



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE  
REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN  
EL BLOQUE 31, CAMPO APAIKA POZO 1X OPERADO POR  
PETROAMAZONAS EP.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERA EN PETRÓLEOS**

**KATHERINE MARIANA MURILLO SUÁREZ**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE M.Sc MGH**

**Quito, Abril 2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015  
Reservados todos los derechos de reproducción

## **DECLARACIÓN**

Yo **KATHERINE MARIANA MURILLO SUÁREZ**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

KATHERIEN MURILLO

C.I. 1713313748

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 31, CAMPO APAIKA POZO 1X OPERADO POR PETROAMAZONAS EP.”, que, para aspirar al título de Ingeniera en Petróleos fue desarrollado por Katherine Mariana Murillo Suárez, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

ING. FAUSTO RAMOS M.Sc MGH

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 170513410

# CARTA DE LA INSTITUCIÓN



Secretaría de  
Hidrocarburos  
ECUADOR  
Av. República del 182 y Tercera de Octubre  
Código: 1001011 080100  
Calle: Frío

## A QUIEN INTERESE

A petición de la señorita KATHERINE MARIANA MURILLO SUÁREZ, certifico que se realizó la recopilación de información, para el desarrollo del trabajo de titulación "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 31, CAMPO APAIKA, POZO 1X, OPERADO POR PETROAMAZONAS EP", en el Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE), desde el 2 de Diciembre del 2014 hasta el 2 de Febrero del 2015.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, el interesado puede hacer uso del presente, de acuerdo a su interés.

Atentamente.

Ing. Javier Romo E.

**DIRECTOR DE ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA  
HIDROCARBURÍFERA DEL ECUADOR - BIPE**

## **DEDICATORIA**

*Todo este trabajo realizado refleja mucho tiempo de dedicación y amor a la carrera, el cual va dedicado para:*

*Mis queridos padres, que son el soporte fundamental de todo lo que soy, todo mi esfuerzo se encuentran plasmados aquí gracias a su incondicional apoyo y por estar siempre a mi lado.*

*A toda mi familia y amigos, que siempre estuvieron apoyándome y preguntando “¿Cómo te va en la tesis?” siempre que me veían.*

*A Katherine Murillo y a todas las personas que confiaron en mí para llevar a fin cinco años de estudios de esta fabulosa carrera, este es el resultado de una gran experiencia y el inicio de una exitosa profesión.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Mi agradecimiento infinito hacia Dios por llevarme de su mano durante todo este trayecto, por darme la sabiduría y el empuje para lograr todo en mi vida.*

*Gracias queridos padres por siempre estar de mi lado y apoyarme en todas mis decisiones, sé que ustedes siempre estarán ahí para mí.*

*Ing. Fausto Ramos, gracias por ser el tutor de mi tesis, por todo su empeño y tiempo dedicado. Usted constituye la base para que este trabajo se lleve a cabo con conocimiento y responsabilidad.*

*Gracias a la Secretaria de Hidrocarburos y a QMAX por abrirme las puertas, brindarme un espacio y por toda la información que me proporcionaron para la realización de este trabajo.*

*A la Universidad Tecnológica Equinoccial, por ser una segunda casa para mí, que reparte todos sus conocimientos, valores y principios a través de un excelente grupo de maestros y autoridades.*

*A todos sin duda muchas gracias!!!*

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN .....	i
ABSTRACT .....	ii
CAPÍTULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	4
1.3 OBJETIVO GENERAL .....	5
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO TEÓRICO .....	7
2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN .....	7
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	9
2.2.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	9
2.2.1.1. Densidad .....	9
2.2.1.3. Reología .....	11
2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN .....	14
2.2.2.1. Lodo base agua .....	14
2.2.2.2. Lodo base aceite .....	14
2.3 CONTROL DE SÓLIDOS .....	15
2.3.1 RIPIOS DE PERFORACIÓN .....	16
2.4.1 MÉTODO DE CONTROL DE SÓLIDOS .....	16
2.4.2 DEWATERING .....	19
2.5 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LODO Y RIPIOS DE PERFORACIÓN .....	19
2.5.1 BIORREMEDIACIÓN .....	19
2.5.2 DESORCIÓN TÉRMICA INDIRECTA .....	20
2.5.3 CONFINAMIENTO .....	20
2.5.4 FOSAS PARA DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN .....	20
2.5.5 MICRO-CELDAS .....	20
2.5.6 ENCAPSULAMIENTO .....	20
2.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	21



2.6.1	MODELO EN DOS DIMENSIONES .....	22
2.6.1.1	Modelo PKN y Nordgren .....	23
2.6.1.2	Modelo KGD, Zheltov, y Greettsma .....	24
2.6.2.	FRACTURA RADIAL .....	25
2.6.3	FRACTURA DE ACUERDO A RÉGIMEN DE INYECCIÓN .....	25
2.6.3.1	Fractura simple .....	25
2.6.3.2	Fracturas múltiples .....	26
2.6.4	PRESIÓN DE FRACTURA .....	27
2.6.5	PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR TORTUOSIDAD. ....	29
2.6.6	POTENCIA HIDRÁULICA PARA FRACTURAMIENTO.....	29
2.7	PROCESO DE REINYECCION DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACION .....	29
2.7.1	MODALIDADES DE REINYECCIÓN .....	30
2.7.1.1	Reinyección anular.....	30
2.7.1.2	Reinyección de pozos redundante. ....	32
2.7.1.3	Reinyección por medio de un pozo dedicado.....	33
2.8	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN. ....	35
2.9	NORMATIVA AMBIENTAL PARA REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFRACIÓN. ....	37
CAPÍTULO III.....		39
METODOLOGÍA .....		40
3.1	LOCALIZACIÓN DEL CAMPO .....	40
3.1.1	ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DEL CAMPO .....	41
3.1.1.1	.....Marco estructural de la cuenca oriente.	41
3.1.1.2	.....Información estratigráfica.	41
3.1.1.3	..... Geología bloque 31	50
3.2	SELECCIÓN DEL POZO INYECTOR.....	53
3.4.1	SELECCIÓN DE LA ARENA DE DISPOSICIÓN.....	55
3.3	POZO APAIKA 1X .....	66
3.4	PARÁMETROS DE REINYECCIÓN.....	69
3.4.1	PARÁMETROS DE PRESIÓN DE REINYECCIÓN.....	70
3.4.2	CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA. ....	76
3.4.2.1	Condiciones reológicas de la lechada.....	77

3.4.2.2 Contención de la lechada en la fractura .....	78
3.4 VOLUMEN DE ARENA RECEPTORA.....	81
3.4.1 EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA. ....	82
3.4.1.1 Simulación de fracturas.....	84
3.5 EQUIPO DE SUPERFICIE PARA LA REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN .....	95
3.5.1 SISTEMA DE TRANSPORTE DE CORTES DE PERFORACIÓN. ....	96
3.5.1.1 Sistema de transporte de ripios en el taladro. ....	98
3.5.2 SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO Y REINYECCIÓN DE LECHADA .....	101
3.5.2.1 Agitador clasificador para reinyección de cortes de perfo- ración .....	101
3.5.2.2 Tornillo sin fin transportador de cortes .....	102
3.5.2.3 Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío. ....	103
3.5.2.4 Tanque de lechada para CRI .....	103
3.5.2.5 Tanque de suministro de agua para CRI .....	106
3.5.2.6 Equipo para la preparación de la lechada .....	106
3.5.2.7 Bombas de inyección .....	108
3.5.3 PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DE LOS EQUIPOS DE INYECCIÓN .....	109
CAPÍTULO IV.....	111
RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	112
4.1 CONDICIONES AMBIENTALES Y OPERACIONALES. ....	112
4.1.1 MIGRACIÓN DE LA LECHADA.....	113
4.2 PROCEDIMIENTO DE CRI .....	114
4.2.1 ARRANQUE DE CRI.....	114
4.2.2 LOS CORTES DE PROCESAMIENTO.....	115
4.2.3 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE INYECCIÓN.....	116
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO. ....	120
CAPÍTULO V.....	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	127
5.1 CONCLUSIONES .....	127

5.2 RECOMENDACIONES.....	129
NOMENCLATURA / GLOSARIO .....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	133
ANEXOS.....	136

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

## PÁGINA

Gráfico 1. Sistema de circulación.....	8
Gráfico 2. Viscosidad de un fluido.....	12
Gráfico 3. Puntos de corte en equipos de control de sólidos .....	18
Gráfico 4. Fracturamiento hidráulico .....	22
Gráfico 5. Modelo PKN y Nordgren.....	23
Gráfico 6. Geometría PKN y KGD.....	25
Gráfico 7. Fractura múltiple.....	26
Gráfico 8. Reinyección anular .....	31
Gráfico 9. Reinyección en pozo redundante .....	33
Gráfico 10. Reinyección por medio de pozo dedicado .....	34
Gráfico 11. Proceso de reinyección .....	36
Gráfico 12. Mapa geopolítico cuenca oriente.....	40
Gráfico 13. Columna litológica cuenca oriente.....	50
Gráfico 14. Ubicación Bloque 31.....	51
Gráfico 15. Mapa estructural Apaika – Nenque. ....	52
Gráfico 16. Mapa ubicación de pozos campo Apaika. ....	54
Gráfico 17. Correlación Estructural Apaika 1X y Apaika 2 .....	58
Gráfico 18. Evaluación por registros eléctricos del pozo Apaika 1X arena T61	
Gráfico 19. Evaluación arena de interés del pozo Apaika – 1X .....	63
Gráfico 20. Reinyección con tubería de producción.....	67
Gráfico 21. Completación ante y pos del pozo Apaika 1x.....	68
Gráfico 22. Periodo de inyección y cierre para inyección de la lechada .....	73
Gráfico 23. Condiciones reológicas de la lechada. ....	78
Gráfico 24. Barrera de tensión .....	79
Gráfico 25. Barrera de módulo.....	80
Gráfico 26. Barrera de permeabilidad.....	81
Gráfico 27. Volumen de un cilindro. ....	83
Gráfico 28. Arena receptora.....	84
Gráfico 29. Simulador de fractura. ....	86
Gráfico 30. Simulación grafica de reinyección le lodos y ripios de perforación en la arena T.....	87
Gráfico 31. Análisis probabilístico de una fractura .....	88
Gráfico 32. Sistema de reinyección de lodos y ripios de perforación en una plataforma.....	97
Gráfico 33. Sistema de transporte de ripios en el taladro. ....	98
Gráfico 34. Sistema de transporte de ripios al vacío.....	99
Gráfico 35. Sistema móvil para re-inyección de cortes. ....	100
Gráfico 36. Tornillo sin fin transportador de ripios.....	102
Gráfico 37. Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío. ....	103

Gráfico 38. Tanque de lechada para CRI. ....	104
Gráfico 39. Tanque de lechada de CRI, vista superior. ....	105
Gráfico 40. Tanque de suministro de agua para CRI.....	106
Gráfico 41. Equipo de preparación de lechada de inyección .....	107
Gráfico 42. Componentes internos del equipo de preparación de la lechada. .....	107
GRAFICO 43. Bomba HT-400™ para reinyección de la lechada .....	108
Gráfico 44. Proceso grafico de reinyección de lodos y ripios de perforación. .....	109
Gráfico 45. Condiciones favorables para CRI .....	112
Gráfico 46. Migración de la lechada.....	113
Gráfico 47. Ripios en procesamiento. ....	116
Gráfico 48. Tarifa de reinyección de dolos y ripios de perforación.....	123

# ÍNDICE DE TRABLAS

## PÁGINA

Tabla 1. Tamaño de sólidos de perforación.....	16
Tabla 2. Módulo de Young para diferentes tipos de roca.....	24
Tabla 3. Relación entre módulos de fractura. ....	24
Tabla 4. Coordenadas del pozo Apaika 1X.....	55
Tabla 5. Parámetros adecuados de una arena para la reinyección de lodos y ripios de perforación. ....	56
Tabla 6. Probables arenas receptoras del pozo Apaika 1x.....	57
Tabla 7. Tope y base de formaciones arena T .....	60
Tabla 8. Resumen de las características de la arena receptora T inferior del pozo Apaika 1X.....	65
Tabla 9. Lodos y ripios estimados para la operación de reinyección en el pozo Apaika 1x .....	70
Tabla 10. Presiones de fractura según el peso del lodo .....	72
Tabla 11. Presión de fractura de superficie según el peso de la lechada. ...	74
Tabla 12. Peso del fluidos vs. Hp necesarios .....	75
Tabla 13. Características optimas de la lechada a reinyectar .....	77
Tabla 14. Característica de la arena seleccionada .....	85
Tabla 15. Porcentaje de fractura vs. longitud.....	89
Tabla 16. Estudio caso #1 de volumen de recepción.....	91
Tabla 17. Estudio caso # 2 de volumen de recepción.....	92
Tabla 18. Estudio caso #3 de volumen de recepción.....	93
Tabla 19. Resumen de casos de simulación de fractura para confinamiento de lechada. ....	94
Tabla 20. Relación de métodos de disposición de lodos y ripios de perforación.....	121
Tabla 21. Relación – costo entre nueva y actual tecnología de disposición de desechos. ....	123
Tabla 22. Costo de reinyección para los desechos de un pozo.....	125

# ÍNDICE DE ECUACIONES

## PÁGINA

Ecuación 1. Gravedad específica.....	10
Ecuación 2. Presión mínima de fractura .....	27
Ecuación 3. Presión hidrostática.....	28
Ecuación 4. Presión de fractura en superficie.....	28
Ecuación 5. Potencia hidráulica para fracturamiento .....	29
Ecuación 6. Área de un cilindro .....	82
Ecuación 7. Volumen de un cilindro .....	82
Ecuación 8. Volumen de recepción de una arena.....	83

## RESUMEN

El presente trabajo trata acerca de la disposición de fluidos y ripios de perforación mediante un proceso de inyección en el subsuelo, provocando un fracturamiento hidráulico con la lechada preparada con los mismos fluidos y ripios. La elección del campo en el cual se quiere implementar esta tecnología es muy importante, ya que se encuentra en una zona protegida de nuestro país y se busca para esta la mejor metodología de disposición de desecho, evitando la contaminación. Este proceso es considerado ambientalmente amigable y reemplaza a la tradicional disposición en piscinas al aire libre de los desechos de una perforación. El pozo seleccionado para la reinyección por fracturamiento, debe estudiarse en su geología, estratigrafía y litología para encontrar una arena que cumpla las características petrofísicas para esta reinyección. En este trabajo se determina la arena de disposición, se calcula el volumen de fluido (lechada) a inyectar, las condiciones reológicas de este fluido, las presiones y potencia del equipo de superficie, el volumen de recepción de la arena con fracturas simuladas y finalmente se cuantifican los costos del procedimiento en base a la descripción de los equipos y la tecnología escogida. La aplicación de esta tecnología conlleva a la utilización de equipos especializados capaces de moler los ripios de perforación para posteriormente crear un fluido capaz de ser reinyectado a una formación que pueda contener este desecho. Se concluye que la reinyección de fluidos de perforación con fractura inducida aplicada en la amazonia ecuatoriana es un 15% más costosa que la tecnología actual de disposición de desecho en piscinas u otros tratamientos, pero mucho más óptima ambientalmente. La aceptación de las operaciones de inyección de sólidos es cada vez mayor en todo el mundo, ya que constituye una forma de eliminación de sólidos de campos petroleros y adecuada para el medio ambiente. Las operaciones de reinyección de cortes correctamente diseñadas, implementadas y monitoreadas, desempeñaran un rol clave para el manejo de desechos de perforación.



## **ABSTRACT**

This paper discusses the provision of fluids and drill cuttings through a process of underground injection, causing by hydraulic fracturing slurry prepared with the same fluids and cuttings. The choice of the field in which you want to deploy this technology is very important as it is in a protected area of our country and is looking for the best method of disposal of waste, preventing pollution. This process is considered environmentally friendly and replaces the traditional arrangement in outdoor air drilling waste. The selected for reinjection by fracturing well, should be studied geology, stratigraphy and lithology to find a sand meeting petrophysical characteristics for this reinjection. In this paper sand available is determined, the volume of fluid (slurry) to be injected, the rheological conditions of this fluid, pressure and power of surface equipment, the volume of receipt of the sand with simulated fractures and finally calculates procedure costs are measured according to the description of the equipment and the chased technology. The application of this technology involves the use of specialized equipment capable of grinding drill cuttings later to create a fluid layers being reinjected to training that may appear in this waste. It is concluded that the reinjection of drilling fluids induced fracture applied in the Ecuadorian Amazon is 15% more expensive than the current waste disposal technology in swimming pools or other treatments, but much more environmentally optimal. Acceptance of solid injection operations is increasing worldwide as a form of disposal of solid and adequate oil fields to the environment. Cutting re-injection operations properly designed, implemented and monitored, played a key role in the management of drilling wastes.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

Las operaciones de reinyección de cortes o CRI (Cutting Re-Injection) empezaron a desarrollarse al final de los años ochenta, inyectando volúmenes pequeños por el tubular o por el anular. Sin embargo, a través de los años se ha ganado más experiencia en los estudios y en las operaciones, por lo cual los volúmenes inyectados han incrementado significativamente. Las operaciones de reinyección de lodos y ripsos de perforación 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.

Una de las ventajas más grandes de la reinyección de cortes es la obtención de cero descargas, es decir, ningún material se abandona en el sitio de perforación puesto que los desechos son procesados e inyectados en una formación subterránea. Este proceso evita la utilización de transporte de cortes, elimina riesgos, disminuye costos y reduce la emisión de gases. Las empresas operadoras tienen especial ventaja puesto que controlan el manejo de sus desechos, lo cual impide que terceras personas dispongan de sus materiales y la operadora sea la responsable principal de las posibles malas prácticas de los contratistas.

Económicamente, la reinyección de cortes favorece la reducción de costos, como se ha visto, por ejemplo, en el campo Gyda/Ula en el mar del Norte, donde las operaciones de CRI tienen un costo de US\$10 millones versus US\$18 millones para procesamiento del material en tierra y US\$39 millones si se usa lodo en base de agua.

El volumen total de cortes generados en las operaciones de perforación es una cantidad bastante considerable, que es necesario eliminar en la localización y una alternativa práctica para la disposición de desechos de perforación es la reinyección de lodos y ripsos, esta técnica ha permitido que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos responsables

del manejo por las disposición adecuada de los cortes muestren compromiso y así reducir el impacto ambiental

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

## **1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

La perforación de un pozo petrolero es indispensable para la extracción de uno de los recursos más valorados en el planeta, pero esta acción conlleva a extraer grandes cantidades de lodos y ripios de perforación, los cuales se convierten en un grave problema cuando estos están en superficie, ya que dicho material es altamente contaminante y debe ser dispuesto adecuadamente. La perforación de un pozo petrolero genera 10 000 barriles de desecho entre lodos y ripios aproximadamente, esto depende de la profundidad del pozo y de la forma del mismo, que puede ser vertical o direccional. Estos pasivos generan un gran problema no solo ambiental sino también de disposición ya que la cantidad de desechos que se genera es elevada y el espacio es mínimo, además el tratamiento y limpieza de este pasivo tiene un valor monetario muy alto, ya que su reinsertión debe ser adecuada, la cual dura mucho tiempo si se quiere cumplir con todos los parámetros ambientales.

Anteriormente en nuestros campos han sufrido las consecuencias de la inadecuada disposición de dichos lodos, ya que no se practicaban las técnicas adecuadas para el tratamiento de los mismos, únicamente se colocaba el lodo y los ripios de perforación en grandes piscinas. El fluido de perforación contiene varios metales pesados tóxicos, sales inorgánicas, detergentes, polímeros orgánicos, inhibidores, biocidas, sustancias

radioactivas y restos de hidrocarburos, los cuales son altamente contaminantes y nocivos para la salud humana. Existen diferentes métodos para tratar estos cortes pero ninguno de ellos elimina definitivamente los problemas de contaminación y de disposición.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

El fin de este trabajo es la investigación de una nueva técnica llamada reinyección de lodos y ripios de perforación, ya que en el Ecuador cada año el índice de perforaciones incrementa y este proceso genera millones de barriles de residuos, principalmente cortes y lodos; el manejo de estos residuos es un problema ambiental y económico para las compañías de perforación. Cuando se utilizan fluidos a base de aceite en las operaciones de perforación, los cortes de rocas transportados por el flujo de perforación a lo largo del pozo son revestidos con una capa residual de aceite. Aun cuando se perfora con lodo base agua, los cortes de lutitas y areniscas ricas en contenidos de petróleo son transportados a superficie.

Se ha utilizado varios métodos para manejar estos desechos: reducción de la fuente, reciclaje o recuperación, re uso, tratamiento y disposición, pero todos estos métodos cuestan mucho dinero para su utilización.

Para resolver esta situación, se ha tomado la decisión de buscar alternativas ambientales más efectivas en el manejo de estos desechos de perforación, donde la reinyección de cortes es una solución que cumple con las regulaciones ambientales, no solamente efectúa con los requisitos reglamentarios de cero descargas, sino que representa un bajo impacto, haciendo que sea la solución ideal para áreas ambientales sensibles.

### **1.3 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la factibilidad de la aplicación de la tecnología de reinyección de lodos y ripios producto de la perforación de pozos petroleros en el campo Apaika pozo 1X

### **1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.- Evaluar la estratigrafía y litología para definir las condiciones de la arena receptora
- 2.- Seleccionar la tecnología de reinyección aplicable al campo en base a parámetros técnicos y condiciones reológicas de la sustancia a encapsular y calcular la capacidad receptora de la formación.
- 3.- Comparar el método de reinyección de lodos y ripios con el actual proceso de disposición de los mismos para determinar la eficiencia.
- 4.- Evaluar económicamente el proceso propuesto.

## **CAPÍTULO II**

# MARCO TEÓRICO

## 2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Está constituido por varios equipos los cuales hacen posible que el fluido de perforación se mueva, este fluido se lo denomina lodo de perforación. Los equipos más importantes del sistema de circulación son las bombas de lodo, las cuales recogen lodo de los tanques de almacenamiento y lo envían a través de una línea de descarga hacia la tubería. Este sistema de circulación es cerrado haciendo que el lodo este recirculando por el pozo mientras es perforado.

Una vez el lodo sale del pozo se dirige a una serie de máquinas como tamices; que son los encargados del control de sólidos, desgasificadores y desarenadores para limpiar el lodo, el cual posteriormente será dirigido a un tanque de almacenamiento y agitación en donde se realiza el tratamiento al lodo para su recirculación

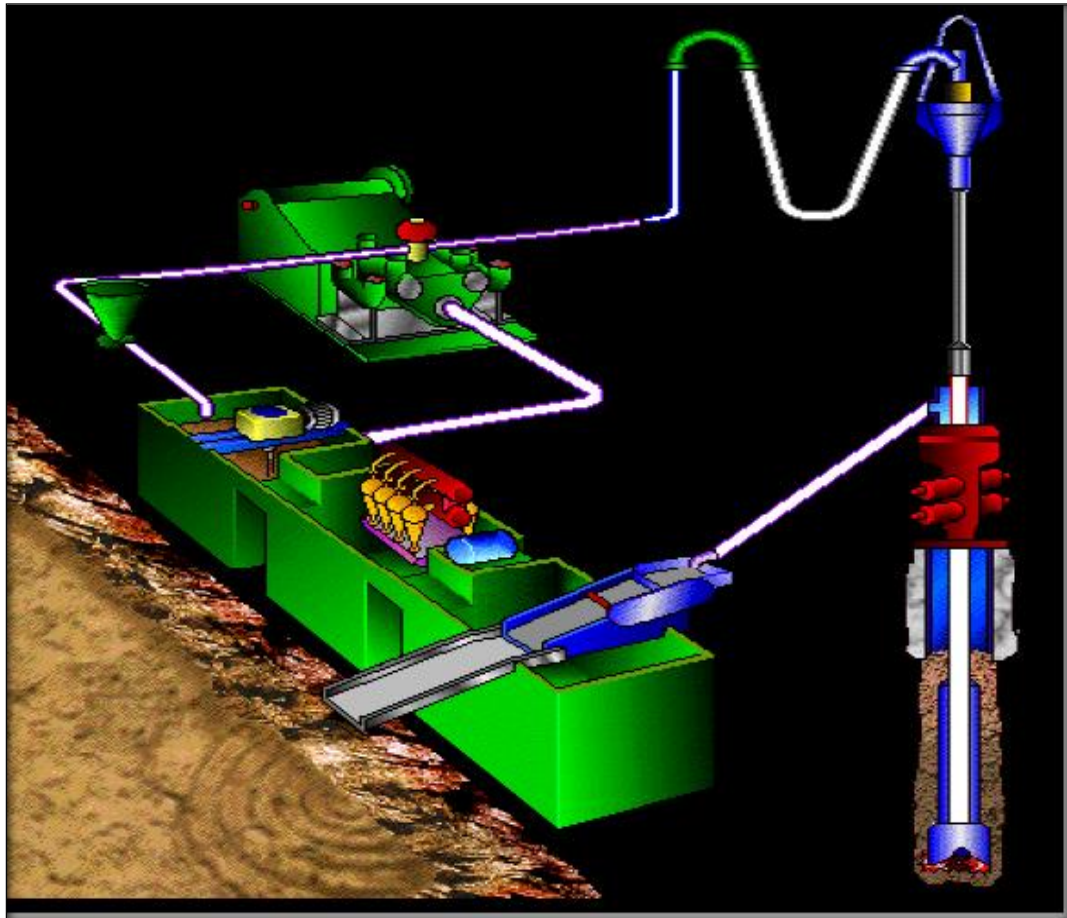
El lodo contenido en el tanque de succión situado a un extremo del tanque activo es succionado por la bomba que sería el punto de partida. Después que el lodo sale de las bombas a alta presión, este fluido viaja a través de los equipos y accesorios ya mencionados.

Luego de estar en la bomba es expulsado a gran presión a través del sistema con el siguiente recorrido:

Circula por líneas horizontales de la bomba a la base del pozo. Luego por líneas verticales o tubo vertical de la base del pozo hasta más o menos la mitad de la torre. Llegando hasta la manguera de lodo o circulación que sirve de conexión entre el tubo vertical y la unión giratoria o polea giratoria. De allí el fluido llega al cuadrante y a la sarta de perforación o tubería de perforación, hasta salir por las boquillas de la mecha para posteriormente subir por los distintos espacios anulares llegando hasta el conjunto de válvulas que impide reventones. Después mediante la línea de retorno es



dirigido nuevamente al tanque activo en el extremo del tanque de succión, pasando por los quipos separadores de sólidos (zaranda, tanque de sedimentación o trampa de arena, tal vez hidrociclones, desarenadores, centrifugas y desgasificadores), todo antes de ser expulsado nuevamente por las bombas y ser recirculado nuevamente al pozo. Reiniciando así el ciclo de circulación del lodo, en la gráfico 1 se puede divisar.



**Gráfico 1.** Sistema de circulación

**Fuente.** (Halliburton, 2002)

Este es un sistema cerrado que después de todo su proceso tiene como objetivo sacar los lodos y ripios que son generados por la perforación.

## **2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El fluido de perforación es una parte clave del proceso de perforación, el cual puede ser un líquido o gas que circula por la sarta de perforación pasa por la broca y regresa a la superficie por el espacio anular. El fluido de perforación tiene una gran cantidad de aditivos químicos los cuales son altamente contaminantes, los cuales dan las propiedades físicas y químicas al lodo que le permiten adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las fusiones más complejas entre las cuales tenemos.

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de formación.
- Suspende y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del pozo.
- Minimizar los daños del yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar a la barrena y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y la barrena.
- Asegurar la evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión en el pozo.
- Facilitar la cementación y la competición.

### **2.2.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.**

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas, que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros, entre las cuales tenemos las siguientes.

#### **2.2.1.1. Densidad.**

Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad del lodo se puede expresar en libras

por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft<sup>3</sup>) o gramos por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>). (Schlumberger, 2015)

Una de las principales propiedades del lodo es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.

La densidad nos ayuda a determinar la gravedad específica del fluido la cual se utilizamos para varios cálculos.

$$SG = \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{agua}} \quad \text{Ec [1]}$$

Dónde:

SG: gravedad específica

$\rho$  lodo: densidad del lodo, (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho$  agua: densidad del agua, (g/cm<sup>3</sup>)

La densidad del agua a condiciones normales tiene un valor de 0.9990 gramos por centímetro cúbico.

### **2.2.1.2. Viscosidad plástica (PV)**

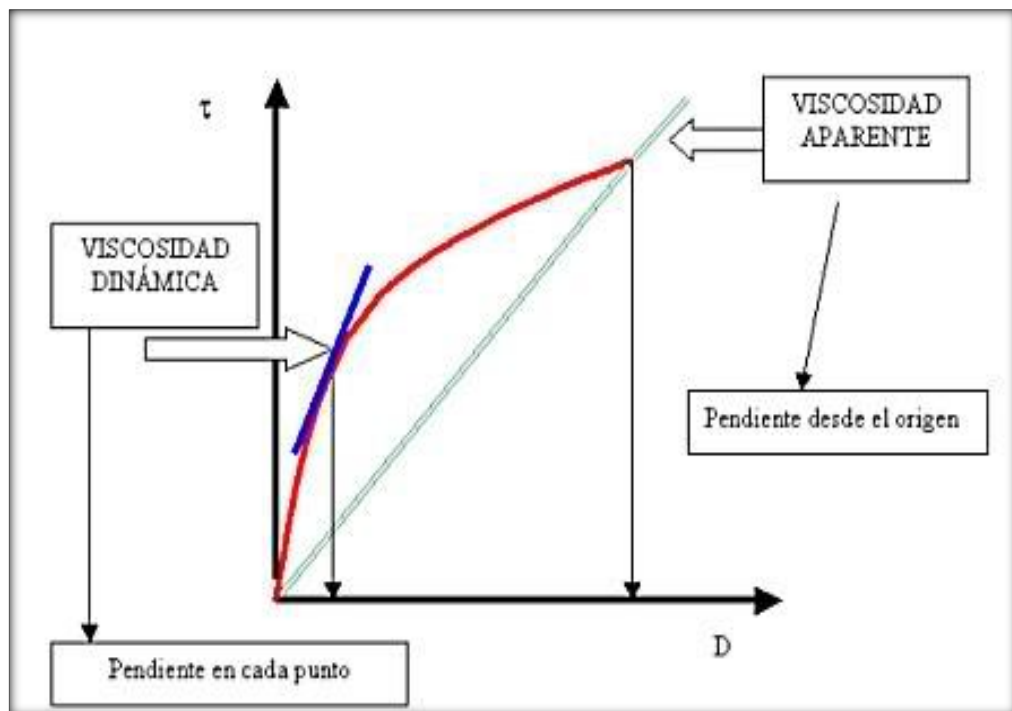
La viscosidad plástica pendiente de la línea de esfuerzo cortante/velocidad de corte arriba del umbral de fluencia plástica. La PV representa la viscosidad de un lodo cuando se extrapola a una velocidad de corte infinita sobre la base de las matemáticas del modelo de Bingham (Schlumberger, 2015). Una PV baja indica que el lodo es capaz de perforar rápidamente debido a la baja viscosidad del lodo que sale en la barrena. Una viscosidad plástica alta es causada por un fluido de base viscosa y por el exceso de sólidos coloidales, para bajar este valor se puede lograr una reducción del contenido de sólidos mediante la dilución del lodo.

### 2.2.1.3. Reología.

La medida de las propiedades reológicas de un fluido es importante en el cálculo de las pérdidas de presión de fricción; en la determinación de la capacidad del lodo para levantar recortes y derrumbes a la superficie; en el análisis de la contaminación del lodo por sólidos, químicos o temperatura;. A continuación se describen algunas propiedades reológicas de los lodos de perforación que se utilizarán en el estudio.

- **Velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ):** La velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ), es igual a la velocidad rotacional ( $\omega$ ). Depende de la velocidad medida del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en la geometría grandes (como la tubería de revestimiento y los espacios anulares). Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte.
- **Esfuerzo de corte ( $\tau$ ):** Es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte. El esfuerzo de corte está expresado en libras de fuerza por cien pies cuadrados (lb/100 pie<sup>2</sup>)
- **Viscosidad API o de embudo:** Sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo

- **Viscosidad aparente (VA):** Es una propiedad reológica calculada a partir de las lecturas del reómetro realizadas por un ingeniero de fluidos de perforación. Se expresa en cP (Centipoises) es la cantidad de fuerza requerida para mover una capa de fluido en relación a otro. La viscosidad aparente no es sino uno de los muchos cálculos derivados de las pruebas realizadas en el fluido de perforación. Estos cálculos y pruebas ayudan al ingeniero de lodo desarrollar y mantener las propiedades del fluido de perforación con las especificaciones requeridas.



**Gráfico 2.** Viscosidad de un fluido

**Fuente.** (blogger, 2009)

- **Punto cedente (Pc):** Es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Es la parte de la resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado. También disminuye a medida que las fuerzas de atracción son reducidas mediante el tratamiento químico. El punto cedente está relacionado

con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo.

- **Esfuerzos de gel:** Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo). La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. (blogger, 2009)
- **pH:** Es una medida para expresar la alcalinidad o acidez de un lodo de perforación. Si el  $\text{pH} \geq 7$  el lodo es alcalino y si el  $\text{pH} \geq 8$  el lodo es ácido. El pH debe ser alcalino para evitar la corrosión.
- **Filtrado:** Indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoco hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores: presión, dispersión, temperatura y tiempo. (blogger, 2009)
- **Dureza:** Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua. Corresponde a la suma de los cationes polivalentes expresados como la cantidad equivalente de carbonato de calcio, de los cuales los más comunes son los de calcio y los de magnesio. La dureza está relacionada con el pH y la alcalinidad; depende de ambos. Un agua dura puede formar depósitos en las tuberías y hasta obstruirlas completamente. Esta

característica física es nociva, particularmente en aguas de alimentación de calderas, en las cuales la alta temperatura favorece la formación de sedimentos.

- **Alcalinidad:** Se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{=}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , presentes en el fluido.

## **2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN.**

Existen varios tipos de fluidos de perforación pero los más utilizados en la industria petrolera son los lodos base agua, base aceite y sintéticos descritos a continuación.

### **2.2.2.1. Lodo base agua.**

Un fluido de perforación base agua tiene principalmente una fase líquida, las categorías generales de lodos base agua son: agua dulce, agua de mar, agua salada, cal, potasio y silicato.

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su bajo costo y abundancia. Sin embargo, el agua para la perforación debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas como calcio, magnesio y cloruros pueden modificar las propiedades requeridas para dicho lodo.

### **2.2.2.2. Lodo base aceite.**

Los lodos base aceite inicialmente fueron diseñados para mejorar la terminación de los pozos los cuales contaban con reservorios muy sensibles al agua. Un lodo base aceite es cuando el contenido de agua es de 1 a 15% y en emulsión inversa cuando el contenido de agua es de 1 a 50 %, para lograr la emulsión inversa se utilizan emulsificantes para lograr que la fase

continua se el aceite y la discontinua el agua en forma de gotas. Este lodo tiene varias características beneficiosas para la utilización de lodo de perforación las cuales son:

- Altamente inhibidos.
- Resistentes a contaminaciones.
- Estables a altas temperaturas y presiones.
- De alta lubricidad.
- No corrosivos.

Los componentes de un lodo base aceite son: aceite, salmueras, agentes humectantes, agentes de control y emulsificantes.

### **2.2.2.3 Lodos sintéticos.**

Este tipo de lodo se base en que la parte continua es en aceite sintético, es decir un producto derivado el cual cuenta con varias ventajas relacionadas a los demás lodos. Se lo utiliza frecuentemente costa afuera por temas de minimizar contaminación, este lodo en su gran parte puede ser reutilizado.

La característica de este fluido es muy beneficiosa para las operaciones de perforación, ya que soporta altas temperaturas, altas presiones, tiene un índice de alta lubricidad, no es corrosivo, evita daños a la formación y tiene componentes estables, una de las desventajas de estos lodos es el alto costo inicial del fluido y el mantenimiento para su reutilización.

## **2.3 CONTROL DE SÓLIDOS**

El objetivo de cualquier equipo de control de sólidos, es alcanzar paso a paso, la remoción progresiva de los sólidos perforados con la finalidad de mantener el lodo factible para ser reutilizado. Es una función preventiva, que consiste en remover los sólidos de perforación tan pronto como sea posible



en cuanto entran al sistema de lodo, para esto el sistema usa zarandas que retiene los ripios dependiendo su tamaño.

### 2.3.1 RIPIOS DE PERFORACIÓN

Los ripios de perforación son fragmentos de roca cortados por la mecha del taladro de perforación. Los ripios suelen estar constituidos por rocas sedimentarias como areniscas, arcillas o rocas carbonatadas como calizas. A los ripios de perforación se los clasifica por su tamaño o composición en la tabla 1 podemos identificar sólidos que se obtienen en una perforación.

**Tabla 1.** Tamaño de sólidos de perforación.

TAMAÑO DE SOLIDOS		
Grueso	>2 000 $\mu$	Grava
Intermedio	250 – 2 000 $\mu$	Arena
Medio	74- 250 $\mu$	Sedimento
Fino	44 - 74 $\mu$	Polen
Ultra Fino	2 – 44 $\mu$	Cemento

**Fuente.** (Mancheno, 2014)

El tamaño de los ripios se los clasifica de gruesos a ultra finos, dependiendo de su granulometría.

### 2.4.1 MÉTODO DE CONTROL DE SÓLIDOS

Existen varios métodos para el manejo de control de sólidos y separación, los cuales se efectúan en el sistema de circulación los cuales se detallan a continuación:

### **Asentamiento.**

Esta separación de sólidos se realiza por efecto de gravedad, básicamente consiste en confinar al lodo en piscinas y esperar a que las partículas de mayor tamaño y densidad sean depositadas en el fondo de la piscina. (SWACO, 2015)

### **Disolución**

La disolución reduce la concentración de sólidos perforados adicionando un volumen al lodo de perforación. (SWACO, 2015)

### **Desplazamiento**

Es la remoción o descarte de grandes cantidades de lodo por lodo nuevo con óptimas propiedades reológicas. (SWACO, 2015)

### **Separación mecánica**

Con la utilización de mallas, zarandas, hidrociclones, centrifuga desarenadores y desarcilladores se realiza el proceso mecánico de separación de ripios y lodos de perforación, dependiendo el tamaño de partícula a remover. (SWACO, 2015)

Una malla realiza un control de sólidos a través de un tamizado, esta se encuentra en las zarandas que por medio de vibraciones y el paso del lodo va clasificando y removiendo los ripios del lodo. Estas mallas se las clasifica por su tamaño (Mesh), este término se refiere a la cantidad de orificios que tiene la malla por pulgada lineal.

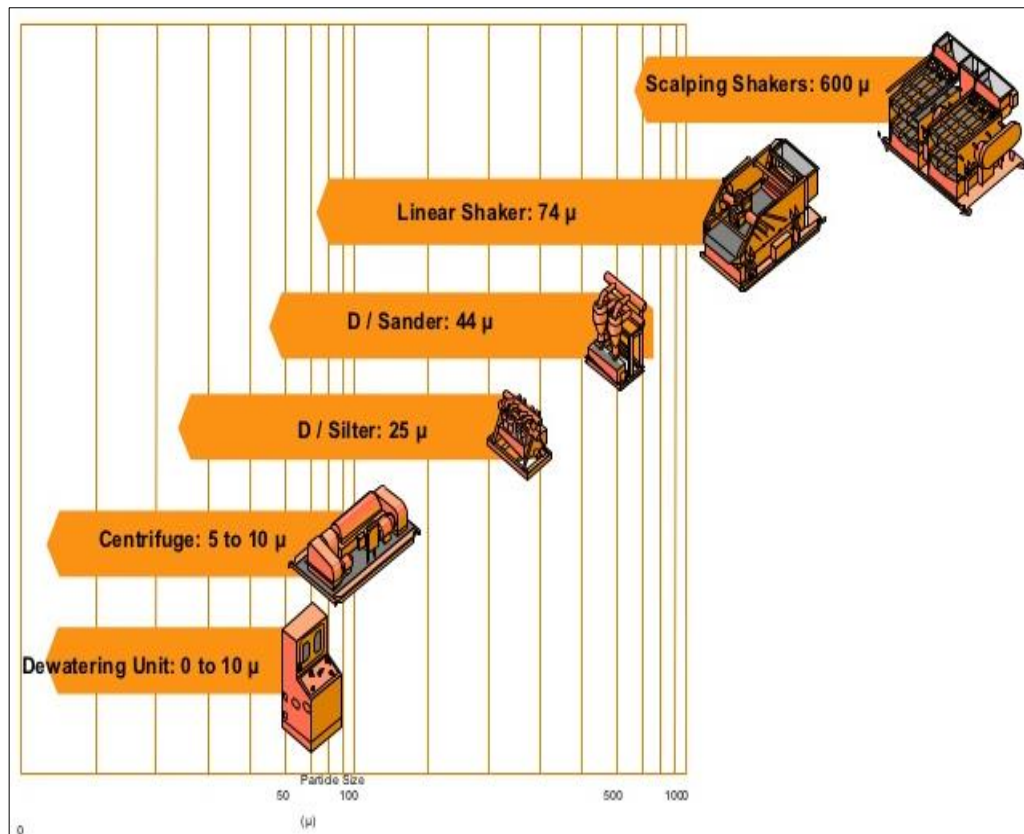
Las zarandas remueven la mayor cantidad de ripios según su tamaño, estas pueden ser verticales u horizontales, generalmente cuentan con los mallas una superior gruesa y una inferior fina.

Los hidrociclones separan los sólidos por centrifugación, el fluido entra el cono a presión en forma tangencial, choca contra un vértice generando una

fuerza centrífuga la cual permite que las partículas de mayor tamaño y gravedad se separen de la fase líquida.

La centrifuga separa los sólidos de acuerdo a la densidad de masa de los mismos, esta tiene forma de cilindro con un tornillo transportador que gira en la misma dirección pero a diferentes velocidades para así aumentar la fuerza de gravedad o fuerza G, las cuales son las encargadas de la separación de sólidos.

Los desarenadores y desarcilladores son equipos para la remoción de arena y arcilla estos utilizan conos y mallas ultra finas para llevar a cabo la separación de estas pequeñas partículas.



**Gráfico 3.** Puntos de corte en equipos de control de sólidos

**Fuente.** (SWACO, 2002)

## **2.4.2 DEWATERING.**

Deshidratación o dewatering es el proceso mediante el cual se separa la parte líquida y sólida del fluido de perforación; es decir, el procedimiento de dewatering consiste en separar las fases líquida y sólida del lodo, mediante procesos químicos y mecánicos. El proceso químico se realiza mediante coagulación y floculación del lodo con productos químicos. El proceso mecánico consiste en centrifugar la mezcla floculada para separar las dos fases; para todo este proceso se utiliza polímeros y así separar hasta las partículas más finas y disminuir el contenido de sólidos en el agua hasta menos de un 1%. Al finalizar la perforación de una sección determinada, todo el lodo del sistema deberá ser deshidratado y el efluente líquido debe enviarse a las piscinas de tratamiento de agua y los sólidos serán descargados en los tanques abiertos para su disposición en la zona de cortes.

## **2.5 FORMAS DE TRATAMIENTO DE LODO Y RIPIOS DE PERFORACIÓN**

La perforación de un pozo petrolero genera grandes cantidades de desecho, los cuales están impregnados de aceites y lodos los cuales son un gran contaminante. Por ello se debe realizar un manejo adecuado de estos pasivos.

Existen varias técnicas para el tratamiento o disposición de estos residuos los cuales se mencionaran a continuación.

### **2.5.1 BIORREMEDIACIÓN**

Esta técnica consiste en utilizar microorganismos como hongos y bacterias, para degradar las cadenas de hidrocarburos complejos compuestos de hidrogeno, carbono y otros elementos químicos, en compuestos simples como CO<sub>2</sub>, Agua y compuestos orgánicos simples.

### **2.5.2 DESORCIÓN TÉRMICA INDIRECTA.**

Este método consiste en aplicar durante aproximadamente medio segundo una temperatura superior al punto de vapor (1500 °F) a los cortes y residuos que tienen hidrocarburos en quemadores especiales. De este modo se genera vapor, que se libera a la atmósfera o se vuelve a condensar después, para fabricar nuevos fluidos o para generar vapor.

### **2.5.3 CONFINAMIENTO**

Esta práctica tiene como fin reducir el volumen de residuos a manejar. Se realiza a través de entierro de residuos en celdas adecuadas. Esta es una de las prácticas más utilizadas en nuestro país.

### **2.5.4 FOSAS PARA DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN**

Estas fosas son utilizadas para disposición final de los residuos sólidos ubicándose en la misma locación que se realiza la perforación. Antes de la disposición de los residuos se impermeabiliza el suelo y se colocan los residuos de perforación, esta fosa será posteriormente cubierta con suelo natural y será restaurada mediante técnicas de vegetación.

### **2.5.5 MICRO-CELDAS**

Esta técnica es aplicada in-situ, con la finalidad de reducir volúmenes de los residuos orgánicos. El diseño de las micro celdas considera un sistema de venteo de gases y un sistema de drenaje para la recolección de lixiviados.

### **2.5.6 ENCAPSULAMIENTO**

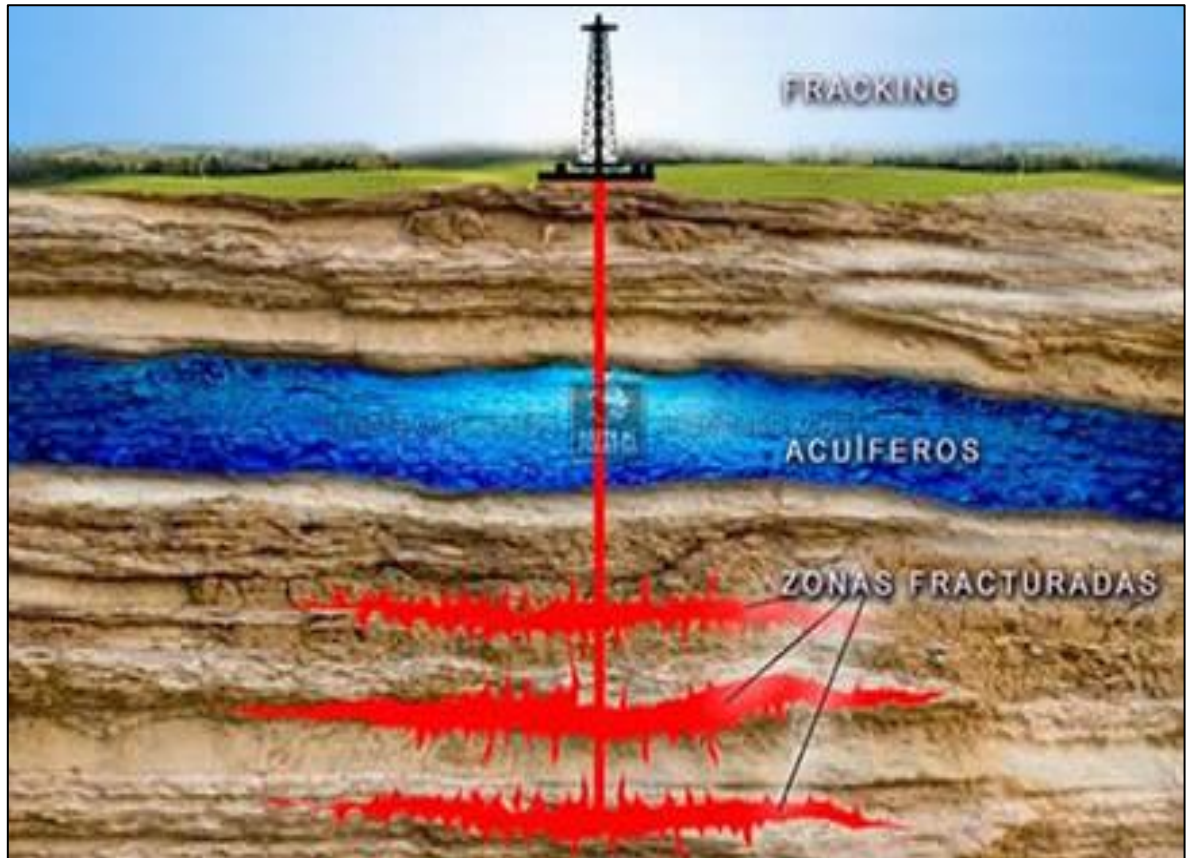
Los cortes de perforación con silicato de sodio, cemento, cenizas de carbón y principalmente con cal viva, son materiales que se solidifican en reacción con agua, de modo que se forman cápsulas, que luego se empaquetan y amarran en telas de material sintético.

## **2.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

Una fractura hidráulica se forma mediante el bombeo de fluido de fracturación en un pozo a una velocidad suficiente para aumentar la presión en la profundidad del objetivo, superando la gradiente de presión de la roca. El gradiente de fractura se define como aumento de presión por unidad de profundidad relativa a la densidad, y se mide normalmente en libras por pulgada cuadrada, por pie. Una de las ventajas del fracturamiento hidráulico es mejorar la admisibilidad de inyección de fluidos de los pozos.

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

1. Propiedades mecánicas de la roca
2. Propiedades del fluido fracturante
3. Condiciones del fluido (presión y tasa de inyección)
4. Esfuerzo de la formación
5. Distribución de esfuerzo del medio poroso



**Gráfico 4.** Fracturamiento hidráulico

**Fuente.** (fractura hidraulica, 2014)

Existen tres modelos de fracturamiento hidráulico los cuales son:

1. Modelo en dos dimensiones
2. Modelos en pseudo-tres dimensiones
3. Modelos totalmente en tres dimensiones

Toda fractura depende de la distribución de esfuerzo local y las propiedades de la roca, con estas propiedades podemos conocer la propagación de la fractura que puede ser vertical o lateral.

### **2.6.1 MODELO EN DOS DIMENSIONES**

Este modelo de dos dimensiones está determinado por el ancho ( $w$ ) y la longitud ( $x_f$ ), considerando la hipótesis que se considera como un

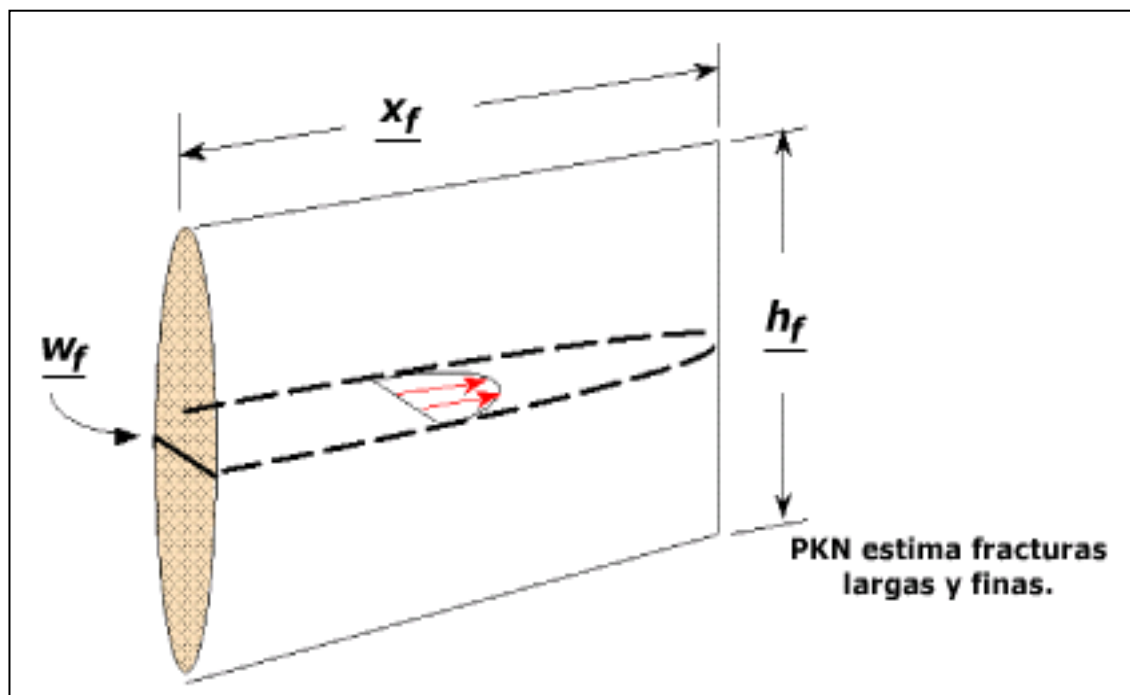
paralelepípedo. Este modelo es una aproximación analítica que supone altura constante conocida. Existen dos tipos más utilizados que se describirán a continuación.

### 2.6.1.1 Modelo PKN y Nordgren

Este modelo considera que la longitud de la fractura es mucho mayor a la altura de la misma. Tiene a considerar una fractura en forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud se encuentra en la parte central de la elipse.

La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.

El modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio de la fractura que se consigue al multiplicar el ancho máximo de fractura, por un factor geométrico.



**Gráfico 5.** Modelo PKN y Nordgren

**Fuente.** (Larry, 2012)

Para utilizar el método PKN utilizamos el módulo de Young el cual es la característica de una roca considerando el comportamiento elástico. El



módulo de Young depende del tipo de roca, en la siguiente tabla podemos ver sus valores.

**Tabla 2.** Módulo de Young para diferentes tipos de roca

Tipo de Roca	Módulo E (psi)
Roca Dura	$= 5 \times 10^6$
Roca Suave	$< 1 \times 10^6$
Arena No-Consolidada	$0.5 \times 10^6$

**Fuente.**(Mancheno, 2014)

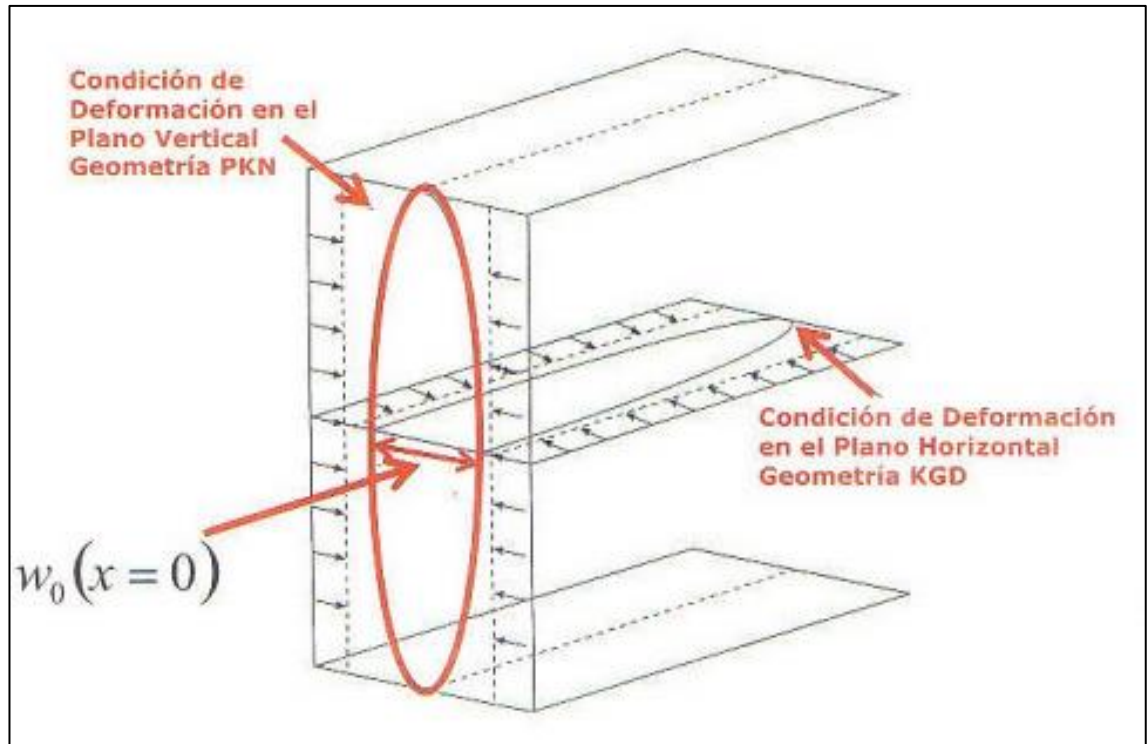
### 2.6.1.2 Modelo KGD, Zheltov, y Greetsma

Este modelo es considerado cuando la las longitudes de la fractura son mucho menores a la altura de la misma.

La tabla 3 muestra la comparación entre los dos modelos de fractura, en esa tenemos que el modelo PKN tiene una fractura mayor a la altura de la arena y el Modelo KGD la fractura que se produce en la aránea es menor que la altura de la misma.

**Tabla 3.** Relación entre módulos de fractura.

MODELO	Dimensión Característica	Condición	Observaciones
PKN	$h_f$	$X_f \gg h_f$	Para longitudes mayores a la altura de la fractura.
KGD	$2x_f$	$X_f \ll h_f$	Para longitudes menores que la altura de la fractura.



**Gráfico 6.** Geometría PKN y KGD

**Fuente.** (Larry, 2012)

### 2.6.2. FRACTURA RADIAL

Este es considerado un caso especial cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que la longitud de la fractura.

### 2.6.3 FRACTURA DE ACUERDO A RÉGIMEN DE INYECCIÓN

Los regímenes de inyección son considerados dependiendo la fractura que generen como puede ser fractura múltiple o fractura simple.

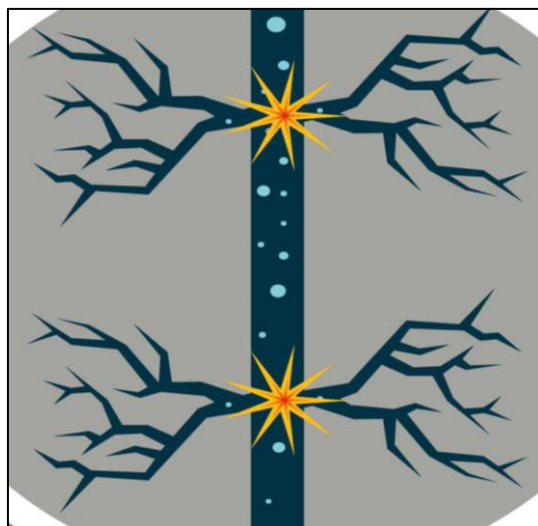
#### 2.6.3.1 Fractura simple

Estas se generan inyectando de manera continua la suspensión. Durante el proceso de inyección la fractura se propaga y este caso se ve representado como un peligro, ya que la fractura puede conectarse con un acuífero o migrar hacia la superficie. Cuando se inyectan volúmenes muy grandes de suspensión, la fractura creada puede ser muy grande y bastante compleja en

su forma y geometría, para este tipo de casos se debe usar un simulador de fracturamiento hidráulico tridimensional para simular la fractura creada y garantizar que haya una contención segura de la disposición de desechos.

### 2.6.3.2 Fracturas múltiples

Para crear una fractura múltiple en una formación receptora se procede a inyectar volúmenes iguales de lechada de manera periódica seguida de un periodo de cierre. En este periodo de cierre permite a las fracturas creadas no se cierren ya que contienen sólidos atrapados. Las fracturas toman más tiempo para cerrarse en arcillas que en arenas, debido a la baja permeabilidad de las arcillas. El tiempo de cierre depende del volumen inyectado y de los sólidos contenidos en la lechada. Las ramas de fracturas cortas o semi-paralelas aparecen para formar el tramo de una fractura principal. La inyección periódica promueve una propagación adicional y un depósito de lechada en las fracturas ramificadas. El volumen total de la suspensión está alojado en las más fracturas múltiples pequeñas dentro de una zona de disposición. La inyección periódica de volúmenes pequeños de lechada promueve la creación de pequeñas fracturas múltiples dentro de la propiedad de disposición porque las fracturas pueden remediarse durante la fase de cierre.



**Gráfico 7.** Fractura múltiple

**Fuente.** (katalox, 2011)

## 2.6.4 PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura es el factor más importante de la operación, ya que esta es la fuerza necesaria para llegar a la arena y causar las micro fracturas en la roca para que el fluido de reinyección ingresen a la formación. Esta presión se debe mantener durante el proceso para que la fractura no se cierre si la inyección no es continua.

La presión de fractura de formación se obtiene a partir del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$P_{cl} = gf * h \quad \text{Ec [2]}$$

Donde,

$P_{cl}$ : Presión mínima de fractura (psi)

gf : Gradiente de fractura (psi/pie)

h: Profundidad de la zona de interés (pies)

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

Se tomó como referencia el cálculo teórico de Hubert & Willis para determinar los límites mínimo y máximo de gradiente de fractura que están en valores entre 0.602 y 0.702 psi/pie. Adicionalmente se tomaron datos del campo Minta, cercano al Campo Apaika, que determinaron con un cálculo teórico el gradiente de fractura y presión de fractura en superficie asumiendo la relación de Poisson de 0.26 y una pérdida de fricción de 191 psi por cada mil pies de tubería.

También se toma en cuenta la presión hidrostática que genera el peso del lodo, la calculamos con la ecuación 3.

$$P_h = 0,433 * SG * h \quad \text{Ec [3]}$$

Dónde:

$P_h$ :: Presión hidrostática (psi)

SG: gravedad específica

h: Profundidad de la zona de interés (pies)

El peso del lodo genera una presión en el fondo del pozo la cual es tomada en cuenta para calcular la presión de fractura.

Para calcular la presión necesaria en superficie para generar la fractura en la formación y mantenerla, debemos considerar varios factores como la presión de fondo, presión de fractura, pérdida de presión por fricción y la presión hidrostática que es generada por el peso del lodo.

$$P_S = P_{cl} + P_{net} + P_{ft} - P_h \quad \text{Ec [4]}$$

Dónde:

$P_S$ : Presión de fractura en superficie (psi)

$P_{cl}$ : Presión de cierre de fractura o estrés mínimo in situ, (psi)

$P_{net}$ : Presión neta o presión requerida para propagar la fractura después de que esta ha sido iniciada. (psi)

$P_f$ : Pérdida de fricción en la tubería y en la perforación (psi)

$P_h$ : Presión de columna hidrostática del fluido (psi)

La presión de superficie es la más importante del proceso ya que esta toma en cuenta las demás presiones que intervienen para una operación exitosa.

### **2.6.5 PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR TORTUOSIDAD.**

Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando la trayectoria del fluido se encuentra muy interrumpida por lo cual se presenta una caída de presión hasta llegar al cuerpo principal de la fractura. La prueba step down es utilizada para calcular la pérdida de presión por tortuosidad, que se considera un 10% de pérdida del total de la presión de superficie calculada.

### **2.6.6 POTENCIA HIDRÁULICA PARA FRACTURAMIENTO**

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

$$HHP = 0.0245 * P_s * Q \quad \text{Ec [5]}$$

Dónde:

HHP: Potencia hidráulica (hp)

$P_s$ : Presión fractura de superficie (psi)

Q: Caudal de inyección (bbls/min)

La potencia necesaria será reflejada en caballos de fuerza (hp), que deberán ser tomados en cuenta a la hora de elegir los equipos.

## **2.7 PROCESO DE REINYECCION DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACION**

Las operaciones de reinyección de cortes o CRI (Cutting Re-Injection) empezaron a desarrollarse al final de los años ochenta, inyectando volúmenes pequeños por el tubular o por el anular. Sin embargo, a través de los años se ha ganado más experiencia en los estudios y en las

operaciones, por lo cual los volúmenes reinyectados han incrementado significativamente. Por ejemplo, las operaciones de CRI han aumentado de miles de barriles reinyectados por pozo, a millones de barriles por pozo, 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.

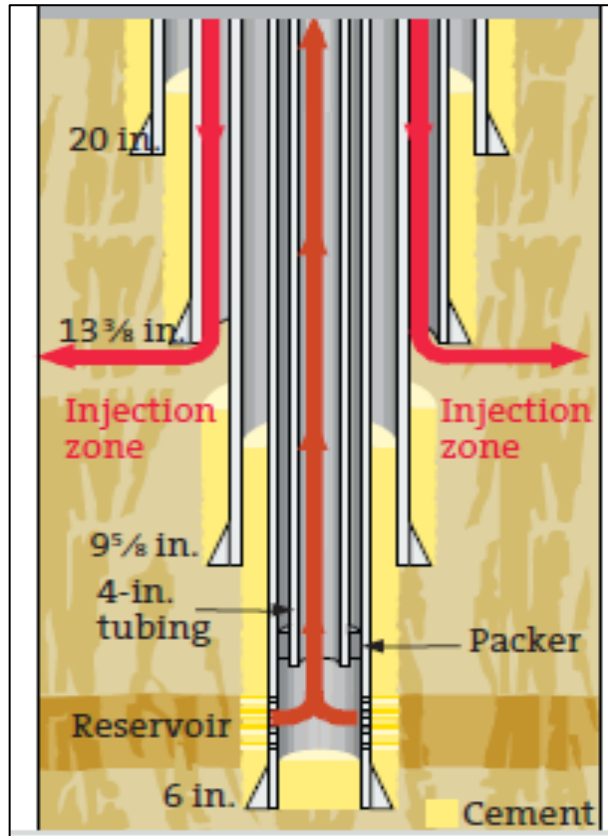
## **2.7.1 MODALIDADES DE REINYECCIÓN**

Existen varios métodos de inyección entre estas tenemos: inyección directa simple en un pozo exclusivo, inyección anular simple en un pozo productor y la inyección combinada múltiple en pozo exclusivo. La inyección depende si el pozo ya existe o se perforara un nuevo pozo, cuando se realiza la perforación de un pozo disposal se realiza un análisis geológico previo, la profundidad de la zona de disposición, el tamaño de volumen de recortes y desecho, propiedades de la formación receptora y demás parámetros. Para un pozo existente, ya sea viejo o abandonado se cambia de denominación a inyector y se toma encuentra el tipo de completación con la que se encuentra el pozo, a continuación de describen las formas de reinyección de lodos y ripios en un pozo.

### **2.7.1.1 Reinyección anular**

Este tipo de inyección consiste en enviar la lechada por el espacio anular que existe entre las completaciones de un pozo. La operación de reinyección anular involucra pozos activos, aprovechando los espacios anulares para reinyectar estos desechos en una arena aislada sobre un yacimiento productor. El espacio anular debe tener conectividad con la formación para poder reinyectar el fluido de desecho (MI-SWACO, 2003). El gráfico 8 muestra un ejemplo de reinyección anular a la formación receptora por encima del yacimiento.

Las operaciones de inyección anular pueden ser alternadas con otras operaciones que se requieran al mismo tiempo en el campo, por ejemplo producción y perforación simultáneas de pozos vecinos.



**Gráfico 8.** Reinyección anular

**Fuente.** (MI-SWACO, 2003)

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.



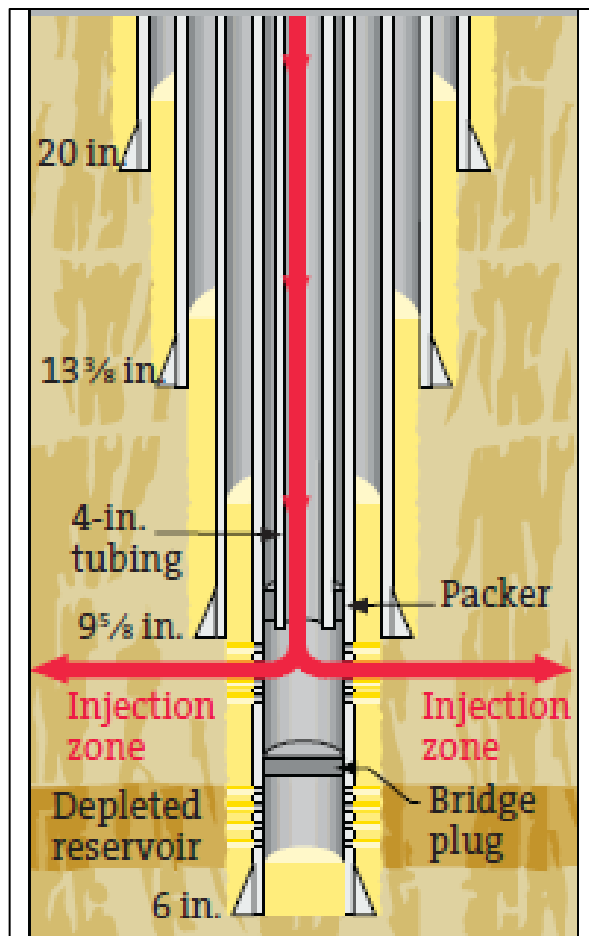
- Conexión de estructuras geológicas.
  
- Distancia entre los dos pozos (pozo de reinyección y pozo de producción).  
La operación de una inyección anular con una operación simultánea de perforación debe tener los siguientes parámetros:
  - ✓ Aislamiento del anular del pozo perforado.
  
  - ✓ Presencia 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.

Estas operaciones son más comunes en campos off-shore, ya que el espacio en estas plataformas es muy reducido y es necesario deshacerse de los desechos producidos.

#### **2.7.1.2 Reinyección de pozos redundante.**

Cuando un pozo ha sido abandonado la reinyección se realiza por medio de la tubería de producción por la que anteriormente se estaba produciendo. En este caso, se deben realizar nuevas perforaciones que conecten la formación receptora con la tubería de producción e instalar un tapón a la profundidad del yacimiento agotado, con el propósito de evitar flujo hacia esa zona (MI-SWACO, 2003). En la gráfico 9 se muestra de qué manera se realiza una operación de reinyección, mediante un pozo redundante. Además de conectar la formación receptara con la tubería de producción si aíslan los espacios anulares vecinos, con el propósito de evitar un retorno de

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



**Gráfico 9.** Reinyección en pozo redundante

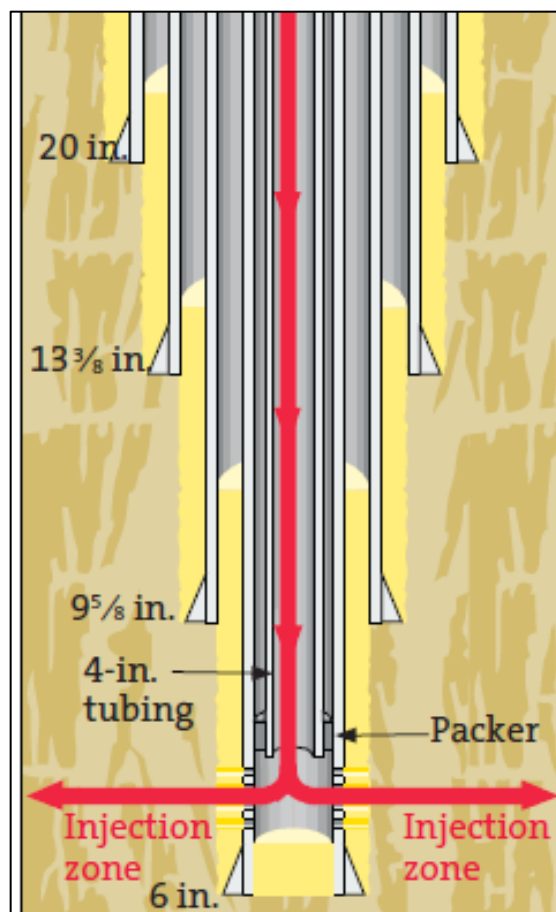
**Fuente.** (MI-SWACO, 2003)

Como se observa en la imagen la reinyección de fluidos (lechada) se realiza por la tubería que anteriormente tenía el pozo para producir, esta es una buena forma de reutilizar la completación de un pozo abandonado.

### **2.7.1.3 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 decide perforar un pozo nuevo hay que tener en cuenta el volumen de lechada que se inyectará, ya que solamente

es recomendable si los volúmenes a disponer son muy grandes, para que el valor de la inversión del pozo perforado se vea recompensado. El perforar un nuevo pozo significa, de manera técnica, la facilidad de seleccionar una configuración del revestimiento que se adecue específicamente a la conexión de zonas ambientalmente seguras para realizar la reinyección. La segunda posibilidad es recomendada y asequible. En esta se pueden emplear pozos existentes para realizar dicho proceso, como pozos agotados, abandonados y exploratorios. (MI-SWACO, 2003)



**Gráfico 10.** Reinyección por medio de pozo dedicado

**Fuente.** (MI-SWACO, 2003)

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. El gráfico 10 muestra la inyección de lodos y ripios de perforación por medio de un pozo dedicado.

La reinyección 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.

## **2.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN.**

Las operaciones de perforación generan residuos llamados lodos de perforación los cuales pasan por un proceso de control de sólidos donde se recupera una parte de lodos y se clasifican los ripios, los cuales son almacenados para luego disponer en algún tipo de pozo inyector de desechos de perforación.

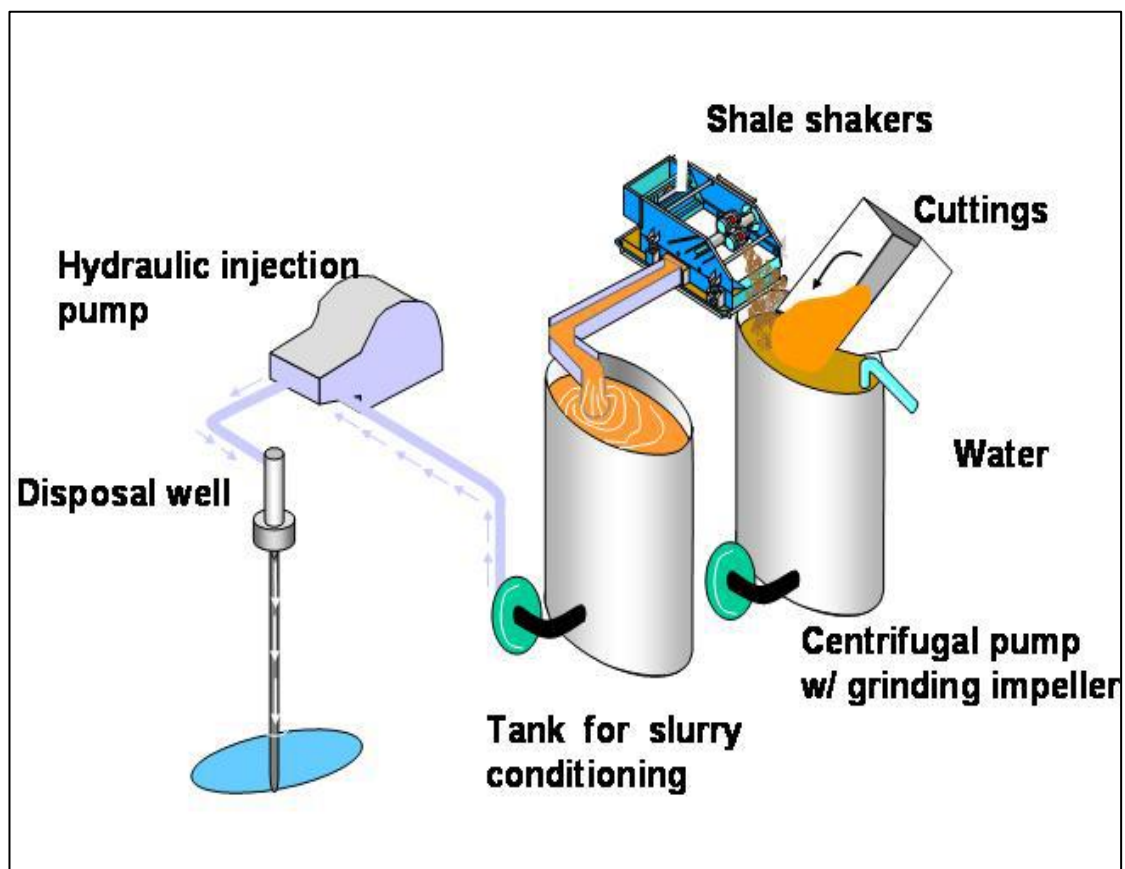
Este pasivo es reducido a un determinado tamaño de partícula para poder ser manejado, luego es mezclado con agua y viscosificantes para crear una mezcla homogénea llamada lechada con propiedades determinadas para poder ser reinyectada. Este fluido (lechada) es transferido a un tanque de almacenamiento temporal donde se verifican sus propiedades reológicas, que deben cumplir los requerimientos de ingeniería para luego ser reinyectada por el tubular o por el anular a una formación receptora a una presión, tasa de bombeo y condiciones reológicas óptimas para crear fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos.

Para la reinyección de estos desechos se necesita crear un sistema de fracturas por medio del fracturamiento hidráulico donde se almacenaran los

cortes en subsuelo para evitar su disposición en superficie, implementando la técnica de cero descargas. La determinación de la zona de fractura depende de la formación receptora y la cantidad de lechada que se pretende inyectar a la arena.

Una operación exitosa de CRI depende del estudio y análisis del campo, donde se va a desplegar el proceso, de la evaluación de las operaciones, de la valoración de opciones y del manejo de riesgos para evitar eventualidades.

La reinyección de lodos y ripios se puede hacer simultánea a la perforación, la decisión de cómo llevar a cabo el proceso de reinyección de cortes depende de la planeación del campo a desarrollar por parte de la operadora, y de los resultados de los estudios de ingeniería para verificar la factibilidad del proceso. El gráfico 11 resume el proceso de reinyección



**Gráfico 11.** Proceso de reinyección

Fuente. (SPE, 2003)

## **2.9 NORMATIVA AMBIENTAL PARA REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFRACIÓN.**

El presente estudio toma directrices ambientales dictadas por el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), que son leyes que deben cumplirse antes de una operación petrolera, para esta operación de reinyección de lodos y rípios de perforación tomamos en cuenta lo estipulado en el artículo 29 literal b y c de dicha ley, enunciadas a continuación:

“b. Disposición.- Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles de este Reglamento. (RAOHE, 2001)

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieron en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental; los parámetros a cumplir serán los probados en el Plan de Manejo Ambiental. (RAOHE, 2001)

c. Reinyección de aguas y desechos líquidos.- Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente: (RAOHE, 2001)

c.1 Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2 Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3 Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4 Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.” (RAOHE, 2001)

El cumplimiento de esta normativa y demás leyes como Ley de Gestión Ambiental. Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999 (Ley 99-37). (Ley de Gestión Ambiental, 1999), Instructivo para la Calificación y Registro de Consultores Hidrocarburíferos., Decreto Ministerial 092, Ley de Hidrocarburos. (Decreto Supremo 2967) y Reformas a la Ley de Hidrocarburos, Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre. Registro Oficial No. 64 del 24 de Agosto de 1981 (Ley 74), Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental. Registro Oficial No. 97 del 31 de Mayo de 1976 (Decreto Supremo No. 374), Políticas Básicas Ambientales. Registro Oficial No. 456 del 7 de Junio de 1994 (Decreto ejecutivo No. 1802), Reglamento a la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre. Registro Oficial No. 436 del 22 de Febrero de 1983 (Decreto Ejecutivo No. 1529) y Declaración Zona de Conservación Especial de los Grupos Huaorani. Registro Oficial No. 121, suplemento, del 2 de Febrero de 1999 (Decreto Ejecutivo No. 552), permiten que esta operación de reinyección de lodos y ripios vaya acorde con las normativas siendo permisible la aplicación de esta tecnología en nuestro país.

## **CAPÍTULO III**



# METODOLOGÍA

## 3.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Bloque 31, ubicado en la Cuenca Oriente, tiene 200 000 hectáreas de las cuales el 70% se encuentran adentro del Parque Nacional Yasuní y el 30% dentro de la Reserva Étnica Huaorani (Petroamazonas, 2012), como muestra el gráfico 12. El campo se encuentra limitado al oeste por el Bloque 16 (Repsol) y al este por el Bloque 43, estos campos tienen presencia importante de hidrocarburos por lo que se requiere ser explotados. Ya que se encuentran en un área sensible (Anexo I), se busca una nueva forma de disposición de sólidos y desechos de perforación para evitar el impacto ambiental a esta zona.

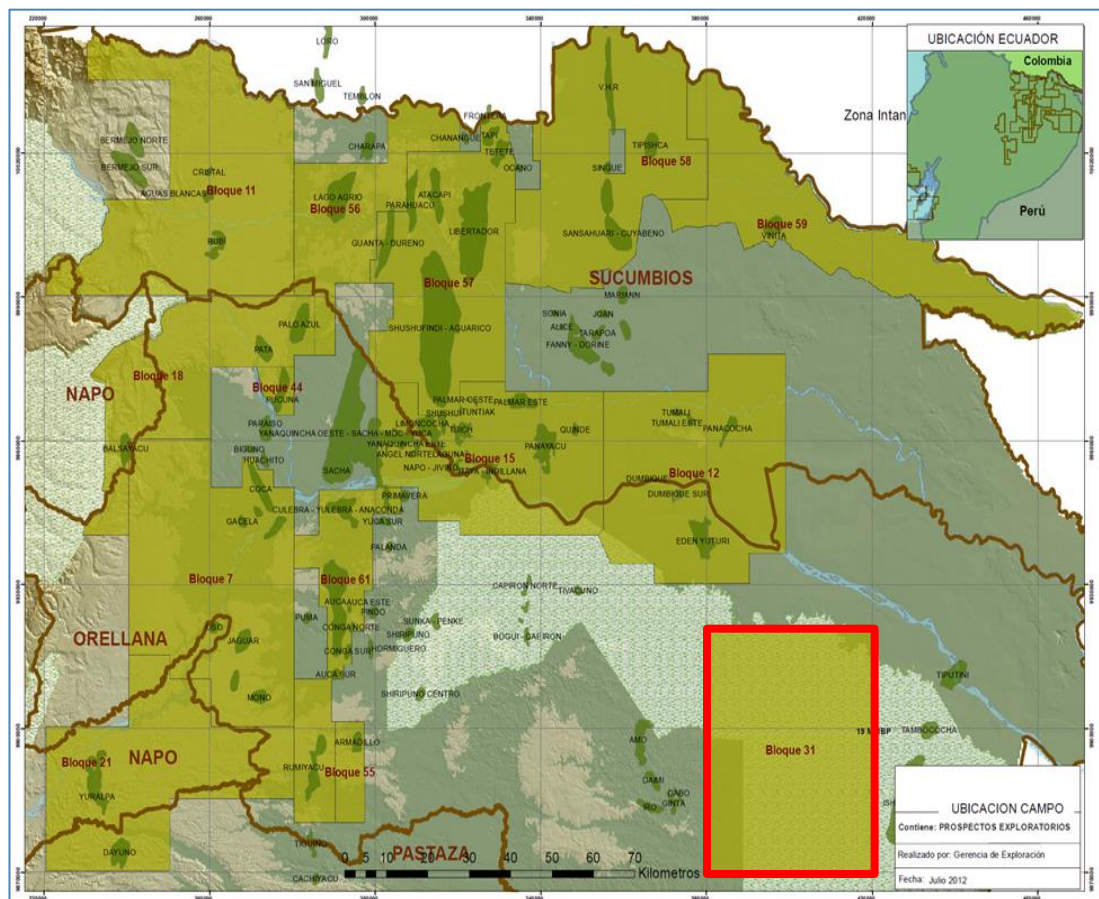


Gráfico 12. Mapa geopolítico cuenca oriente

Fuente. (Petroamazonas, 2012)

### **3.1.1 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DEL CAMPO**

La estratigrafía considera el estudio de las capas de la tierra, sus relaciones espaciales, sentido de disposición y sus relaciones. La estratigrafía nos ayuda de definir o identificar varias formaciones como sustratos, arenas, capas sellos y zonas de interés.

La litología conlleva al estudio de rocas tanto en su forma física como química, determinando el tamaño de grano, forma y disposición.

Estos dos factores nos darán una guía para la selección de la formación receptora, ya que esta debe tener características importantes como porosidad y el poder de confinamiento con las capas sello.

#### **3.1.1.1 Marco estructural de la cuenca oriente.**

La cuenca oriente constituye una serie de cadenas de cuencas desarrolladas de norte a sur desde Venezuela hasta Argentina. La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país. Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. Estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente N-S o NE-SO, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: el Sistema Subandino (Play occidental), el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central), y el Sistema Capirón Tiputini (Play oriental).

#### **3.1.1.2 Información estratigráfica.**

##### CRETÁCICO

- ✓ Formación Napo

Esta formación es fácilmente reconocida en sísmica por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas margas y lutitas

depositadas en una plataforma marina somera. La formación Napo puede ser dividida en cuatro miembros correspondientes a secuencias sedimentarias marinas poco profundas. Siendo los miembros los siguientes:

Miembro Napo Basal; incluyen:

- Lutitas Napo Basal

Consiste de una consecuencia de lutitas ricas en materia orgánica, intercaladas con calizas, de ambiente de plataforma marina abierta. A lo largo de la cuenca las Lutitas Napo Basal pasan lateralmente a calizas, hacia el este. Las lutitas son laminadas, ricas en amonites y bivaldos en la base (PETROBRAS, 2000).

- Arenisca "T"

La arenisca T marca un nuevo estado de depositación conocida como zona Arenisca T, esta subdividida en tres miembros:

- ◆ Arenisca "T" Basal: Es una alternancia de margas y calizas arenosas glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas. Lutitas marinas y areniscas glauconíticas dominan la parte central y oeste de la cuenca, mientras que en la parte este son principalmente bancos de arenas. (PETROBRAS, 2000).
- ◆ Arenisca "T" Principal (Arenisca "T" Media): Arenisca de grano fino a medio y localmente se encuentran también areniscas de grano grueso a congloméricas de canales de marea, valles incisos, y canales fluviales. (PETROBRAS, 2000).
- ◆ Arenisca "T" Superior: Bancos de arenas glauconíticas intercaladas con lutitas de ambientes de plataforma marino abierto, estuario, canales de marea y banco marinos glauconíticos. (PETROBRAS, 2000).

Miembro Napo Inferior; incluyen:

- Caliza “B”

La parte inferior empieza con una secuencia de calizas, lutitas y limolitas negras, la parte media está constituida por calizas densas fosilíferas y glauconíticas, y la parte superior son lutitas negras intercaladas con bancos delgados de caliza margosa. Estas facies son típicas de un ambiente de plataforma marino restringido de baja energía y anóxico. (PETROBRAS, 2000).

- Lutitas “U”

Las lutitas U son un intervalo lutítico-calcáreo, cuya parte inferior consiste predominantemente en lutitas y la parte superior formada de calizas masivas gris oscuras y arenas calcáreas. Se desarrolla principalmente en la zona subandina y en la parte central de la cuenca Oriente, es de medio marino anóxico de baja energía. (PETROBRAS, 2000).

- Arenisca “U”

Esta subdivida en dos miembros.

- ◆ Arenisca “U” Inferior: formada por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino representan depósitos de canales de marea hacia el oeste y relleno de valles incisos hacia el centro y ambiente fluvial hacia el este de la cuenca. (PETROBRAS, 2000).
- ◆ Arenisca “U” Superior: Areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas con cemento calcáreo intercaladas con lutitas y calizas, depositadas en trasgresión marina en una plataforma marina-somera, estuarino, y planicie costera. (PETROBRAS, 2000).

### Miembro Napo Medio:

- Caliza “A”

Depositada al tope del ciclo U, corresponde a un depósito de plataforma carbonatada abierta somera de baja energía. Ha sido dividida en tres miembros:

- ◆ Miembro Inferior: Consiste en calizas mitríticas, areniscas calcáreas claras y oscuras, masivas y laminadas, poco o nada bioturbadas, con abundantes cherts negros y restos de peces, escasos bivaldos y amonites localmente abundantes. La caliza presenta silificación, contiene abundante pirita y poco o nada glauconita. (PETROBRAS, 2000).
- ◆ Miembro Medio: Calizas arenosas interestratificada con lutitas, representaría una sección condensada asociada a un máximo de inundación. (PETROBRAS, 2000).
- ◆ Miembro Superior: Son calizas masivas con bancos delgados de margas a la base, se diferencian del miembro anterior por la abundancia de bioturbaciones y alto contenido de amonites y bivaldos. Al tope abundan los cantos fosfáticos y niveles levemente arenosos y glauconíticos. (PETROBRAS, 2000).

- Arenisca “M2”

La arenisca M2 está restringida al este de la cuenca Oriente sobre la caliza A. Consiste de una sucesión de arenas muy finas separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este y pasa hacia el oeste de la cuenca a margas arenosas y glauconíticas que verticalmente pasan de margas a calizas hacia el tope, corresponden a depositadas de plataforma carbonatada abierta somera de baja energía. (PETROBRAS, 2000).

- Caliza “M2”

Son calizas fosilíferas interestratificadas con lutitas, la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el tope está marcado por una superficie ferruginosa irregular de erosión. Los depósitos corresponden a una plataforma marina de baja energía en la base y pasa a un medio más abierto y somero al tope. (PETROBRAS, 2000).

Miembro Napo Superior; incluye:

- Caliza “M1”

La parte inferior comprende un cuerpo homogéneo lutítico, rico en materia orgánica representa un medio anóxico, mientras que la parte superior son calizas *mudstones* y *packstones* intercalados con estratos finos de lutita gris y negra, calcárea de plataforma carbonatada externa de medio abierto. (PETROBRAS, 2000).

- Lutitas “M1” o “lutitas superior de Napo Superior”

La parte basal está compuesta por un paquete homogéneo de lutitas grises y negras, no calcáreas de plataforma carbonatada externa de medio abierto, hacia arriba se encuentran intercalaciones de calizas oolíticas con lutitas calcáreas, y finaliza con un cuerpo espeso de lutitas no calcáreas, intercaladas con calizas y lutitas calcáreas, micropiríticas, de un medio marino abierto a somero. (PETROBRAS, 2000).

- Limolita “M1”

Corresponde a las areniscas basales M1 definidas por (Raynaud et al., 1993), compuesta principalmente por intercalaciones de lutitas y estratos de arena de planicie tidal lodosa y arenosa, a veces lentes de carbonato.

- Arenisca “M1”

Se desarrolla en la parte este de la Cuenca Oriente, estando ausente en el oeste (Rivadenerira et al, 1995, Barragán et al., 2005), está compuesta por areniscas masivas, gruesas frecuentemente micro-conglomeráticas a la base, con escasas intercalaciones de lutitas. Es frecuente la estratificación cruzada tubular. Hacia arriba las secuencias se tornan más arcillosas. Este nivel presenta facies idénticas a los otros niveles clásticos de la formación Napo, los mismos revelan ambientes fluviales de relleno de paleovalles en la parte central de la cuenca, depositados en un evento transgresivo. (PETROBRAS, 2000).

- Lutita Terminal “M1”

Un intervalo compuesto por lutitas y limolitas, ocasionalmente la ocurrencia de sedimentos pantanosos formando capas de carbón, depositado en un medio transicional de planicie lodosa de marea y llanura de inundación. (PETROBRAS, 2000)

- Arenisca Tena Basal

La parte basal de esta unidad corresponde a una discordancia regional asociada a un cambio litológico importante (Raynaud et al., 1993). Se puede observar esta discordancia en ciertos afloramientos de la zona subandina norte y en ciertas secciones sísmicas de la parte occidental de la cuenca. La litología varía desde arenitas arkósicas, y cuarzo arenitas calcáreas en la parte central y norte, mientras hacia la zona subandina se mencionan microconglomerados con cantos de siltitas y brechas calcáreas. (PETROBRAS, 2000)

- ✓ Formación Tena

Esta formación comprende dos miembros:

- Tena Inferior: consiste en limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, que descansan en concordancia sobre las areniscas y

limolitas “Tena Basal” depositados en un delta de marea. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

- Tena Superior: consiste en limolitas y areniscas de grano grueso que el miembro inferior, depositados en un medio continental de abanico aluvial distal. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

Entre los miembros Tena Inferior y Tena Superior existe una presencia de un Hiato sedimentario. (Jaillard, 2003)

### PRINCIPALES YACIMIENTOS DE LA CUENCA AMAZONICA

- ✓ Arenisca Basal Tena

Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la base de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran depósitos de carácter fluvial con una pobre sección que contiene kaolin como componente secundario.

- ✓ Arenisca “M-1”

Se ubica en la parte superior de la formación Napo, corresponde a depósitos fluviales en un amplio valle aluvial relacionado a bajos relativos del nivel del mar. Es una arenisca de predominante grano grueso y medio en capas de uno y dos pies de espesor en estratificación cruzada con base masiva, homogénea y arealmente continua con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este y con niveles superiores con geometrías complejas de distribución. La composición litológica es cuarzo-arenita con tamaño de grano grueso a muy grueso, con granos subangulares y subredondeados.

Esta arenisca está conformada por dos unidades de producción: la “M-1” superior formada por trampas combinadas estratigráficas estructurales,



que produce por empuje de un acuífero lateral finito y expansión de roca y fluidos, la "M-1" inferior definida por trampas estructurales, que produce por empuje de un acuífero infinito de fondo.

✓ Arenisca "U"

Constituye un depósito clástico transgresivo del ciclo Napo medio inferior, localizado estratigráficamente entre las calizas "A" y "B".

Las areniscas son generalmente de origen marino transicional hacia el tope y fluvio-estuarino a la base. En la base generalmente la arenisca se presenta masiva, homogénea y realmente continua con direcciones preferenciales de aporte de sureste a noreste y de este a oeste.

Al nivel de la Cuenca, en la parte central la arenisca tiene espesores superiores a 250 pies, y en los flancos orientales los espesores varían entre 25 y 50 pies.

Esta arenisca está dividida en: "U" inferior y "U" superior. La "U" superior está conformada por trampas estratigráficas con un mecanismo de producción por expansión de roca y fluidos combinado con empuje hidráulico lateral y de fondo proporcionado por un acuífero finito. La arenisca "U" inferior está conformada por trampas estructurales, la energía proporcionada es por un acuífero infinito, con un mecanismo de producción por empuje hidráulico lateral y de fondo de acuerdo al espesor ya la posición relativa al contacto agua-petróleo.

✓ Arenisca "T"

El intervalo de la arenisca "T" se localiza estratigráficamente entre las calizas de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. Las areniscas en la base, generalmente, se presentan masivas, homogéneas y continuas; mientras que, los niveles superiores presentan geometrías complejas. Presenta un espesor total de

216 pies con grano de cuarzo translúcido, de grano medio a grueso, con partes de cemento silíceo y ocasionalmente matriz arcillosa.

✓ Arenisca Hollín

La formación “Hollín” está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal. Los yacimientos muestran una variedad de ambientes de depositación, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar con un espeso total de 146 pies.

El reservorio de Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad presentando una geometría de gran complejidad, está constituido por una alternancia de limolitas e intercalaciones de areniscas cuarzosas blancas con abundante glauconita. La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continúa, su composición litológica es bastante homogénea tratándose de un cuarzo arenita. La sección es pobre. Es friable y no se observa indicios de petróleo residual.

A continuación se muestra un gráfico que señala la columna litológica de la cuenca oriente.

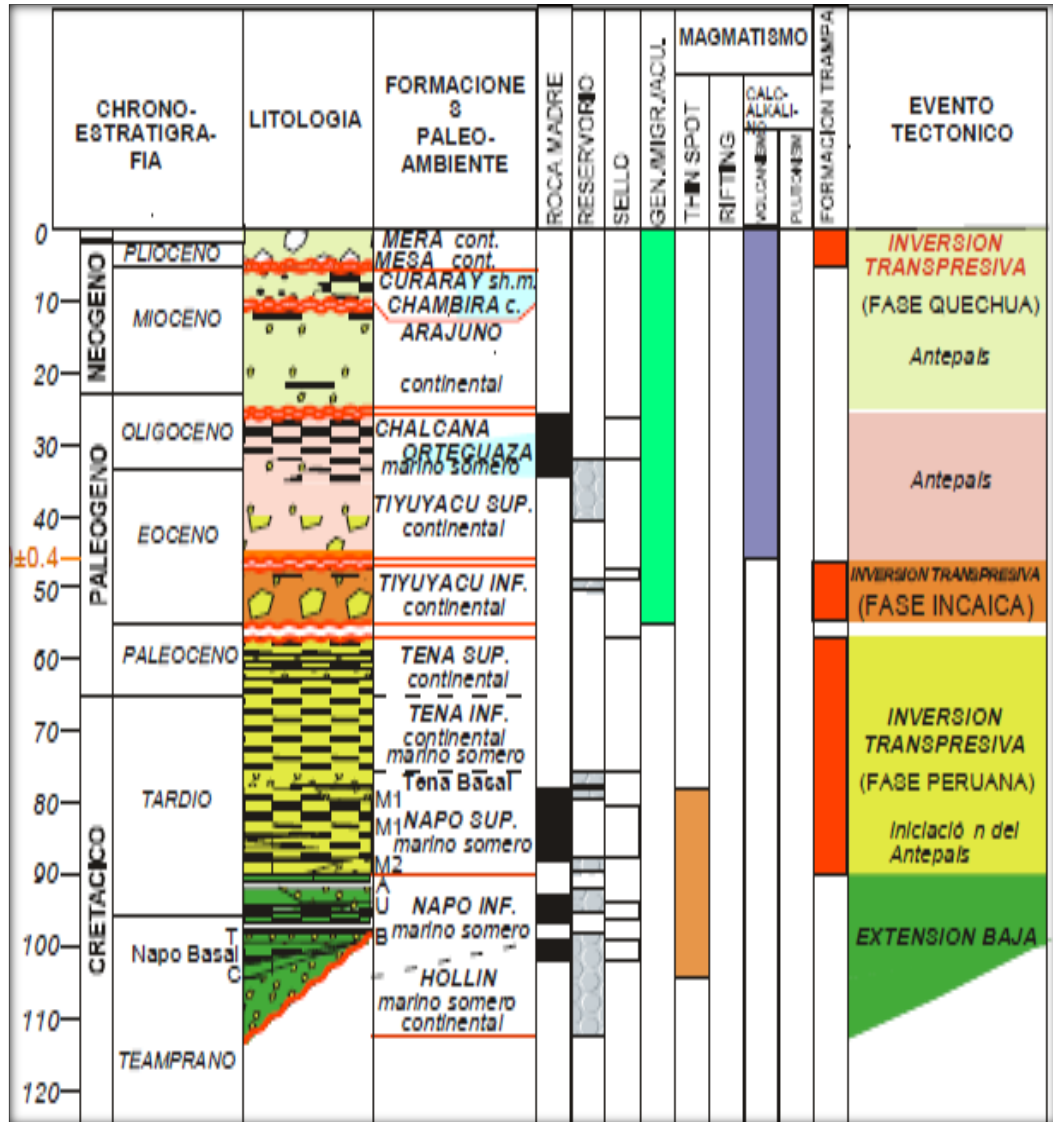


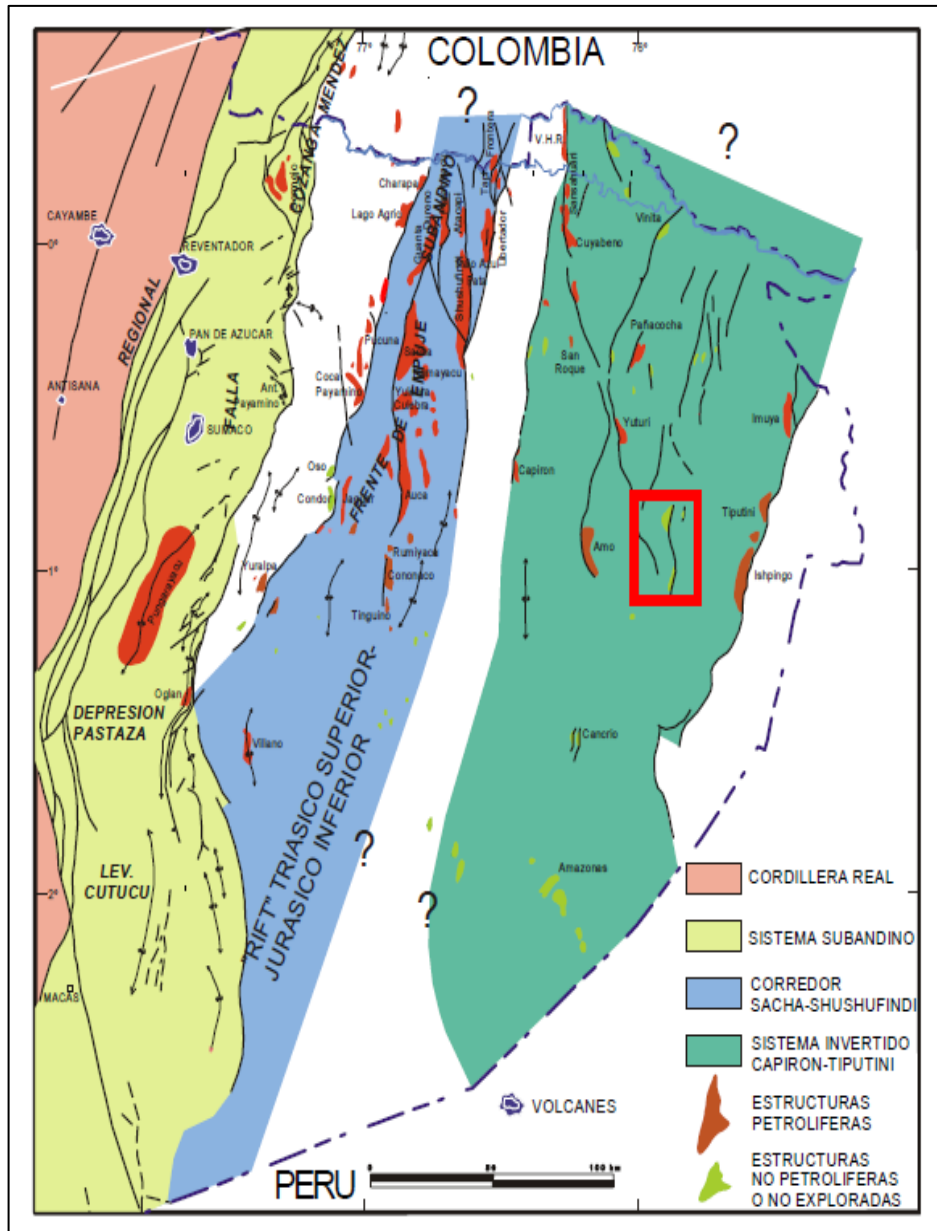
Gráfico 13. Columna litológica cuenca oriente

Fuente. (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

### 3.1.1.3 Geología bloque 31

La Cuenca Oriente se presenta como una cuenca de ante-país que se desarrolla al este de los Andes formando parte del sistema actual de cuencas sub-andinas. Este conjunto de cuencas se extiende a lo largo del margen este de los Andes, desde Venezuela hasta el Sur de Argentina.

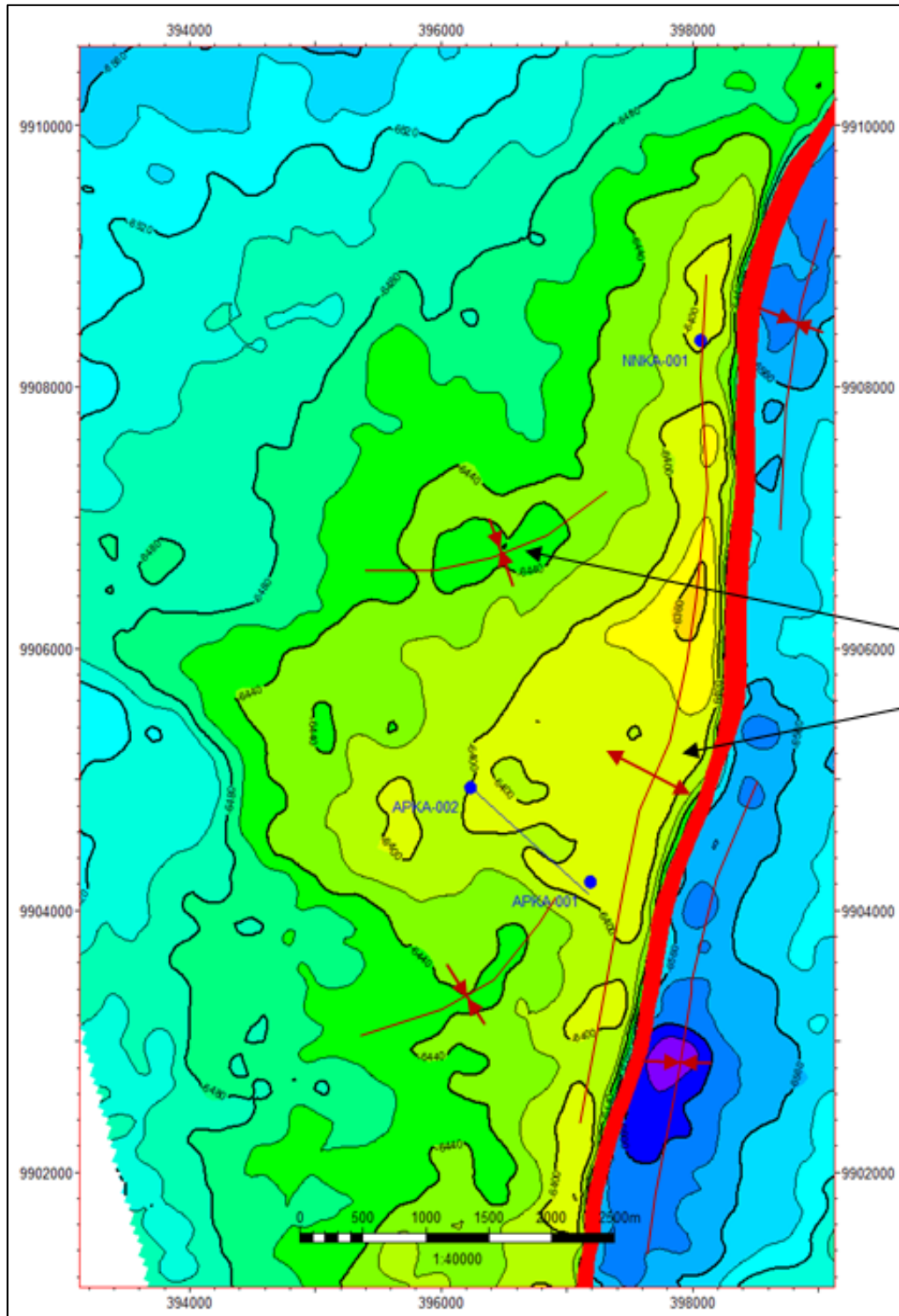
Las formaciones atravesadas en las perforaciones de este campo son el Terciario indiferenciado, Orteguzza, Tiyuyacu, Tena, Napo, Hollín y parte del Pre-cretácico.



**Gráfico 14.** Ubicación Bloque 31

**Fuente.** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

El área de estudio está cubierta con sísmica 3D (Anexo V), la misma que fue interpretada partiendo desde la calibración del pozo en la sísmica; en la formación Napo entre los principales horizontes sísmico interpretados están: Tope y Base de la arenisca M1, Tope de la caliza M2, Tope de la arenisca T superior y el nivel de discordancia entre la formación Napo y las formaciones del Pre-cretácico.



**Gráfico 15.** Mapa estructural Apaika – Nenque.

**Fuente.** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

El mapa estructural muestra un anticlinal fallado asimétrico alargado de orientación noroeste a suroeste (Anexo IV), que se lo identifica con una línea roja.

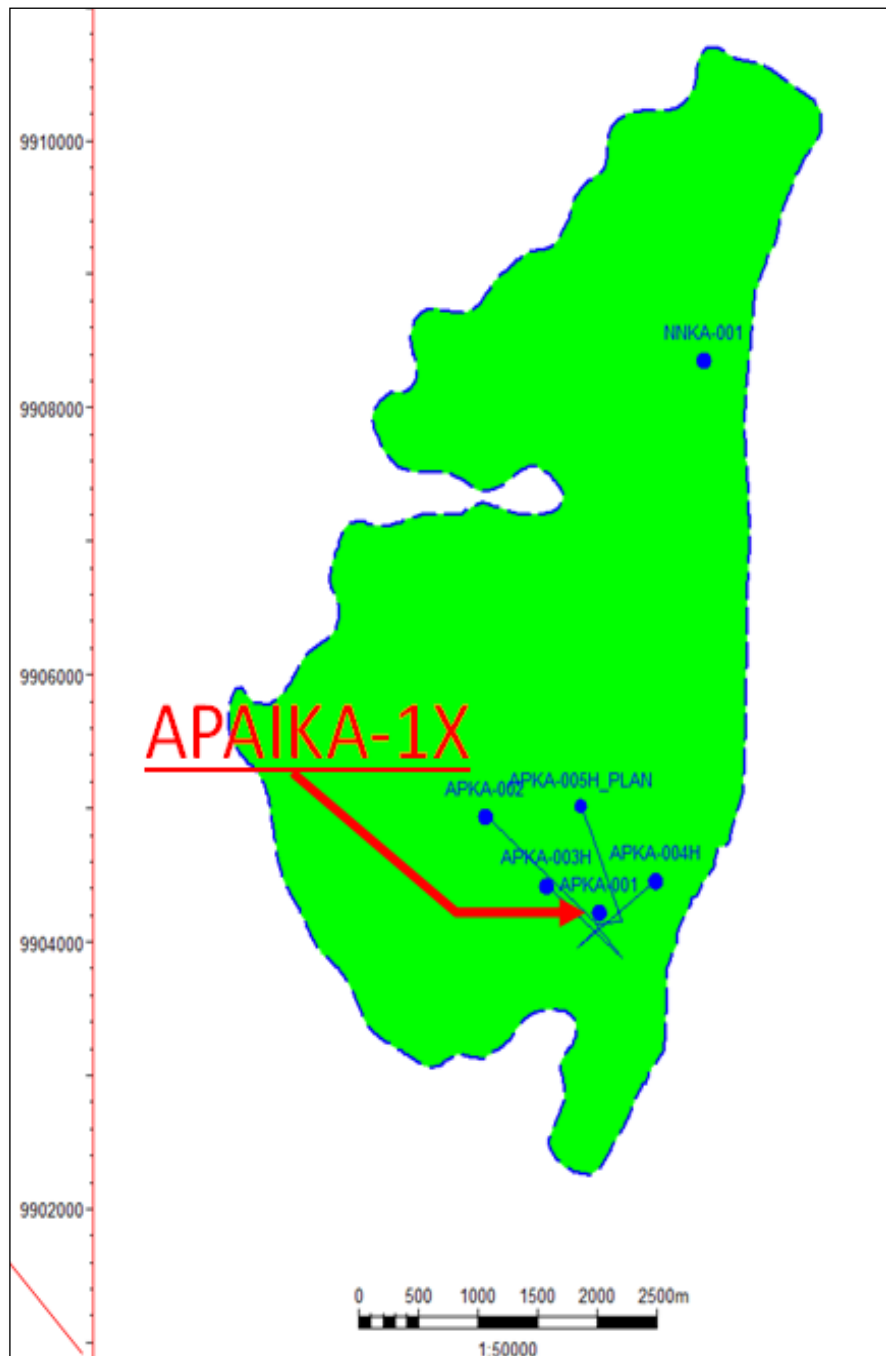
Esta falla determina un límite, ya que la superposición de los estratos hace que cambie la configuración, haciendo que el reservorio se vuelva permeable y limitado lateralmente.

### **3.2 SELECCIÓN DEL POZO INYECTOR.**

En nuestro caso de estudio tenemos el campo Apaika, el cual tiene una zona delimitada, cuenta con 6 pozos perforados, uno de los cuales se encuentra cerrado, ya que económicamente no es factible su producción, siendo este el mejor candidato a pozo reinyector de lodos y ripios de perforación además cuenta con la mayor información . Este pozo cumplirá la función de recepción y almacenamiento de desechos de lodos de perforación y ripios que se generan de nuevas y futuras perforaciones del campo o locaciones aledañas.

A través del siguiente mapa (Anexo II) podemos obtener una descripción que muestra el área legal del campo en ámbito operativo. El gráfico 16 muestra la ubicación de real de los pozos que hay en la zona. El mapa tipo araña proporcionar los nombres y ubicación de todos los pozos de producción existente y pozos abandonados en el área de revisión.

El pozo Apaika-1X nunca tuvo una producción continua y en la actualidad la arena T no presenta reservas remanentes, no se contempla el desarrollo de la arena T superior por la baja acumulación de hidrocarburos que no sería económicamente rentable, y la ausencia de los mismos en la zona T inferior. Basados en estos parámetros consideramos a este pozo cerrado como un posible pozo disposal.



**Gráfico 16.** Mapa ubicación de pozos campo Apaika.

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

El pozo exploratorio Apaika 1X se perforo en el año 2000 del 6 de abril hasta el 1 de mayo, alcanzo una profundidad total de 7 382 pies. Se bajó casing superficial de 13 3/8 pulgadas hasta 2 606 pies, casing de producción de 9 pulgadas desde superficie y liner de producción desde 5 490 a 7 367

pies. En el año 2012 se decidió cerrarlo ya que su producción disminuyó considerablemente siendo este no rentable. Desde este cierre se considera la probabilidad de cambiar de denominación al pozo de productor a reinector de desechos de perforación.

**Tabla 4.** Coordenadas del pozo Apaika 1X

Geográficas	Latitud	0° 51' 58.95" S
	Longitud	75° 55' 26.34" W
PSAD 56	Zona:	18 S
UTM	Norte	9'904,225.881 mN
	Este	397,186.934 mE

**Fuente.** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

### 3.4.1 SELECCIÓN DE LA ARENA DE DISPOSICIÓN.

La selección de una apropiada zona es clave para el éxito de la operación de la inyección. Formaciones candidatas para la inyección son identificadas en base a la información disponible en el campo. Uno de los parámetros indispensables para que una arena sea candidata a contener lodos y ripios de perforación, es sin duda que esta esté delimitada por una capa sello tanto en el tope como en la base de la formación para asegurar que el fluido sea debidamente confinado.

Alrededor del mundo se han realizado varios trabajos de reinyección de lodos y ripios de perforación de los cuales se han tomado diversos parámetros a considerar para la aplicación de esta nueva tecnología.

Dichos parámetros deberán ser analizados ya que son determinantes para elegir la arena que receptara los desechos de perforación, eligiendo condiciones lo más apegada al subsuelo de la cuenca ecuatoriana, así se obtuvo la siguiente tabla.



**Tabla 5.** Parámetros adecuados de una arena para la reinyección de lodos y rípios de perforación.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Profundidad de la formación receptora	Preferiblemente 7000-8000 pies
Espesor	> 25 pies
Continuidad Lateral	Constante
Permeabilidad	> 20 %
Estructuras geológicas	Lo más heterogénea posible
Límites	Formación aislada de aguas subterráneas, entre dos capas sellos
Localización	Debajo de un estrato impermeable.

Se estudió el pozo Apaika 1X tomando en cuenta la estratigrafía y los diferentes tipos de rocas y sus características llegando a la conclusión de que tenemos 3 arenas idóneas para la inyección las cuales son arena M1, arena M2 y arena T la cuales cuentan con topes estructurales en el tope y la base de cada arena formando un lugar sellado por la depositación de material pasivo. (Anexo VI)

Las pruebas iniciales de producción también reflejan algunos resultados como altura de las arenas, presiones, porosidad, saturación y producción, que serán tomadas en cuenta a la hora de seleccionar la mejor arena de disposición.

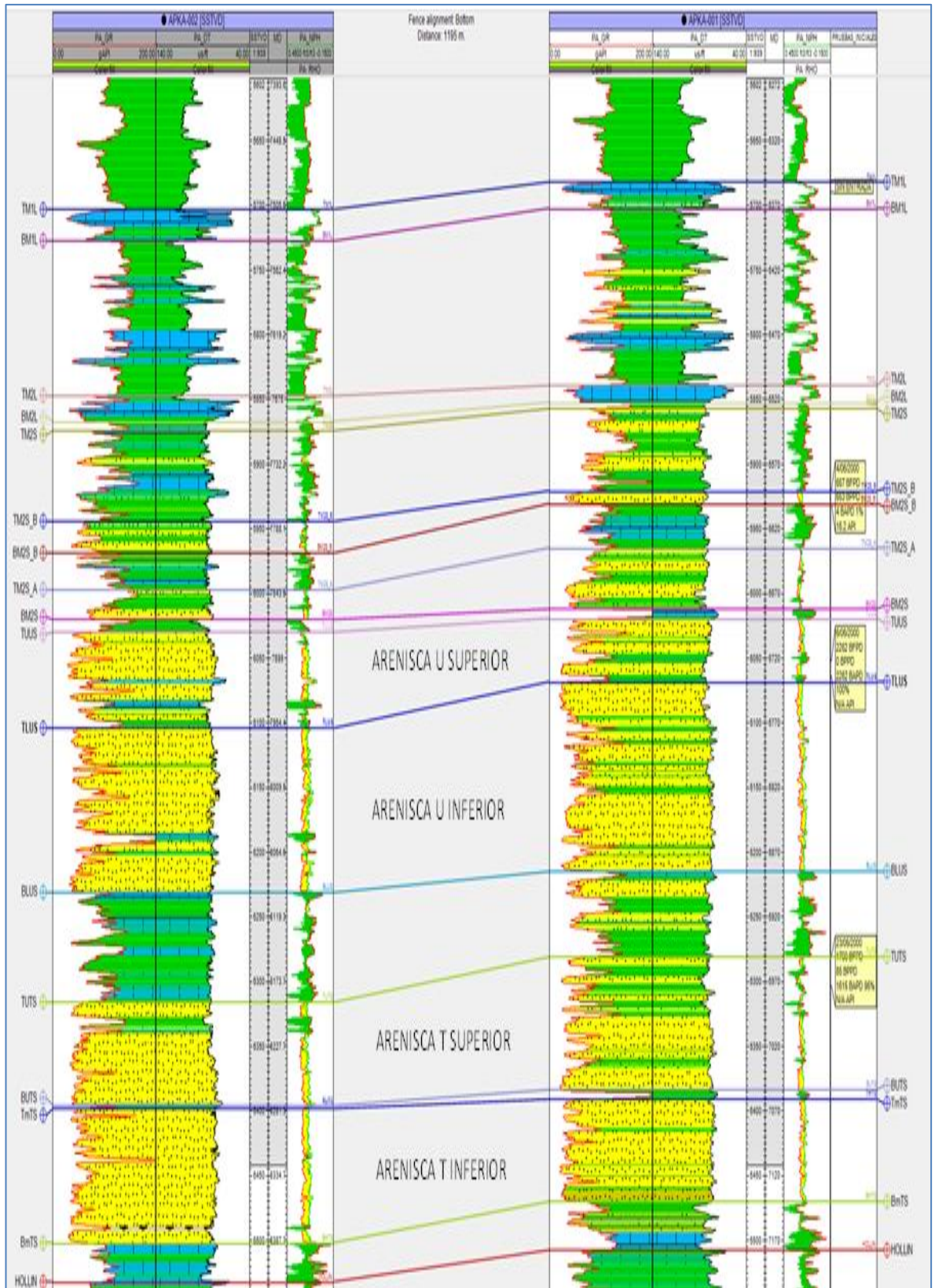
**Tabla 6.** Probables arenas receptoras del pozo Apaika 1x

	TOPE PIES (MD)	BASE PIES (MD)	ht (pies)	Porosidad (%)	Swi (%)	Presión inicial (psi)	Producción Petróleo (bppd)
ARENA M1	6 034	6 106	72	26.8	67.8	2 455	1 201
ARENA M2	6 617	6 716	99	15.8	60.0	2 832	653
ARENA T	6 950	7 146	196	19.7	61.8	2 966	85

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

De la tabla anterior podemos concluir que estas arenas tiene un espesor ideal para elegir las como pozo de reinyección de lodos ya que tiene una altura mayor a 20 pies que es el parámetro mínimo que debe tener una arena de recepción, pero la arena M1 y M2 según las pruebas de producción son las que más hidrocarburo aportan, es decir que pueden ser evaluadas para que sean producidas, no obstante la arena T se descarta, ya que su aporte es muy bajo.

Con respecto a la porosidad, la mejor arena es la M1 y en segundo lugar se encuentra la T con una porosidad cercana a los parámetros de reinyección de lodos, una de las opciones para mejorar la porosidad y conectividad entre los poros es el fracturamiento hidráulico. Podríamos descartar la opción de reinyección en la arena M2 ya que su porosidad es extremadamente baja considerando los parámetros de operación de CRI.



**Gráfico 17.** Correlación Estructural Apaika 1X y Apaika 2

Fuente: (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

El gráfico 17 muestra la comunicación que tiene el pozo Apaika 1X con el pozo más cercano Apaika 2, con una correlación podemos ver la continuidad de las diferentes arenas, pudiendo también visualizar las zonas que se encuentran bien diferenciadas con distintos estratos entre sí.

Estos estratos tienen la función de contener los fluidos que se encuentran en las arenas, formando un sello impermeable para no dejar escapar ningún fluido que sea inyectado en estas formaciones. También nos damos cuenta que estas arenas presentan una continuidad que es favorable para la reinyección de lodos y ripios.

La correlación estructural estratigráfica entre los pozos Apaika-002 y Apaika-1X, indica las secuencias estratigráficas T, U y M2. En las secuencias T y U se identifican 2 reservorios inferior y superior respectivamente, presentan buena continuidad, que es necesaria para la reinyección de desechos de perforación.

En el gráfico anterior podemos observar que entre la arena U y T tenemos una serie de depositaciones compuestas por arcilla, cal y lutitas que forman una capa sellante con poca porosidad e impermeable. Además la arena T tiene un mayor espesor, el cual podemos aprovechar para inyectar un gran volumen de los lodos y ripios de perforación a confinar, además, hasta esta profundidad se encuentra la completación del pozo, la cual puede ser aprovechada para llegar a una mayor profundidad para evitar que los fluidos contaminen zonas de interés si hubiera alguna migración interna.

**Tabla 7.** Tope y base de formaciones arena T

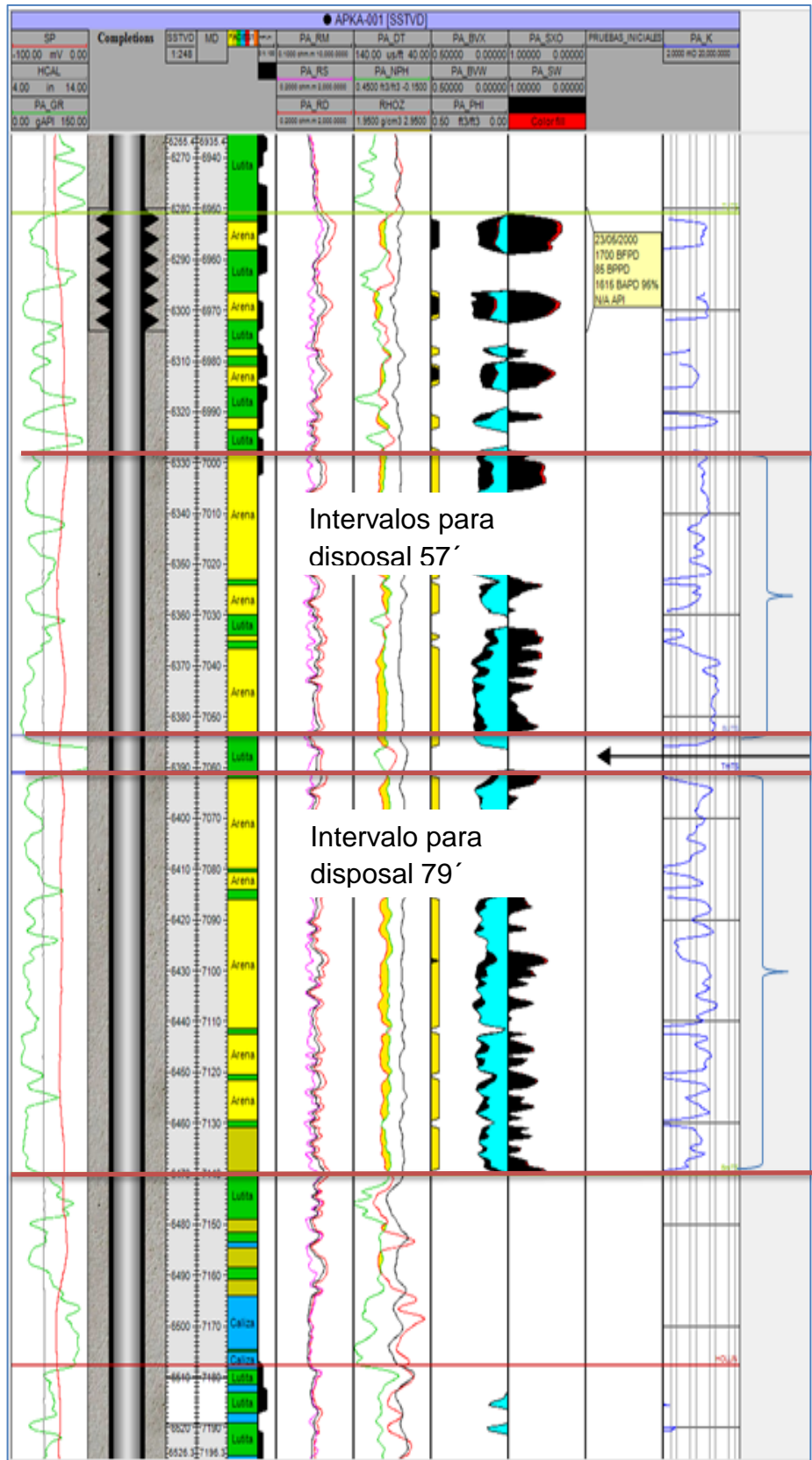
<b>TOPES FORMACIONAES</b>			
<b>POZO APAIKA-01</b>			
<b>POZO</b>	<b>TOPES</b>	<b>TVDSS (pies)</b>	<b>MD (pies)</b>
APKA-001	TUTS	6 281	6 951
APKA-001	BUTS	6 384	7 054
APKA-001	TmTS	6 391	7 061
APKA-001	BmTS	6 470	7 140

Los topes y bases de la secuencia estratigráfica T se presentan en la tabla 7, en la cual se determina dos opciones de arena receptora de lodos y rípios de perforación, de la cual se tomara la más idónea para la operación, estos valore fueron puestos en tablas para su mejor identificación

La arena T de la formación Napo se compone por dos arenas identificadas plenamente, llamadas superior e inferior. La arena T superior cuenta con 57 pies mientras que la arena T inferior tiene una altura de reservorio de arena de 79 pies.

Se utiliza registros eléctricos de la sección de interés para analizar si estas arenas son candidatas para la recepción de desechos de perforación, estos valores los hallamos en la tabla 5, en donde encontramos los parámetros adecuados para una reinyección óptima de fluidos de desecho.

Los registros eléctricos reflejan varios parámetros de interés como propiedades petrofísicas de la roca, fluidos que contiene la arena, inyectividad, registros de cementación, etc, que serán muy útiles para para determinar si nuestra formación es idónea para la recepción después de haber relacionado los parámetros mencionados.



**Gráfico 18.** Evaluación por registros eléctricos del pozo Apaika 1X arena T

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)

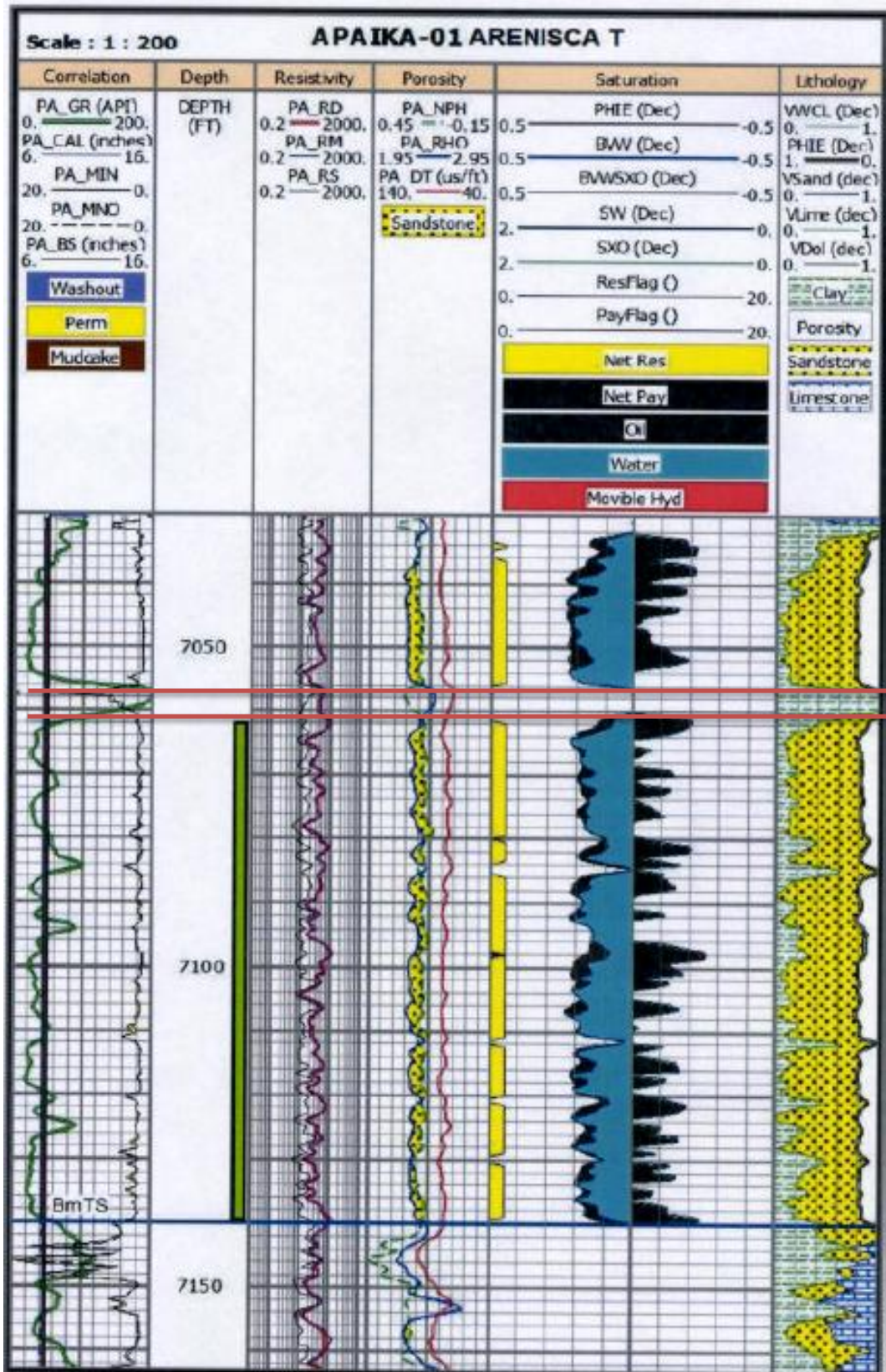


Analizando la gráfica anterior podemos llegar a varias conclusiones. Observamos que la línea de registro de Gama Ray que representa la línea de arenas, la cual refleja una continuidad de arena en la formación T inferior, además entre las dos arenas de la formación T inferior, la línea del Gama Ray se dirige hacia la derecha demostrando un cambio de rocas, que identifica una zona menos porosa, con una composición diferente, evitando el paso de fluidos; llamada lutitas, las cuales difieren de areniscas y conglomerados en particular en su granulometría más fina, formado por limos, margas y matriz arcillosa que forma una roca muy compactada en forma de sello.

El reservorio T Inferior con un espesor de 79 pies en el pozo Apaika-1X, está constituido de una arenisca cuarzosa translúcida, transparente, cristalina, microconglomerática, de grano fino a medio ocasionalmente grano grueso, subangular a subredondeada, moderadamente consolidada, friable, cemento silíceo, sin presencia masiva de hidrocarburos.

El reservorio T Inferior presenta buenas características de roca reservorio para almacenar lodos y ripios ya que los registros de porosidad y saturación reflejan y no presenta hidrocarburo móvil, cuenta también con una buena permeabilidad reflejada en la última columna del gráfico 18, esta propiedad es muy importante a la hora de la reinyección ya que el fluido deberá ingresar lo más posible en la arena.

La arenisca T Inferior constituye una unidad de flujo aislada del resto de reservorios y acuíferos por potentes capas de lutitas que conforman un sello geológico natural tanto al tope como a la base de la arenisca con espesores que van desde los 20 a los 80 pies, siendo la arena con mayor espesor, la cual cuenta con las condiciones adecuadas para la disposición de lodos y ripios de perforación.



**Gráfico 19.** Evaluación arena de interés del pozo Apaika – 1X

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, Geología bloque 31, 2002)



De acuerdo al registro litológico, registro de resistividad y saturación de fluidos, podemos determinar un indicio mínimo de hidrocarburos. Además los registros de porosidad demuestran que esta arena presenta porosidad, la comparación entre los registros de densidad y el registro neutrónico reflejados por la separación entre líneas representa presencia de gas, también se puede observar que existe una capa de lutitas sobre la arena T con una porosidad muy baja sin presencia de fluidos. Esta capa de lutitas forma un sello que evita que el fluido que va a ser colocado en esta arena migre hacia reservorios superiores

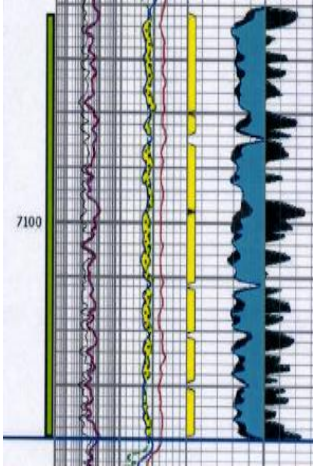
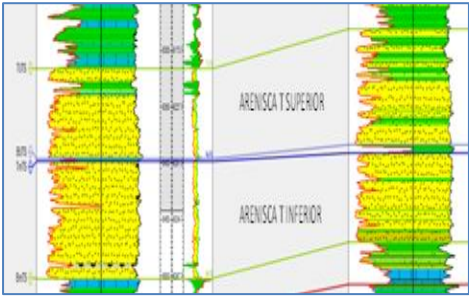
La arena T no presenta reservas remanentes, no se contempla el desarrollo de la arena T superior por la baja acumulación de hidrocarburos que no sería económicamente rentable, y la ausencia de los mismos en la zona T inferior. (EP, 2013)

No se tiene datos de presión del reservorio T Inferior, ni muestras de fluido, sin embargo se puede hacer una aproximación con la información obtenida en el reservorio T Superior del pozo Apaika-1X. El intervalo a dispararse para la reinyección de desechos sería: 7061 - 7140 pies (MD).

La selección de la arena es la parte más importante y determinante para que el proceso de almacenar de lodos y ripsos de perforación, una buena selección garantiza los objetivos de esta nueva técnica de disposición de sólidos. Además evita migraciones a estratos superiores los cuales serían un serio problema, contaminando reservorios y migrando este fluido sin ningún control.

A continuación se presenta una tabla resumiendo las características de la arena que vamos a seleccionar, la cual nos ayudara a comparar todos los parámetros anteriormente analizados con la tabla 5 que son los parámetros adecuados para realizar una reinyección de lodos exitosa.

**Tabla 8.** Resumen de las características de la arena receptora T inferior del pozo Apaika 1X.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	GRÁFICO
Profundidad de la formación receptora	7 062 – 7 140 pies	
Espesor	78 pies	
Continuidad Lateral Porosidad Estructuras geológicas	Constante 18% Heterogénea.	
Límites	Anticlinal Fallado, limitado al tope y base por capas sello impermeables	
Localización	Debajo de un estrato impermeable.	

La elección de la arena T inferior es la más idónea para la operación de reinyección de lodos y rípios de perforación ya que cuenta con las características necesarias para cumplir la función deseada que es contener y almacenar los desechos que generan perforaciones del campo o de sitios cercanos. Las características idóneas para la reinyección de lodos y rípios se la presentan en la tabla 5, de la cual basamos nuestros parámetros de selección.

En conclusión tenemos que la arena seleccionada para el almacenamiento permanente de desechos de perforación se localiza a 7140 pies medidos desde la cabeza del pozo, esta profundidad es adecuada para almacenar desechos ya que a esta profundidad no encontramos acuíferos que puedan ser contaminados con el fluido de reinyección.

La arena seleccionada presenta un espesor considerable de 78 pies, el cual es favorable para la reinyección ya que este nos dará un mayor área de confinamiento, no presenta una matriz arcillosa, y según las correlaciones es una arena continua, que está completamente aislada tanto en el tope como en la base del reservorio, ya que presenta lutitas y calizas respectivamente.

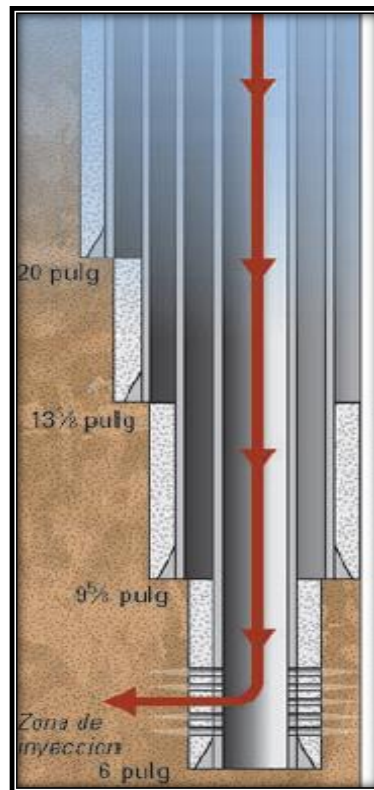
De acuerdo con la composición de la arena tenemos que esta está conformada por arenisca cuarzosa, cristalina, de grano fino a medio ocasionalmente grano grueso, subangular a subredondeada, moderadamente consolidada, friable, cemento silíceo, sin presencia masiva de hidrocarburos, sin embargo la porosidad que necesitamos para reinyectar lodos y ripios de perforación es menor a los parámetros recomendados, es por esto que se considera fracturar la roca hidráulicamente para mejorar las condiciones de porosidad y permeabilidad, aumentando la capacidad de inyectividad

### **3.3 POZO APAIKA 1X**

Al pozo Apaika 1 x se le realiza una reclasificación como pozo reinyector realizando trabajos previos. A este pozo se lo denomina como disposal.

Se realizó un cambio de cabezal de productor a inyector utilizando una torre de reacondicionamiento, el cambio se lo realizó en la sección B del cabezal, se recuperaron tapones y packers de aislamiento y se cementaron las arenas superiores. Se aisló la arena T posteriormente se realizaron los disparos a la arena en el intervalo de 7062 – 7140 pies, abarcando 78 pies y se corrió la herramienta de inyección bajando una completación con tubería 4 ½ pulgadas hasta el liner de 7 pulgadas a 5490 pies. Se realizó una

limpieza de pozo, pruebas de hermeticidad de la tubería con 3 000 psi de presión y se probó el cabezal del pozo a 4 000 psi.

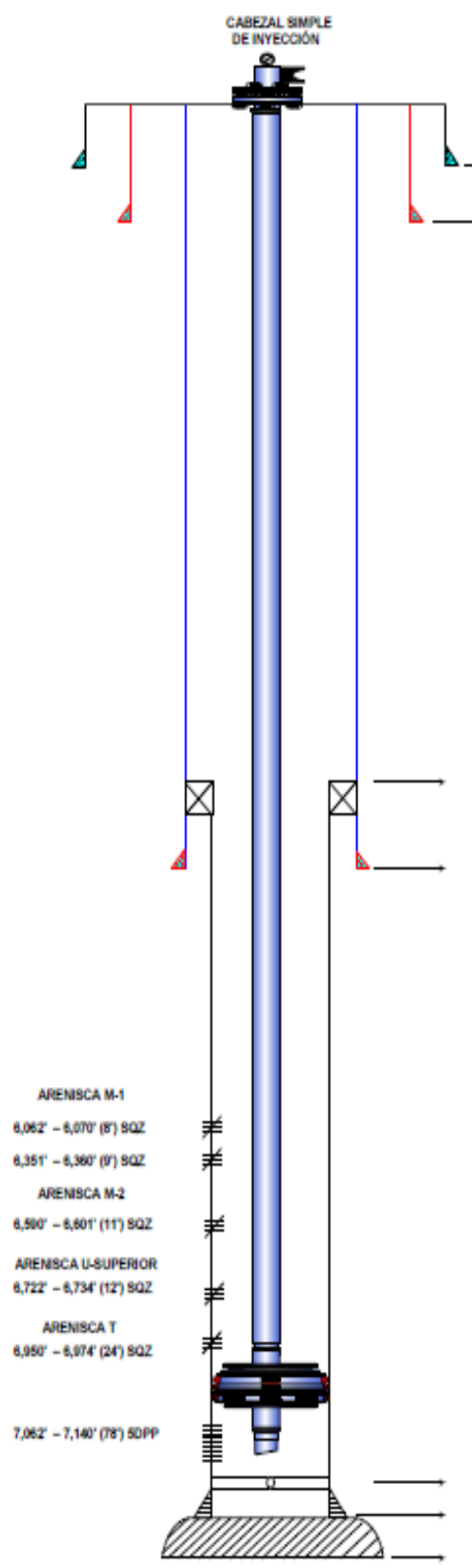
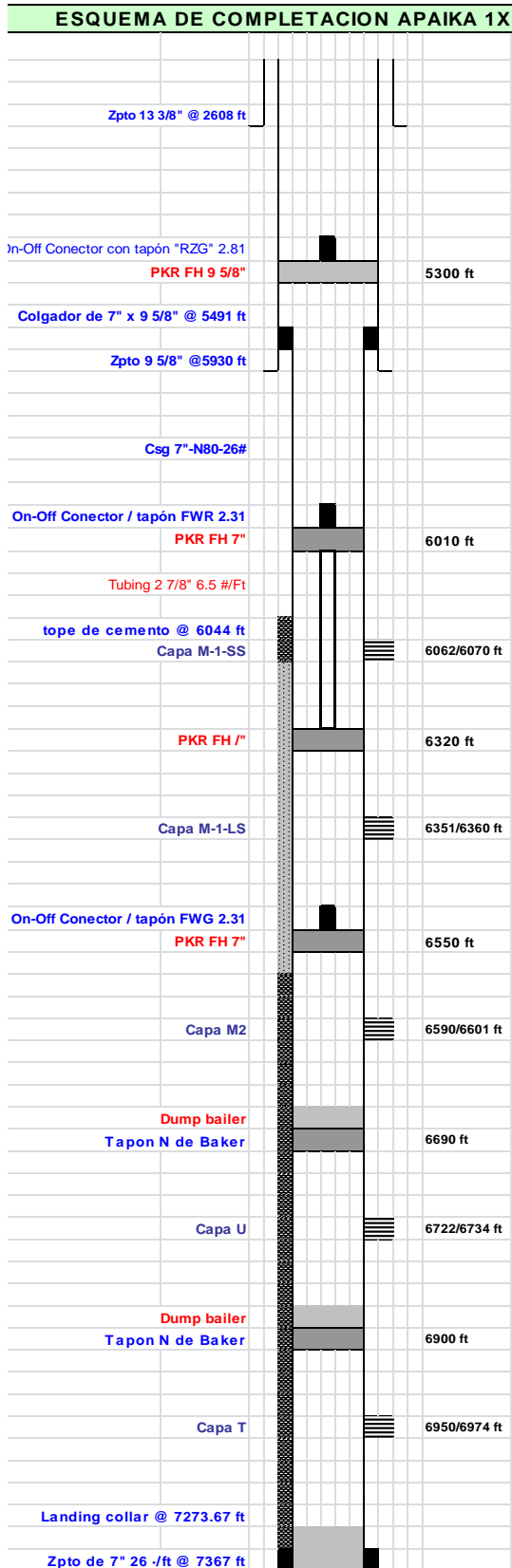


**Gráfico 20.** Reinyección con tubería de producción.

**Fuente.** (MISWACO, Tecnología avanzada de manejo de residuos de perforación, 2007)

Todo este cambio se realiza ya que el pozo era productor y tenía una configuración diferente con la que no se permitía reinyectar los ripios y lodos de perforación (Anexo VII), sin embargo se reutilizó la tubería que quedó en el pozo, aislando las arenas superiores para no contaminarlas con el fluido de inyección. La reinyección se realiza por medio de la tubería de producción por la que anteriormente se estaba produciendo. En este caso, se deben realizar nuevas perforaciones que conecten la formación receptora con la tubería de producción e instalar un tapón a la profundidad del yacimiento agotado, con el propósito de evitar flujo hacia esa zona.

El siguiente gráfico nos muestra la competición del pozo abandonado y el estado actual del pozo con su nueva competición de reinyección (Anexo VIII).



**Gráfico 21.** Completación ante y pos del pozo Apaika 1x

**Fuente.** (PETROAMAZONAS, 2014)

### 3.4 PARÁMETROS DE REINYECCIÓN

Experiencias mundiales y las mejores prácticas de numerosos proyectos indican que la tasa de reinyección promedio de 3 a 5 *bbl/min* es suficiente para crear una fractura de disposición y un lugar seguro para inyectar los desechos dentro de la fractura creada. Este rango promedio también ayuda para evitar la erosión excesiva del equipamiento y del pozo inyector.

Para el estudio de este caso vamos a dar valores dentro del rango de trabajo al peso del lodo y ripios de perforación que van a ser reinyectados, estos valores están entre 9 y 11 libras por galón. Se eligieron valores de 9.5, 10 y 10.5 libras por galón respectivamente para los cálculos, estos valores deben ser transformados a gramos sobre centímetros cúbicos que son las unidades de campo con las que vamos a realizar los cálculos posteriores.

Para transformar el peso del lodo de libras/galón a gramos/centímetro cúbico, multiplicamos este valor por un factor de conversión directo que es 0.1194. Una vez obtenido el peso del lodo en  $g/cm^3$  dividimos este valor para la densidad del agua que es  $0.9990 g/cm^3$ , esta operación la realizamos para calcular la gravedad específica. Todas estas operaciones y sus resultados para cada peso de lodo están descritas en la tabla 9.

Teniendo un lodo de 9.5 lb/gal:

$$9.5 \times 0.1194 = 1.1334 \text{ g/cm}^3$$

Luego calculamos la gravedad específica utilizando la ecuación 1

$$SG = \frac{\rho_{\text{lodo}}}{\rho_{\text{agua}}}$$

$$SG = \frac{1.1334 \text{ g/cm}^3}{0.9990 \text{ g/cm}^3}$$

$$SG = 1.1354$$

**Tabla 9.** Lodos y ripios estimados para la operación de reinyección en el pozo Apaika 1x

<b>Lodos y ripios usados para reinyección</b>		
<b>Peso del lodo (lb/gal)</b>	<b>Peso del lodo (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>SG</b>
9.5	1.1343	1.1354
10.0	1.1940	1.1951
10.5	1.2537	1.2549

Una vez determinado los valores de peso de lodo y ripios con los cuales vamos a trabajar, podemos proseguir a calcular los parámetros de operación.

### **3.4.1 PARÁMETROS DE PRESIÓN DE REINYECCIÓN**

La presión de tratamiento o presión de fractura en el cabezal del pozo es el parámetro más importante para lograr fracturar la formación, la cual permitirá que la conectividad de la arena mejore e ingrese una mayor cantidad de lechada con facilidad.

El parámetro que va a intervenir para el cálculo de presión que necesitamos conocer es el peso que tiene los lodos y ripios que van a ser reinyectados, este valor debe estar entre los rangos de reinyección.

Para determinar la presión que necesitamos en superficie, tomamos en cuenta presión de cierre de fractura, presión neta de fractura, pérdida de presión por fricción y la presión que genera el peso del lodo, para esto

utilizamos las ecuaciones 2 y 3 del segundo capítulo, con las cuales se determinara la presión de cierre y la presión que genera el fluido de reinyección, sabiendo previamente que la profundidad de nuestra arena receptora es de 7 140 pies y un gradiente de fractura de 0.602 psi/pie.

$$P_{cl} = gf * h$$

$$P_{cl} = 0.602 * 7140$$

$$P_{cl} = 4298.28 \text{ psi}$$

Para calcular la presión hidrostática utilizamos la tabla 9, que presenta la gravedad especifica del fluido que vamos a reinyectar y conociendo la profundidad de la arena multiplicamos estos valores por una constante para hallar el valor de presión que genera el fluido en la cara de la arena receptora.

$$P_h = 0.433 * SG * h$$

$$P_h = 0.433 * 1.1354 * 7140$$

$$P_h = 3510.33 \text{ psi}$$

Para hallar las pérdidas de presión por fricción se determinó que por cada 1 000 pies de tubería se pierde 191 psi, por lo tanto debemos calcular la perdida de presión para 7 140 pies realizando una regla de tres.

$$P_{ft} = \frac{191 * 7140}{1000}$$

$$P_{ft} = 1363.74 \text{ psi}$$



La pérdida de presión por fricción en la tubería a la profundidad de 7 140 pies equivale a 1 363.74 psi.

La tabla 10 presenta las presiones antes mencionadas para los distintos pesos de lodos escogidos que son 9.5, 10, y 10.5 barriles por galón respectivamente.

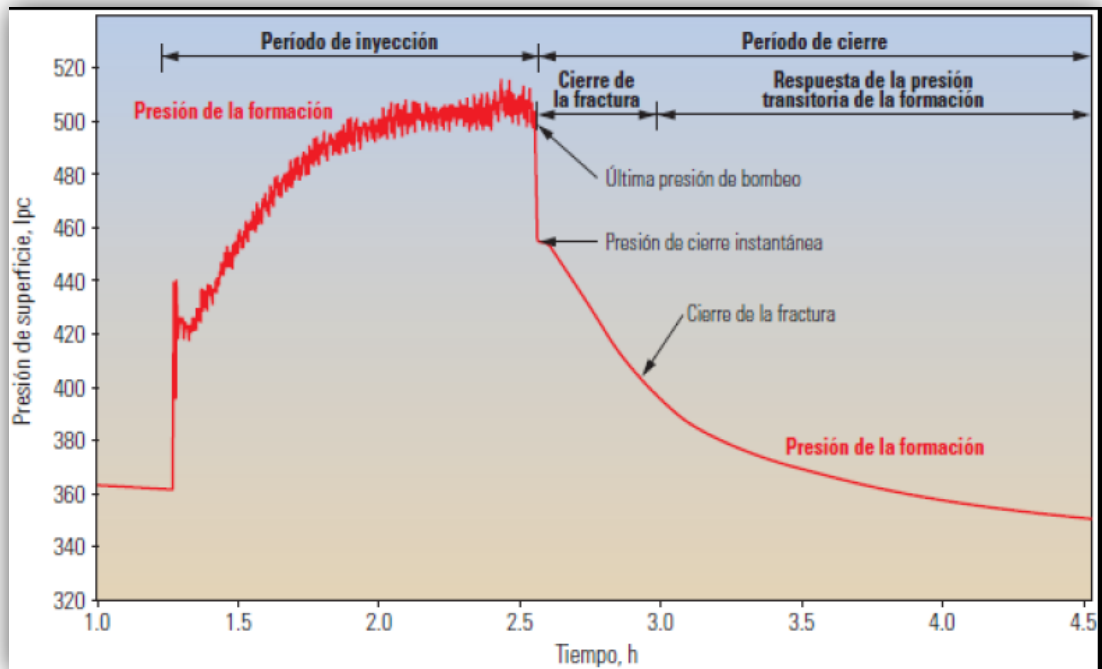
**Tabla 10.** Presiones de fractura según el peso del lodo

<b>Peso de la lechada (lb/gal)</b>	<b>Presión de fondo de Fractura (psi)</b>	<b>Perdida de presión por fricción (psi)</b>	<b>Presión hidrostática (psi)</b>
9.5	4 298.28	1 363.74	3 510.33
10.0	4 298.28	1 363.74	3 695.08
10.5	4 298.28	1 363.74	3 879.84

El peso de la lechada influye totalmente en la presión final de fractura ya que esta al ser más pesada contribuye con la fuerza hidrostática que genera el fluido en el fondo del pozo. También debemos tomar en cuenta que para que la fractura se propague, el valor de la presión debe ser mayor a la presión final de superficie.

Para calcular la presión de propagación de fractura utilizamos el gráfico 22 que nos muestra las presiones de fractura y cierre en un tiempo determinado.

Como se muestra en el gráfico la presión con la cual se reinyecta la lechada es mayor que la presión de cierre, este valor ayuda a la continuidad de la fractura y baja cuando el pozo deja de reinyectar el fluido, sin embargo, se debe mantener la presión de cabeza para evitar el cierre de la fractura. El valor de propagación de fractura que vamos a utilizar para los cálculos posteriores es de 510 psi.



**Gráfico 22.** Periodo de inyección y cierre para inyección de la lechada

**Fuente.** MI-SWACO (2007)

Una vez identificadas todas las presiones que influyen en el proceso de reinyección de lodos y ripsos de perforación (tabla 10) calculamos la presión de superficie necesaria para la operación, para esto utilizamos la ecuación 4, además tomamos en cuenta la tortuosidad que genera el fluido.

$$P_s = P_{cl} + P_{net} + P_{ft} - P_h$$

$$P_s = 4298,28 + 1363,74 + 510 - 3510,33$$

$$P_s = 2661,69 \text{ psi}$$

A esta presión de superficie debemos aumentar la pérdida por tortuosidad, para lo cual sacamos el 10 % del valor obtenido, para luego sumarlo y sacar la presión final necesaria para la efectiva inyección con fractura a la arena receptora.

$$PP_{\text{tortuosidad}} = P_s * 0.10$$

Dónde:

$PP_{tortuosidad}$ : pérdida de presión por tortuosidad, (psi)

$P_S$ : Presión de fractura en superficie (psi)

$$PP_{tortuosidad} = 2661,69 * 0.10$$

$$PP_{tortuosidad} = 266.16$$

Para calcular la presión final de superficie necesaria tenemos la siguiente ecuación.

$$Ps_{final} = Ps + PP_{tortuosidad}$$

$$Ps_{final} = 2661,69 + 266,16$$

$$Ps_{final} = 2927,85$$

En la tabla 11 se muestra los resultados de presión de superficie necesario para causar la fractura requerida en la formación con respecto al peso de la lechada seleccionada.

**Tabla 11.** Presión de fractura de superficie según el peso de la lechada.

Peso de la lechada (lb/gal)	Presión de superficie (psi)	Presión por tortuosidad (psi)	Presión Final de superficie (psi)
9.5	2 661.69	266.16	2 927.85
10.0	2 476.93	247.69	2 724.62
10,5	2 292.17	229.21	2 521.39

El resultado de las presiones de superficie total de fractura son adecuadas ya que los equipos de superficies son aptos para trabajar con este tipo de

presiones, además la pruebas iniciales de presión reflejan un número cercano de 2 611 psi el cual debe ser superado para la generación de la fractura exceptuando el peso del lodo de 10.5 libras por galón, el cual es descartado para trabajar.

Es indispensable el cálculo de la potencia que se necesita para la reinyección ya que esto determinara los equipos que debemos utilizar. Para calcular los caballos de fuerza que necesita una bomba de superficie utilizamos la ecuación 5, en la que se toma en cuenta el caudal a inyectar que será de 3 barriles por minuto, el cual está contemplado dentro de los valores permisibles del proceso de reinyección de lodos y ripsos de perforación.

$$HHP = 0.0245 * P_s * Q$$

$$HHP = 0,0245 * 2927,85 * 3$$

$$HHP = 215,19$$

**Tabla 12.** Peso del fluidos vs. Hp necesarios

Peso de la lechada (lb/gal)	Potencia (HP)
9.5	215
10.0	200

Los valores de caballos de fuerza necesarios para la reinyección serán indispensables a la hora de elegir el equipo de trabajo.

### 3.4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA.

El material de desecho se recoge y se tamiza para eliminar las partículas grandes que pueden causar obstrucción de las bombas. El líquido se añade a los sólidos, el material de gran tamaño es molido para alcanzar el tamaño óptimo de partícula. Antes de la inyección, varios aditivos se pueden mezclar para ayudar en la suspensión de sólidos, mejorar la viscosidad u otras propiedades físicas. La lechada es preparada en base a agua más o menos tres partes de este fluido por una de lodos y ripios de perforación que se deben mezclar, para disminuir la viscosidad que generan los desechos de perforación. El material de residuos de perforación sólido o semi-sólido debe estar en suspensión antes de ser inyectada a la arena seleccionada.

Diversas experiencias arrojan datos y parámetros para manejar una lechada de inyección óptima para su fin, en la tabla 13. Podemos observar estas características. El Laboratorio Nacional de Argonne desarrolló una base de datos con información sobre 334 trabajos de reinyección de todo el mundo. Las tres principales áreas que representan la inyección de lechada en la base de datos son Alaska (129 registros), el Golfo de México (66 registros) y el Mar del Norte (35 registros). La mayoría de los trabajos de inyección incluyen en la función de base de datos de inyección anular (296, o más de 88%), mientras que el resto (36 o 11%) que se utiliza pozos de inyección dedicados.

Las características que se deben considerar para la evaluación de la lechada son:

- Concentración de Sólidos,
- Densidad
- Gravedad específica
- Tamaño de la partícula
- Viscosidad
- Resistencia de gel

**Tabla 13.** Características optimas de la lechada a reinyectar

CARACTERISTICAS PARA LA LECHADA (EXPERIENCIAS EN LA INDUSTRIA)		CARACTERISTICAS DE LA LECHADA (MI SWACO)	DRILL- CUTTINGS INYECCION FIELD EXPERIMENT
CARACTERISTICAS	VALOR	VALOR	VALOR
<b>Concentración de Sólidos</b>	20 % Vol	20 % Solid to liquid Vol	10-20% Vol
<b>Densidad</b>	9.5-10.8 lb/gal	9.99 – 11.66 lb/gal	10-12 lb/gal
<b>Gravedad específica</b>	1.14 -1.3 SG	1.2 – 1.4 SG	1.11-1.3 SG
<b>Tamaño de la partícula (sólidos)</b>	≤ 300 micrones	300 micrones	< 300 micrones
<b>Viscosidad (funnel)</b>	60 - 90 seconds/quarter	60-100 seconds/quarter	60 - 90 seconds/quarter
<b>Resistencia de gel (10sec/10min)</b>	18/25 lb/100 pie <sup>2</sup>	18/25 lb/100ft <sup>2</sup>	18/25 lb/100ft <sup>2</sup>

**Fuente.** (SPE M. D.-C., 2010)

Le lechada con la que se va a trabajar se debe acercar lo más posible a los datos de la tabla 13, esto hará que el proceso sea más fácil de manejar.

#### **3.4.2.1 Condiciones reológicas de la lechada.**

Las condiciones reológicas son parámetros determinados que el fluido de reinyección debe cumplir al ser dispuesto en la formación receptora, entre estos tenemos: calidad de sólidos, viscosidad, punto de cedente, viscosidad

aparente y densidad. El siguiente gráfico muestra las condiciones que debe tener la lechada.

<b>Solids - <math>\pm 30\%</math></b> 95% Less Than 75 microns $\pm 5\%$ Up to 1000 microns
<b>Viscosity -</b> Plastic Viscosity = 15 cp Yield Point = 60 lb <sub>f</sub> /100 ft <sup>2</sup>  Power Law Properties $n' = 0.26$ $K' = 0.148 \text{ lb}_f/\text{ft}^2/\text{sec}$  Apparent Viscosity at 170 1/sec = 143 cp
<b>Density -</b> 10.4 lb/gal SG = 1.25

**Gráfico 23.** Condiciones reológicas de la lechada.

**Fuente.** (Sirevag, Bale, & A/S, 1993)

Estas condiciones son indispensables que se cumplan en campo para una operación exitosa que conlleva a varios beneficios como:

- Lechadas densas y finamente molidas son más estables y minimizan el riesgo de asentamientos en el proceso de reinyección tanto en la tubería como al inicio de la fractura.
- Lechadas densas requieren menos presión de reinyección en superficie.
- Una buena lechada evita la erosión en los equipos y alarga la vida de reinyección.
- Evita taponamiento de las fracturas creadas.

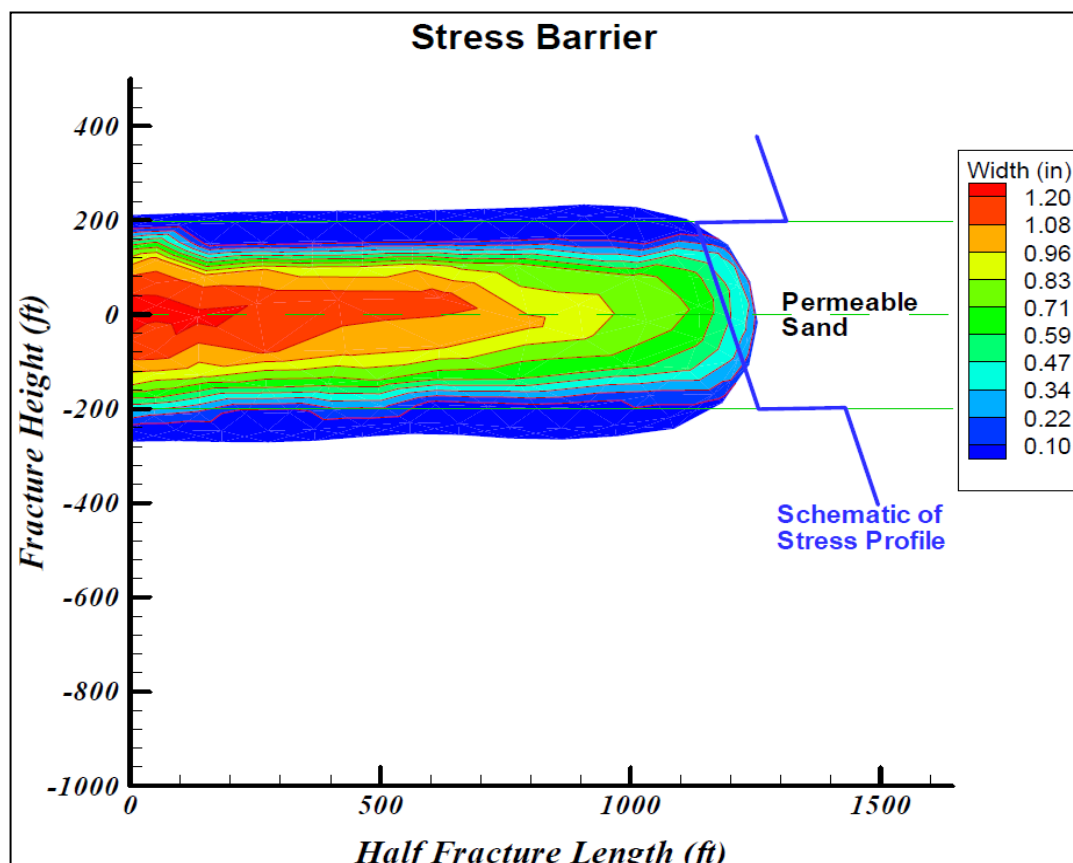
#### **3.4.2.2 Contención de la lechada en la fractura**

Durante la operación de inyección la fractura se propaga a medida que la inyección progresa y este caso se ve representado como un peligro, ya que

la fractura puede conectarse con un acuífero o migrar hacia la superficie. Cuando se inyectan volúmenes muy grandes de lechada, la fractura creada puede ser muy grande y bastante compleja en su forma y geometría, así para este tipo de casos un simulador de fracturamiento hidráulico tridimensional debe ser usado para simular la fractura creada y garantizar que hay una contención segura de la disposición de desechos.

### Barrera de tensión

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



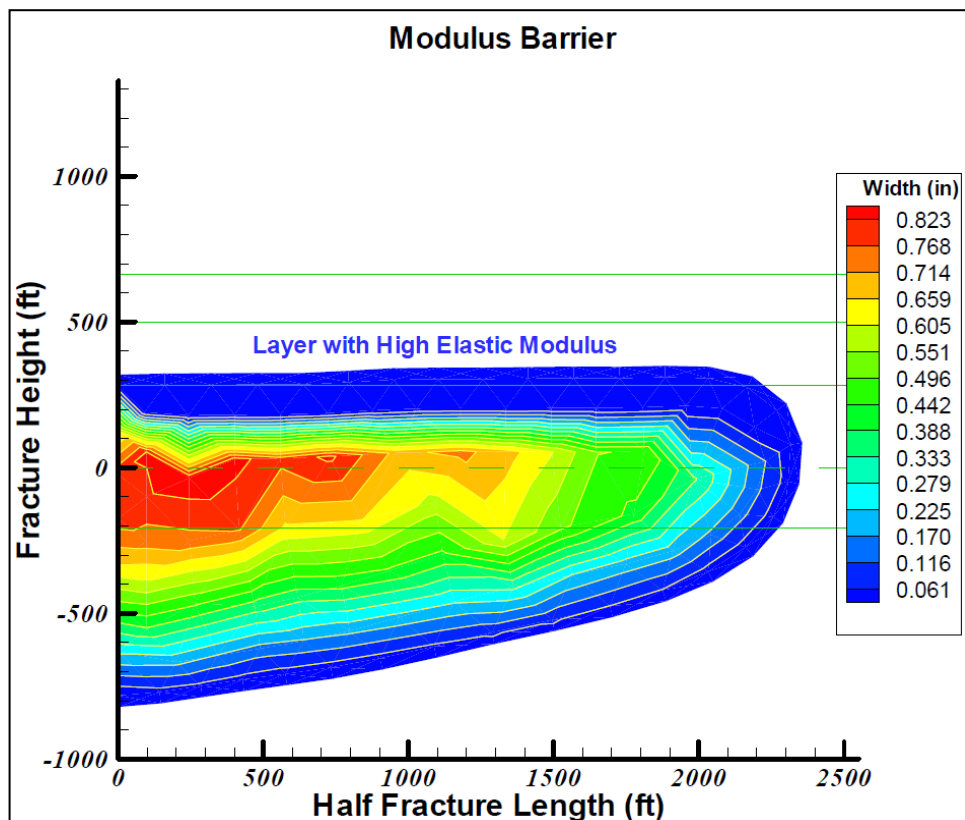
**Gráfico 24.** Barrera de tensión

Fuente. (Geehan, 2004)



### Barrera módulo

Una vez que la fractura se enfoca o entra a la formación más dura o fuerte, la amplitud de la fractura dentro y cerca de la formación rígida es reducida, por lo tanto la presión de fricción es incrementada, previniendo o desacelerando el crecimiento de la fractura dentro de la formación. Un alto valor del módulo de elasticidad de la formación evita la propagación de la fractura. Cuando la fractura es contenida por una caliza la cual tiene un módulo de alta elasticidad que actúa como una barrera de modulo evitando que la fractura crezca dentro de la formación.



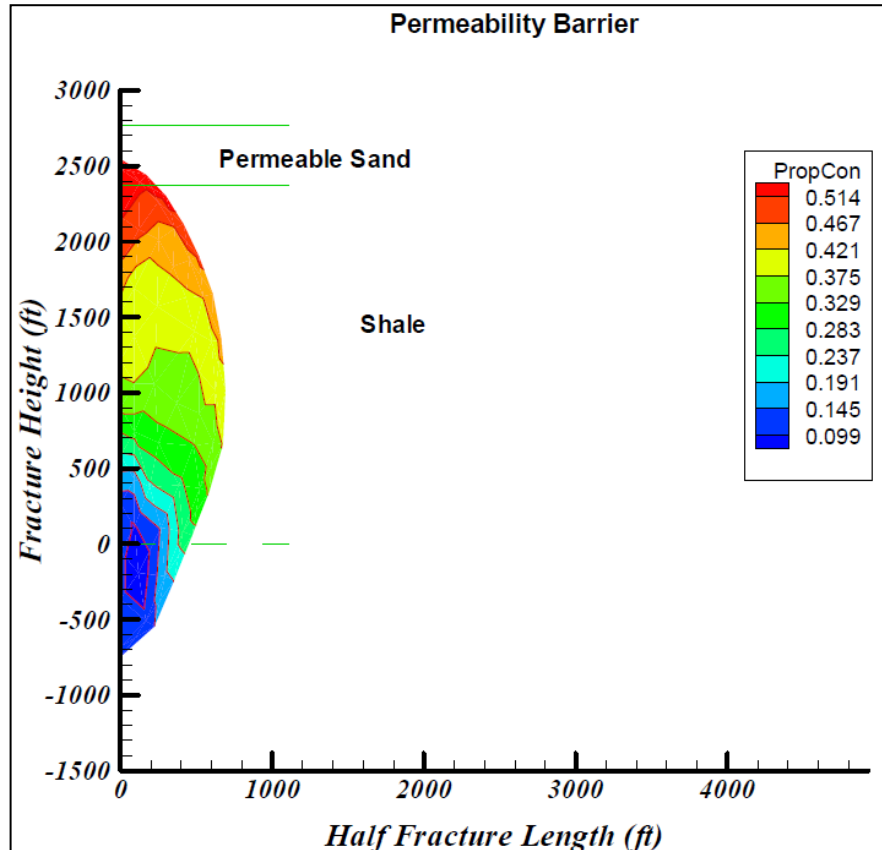
**Gráfico 25.** Barrera de módulo

**Fuente.** (Geehan, 2004)

### Barreras de permeabilidad

La fractura está contenida en una formación altamente permeable. Las pérdidas de fluido dentro de la formación altamente permeable y las partículas de los cortes son dejadas detrás, de tal manera que se previene el

crecimiento de la fractura. Sin embargo como el daño de la formación se incrementa con la inyección continua de la lechada, esta barrera original no puede actuar como un límite de contención.



**Gráfico 26.** Barrera de permeabilidad.

**Fuente.** (Geehan, 2004)

### 3.4 VOLUMEN DE ARENA RECEPTORA

Para calcular el volumen de la arena receptora de debe tomar en cuenta las propiedades físicas de la roca, propiedades del fluido presente, presión, límites de la arena y profundidad. La evaluación del volumen de recepción de la formación es la cantidad de barriles de lechada que podrán ser reinyectados en la formación receptora; se evalúa aplicando registros eléctricos con los cuales podemos obtener indicios de áreas permeables y porosidad de la roca.

### 3.4.1 EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA.

Conociendo las propiedades de la arena receptora podemos crear modelos, los cuales simularan la capacidad de almacenamiento de la roca para el confinamiento de sólidos y residuos de perforación. Estos modelos están ligados a la tasa de penetración y de fractura que se van a generar en la roca receptora. Incluso con las buenas prácticas de reinyección debe ser entendido como un bien finito con capacidad limitada. Para prolongar la vida de reinyección es importante que los parámetros de los volúmenes se cumplan.

Para evaluar el volumen consideramos que el reservorio es continuo, homogéneo, tanto en altura del reservorio como en propiedades físicas, que presenta forma de un cilindro, así podremos calcular el radio de inyección y penetración del fluido a reinyectarse.

Conociendo el radio de penetración de fractura podemos calcular el volumen total de la roca receptora considerando que nuestro reservorio es cilíndrico y homogéneo, para esto utilizamos la ecuación de área de un cilindro.

$$area = \pi * r^2 \quad \text{Ec [6]}$$

Dónde:

$\pi$  : constante (3,1416)

r: radio de penetración (pies)

Una vez calculada el área, multiplicamos este valor por la altura de la arena que es de 78 pies disparados, dispuestos para la operación. Así calcularemos el volumen.

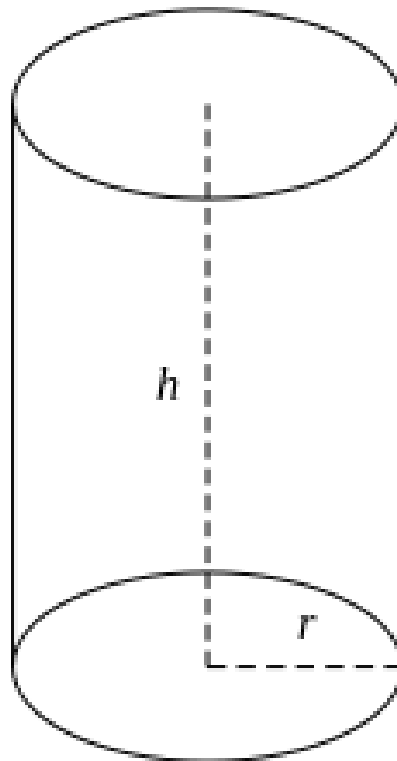
$$V = A * h \quad \text{Ec [7]}$$

Dónde:

V: volumen de la arena (pies<sup>3</sup>)

A: área de la arena (pies<sup>2</sup>)

h: altura de la arena (pies)



**Gráfico 27.** Volumen de un cilindro.

**Fuente.** (wikipedia, 2015)

La ecuación anterior no toma en cuenta que el reservorio es una arena, por lo cual generamos una nueva fórmula llamada VT para el cálculo del volumen de recepción en la cual consideramos que esta roca tiene porosidad determinada y fluidos en su interior.

$$VT = V * \Phi * S_w$$

Ec [8]

Dónde:

$V_T$ : Volumen total de recepción, ( $\text{pies}^3$ )

$V$ : volumen de la roca receptora, ( $\text{pies}^3$ )

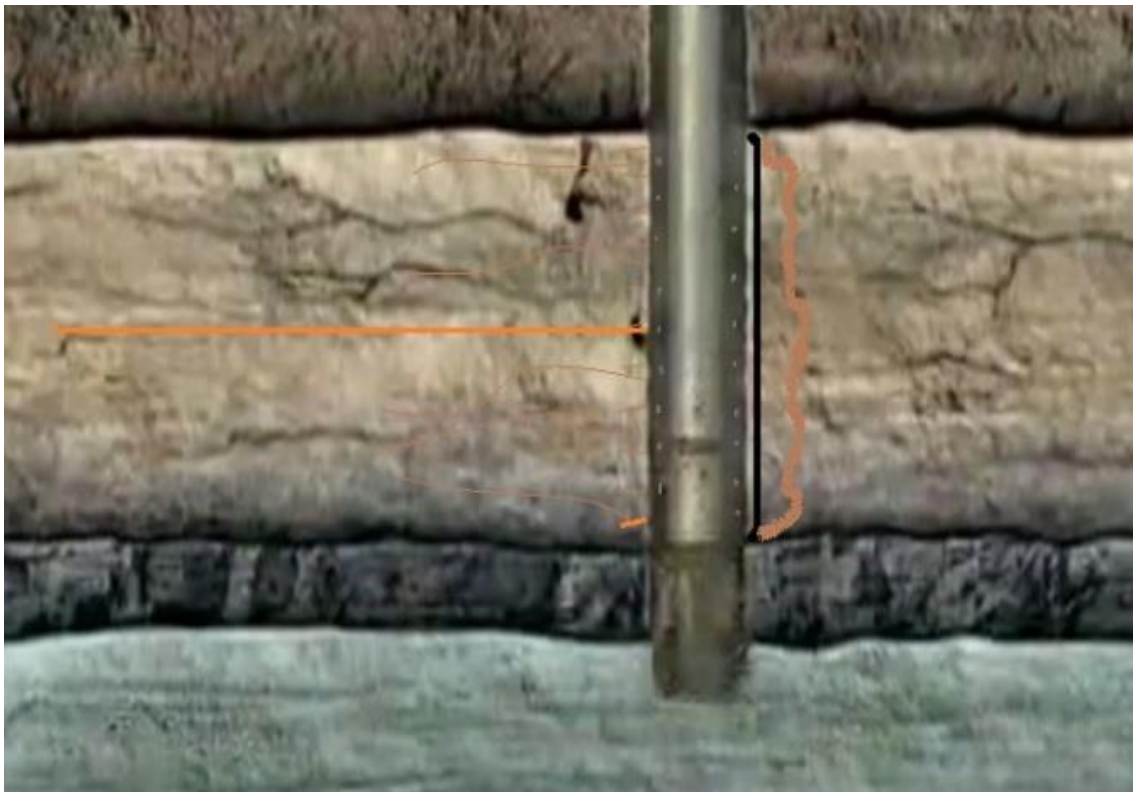
$\phi$ : porosidad, (fracción)

$S_w$ : Saturación de agua o fluidos, (fracción)

Con la utilización de esta fórmula se puede calcular el volumen total de fluidos que puede recibir la arena.

#### 3.4.1.1 Simulación de fracturas

Una vez identificada la arena con la cual se va a trabajar se realiza simulaciones iniciales de fracturas para evaluar la viabilidad de una operación de inyección de residuos bajo la superficie, para ello utilizamos el Modelo PKN y Nordgren, el cual considera que la longitud de la fractura es mucho mayor a la altura de la misma.



**Gráfico 28.** Arena receptora.

Para el caso estudiado se van a presentar tres escenarios los cuales consideran rangos de penetración de fractura en porcentaje, tomando valores de 50% 75% y 90% de efectividad de fractura, el cual nos dará el valor de penetración en la formación.

En la tabla 14 tenemos los parámetros físicos de la roca para confinamiento la cual utilizaremos para el cálculo de almacenamiento de lodos y ripios de perforación.

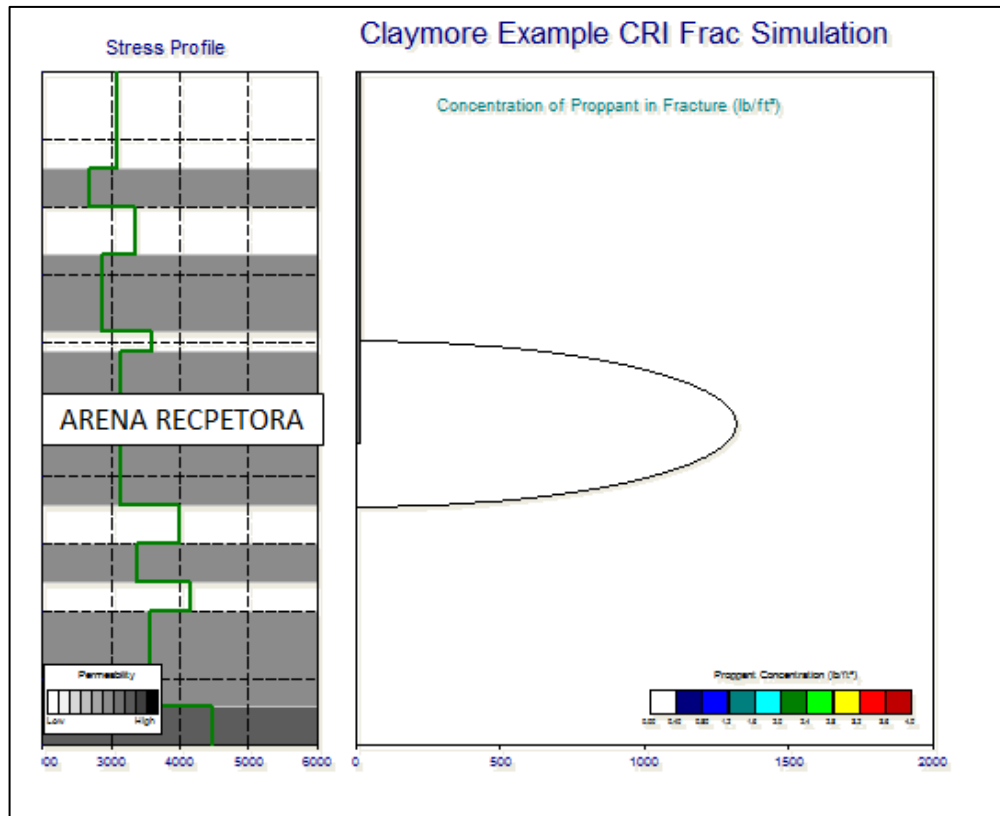
**Tabla 14.** Característica de la arena seleccionada

<b>Características de la arena</b>	<b>valor</b>
Porosidad	18%
Permeabilidad	252 mD
Altura de arena	78 pies
Densidad de la roca	2650 kg/m <sup>3</sup>
Saturación de fluido	60%

Para realizar una fractura exitosa en la arena receptora se analiza las capas sellos, las cuales son calizas y lutitas las mismas que tendrán la función de contener el fluido reinyectado y soportar la presión de inyección de fractura para evitar fugas y que el confinamiento de esto residuos sea eficaz. El gráfico 29 representa la reinyección de fluido a la formación receptora en donde se crearan las fracturas que permitirán que los poros del reservorio se conecten y que el líquido reinyectado pueda fluir y sea almacenado en la roca.

Utilizando el método de PKG de fractura, el cual determina que la fractura es mayor a la altura de la arena que es de 78 pies, podemos simular varios casos de reinyección de fluido. La tabla 15 nos muestra la probabilidad de ocurrencia y longitud de fractura que se puede generar en la arena, así

podemos simular el volumen de fluido que va a poder contener la arena receptora.



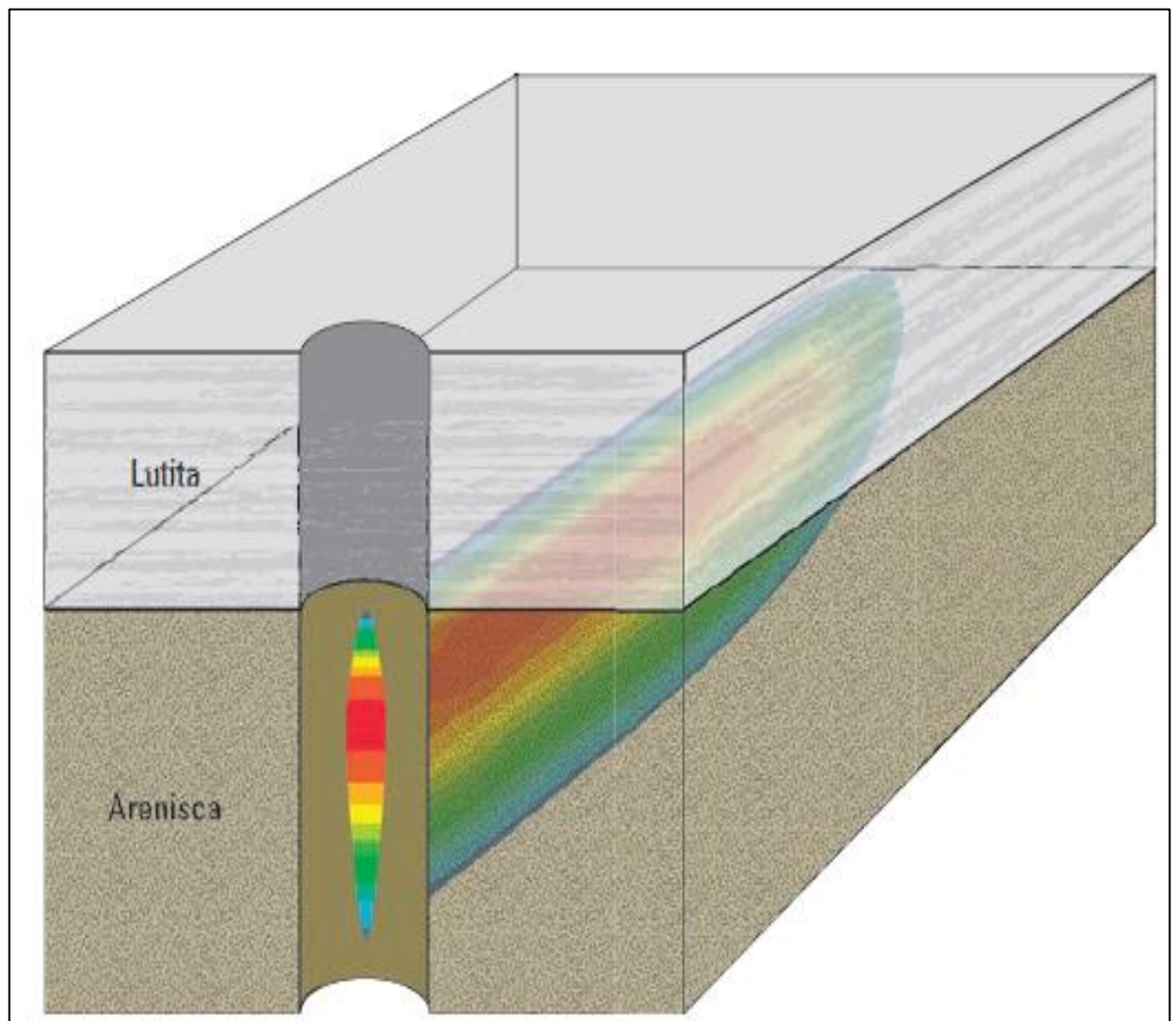
**Gráfico 29.** Simulador de fractura.

**Fuente.** Halliburton 2014

Estas simulaciones ayudan a los ingenieros a visualizar el alcance y la orientación de las fracturas inducidas. Las inyecciones intermitentes de lechada de lodos y rípios de perforación crean fracturas múltiples, esta teoría se avaluó en laboratorios recientemente, se inyectó lechadas codificadas de color, en varios bloques de 1 cm<sup>3</sup> de diferentes tipos de rocas que simulaban ser la arena receptora. Luego se dividieron los bloques y se analizaron las fracturas.

Los resultados indicaron que la inyección de lechada crea fracturas subparalelas. Las inyecciones de recortes de perforación de los proyectos

pilotos de campo, con datos sísmicos en tiempo real y monitoreo de inclinómetro y la subsiguiente extracción de núcleos de las redes de fracturas pronosticadas también demostraron que los procesos de CRI creaban fracturas múltiples, (MISWACO, Tecnología avanzada de manejo de residuos de perforación., 2008)

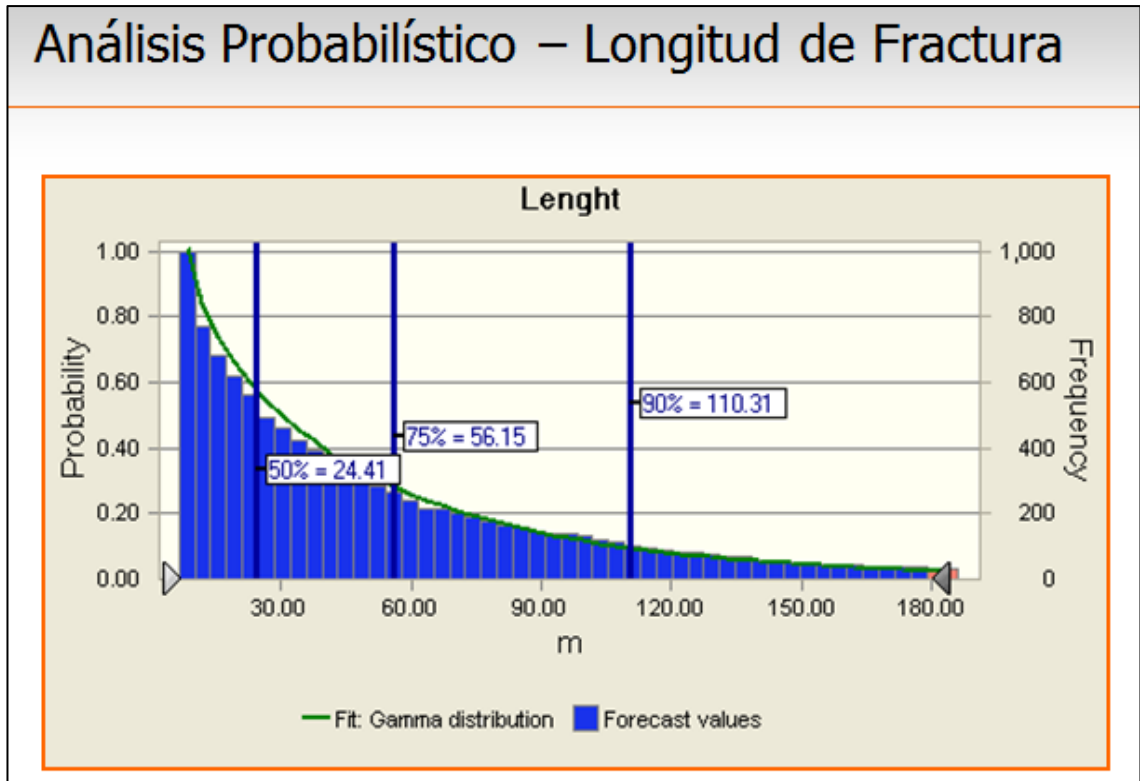


**Gráfico 30.** Simulación grafica de reinyección le lodos y ripios de perforación en la arena T

Si utilizáramos un modelador de fracturas la imagen que lograríamos obtener es la reflejada en el gráfico 30, esta es una imagen con las similares características de nuestra arena de estudio, que fue sometida a reinyección de ripios.



Una fractura puede quedar contendida por una formación de alta permeabilidad, aunque su gradiente sea menor, o por una formación más dura o rígida con un módulo elástico más alto.



**Gráfico 31.** Análisis probabilístico de una fractura

**Fuente.** (MISWACO, Tecnología avanzada de manejo de residuos de perforación., 2008)

Utilizando el gráfico 31 podemos determinar la longitud probable de fractura teniendo en cuenta que mientras más alto es este valor, la probabilidad de una fractura exitosa decrece, este fenómeno ocurre porque la presión de fractura que necesita la roca para romperse disminuye al ingresar a la formación evitando una fractura exitosa. A pesar de que se puede controlar la presión de fractura pudiendo aumentarla para conseguir el objetivo, este método no sería el mejor, ya que una sobrecarga de presión podría crear micro fracturas en la capa sello haciéndola permeable, dejando que migre el

fluido, incumpliendo el fin del método de reinyección de cortes en una zona confinada.

En la tabla 15 se presentan algunos escenarios dependiendo el porcentaje de fractura ocasionado, estos datos están basados en el gráfico 31 que considera el porcentaje de fractura y la longitud en metros. Para tener valores en unidades de campo pasamos la longitud de penetración de metros a pies, haciendo la comparación que 1 metro representa 3.28 pies, transformamos los siguientes valores 24.41; 56.15 y 110.31 respectivamente.

$$24.41 * 3.28 = 80.06 \text{ pies}$$

$$56.15 * 3.28 = 184.17 \text{ pies}$$

$$110.31 * 3.28 = 361.81 \text{ pies}$$

**Tabla 15.** Porcentaje de fractura vs. longitud.

Porcentaje de Fracturamiento	Longitud de penetración (m)	Longitud de penetración (pies)
50%	24.41	80.06
75%	56.15	184.17
90%	110.31	361.81

La tabla proporciona información de porcentaje de fractura y la distancia que alcanzara tanto en pies como en metros la cual será utilizada para presentar escenarios de estudio.

Utilizando las ecuaciones 7 y 8 y las tablas número 14 y 15 de propiedades de la arena y fractura generada respectivamente, calculamos el volumen de recepción que tiene la arena para esto combinaremos la probabilidad y el porcentaje de fractura generando varios casos.

### Caso # 1

Con la probabilidad de que la fractura tenga una efectividad del 50% en la arena, es decir una longitud de 24.41 m se calcula el volumen de fluido a confinar en este espacio.

Se transforman los metros que va generar la fractura a pies que son 80.06 pies, este valor representa el radio de penetración.

$$24.41 * 3.28 = 80.06 \text{ ft}$$

Luego calculamos el área considerando la ecuación 6 y posteriormente se calcula el volumen con la ecuación 7.

$$\text{area} = \pi * r^2$$

$$\text{area} = 3.1415 * 80.06^2$$

$$\text{area} = 20136.36 \text{ ft}^2$$

Para calcula el volumen utilizamos la siguiente ecuación.

$$V = A * h$$

$$V = 20136.36 * 78$$

$$V = 1570636.08 \text{ ft}^3$$

Se deber recordar que el volumen anteriormente calculado no es el real, ya que este representa un espacio vacío, no considera que la arena presenta porosidad y fluidos en su interior, por lo cual utilizamos la ecuación 8 que si lo hace.

$$VT = V * \Phi * S_w$$

$$VT = 1570636.08 * 0.18 * 0.60$$

$$VT = 169628.69 \text{ ft}^3$$

El resultado de volumen total de confinamiento de lodos y ripios de perforación es de 169 629.69 pies cúbicos, los cuales se deben transformar a barriles, esto lo podemos lograr multiplicando los pies cúbicos por un valor de conversión directo que es 0.17811.

$$169628.69 * 0.17811 = 30212.56bls$$

La razón por la que hacemos la transformación a barriles tiene una simple explicación, ya que si conocemos cuantos barriles podemos reinyectar sabremos la cantidad de residuos que pueden se reinyectados de otros pozos a perforar posteriormente.

**Tabla 16.** Estudio caso #1 de volumen de recepción.

<b>DATOS</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Atura	78	pies
Radio de inundación	80,06	pies
Porosidad	0,18	Fracción
Saturación	0,60	Fracción
Área	20 136,36	pies <sup>2</sup>
Volumen Total	169 628,73	pies <sup>3</sup>
<b>Total de recepción</b>	<b>30 212,57</b>	<b>Barriles</b>

Considerando datos como altura de la arena, porosidad, saturación, área y volumen, utilizamos la ecuación para calcular el volumen final de recepción que tendrá la roca, sabiendo que el radio fracturado es de 80.06 pies donde se van a confinar el fluido.

El objetivo de calcular la cantidad de lodos, ripios y aguas residuales que se van a poder confinar en la arena es para hacer una proyección de cuantos residuos de pozos futuros a perforar podrán ser depositados en este disposal.

En estas condiciones tomando en cuenta que la fractura tiene una posibilidad del 60% que se produzca una fractura de 80 pies aproximadamente, tenemos que en este espacio podemos confinar 1 pozo, el que representa un volumen de fluido, lodos y rípios de 169 628 pies cúbicos que si los trasformamos a unidades de campo tenemos 30 212.57 barriles, de estos 10 000 son lodos y rípios y el resto conforma agua con la que se realizó la lechada, tabla 16.

### **Caso # 2**

Con la probabilidad de que la fractura tenga una efectividad del 75% en la arena, es decir una longitud de 56.15 m se calcula el volumen de fluido a confinar en este espacio.

**Tabla 17.** Estudio caso # 2 de volumen de recepción.

<b>DATOS</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Atura	78	pies
Radio de inundación	184.17	pies
Porosidad	0.18	Fracción
Saturación	0.60	Fracción
Área	10 6560,70	pies <sup>2</sup>
Volumen	89 7667,37	pies <sup>3</sup>
<b>Total de recepción</b>	<b>159 883,54</b>	<b>Barriles</b>

Considerando dato como altura de la arena, porosidad, saturación, área y volumen, utilizamos la ecuación para calcular el volumen final de recepción que tendrá la roca, sabiendo que el radio fracturado es de 184.172 pies donde se van a confinar el fluido.

En estas condiciones tomando en cuenta que la fractura tiene una posibilidad del 30% que se produzca una fractura de 184 pies

aproximadamente, tenemos que en este espacio podemos confinar 5.3 pozos, los cuales representan un volumen de fluido, lodos y ripios de 897 667 pies cúbicos es decir 159 883 barriles. Este es el escenario más óptimo ya que el tiempo de reinyección no es tan largo, además los equipos no estarían por tanto tiempo en la locación y la probabilidad de almacenar esa cantidad de fluido es muy favorable, tabla 17.

### Caso # 3

Con la probabilidad de que la fractura tenga una efectividad del 90% en la arena, es decir una longitud de 110.31 m se calcula el volumen de fluido a confinar en este espacio.

**Tabla 18.** Estudio caso #3 de volumen de recepción.

<b>DATOS</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Atura	78	pies
Radio de inundación	361.81	pies
Porosidad	0.18	Fracción
Saturación	0.60	Fracción
Área	411 270,28	pies <sup>2</sup>
Volumen	3 464 540,86	pies <sup>3</sup>
<b>Total de recepción</b>	<b>617 069,37</b>	<b>Barriles</b>

Este caso debemos tomar en cuenta que la probabilidad de que la fractura sea efectiva a esa distancia (361 pies) solo es del 10 % que se produzca una fractura eficiente. En este espacio podemos confinar 20.56 pozos, los cuales representan un volumen de fluido, lodos y ripios de 3 464 548 pies cúbicos.

La probabilidad de reinyectar 20 pozos perforados en este disposal tiene un rango de error elevado, además el tiempo de utilización de los equipos es muy extenso así como la posibilidad de perforar tantos pozos cercanos en un tiempo determinado, tabla 18.

**Tabla 19.** Resumen de casos de simulación de fractura para confinamiento de lechada.

	Porcentaje de fractura (%)	Probabilidad de ocurrencia (%)	Capacidad volumétrica de la arena (pies <sup>3</sup> )	Barriles posibles reinyectados (bls)	Pozos posibles reinyectados
<b>Caso #1</b>	50	60	169 649,464	30 216,2661	1
<b>Caso #2</b>	75	30	897 669,47	159 883,909	5
<b>Caso # 3</b>	90	10	346 4548,96	617 070,815	20

El mejor escenario para un proyecto de reinyección de lodos y ripios de perforación es reinyectar el mayor volumen de fluido, en el menor tiempo, sin migraciones fortuitas y a condiciones de operación. Analizando la tabla de resumen de casos simulados de fractura tenemos como mejor parámetro el caso tres, que representa el mayor volumen a confinar, sin embargo la probabilidad de reinyectar residuos de 20 pozos perforados bajo los parámetros establecidos de operación tienes una probabilidad de efectividad del 10%, que es un valor muy bajo, por ende tomamos el caso número uno que tiene más del 50% de probabilidad efectiva de que el proceso de reinyección sea exitoso, el problema es que este caso solo representa la reinyección de lodos y ripios de un solo pozo perforado, que económicamente no sería atractivo, además los equipos y el trabajo realizado no sería representativo para reinyectar la lechada de un solo pozo.

El caso número tres tiene un escenario favorable, cubre la reinyección de desechos de perforación de 5 pozos que representan un volumen considerable, pero el porcentaje de que suceda esto es bajo, representando un 30%. Si el proceso de reinyección de lodos y ripios se llevara bajo parámetros adecuados el caso número tres se considera el mejor panorama.

### **3.5 EQUIPO DE SUPERFICIE PARA LA REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN**

El tipo de equipo de superficie requerido para procesar los cortes de perforación debe considerarse un número de parámetros establecidos después de tomarse en cuenta las consideraciones en el fondo del pozo. Las propiedades de los cortes de perforación dictan el tipo de equipo de superficie requerido. Bombas centrífugas modificadas diseñadas para reducir el tamaño de los cortes usando altas velocidades de cizallamiento son más efectivas cuando se están procesando cortes de formaciones hidratables de esquisto. Todas las bombas centrífugas modificadas no son las mismas. En estas instancias cuando una cantidad medible de cortes duros van a ser procesados, el uso de una molienda mecánica debería ser considerado. En operaciones de descarga cero, el taladro no puede perforar si el equipo de superficie de reinyección de cortes de perforación no está adecuadamente diseñado e instalado para permanecer adelante de las condiciones de perforación. El equipo de superficie sirve para procesar e inyectar la lechada, para realizar una adecuada operación de reinyección de cortes debe existir un apropiado diseño del equipo y los procesos.

El sistema de inyección de cortes de perforación se comprende de tres componentes principales:

- Sistema de transporte de cortes de perforación
- Sistema de acondicionamiento de lechada
- Sistema de reinyección
- Procedimientos de monitoreo

A continuación se describen los componentes:

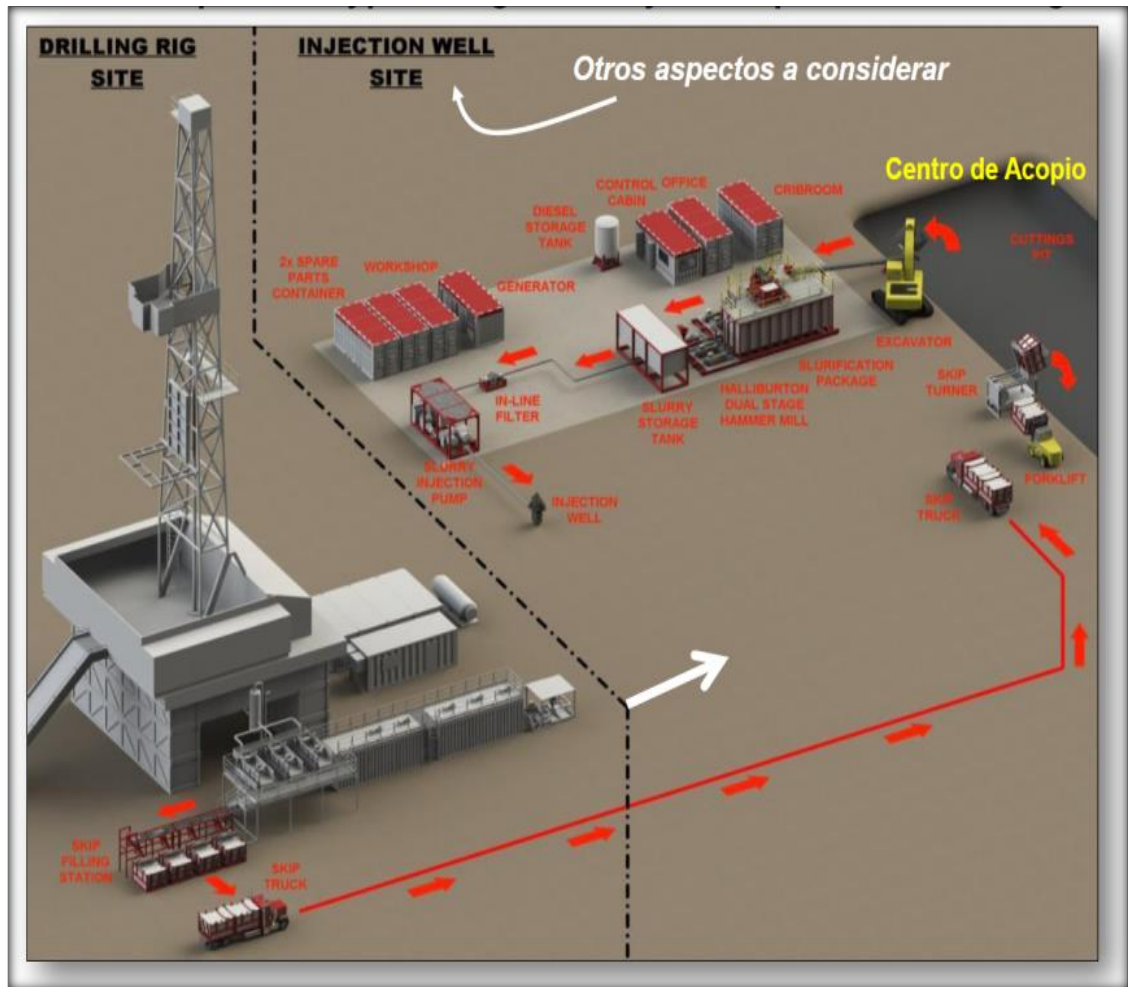


### **3.5.1 SISTEMA DE TRANSPORTE DE CORTES DE PERFORACIÓN.**

Este sistema de transporte puede estar comprendido por varios equipos, los mismos dependen del tipo de operación. La configuración del sistema de transporte de cortes de perforación integra el proceso desde la unidad de acondicionamiento, que es donde se seleccionan los ripios que cumplen con el tamaño de partícula óptimo, hasta la unidad donde se crea y acondiciona la suspensión a inyectar dependiendo de la formación receptora.

La configuración de este sistema depende en muchos casos de la disponibilidad de espacio, de los equipos en el sitio de la perforación y del transporte en caso de tener cortes de perforación provenientes de otros pozos, donde los mismos son transportados en camiones del lugar de extracción o recogida al lugar de reinyección, debiendo cumplir con una serie de parámetros de seguridad y control para evitar la pérdida de desechos durante su recorrido.

La figura 32 presenta una torre de perforación, un centro de acopio de lodos y ripios y la zona de equipos para el proceso de CRI. Estas tres zonas son indispensables para que un proyecto de reinyección, la primera zona es la que genera los desechos, la segunda zona tiene la función de almacenar temporalmente los lodos y ripios y la zona tres es donde se va a generar todo el proceso para que sean reinyectados en el cual se encuentra el pozo disposal.



**Gráfico 32.** Sistema de reinyección de lodos y ripios de perforación en una plataforma

**Fuente.** Halliburton (2013)

El transporte de los desechos es colocado lugar adecuado de acopio para que luego este material sea tratado, creando una lechada optima de reinyección que será almacenada en tanques antes de ser dispuesta en el pozo de reinyección.

El lugar de acopio pueden ser piscinas impermeables o tanques que contengan estos desechos de una forma segura para bajo los parámetros de seguridad y medio ambiente.

Este sistema de transporte de perforación está compuesto de una gran variedad de equipos

### 3.5.1.1 Sistema de transporte de ripios en el taladro.

La utilización de bandas transportadoras de ripios podría ser una buena opción si se puede colocar el equipo de conversión de la lechada cerca de la cuneta para recortes en la misma elevación o más baja.

Este sistema transporta la mezcla por medios mecánicos de manera eficaz; se encuentra limitado por el alto contenido de líquidos, distancias cortas, la elevación, el cambio de dirección. Un aspecto importante es que los ripios se exponen a este tipo de transporte solo y cuando los materiales pueden causar atascamiento en el sistema.

Las zarandas forman la primera estación por donde pasan los ripios, luego son transportados por un tornillo sin fin, para llegar a la zona de creación de la lechada como muestra el gráfico 33.

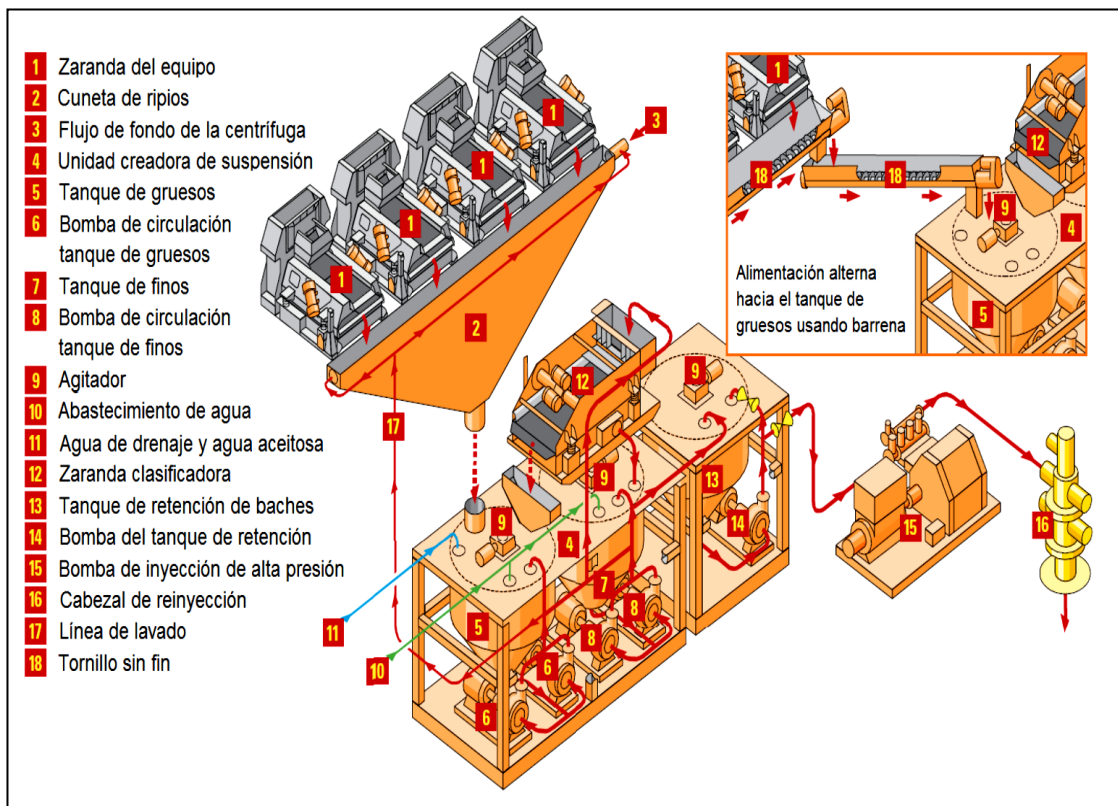
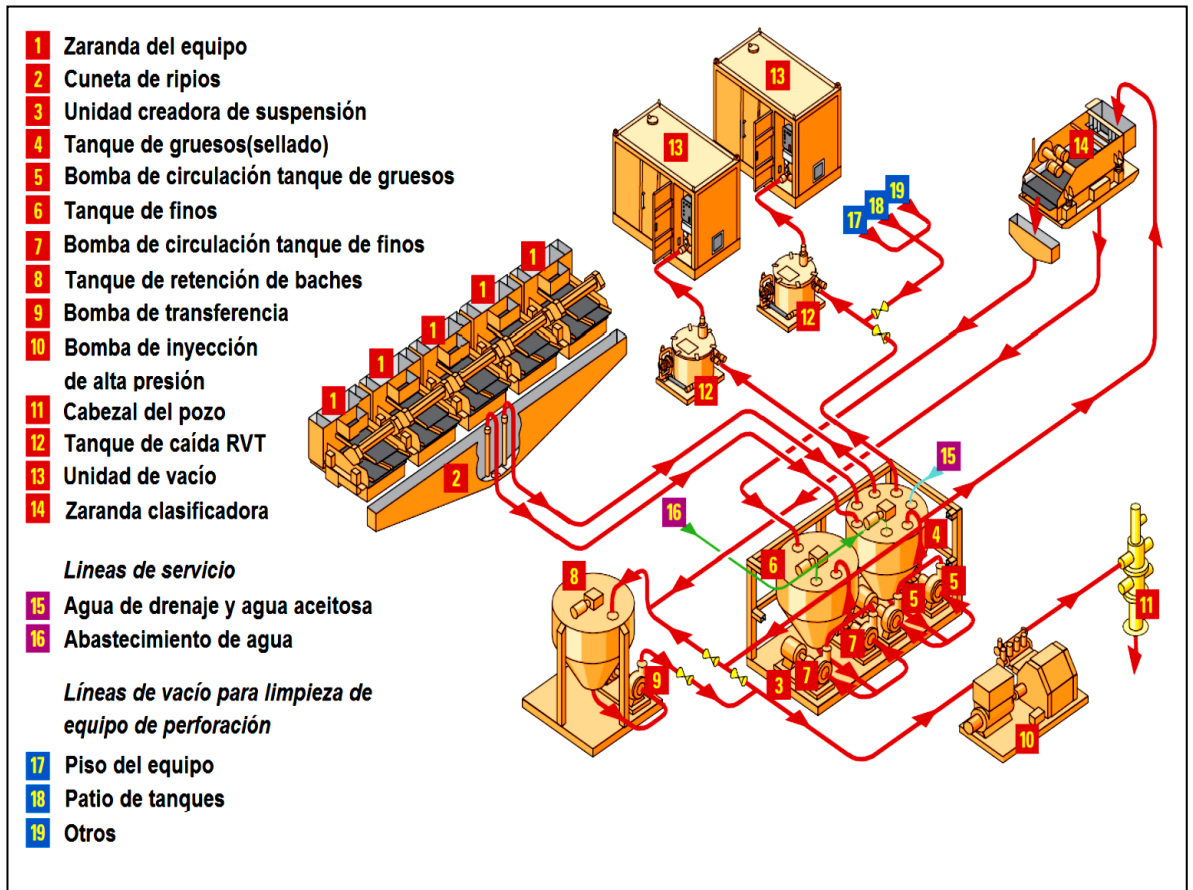


Gráfico 33. Sistema de transporte de ripios en el taladro.

Fuente. (MISWACO, 2003)

Sistema de transporte al vacío podría ser una buena opción si el diseño del equipo de re-inyección de ripios se encuentra un poco más distante o ubicado un poco más arriba que la cuneta de recortes. Con este tipo de transporte los sólidos y los líquidos son transportados por aire al vacío desplazado en líneas fijas al usar una unidad de vacío.



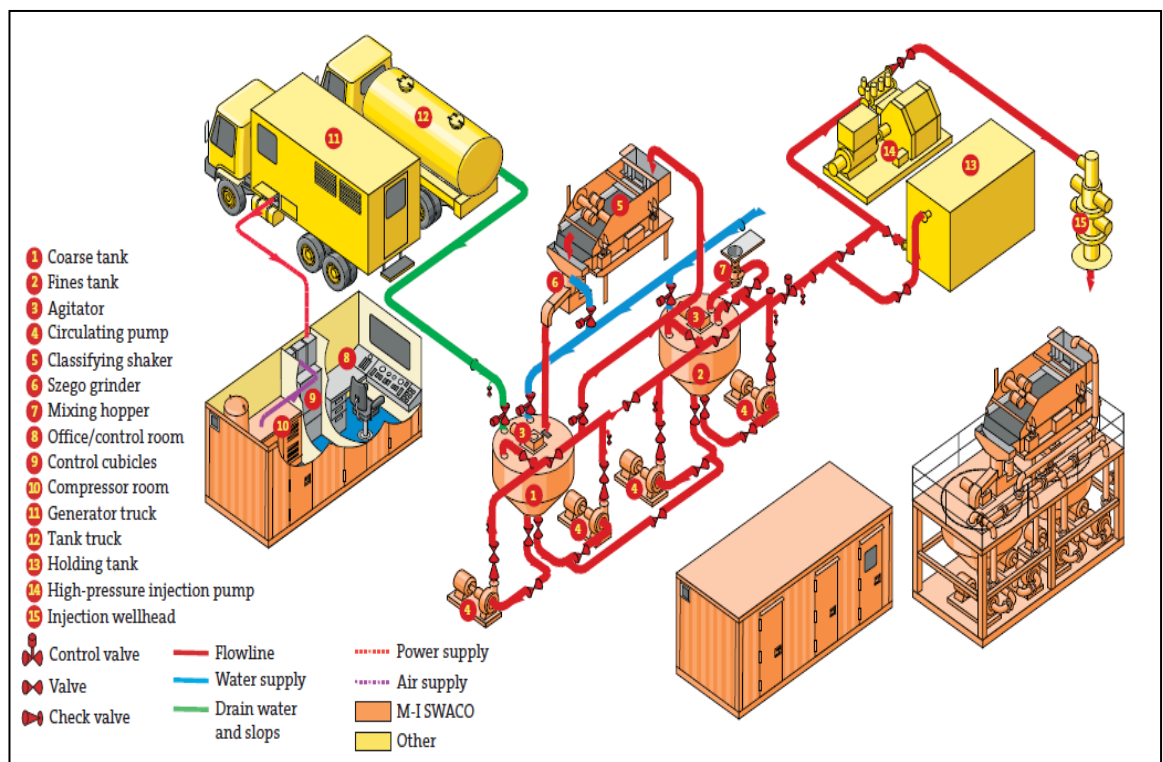
**Gráfico 34.** Sistema de transporte de ripios al vacío

**Fuente.** (MISWACO, 2003)

Este sistema transporta tanto materiales secos, como materiales húmedos del pozo. Se encuentra limitado por la distancia, las propiedades del material y la tasa esperada de reinyección, grafico 34.

La compañía M-I SWACO ha desarrollado un sistema móvil para reinyección de cortes, este sistema es muy útil para trabajos en tierra . La unidad móvil

para reinyección de cortes puede ser utilizada para moverse de una locación a otra locación donde la re-inyección de cortes de perforación se vaya a efectuar. En la mayoría de los casos, la reinyección se desarrolla utilizando pozos redundantes como pozos receptores de desechos, el sistema de reinyección de cortes de perforación inyecta cortes y flujos de residuos almacenados a base de baches. Una vez que los desechos almacenados han sido inyectados, el sistema es suspendido y movido a la siguiente locación.



**Gráfico 35.** Sistema móvil para re-inyección de cortes.

**Fuente.** (MISWACO, 2003)

Este sistema es de gran ayuda si tenemos perforaciones cercanas a nuestro pozo disposal, ya que los desechos pueden ser transportados fácilmente por camiones y dar una disposición adecuada a esos desechos.

### **3.5.2 SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO Y REINYECCIÓN DE LECHADA**

Una vez que los ripios son transportados desde el lugar de origen durante las operaciones de perforación, el sistema de acondicionamiento de suspensión para la re-inyección de cortes de perforación, proporciona un medio de degradación para las partículas. Hay que tomar en cuenta las características de la lechada y el pozo de inyección. La homogenización de los ripios se determina en una suspensión de buena calidad que será reinyectada en la formación receptora. El proceso por separado puede requerir aplicaciones de trituración cuando se presentan materiales muy pesados o durante periodos donde se reciben arenas muy difíciles de degradar.

La unidad de procesamiento de fluidos de desechos en esencia se encarga de la degradación del desecho/recorte hasta cumplir con los niveles requeridos de especificación de tamaño de partícula y homogeniza el recorte dentro de una lechada que contiene las propiedades de suspensión adecuadas para ser inyectada en la formación.

Un diseño del sistema es crucial, ya que la calidad de la suspensión determinará el éxito del proceso. En general, un sistema de conversión de suspensión, está constituido por una serie de tanques y equipos que se explican con más detalle a continuación:

#### **3.5.2.1 Agitador clasificador para reinyección de cortes de perforación**

El agitador clasificador controla el tamaño de las partículas las cuales son reclasificadas, generalmente para el proceso de reinyección de lodos y ripios de perforación se cuenta con dos zarandas de ripios de gran tamaño u otra de ripios de menor diámetro.



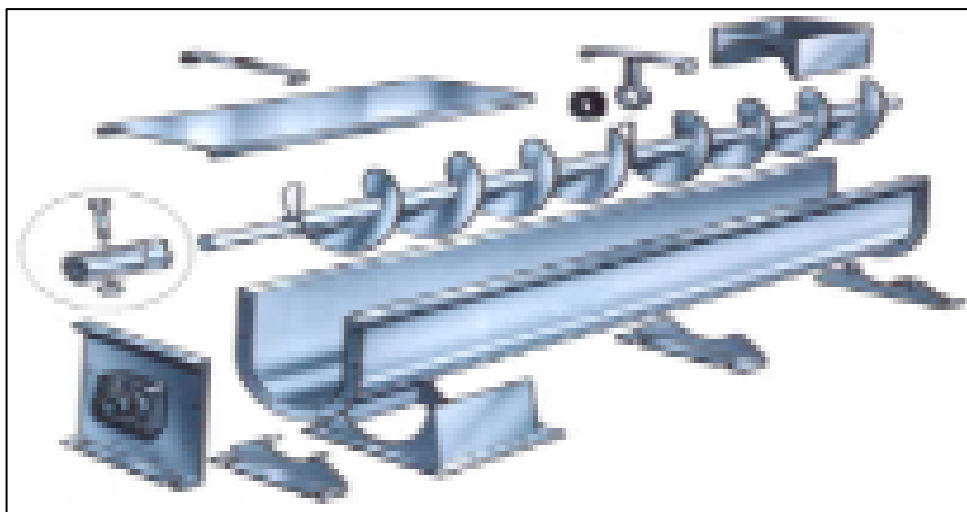


**Gráfico 24.** Agitador clasificador para CRI.

**Fuente.** MI-SWACO (2014)

### 3.5.2.2 Tornillo sin fin transportador de cortes

Transporta los ripios desde los agitadores hacía el tanque de lechada para reinyección de cortes de perforación. La capacidad de transporte de sólidos depende de la velocidad del tornillo y del volumen de ripios que puede receptor, cuentan con líneas de activación del paro de emergencia a lo largo de sus secciones.



**Gráfico 36.** Tornillo sin fin transportador de ripios

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

### 3.5.2.3 Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío. (Opcional)

Transporta los cortes desde los agitadores hasta el tanque de lechada para re-inyección de cortes de perforación.



**Gráfico 37.** Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío.

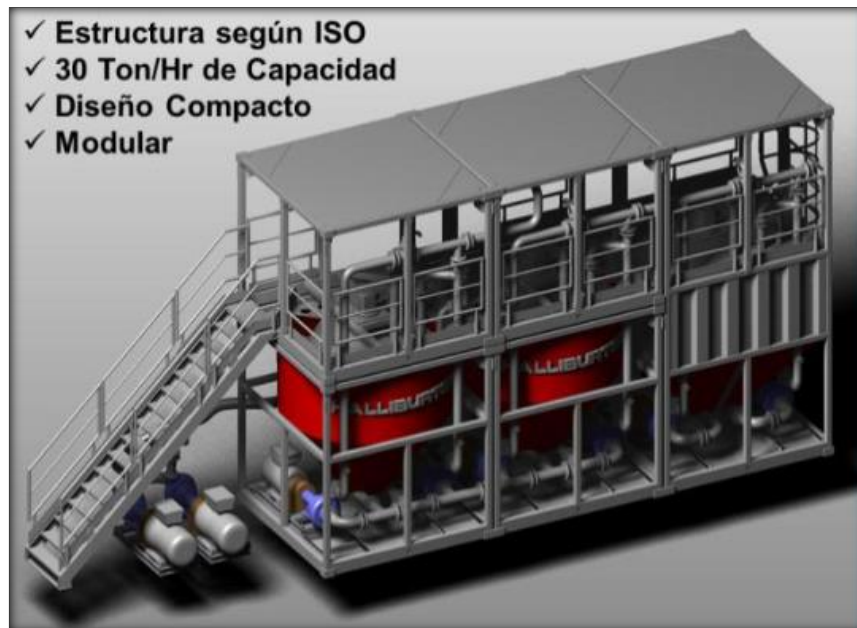
**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

### 3.5.2.4 Tanque de lechada para CRI

Mezcla los cortes con agua y los reduce a una lechada controlable la cual permanece en el tanque hasta el momento de la reinyección. Es parte fundamental para el fracturamiento hidráulico. Hay que tener en cuenta si es necesario tener más tanques, lo cual depende de cada fracturamiento. En estos tanques va a estar depositado únicamente el fluido de fractura. De este punto parten dos líneas una denominada línea limpia y otra línea sucia. La línea limpia es aquella que solo lleva fluido de fractura, es decir, la que va a realizar la fractura hidráulica; mientras que la línea sucia es aquella que conlleva el fluido de fractura con aditivo y material de soporte, esta es la línea encargada de dejar material de soporte dentro de la fractura.



La lechada acondicionada se prepara mezclando la proporción correcta de sólidos a líquidos y se realiza el tratamiento químico adecuado para asegurar la homogeneidad y estabilidad de la misma. Una vez realizada la verificación a la lechada y esta cumpla con los criterios necesarios para el proceso, esta se transfiere al tanque contenedor, donde se chequean continuamente las propiedades reológicas de la misma, grafico 38.



**Gráfico 38.** Tanque de lechada para CRI.

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

Estos tanques cuentan con un embudo superior por el cual se agregan productos químicos para estabilizar y mejorar las condiciones de nuestra lechada que son:

- Inhibidores de corrosión: Evita la corrosión tanto de la línea de flujo como de la tubería de inyección para maximizar la vida del equipo y estado mecánico del pozo inyector.
- Inhibidores de incrustación: Controla y evita precipitaciones y depósitos sólidos, como carbonatos, en la línea de flujo y la tubería de inyección.

- Biocida: Controla la proliferación de bacterias presentes en el agua de inyección, las bacterias pueden afectar dramáticamente la efectividad del polímero viscosificante y además se pueden generar sub-productos derivados de los procesos aeróbicos como H<sub>2</sub>S,
- Secuestrante de oxígeno: Para precautelar la competición de fondo y superficie mitigando la corrosión



**Gráfico 39.** Tanque de lechada de CRI, vista superior.

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

Este tanque también nos permite muestrear la lechada para medir varios parámetros para verificar la calidad del fluido que será reinyectado.

### 3.5.2.5 Tanque de suministro de agua para CRI

Agua a ser usada para producir la lechada, la cual es mezclada con los ripios tratados y el lodo de perforación. Se utiliza aproximadamente tres partes de agua y una de lodos y ripios de perforación.

El agua a ser utilizada para el proceso no tiene parámetros altos de calidad, puede ser tomada de afluentes cercanos o del agua tratada del pozo perforado, sin embargo el almacenamiento de esta debe ser continuo y de gran volumen.



**Gráfico 40.** Tanque de suministro de agua para CRI.

**Fuente.** (Baker-Hughes, 2013)

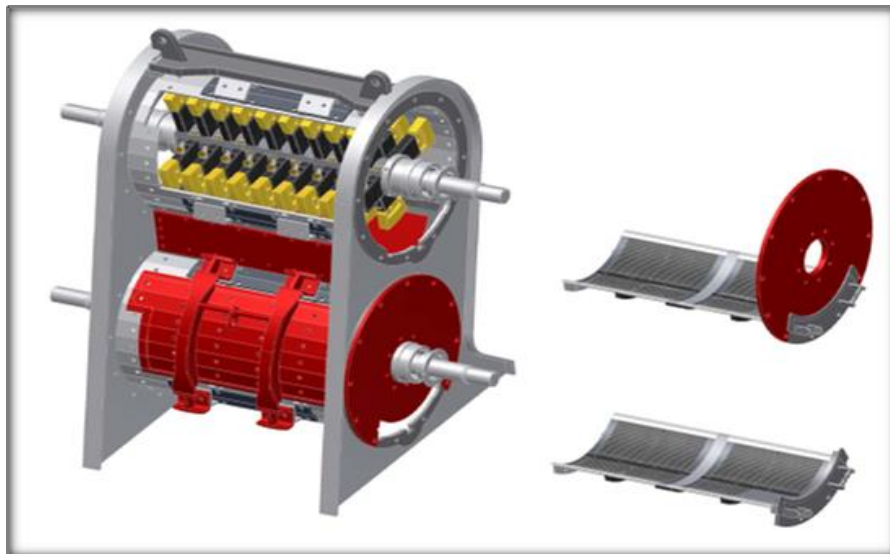
### 3.5.2.6 Equipo para la preparación de la lechada

Este equipo se encarga de la preparación óptima de la lechada. Este es un equipo con una capacidad para procesar 4 barriles por minuto, esto quiere decir que tritura 70 toneladas métricas por hora. Para su funcionamiento utiliza diésel o energía eléctrica. A este equipo de o controla de forma hidráulica la cual presta la energía suficiente para reducir los ripios a tamaño recomendable.



**Gráfico 41.** Equipo de preparación de lechada de inyección

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)



**Gráfico 42.** Componentes internos del equipo de preparación de la lechada.

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

El interior de este equipo está compuesto por rodillos con dientes, los cuales muelen los elementos que ingresan, estos rodillos son resistentes tanto como una broca de perforación que muele varios tipos de roca y otros residuos como

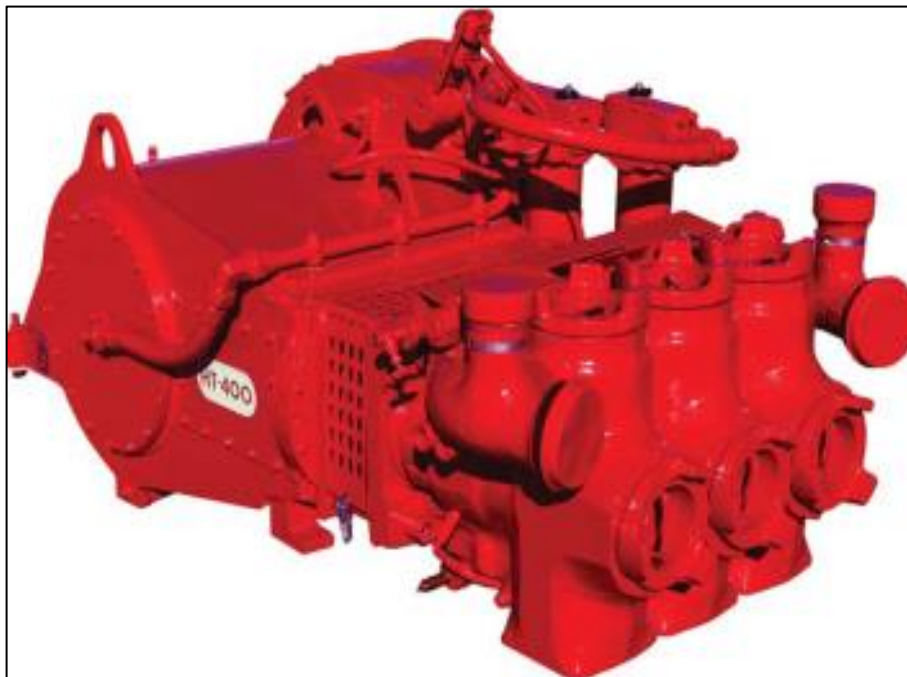


dolomita, basalto, barita, grava, yeso, bentonita, granito, carbón, cuarzo y otros. Dejando a estos ripios con un tamaño reducido, menor de 300 micras.

### 3.5.2.7 Bombas de inyección

Este equipo es muy importante en el proceso, ya que es el encargado de dar la potencia al fluido para que vaya a la cabeza del pozo para poder reinyectar los lodos y ripios. En superficie se controla la capacidad y presión con la que va a funcionar la bomba HT-400™. Esta debes ser siempre controlada para no exceder la presión de fractura, grafico 43.

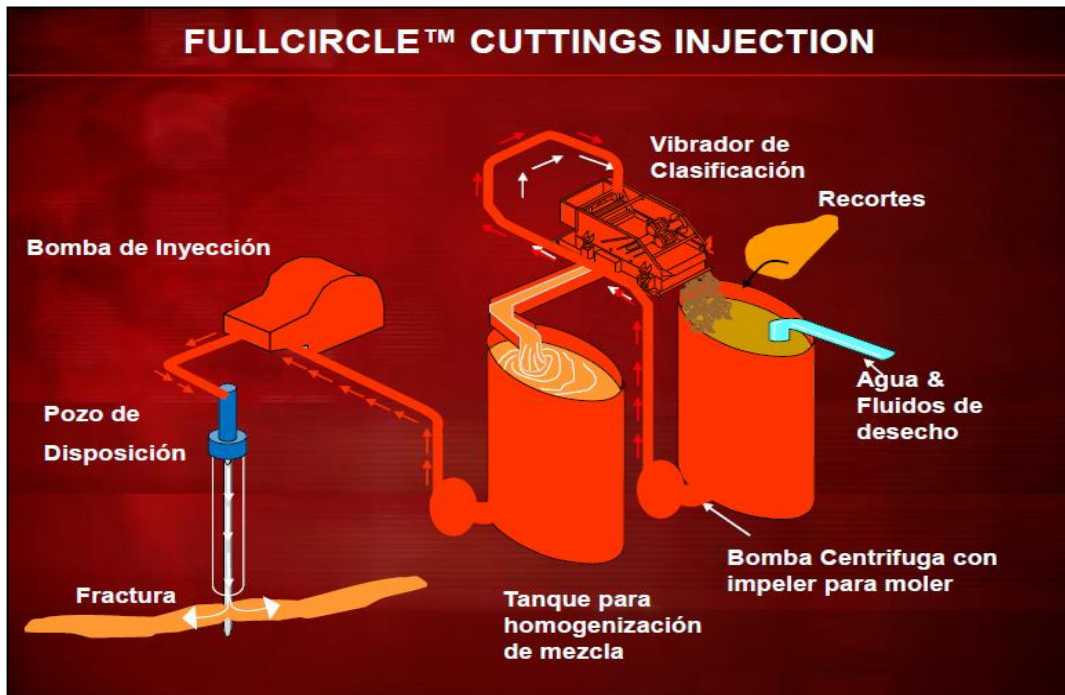
Cuenta con un diseño mejorado y actualizado, con una potencia de 800 caballos de fuerza como máxima configuración.



**GRAFICO 43.** Bomba HT-400™ para reinyección de la lechada

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

El proceso de reinyección debe estar diseñado para adaptarse a las necesidades del proyecto y las limitaciones del mismo.



**Gráfico 44.** Proceso grafico de reinyección de lodos y ripios de perforación.

**Fuente.** (HALLIBURTON, 2014)

Todos los equipos anteriormente mencionados unidos adecuadamente conforman los elementos necesarios de superficie para reinyectar desechos de perforación en forma de lechada. Los equipos están conectados por líneas de flujo aptas para presiones altas además cada elemento está sincronizado para cumplir una función específica para llevar a cabo un proceso exitoso.

### 3.5.3 PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DE LOS EQUIPOS DE INYECCIÓN

Sin importar que tan bien esté planeado el proyecto, existe siempre la posibilidad de una avería la cual podría tener como resultado una falla en la disposición. Si el control de calidad apropiado de la lechada y las operaciones en superficie no son mantenidas podría existir el riesgo de

impactos negativos sobre el programa de perforación existente, pozos futuros y el ambiente. Los mínimos procedimientos de control de calidad que deberán ser monitoreados, son los siguientes:

- Impacto de presión en pozos aledaños
- Tuberías de disposición, dirección y localización.
- Velocidad de inyección, volumen total y presión.
- Propiedades de disposición de la lechada, densidad, viscosidad de embudo, propiedades reológicas y tamaño de partícula.
- Condiciones del equipo.
- Nivel de experiencia de los operadores/gerentes.

En muchos casos una reunión con las agencias regulatorias apropiadas no será necesario, pero una comunicación adecuada es siempre crucial para obtener el entendimiento y aprobación de la agencia. Obtener una temprana entrada de la agencia regulatoria tiene dos ventajas fundamentales:

- Permite a la operadora cumplir con las regulaciones pertinentes.
- Provee al operador la oportunidad de escuchar aspectos concernientes del personal de regulación, entonces las necesidades especiales pueden ser agendadas y se pueden hacer los cambios necesarios al plan de trabajo.

Los diálogos tempranos hacen posible la resolución de aspectos y problemas concernientes con el desarrollo del plan de reinyección de cortes de perforación.

## **CAPÍTULO IV**



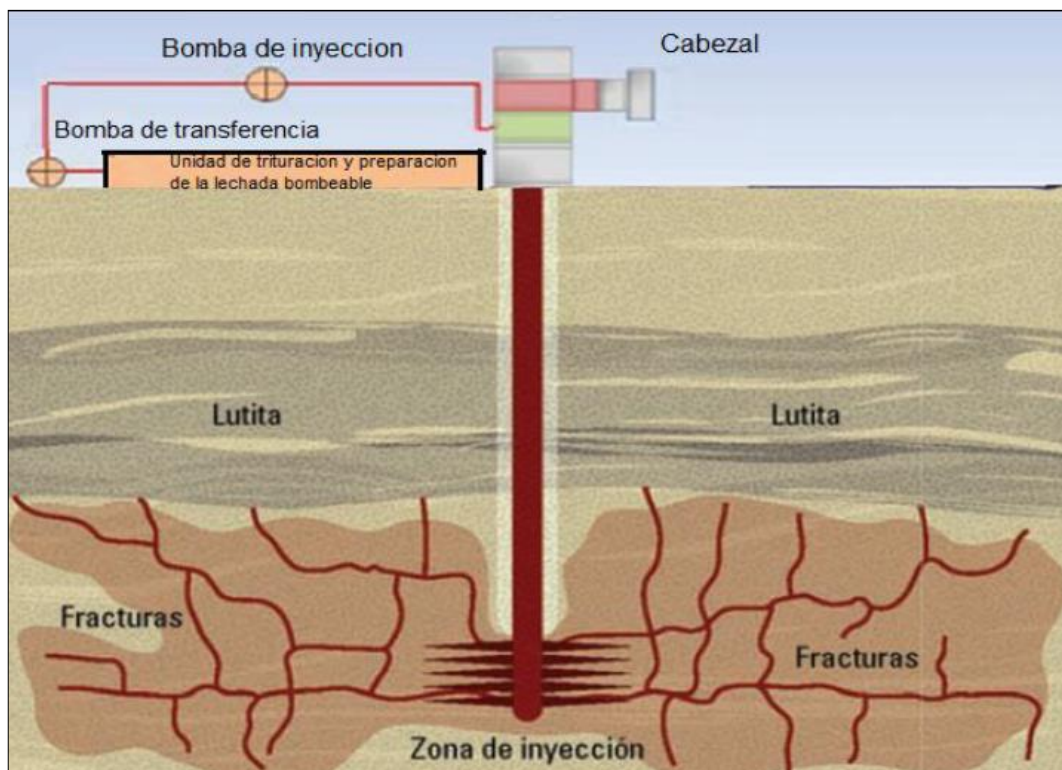
## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 CONDICIONES AMBIENTALES Y OPERACIONALES.

Cuando se va a realizar una operación de reinyección de lodos y ripios de perforación aparte de tener seleccionada la formación receptora, de debe tener en cuenta los factores ambientales y operacionales. A continuación de describen las consideraciones y las condiciones favorables para la aplicación de CRI.

La formación receptor debe estar localizada debajo de un estrato impermeable, para evitar el paso del fluido a zonas más altas o superficiales; este estrato debe tener capacidad de almacenamiento.

No debe existir comunicación entre los acuíferos y los pozos y la formación receptora, para ello la tubería de revestimiento debe ir cementada desde la superficie hasta la formación de almacenamiento.



**Gráfico 45.** Condiciones favorables para CRI

**Fuente.** (MISWACO, 2007)

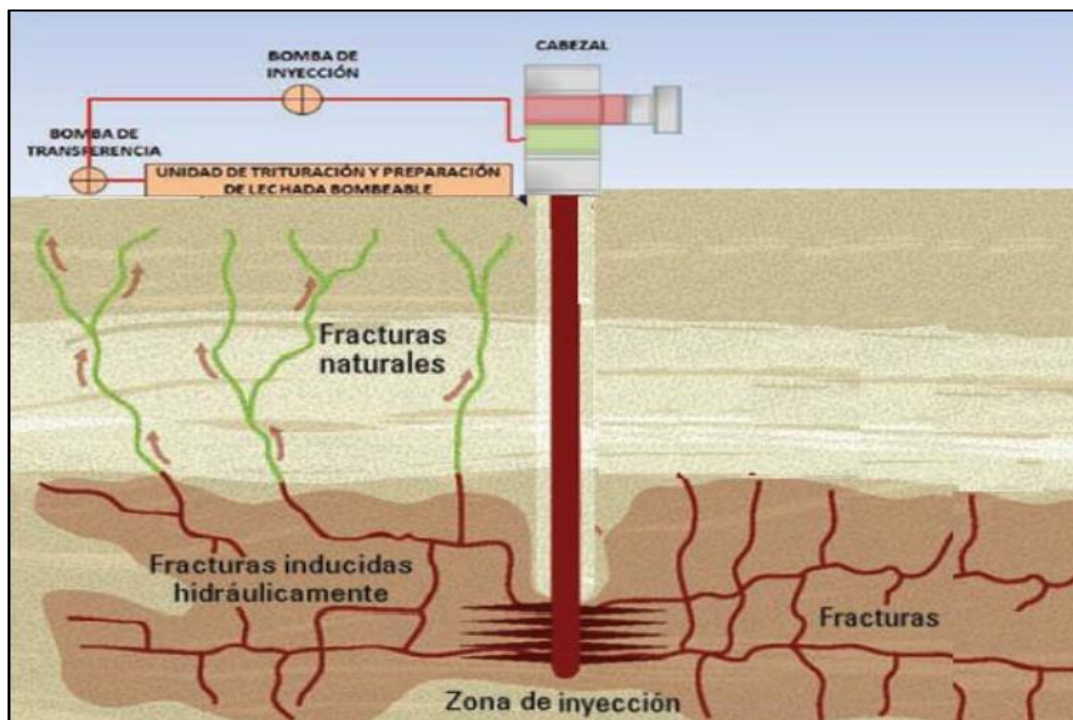
### 4.1.1 MIGRACIÓN DE LA LECHADA

Al inyectar la lechada se corre el riesgo de que esta migre debido a la conectividad entre estructuras geológicas, extensión de fracturas, mala cementación del pozo o mala lección de la formación receptora.

Aun que una formación esté aislada por una roca sello, no indica que es totalmente impermeable. Por lo general las estructuras pueden generar fenómenos de migración como las fallas.

Las fallas y las diaclasas permanecen abiertas y pueden generar discontinuidades laterales, generando una migración de fluidos.

Cuando se inyecta la lechada a la formación receptora se corre el riesgo de crear fracturas inducidas mayores a las planificadas, y crear canales de flujo por donde puede migrar nuestro fluido de desecho, para evitar estas fracturas se realiza un cálculo de presión de fractura optimo y presión de cierre.



**Gráfico 46.** Migración de la lechada.

**Fuente.** (MISWACO, 2007)

La migración de la lechada también se puede presentar por una mala cementación entre el revestimiento y la pared del hoyo. Para evitar este problema se realizan registros de cementación del pozo, las cuales nos indican las zonas mal cementadas para así realizar una operación remedial antes de la inyección de los lodos a confinar.

## **4.2 PROCEDIMIENTO DE CRI**

Para describir el proceso lo vamos a dividir por fases empezando por el arranque.

### **4.2.1 ARRANQUE DE CRI**

Se debe obtener el permiso de Sala de Control para iniciar la operación. (Obtener permiso de trabajo si es necesario). Compruebe que todas las válvulas (excepto el suministro de agua) se encuentren cerrados antes de la puesta en marcha. Verificar con equipo del aparejo en la Sala de MCC que la energía eléctrica se encienda.

Antes de la puesta en marcha de la bomba de inyección, el Operador CRI debe comprobar la presión en la línea de inyección. Verificar la válvula de cierre automático y el anillo de cabeza de pozo, válvulas manuales estén alineadas a la posición abierta.

El panel de control debe estar en el modo de inyección con el selector en el modo manual. Las válvulas de salida deben estar cerradas.

Antes de la inyección, se realiza una prueba de presión de alta presión de tuberías a 3 800 psi durante 5 minutos. Válvulas de boca de pozo deben estar cerradas.

Presionar el pulsador de arranque del motor eléctrico. Activar Agitador clasificación Bomba trituradora para ayudar en el proceso de mezcla

Encender válvulas de mariposa para desviar el agua sobre el clasificador y permitir que la mezcla de flujo por gravedad en el tanque de retención.

Informar a la Sala de Control de que los controles se han completado y que CRI operación de inyección está lista para comenzar.

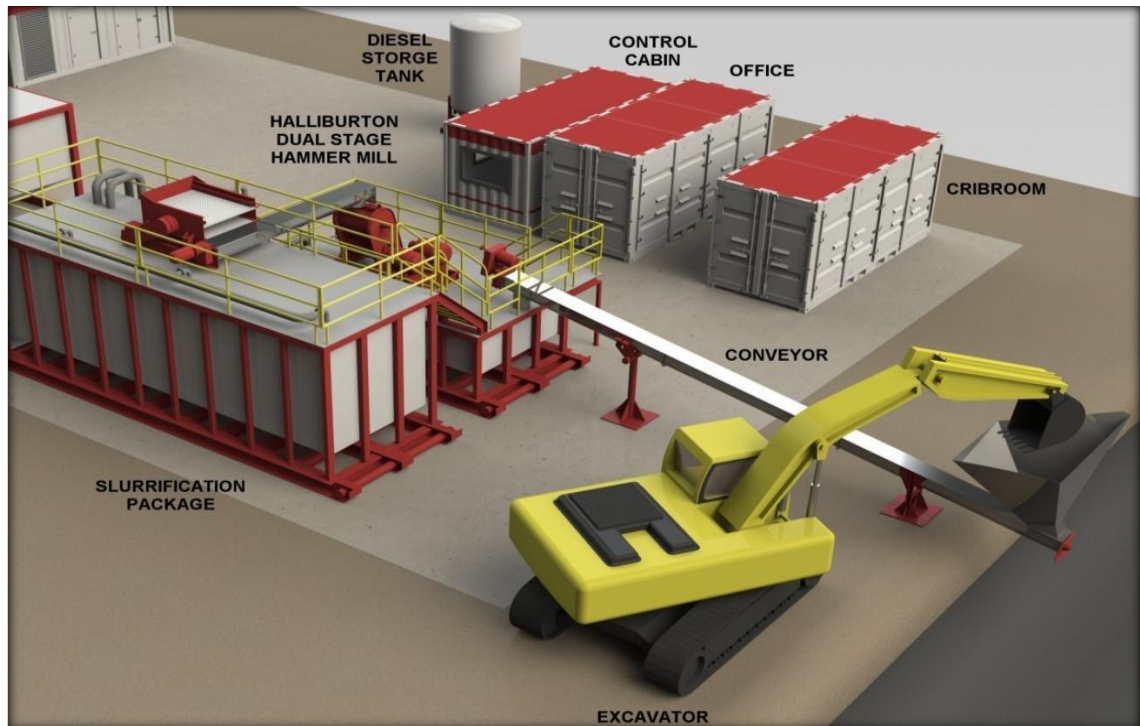
#### **4.2.2 LOS CORTES DE PROCESAMIENTO**

Asegúrese que la válvula que va a la unidad de CRI esté abierto. El tornillo sinfín principal debe entonces estar encendido para trasladar los ripios de perforación hacia la unidad de procesamiento.

Con la introducción de los sólidos en el tanque de suspensión, por agitación y molienda, los cortes son degradados por los discos impulsores enfrentado en las bombas de molienda, en suspensión homogénea. El período de degradación de los sólidos variará de acuerdo con el tipo de roca de formación está procesando.

Generalmente piedras de arcilla proporcionará su propia viscosidad sobre la degradación, pero sólidos inertes (arena, piedra caliza) requerirán la adición de viscosificante, líquido para ayudar en la suspensión de los sólidos.

Con altas tasas de perforación, la bomba trituradora No. 2 puede ser activada para procesar la cantidad necesaria o si la otra trituradora se encuentra en mantenimiento. El resultado de la molienda es igual o menor a una granulometría de 300 micras, que es la condición necesaria para reinyectar sólidos de perforación.



**Gráfico 47.** Ripios en procesamiento.

**Fuente.** Halliburton 2013

Asegúrese de que el agitador en el tanque de retención se energice para mantener los sólidos en suspensión hasta que comience la inyección. Añadir el agua en cantidad adecuada para obtener la lechada específica.

Partículas más grandes caen por gravedad desde el desbordamiento del agitador de nuevo en el tanque de ripios gruesos para una mayor degradación de las partículas. Compruebe la garantía de calidad en suspensión (densidad, viscosidad y contenido de arena) tomando una muestra del depósito de la lechada, de acuerdo con las especificaciones establecidas

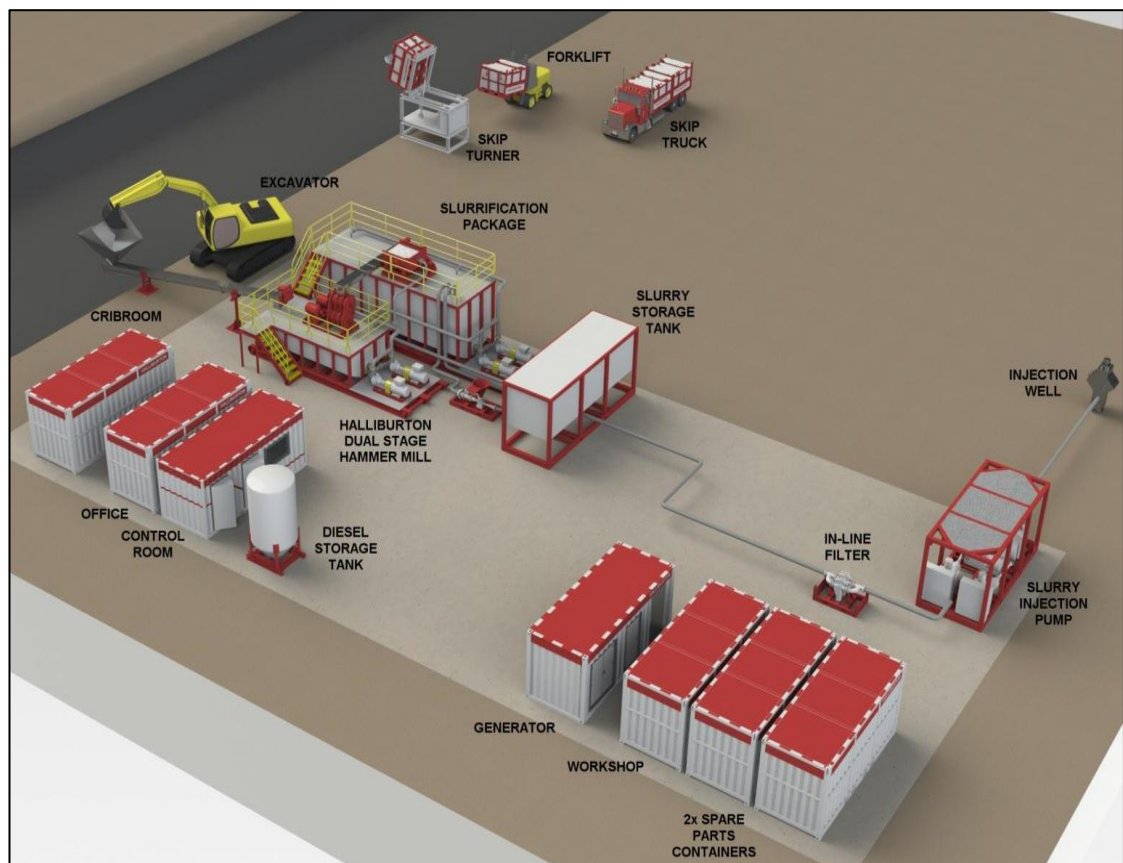
### **4.2.3 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE INYECCIÓN**

Se determina la frecuencia de inyección y los volúmenes de lotes de acuerdo a las especificaciones establecidas los cuales son de 1 a 4 barriles de fluido



por minuto. Se enciende bomba de carga en el arranque para transferir la suspensión homogénea a través de la línea de succión a la bomba de inyección de alta presión la cual se encuentra unida a las líneas de descarga a la cabeza del pozo. Se debe asegurar que las válvulas de boca de pozo estén abiertas e igualar presiones antes de abrir las válvulas.

Una vez que todos los sistemas de válvulas, el émbolo y de lubricación extremo de potencia apropiadas están correctamente alineados y operativos, energizar la bomba de alta presión y ajustar con el controlador en el módulo de acceso.



**Gráfico 46.** Estaciones de CRI.

**Fuente.** Halliburton 2014

La presión de inyección de superficie máxima admisible se establece en el panel de control dependiendo cálculos previos de fractura.

La visualización continua del registrador de datos, situado en el módulo de acceso, ayudará en el monitoreo de todas las funciones operativas.

Botones de parada de emergencia se colocan estratégicamente junto a cada motor eléctrico en el paquete para el cierre de seguridad.

Inyecciones de lechada, agua y lodo deben ser planificados y no inyectada de manera indiscriminada.

Para el desplazamiento inicial la primera tanda de suspensión debe ser viscosa a 80 segundos por cuarto y precedida por una alta viscosidad del fluido de suspensión espaciador. Esto minimizará el potencial de sólidos de la suspensión de sedimentación en la interfaz con fluido de suspensión. Tenga en cuenta la presión de inyección. Una vez que la fractura comienza a tomar fluido, aumentar la velocidad de la bomba lentamente a la velocidad deseada.

Comenzar a bombear lodo después de que el espaciador se ha desplazado al anillo. La presión de inyección de superficie fluctuará en función de la tasa de inyección, densidad de la suspensión y la viscosidad.

Tasas de inyección de lechada y volúmenes de lote deben ser maximizadas cuando sea posible, esto depende de ROP, el tamaño del agujero y el tipo de formación perforada, se permiten velocidades de flujo de hasta 4 barriles por minutos cuando se inyecta.

Si el proceso de reinyección no es continuo, se debe dejar un fluido en el pozo para que las fracturas que se generaron no se cierre, no se debe purgar el pozo.



**Gráfico 47.** Toma aérea Disposál Apaika 1x

**Fuente.** (Petroamazonas, 2014)

Sabiendo las condiciones favorables para la lechada y cumpliendo las mismas que son una viscosidad aproximada de 15 cP, sólidos menores a 300 micrones, viscosidad de embudo entre 70 y 80 segundos por cuarto y densidad entre 1.35 y 1.45, se procese a adicionar químicos sin afectar dichas propiedades. Se aconseja muestrear continuamente la lechada para evitar inconvenientes en el proceso de reinyección.





**Gráfico 48.** Muestra de lechas

**Fuente.** Halliburton 2013

El gráfico anterior podemos ver una muestra de lodo y ripios de perforación antes del proceso de creación de la lechada de reinyección.

### **4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.**

Se debe tomar en cuenta que este método de disposición de lodos y ripios de perforación requiere mayor tecnología comparado con los otros procesos de disposición de sólidos, dando como resultado una inversión inicial elevada por los equipos que se van a utilizar sin embargo, debido al volumen que puede manejar y su utilización in-situ simultánea a la perforación conlleva varios beneficios.

Para calcular el factor económico debemos tener presente todo lo que conlleva el proceso como:

- Inversiones asociadas.
- Costo construcción y equipos.
- Costo operacional.

- Costo asociado con análisis de riesgo y medidas preventivas, mitigantes y correctivas.
- Monto total de la inversión.

El estudio económico se base en la relación costo – beneficio, comparando el método usado en la actualidad tanto económicamente como ambiental, sabiendo que la tecnología de reinyección de lodos y rípios de perforación (CRI) es de un 10 a 15 % más alta que la tecnología utilizada actualmente, pero que tiene mayores beneficios como:

- Proceso de CRI es cerrado con cero descargas al ambiente, cero emisiones y reduce el riesgo al medio ambiente
- Evita la adquisición de zonas para la construcción de piscinas y celdas , nada es expuesto a superficie, reduciendo logística de transporte.
- Cuenta con una tecnología probada, monitoreable con una solución permanente.

**Tabla 20.** Relación de métodos de disposición de lodos y rípios de perforación.

<b>Factor de comparación</b>	<b>Tratamiento térmico</b>	<b>Biorremediación esparcimiento</b>	<b>CRI</b>
Impacto ambiental	Alto	Medio	Bajo
Costo \$/bbl	13	80	5
Uso tecnología	Medio	Medio	Alto
Riesgo/Seguridad	Alto	Bajo	Medio

**Fuente.** (Oropez, 2013)

La tabla 20 muestra una comparación de las tecnologías actualmente utilizadas en tratamiento de lodos y rípios de perforación comparada con el método de reinyección, tomando en cuenta costo, impacto ambiental, uso de

tecnología y riesgo/seguridad de cada proceso, Analizándola podemos llegar a varias conclusiones como:

El método de reinyección de lodos y ripsos de perforación es una forma segura de almacenamiento de desechos, el cual tiene un impacto ambiental mínimo, mientras el proceso se lleva bajo los parámetros determinados, evitando migraciones de este fluido a superficie, haciendo que esta tecnología de una solución permanente con respecto a la disposición de estos pasivos, mientras que los otros métodos causan gran impacto ambiental y la solución no es definitiva.

Refiriéndonos al costo por barril de tratamiento de lodos y ripsos de perforación, tiene un valor de 5 dólares por el método de reinyección de lodos y ripsos de perforación, mientras que los otros tienen valores superiores, no obstante hay que considerar que los equipos de la tecnología de CRI tiene un mayor costo tanto por equipo y operación.

En cuanto a riesgo y seguridad esta tecnología tiene un valor medio ya que se toma en cuenta que trabajamos con presiones de operación y diversos químicos.

Con respecto a la parte ambiental económicamente refiriéndonos, la tecnología de reinyección de lodos y ripsos de perforación lleva un porcentaje alto de diferencia con la tecnología actual, sin embargo da mejores beneficios, ya que el sistema aplicado consiste en un ciclo cerrado, es decir cero descargas al ambiente, además evita la adquisición de zonas para la construcción de piscinas y celdas de disposición, siendo esto muy favorable ambientalmente.

**Tabla 21.** Relación – costo entre nueva y actual tecnología de disposición de desechos.

	<b>Tecnología Actual en superficie</b>	<b>Nueva Tecnología en subsuelo</b>	<b>Comparación</b>
Costo	\$134 000	\$170 000	Nueva tecnología 15% más que la actual
Ambientales	Esta dentro de las normas pero no es 100% cero contaminación	Cero descarga al ambiente en un ciclo cerrado	Nueva tecnología 0% contaminación y menor espacio de trabajo

**Fuente.** (ESPOL-ASTUDILLO, 2009)

Como podemos ver en la tabla 21 esta nueva técnica de disposición de desechos de perforación que se va a utilizar es más cara que la actual, esto se debe a la utilización de equipos especializados para el proceso representan un valor monetario elevado ya que la tecnología es mejor, pero para el medio ambiente es un beneficio si el almacenamiento de estos ripsos y lodos es exitosa.

<b>Reinyeccion de Fluidos Tarifas Diarias</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidades</b>	<b>US\$</b>
Equipo y Personal para Reinyeccion de Fluido Tarifa Diaria Primeros 3 meses	1	Dia	38745.22
Equipo y personal para Reinyeccion de Fluido Stand By Primeros 3 meses	1	Dia	19801.78
Equipo y Personal para Reinyeccion de Fluido Tarifa Diaria Despues de 3 meses de iniciado el proyecto	1	Dia	35967.44
Equipo y Personal para Reinyeccion de Fluido Stand By Despues de 3 meses de Inicialdo el proyecto	1	Dia	17024
Hora de Bombeo Adicional desde 0 a 2000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1067
Hora de Bombeo Adicional desde 2001 a 5000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1067
Hora de Bombeo Adicional desde 5001 a 7500 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1963
Hora de Bombeo Adicional desde 7501 a 10000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	3212
Estas tarifas incluyen:			
- Monitoreo con Fibra Optica (por temperatura)			
- Materiales necesarios para monitoreo con fibra optica hasta 9000 pies			
- 12 Horas diarias netas de bombeo de recortes a 4 BPM y un maximo de 2000 psi			
- Equipos y Personal listados en la tabla #1			

**Gráfico 48.** Tarifa de reinyección de dolos y ripsos de perforación.

**Fuente.** (HALLIBURTON, Informe economico, 2014)

El gráfico 48 muestra una propuesta económica para reinyección de fluidos y sus respectivas tarifas diarias, del cual nos basaremos para calcular el valor de operación que conlleva la utilización de esta nueva tecnología.

La empresa Halliburton maneja un costo de proceso de reinyección de lodos y ripsos de perforación de fluidos de \$38 745,22 por día cuando se está inyectando y con equipo en stand by cuesta \$19 801.44 por día, por lo tanto, se determinó que el caudal de inyección es de 3 barriles por minuto, con el cual vamos a trabajar para conocer los costos totales de operación.

$$\frac{3bls}{min} * 60 min = 180bls$$

El cálculo anterior demuestra que por cada hora, que tiene 60 minutos se pueden reinyectar 180 barriles de fluido. Conociendo que cada pozo perforado tiene un promedio de desecho de 30000 barriles de fluidos, así calcularemos cual es el tiempo que nos tomara reinyectar esta cantidad.

$$\frac{30000bls}{180 \frac{bls}{hora}} = 176horas$$

Para reinyectar el desecho generado de un pozo perforado necesitamos 176 horas que representa 7 días aproximadamente, suponiendo que el proceso es continuo.

También debemos tomar en cuenta el tiempo inoperable o no productivo, que representa, trasteo, instalación de equipos y tiempo inoperable que esta alrededor de 3 días.

Con todos estos parámetros podemos calcular el costo que representa reinyectar los desechos que genera un solo pozo perforado.

**Tabla 22.** Costo de reinyección para los desechos de un pozo

	<b>Días</b>	<b>Tarifa Diaria</b>	<b>Valor</b>
<b>Tiempo operacional</b>	7	\$ 38 745.22	\$ 271 216.54
<b>Tiempo inoperable</b>	3	\$ 19 801.78	\$ 59 405.34
<b>Total</b>	10	-	\$ 330 621.88

La tabla 22 muestra el tiempo en días que se demora reinyectar los desechos que van a ser generados de un nuevo pozo perforado, con sus respectivos costos diarios. Así podemos calcular cuánto nos cuesta la operación en su totalidad, esta también es una pauta económica para calcular futuras reinyecciones de desechos que generen otros pozos.

El valor económico es de \$330 621, el cual representa la operación de reinyección de 30 000 barriles de desecho de perforación que pueden ser realizados en 10 días.

## **CAPÍTULO V**

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES

Para la elaboración de conclusiones toma en cuenta todos los capítulos anteriormente descritos, los cuales tienen la información puntual de todo el trabajo de titulación, que describiremos a continuación:

- ✓ Una exitosa operación de reinyección de lodos y rípios de perforación depende del estudio previo, que conlleva el análisis de selección del área y pozo, selección de la arena receptora, diseño de la lechada, presiones de trabajo, selección del equipo y monitoreo durante la operación.
- ✓ Esta tecnología puede ser aplicada en la amazonia ecuatoriana con efectos ambientales muy positivos, ya que los fluidos y rípios de perforación retornan a su sitio de origen, generando cero descargas para el ambiente, convirtiéndose en un ciclo cerrado, que cumple con los parámetros medio ambientales, por lo cual son permisibles a realizarse en zonas sensibles como es el caso del bloque 31 que se halla dentro de un parque nacional.
- ✓ Este trabajo define una arena receptora para lodos y rípios de perforación, que es la arena T inferior, esta cumple con la condición más importante, que es ser un estrato continuo con capa sello, tanto en el tope como en la base de la misma, tiene la capacidad y características adecuadas para almacenar la lechada que corresponde a lodos y rípios de perforación, descrita en la tabla 8.
- ✓ Con respecto a las presiones necesarias para la operación de CRI, tenemos valores permisibles, los cuales son comunes en la industria petrolera para inyección de fluidos con fractura, además se cuenta con equipos suficientes para las presiones determinadas (tabla 11).



Este parámetro tiene que ser controlado y monitoreado, para evitar problemas ya que trabajamos con altas presiones, que conlleva a riesgos elevados, por lo que se debe respetar los parámetros calculados para no generar fracturas indeseables, si esto ocurriera se ocasionaría una migración inesperada e incontrolable de la lechada.

- ✓ Para la inyección con fracturamiento hidráulico es necesario preparar la lechada con un equipo de molienda, que cumpla con las características físicas y reológicas (tabla 13), para alcanzar la máxima cantidad de lechada a reinyectar en una arena. La elaboración de una buena lechada contribuye a minimizar riesgos de asentamiento, menos presión de reinyección en superficie, evita la erosión y desgaste de equipos, taponamiento de fracturas y da una larga vida de reinyección en el pozo.
- ✓ Se realizaron simulaciones de fractura para evaluar la capacidad de recepción de la arena seleccionada y el volumen de fluidos y sólidos que llegaran a ser confinados (tabla 19), el resultado de estas simulaciones es favorable con respecto a la cantidad de desechos que genera un pozo perforado que se reinyectarán en el disposal. Mientras tengamos una fractura exitosa que nos permita tener un mayor radio de inyección, respetando los parámetros de confinamiento, el volumen de fluidos de desecho calculado es una cantidad considerable y favorable para la operación de reinyección.
- ✓ La elección de equipos para la reinyección de fluido de desecho se vuelve sencilla, cuando conocemos los parámetros de selección como presiones, volúmenes y potencia requerida.
- ✓ Económicamente se determina que el proceso de CRI es un 15% más caro que los procesos de disposición y tratamiento de lodos y ripios de perforación, esto se debe a que los equipos con los que se trabaja cuentan con una mejor tecnología y todo el sistema en general. Pero

si tomamos en cuenta el factor ambiental versus el económico tenemos mayores ventajas en este, haciendo que la elección de un trabajo de reinyección de desechos sea elegido por beneficio ambiental más que por beneficio económico. Siendo una solución definitiva de confinamiento de desechos generados por la perforación.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- ✓ Realizar un estudio de reinyección de lodos y ripios de perforación es indispensable, tener la mayor información posible no solo del pozo a cual se va inyectar el fluido, sino también del campo al cual se va aplicar la tecnología y evaluar esta información en conjunto.
- ✓ Sugerir la creación de una norma oficial que contemple este tipo de operación en el país, para que sea una base que se pueda utilizar para proyectos de reinyección similares, vale recalcar que no existe normativa que pueda ser aplicada para este tipo de disposición de desechos.
- ✓ Buscar en el mercado equipos de mejor tecnología, para abaratar la relación costo beneficio, procurando el mínimo impacto ambiental y garantizando la seguridad del personal que labora.
- ✓ Realizar estudios de factibilidad para la aplicación del método reinyección de lodos y ripios de perforación para ser aplicados en más campos ecuatorianos, aprovechando todos los pozos agotados y abandonados.

## NOMENCLATURA / GLOSARIO

**API:** American Petroleum Institute

**bb:** Barriles

**cP:** Unidad de Centi Poise

**CRI:** Cuttings Re-Injection

**gr:** Gramos

**HP:** Hydraulic Horse Power

**hr:** Hora

**mD:** Unidad de Permeabilidad

**Offshore:** Costa Afuera

**ppm:** Partes por millón

**RAOHE:** Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador

**SG:** Specific Gravity

**Acuífero:** Es el suelo o terreno con agua o bien capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o a través de la cual fluye agua. Se refiere a aguas subterráneas.

**Anular:** es el espacio existente entre dos objetos concéntricos.

**Cortes de Perforación:** Son las rocas molidas por la broca.

**Darcy:** Es la expresión matemática permeabilidad, definido básicamente por Henry Darcy.

**Desarcilladores:** Equipo de control de solidos con fin de separar la partícula de arcilla del lodo de perforación.

**Desarenador:** Equipo de control de sólidos encargado de sacar partículas restantes de arena.

**Descarga:** Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un periodo determinado o permanente.

**Desecho:** Denominación genérica de cualquier tipo de productos residuales o basuras procedentes de las actividades humanas o bien producto que no cumple especificaciones. Sinónimo de residuo.

**Formación receptora:** Es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos.

**Gradiente de fractura:** Es el gradiente de presión de fractura de la formación.

**Hidrociclones:** Dispositivo en el que las partículas en suspensión de densidad mayor que la del agua se separan de la misma mediante una fuerza centrífuga resultante de un flujo de agua forzado a efectuar un movimiento rotativo por diversos medios.

**Lechada:** Son los recortes de perforación y fluidos de desecho que se juntan y transportan a un sistema de componentes que los organiza, mezcla, degrada, clasifica y acondiciona convirtiéndolos en una lechada.

**Módulo de Young:** Es una medida de elasticidad.

**Poise:** Es la expresión matemática de viscosidad. Poise es la unidad de la viscosidad, equivalente a dina-s/cm<sup>2</sup>. Como un poise representa una viscosidad alta se utiliza 1/100 poise, o un centipoise (cp), para las mediciones de lodos. Un centipoise equivale a un milipascal-segundo. La viscosidad debe tener una velocidad de corte indicada o entendida para ser significativa.

**Polímeros:** macromoléculas compuestas por una o varias unidades químicas (monómeros) que se repiten a lo largo de toda una cadena.

**Reología:** Es la ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos. Es una propiedad sumamente importante de los lodos de perforación, los fluidos de perforación de yacimiento, los fluidos de reacondicionamiento y terminación, los cementos y los fluidos y píldoras especializados.

**Re-inyección:** Es la acción de inyectar lodos, ripios o fluidos extraídos de un pozo, campo o formación en otro pozo, campo o formación.

## BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1974). *Clasificación de Cortes y Partículas Sólidas de acuerdo al tamaño de partícula, Boletín 13C*. Washington, DC: American Petroleum Institute.

Astudillo Salazar, P. M. (2008). *Tecnología de re-inyección de ripios, aplicación en el Campo Sacha operado por Petroecuador*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. 168

Alba, A. Fragachan, F. Shokanow, T. "environmentally safe waste disposal: The integra of cuttings collection, transport, and reinjection". SPE 108912

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petroleo*. Quito: IFEA, IRD Institut de recherche pour le développement, Petroecuador.

Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual*. Houston, TX: Baker Hughes Drilling Fluids.

Baker Hughes. (2013). *Fluidos de Perforación*. Quito: Baker Hughes.

Clements, K., SWACO, M.-I., Veil, J., Argonne National Laboratory, & Leuteran, A. (2010). *Global Practices and Regulations for Land Application and Disposal of Drill Cuttings and Fluids*. Río de Janeiro, Brazil: SPE 126565.

Drill Cuttings Disposal Company. (2004). *Screw Conveyors*. Lafayette, LA: DC DC.

Fatnes, H. (1997). *Behandlingsmetoder for oljeholdig boreacfall*. Stavanger: Hogskolen i Stavanger.

Geehan, T., Gilmour, A., & Quan, G. (Primavera 2007). *Tecnología de Avanzada en el Manejo de Residuos de Perforación*. Houston, Tx: M-I SWACO.

GN Solids Control. (10 de Septiembre de 2013). *GN Solids Control*. Recuperado el 2 de Mayo de 2014, de GN Solids Control:

Gogan, R., Mattian, V., Oates, M., KPO, Gumarov, S., Shokanov, T., y otros. (2010). *Cuttings Re-Injection as an Environmentally Safe and Economically Efficient Drilling Waste Management Option for Karachaganak Field*. Atyrau: SPE 139768.

Guo, Q., SPE, Geehan, T., M-I SWACO, Pincock, M., & Sakhalin Energy Investment Co. (2005). Managing Risk and Uncertainties in Drill Cuttings Re-Injection in Challenging Enviroments-Field Experience from Sakhalin Island. Galveston, Tx: SPE 93781.

Halliburton - Fluids System. (2013). BAROID DRILLING FLUIDS TOTAL FLUIDS MANAGEMENT RECAP. Quito: Halliburton.

HALLIBURTON INTERNATIONAL BRANCHES, "Catalogo de Ventas", 2004 – 2005

Larry W. Lake. "Petroleum engineering handbook: production operations engineering; hydraulic fracturing". Volumen Lv.

Lizarazo Sarmiento, J. A., & Leal Becerra, C. H. (2011). Estudio para la implementación de cortes durante la perforación de pozos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

M-I SWACO . (2014). Solids Control, Cuttings Management & Fluids Processing. Drilling Environmental Solution. Houston, Tx: M-I L.L.C.

M-I SWACO. (2003). Cuttings Re-Injection. Site-specific processes to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. Houston, Tx: M-I SWACO.

M-I SWACO. (2006). Tratamiento de los cortes de perforación. Houston, Tx: M-I SWACO.

M-I SWACO. (2014). Cuttings Injection. Houston, Tx: M-I SWACO.

Oropeza O. Williams A. "Propuesta de pozos para la inyección subterránea de desechos (ISD) y condiciones necesarias para la utilización de la tecnología". Caracas 2013

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

PDVSA. (2005). Petróleos de Venezuela S.A. Recuperado el Febrero de 2014, de PDVSA:

PETROECUADOR. (2005). Tratamiento de desechos de perforación. Quito: Petroecuador.

Petrolnews. (7 de Junio de 2006). Cómo lograr una exitosa y segura operación de reinyección de cortes. Recuperado el 15 de Marzo de 2014, de Petrolnews:

<http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=7bd9b1205afb7170f5b36688be45b277&r=2029>

Quanxin, G., & Geehan, T. (2004). An Overview of Drill Cuttings Re-Injection Lessons Learned and Recommendations. Albuquerque: M-I SWACO.

Quanxin, G., SPE, Ahmed, A.-S., & Advantek International Corp. (2003). Worldwide Drill Cuttings Injection Permitting Requirements and Guidelines. San Antonio, Tx.: SPE 80587.

Saasen, A., Paulsen, J., Statoil, Holthe, K., & Norwegian Building Research Institute. (2000). Environmental Priorities of Re-Injection and Land Based Handling of Drilled Cuttings and Affiliated Fluids. Stavanger, Norway: SPE 61262.

Sales Bastos, P. A., & Moreno Delgado, E. S. (2008). Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un Fracturamiento Hidráulico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Schlumberger. (2011). Oilfield Review. Houston: Schlumberger.

Schlumberger Excellence in Education Development. (2000). Glosario y Referencias. Houston: SEED, Inc.

Sirevåg, G., Bale, A., & A/S, S. (1993). An Improved Method for Grinding and Reinjecting of Drill Cuttings. Amsterdam: SPE/IADC 25758.

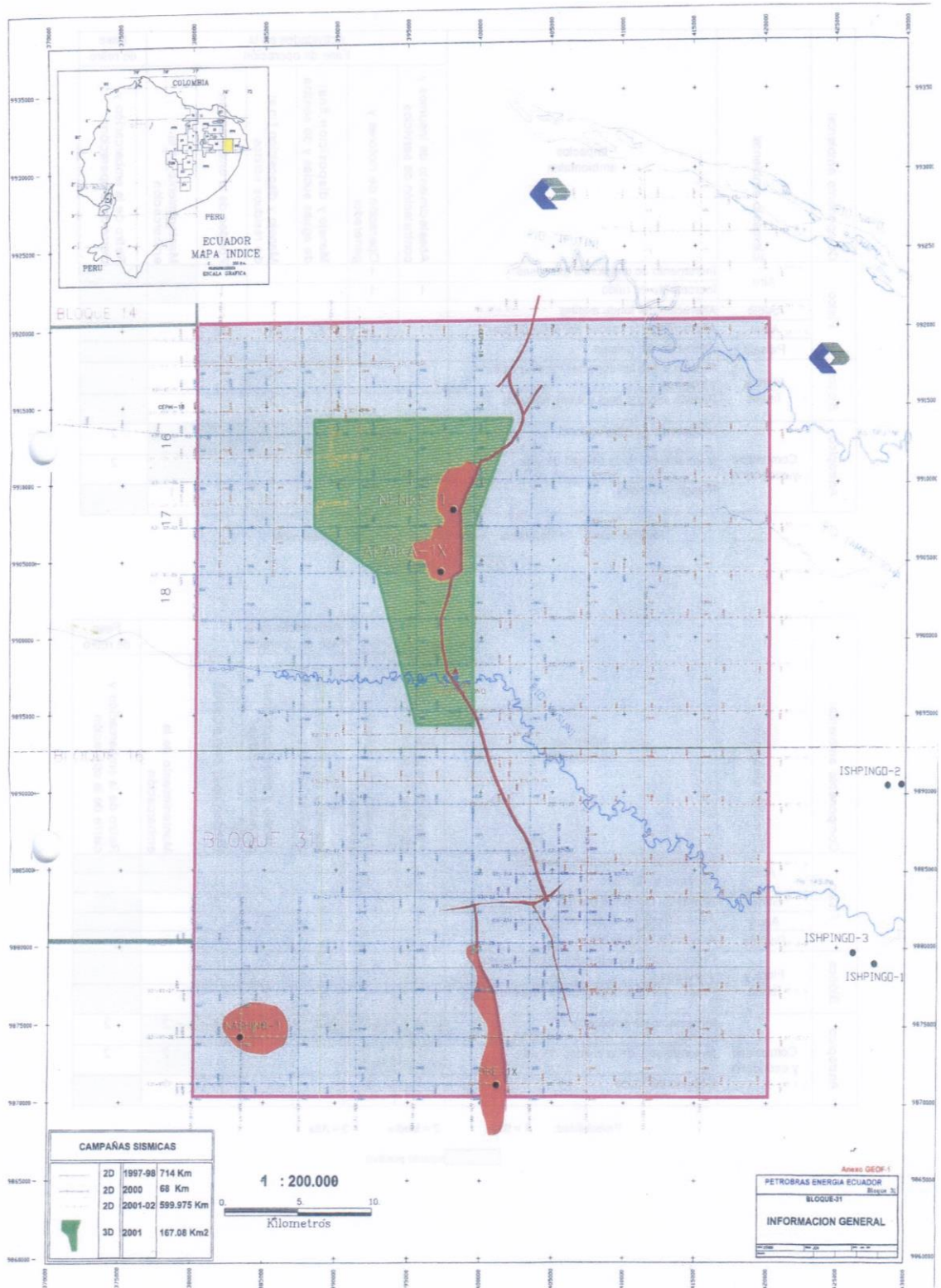
Villalva Ojeda, R. C. (2006). Modelo geológico de la arenisca Tena basal en la cuenca Oriente. Quito: Escuela Politécnica Nacional.



## **ANEXOS**

# ANEXO I

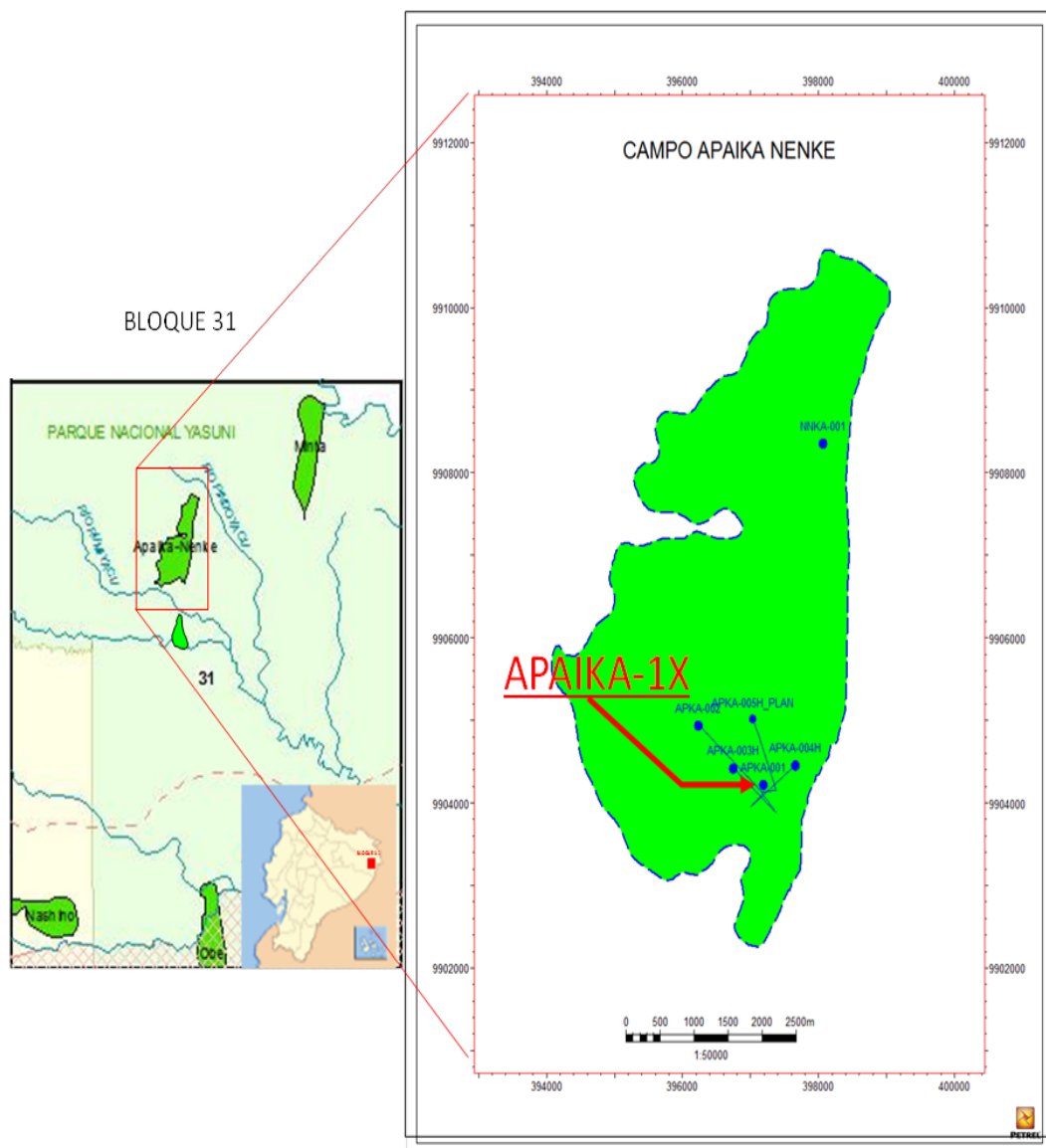
## LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO APAIKA



## ANEXO II

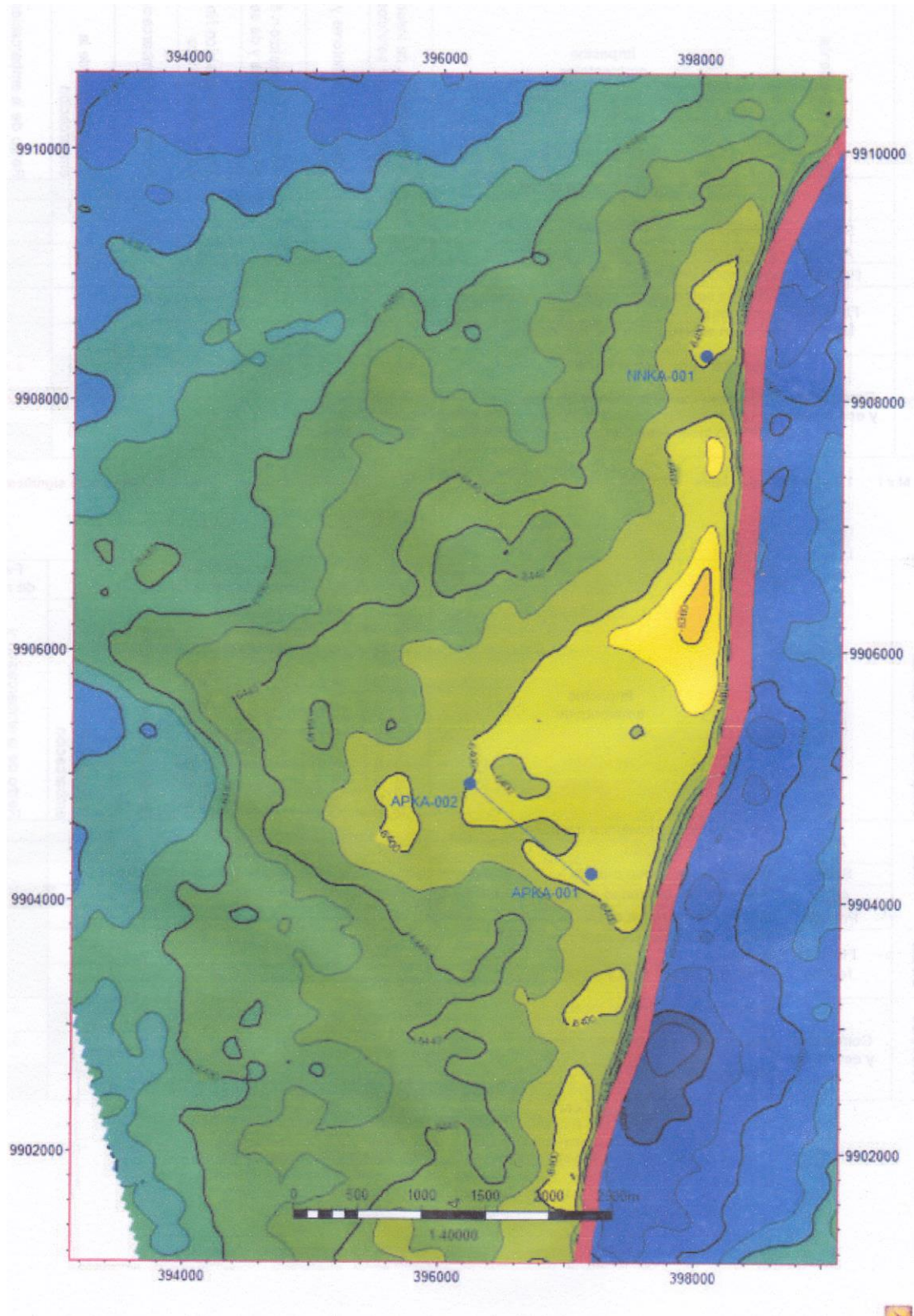
# LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO APAIKA Y SUS POZOS PERFORADOS

MAPA DE UBICACIÓN



### ANEXO III

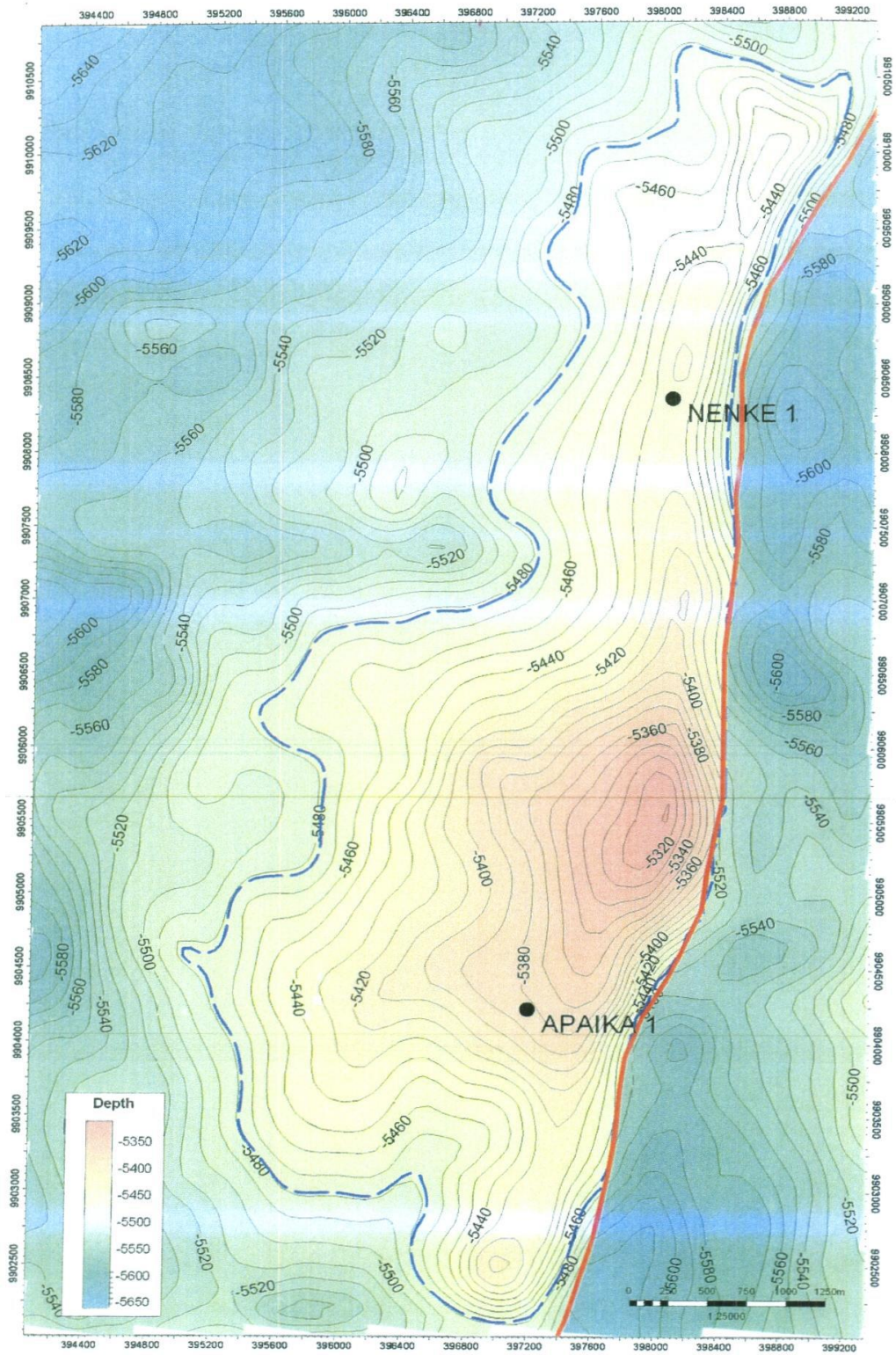
## MAPA ESTRUCTURAL ARENIZCA T CAMPO APAIKA





# ANEXO IV

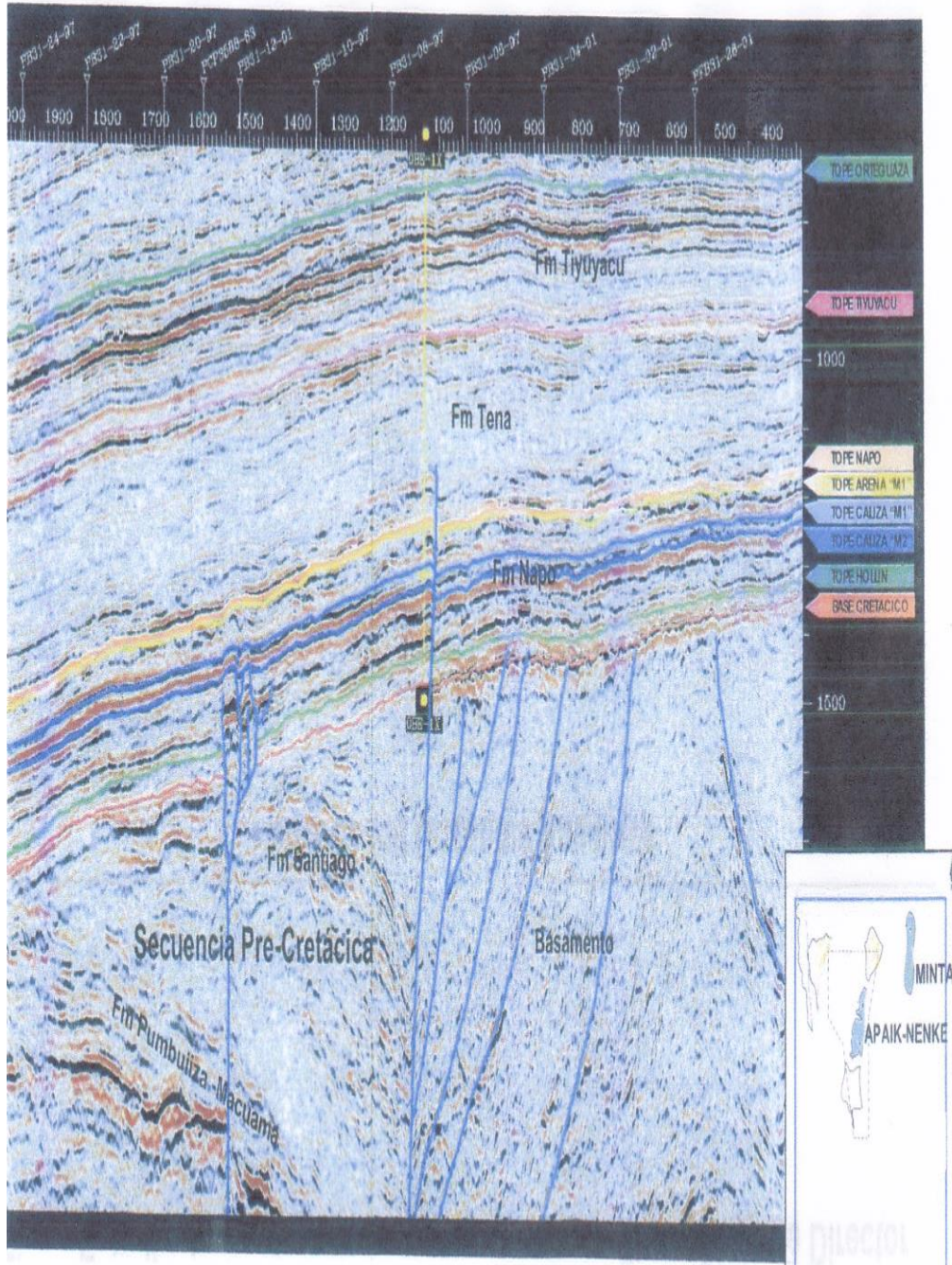
## MAPA ISOPACO CAMPO APAIKA





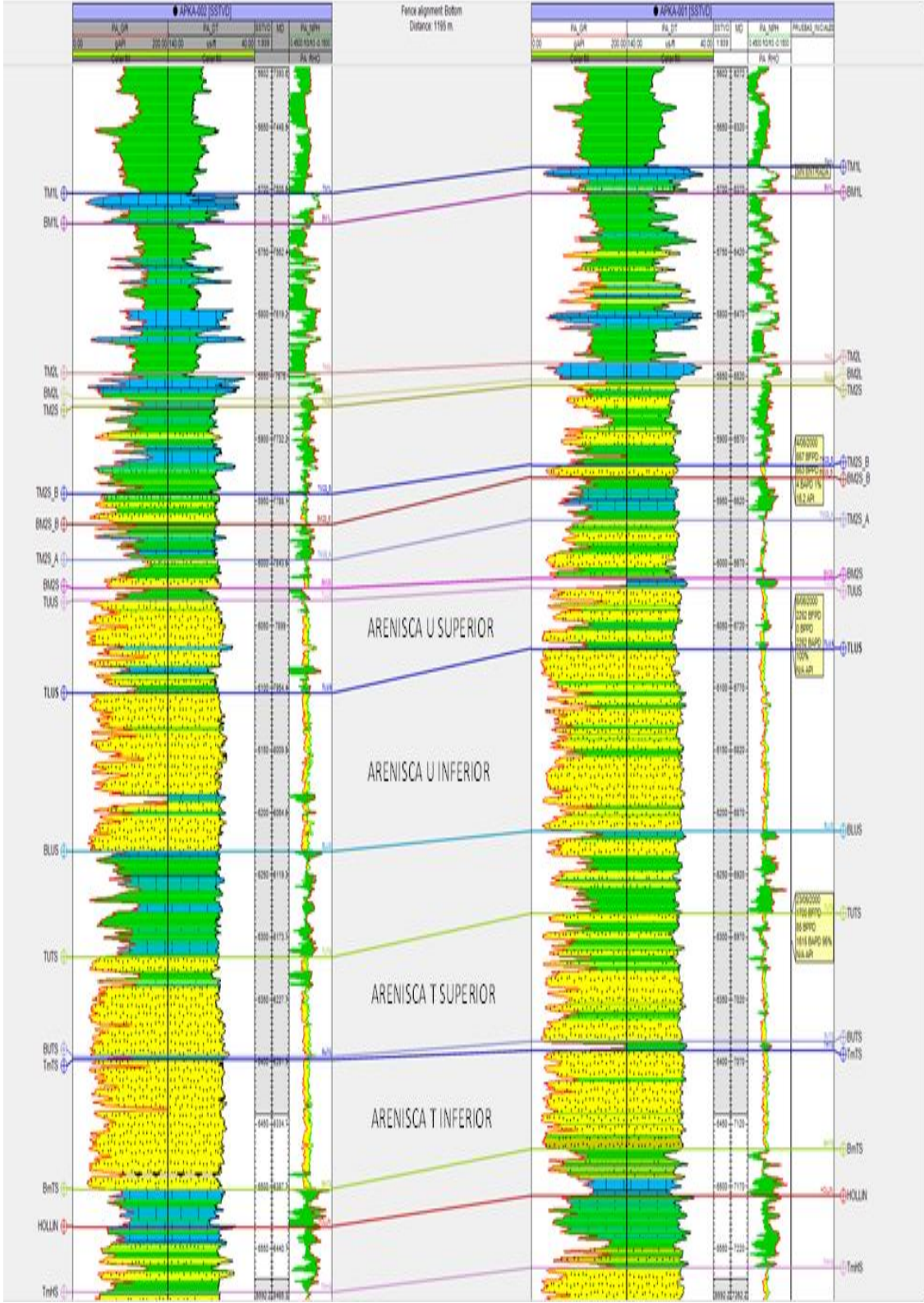
# ANEXO V

## SISMICA 3D CAMPO APAIKA POZO 1X



# ANEXO VI

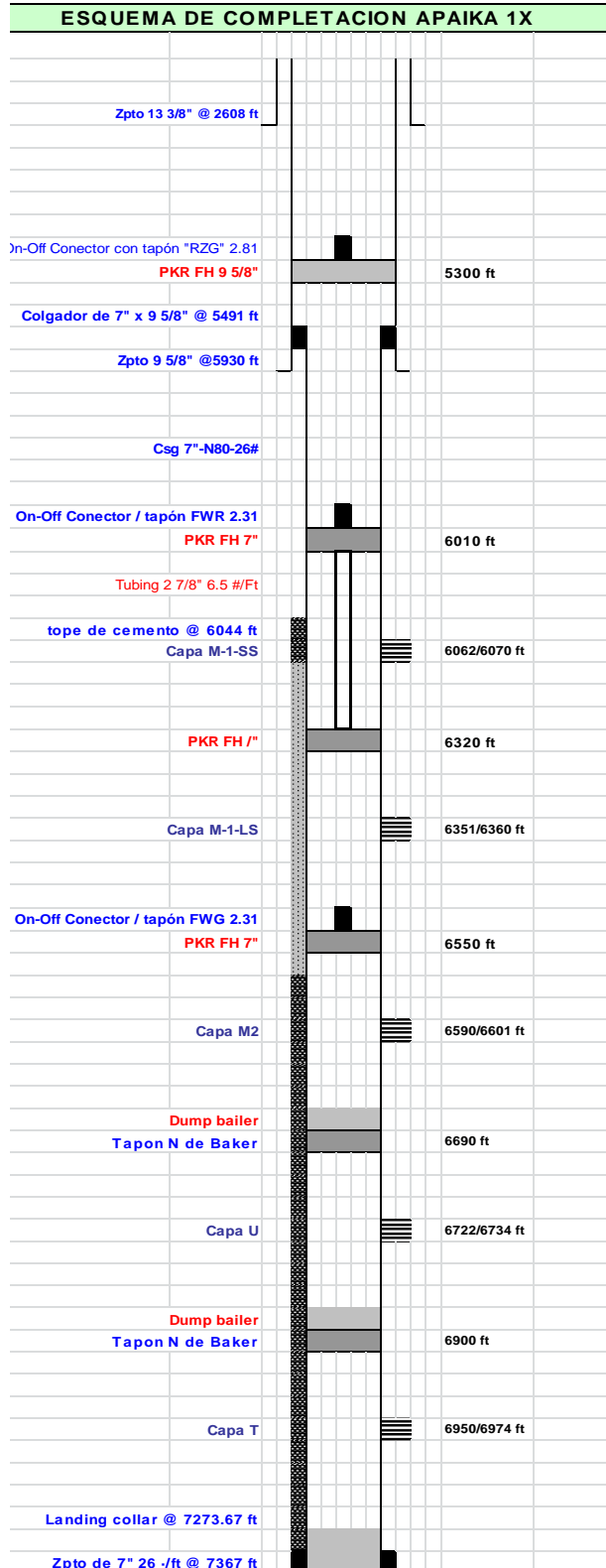
## CORELACIÓN ENTRE APIKA 01 Y APAIKA 02





# ANEXO VII

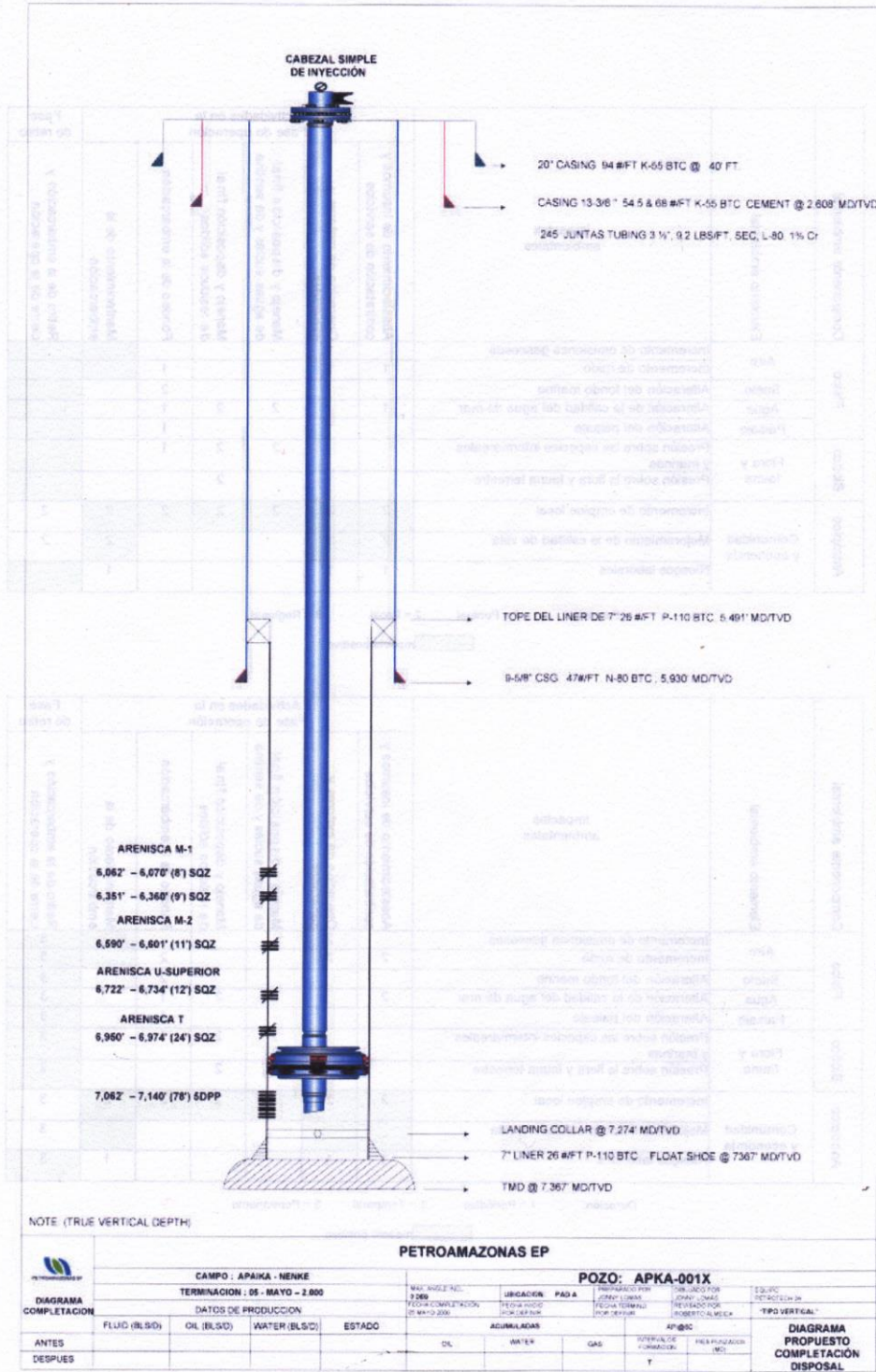
## COMPLETACIÓN DEL POZO APAIKA 01 ABANDONADO





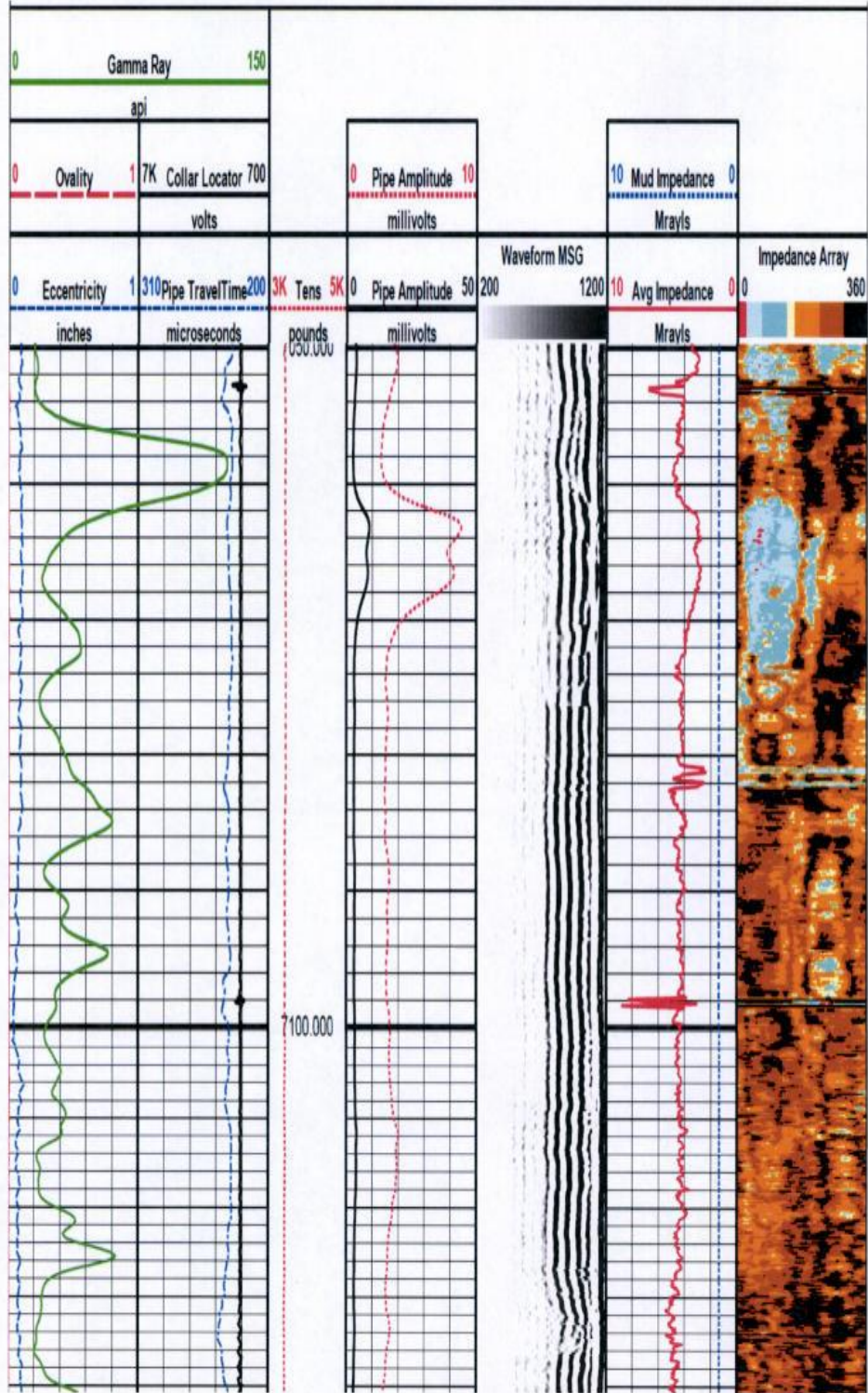
# ANEXO VIII

## COMPLETACIÓN DE POZO APIAKA 1X PARA PARA DISPOSAL



# ANEXO IX

## REGISTRO DE CEMENTACIÓN POZO APAIKA 1X





# ANEXO X

## PETROFÍSICA Y REGISTOS ELÉCTRICOS DEL POZO APAKIA 01

