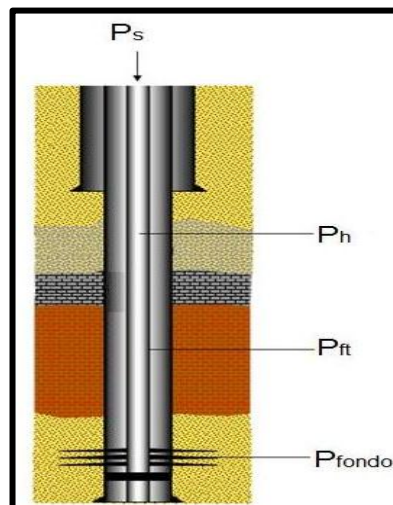
**4.4.2 Presión de tratamiento.** La presión de tratamiento  $P_s$  corresponde a la presión necesaria aplicar en superficie para lograr fracturar la formación. Está determinada por la presión necesaria por la presión para extender la fractura

$P_{\text{fondo}}$ , la fricción desarrollada en tuberías  $P_{\text{ft}}$ , 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 recortes de perforación y es colocada por equipos disponibles en superficie.

**Figura 57.** Presiones involucrada en la hidráulica



**Fuente:** R.C Minton, SPE and Byron Secoy. Annular reinjección of drilling wastes.1993.

**4.4.3 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:

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

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)

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

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

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

Dónde:

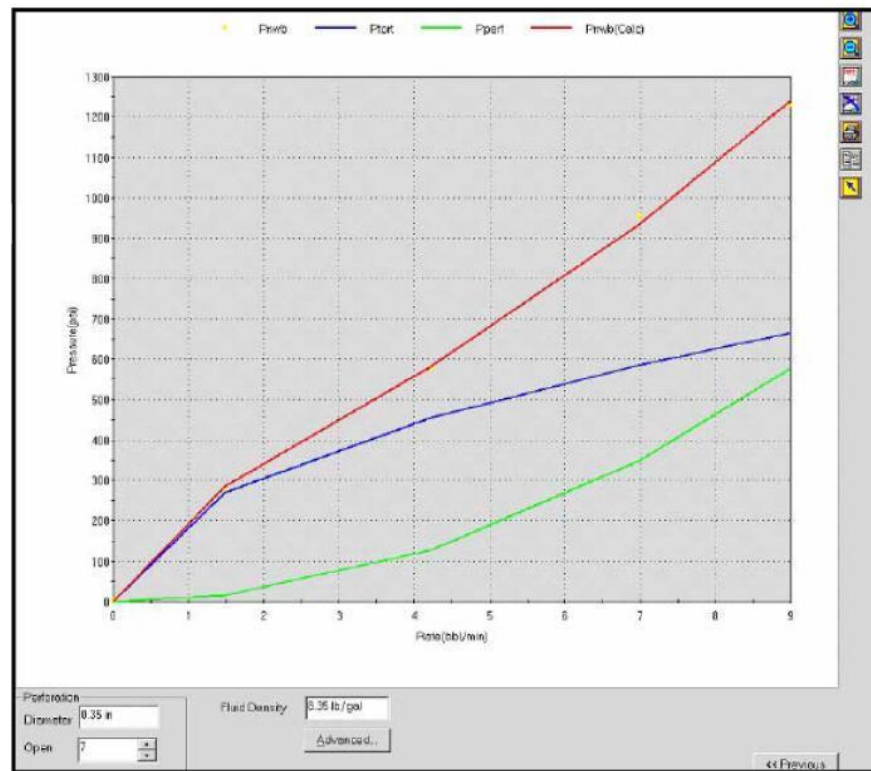
$g_f$ : gradiente de fractura (psi/pie)

D: profundidad de la zona de interes (pies)

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

**4.4.3.2 Pérdidas de presión por tortuosidad.** Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando las perforaciones a través de las 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 58.** Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul).



**Fuente:** Schlumberger Company.

**4.4.3.3 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<sup>63</sup>:

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

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

Dónde:

$P_{\text{perf}}$ : son las pérdidas de presión a través de las perforaciones, psi.  $Q$ : Es el caudal total, gal/min.

$N_{\text{perf}}$ : Es el número de perforaciones, adimensional.  $d_{\text{perf}}$ : Es el diámetro de las perforación, in.

$A_t$ : Es el área total de las perforaciones, in

---

<sup>63</sup> Craft, Holden Andgrales, "Well Desifn"Prentice Hall.

**4.4.4 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 Fanning<sup>6</sup>. 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.

Uno de los métodos más utilizados en la industria es el método de Babcock<sup>64</sup> 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.

#### **4.4.4.1 Circulación a través del casing o tubing.**

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

---

<sup>64</sup> Babcock, Prokop And Kehle. "Distribution Of Propping Agents In Vertical Fractures" Drilling And Production Practices. Api 1965.

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

Para flujo laminar:

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

Para flujo turbulento:

$$P_{ft} = \left( \frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left( \frac{19.63 * k' * \left( \frac{0.4 * V_{prom} * (3*n+1)}{d_{int} * n} \right)}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \quad \text{Ec.12.}$$

Dónde:

$P_{ft}$ : 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: Índice de comportamiento del fluido (adimensional)  $K'$ : Índice de consistencia del fluido (Lbf.seg/100ft<sup>2</sup>)

$\rho_m$ : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

#### 4.4.4.2 Circulación a través del espacio anular.

$$V_{prom} = \frac{24.5*Q}{d_{int_e}^2 - d_{ext_t}^2} \quad \text{Ec. 13.}$$

$$V_{crit} = 1.969 \left[ \frac{5*(3470-1370*k')}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[ \frac{2*n+1}{0.64*(d_{int}^2-d_{ext}^2)*n} \right] \quad \text{Ec. 14.}$$

Para flujo laminar

$$P_{ftA} = \left( \frac{k'*L}{300*(d_{intc}-d_{ext})} \right) * \left( \frac{0.8*V_{prom}}{(d_{intc}-d_{ext})} * \frac{2*n+1}{n} \right)^n \quad \text{Ec. 15.}$$

Para flujo turbulento

$$P_{ftA} = \left( \frac{(\log n+2.5)*\rho_m*V_{prom}^2*L}{3792669(d_{intc}-d_{extr})} \right) * \left( \frac{15.81*k' * \left( \frac{0.4*V_{prom}}{(d_{intc}-d_{extr})} * \frac{2*n+1}{n} \right)^n}{\rho_m*V_{prom}^2} \right) \quad \text{Ec. 16.}$$

Dónde:

$P_{ft}$ : 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 critica (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/100ft<sup>2</sup>).

$\rho_m$ : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

**4.4.5 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

Dónde:

$\rho_m$  : Es la densidad de la mezcla, lb/gal.

D: Profundidad de la zona de interés (pies)

**4.4.6 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.

Dónde:

HHP= Pontencia 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 está 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:

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

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

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:

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

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.

$\rho_{fp}$  : 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.

**4.4.6.1 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:

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

Dónde:

(HHP)<sub>e</sub>: 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:

$$(HPP)_b = 1.15 * HHP$$

Ec. 23

Dónde:

(HPP)<sub>b</sub>: P potencia hidráulica considerando bombas de respaldo (HP)

HHP: Potencia hidráulica (hp)

Considerando las dos correcciones,

$$(HPP)_{e,b} = 1.4 HHP$$

Ec.24.

Dónde:

(HPP)<sub>e,b</sub> : potencia hidráulica eficiente de la bomba y bombas de respaldo (hp)

HHP: Potencia hidráulica (hp)

#### **4.5 GEOMECÁNICA 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 recortes 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 subsidencia<sup>65</sup>.

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.

**4.5.1 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 recortes 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.

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.

---

<sup>65</sup> Osorio, J. G., Curso De Geomecánica De Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003.

## 4.5.2 Aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico

**4.5.2.1 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.

**4.5.2.2 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.

Dónde:

$V_i$  = 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.

**4.5.3 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.

**4.5.3.1 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.

**4.5.3.2 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.

**4.5.3.3 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.

**4.5.3.4 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.

**4.5.3.5 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.

## **4.6 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>66</sup>**

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.

---

<sup>66</sup> Evaluación geomecánica de inyección de sólidos. Iván Gil, DAMJANAC Branko y Nagel NEAL Itasca Houston, de Houston, Texas, EE.UU. QUANXIN GUO M-I SWACO, Houston, Texas, EE.UU. ARMA 10-399.

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas en la reinyección de recortes 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.

**4.6.1 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:

$$\sigma_{\text{Vertical}} = 0.05195 * \rho * H$$

Ec. 26

Dónde:

$\rho$ : 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.

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

Dónde:

V= Relación de Poisson

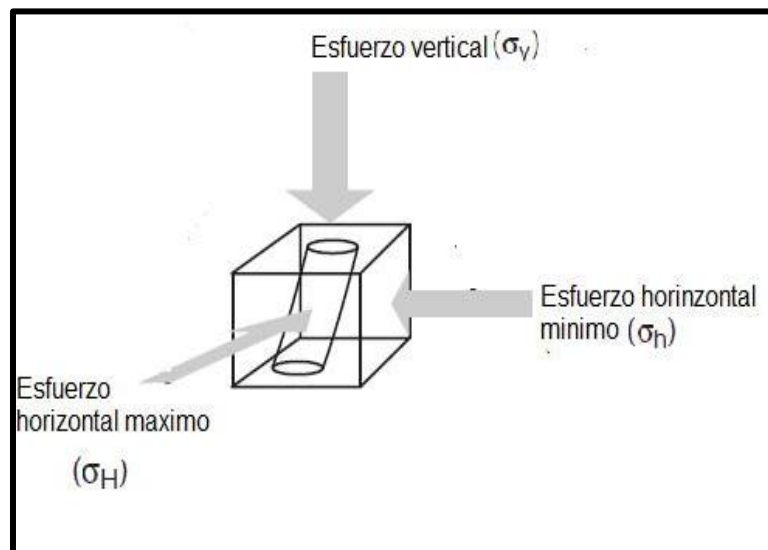
$\sigma_v$  =Esfuerzo de overburden (psi)

$P_p$  =Presión de poro

$\sigma_{tect}$  =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 59.** Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo.



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

**4.6.2 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:

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

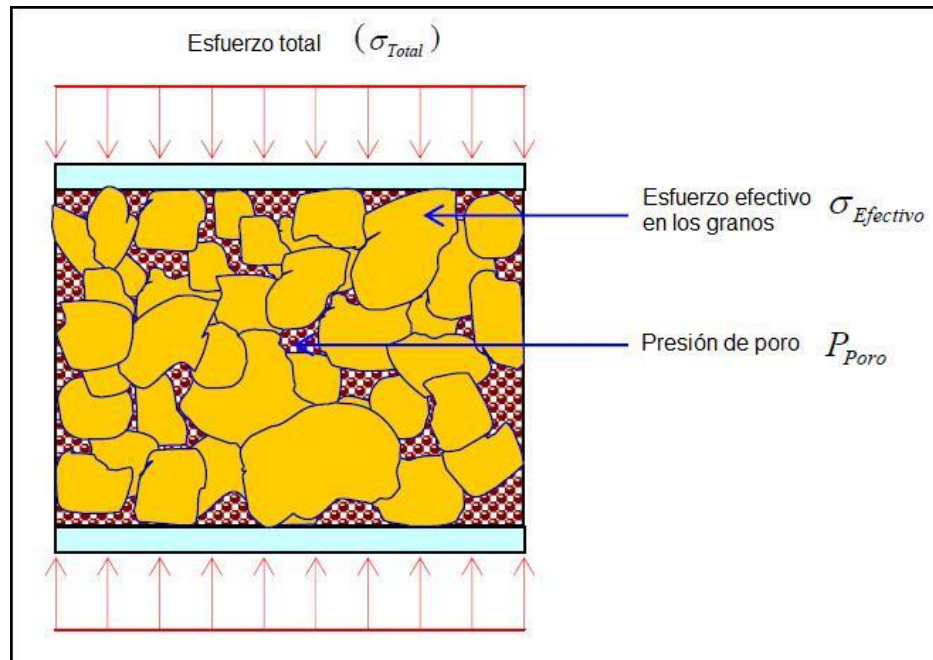
Dónde:

$\sigma$  =Esfuerzo efectivo (psi)

$\sigma'$ = Esfuerzo soportado por los granos de la formacion (psi)

$P_p$  = Presion de poro (psi)

**Figura 60.** Balance de esfuerzo en la formación



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

**4.6.3 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

Dónde:

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

$\sigma$  = Esfuerzo

$\varepsilon$  = 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 11.** Constantes de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas.

Tipo de roca	Módulo de Young Rango	Valores promedio (Lb/pg <sup>2</sup> *10 <sup>6</sup> )
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

A 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.

**4.6.4 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

Dónde:

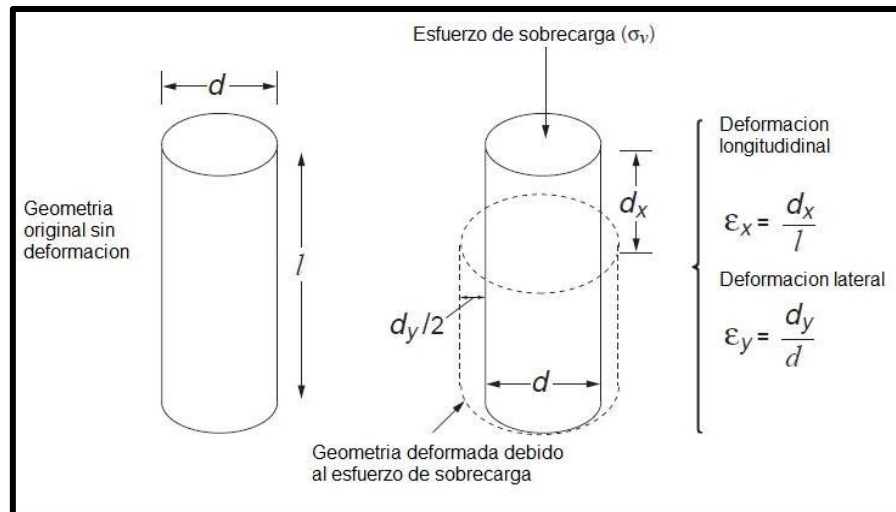
$\nu$  = Relación de Poisson

$\epsilon_y$  = Deformación lateral

$\epsilon_x$  = Deformación longitudinal

En la figura 61 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 61.** 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  $\nu$ . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos mostrados a continuación:

**Tabla 12.** 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

**4.6.5 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

Dónde:

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

Dónde:

$G_f$ =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.

**4.6.6 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:

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

Dónde:

$\sigma$ =Esfuerzo efectivo (psi)

$\sigma'$ = 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.

## 5. PARÁMETROS OPTIMOS OPERACIONALES DE LA REINYECCIÓN DE RECORTES

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.

### 5.1 RÉGIMEN DE INYECCIÓN<sup>67</sup>

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.

**5.1.1 Inyección intermitente.** La inyección intermitente ha sido diseñada en la mayoría de los proyectos de reinyección de recortes 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.

---

<sup>67</sup> Richard G. Keck. Natchiq Tecnical Service.2002.Drill cuttings injection: A review of major operations and technical Issues. SPE 77553.

#### **5.1.1.1 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.

**5.1.2 Inyección continua.** 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 recortes 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.

**5.1.2.1 Parámetros de operación para el régimen de inyección continuo.** Una operación de reinyección de recortes 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.

## **5.2 SELECCIÓN Y DISEÑO DEL POZO DE DISPOSICIÓN<sup>68</sup>**

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 recortes 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 inyectividad con el tiempo.

---

<sup>68</sup> Ahmed S. Abou-Sayed, Spe, Advantek International, And Quannxin Guo, Spe, Advantek International. 2001. "Design Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing. Iadc/Spe 72308

- 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 recortes se deben tener en cuenta la erosión del cabezal, presión de colapso y presión de ruptura del casing.

**5.2.1 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.

**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.

## **6. PARÁMETROS Y CONSIDERACIONES AMBIENTALES.**

El oficio petrolero es sin duda una de las industrias que más huellas ambientales genera a nivel local y las diferentes fases de E&P alteran la biodiversidad y el ambiente en general. La sensación de preocupación en las poblaciones locales que viven alrededor de la infraestructura petrolera, se evidencian aún antes de que se inicie cualquier operación.

Hoy por hoy los esfuerzos por descubrir nuevas reservas de hidrocarburos y optimizar el recobro de las reservas existentes se encuentra en uno de sus niveles históricos más altos. De acuerdo a percepciones de la industria Colombiana, constituyen nuevos frentes de expansión de la industria petrolera el crudo pesado y gasífera con el shale gas. Dicha situación ha hecho que la actividad de las empresas presentes en Colombia atraviese unos de los momentos de mayor actividad. Este horizonte plantea la necesidad de evaluar con practicidad, claridad y conocimiento, los efectos causados por las actividades de la industria petrolera y proponer soluciones ajustadas a la normatividad existente y a los avances tecnológicos disponibles.

La afectación causada al ambiente por la industria petrolera por no implementar planes de manejo adecuado puede llegar a ser considerable. Los daños ambientales en la mayoría de los casos, se deben principalmente a la falta de conocimiento e investigación por parte de las entidades involucradas en el manejo del ambiente intervenido o en algunas ocasiones por no cumplir sencillamente con las normas establecidas por el gobierno.

La implementación de nuevos procedimientos y tecnologías ofrecen una mejor relación en las petroleras y el medio ambiente. Por lo que representan una

oportunidad para prevenir, minimizar o mitigar los impactos ambientales causados por la industria petrolera por medio de la implementación de planes de manejo ambiental basados en buenas prácticas ambientales y la implementación de tecnologías ambientales costo eficientes.

Si se revisa la industria petrolera tiene superficies variables y múltiples actividades que se llevan a cabo de manera simultánea, por lo que resulta practico decir que las etapas del ciclo de vida típicas de un proyecto petrolero son las exploración, la explotación, el desarrollo y el desmantelamiento. No obstante en la pre aprobación al igual que en la mayoría de los proyectos relacionados con recursos del país lo que se desea es obtener la licencia respectiva para iniciar los estudios y las pruebas necesarias en la zona de interés.

En cuanto a los intereses que competen, es durante la etapa de perforación que se generan grandes volúmenes de recortes de perforación. Por ejemplo<sup>69</sup>, si se tiene un pozo típico, de 16.000 Ft de profundidad pueden ser generados 4.000 barriles de recortes de perforación, los cuales se compondrán principalmente de arenas, arcillas, minerales y aditivos. El mayor inconveniente en realidad no se produce por el volumen, sino por la toxicidad de estos, ya que estuvieron en contacto con lodos de perforación, y con infiltraciones de aceites o cualquier otro contaminante.

Es por esta razón que dicha actividad es considerada como uno de los principales problemas ambientales de la actividad petrolera. Por lo tanto se considera que en este punto que los PMA (Plan de Manejo Ambiental) que se diseñaron previamente para la obtención de la licencia ambiental sean realmente adecuados en función de minimizar la intensidad e impactos ambientales causados.

---

<sup>69</sup> Navarro A. *Environmentally Safe Drilling Practices*. 1995.

## **6.1 MANEJO AMBIENTAL DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN.**

El control sobre el cumplimiento de las normas legales ambientales vigentes, requiere la instauración de herramientas tendientes a la preservación y conservación del medio natural y a la protección de la riqueza natural, de tal manera que, permitiendo su utilización, no se ponga en peligro su existencia.

Una revisión sobre las normas legales, actividades e indicadores de desempeño relacionados con la labor del interventor ambiental de proyectos deja ver que está estructurado de la siguiente manera.

### **6.1.1 Normas de gestión ambiental aplicables a la industria petrolera.**

Múltiples de normas legales vigentes sobre los recursos naturales y medio ambiente, se encuentran actualmente ya que durante muchos años y hasta finales de 1960, la evaluación de proyectos para la toma de decisiones se centraban en criterios económicos y técnicos, sin incluir las variables de tipo ambiental, social, cultural.

Así pues, no era raro encontrar en ellos poco énfasis en aspectos relacionados con la protección de la salud humana y del entorno natural, inexistencia de la participación de la comunidad afectada y ausencia de medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación en caso de presentarse impactos o efectos negativos en el desarrollo de los proyectos.

Revisando rápidamente sobresalen las siguientes normas:

- El artículo 17 del Decreto 1728 de 2002, contempla que en el estudio de impacto ambiental (EIA) en el cual se “incluirá el diseño de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos”; y el artículo 18 aclara que la descripción del proyecto incluirá: “localización, etapas,

dimensiones, costos y cronograma de ejecución, procesos y operaciones, identificación y estimación básica de los insumos, productos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología para utilizar, sus fuentes y sistemas de control. El artículo 25 del mismo decreto, contempla que el **Plan de Manejo Ambiental** (PMA) el cual se compone de los siguientes programas: a) de gestión social, b) de educación ambiental y capacitación al personal del proyecto, c) de manejo de actividades de construcción y adecuación, d) **de manejo de residuos**, e) de manejo de insumos, f) de manejo de pruebas de producción y g) de desmantelamiento y recuperación. Los programas están compuestos por subprogramas o fichas diseñadas para analizar cada actividad, enfrentar los posibles impactos y señalar los tratamientos adecuados para una correcta y oportuna solución.

- El Instituto de Normas Técnicas, Icontec, ha establecido la siguiente norma Técnicas Colombianas (NTC): NTC-ISO 14004 la cual proporciona una guía para el establecimiento o mejoramiento de un Sistema de Administración Ambiental (SAA).

De la misma manera, el Ministerio del Medio Ambiente como ente rector de la política ambiental, estableció un instrumento que promueve la gestión ambiental, la **GUIA BASICA AMBIENTAL PARA LA PERFORACION DE POZOS**, el cual dice: “Para facilitar el proceso de planificación y ejecución de proyectos, el Ministerio del Medio Ambiente y el sector petrolero identificaron la necesidad de definir guías ambientales básicas para cada actividad, orientadoras de la gestión ambiental que deben realizar los responsables de la ejecución de los proyectos y unificadoras de criterios en las relaciones de la actividad con la sociedad”. Por lo cual con base este soporte jurídico y criterios ambientales, es un mecanismo de verificación y control de las actividad propuesta en esté proyecto de grado, con la idea de determinar en cómo funciona la tecnología CRI y sea tenía en cuenta por las operados en el momento de conferir las licencias ambientales.

## **6.2 GUIA BASICA AMBIENTAL PARA LA PERFORACION DE POZOS.**

### **Estructura**

La guía tiene cuatro secciones principales:

- Marco de referencia para la gestión ambiental (PER-3)
- Planificación ambiental del proyecto (PER-4)
- Descripción de la actividad (PER-5)
- Manejo Ambiental del proyecto (PER-6)

Entonces, en ese orden, se identifica que la sección que es de interés es la de Manejo Ambiental del Proyecto (PER-6). Y yendo a dicha sección, como se observa en la figura 62, se encuentra el numeral PER.6.097 Manejo ambiental de los residuos de perforación, el cual establece los lineamientos y las directrices para el desarrollo del tipo de proyecto descrito en este libro, y que debe ser consultado bajo esta concepción para su implementación.

**Figura 62.** Instrucciones para el uso de la guía básica ambiental para la perforación de pozos.

<i>VERSION No. 1</i> <i>Enero de 1999</i>		<b>INSTRUCCIONES PARA EL USO DE LA GUIA</b>	<i>PER-2-000</i>
			<i>PAG. 3</i>
PER.6.095	Taladro e instalaxiones anexas		
PER.6.096	Lodos de perforación		
PER.6.097	Manejo ambiental de los residuos de perforación		
PER.6.098	Pruebas de producción		
PER.6.100	Plan de contingencia		
PER.6.110	Programa de capacitación de personal		
PER.6.120	Monitoreo y seguimiento		
PER.6.121	Selección de indicadores ambientales		
PER.6.122	Sistema de información ambiental		
PER.6.123	Instrumentos de seguimiento		
PER.6.130	Plan de abandono y restauración		
PER.6.140	Evaluación expost		
BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS			
GLOSARIO			

**Fuente:** Guía básica ambiental para la perforación de pozos.

El elemento PER-6-097 de la guía tiene como objetivo “Establecer los criterios para la gestión ambiental de los residuos líquidos y sólidos provenientes de la operación del taladro y los lodos con alta concentración de agua o contaminantes como el aceite”. Además señala lo que a lo largo y desde el inicio de este libro se ha mencionado en cuanto a los a la circunstancia reducir los impactos ambientales asociado a la industria petrolera si se llegase a implementar la tecnología CRI.

Figura 63. PER-6-097.

<p>VERSION No. 1 Enero de 1999</p>	<p><b>MANEJO AMBIENTAL DE LOS RESIDUOS DE PERFORACION</b></p>	<p>PER-6-097 PAG. 1</p>
<p><b>1. OBJETIVO</b></p> <p>Establecer criterios para la gestión ambiental de los residuos líquidos y sólidos provenientes de la operación del taladro y los lodos con alta concentración de agua o contaminantes como el aceite.</p> <p><b>2. IMPACTOS A PREVENIR / MITIGAR</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contaminación del suelo</li> <li>• Deterioro de la calidad de las aguas superficiales y subterráneas, causada por vertimiento de residuos líquidos y la disposición de los residuos sólidos de la perforación</li> <li>• Daño a los recursos naturales asociados al suelo, como consecuencia de los factores de deterioro mencionados</li> </ul> <p><b>3. CRITERIOS DE MANEJO</b></p> <p>Los criterios para definir el manejo ambiental de ripsos y lodos son los siguientes (Ver Figura No. 6.097.1):</p> <p><b>PARA EL MANEJO DE RIPIOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inyección por el anular, una vez terminados los trabajos de perforación</li> <li>• Inyección en pozos no productores o abandonados</li> <li>• Como relleno de las piscinas de lodos</li> <li>• Solidificación</li> <li>• Biodegradación</li> </ul>	<p>En el evento de contar con una o más opciones de igual importancia ambiental, se escogerá la más favorable. Si el pozo es declarado productor, la inyección por el anular puede no ser una alternativa.</p> <p><b>OPCIONES DE MANEJO DE LODOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Máxima reutilización del material en la perforación</li> <li>• Descarga sobre piscinas cuando no sea posible la reutilización</li> <li>• Tratamiento</li> </ul> <p><b>MANEJO DE AGUAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Envío a piscinas</li> <li>• Tratamiento y vertimiento al ambiente</li> </ul> <p><b>3.1. AGUAS DE LAVADO DE EQUIPOS</b></p> <p>Las pautas generales de manejo están indicadas en la Figura No. 6.097.2.</p> <p>Las aguas de lavado de equipos se deben dirigir a la primera piscina (o de pretratamiento), para lo cual la construcción debe proveer las facilidades establecidas. Estas incluyen cunetas perimetrales orientadas hacia el sistema de recolección y tratamiento de aguas residuales industriales y las trampas de grasas, cuando la naturaleza del residuo así lo requiera.</p> <p><b>3.2. LODOS Y RIPIOS</b></p> <p>La Figura No. 6.097.3 sugiere el manejo ambiental de los residuos de lodos comúnmente utilizados y relaciona los tratamientos recomendados en función de la sensibilidad ambiental del área.</p>	

**Fuente:** Guía básica ambiental para la perforación de pozos.

En la figura 63, en el componente, “**PARA EL MANEJO DE RIPIOS**” se subrayan dos opciones que la guía determina practicables para el tratamiento de los recortes de perforación y que pueden ser consideradas por las operadoras como una alternativa para el proceso de disposición, las cuales son:

- Inyección por el anular, una vez terminados los trabajos de perforación
- Inyección en pozos no productores o abandonados.

En ese sentido se da luz verde para que la tecnología de Reinyección de Recortes de Perforación sea definitivamente contemplada como una opción de eliminación de los recortes o por lo menos sea considerada con más frecuencia por las operadas en Colombia.

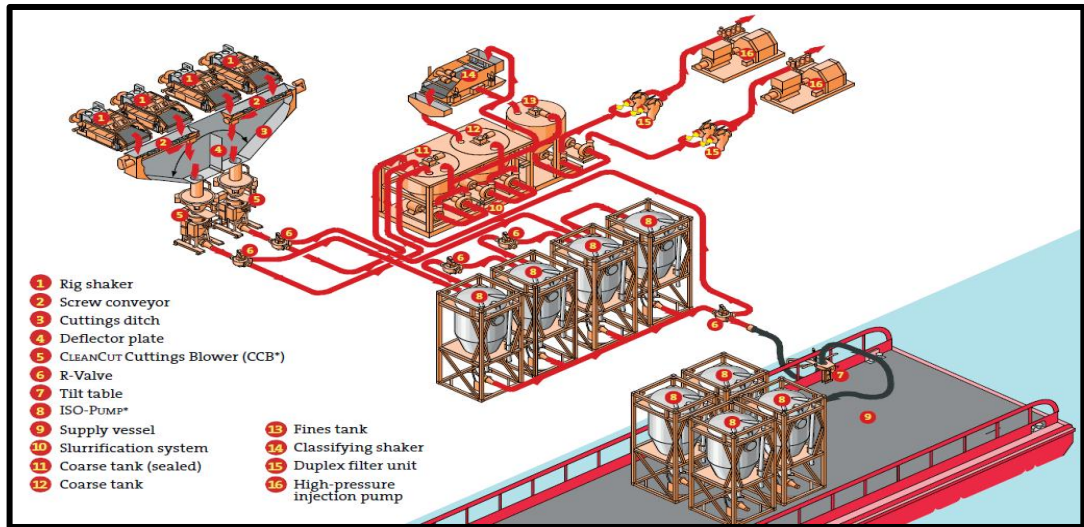
## **7. GUÍA A SEGUIR EN LA INDUSTRIA.**

Para el desarrollo de una operación de reinyección de recortes se debe crear una fractura hidráulica en la formación y allí almacenar los sólidos. Se pretende crear un sistema de fracturas donde se almacenan los recortes, la determinación de la zona de creación de fracturas depende de la información relativa al campo en estudio previo. 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 movimientos a seguir en proceso de reinyección de recortes son los siguientes:

1. Almacenar en superficie los materiales como recortes, residuos de perforación, agua y el fluido fracturante en cantidades calculadas y finalmente la mezcla o lechada preparada para inyectar. Ver figura 64.

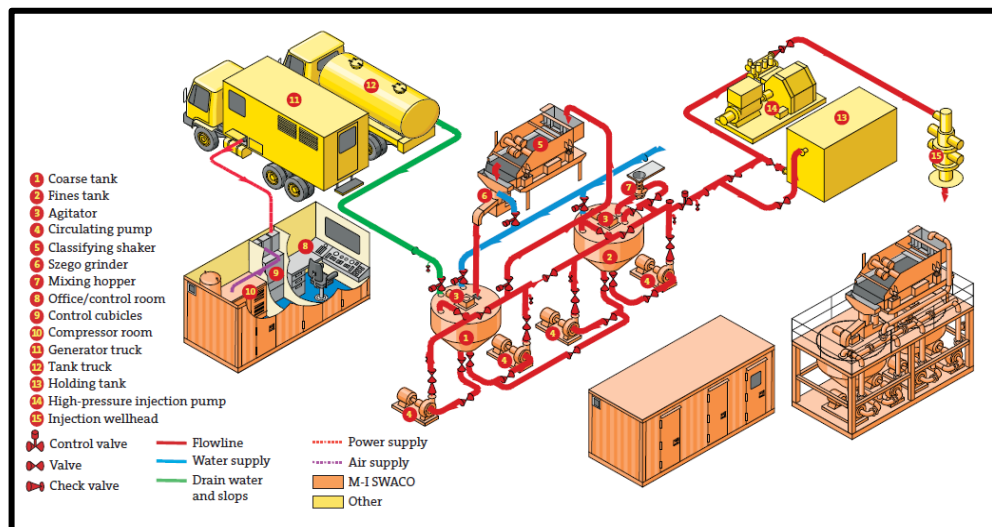
**Figura 64.** Sistema de almacenamiento.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

2. Realizar las conexiones de las facilidades de superficie necesarias (Bombas, Líneas, Tanques, Cabeza, Manómetros, sensores, válvulas, etc.). Ver figura 65

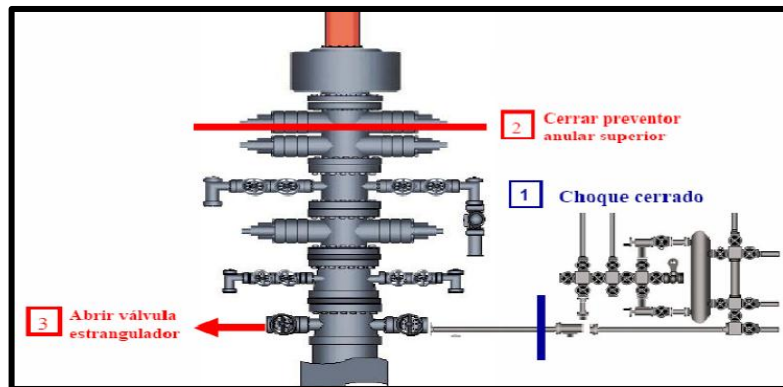
**Figura 65.** Facilidades de Superficie CRI.



**Fuente:** Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

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. Ver figura 66.

**Figura 66.** Procedimiento de cierre del pozo.



**Fuente:** SAR Energy.

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. Ver figura 67.

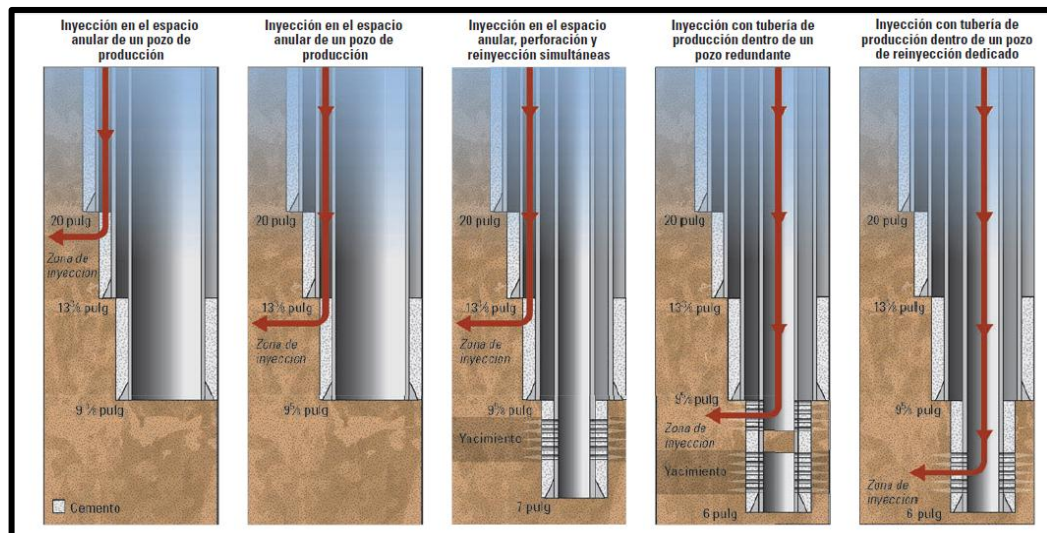
**Figura 67.** Autorización para dar inicio a la operación.



**Fuente:** SAR Energy.

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. Ver figura 68.

**Figura 68.** Escenarios de inyección.

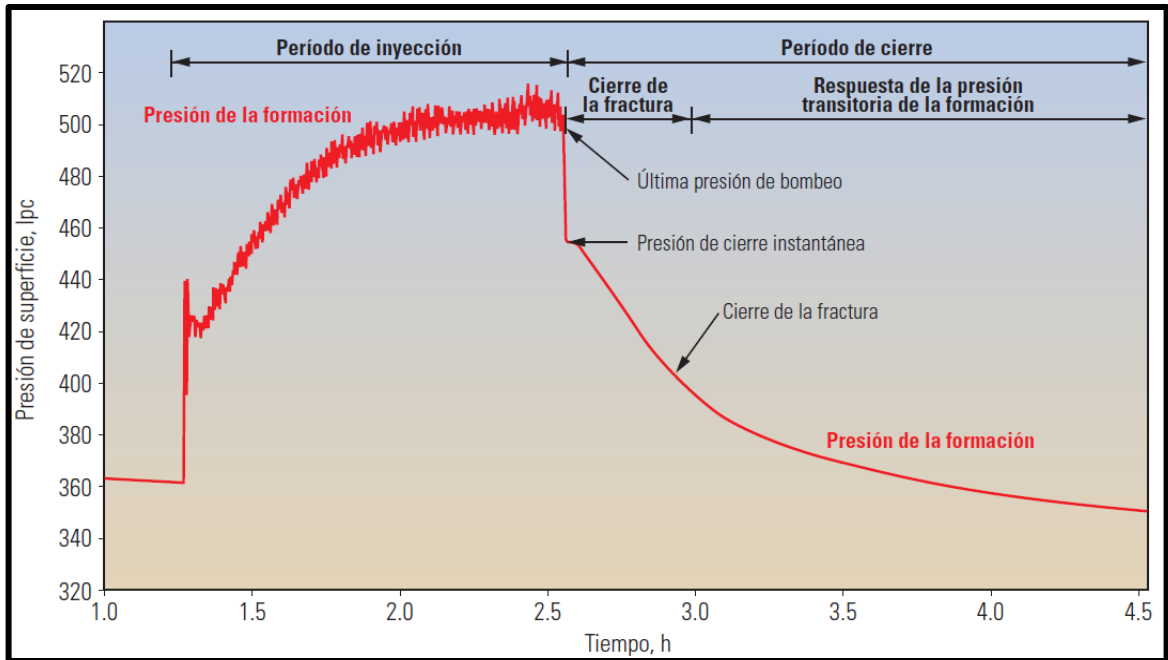


**Fuente:** Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

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. Ver figura 69.

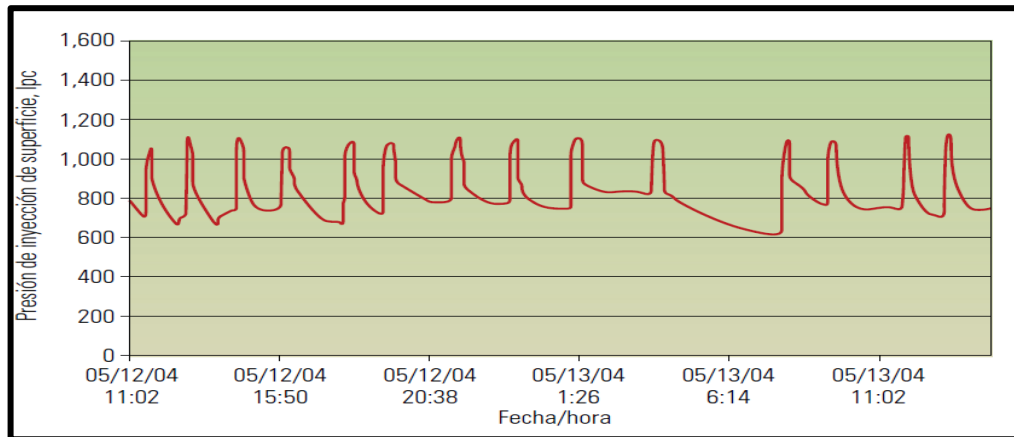
**Figura 69.** Presión de inyección típica y respuestas de la caída de presión



Fuente: Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

7. Forzar con fluido de fractura la formación con una presión de superficie ISIP, es decir la presión instantánea a cierre que produce la fractura.
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. Ver figura 70.

**Figura 70.** Monitoreo de los ciclos de presión.



**Fuente:** Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

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. Ver figura 71.

**Figura 71.** Monitoreo del proceso de inyección.



**Fuente:** Thomas Geehan, Alan Gilmour, Quan Guo. MI-SWACO, Houston, Texas, EUA. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

11. Una vez terminado el bombeo de la lechada se debe desplazar la lechada a razón de 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.

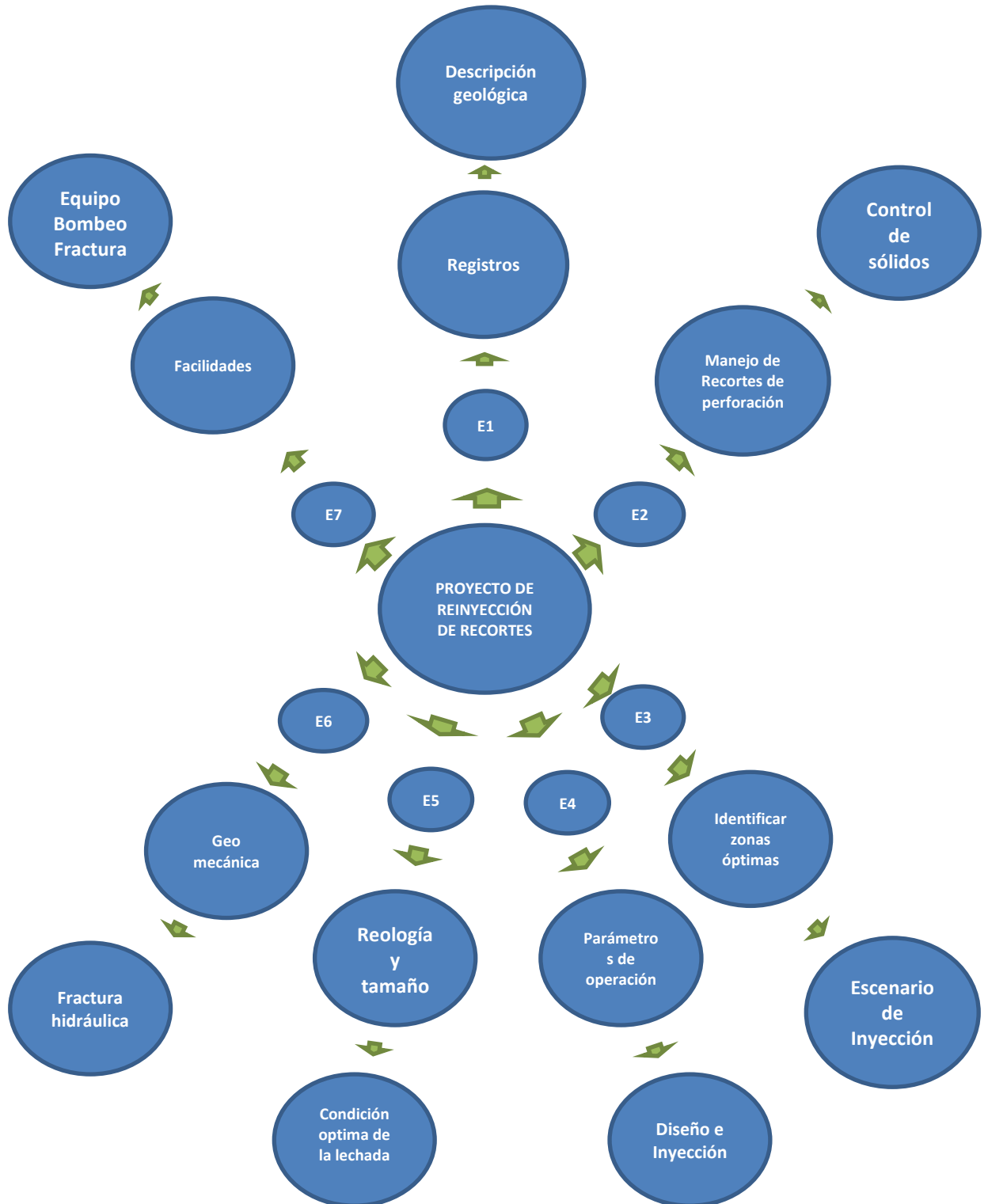
## **7.1 ETAPAS DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE REINYECCIÓN DE RECORTES**

En un proyecto de reinyección de recortes se debe seguir con una serie de etapas que ayuden a determinar cada uno de los factores que intervienen en su proceso, siendo la planificación y el manejo de riesgo piezas clave para la ejecución segura y exitosa del proceso. En la figura 72 se muestra el desarrollo de cada una de estas etapas.

- ETAPA 1 (E1): Los registros eléctricos permitirán obtener la descripción geológica a través del hole y establecer las propiedades físicas de las rocas que se encuentran rodeando una perforación, e indicios de áreas permeables y porosidad de la roca, posiciones de límite de estratos en función de su profundidad.
- ETAPA 2 (E2): Parte del éxito depende de un adecuado manejo de los recortes de perforación, el cual involucra su transporte, almacenamiento y control de sólidos.
- ETAPA 3 (E3): La identificación de las zonas óptimas permitirá establecer el escenario de inyección en función del volumen de los ripios.

- ETAPA 4 (E4): Establecer los parámetros de reinyección conducirán a diseñar el modelo de inyección.
- ETAPA 5 (E5): La reología permitirá definir las propiedades de flujo de la lechada de inyección.
- ETAPA 6 (E6): El modelo geomecánico permitirá establecer la geometría de las fracturas en función las presiones óptimas y seguras de inyección.
- ETAPA 7 (E7): El montaje del equipo de inyección desde la bomba de alta presión hasta la tubería de transporte de la lechada será empleada en función del volumen de recortes y la profundidad de la zona de almacenamiento.

**Figura 72.** Etapas que interviene en un proceso de Reinyección de Recortes.



**Tabla 13.** Condiciones para la implementación de la tecnología CRI

<b>PROPIEDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Profundidad de la formación</b>	<b>1500 - 5000 Ft . Se recomienda una formación con un valor bajo de presión de fractura.</b>
<b>Espesor</b>	<b>Mayores a 25 Ft.</b>
<b>Porosidad</b>	<b>Mayor a 20 %</b>
<b>Permeabilidad</b>	<b>Mayor a 1 Darcy. Se recomienda que la K sea lo más heterogena posible.</b>
<b>Estructura geológicas</b>	<b>Fracturas o fallas no naturales</b>
<b>Límites</b>	<b>Formaciones aisladas de aguas potables, acuíferos activos, evitar fronteras laterales dentro de la formación</b>
<b>Tipo de formación</b>	<b>Arenisca, arcillas, calizas</b>
<b>Preferencias del regimen de inyección</b>	<b>Fracturamiento múltiple</b>
<b>Diseño equipo de superficie</b>	<b>Despliegue offshore y en tierra firme</b>
<b>Control de solidos</b>	<b>Zarandas vibratorias, sistemas de transporte y almacenamiento</b>
<b>Concentración de sólidos</b>	<b>Se sugiere no exceder el 20% por vol de lechada</b>
<b>Reología de lechada</b>	<b>Viscosidad 50-80 Seg/cuarto de vol h</b>
	<b>Radio de las particulas 20-30 %</b>
	<b>Peso de las particulas 10.5-12.5 ppg</b>
	<b>Tamaño de la particula</b>
	<b>Yeild point 20-25 lbs/ 100 seg.Ft</b>
<b>Escenario de reinyección</b>	<b>Anular : Drilling y produciendo</b>
	<b>Pozo redundante</b>
	<b>Pozo dedicado o abandonado</b>

## 8. CONCLUSIONES

- Muchos proyectos de reinyección de recortes de perforación se han llevado a cabo en todas las partes del mundo. La experiencia operacional ha demostrado que los recortes de perforación de reinyección es una solución ambientalmente segura y económicamente sólida para E & P y gestión de los residuos si las operaciones están diseñadas y fabricadas correctamente con un programa de monitoreo y verificación de riesgo bien definido.
- Se mostró las regulaciones ambientales Colombianas unificadas y los requisitos de permiso en este documento, respaldando la tecnología CRI. La solicitud de permiso con éxito requiere una comunicación rápida y buena y una fuerte relación con las agencias reguladoras, el pleno compromiso por parte del operador, sensible ingeniería, estudios de mitigación y aseguramiento de riesgo.
- La reinyección de recortes 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 tecnología evitaría el transporte de recortes por largas distancias, reduciendo riesgos y costos de operación en el manejo de residuos en la perforación además el método de reinyección de recortes 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 recortes tiene preferencia de aplicarse 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 pero todas las configuraciones de CRI generalmente son más favorables que 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 recortes, esto facilita el proceso del fracturamiento y se ve beneficiado, ya que la capacidad de las bombas de inyección es menor por lo cual, la reinyección de recortes 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 recortes almacena y dispone los residuos en una formación receptora.
- Siempre hay riesgos e incertidumbres asociados con los proyectos de CRI. La clave para la gestión de los riesgos potenciales es colocar múltiples controles entre los peligros detectados para prevenir que los peligros potenciales lleguen a las consecuencias indeseables quizá la razón por la cual nuestro país no sea pinero en su implementación aunque el método de reinyección de recortes puede ser aplicado en Colombia siempre y cuando los pozos inyectoros empleados sean pozos existentes, como pozos exploratorios, abandonados o secos. Ya que su costo no es tan elevado.

## 9. RECOMENDACIONES

- Llevar a cabo un proyecto de simulación en la cual involucre los parámetros que se consideran para la implementación de la tecnología CRI.
- Realizar un estudio detallado geomecánico de las formaciones que serían aptas para la operación de reinyección de recortes, para que la operación sea segura y no genere inconvenientes ambientales.
- Realizar un estudio de factibilidad para la implementación del método de reinyección de recortes, en campos de Colombia económicamente no rentables, enfocados en pozos abandonados, exploratorios o secos.
- Ejecutar un proyecto en dónde se realice un análisis económico y financiero en dónde se detalle los costos que llevaría la implementación de la tecnología CRI en Colombia.
- Adaptar la tecnología de reinyección de recortes, 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 recortes como el método de disposición y eliminación de residuos más conveniente.
- Proponer un proyecto de un centro 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.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED S. Abou-Sayed, SPE, Advantek International, And QUANNXIN Guo, SPE, Advantek International. 2001. "Desing Considerations In Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing". LADC/SPE 72308.

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

Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas. 1–4 October 2000. "Merits of Suspending the First Platform Well as a Cuttings Injector". SPE 63124.

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

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

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA. Minería en Colombia: Institucionalidad y territorio, paradojas y conflictos. 2013.

CRAWFORD, H.R. Conoco Inc. "Drill Cuttings Reinjection for Heidrun: A Study". Cuttings and Produced Water Re-injection Schemes". SPE 73918.

Cuttings Re-Injection. Site-specific process to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. MI-SWACO.

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

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. M-I SWACO.

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

GUIA DE MANEJO AMBIENTAL PARA PROYECTOS DE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS. Guía básica ambiental para la perforación de pozos. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – Colombia.

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

GUNNAR Sirevag and ARTHUR Bale, Statoil Als. "An Improved Method For Grinding And Reinjecting Of Drill Cuttings". SPE/LADC 25758.

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

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

GUO, Spe, Terratek Inc., L.J. Dutel, Dfh Engineering, G.B. Wheatley, Spe, PanCanadian Resources, J.D. Mclennan, Spe, And A.D. Black, Spe, Terratek Inc.

“Assurance Increased For Drill Cuttings Re-Injection In The Panuke Field Canada: Case Study Of Improved Design”. LACD/SPE 59118.

HUGO Zambrano S. y ALFREDO Olaya A. “Interventoría ambiental en proyectos de perforación de pozos petroleros”. Revista Facultad de Ingeniería No. 30. pp. 9-23. Diciembre, 2003.

INTEVEP-326014. “Daño a la Formación”.

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

JACKSON, J. “Drill Cuttings Disposal Method And System,” United States Patent 5109933 And 5129469, 1992

JULIO, Ronderos (M-I SWACO) Adriana Ovalle. “Geomechanical Modeling Techniques Applied to Waste Injection Process”. ARMA-10-397.

KENNETH R. Kunze (Exxonmobil) and HELGE Skorve (Exxonmobil). “Annual Technical Conference And Exhibition Held In Dallas, Texas”. 1–4 October 2000. “Merits Of Suspending The First Platform Well As A Cuttings Injector”. SPE 63124.

LENIS, Efraín. M-I SWACO. Curso De Control De Sólidos.2000.

LOUVIERE, R.J. and J. A. Reddoch, “Onsite Disposal Of Rig- Generated Waste Via Slurrification And Annular Injection.” Nov 23 –25, 1993. SPE 25755.

MALACHOSKY, B. E. Shannon, and J. E. Jackson, “Offshore Disposal Of Oil-Based Drilling Fluid Waste: An Environmentally Acceptable Solution.” Nov. 10-14, 1991. SPE 23373.

MARINELLO, S.A., F.L. Lyon and W. T. Ballantine, "Norm Waste Disposal Methods: Technology, Risk And Liability." Denver, Oct 6-9, 1996. SPE 36642.

MARINELLO, S.A., W. T. Ballantine, and F.L. Lyon, "Nonhazardous Oil Field Waste Disposal Into Subpressuredzones." Environmental Geosciences, Volume 3, Number 4,1996, 199-203.

MINTON, R. C., A. Meader, S. M. Willson, "Downhole Cuttings Injection Allows Use Of Oil-Base Muds." World Oil, October 1992.

P.R Schuh, Conoco Uk Ltda. And Bw Scoy And Eric Sorrie, Thule Rigtech 1993. "Cutting Reinjection On The Murdoch Development Proyect In The Southern Sector Of The North Sea". SPE 26680.

QUANXIN Guo and THOMAS Geehan. M-I Swaco. "An Overview Of Drill Cuttings Re-Injection – Lessons Learned And Recommendations". 11th International Petroleum Environmental Conference Albuquerque, New Mexico, October 12-15, 2004.

RICHARD G. Keck / Natchiq Technical Services. "Drill Cuttings Injection: A Review Of Major Operations And Technical Issues". San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002. SPE 77553.

S. Young And S. Rabke.2006. "Novel Fluid Design Can Eliminate Obm Cuttings Waste" SPE 100292.

SMITH, R. I., "The Cuttings Grinder," 1991. SPE 22082.

SIMMONS, S. SHOKANOV, T. "Field Implementation of Sur-Surface Waste SPE 26382.

TALGAT ADILHANOVICH Sh. (M-I SWACO), KENNETH George Nolte (Schlumberger) "Waste Subsurface Injection: Pressure Injection and Decline Analysis". SPE-105387-MS.

THOMAS Geehan, ALAN Gilmour, QUAN Guo. Mi-Swaco, Houston, Texas, Eua. "Tecnología De Avanzada En El Manejo De Residuos De Perforación".

Y. Shioya. "The Geomechanical Acceptance Analysis Using Hydraulic Fracturing Simulator" SPE 78586.

VAN Golf-Racht. "Fundamentals of fractured reservoir engineering". Elsevier scientific publishing company Amsterdam - Oxford - New York.

ZISSIS A. Moschovidis, Amoco Production Co., RONALD P. Steiger, Exxon Production Research Co., XIAOWEI Weng, Arco E&P Technology, AHMED S. Abou-Sayed, Bp Exploration Inc. "The Mounds Drill Cuttings Experiment: Determining Placement Of Drill Cuttings By Hydraulic Fracturing Injection". SPE 48987.