

**INGENIERIA CONCEPTUAL DEL PROGRAMA DE RE-INYECCIÓN DE
CORTES DE PERFORACIÓN APLICADO A UN POZO NO PRODUCTOR DEL
CAMPO ESCUELA COLORADO**

JOHAN NICOLAS DIAZ CUELLAR

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA 2015

**INGENIERIA CONCEPTUAL DEL PROGRAMA DE RE-INYECCIÓN DE
CORTES DE PERFORACIÓN APLICADO A UN POZO NO PRODUCTOR DEL
CAMPO ESCUELA COLORADO**

JOHAN NICOLAS DIAZ CUELLAR

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO

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

Director:

ING. FERNANDO RINCÓN ÁLVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA 2015**

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y llenarla de tantas bendiciones, por permitir que este sueño se haga realidad y por guiar cada uno de los pasos que daba.

A mis padres por su amor y apoyo incondicional, por creer en mí y apoyar cada una de mis decisiones, gracias por enseñarme a luchar a pesar de los obstáculos, a mi mamá por sus palabras de aliento y por estar en los momentos más difíciles, a mis hermanas las cuales son el motor de mi vida y mi impulso para seguir adelante.

A mis tías y primos por brindarme tanto cariño, a mis abuelas que amo con todo el alma y que con sus consejos fortalecían mis pasos, a ANGELA CAMELO quien fue mi apoyo en todo momento, gracias por tanto cariño.

A mis amigos que son mi familia por tanto apoyo especialmente a NICOLAS DIAZ quien estuvo a mi lado en cada instante y fue mi compañero para alcanzar este logro.

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO

AGRADECIMIENTOS.

EXPRESAMOS NUESTROS AGRADECIMIENTOS A:

El ingeniero Fernando Rincón Álvarez quien fue nuestro director de tesis y depositar su confianza en nosotros para la realización de este trabajo.

Gracias a los profesores que tuvieron excelente disposición para enseñar y compartir sus conocimientos con nosotros.

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.

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO

JOHAN NICOLÁS DIAZ CUELLAR

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	21
1. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	23
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	24
1.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS CAMPO ESCUELA COLORADO.....	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	25
1.4 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	26
1.4.1 Pre-cretáceo formación Girón (Jurásico).....	26
1.4.2 Cretáceo.....	27
1.4.2.1 Formaciones Los Santos - Tambor (Valanginiano -Hauteriviano).....	27
1.4.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano).....	28
1.4.2.3 Formación Paja (Barramieano – Aptiano temprano).....	28
1.4.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albino).....	28
1.4.2.5 Formación Simutí (Albiano Temprano – Albiano Medio).....	29
1.4.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano).....	29
1.4.2.7 Formación Umir (Campaniano A Maestrichiano- Daniano).....	29
1.4.3 Terciario.....	30
1.4.3.1 Formación Lisama (Paleoceno).....	30
1.4.3.2 Formación la Paz (Eoceno Medio).....	31
1.4.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío).....	31
1.4.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior).....	31
1.4.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio).....	32
1.4.3.6 Formación Real (Mioceno Medio- Mioceno Superior).....	32
1.5 HISTORIA DE PERFORACIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	34
1.6 PARAMETROS BASICOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO.....	35
2. GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.....	37

2.1 LODO DE PERFORACIÓN.....	39
2.2 CLASIFICACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN.	40
2.2.1 Lodos de Perforación en Base Agua.....	40
2.2.2 Lodos de Perforación en Base Aceite	41
2.2.3 Lodos de Perforación a Base de Aire o Gas	41
2.3 PERFORACIÓN.	42
2.3.1 Desechos contaminados con lodos base agua	42
2.3.2 Desechos contaminados con lodos base aceite.....	43
2.4 CICLO DEL LODO EN UN POZO.....	43
2.5 CONTROL DE SÓLIDOS.....	45
2.5.1 Métodos para la remoción de sólidos.....	46
2.6 EQUIPOS MECÁNICOS DE CONTROL DE SÓLIDOS.	47
2.6.1 Zaranda vibratoria (<i>Shale Shaker</i>)	47
2.6.1.1 Volumen de procesamiento y capacidad de separación.....	48
2.6.1.2 Mallas.	50
2.6.1.3 Ángulo de inclinación de las zarandas.	51
2.6.2 Hidrociclones	51
2.6.3 Desarenador	52
2.6.4 Deslimador (Desilter)	53
2.6.5 Limpiador de lodo (Mud Clear).....	54
2.6.6 Bombas Centrifugas.	55
2.6.7 Centrifuga de Decantación.....	56
2.6.8 Desgasificador.	57
2.7 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACION.....	57
2.7.1 Encapsulamiento	58
2.7.2 Biorremediación	58
2.7.3. Desorción térmica indirecta.....	59
2.7.4. Confinamiento.....	59
2.7.5. Fosas para disposición de cortes de perforación	59
2.7.6 Micro-celdas	59
3. DESCRIPCIÓN DEL MANEJO Y REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.	

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.	61
3.1.1. Métodos de inyección.	62
3.1.1.1. Reinyección anular	63
3.1.1.1.1. Ventajas y desventajas de la reinyección anular	66
3.1.1.2 Reinyección por pozo redundante.....	66
3.1.1.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante	67
3.1.1.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado.....	68
3.1.1.3.1Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo dedicado.....	70
3.2 FACTORES A CONSIDERAR PARA UNA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN EXITOSA.....	71
3.2.1 Diseño de equipo de superficie	72
3.2.2. Fracturas	72
3.2.2.1 Fracturamiento multi -direccional	73
3.2.2.2 Micro-fracturas.....	73
3.2.2.3 Fracturas simples.....	73
3.2.3 Concentración de los sólidos.....	73
3.2.4 Contención de la lechada.	74
3.2.5 Tamaño de la partícula	75
3.2.6 Especificaciones de cabeza de pozo	75
3.2.7 Evaluación de estallido tubular.....	75
3.2.8 Evaluación del desgaste por erosión.....	76
3.3 EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE RIPIOS.....	76
3.3.1 El sistema de transporte de ripios de perforación.....	76
3.3.2 El sistema de conversión de lechada	79
3.3.3 el paquete de re-inyección.	80
4. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA ALMACENAMIENTO DE RIPIOS EN EL SUBSUELO	81
4.1 PROPIEDADES DE UNA FORMACIÓN RECEPTORA	82
4.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.	83
4.2.1 migración de la lechada.	83
4.3 EFECTOS DE LA INYECCION EN LA FORMACION RECEPTORA	86

4.3.1 Efecto de la permeabilidad.....	87
4.3.2 Daño de formación a causa de la inyección.....	87
5. PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA REINYECCIÓN DE CORTES.....	89
5.1 RÉGIMEN DE INYECCIÓN.....	89
5.1.1 Inyección intermitente.....	89
5.1.1.1 parámetros de operación para régimen de inyección intermitente.....	89
5.1.2 inyección continua.....	91
5.1.2.1 parámetros de operación para el régimen de inyección continuo.....	91
5.2 SELECCIÓN Y DISEÑO DEL POZO DE DISPOSICIÓN.....	91
5.2.1 Erosión del cabezal.....	92
5.2.2 Presión de colapso y presión ruptura del casing.....	93
6. CARACTERÍSTICAS ÓPTIMAS DE LOS CORTES PARA SU REINYECCIÓN.....	94
6.1 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LA LECHADA.....	94
6.1.1. Viscosidad.....	95
6.1.2 Viscosidad aparente.....	96
6.1.3 Viscosidad cinemática.....	96
6.1.4 Viscosidad dinámica.....	96
6.1.5 viscosidad plástica.....	97
6.1.6 viscosidad Funnel o Marsh.....	97
6.1.7 punto de cedencia.....	97
6.1.8 Resistencia de gel.....	97
6.1.9 Gravedad específica de la lechada.....	98
6.1.10 Tamaño de partícula.....	98
6.1.11 Contenido de sólidos.....	98
6.1.12 Velocidad crítica por el espacio anular y tasa de flujo crítica.....	98
6.2 BENEFICIOS DE LA CALIDAD DE LA LECHADA.....	102
6.3 EFECTOS ADVERSOS DE LA LECHADA DE INYECCIÓN.....	102
6.3.1 Efecto de la viscosidad.....	102
6.3.2 Efecto del contenido de sólidos.....	103
6.3.3 efecto del tamaño de las partículas.....	103
7. VIABILIDAD OPERACIONAL EN LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. (APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA).....	104

7.1 PASOS PARA EL PROCESO DE REINYECCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.....	105
8. CONCLUSIONES.....	111
9. RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de Campo Escuela Colorado	24
Figura 2. Clasificación y Distribución de Pozos Campo Escuela Colorado.	25
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada.....	33
Figura 4. Lodo Base Agua	40
Figura 5. Lodo Base aceite.....	41
Figura 6. Circulación del lodo de perforación	45
Figura 7. Zaranda o shale shaker.....	47
Figura 8. Movimiento de las partículas en la zaranda.....	49
Figura 9. Hidrociclones.....	51
Figura 10. Comportamiento de fluidos en los hidrociclones.....	52
Figura 11. Desarenador	53
Figura 12. Round Destiler Manifold.....	54
Figura 13. Stand Alone Inline	54
Figura 14. Limpiador de lodo.....	54
Figura 15. Bomba centrífuga	55
Figura 16. Desgasificador	57
Figura 17. Principales componentes del equipo de reinyección.....	62
Figura 18. Reinyección anular	64
Figura 19. Operaciones simultáneas a la reinyección.....	65
Figura 20. Reinyección de lechada por pozo redundante	67
Figura 21. Reinyección de lechada por pozo dedicado	70
Figura 22. Tipo de fractura y muestra de roca sello.	75
Figura 23. Transporte de recortes de barrenas.....	77
Figura 24. Recolección de recortes al vacío	78
Figura 25. Sistema neumático cleancut	79
Figura 26. Sistema de conversión de lechada	80
Figura 27. Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección.....	83
Figura 28. Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla	84
Figura 29. Migración hacia la formación vecina por presión de inyección	85
Figura 30. Migración de lechada hacia otras formaciones por fracturas verticales.....	86
Figura 31. Gráfico logarítmico del modelo de ley exponencial	99
Figura 32. Estado mecánico del pozo (colorado 29).....	107
Figura 33. Abandono del pozo colorado 29.....	108

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos básicos de yacimiento (Formación mugrosa)	36
Tabla 2. Ventajas y desventajas de la reinyección anular	66
Tabla 3. Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante	68
Tabla 4. Ventajas y desventajas de reinyección por pozo dedicado	71
Tabla 5. Factores para identificación de una zona de disposición	81
Tabla 6. Propiedades óptimas de una formación receptora.....	82
Tabla 7. Rangos de viscosidad para la lechada de inyección	101
Tabla 8. Pasos fundamentales para la reinyección de cortes de perforación.....	105

GLOSARIO

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

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

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: Una columna estratigráfica es una representación utilizada en geología y sus sub campos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

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

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

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

FORMACIÓN: 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 cortes.

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

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

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

PERMEABILIDAD: Es la capacidad de una roca, para transmitir fluidos dentro de ella. Se expresa en unidades Darcy (D) o miliDarcy (mD). El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos.

POROSIDAD: La porosidad es una propiedad de la roca que es definida como el porcentaje de el volumen o espacio vacío de la roca que puede contener los fluidos (s-l-g). Esta se expresa en porcentaje, de acuerdo a que tanto por ciento tengamos de porosidad, podremos saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca.

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 partes de protección del mismo (revestimiento, *liners*, cementaciones, etc.).

POZO ABANDONADO: Pozo de producción de petróleo crudo y/o gas natural que, por razones mecánicas o económicas, se suspende su uso de manera permanente. La acción consiste en taponear el pozo y lograr la recuperación de ciertos materiales.

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

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

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

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.

RESIDUO PELIGROSO: son aquellos que poseen algunas características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, 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.

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.

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN UN POZO PILOTO NO PRODUCTOR DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTORES: JOHAN NICOLAS DIAZ CUELLAR**

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO**

PALABRAS CLAVES: Reinyección de cortes, pozo, estratigrafía, Fracturamiento, hidráulico, lechada, zonas óptimas.

RESUMEN

La industria petrolera es una actividad que genera impactos significativos en todo ecosistema que interfiere. Para las empresas operadoras de exploración y producción de petróleo y gas, el manejo adecuado y responsable de los residuos generados de su actividad deben estar contempladas en la planeación de la perforación en cumplimiento de las regulaciones ambientales para que la disposición final de los desechos sea segura y aceptable para el ambiente; particularmente y objeto de esta propuesta, la disposición de cortes, lodos y aguas residuales industriales producidos en la etapa de perforación.

El estudio realizado en este proyecto llevó a cabo: Analizar la información establecida y seleccionar un pozo piloto de campo escuela Colorado, examinar las condiciones de los ripios de perforación que se van a utilizar, dimensionar los equipos y operaciones necesarias para una reinyección de ripios en el pozo, crear un documento con la Ingeniería Conceptual, básica y de Detalle de la operación de reinyección de ripios en Campo escuela Colorado.

En este proyecto se trabaja con el concepto de que la reinyección de cortes de perforación, es un proceso donde los cortes se recolectan y transportan a un sistema que los organiza, clasifica, mezcla y adecua convirtiéndolos en una lechada bombeable, la cual se inyecta en un pozo seco de campo escuela colorado (formación receptora) con el fin de ofrecer un plan de manejo y prevención de riesgos ejecutado según especificaciones.

*proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director Fernando Rincón Álvarez.

TITLE: CONCEPTUAL ENGINEERING PROGRAM RE-INJECTION OF DRILLING CUTTINGS USED IN A NOT PRODUCER WELL THE CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTHORS: JOHAN NICOLAS DIAZ CUELLAR**

JULIETH VANESSA CRUZ CAMELO**

KEYWORDS: Cuttings Reinjection, well, stratigraphy, hydraulic fracturing, slurry, optimal zones.

ABSTRACT

The oil industry is an activity that generates significant impacts on all ecosystems that interferes. The operating exploration and production of oil and gas companies, proper and responsible management of generated waste from its activity must be provided in planning drilling in compliance with regulations environmental for the disposal of waste is safe and acceptable to the environment; and particularly in this proposal, the provision of cuts, sludge and industrial waste water produced in the drilling stage.

The study in this project took place: Analyze the established information and select a well in Campo Escuela Colorado, considering the conditions of drill cuttings to be used, size the equipment and operations necessary for reinjection cuttings in well, create a document with the Conceptual, Basic and Detail operation reinjection cuttings en Campo Escuela Colorado.

In this project works whit the concept that the drill cuttings reinjection is a process where the cuts are collected an transported to a system that organizes, sorts, mixing and making them a suitable pumpable grout, which is injected into a dry well the Campo Escuela Colorado (receiving training) to provide a management plan and risk prevention executed according to specifications.

*Project degree

**Chemical-Physical engineering faculty. Petroleum engineering school. Director Fernando Rincón Álvarez

INTRODUCCIÓN

En el panorama actual, una mayor demanda motiva a las operadoras de campos petroleros a intensificar la búsqueda de recursos hidrocarburos mediante la planeación de desarrollo de campo y las campañas de perforación.

En el mundo miles de pozos son desarrollados en la búsqueda de hidrocarburos; ocasionando un impacto ambiental enorme debido a la generación de grandes volúmenes de residuos (cortes de la roca y lodo de perforación) con contenidos tóxicos tanto para el ambiente como el ser humano.

El manejo de estos residuos representa un rubro económico importante para las operadoras, ya que para su disposición final requieren del cumplimiento de parámetros de calidad, emitidos por las autoridades ambientales, para mitigar su impacto en el ambiente.

Una solución alternativa para la disposición final de residuos de perforación es la reinyección de cortes ya que cumple con las regulaciones ambientales, presentando bajo niveles de producción de dióxido de carbono y cumpliendo con los requisitos reglamentarios de cero descargas.¹

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

La inyección de recortes a pozos adecuados para tal fin, el proceso inicia con la recolección de los recortes de perforación para luego ser transportados a un sistema

¹ S. Young and S. Rabke, "novel fluid desing can eliminate obm cuttings waste" SPE 100292

encargado de la mezcla, organización, clasificación y transformación de los recortes en un fluido bombeable, el cual posteriormente será inyectado a un yacimiento (formación receptora), que se encuentra permanentemente aislado y ubicado a una gran profundidad. Se necesitan crear medidas adecuadas para la inyección de los recortes de perforación con el fin de prevenir daños al suelo y a los acuíferos; para que la reinyección de cortes sea exitosa es necesario seguir estrictamente las recomendaciones de ingeniería, análisis del campo y un desarrollo de prevención de riesgos.

Campo Colorado presenta una condición apropiada para el estudio de la operación de re-inyección de cortes o CRI ya que posee un inventario considerable de pozos secos y pozos económicamente no rentables que son candidatos a ser abandonados. Nuestro propósito se extiende a aplicar esta técnica en un pozo de las condiciones ya descritas para disposición de ripios propios. Incluso se puede considerar la posibilidad comercial de disponer residuos de otras compañías operadoras que apalancará el pago de los abandonos de pozos, que es un pasivo pendiente del campo.

1. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO

Campo escuela colorado fue entregado a la Universidad Industrial de Santander por parte de la empresa colombiana de petróleos –ECOPETROL S.A como parte de un convenio administrativo con fines científicos y tecnológicos.

El Campo Escuela ofrece principalmente tres líneas de acción, a través de las cuales las empresas petroleras y afines al sector de hidrocarburos se pueden vincular al proyecto:

- **Investigación**

El Campo Escuela ofrece la posibilidad de realizar acuerdos de cooperación con las empresas que deseen vincularse al proyecto, para desarrollar tecnologías conjuntas y/o aplicar pilotos tecnológicos; mediante diferentes modalidades acordadas entre las partes.

- **Capacitación**

El Campo Escuela a través de la UIS, ofrece programas de educación formal e informal, en áreas afines al sector de hidrocarburos:

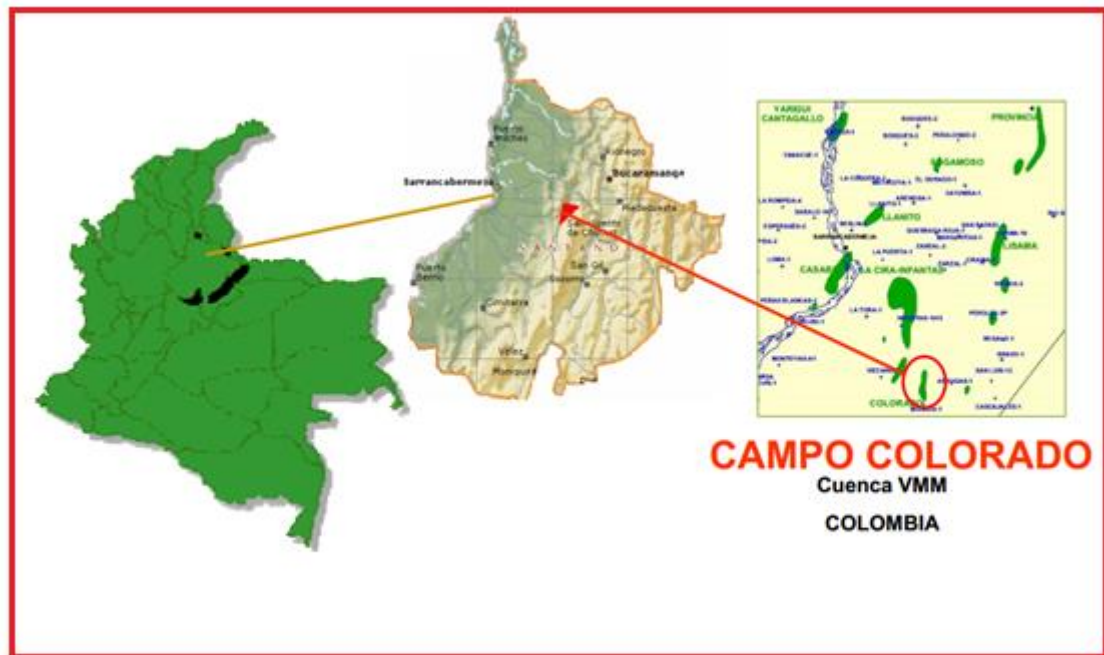
- ✓ Cursos teórico-prácticos de actualización, certificados.
- ✓ Diplomados teórico-prácticos.
- ✓ Posgrados: maestrías de investigación, maestrías de profundización y especializaciones.

- **Asesoría y Consultoría**

El Campo Escuela Colorado ofrece asesoría y consultoría a la industria petrolera nacional, en áreas afines al sector de hidrocarburos, desarrollo, responsabilidad y práctica social.²

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO

Figura 1. Ubicación de Campo Escuela Colorado



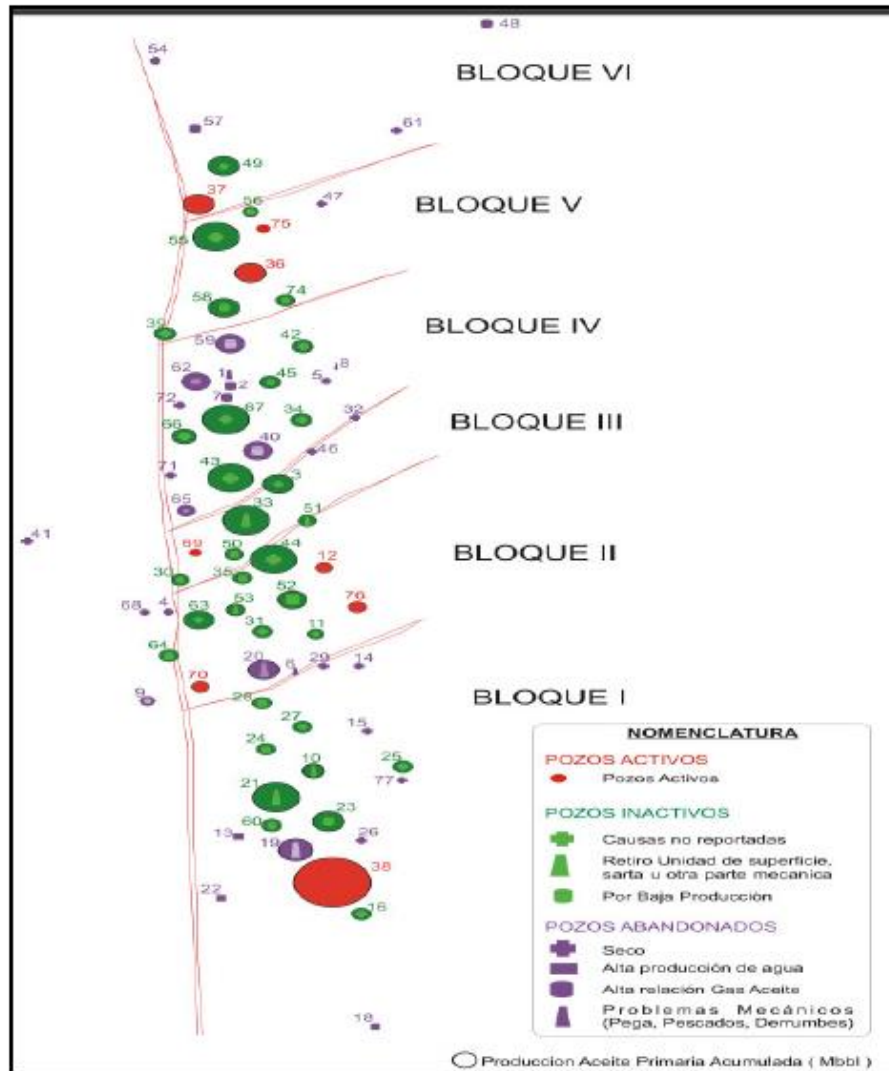
Fuente: Manual Técnico de las actividades de producción efectuadas en el campo escuela colorado, Reyes Rodríguez Deisy Patricia, UIS 2012

El Campo Colorado está situado en el departamento de Santander (Colombia), en el Municipio de San Vicente de Chucurí, en la cuenca de Valle Medio del Magdalena (VMM), en el corregimiento de Yarima, en la vereda Los Colorados, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira - infantas.

² repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/678/2/128750.pdf

1.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS CAMPO ESCUELA COLORADO.

Figura 2. Clasificación y Distribución de Pozos Campo Escuela Colorado.



Fuente: Manual Técnico de las actividades de producción efectuadas en el campo escuela colorado, Reyes Rodríguez Deisy Patricia, UIS 2012

1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La evolución tectónica del VMM ha sido caracterizada por eventos tectónicos distintivos que tuvieron lugar en triásico tardío y en el cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supra continental limitado por paleo fallas normales, cuya MARCO subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos. A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general que hasta principios del terciario, la cual está marcada por la depositación de la formación Lisama.³

A finales del cretáceo e inicios del Paleoceno empezó a formarse la fase tectónica en la misma época en que ocurre el vulcanismo en la cordillera central, adquirió su forma actual en el Mioceno. El levantamiento del macizo de Santander-Floresta se originó durante el Paleoceno y las formaciones la Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales se dieron desde el Eoceno hasta el Mioceno. La deformación de los sedimentos depositados hasta entonces forman una cadena plegada y fallada cabalgante, esta deformación se dio por una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio tardío debido al levantamiento orogénico de la cordillera Oriental. Las paleo fallas normales de basamiento formadas en la fase distensiva (Triásico – Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el mioceno y plioceno.

1.4 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La secuencia estratigráfica del Valle Medio del Magdalena abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el reciente, inicialmente fue descrita por Morales et al.(1958) y modificada por Etayo et al. (1950).

1.4.1 Pre-cretáceo formación Girón (Jurásico)

³ Estudio de ECOPETROL. “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”.2003.

El contacto Girón - Los Santos es gradacional, desde facies areniscas de grano medio rojizas de los Santos a areniscas de grano grueso conglomeráticas y conglomerados rojos de la formación Girón.

La formación Girón se caracteriza por una serie de cuarzo arenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzo arenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. El espesor de esta formación oscila entre unos 0 a 4500 metros, con un reporte de 2600 metros en la selección del Rio Lebrija. se ha definido como una de las facies características de la molasa del Jurásico, con algunas intercalaciones más finas de capas rojas. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos sub redondeados, matriz es arcillosa cemento silíceo.

1.4.2 Cretáceo

1.4.2.1 Formaciones Los Santos - Tambor (Valanginiano -Hauteriviano)

En el área comprendida por las Formaciones Los Santos - Tambor se tienen afloramientos en donde el tope de la formación Girón está comprendido por un conglomerado de 80 metros de espesor y esta supra yacido por la formación Los Santos. En otros lugares el tope de la formación está conformado por unas arcillas rojas que presentan intercalaciones delgadas de arenisca y donde el contacto con la formación tambor es concordante.

Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Esta superficie reporta una porosidad del orden 2% y permeabilidad 0.08 md según los análisis petrográficos.

1.4.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)

Esta formación está compuesta por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales.

El ambiente de depositación es de un ambiente de plataforma, en el cual se observa el paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino.

1.4.2.3 Formación Paja (Barramieano – Aptiano temprano)

Esta formación se encuentra constituida por arcillolitas negras y blancas, poco calcáreas y con algunos niveles de concreción calcárea (Taborda, 1965). La base de la formación presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéllicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreo, silíceo, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas su litología corresponde a un ambiente marino de aguas tranquilas, las condiciones de depositación son reductoras evidenciado en los contenidos de pirita.

1.4.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albino)

La formación Tablazo está constituida por micras lodosas hacia la base, convirtiéndose hacia el tope en intercalaciones de niveles macizos de micritas y Lutitas apretadas (shales) negros calcáreos; hacia la parte media presenta calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéllicas.

En la parte media del área de estudio la sección es más calcárea y hacia el sur se torna más arenosa. Presenta un ambiente de depositación marino somero

submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía desde 150 a 540 metros en el área de estudio.

1.4.2.5 Formación Simutí (Albiano Temprano – Albiano Medio)

Esta formación se caracteriza por una serie de Lutitas apretadas (*shales*) negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, con algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope. El ambiente de depositación es un ambiente somero, en cuanto a su espesor este puede variar en un rango de 250 a 650 metros en algunas zonas.

1.4.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

Esta formación está constituida por micritas, niveles concrecionales y de chert negro marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. El contacto infra yacente con la formación Simutí es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media. El ambiente de depositación es un ambiente Deltaico que muestra condiciones oxidantes y alcalinas, estas y otras características generan que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

1.4.2.7 Formación Umir (Campaniano A Maestrichiano- Daniano)

Esta formación está constituida de base a techo por cuarzo arenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub - bituminoso, adicionalmente, se presenta intercalaciones de cuarzo arenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se

considera que el ambiente de depositación principalmente es de tipo continental muy cercano al litoral.

1.4.3 Terciario

La secuencia terciaria de la cuenca del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D y E, utiliza un esquema crono-estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la cuenca VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (zona E), Esmeraldas (zona D), Mugrosa (zonas B y C), Colorado (zona A), además del grupo real y el grupo mesa. Las zonas D y E corresponden a la Tectonosecuencia 1 del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el cretáceo. Las zonas B y C corresponden a la Tectonosecuencia 2 y la zona A, a la Tectonosecuencia 3.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca del VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.⁴

1.4.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)

Las rocas de la cuenca del VMM están representadas por la denominada formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Los sedimentos clásticos fino granulares del cretáceo tardío al paleoceno, representados en la cuenca del VMM por las

⁴(Acevedo Rincon & Torres Arenas, 2008)

formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo – regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la cordillera Occidental. El límite superior de la formación Lisama marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de toda la cuenca del VMM.

1.4.3.2 Formación la Paz (Eoceno Medio)

La formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo - macizo de Santander y el Paleo - alto de Sogamoso.

1.4.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)

La formación Esmeralda se encuentra suprayaciendo la formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos, el límite de la formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

1.4.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior)

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas,

acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), esta formación corresponde a la denominada Tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”).

1.4.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio)

La formación Colorado presenta un espesor de hasta 3200 pies en el sector de los pozos Sogamoso -1 y el Dorado -1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De la Cruz, 1998).

En esta secuencia el tope está marcado por la aparición de un nivel de Lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira *Shale*”.

1.4.3.6 Formación Real (Mioceno Medio- Mioceno Superior)

La formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

La secuencia estratigráfica de la cuenca del Valle Medio Del Magdalena (VMM) fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). abarca edades desde el jurásico tardío hasta el reciente (figura 2). Los lances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección de terciario. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La secuencia sedimentaria del terciario en el campo colorado corresponde

al intervalo Paleoceno Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada.

EDAD		COLUMNA	NOMENCLATURA		Unidad Litoestratigráfica		
CENOZOÍCO	NEÓGENO	PLEISTOCENO	Qya, Qyá, Qb, Qc		Depósitos Recientes		
		PLIOCENO	N2m		Fm Mesa		
		MIOCENO	N1r		Grupo Real		
	PALEÓGENO	OLIGOCENO	E3N1c		Fm Colorado		
		EOCENO	E3m		Fm Mugrosa		
		PALEOCENO	E2e		Fm Esmeraldas		
		PALEOCENO	E2p		Fm La Paz		
	MESOZOÍCO	CRETÁCICO	MAASTRICHT	E1l		Fm Lisama	
			CAMPANIANO	K2u		Fm Umir	
			SANTONIANO	K2c	K2l	Grupo Cogollo	Fm La Luna
JURÁSICO		CONIACIANO	K2es		El Salto		
		TURONIANO	K1Nb	K1s	Brietas	Fm Simití	
		CENOMANIANO	K1t		Fm Tablazo		
		ALBIANO	K1p		Fm La Paja		
		APTIANO	K1r		Fm Rosa Blanca		
		SARRENIANO	K1s		Fm Los Santos		
		HAUTERVIANO	J1-2g		Fm Girón		
PALEOZOÍCO		TARDÍO					
		MEDIO					
		TEMPRANO					
	TRIÁSICO						
	PERMIANO						
	CARBONIFERO						
PROTEROZOÍCO	DEVÓNICO						
	SILURICO						
	ORDOVICICO						
	CÁMBRICO						
NEOPROTEROZOÍCO							
MEZO-PROTEROZOÍCO							
				Basamento			

Fuente: columna Modificada de INGEOMINAS, Mapa Geológico de Colombia. Primera edición 2006.

La estructura del Campo Escuela Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que lo dividen en 6

bloques, por lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo Escuela Colorado es compartimentalizado.

1.5 HISTORIA DE PERFORACIÓN DE CAMPO ESCUELA COLORADO

La exploración se realizó en los primeros años de la década de los años 30 del siglo XX cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N 17, fueron abandonados por problemas mecánicos. En febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron 3 pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, lo que alentó a la empresa Tropical Oil Company a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 y 1964 Ecopetrol desarrollo completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar una declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Se han realizado campañas de mantenimiento y acondicionamiento de pozos (*workover*) mejorando la producción del área, pero las

declinaciones igualmente fueron rápidas en los resultados de los trabajos realizados.⁵

1.6 PARAMETROS BASICOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO

6

El petróleo de Campo Escuela Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la profundidad acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 Bls. A Diciembre de 2003 se ha extraído 8.57 MBO con un corte agua mínimo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

⁵(ACEVEDO RINCON & TORRES ARENAS, 2008)

⁶(ACEVEDO RINCON & TORRES ARENAS, 2008)

El sistema de producción es de levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos.

En el Campo Colorado se ha realizado una serie estudios básicos para su desarrollo (ver Tabla 1), éste tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más difícil la decisión para procesos de reactivación.

Tabla 1. Datos básicos de yacimiento (Formación mugrosa)

CARACTERISTICAS	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presion estatica*	(psi)	900	3000
Temperatura del yacimiento	F	114	174
API promedio	API	41.2	39.7
Sg gas en separador	fracción (vol)	0.0958	0.937
Presión de burbuja	Psia	648	2078
viscocidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedio	ft	1700	3500
Aceite original	MM BIs	20	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acre	634	1083
Producción prom/ pozo perforado	MBIs	112	
Espaciamiento/ pozo	Acre	20-30	
Reservas remanentes	MBIs	100-200	
Fctor de recobro	%	14.83	
Pozos perforados		75	
Pozos activos		21	
Pozos cerrados		54	

Fuente: Editado y modificado de estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”.

2. GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.

En la etapa de exploración y producción de la industria petrolera, los cortes de perforación son un subproducto no deseado. Hasta la década de los años 80 del siglo XX la atención prestada a los efectos que proporcionaban los cortes de perforación y el exceso de fluido de perforación eran insignificantes, estos materiales se desechaban en el mar o se sepultaban durante la perforación en las locaciones terrestres sin ningún tipo de tratamiento.

Al pasar el tiempo la concientización ambiental global aumento y la industria del petróleo y el gas, comenzaron a apreciar el impacto ambiental potencial de los residuos de perforación.

El empleo de lodo a base aceite (*Oil Based Mud OBM*) en el campo petrolero se generalizó en el año 1942. Los primeros fluidos externos al petróleo estaban compuestos básicamente por asfalto y combustible Diesel, estos lodos ayudaron a los perforadores a estabilizar las lutitas sensibles al agua, proporcionaban lubricidad para las operaciones de extracción de núcleos y minimizaron el daño al yacimiento. Con la aparición de la era de la perforación direccional a fines de la década de 1980, los OBM demostraron poseer una capacidad superior para reducir la fricción entre la columna de perforación y la formación. El esfuerzo de torsión y arrastre se redujeron significativamente con respecto con los lodos a base agua, lo que permitió a los perforadores llegar mayores distancias y perforar trayectorias más tortuosas, además la calidad inhibidora de los OBM ayudó a reducir el riesgo de falla del pozo. Los OMB deben 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 un fluido a base aceite tienden a experimentar menos dispersión química que las perforadas con lodos base agua, esta calidad inhibidora minimiza la disolución de los cortes, conforme se bombean desde la barrena hasta la superficie, todas estas ventajas de los OMB tuvieron su precio, cuando se despertó la concientización

ambiental para la industria del petróleo y gas. Los reguladores empezaron a desalentar la descarga de lodo y cortes de perforación, mientras que numerosos países prohibieron definitivamente la descarga de cortes impregnados con petróleo y de lodo a base aceite residual.

Desde finales del siglo XX 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 (SMB) menos tóxicos y más aceptables para el medio ambiente, donde ofrecen calidades no acuosas de los OMB tradicionales y grados superiores de biodegradabilidad. En ciertas áreas, dependiendo de las regulaciones medioambientales, los cortes revestidos con SBM se sepultan o se vierten al mar.

A medida que aumenta la complejidad de los pozos y regulaciones ambientales, los operadores se esfuerzan por cumplir con las estrictas normas vigentes para el vertido de residuos, satisfaciendo al mismo tiempo las demandas en cuanto al desempeño de las operaciones de perforación. En la actualidad, los avances registrados en los fluidos de perforación y en las técnicas de manejo de recortes están permitiendo que los operadores utilicen los sistemas de fluidos de perforación más eficientes, removiendo al mismo tiempo del ambiente los residuos de perforación en forma efectiva.)⁷

En forma general los cortes de perforación son transportados a unos depósitos llamados piscinas en los cuales deben ir limpios del lodo de perforación. Las piscinas están compuestas por unas membranas que evitan que los cortes de perforación se filtren y contaminen el subsuelo y que pueden llegar a recursos hídricos superficiales. Cuando los cortes de perforación ya se encuentran en las piscinas se dan las disposiciones según las regulaciones ambientales.

⁷S. Young and S. Rabke, "novel fluid can eliminate obm cuttings waste" SPE 100292

2.1 LODO DE PERFORACIÓN.⁸

Los fluidos de perforación tienen como objetivo transportar los cortes de rocas a la superficie además de evitar fallas en las operaciones de perforación.

Los lodos de perforación se componen por una mezcla de 2 fases, una fase continua que puede ser agua, aceite o una emulsión de estos, y una fase dispersa que contiene los aditivos que dan las propiedades requeridas para la operación, ya que dicha composición depende de las condiciones del fondo del pozo y el tipo de formación que se va a perforar se deben controlar las siguientes propiedades para su buen funcionamiento:

- La viscosidad, de ella depende que el material de perforación tenga una buena limpieza.
- La densidad es otra propiedad importante que permite que el lodo ejerza la contrapresión necesaria en las paredes de la perforación y el peso en el lodo de perforación.

Las funciones del lodo de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de realizar las cuales son:

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

⁸(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

2.2 CLASIFICACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN.

La clasificación general de los lodos de perforación según su fase continua es:

2.2.1 Lodos de Perforación en Base Agua

Su principal característica es que la fase continua es el agua, este tipo de lodo está compuesto de ciertas cantidades de agua fresca o salada, mezclado con bentonita y aditivos químicos que se determinan por las condiciones del fondo del pozo, son fáciles de diseñar y tienen un bajo costo de mantenimiento. A continuación se mencionan las formas de operación.

Figura 4. Lodo Base Agua



Fuente: Fluidos de perforación (Básico), <http://larocamadrehg.blogspot.com/2013/03/fluidos-de-perforacion-basico.html>

- Operaciones superficiales.
- Operaciones de perforación en formaciones duras.
- Operaciones de perforación en formaciones blandas de alta porosidad y alta presión.

2.2.2 Lodos de Perforación en Base Aceite

Son usados en la perforación de arcillas para mejorar la estabilidad del pozo, son aplicables en la perforación de pozos altamente desviados por su grado de lubricidad y capacidad de prevenir la hidratación de arcillas. El lodo base aceite se utiliza para pozos con altas temperaturas y presiones, minimizando el daño a la formación, estos lodos también se caracterizan por que son resistentes a los contaminantes con la anhídrita, sal y gases ácidos.

Figura 5. Lodo Base aceite



Fuente: Fluidos de perforación (Básico), <http://larocamadrehg.blogspot.com/2013/03/fluidos-de-perforacion-basico.html>

2.2.3 Lodos de Perforación a Base de Aire o Gas

Este tipo de lodos son usados en las áreas en donde se encuentran presiones bajas y son usados para perforación de zonas depletadas. En áreas en donde se encuentran grandes volúmenes de fluidos de formación estos lodos no son eficientes.

2.3 PERFORACIÓN.

Durante la explotación y producción de pozos existen residuos que requieren atención, los cuales son los lodos y recortes de perforación, estos residuos contiene elementos tóxicos al ambiente. Los desechos generados en el transcurso de una perforación presentan 2 fases, una líquida formada por el lodo de perforación y otra sólida, formada por los ripios de perforación.

Los cortes de perforación llamados también ripios son partículas contenidas en el fluido de perforación sumados con fragmentos de roca que se desprenden de la formación desde la superficie interior del agujero, dichos fragmentos se desprenden de la formación por la fuerza de compresión y la fuerza rotatoria del taladro de perforación. Estos cortes de perforación sufren una continua reducción de tamaño desde que son desprendidos de las paredes del hueco hasta que llegan a la superficie debido a la abrasión con otras partículas y la acción de triturar que ejerce la tubería de perforación.

Los cortes de perforación adquieren muchas características del lodo y por ende constituyen un desecho de difícil manejo y disposición al medio ambiente.

Los desechos generados poseen características físico- químicas que se derivan básicamente del tipo de fluido de perforación utilizado, en su mayoría, los lodos se clasifican en lodos base agua y lodos base aceite, los mismos son el principal contaminante de las aguas y los sólidos generados durante la perforación.

2.3.1 Desechos contaminados con lodos base agua

Los desechos contaminados con lodos base agua, como el Agua - Gel, son inocuos al ambiente, ya que sus características físico-químicas no superan los límites

establecidos en las normas ambientales. En la mayoría de los casos estos fluidos son agua más bentonita y soda cáustica, en cuyo caso debe controlarse los siguientes parámetros: cloruros, unidades de pH y los sólidos totales en las aguas para descarga. Además los lodos base agua se caracterizan por ser de fácil manejo y económicos.

2.3.2 Desechos contaminados con lodos base aceite

Este tipo de desecho corresponde a cortes 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.

2.4 CICLO DEL LODO EN UN POZO.

En una operación de perforación la mayor parte del lodo se recircula en forma continua. Este sistema consta de un gran número de equipos, este sistema se describe a continuación:

- El lodo se mezcla y se guarda en el tanque de lodo.
- Una bomba extrae el lodo del tanque y lo envía a través del centro hueco de la tubería de perforación directo hacia el pozo.
- El lodo sale a través de la tubería de perforación, desde el fondo del pozo donde el trépano de perforación tritura la roca.

- Entonces el lodo comienza el viaje de regreso a la superficie, arrastrando los fragmentos de roca, denominados detritos, que se han desprendido de la formación por acción del trépano.
- El lodo sube a través del espacio anular, el espacio que existe entre la tubería de perforación y las paredes del pozo.
- En la superficie, el lodo viaja a través de la línea de retorno de lodo, una tubería que conduce a la zaranda vibratoria.
- Las zarandas vibratorias son una serie de rejillas de metal que vibran y se utilizan para separar el lodo de los detritos. El lodo cae a través de las rejillas y regresa al tanque de lodo.
- Los detritos de las rocas se deslizan por la deslizadora de detritos que se encarga de desecharlos. Según los factores medioambientales y otras consideraciones, los detritos deberán lavarse antes de desecharse. Algunos de los detritos son examinados por geólogos que buscan indicios sobre qué es lo que está sucediendo en la profundidad del pozo.⁹

9

development, s. E. (s.f.). <http://www.planetseed.com/es/relatedarticle/ciclo-del-lodo-en-el-emplazamiento-del-pozo>.

Figura 6. Circulación del lodo de perforación



Fuente: development, schlumberger Exellent in educational
<http://www.planetseed.com/files/flash/science/features/earth/drillingfluid/mud/index.html?width=710&height=510&popup=true>

2.5 CONTROL DE SÓLIDOS.

El control de sólidos consiste en la disminución de la cantidad de recortes que se generan a medida que se va efectuando el proceso de perforación. Un adecuado manejo de los sólidos nos permitirá evitar los siguientes problemas:

- Incremento en la densidad del fluido ocasiona una disminución en la velocidad de la broca (rpm) ocasionando una disminución en la velocidad con la que se está perforando (ROP).
- Posibles daños a la formación.

- Problemas de pega de tubería.
- Aumento en el desgaste de los equipos de perforación y algunas herramientas.
- Una alteración de la viscosidad y la densidad ocasionan amagos de reventón, pérdidas de circulación, suabeo y surgencia.
- Pérdidas de fluidos lo cual generaría un incremento en los costos, además para un proceso de cementación esto generaría una disminución en la eficiencia del proceso.¹⁰

2.5.1 Métodos para la remoción de sólidos.

Existen distintas formas de remover los sólidos del sistema de circulación ya sea por asentamiento, tamizado o mediante el uso de equipos mecánicos, sin incluir estos se puede resumir en dos tipos principales los cuales son: métodos químicos y físicos.

El mejor método para la remoción de sólidos en cuanto a los costos y eficiencia del proceso es el método físico aunque requiere de la instalación de equipos apropiados y su respectivo mantenimiento. Todos los equipos deben ser instalados en la secuencia correcta, de no ser así esto producirá una reducción en el rendimiento del sistema ocasionando que alguno de los sólidos sea enviado de nuevo al sistema de circulación.

La remoción de sólidos inicia con métodos físicos. El primero de ellos es el tamizado que funciona bajo el principio del tamaño de partícula de los materiales removidos y debido a la fuerza de gravedad. Todos los sólidos pasan por una serie de mallas de diferentes mesh, parte de estos son retenidas en las piscinas de asentamiento o trampa de arena. Luego se procederá a remover más sólidos por asentamiento.

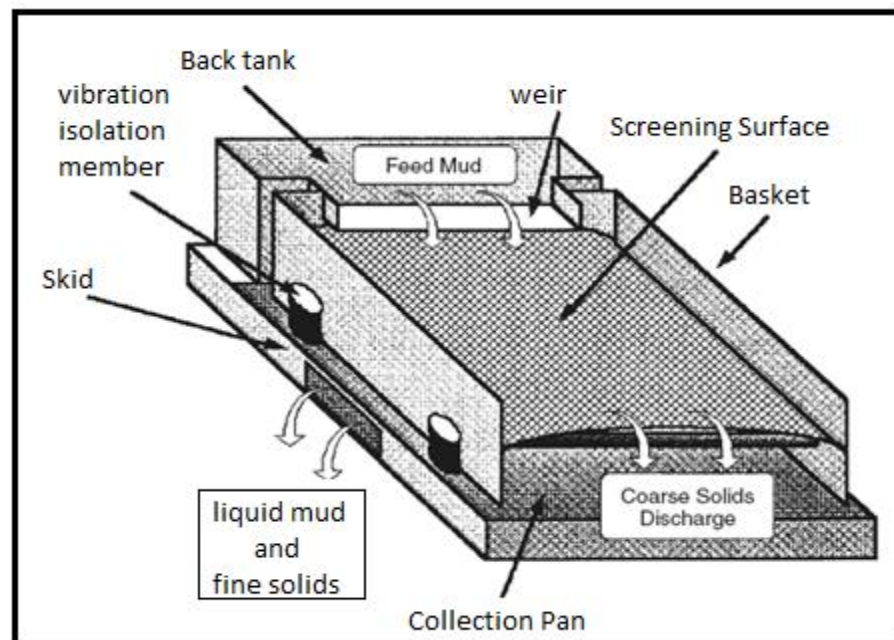
¹⁰(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

Después de esto, se aplica un proceso de centrifugación el cual remueve la totalidad de los sólidos del sistema de circulación.

2.6 EQUIPOS MECÁNICOS DE CONTROL DE SÓLIDOS.

2.6.1 Zaranda vibratoria (*Shale Shaker*)

Figura 7. Zaranda o shale shaker



Fuente: <http://mud-tank.com/wp-content/uploads/2012/08/untitled2.png>

La zaranda es el principal equipo del cual se constituye el sistema de control de sólidos, además es el único que procesa todo tipo de fluido con o sin peso y en comparación con los hidrociclones y las centrifugas de decantación estas separan los ripios basándose en su tamaño de partícula.

La zaranda o *Shale Shaker* debe funcionar desde el inicio de la perforación con máxima eficiencia para lograr:

- Máximo descarte de Sólidos limpios y secos con mínima pérdida de fluido.
- Máxima recuperación de fluidos costosos.
- Mayor durabilidad y capacidad de procesamiento de las mallas.
- Mínimo daño a los equipos agua abajo.
- Reducir los gastos operacionales.¹¹

El equipo debe siempre trabajar con el máximo caudal del sistema de circulación, debe trabajar con mallas muy finas para evitar sobrecarga en los hidrociclones y tener bajas pérdidas de fluido.

La zaranda lineal es el equipo más utilizado en la industria ya que esta cuenta con los mayores rangos de eficiencia operacional.

2.6.1.1 Volumen de procesamiento y capacidad de separación.

La cantidad de fluido el cual puede manejar una zaranda depende principalmente de tres aspectos: el motor, la fuerza “G” y la retención de las mallas.

Los motores de las zarandas las características básicas que poseen son: Antiexplosivos, trifásicos 230/460, 60 Hz, de 2 a 3 Hp y 1770 a 1800 rpm. Aunque cabe resaltar que existen algunas con mayor capacidad las cuales pueden brindar una mayor capacidad de separación y separación de partículas.

La fuerza “G” se define como la capacidad que la zaranda tiene para desplazar el fluido, los cortes sobre las mallas. Esta depende de los contrapesos los cuales se

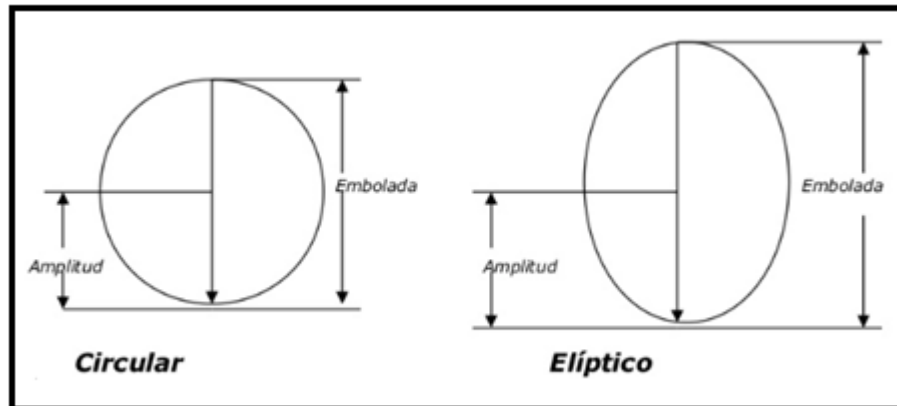
¹¹CHAUQUI, D. G. (2013). *MODULO 1 CURSO AUXILIAR EN CONTROL DE SOLIDOS PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE CONTROL DE SOLIDOS EN FLUIDOS DE PERFORACION I*. <http://www.slideshare.net/fullscreen/javierportillo100/curso-de-control-de-slidos/2>. (s.f.). *Fundamento de control de sólidos*.

ubican en los extremos del motor además también es influida por las revoluciones ocasionadas por el motor. Esta fuerza es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$Fuerza G = \frac{Stroke(Embolada) * (rpm)^2}{70490}$$

La trayectoria que siguen las partículas se define mediante dos conceptos los cuales son la amplitud y la embolada, la amplitud se entiende como el recorrido de la partícula desde su posición inicial hasta el punto máximo que esta se desplaza y la embolada permite describir el movimiento y la dirección de la partícula sobre la malla. Las articulas puedes describir dos tipos de movimiento los cuales se muestran en la figura 8.

Figura 8. Movimiento de las partículas en la zaranda.



Fuente: chauqui, d. g. (2013). *modulo 1 curso auxiliar en control de solidos principios y fundamentos de control de solidos en fluidos de perforacion i .*

La embolada se calcula mediante una etiqueta la cual se coloca externamente sobre la superficie de la canasta. Por medio de la vibración se origina un círculo bien definido conjuntamente a la etiqueta formando un ocho dando. El valor de la embolada corresponde al círculo y la tangente que se forma entre los dos círculos indica la dirección de la partícula.

La tensión ocasionada en la malla influye en la durabilidad y la capacidad de separación de las partículas, es decir cuando la tensión aumenta causa una disminución en las emboladas acelerando la salida de las partículas. Cuando se tiene bajas vibraciones por ausencia de tensión esto facilita la formación de finas capas de fluido sobre las mallas, trayendo así una disminución en la permeabilidad de las mallas.

Una manera de determinar si la zaranda está trabajando en las condiciones óptimas es mediante el control del movimiento de vaivén del émbolo si son muy altas indican que se está utilizando de una manera inadecuada.

2.6.1.2 Mallas.

Estas tienen como función el control de sólidos por medio de tamizado su eficiencia depende de la selección de la misma teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Densidad del fluido.
- Viscosidad plástica.
- Diámetro del hueco.
- Caudal o tasa de la bomba.
- Tipo de formación.
- Tasa de perforación.

La malla se identifica por su número de mesh el cual indica la cantidad de orificios que tiene por cada pulgada lineal, las mallas finas tienen muchos más orificios que la gruesa y por tanto puede descartar más sólidos aunque su tiempo de vida útil es más corta, por el contrario las malla gruesa tiene mayor tiempo de vida aunque la cantidad de sólidos que se retira del fluido es menor.

2.6.1.3 Ángulo de inclinación de las zarandas.

Las zarandas lineales tienen ángulo positivo y negativo. La orientación dependerá del tipo de formación. En arena se recomienda una inclinación positiva entre 2° y 4° , y en arcilla una inclinación que puede variar entre -2° a $+2^\circ$. En la mayoría de las veces cuando se tiene una inclinación mayor de 3° , se acumulan sólidos formando una camada en la parte posterior de la zaranda. ¹²

2.6.2 Hidrociclones

Los hidrociclones (figura 9) vienen en forma de cono, este separa los sólidos por centrifugación. La mayoría son fabricados con poliuretano a que este material presenta una gran resistencia a la abrasión y la temperatura.

Figura 9. Hidrociclones



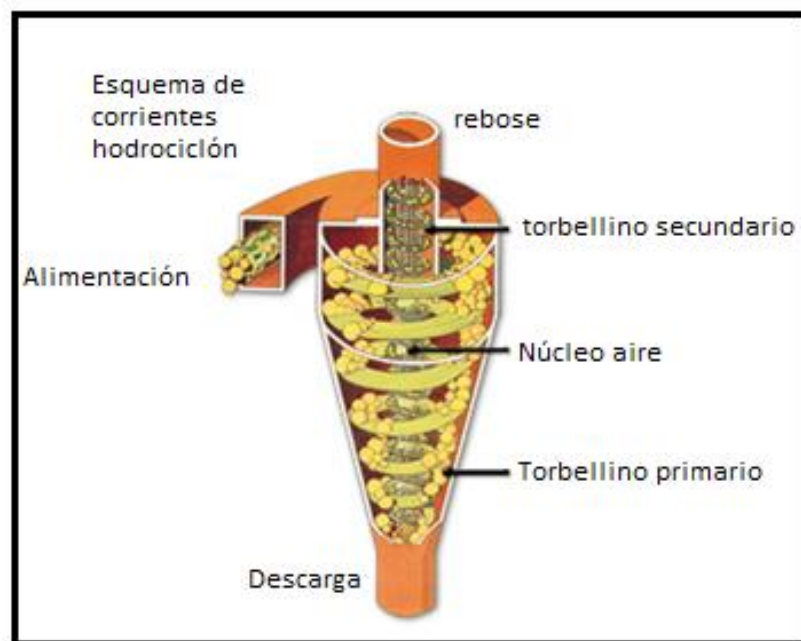
Fuente: <http://www.odis.mx/hidrociclon.html>

El proceso de separación en los hidrociclones se da por la entrada del fluido al cono a presión de forma tangencial, chocando contra un vértice desarrollando una fuerza

¹²CHAUQUI, D. G. (2013). *MODULO 1 CURSO AUXILIAR EN CONTROL DE SÓLIDOS PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE CONTROL DE SÓLIDOS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN I*.

centrífuga la cual permite que las partículas de mayor tamaño y gravedad se separen de la fase líquida, siendo arrastradas hasta la parte inferior del cono donde son expulsadas, las partículas más pequeñas se ubican hacia el centro del cono y son retornados al sistema de circulación por la línea de descarga como se observa en la Figura 10.

Figura 10. Comportamiento de fluidos en los hidrociclones



Fuente: <http://www.ampmineral.com/equipos/hidrociclones.php>

La capacidad de procesamiento y presión de trabajo en un hidrociclón depende del diámetro interno, la capacidad se comporta en forma de forma directamente proporcional al diámetro interno, mientras que la presión que la bomba ejerce al hidrociclón se comporta en forma inversa.

2.6.3 Desarenador.

Figura 11. Desarenador



Fuente: <http://www.gnequipment.es/product/1-7-2b.jpg>

Es un equipo diseñado para remover arena, puede estar formado por uno hasta 3 conos los cuales generalmente tiene diámetros de 10 o 12 pulgadas de diámetro interno y punto de corte de 40 micras.

Cada cono alcanza a procesar aproximadamente 500 gal/min, los equipos deben ser diseñados para procesar el 125% del volumen total de circulación.¹³

2.6.4 Deslimador (Desilter)

Equipo diseñado para retirar sedimentos o limos en un rango de tamaño de grano entre 2 y 70 micras su desempeño depende del tamaño y cantidad de conos que lo integren generalmente se utilizan varios conos de 4 pulgadas cada uno maneja aproximadamente 50 gal/min con un punto de corte de 20 micras.

¹³ <http://www.slideshare.net/javierportillo100/curso-de-control-de-slidos>

Figura 12. Round Destiler Manifold



Fuente: http://www.derrickequipment.com/webmodules/catCatalog/dtl_Product.aspx?ID=20

Figura 13. Stand Alone Inline



Fuente: http://www.derrickequipment.com/webmodules/catCatalog/dtl_Product.aspx?ID=20

2.6.5 Limpiador de lodo (Mud Clear).

Figura 14. Limpiador de lodo.



Fuente: <http://oilfield.gnsolidscontrol.com/linear-motion-mud-cleaner/>

Es un equipo combinado del *desilter*, *desander* con una malla fina su función principal es la de pasa atreves de una malla de 210 mesh en adelante, la descarga expulsada del desilter recuperando barita, carbonato y descartar los sólidos de perforación, permitiéndole al fluido permanecer libre de impurezas sin perder densidad.

Cuando se trabaja con el mudclear se debe tener en cuenta la potencia del motor de la bomba centrífuga la cual alimenta al desander y el desilter, ya que si sobrepasa cuatro veces la densidad del fluido puede ocasionar sobrecalentamiento y dañar el motor.

Este equipo tiene una gran capacidad de procesamiento y se utiliza frecuentemente para los procesos de descarte de sólidos indeseables como para la recuperación de fluidos costosos.

2.6.6 Bombas Centrífugas.

Es un equipo compuesto de un rotor, un eje y una cubierta la cual descarga el fluido por fuerza centrífuga, la capacidad de esta depende básicamente de su diámetro el cual puede variar entre 8 ½ " y 13 ¼ "

Fuente:

Figura 15. Bomba centrífuga



<http://www.grupojpcalderas.com/bombas.php>

Estas se utilizan para alimentar los desarenadores y *desilter*, la que alimenta al desarenador succiona del tanque donde llega el fluido después de que se procesa por la zaranda y la que alimenta al *desilter* toma los fluidos que son descargados del desarenador. Tanto el canal de succión como el de descarga deben de estar hechos en línea recta para evitar pérdidas en la presión del sistema ocasionada por la fricción, es de suma importancia que estas líneas no sean mayores a 3 veces el diámetro de la bomba.

Para evitar problemas de erosión en las bombas centrifugas en consecuencia del caudal y la presión se requiere que el fluido tenga una velocidad mínima de 4 pies/seg en la succión y 10 pies/seg en la descarga.

2.6.7 Centrifuga de Decantación.

El equipo está formado por un tambor de acero inoxidable y un transportador o tornillo helicoidal el cual tiene una velocidad menor y gira en sentido contrario al tambor.

Su funcionamiento se basa en la remoción de sólidos por centrifugación el fluido entra por la descarga sólida, cuando el fluido ingresa al tambor es sometido a una fuerza centrífuga la cual proviene de las rpm del tambor, permitiendo la separación de la fase sólida de la líquida. El tornillo helicoidal va transportando los sólidos que se pegan a las paredes y los líquidos son expulsados por boquillas las cuales se encuentran al otro lado del tambor.

2.6.8 Desgasificador.

Aunque este equipo no hace parte en si del control de sólidos, ayuda para mejorar la eficiencia del proceso al remover el gas que se encuentra libre en el fluido y también disminuir los posibles problemas de cavitación que se puede formar en las bombas centrífugas.

Figura 16. Desgasificador



<http://www.gnequipment.es/1-3-vacuum-degasser.html>

Cuando se tienen problemas con el gas es recomendable bajar la reología del fluido para facilitar el desprendimiento de las burbujas, y mejorar de manera eficaz el rendimiento del desgasificador.

El desgasificador debe trabajar un volumen mayor al de la tasa de bombeo para evitar la recirculación del gas a través del sistema. Se recomienda tenerlo en funcionamiento mientras se obtiene fondo arriba para remover todo el gas.

2.7 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACION.

Los cortes de perforación se impregnan con los fluidos de perforación convirtiéndose en elementos tóxicos para el ecosistema.

Los desechos de perforación se presentan en mayor volumen durante la actividad de perforación, por esta razón se necesita un manejo ambientalmente aceptable para la disposición de estos.

Las operadoras de campo utilizan mecanismos o técnicas para contrarrestar el efecto de la contaminación de los cortes en cumplimiento de leyes y decretos ambientales. Estas técnicas son:

- Encapsulamiento
- Biorremediación
- Desorción térmica indirecta
- Confinamiento
- Fosas para disposición de cortes de perforación
- Micro-celdas

2.7.1 Encapsulamiento

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

2.7.2 Biorremediación

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

2.7.3. Desorción térmica indirecta

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

2.7.4. Confinamiento

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

2.7.5. Fosas para disposición de cortes de perforación

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

2.7.6 Micro-celdas

In situ esta técnica se aplica en campamentos remotos y temporales, 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.¹⁴

¹⁴(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

3. DESCRIPCIÓN DEL MANEJO Y REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.

Con el avance de nuevas tecnologías para explorar nuevos campos petroleros se hace mayor énfasis en la protección de recursos naturales en la zona de perforación. Como consecuencia las agencias exigen políticas de cero descargas, esto requiere que todos los residuos generados deben ser eliminados responsablemente.

Entre las prácticas de eliminación que trae como resultado dependencia de almacenamiento y transporte, se adapta la implementación de CRI (*cutting Re-injection*), este proceso ofrece soluciones permanentes para la eliminación de desechos provenientes de los sectores de explotación y producción.

El nuevo enfoque consiste en separar el proceso de reinyección de la perforación, proporcionando un proceso totalmente independiente y rentable. Para la logística, las principales limitaciones están determinadas por la configuración del equipo, la disponibilidad de espacio, tipo de materiales, la distancia del transporte de materiales, y la seguridad, que finalmente se convierten en costos. Por lo tanto, cada operación debe analizarse individualmente para determinar el cumplimiento con las regulaciones locales, la logística y los costos involucrados de recogida de manera adecuada, el transporte y los paquetes de re inyección están diseñados para satisfacer las necesidades específicas del proyecto.¹⁵

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.

La mezcla de cortes de perforación y lodo de perforación pasa por un proceso de control de sólidos en el cual son separados los sólidos y almacenados en tanques, cajas, piscinas entre otros, recuperando parte del lodo de perforación. Estos cortes

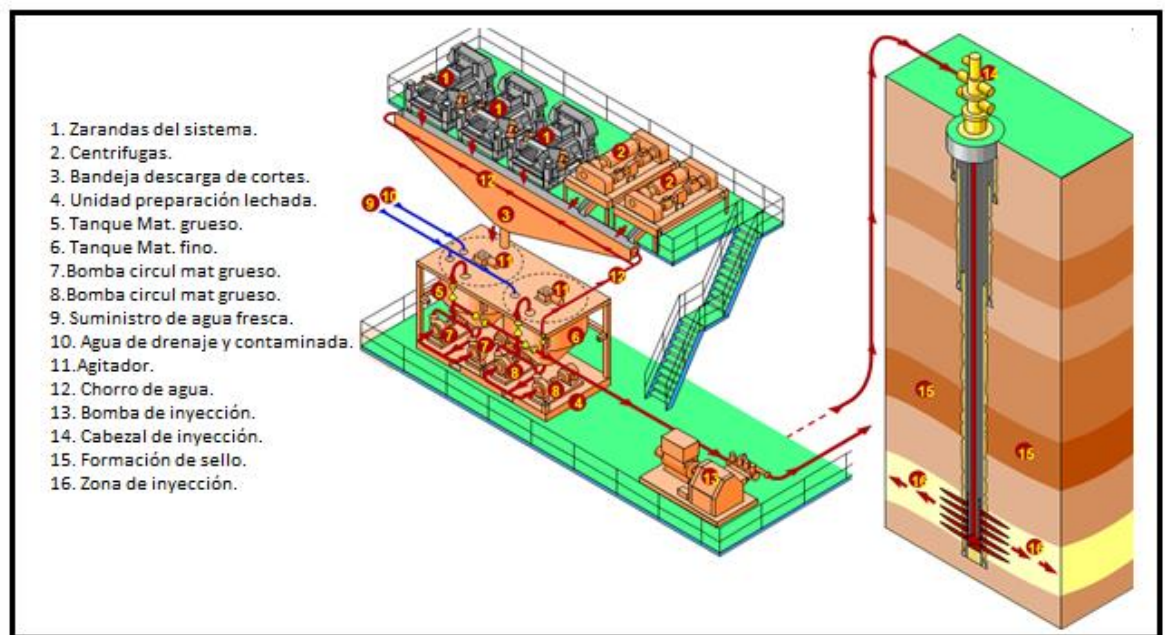
¹⁵(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

se reducen a un determinado tamaño de partícula y se crea una lechada usando agua y algunos viscosificantes, para la lechada las propiedades geológicas son estudiadas y deben cumplir los requerimientos de ingeniería.

Para poder almacenar los sólidos en una formación rocosa se debe crear un fracturamiento hidráulico en la formación inyectando la lechada por el tubular o por el anular a una formación receptora a una presión, tasa de bombeo y condiciones reológicas óptimas.

En la figura 14. Se muestra el equipo básico utilizado por la compañía Mi- swaco para reinyectar fluido de perforación.

Figura 17. Principales componentes del equipo de reinyección



Fuente: MI-SwacoServices

3.1.1. Métodos de inyección.

El método de reinyección de cortes puede ser empleado bajo dos tipos de inyección principal: inyección anular e inyección mediante un pozo dedicado. A parte de estos

dos se desprende otro tipo de inyección que es intermedio entre los dos, la reinyección por pozo redundante. La forma de inyectar los desechos a la formación depende de: si el pozo existe o si se debe perforar un nuevo pozo.

Si el pozo existe se considera las siguientes variables: tipo de completamiento que tiene, la profundidad de la zona de disposición, el tamaño del volumen de los recortes y desechos producidos, ubicación de la formación receptora, propiedades de la formación receptora, las estructuras geológica y demás parámetros.

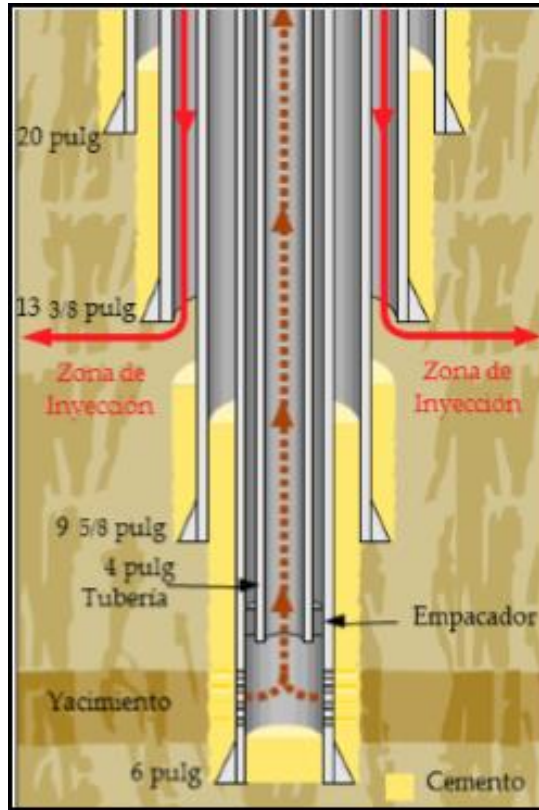
3.1.1.1. Reinyección anular

Una de las maneras en que la lechada creada puede ser almacenada en una formación es por medio de la inyección anular. Este tipo de inyección se basa en inyectar la lechada por medio del espacio anular existentes entre las completaciones de un pozo. La operación de reinyección anular involucra pozos activos, en los cuales se aprovechan los anulares para inyectar la lechada por encima del yacimiento y luego se perfora hasta la profundidad que se desea producir. Este espacio anular debe estar abierto a la formación, ya que en algunas ocasiones de acuerdo al programa de perforación establecido previamente, los espacios anulares han sido aislados con cemento, con el propósito de evitar alguna migración de fluidos en la etapa de perforación o producción. Dependiendo de la profundidad en la zona de interés y la ubicación del espacio anular, la operación de inyección puede ser realizada. La figura 18 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".

Para realizar una operación de inyección anular hay que tener en cuenta que cuando se perfora un pozo que se empleará 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.

Figura 18. Reinyección anular



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

Las operaciones de inyección anular pueden ser alteradas 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:

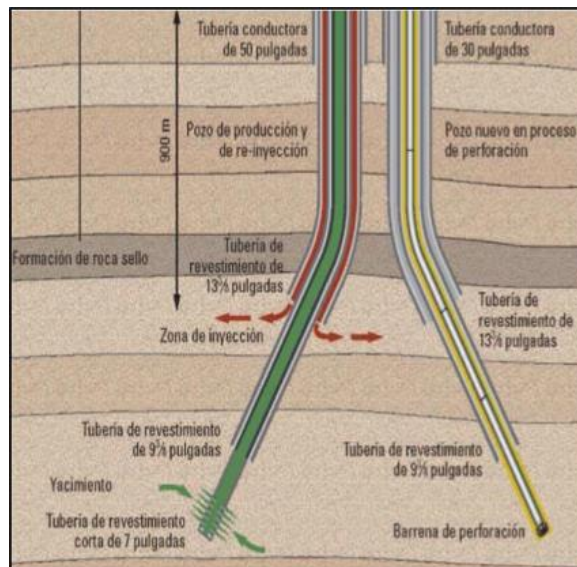
- Aislamiento de las zonas productoras y de disposición mediante rocas sello.
- Profundidad de la formación productora y la formación de disposición, en casos donde la formación receptora sea muy profunda y pueda generar fracturas verticales.

- Conexión de estructuras geológicas.
- Distancia entre los dos pozos (pozos de reinyección y pozo de producción).

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

- Aislamiento 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.

Figura 19. Operaciones simultáneas a la reinyección



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

En la figura 19. Se muestra una operación de inyección anular, con operaciones simultáneas de perforación y producción. Estas operaciones son más comunes en campos costa afuera, ya que por la reducción del espacio que hay en el taladro es

necesario deshacerse de los desechos producidos con facilidad, además que se presenta un ahorro, ya que no es necesario transportarlos a una zona de disposición en superficie.

3.1.1.1.1. Ventajas y desventajas de la reinyección anular

En la tabla 2 se muestran las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por los espacios anulares.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la reinyección anular

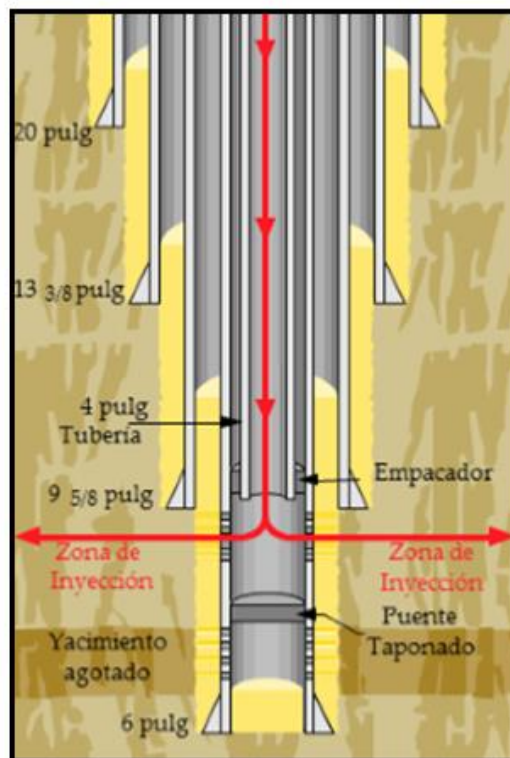
Ventajas	Desventajas
Realizar operaciones de perforación simultanea	No hay anulares disponibles antes de la primera sección.
Realizar operaciones de producción simultáneamente.	El sistema intermedio del casing no proporciona acceso a la formación de disposición apta debido al cemento o los empaques que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

Fuente: LIZARAZO, A. y LEAL, C. Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011.

3.1.1.2 Reinyección por pozo redundante

Cuando el yacimiento que estaba produciendo en un pozo ha quedado agotado, el proceso de reinyección se hace mediante la tubería de producción por donde se estaba produciendo el pozo. En este caso, se deben realizar nuevas perforaciones de cañoneo 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 esta zona. En la figura 20 se muestra cómo se realiza una operación de reinyección, mediante un pozo redundante. Además de conectar la formación receptora con la tubería de producción se aíslan los espacios anulares vecinos, con el propósito de evitar un retorno de la lechada inyectada. La formación en que se almacena la lechada es una formación agotada.

Figura 20. Reinyección de lechada por pozo redundante



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

3.1.1.2.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo redundante

En la tabla 3 se indican las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por medio de la tubería de producción.

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

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

Fuente: LIZARAZO, A. y LEAL, C. Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011.

3.1.1.3 Reinyección por medio de un pozo dedicado

La lechada es inyectada por la tubería de producción. Este método de reinyección puede ser ejecutado bajo dos posibilidades:

La primera contempla la perforación de un pozo especialmente destinado a la disposición final de residuos. Si se inyectara, 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 seguros para

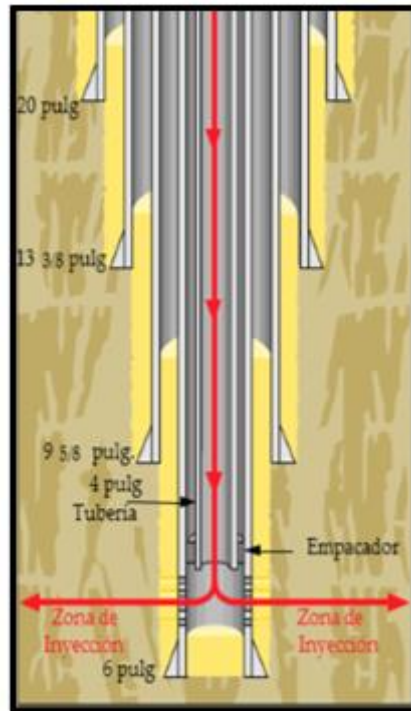
realizar la reinyección. En cuanto a la parte económica no es muy recomendable en los campos colombianos, ya que el valor de la inversión no se ve compensado con el volumen de desechos a disponer.

La segunda posibilidad es recomendada y asequible. Esta se puede emplear pozos existentes para realizar dicho proceso, como pozos agotados, abandonados y exploratorios.

La inyección por medio de un pozo dedicado puede ser diseñada para una formación objetivo específico, lo que facilita el diseño del completamiento y no está sujeta a diferencia de la inyección anular, a la configuración del completamiento del pozo. Debido a que el pozo es diseñado solamente con propósitos de reinyección, ciertas modificaciones en cabeza pueden ser efectuadas para minimizar los daños ocasionados por una inyección prolongada.

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

Figura 21. Reinyección de lechada por pozo dedicado



Fuete: Soluciones ambientales.
Argentina: Mi-swaco, 2009.

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

En la figura 21 se muestra la forma en que se realiza la inyección por medio de un pozo dedicado.

3.1.1.3.1 Ventajas y desventajas de la reinyección por pozo dedicado

En la tabla 4 se indican las ventajas y desventajas que se tienen al realizar una operación de reinyección de cortes por medio de un pozo dedicado.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de reinyección por pozo dedicado

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

Fuente: LIZARAZO, A. y LEAL, C. Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011.

3.2 FACTORES A CONSIDERAR PARA UNA OPERACIÓN DE REINYECCIÓN EXITOSA.

Para realizar la técnica de reinyección de ripios se deben seguir ciertos parámetros de operación de manera estricta para poder obtener una operación exitosa y disminuir los posibles riesgos. A continuación se especifican algunos de los parámetros operativos que se deben seguir:

- Diseño de equipo de superficie.
- Fracturas.
- Concentración de los sólidos.
- Contención de la lechada.
- Tamaño de la partícula.
- Especificaciones de cabeza de pozo.

- Evaluación de estallido tubular.
- Evaluación del desgaste por erosión.

3.2.1 Diseño de equipo de superficie

Para realizar la técnica de CRI (*cutting Re-injection*), se requieren enviar grandes volúmenes de fluidos al fondo del pozo y generar presiones adecuadas por esta razón se debe tener un sistema capaz para realizar dicha operación.

3.2.2. Fracturas

Una ruptura se origina por un incremento de presión ya que el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión supera la capacidad de admisión de la formación expuesta.

La operación de fracturamiento hidráulico se ejecuta en un pozo por varias razones, a continuación se mencionan dos de ellas:

- **Desviar el flujo** para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
- **Extender una ruta de conducto en la formación** y así incrementar la productividad a sus niveles naturales.

Todas estas consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura. Porque en un fracturamiento de un pozo productor es para mejorar la producción poder extraer más crudo en cambio en un pozo re-inyector se realiza el fracturamiento inducido para poder inyectar más recortes y mayor volumen.

Es importante considerar los tipos de fracturamiento ya que en la re-inyección el considerar realizar un fracturamiento inducido nos permitirá mejorar la cantidad de volumen a inyectar y que el área de inyección pueda captar la mayor cantidad de recortes y mayor volumen.

3.2.2.1 Fracturamiento multi -direccional

- Se produce múltiples fracturas pero como resultado da fracturas de cortas longitudes y mayor inyección de volúmenes disponibles en zonas más pequeñas.

3.2.2.2 Micro-fracturas.

- Produce micro fracturas a cabo la escisión de las principales fracturas.
- Mayor inyección de volúmenes disponibles en zonas más pequeñas.
- El análisis es menos conservador cuando es comparado con la teoría de fracturamiento simple.

¹⁶3.2.2.3 Fracturas simples.

- Uso conservador del análisis de la teoría de inyección.
- Fracturas de longitudes grandes Vs. Volúmenes.
- Análisis realizado usando re-inyección continua Vs. Lote de inyección actual.
- Conservación de las propiedades de la formación.
- Estudio paramétrico que produzca resultados fiables.

3.2.3 Concentración de los sólidos.

¹⁶ Salazar., P. M. (2008). *“Tecnología de re-inyección de ripios, aplicación en el Campo Sacha operado por Petroecuador”*.

Como medida preventiva para una disposición segura e ininterrumpida de cortes, el contenido de sólidos no debe exceder generalmente de 20% por volumen de la lechada, aunque esto se especifica según la condiciones de cada proyecto.¹⁷

3.2.4 Contención de la lechada.

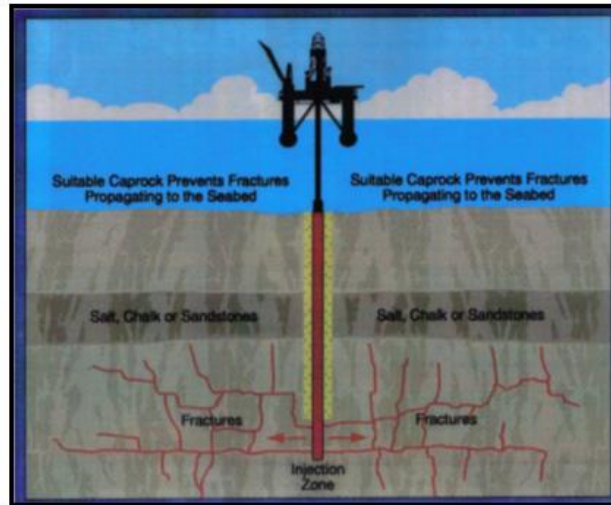
Es necesario controlar ciertos parámetros como la viscosidad para que los cortes entren a la fractura y se desplacen fácilmente a largo de la longitud de la misma. La lechada debe tener una consistencia uniforme y poseer las características correctas de suspensión y transporte.

Se debe garantizar que la lechada inyectada a largo plazo sea segura dentro de la zona de inyección, además se debe seleccionar una formación cuidadosamente asegurando que exista una roca sello para que la lechada no pueda trasladarse a superficie.

La verificación de que la formación es segura se hace a través de un estudio de geología y modelación de fracturas hecho durante la etapa de planeación del proyecto.

¹⁷ <http://www.petronews.net/noticia.php?ID=xultexahig&r=2029>

Figura 22. Tipo de fractura y muestra de roca sello.



Salazar., P. M. (2008). *"Tecnología de re-inyección de rípios, aplicación en el Campo Sacha operado por Petroecuador"*. pag 17

3.2.5 Tamaño de la partícula

El análisis de distribución de partículas por tamaño es altamente recomendado ya que estas pueden causar taponamiento de fracturas y por lo tanto reducir la probabilidad de que la formación reciba materiales inyectados.

3.2.6 Especificaciones de cabeza de pozo

Se debe analizar el desgaste y riesgos asociados ya que el desgaste por erosión presente en cabeza del pozo y tubular pueden infringir durante la inyección prolongada de la lechada.

3.2.7 Evaluación de estallido tubular.

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

3.2.8 Evaluación del desgaste por erosión.

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

3.3 EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE RIPIOS

El equipo necesario para realizar la inyección no necesita mucho espacio para su instalación, y puede adaptarse según la disponibilidad de la locación.

Un sistema de re-inyección de ripios comprende tres componentes principales:

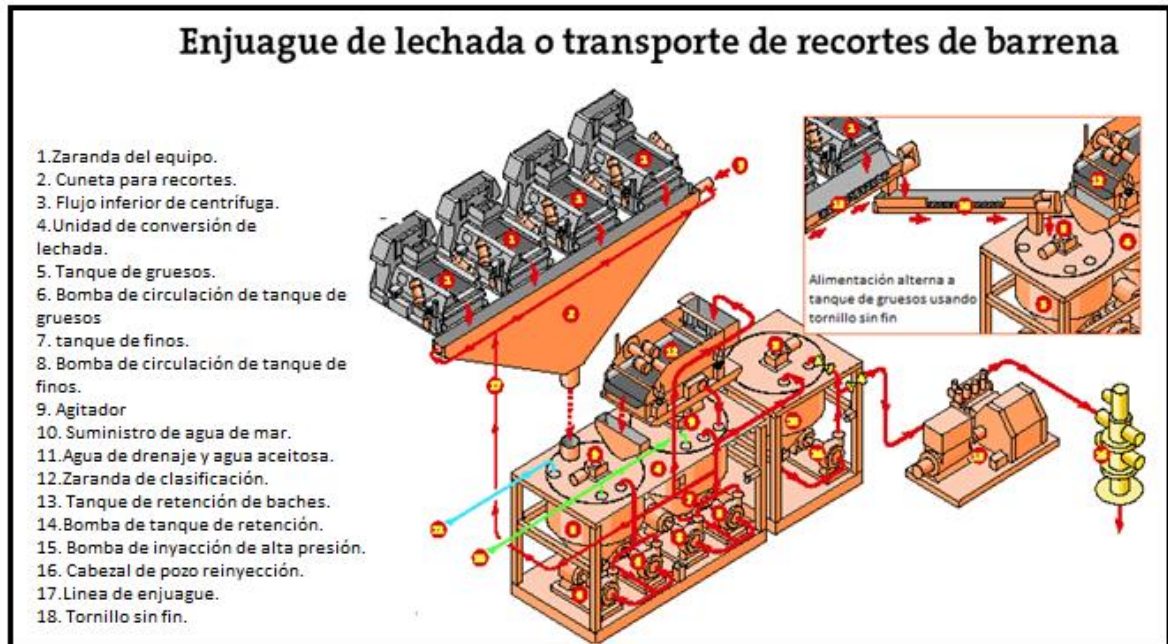
- El sistema de transporte de ripios de perforación.
- El sistema de conversión de lechada.
- El paquete de re-inyección.

3.3.1 El sistema de transporte de ripios de perforación

El objetivo de este sistema se atribuye al proceso de llevar los cortes desde un punto A hasta un punto B, el sistema de cortes integra el proceso desde la unidad de acondicionamiento donde se seleccionan los cortes que cumplen con las especificaciones para la inyección, por ejemplo el tamaño de partícula óptimo según lo requiera la formación receptora.

Para cumplir el objetivo principal se puede utilizar bandas de transporte, esto puede ser una buena opción si se pone el equipo de conversión de lechada cerca a la piscina para recortes en la misma altura o más baja.

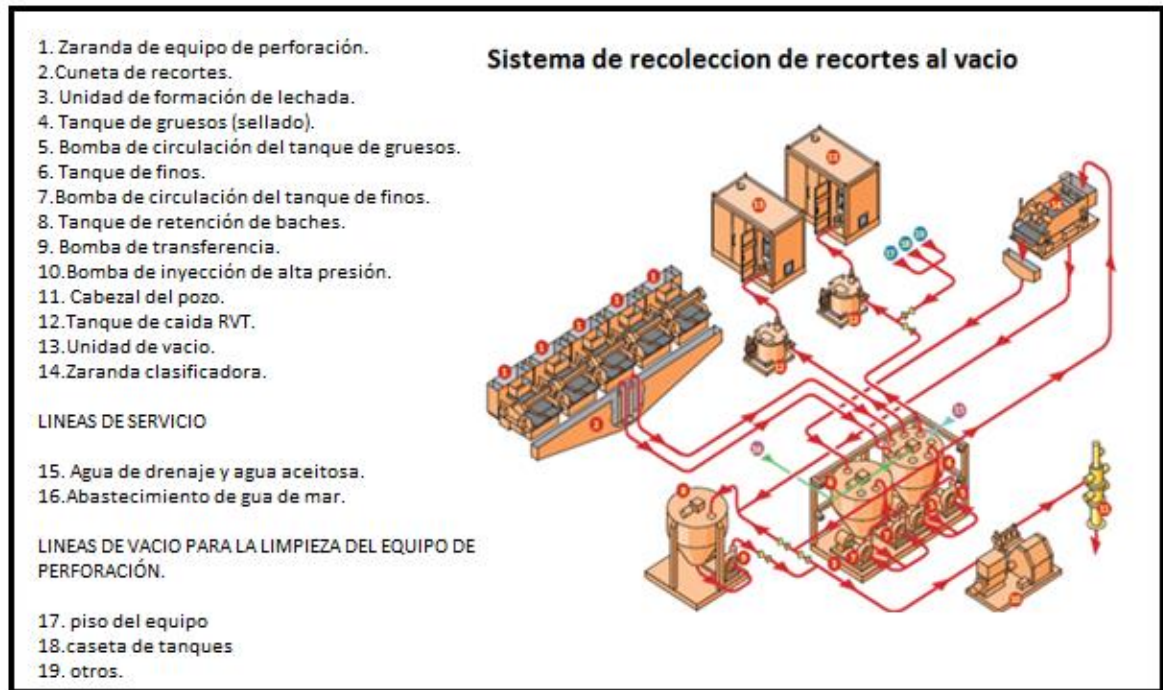
Figura 23. Transporte de recortes de barrenas



Fuente: manual de re-inyección de mi-swaco.

Los sistemas de transporte al vacío. Transportan los sólidos y los líquidos por el aire al vacío desplazado en líneas fijas al usar la unidad de vacío soplador. Este sistema se encuentra limitado por la distancia, las propiedades del material y la tasa esperada de inyección.

Figura 24. Recolección de recortes al vacío

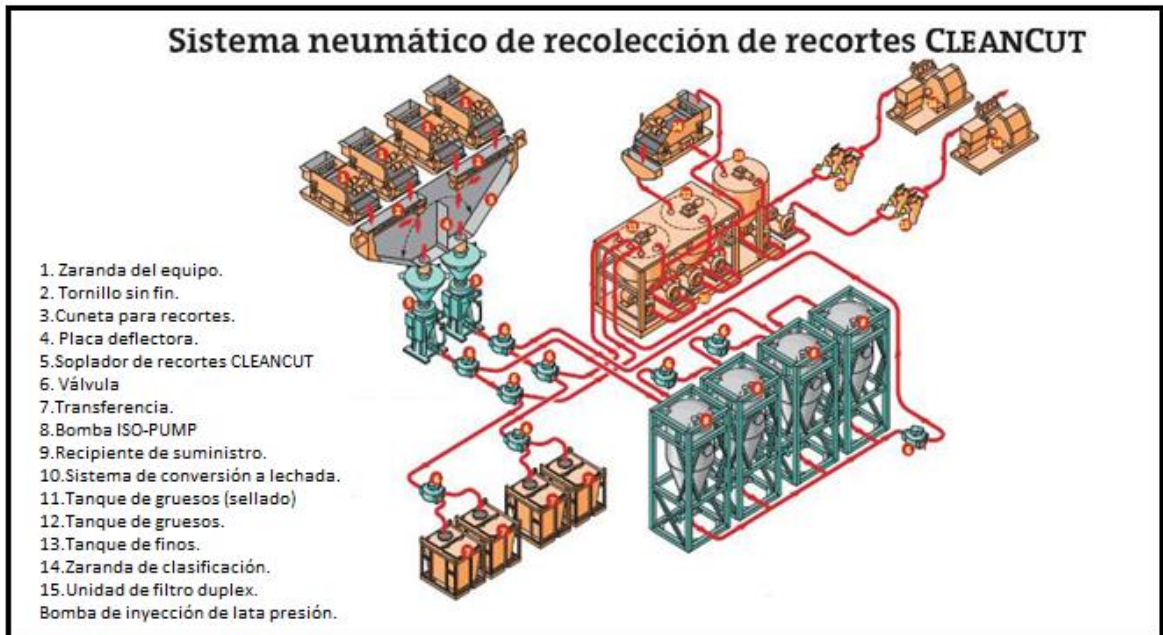


Fuente: manual de re-inyección de mi-swaco

El sistema de transporte neumático CleanCut. este proporciona capacidades de almacenamiento de cortes para pozos de tamaño grande, algunos beneficios de utilizar este sistema son:

- Cumple con los reglamentos ambientales de cero descargas.
- Brinda una solución para la eliminación de una amplia gama de corrientes de desecho de perforación.
- Ofrece un método más seguro, completamente hermético de manejo de recortes.
- Proporciona un ambiente de trabajo limpio en comparación con otras operaciones.

Figura 25. Sistema neumático cleancut



Fuente: manual de re-inyección de mi-swaco

3.3.2 El sistema de conversión de lechada

En este sistema la planeación es crucial, ya que es donde los recortes que salen de las zarandas se convierten en una lechada bombeable y la calidad de esta lechada determinara el éxito del proceso de reinyección de ripios.

El sistema incluye los siguientes elementos:

- Tanque de sólidos gruesos.
- Tanque de sólidos finos.
- Zarandas de clasificación.
- Sistema de control de proceso.

Figura 26. Sistema de conversión de lechada



Fuente: (SALAZAR, 2008)

3.3.3 el paquete de re-inyección.

Para determinar el sistema de re-inyección se debe tener en cuenta las características de la lechada, el pozo de inyección y las máquinas requeridas, aunque la mayoría de estos paquetes incluyen:

- Tanque de retención donde se almacena la lechada.
- Bomba de reinyección
- Paquete de adquisición en interpretación de datos.

Para sistemas terrestres se debe tener en cuenta principalmente un sistema móvil de conversión a lechada, esta es la encargada de mover de una parte a otra la lechada en donde se necesiten operaciones de re-inyección.

4. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA ALMACENAMIENTO DE RIPIOS EN EL SUBSUELO.

De acuerdo a la descripción realizada en el capítulo 1 en cuanto a la estratigrafía y otros aspectos geológicos se deben identificar las zonas óptimas aptas para la disposición final de los cortes.

Para llevar a cabo este procedimiento se tuvieron en cuenta los factores que se indican en la tabla 5.

Tabla 5. Factores para identificación de una zona de disposición

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

Fuente: tabla realizada con datos de “tecnología de reinyección de ripios campo Sacha operado por Petroecuador”, Pág. 10

4.1 PROPIEDADES DE UNA FORMACIÓN RECEPTORA

Se deben considerar las siguientes propiedades para que una formación no represente ningún riesgo ambiental, estas se pueden observar en la tabla 6.

Tabla 6. Propiedades óptimas de una formación receptora

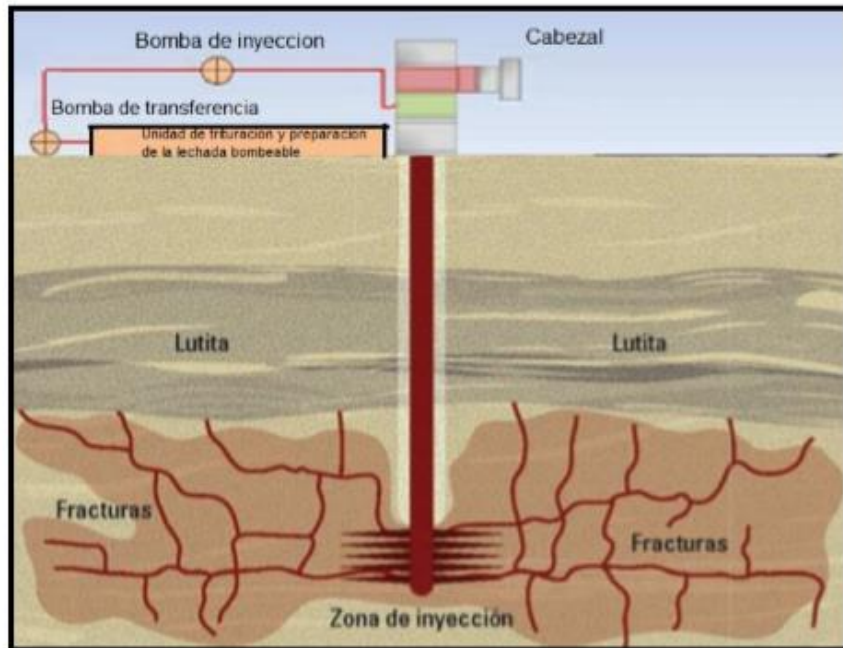
Propiedad	Descripción
Profundidad de la formación	1500 a 5000 pies. Se recomienda una formación con un valor bajo de presión de fractura.
Espesor	Mayores a 25 pies.
Porosidad	Mayor a 20%.
Permeabilidad	Mayores a 1 Darcy. Se recomienda que el valor de permeabilidad sea lo más heterogéneo a través de la formación.
Estructuras geológicas	Fracturas o fallas no naturales.
Límites	Formaciones aisladas de aguas potables. Evitar fronteras laterales dentro de la formación.

Fuente: tabla realizada con datos de “tecnología de reinyección de rios campo Sacha operado por Petroecuador”, Pág. 10

Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección.

La formación receptora tiene que estar localizada debajo de un estrato impermeable para evitar que el fluido migre hacia otras formaciones, además el estrato debe tener una alta capacidad de almacenamiento.

Figura 27. Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección



Fuente: tomado de tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación: oilfieldReview. Schumberger. 2007.

4.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.

4.2.1 migración de la lechada.

Cuando la lechada se inyecta puede que migre hacia otras formaciones debido a las conexiones entre las estructuras geológicas, aunque las formaciones estén aisladas.

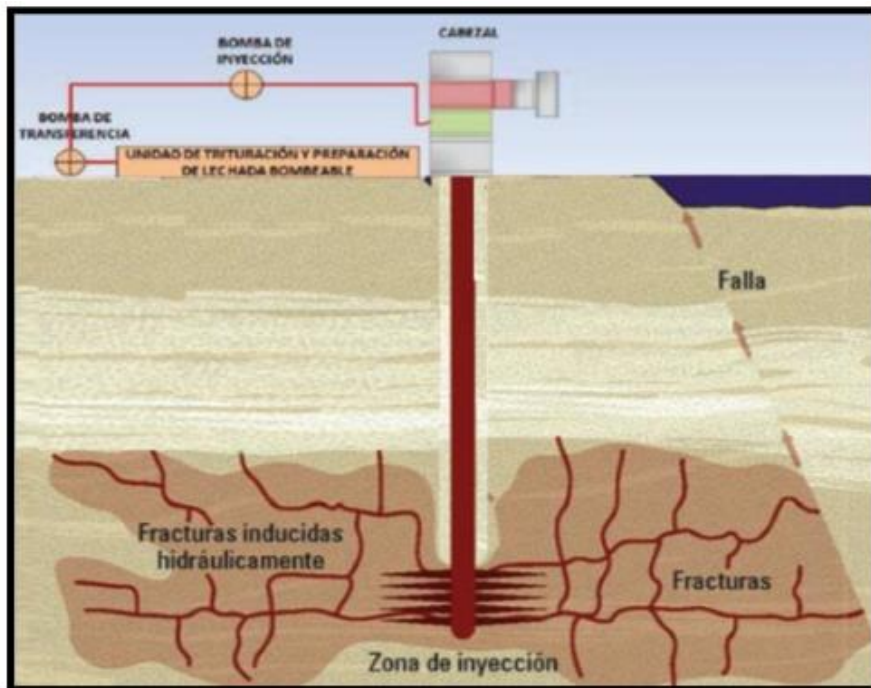
por roca sello, no indica que la contención de la lechada sea segura. Por lo general, las estructuras que pueden generar migración son las fallas y las diaclasas.

Existen varios tipos de migración, entre las más frecuentes están:

- Migración por medio de los espejos impermeables de falla.
- Migración por extensión de fracturas.
- Migración por mala cementación.

Migración por medio de los espejos impermeables de falla. El tipo de migración que surge a partir de las fallas se denomina migración lateral, y es causado porque los espejos de falla son impermeables, permitiendo el flujo de fluidos por esta superficie. se deben evitar zonas con discontinuidades laterales, en la figura 28 se representa este fenómeno.

Figura 28. Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla



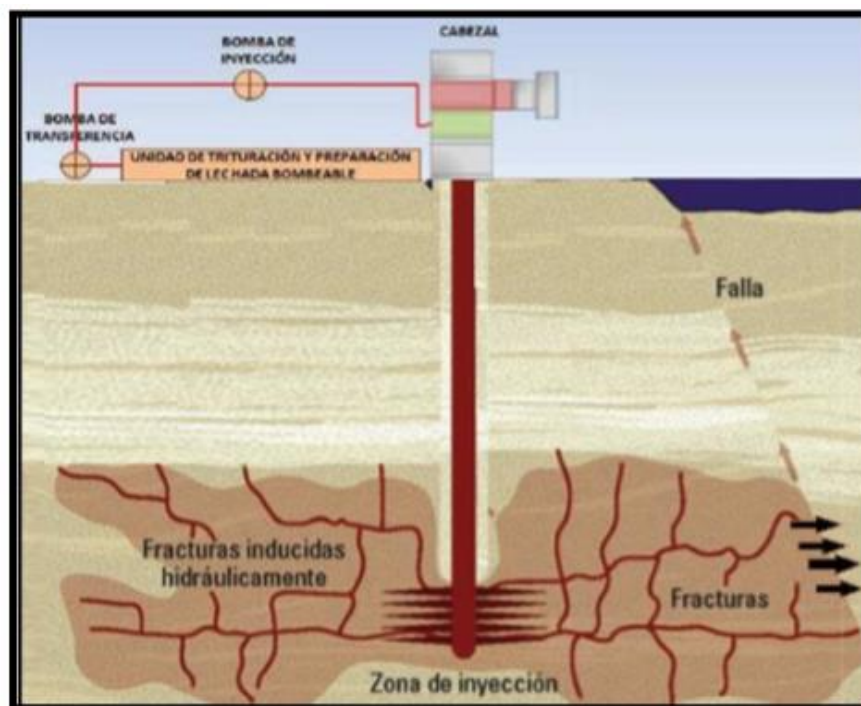
Fuente: tomado y modificado de tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación: oilfieldReview. Schumberger. 2007.

Migración por extensión de fracturas. Cuando se inyecta lechada a una formación receptora las fracturas inducidas por fracturamiento hidráulico, pueden crear canales de flujo y hacer que el fluido migre hacia otras zonas.

Para prevenir esto se deben tener en cuenta ciertos aspectos tales como:

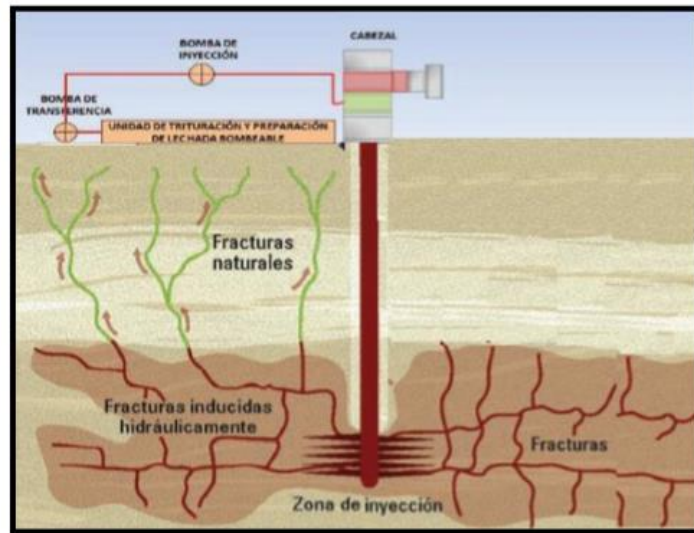
- La presión con la que se inyecta la lechada es muy alta, creando fracturas extensas que invaden formaciones vecinas (ver fig. 29).
- Si la profundidad de la formación receptora no es somera, la posibilidad de presentarse fracturas verticales es alta (ver fig. 30).

Figura 29 Migración hacia la formación vecina por presión de inyección



Fuente: tomado y modificado de tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación: oilfieldReview. Schumberger. 2007

Figura 30. Migración de lechada hacia otras formaciones por fracturas verticales



Fuente: tomado y modificado de tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación: oilfieldReview. Schumberger. 2007.

Migración por mala cementación. La lechada puede migrar hacia otras zonas por una mala cementación del revestimiento con las paredes del hueco, justamente en la cara de formación donde se está realizando la operación de inyección. Con el propósito de evitar problemas con la 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.

4.3 EFECTOS DE LA INYECCION EN LA FORMACION RECEPTORA¹⁸

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

¹⁸ (Sarmiento, Lizarazo Sarmiento, & Leal Becerra, 2011)

por eficiencia, el no causar algún taponamiento de la fractura. A continuación se describen los efectos de la permeabilidad y el daño de formación en una operación de reinyección de cortes.

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

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

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

que la lechada es inyectada, en la cual la tendencia lineal indica que la relación de Carter es una aproximación razonable durante cada ciclo de inyección.

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

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

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

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

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

5. PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA REINYECCIÓN DE CORTES

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

5.1 RÉGIMEN DE INYECCIÓN. Este determina la distribución de la lechada inyectada dentro de la formación receptora. De acuerdo a la manera en que la lechada se inyecte se crearan dos tipos de fracturas. 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 cortes alrededor del mundo. Este régimen de inyección permite a los fluidos inyectados disiparse de manera uniforme dentro de la formación. Esto puede ser realizado ya que al inyectar cada bache de la lechada, se crean múltiples fracturas nuevas permitiendo alojar la lechada en diferentes partes de la formación. Al establecer más fracturas, la inyección intermitente o periódica reduce la posibilidad de que las fracturas se extendían fuera de la formación receptora y evitar la contaminación de zonas acuíferas o productoras.

5.1.1.1 parámetros de operación para régimen de inyección intermitente. Además de definir la manera 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 que se inyecta debe ser monitoreada para que no se presente un exceso en esta, y ocasiones 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 de 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 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 re inyectarla por baches, así que se debe inyectar de manera continua. En este tipo de caos la presión de inyección es monitoreada cuidadosamente para que se puedan tener en cuenta cambios en la formación de inyección e identificar problemas iniciales. El régimen de inyección continua se emplea en la mayoría de los casos en plataformas y en locaciones donde el espacio para almacenar los cortes y desechos de perforación es muy pequeño.

Otro factor que implica una inyección continua es la forma en la 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 cerraran y se corre el riesgo de afectar a una zona productora o u acuífero.

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

- 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

Se deben seleccionar pozos con profundidades someras, con una baja producción, que estén cerrados al sitio de perforacion para minimizar algún efecto adverso a las operaciones de reinyección con los objetivos de producción y actividades

operacionales. Las claves para la selección adecuada de un pozo de reinyección de cortes son:

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

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

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.

5.2.2 Presión de colapso y presión ruptura del casing. A lo largo de la inyección se debe calcular el gradiente de fractura, presión de fricción y cabeza hidrostática. La presión de colapso y ruptura del casing que se calculan deben ser menores que las presiones de operación específicas en el diseño. 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 en superficie.

6. CARACTERÍSTICAS ÓPTIMAS DE LOS CORTES PARA SU REINYECCIÓN.

Para que los cortes producidos durante la perforación puedan ser inyectados a una formación deben tener ciertas características que permitan una adecuada creación de la fractura, una contención baja de sólidos y fácil bombeo desde superficie hasta la formación objetivo.

6.1 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LA LECHADA.

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

El asentamiento de partículas sólidas y el taponamiento es una de las operaciones con más riesgo, principalmente en para inyecciones anulares. El taponamiento puede ocurrir durante la inyección, si la tasa de inyección es baja y el volumen entre el anular y el casing es grande. Los riesgos de taponamiento y asentamiento de sólidos pueden ser minimizados por la calidad del control en el tamaño de partícula y la viscosidad de la lechada.

La reología de la lechada debe ser monitoreada cercanamente en todas las operaciones de disposición y mantenidas para diseñar modificaciones. En algunas circunstancias, la viscosidad de la lechada producida de la molienda y la unidad de acondicionamiento no pueden llegar a la viscosidad especificada, hay varios factores que pueden explicar este comportamiento, pueden ser una perforación

lenta, excesiva a gua remanente en la unidad de acondicionamiento de lechada o generación inadecuada de finos provenientes de la etapa de molienda, por ejemplo cuando se perfora la sección del yacimiento.

En caso tal, se debe agregar un viscosificantes con dosis especificadas.

A continuación se describe detalladamente las propiedades reologicas que deben ser tenidas en cuenta en el diseño de la lechada de cortes y desechos de perforación

6.1.1. Viscosidad. La viscosidad es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas.

La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción. Esta evaluación puede obtenerse de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento, o usando correlaciones empíricas.

La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.¹⁹

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

La viscosidad ayuda a mantener suspendidos las partículas sólidas que se encuentran contenidas en la lechada, con el propósito de evitar asentamiento de estas y posibles taponamientos de las fracturas inducidas. Un valor de viscosidad

¹⁹ (Gomez, 2009)

muy alto complicaría el flujo de la lechada dentro de la tubería y la formación; mientras que un valor de viscosidad muy bajo permitiría el asentamiento de las partículas y taponamiento de los canales de flujo.

6.1.2 Viscosidad aparente. Propiedad que un fluido parece tener en un instrumento dado a una tasa definida de corte. Es una función de la viscosidad plástica y del punto de cedencia. La viscosidad aparente en centipoises, tal como se determina con el viscosímetro de indicación directa, es igual a la mitad de la lectura a 600 rpm.

$$VA = \frac{v\theta 600}{2}$$

Donde:

VA= viscosidad aparente

$v\theta 600$ = lectura del viscosímetro a 600 rpm.

6.1.3 Viscosidad cinemática. Es una medida del tiempo de flujo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través de un capilar. En el sistema cgs la unidad de la viscosidad cinemática es el Stoke, St, la cual tiene dimensiones de cm^2/s ; en la industria del petróleo la viscosidad cinemática es usualmente expresada en centistokes, cSt. (1 St = 100 cSt).

En el sistema Inglés la viscosidad Cinemática se expresa en pies^2/s ; donde, 1 St = $1 \text{ cm}^2 / \text{s} = 1.0764 \text{ E-}3 \text{ pies}^2/\text{s}$

6.1.4 Viscosidad dinámica. Es la fuerza tangencial sobre una unidad de área de dos planos paralelos, distantes una unidad, cuando el espacio entre los dos planos se llena con un fluido y uno de los dos planos se mueve a una velocidad unitaria en su propio plano respecto al otro.

La viscosidad dinámica, también llamada viscosidad absoluta, es numéricamente el producto de la viscosidad cinemática y la densidad del líquido, ambos a la misma temperatura.

En el sistema cgs, la unidad de la viscosidad dinámica es el poise, P, la cual tiene las dimensiones g/cm.s. Como el poise es una unidad muy grande, se acostumbra expresar la viscosidad dinámica en centipoises, cp.

En el sistema Inglés la viscosidad dinámica se expresa en lb-masa/pies*s; donde, 1 Poise= 0.0672 lb-masa/pies*s.

6.1.5 viscosidad plástica. es la resistencia al flujo debido al tamaño, forma y número de partículas. se mide en el laboratorio del viscosímetro y sus unidades son centipoise (cp).

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

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

6.1.8 Resistencia de gel. Mediciones del esfuerzo cortante de un fluido dependiente del tiempo bajo condiciones estáticas las resistencias del gel son medidas comúnmente después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos, pero puede ser medida para cualquier espacio de tiempo deseado. La unidad de medición es lb/100pies².

Las resistencias de gel están clasificadas como geles de tipo progresivo (fuerte) o frágil (débil). Un gel progresivo comienza bajo, pero aumenta consistentemente con el tiempo; mientras que un gel frágil puede comenzar alto inicialmente pero sólo aumentar ligeramente con el tiempo.

Los geles progresivos son poco deseables ya que pueden crear problemas como tasas de bombeo (caudales) excesivas para romper la circulación, pérdida de circulación, suabeo del agujero, etc.

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

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

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

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

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

Donde,

τ = esfuerzo de corte.

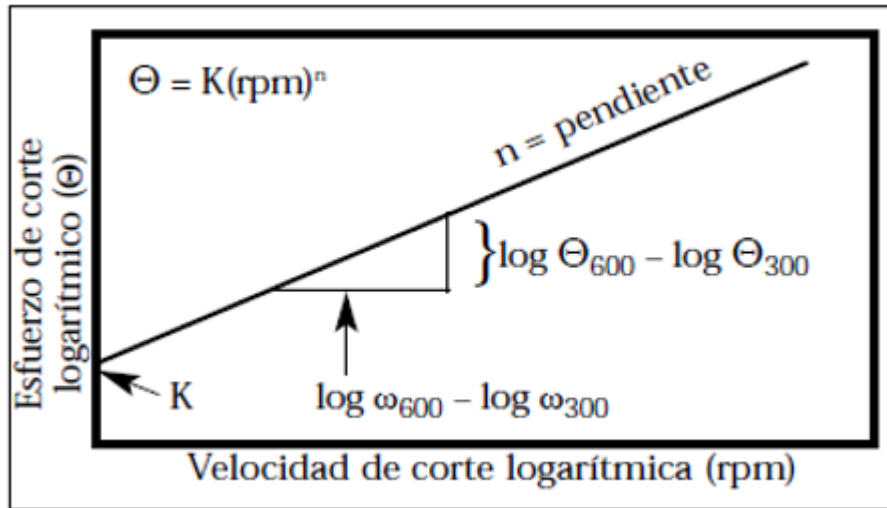
K=índice de consistencia.

γ = velocidad de corte.

n= índice de ley exponencial.

Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido que obedece a la ley exponencial forma una línea recta como lo indica la figura 27.

Figura 31. Gráfico logarítmico del modelo de ley exponencial



Fuente: Manual de lodos MI-Swaco.

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

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

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_2}{\theta_1}\right)}{\log\left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)}$$

$$K = \frac{\theta_1}{\omega_1^n}$$

Donde:

n= índice de ley de exponencial o exponente.

K = (índice de consistencia ó índice de fluido de la Ley Exponencial (dina seg-n / cm²)

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

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

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

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

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

$$n_p = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log\left(\frac{1.022}{511}\right)} = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)$$

$$K_p = \frac{5.11\theta_{300}}{511^{n_p}}$$

Las ecuaciones de ley exponencial para el espacio anular son desarrolladas de la misma manera, pero estas utilizan los valores obtenidos a 3 y 100 RPM (θ_3 y θ_{100}). Al sustituir las velocidades de corte dentro de la ecuación general, las ecuaciones quedan simplificadas de la siguiente manera:

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

$$K_a = \frac{5.11\theta_{100}}{170.2^{n_a}}$$

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

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

Tabla 7. Rangos de viscosidad para la lechada de inyección

propiedad	valor
Viscosidad aparente (1/s)	70-170
Viscosidad Dinámica (cp)	4
Viscosidad Plástica (cp)	15-36
Yield Point (lb / ft 2)	60-90
Viscosidad Funnel o Marsh (s)	60-90
Gravedad Específica	1.25-1.5
Densidad (lb / gal)	10.4
Tamaño de partícula	General menor a 300 micrones. 95% menor a 75 micrones. 5 % por encima de 1000 micrones.
Contenido de Sólidos %	17-30

Fuente: (Lizarazo Sarmiento & Leal becerra, 2011)

Los datos presentados en la tabla anterior han sido citados de experiencias que se han llevado a cabo alrededor del mundo en operaciones costa afuera, por lo que algunas de estas pueden presentar inconsistencias al momento de ser comparadas unas con otras.

6.2 BENEFICIOS DE LA CALIDAD DE LA LECHADA

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

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

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

6.3 EFECTOS ADVERSOS DE LA LECHADA DE INYECCIÓN

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

6.3.1 Efecto de la viscosidad. Ayuda a mantener suspendidas las partículas sólidas que están contenidas en la lechada. En la tabla 13 se mostraron los rangos óptimos para que la viscosidad que debe tener la lechada no ocasione ningún problema en la operación. Si se exceden a los valores que se mencionaron

anteriormente, se tendrán problemas como: dificultad para fluir por las fracturas creadas, taponar canales de flujo (anulares, fracturas y cabezal) y desgaste de las bombas. En caso contrario, si la lechada tiene valores de viscosidad menores a los mencionados en la tabla 6, las partículas sólidas tendrán facilidad para asentarse y causar problemas de taponamiento de las fracturas y erosión en los equipos de superficie.

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

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

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

7. VIABILIDAD OPERACIONAL EN LA REINYECCIÓN DE CÓRTESES DE PERFORACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. (APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA)

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

Para el desarrollo de una operación de reinyección de cortes se debe crear un fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos. Se debe crear un sistema de fracturas donde se almacenaran los cortes. Para realizar este procedimiento, son necesarias varias etapas, es de relevante necesidad la disposición de varios equipos, que cumplan con las especificaciones requeridas para llevar a cabo la operación y fueron mencionados en el capítulo 3.

Este estudio se realizó en el Campo Escuela Colorado ya que posee un inventario considerable de pozos secos y pozos económicamente no rentables que son candidatos a ser abandonados. Al aplicar esta técnica en un pozo de las condiciones ya descritas se convierte en el pozo piloto para disposición de ripios propios.

Los pasos fundamentales para este proceso se nombran a continuación.

Tabla 8. Pasos fundamentales para la reinyección de cortes de perforación.

TRANSPORTE	El transporte de recortes a la unidad de procesamiento.
PROCESAMIENTO	El material de desecho de perforación sólido o semi-sólido se procesa en una suspensión que se puede inyectar. El material de desecho se tamiza para eliminar las partículas grandes que pueden causar obstrucción de las bombas o perforaciones. Diversos aditivos se pueden mezclar en la suspensión para mejorar las propiedades físicas o reológicas.
INYECCIÓN	La suspensión se inyecta a través del donante y también en la formación objetivo. Inicialmente, la inyektividad se establece utilizando agua que se inyecta rápidamente para presurizar el sistema iniciando así la fractura de la Formación. Cuando el agua fluye libremente a la presión de fractura, la suspensión se introduce en el pozo.

7.1 PASOS PARA EL PROCESO DE REINYECCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.

Los pasos a seguir en el proceso de reinyección de cortes en campo escuela colorado son los siguientes:

- a) Realizar las pruebas necesarias para identificar un pozo con las capacidades para llevar a cabo el procedimiento.

El pozo escogido fue el colorado 29 (pozo abandonado) ya que cumple con las especificaciones necesarias (tabla 5. Propiedades de una formación receptora) además de cumplir con dichas especificaciones no está comunicada con zonas que representen algún tipo de riesgo ambiental, la formación está aislada por rocas sello. A continuación se menciona la historia del pozo.

HISTORIA DEL POZO.

Localización: N: 1.241.645,5

E: 1.038.985

Formación Productora: Colorado

Elevación terreno: 483 pies

Elevación rotaria: 492,91 pies

Inicio Perforación: 06/MAR/1955

Termino Pozo: 20/DICT/1945

Profundidad total: 4500 pies

Collar Flotador:

Revestimiento: 9-5/8" (40lbs/pie) desde superficie hasta 665'.

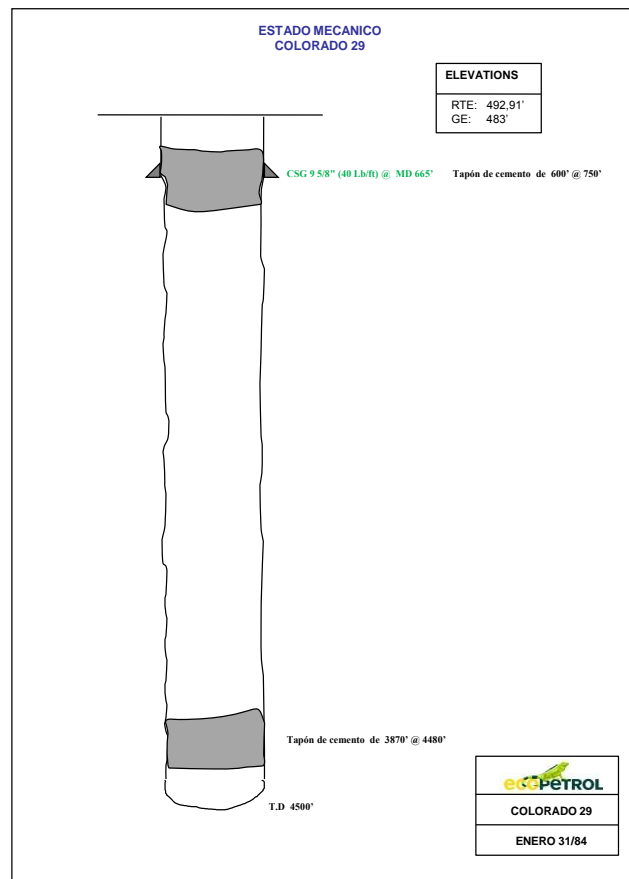
Estado actual: Inactivo.

(MAR /55) Perforación y Completamiento: Se bajó con broca de 12 1/4" hasta 670'. Se bajó revestimiento de 9 5/8" (21 juntas de 40 lbs. /Pie, J-55), sentándolo a 665', se cementó el revestimiento de 9 5/8" con 280 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 8 5/8" hasta la profundidad final de 4500' (alcanzada el 10 de abril de 1955). Se tomaron registros Dipmeter, Eléctrico en el

intervalo 663'-4500' y Microlog en el intervalo 2300'-4497' ambos con escalas 1:240, 1:1200.

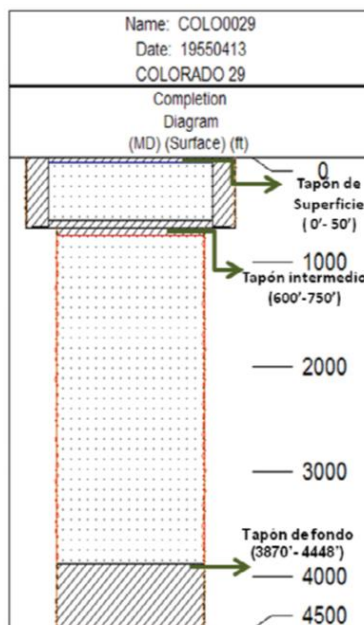
Los análisis de los registros eléctricos no mostraron arenas petrolíferas comerciales, se efectuó prueba de formación en hueco abierto al intervalo 4466'-4478' recuperando 180' de lodo' (seco), no se bajó revestimiento de producción y se colocaron 2 tapones de cemento entre 750'-600' (con 50 sacos de cemento) y a 4480'-3870' (con 200 sacos de cemento Nare), abandonando el pozo como seco.

Figura 32. Estado mecánico del pozo (colorado 29)



Fuente: información entregada de Campo Escuela Colorado

Figura 33. Abandono del pozo colorado 29



Fuente: información entregada de Campo Escuela Colorado

- b) Diseñar una pileta de cemento estimando el volumen de acuerdo a la cantidad de cortes y residuos de perforación que se van a inyectar.

Para esto se necesita conocer que volúmenes de desechos se van a trabajar y así crear la pileta con las dimensiones necesarias ya que se debe tener disponible en superficie los materiales que se van a inyectar (cortes de perforación), ya teniendo las cantidades exactas se procede a calcular la cantidad de agua y fluido fracturante que sea necesario.

- c) Recolectar los cortes, lodos y otros residuos de diferentes pozos en la pileta de cemento diseñada en un área específica donde se encuentra el pozo a disposición.
- d) Hacer las conexiones de superficie necesarias (Bombas, líneas, tanques, cabeza, manómetros, etc.)

- e) 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, una vez terminada la prueba se procede al inicio de la operación.
- f) Una vez que la lechada cumple con las condiciones óptimas para ser inyectada se almacena en tanques con una capacidad de 100-500 barriles dependiendo del régimen de inyección.
- g) La operación se inicia con un fluido de fractura que se encuentra en la unidad de almacenamiento, de esta unidad parte dos líneas, una línea que transporta el fluido y la otra línea transporta la lechada 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.

- h) 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.
- i) Forzar con fluido de fractura la formación con una presión de superficie ISIP (psi)

- j) Una vez que el fluido de fractura rompe la formación (observado por la caída repentina de la ISIP) se cierra la línea.
- k) Se abre la línea de la lechada y se empieza a bombear.
- l) Se debe bombear a razón de 4 o 5 BPM observando que la presión en superficie no sea inferior a la presión de fractura.
Se sugiere llevar un monitoreo de la presión durante toda la operación para identificar signos de advertencias tempranas, que confirmen los parámetros operacionales y procedimientos correctos.
- m) Una vez terminado el bombeo de la lechada se debe desplazar la lechada a razón de 5 barriles por minuto con agua o fluido fracturante, para llenar la tubería y con una presión no inferior a la presión de fractura.
- n) Terminada la inyección se procede a limpiar el área para su respectivo abandono, sellando el pozo y recubrir la pileta de cemento para evitar accidentes.

8. CONCLUSIONES

- Para realizar exitosamente el proceso de reinyección de cortes de perforación se debe hacer un estudio intensivo que incluya zonas geológicas adecuadas, realización de simulaciones numéricas de fracturamiento hidráulico, análisis probabilístico, análisis de las condiciones del pozo, identificación y mitigación de riesgos, recomendaciones operativas, diseño piloto de inyección y sistema de monitoreo.
- Es de gran importancia tener en cuenta el tratamiento que hay que dar a los ripios para hacerlos aptos a la formación donde van a ser inyectados.
- El modelamiento y simulación para reinyección de cortes en la roca es imprescindible ya que con ello se observa el crecimiento lateral y vertical de la fractura, también estima la inyectividad de la formación y la capacidad de almacenamiento de los desechos.
- En muchas regiones del mundo, las regulaciones que exigen operaciones sin vertido ahora impiden la eliminación de recortes de perforación en el lecho marino, haciendo que la reinyección de cortes de perforación sea una solución viable.
- La Reinyección de cortes de perforación es un método que nos permite dar a los ripios otro destino el cual tiene un menor costo económico pero lo más importante es que es un proceso el cual reduce los impactos al ambiente ya que es amigable con este.
- El buen desempeño de una reinyección de cortes consiste en tener un buen conocimiento de la formación receptora además de mantener un control continuo sobre la operación.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio detallado de simulación para la formación de Campo Escuela Colorado para verificar que pozos son aptos para el proceso de reinyección de cortes.
- Realizar la factibilidad técnica y económica de un proceso de reinyección de cortes de perforación en un pozo piloto de Campo Escuela Colorado.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, J. y TORRES, R. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2008.

CHILON J. Control de sólidos en los fluidos de perforación, COPYRIGHT, PDVSA, 2004.

CRAWFORD, H. Drill cuttings reinjection for Heindrun: A Study, SPE26382

DABOIN, P. LIZARAZO, J. y VERA, F. Proyecto de reinyección de recortes y fluidos ayuda a cumplir objetivo de cero descarga en la bahía de Campeche, México, M-I SWACO.

LIZARAZO, A. y LEAL, C. Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011.

MOREIRA, F. Análisis del fluido de perforación visplex para pozos horizontales utilizados en un campo del Oriente Ecuatoriano, Guayaquil, Ecuador, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2003.

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

SANCHEZ, I. y GUTIERREZ, H. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el Campo Colorado. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011.

SAUYED, AHMED, S. Design considerations in drill cuttings re-injection through downhole fracturing. SPE 72308

THOMAS, A. Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación, Houston Texas, M-I SWACO, 2007.