



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA AMBIENTAL Y MANEJO  
DE RIESGOS NATURALES**

**DISPOSICIÓN AMBIENTAL DE LOS CORTES DE SÓLIDOS  
ASOCIADOS A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS  
APLICANDO LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE  
PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 16 DEL ORIENTE  
ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERA AMBIENTAL Y MANEJO DE RIESGOS NATURALES**

**VANESSA ESTEFANÍA BOLAÑOS CARRANZA**

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

**Quito, Julio 2014**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014

Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo **VANESSA ESTEFANIA BOLAÑOS CARRANZA**, 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.

---

ESTEFANIA BOLAÑOS

C.I. 1803587607

# **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “DISPOSICIÓN AMBIENTAL DE LOS CORTES DE SÓLIDOS ASOCIADOS A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICANDO LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 16 DEL ORIENTE ECUATORIANO”, que, para aspirar al título de Ingeniera Ambiental y Manejo de Riesgos Naturales fue desarrollado por Vanessa Estefanía Bolaños Carranza, 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





## A QUIEN INTERESE

A petición de la señorita VANESSA ESTEFANÍA BOLAÑOS CARRANZA, certifico que realizó su tesis "Disposición ambiental de los cortes de sólidos asociados a la perforación de pozos petroleros aplicando la re-inyección de cortes de perforación en el Bloque 16 del oriente ecuatoriano" en REPSOL ECUADOR; Departamento de Perforación y Completación, desde el 5 de Marzo hasta el 24 de Julio de 2014 a tiempo completo a cargo de Guido Cuvi.

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

Atentamente,

Miguel Ángel Agurto Arce-Patrón  
Gerente Personas y Organización  
Repsol Ecuador

**REPSOL ECUADOR S.A.**

Repsol Ecuador S.A. - RUC: 1791753283001

Av. Isabel la Católica N 24-430 y Luis Cordero, Edificio Torre RFS, Quito - Ecuador  
Telf.: [593 2] 2976 600

## **DEDICATORIA**

A Dios, en primer lugar, por darme la vida, por haberme permitido crecer en un hogar excepcional, por haber estado conmigo en cada una de las etapas de mi vida durante estos 23 años; por permitirme llegar hasta este punto de culminación de mi carrera y por brindarme salud para lograr cada uno de mis objetivos. Por darme fortaleza ante las adversidades y paciencia para continuar con los retos que se presentan en mi vida

A mis Padres, por su apoyo incondicional, por su paciencia, por el tiempo que me han brindado, por cada uno de sus consejos y sabias palabras, por los valores que me inculcaron desde el momento que llegue a sus vidas, por su motivación y palabras de aliento, por tratar de hacer de cada uno de los días de mi vida un momento especial e inolvidable lleno de felicidad, gracias por su esfuerzo al dejarme algo de valor incalculable que es mi educación. Nancy y Marco muchas gracias por su amor y ser uno de los pilares importantes en mi vida. Los amo.

A mis hermanos y familiares, Salomé y Ricardo porque no solamente son mis hermanos sino mis amigos, porque han estado presentes alegrando cada uno de los días que compartimos, llenando de sonrisas y recuerdos inolvidables cada momento, brindándome su apoyo, estando siempre pendientes de mí y de la culminación de mi tesis. A mi abuelita Ceneida, le estaré de por vida agradecida por cada uno de sus consejos y palabras de apoyo, por ser como una segunda madre y brindarme el amor más puro e incondicional.

**Vanessa Estefanía Bolaños Carranza**

## **AGRADECIMIENTO**

A mi director de tesis, Ing. Fausto Ramos Aguirre, por apoyarme y guiarme durante todo el proceso de elaboración y culminación de mi tesis, porque desde principios de la carrera en todas las materias impartidas supo impartirme sus conocimientos, y por ser un gran apoyo en esta institución. Agradezco también a mi coordinadora de carrera, Ing. Gloria Roldán, por apoyarme y tener fe en mí desde que me conoció, por estar pendiente de mi avance en la universidad y de la culminación de mi tesis.

Mi gratitud a todo el personal docente de la Universidad Tecnológica Equinoccial y a mis queridos maestros que a través de sus sabias enseñanzas supieron guiarme para poder subir un peldaño más de los muchos que están por venir.

Agradezco al departamento de Perforación y Work Over de la empresa REPSOL ECUADOR ya que sin su ayuda y sin el aporte de sus conocimientos no hubiera culminando esta etapa importante de mi formación, en especial a los Ing. Guido Cuvi, Ing. Cesar Sacoto, Ing. Jorge Rosas, Ing. Javier Rumipamba, Ing. Carlos Padilla, Ing. Luis Rodríguez, Ing. Juan Freire y Geólogo Telmo Tamayo, que gracias a su colaboración, constancia, perseverancia y paciencia me ayudaron a realizar esta tesis.

A mis amigas Daisy y Verónica, porque desde que las conocí han estado siempre conmigo en los buenos y malos momentos.

A mi gran amigo y novio Vinod, por brindarme su, ayuda, consejos, amor incondicional, por estar presente durante esta, una de las etapas más importantes de mi vida, por motivarme para hacer realidad todos nuestros sueños.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b> .....	xiii
<b>ABSTRACT</b> .....	xiv
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	3
1.2. JUSTIFICACIÓN .....	4
1.3. OBJETIVO GENERAL .....	7
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	7
<b>2. MARCO TEORICO</b> .....	8
GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN .....	8
2.1. DESCRIPCION DE LA PERFORACIÓN .....	8
2.2. EQUIPO DE PERFORACIÓN .....	9
2.2.1. TORRE DE PERFORACIÓN .....	10
2.2.2. BROCA.....	11
2.2.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	13
2.3. MARCO LEGAL AMBIENTAL .....	14
2.3.1. RESUMEN DEL MARCO LEGAL AMBIENTAL RELACIONADO A LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS. ....	17
2.3.2. ANALISIS DEL DECRETO EJECUTIVO 1215.....	18
2.3.3. COMPARACIÓN MUNDIAL DE ESTRUCTURAS REGULATORIAS AMBIENTALES .....	22
2.4. LODOS DE PERFORACIÓN.....	24
2.4.1. ORIGEN .....	25

2.4.2.	COMPOSICIÓN DE LODOS DE PERFORACION .....	28
2.4.3.	FUNCIONES DE LODOS DE PERFORACION.....	29
2.5.	CORTES DE PERFORACIÓN .....	36
2.5.1.	ORIGEN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN .....	37
2.5.2.	COMPOSICIÓN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN .....	38
2.6.	CONTROL DE SÓLIDOS .....	38
2.6.1.	MÉTODOS DE CONTROL DE SÓLIDOS.....	39
2.6.1.1.	Separación mecánica .....	39
2.6.1.2.	Piscinas de asentamiento (gravedad) .....	39
2.6.1.3.	Desplazamiento .....	40
2.6.1.4.	Dilución.....	40
2.6.2.	DEWATERING .....	40
2.7.	TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN .....	41
2.7.1.	CONFINAMIENTO EN SUBSUPERFICIE .....	41
2.7.2.	FOSAS PARA DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN .....	42
2.7.3.	LANDFARMING.....	42
2.7.4.	INCINERACIÓN.....	43
2.7.5.	DESORCIÓN TÉRMICA .....	45
2.7.6.	BIORREMEDIACIÓN .....	46
2.7.8.	ENCAPSULAMIENTO .....	48
2.8.	ESTRATIGRAFIA Y LITOLOGIA DEL CAMPO .....	48
2.8.1.	MARCO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTE .....	49
2.8.2.	INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	51

2.8.3.	ASPECTOS GEOLÓGICOS DEL BLOQUE 16.....	66
2.8.4.	ESTRATIGRAFIA DEL BLOQUE 16.....	68
2.8.5.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.....	78
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>86</b>
3.1.	IDENTIFICACION, ESTUDIO Y ELECCION DE LA FORMACIÓN RECEPTORA.....	86
3.1.1.	CARACTERIZACION ESTRATIGRÁFICA Y PETROFÍSICA SEGÚN PARAMETROS PARA RE-INYECCIÓN EN LOS CAMPOS IRO Y GINTA.....	86
3.1.2.	EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN .....	101
5.1.3.	ELECCIÓN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA.....	102
3.2.	CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA .....	106
3.2.1.	CARACTERIZACIÓN DE LOS LODOS .....	106
3.2.2.	CARACTERIZACIÓN DE LOS RIPIOS.....	106
3.2.3.	CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA.....	107
3.2.4.	CONDICIONES REOLÓGICAS DE LA LECHADA .....	108
3.3.	METODOLOGÍA DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.....	109
3.3.1.	MÉTODOS DE INYECCIÓN Y REINYECCION DE CORTES. 109	
3.3.1.1.	Inyección anular.....	110
3.3.1.2.	Inyección por pozo redundante.....	112
3.3.1.3.	Inyección por pozo dedicado .....	113
3.3.2.	PARÁMETROS DE REINYECCIÓN .....	115

3.3.3.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	116
3.3.3.1.	Tipos de fracturas .....	119
3.3.3.2.	Fracturas de acuerdo al régimen de inyección.....	121
3.3.3.3.	Contención de la lechada en la fractura.....	123
3.3.4.	EQUIPO DE SUPERFICIE PARA LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.....	127
3.3.4.1.	Sistema de transporte de cortes de perforación.....	128
3.3.4.1.1.	Sistema de transporte de ripios en el taladro.....	129
3.3.4.1.2.	Sistema de transporte de ripios al vacío.....	130
3.3.4.1.3.	Sistema de transporte neumático CLEAN CUT® de M-I Swaco	131
3.3.4.1.4.	Sistema móvil para reinyección de cortes.....	133
3.3.4.2.	Sistema de acondicionamiento de lechada .....	134
3.3.4.2.1.	Tornillo sin fin transportador de cortes .....	134
3.3.4.2.2.	Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío. (Opcional).....	135
3.3.4.2.3.	Tanque de lechada para CRI.....	135
3.3.4.2.4.	Tanque de suministro de agua para CRI .....	136
3.3.4.2.5.	Agitador clasificador para re-inyección de cortes de perforación.....	136
3.3.4.3.	Sistema de Inyección.....	137
3.3.4.3.1.	Tanque de almacenamiento para re-inyección de cortes de perforación.....	137
3.3.4.3.2.	Bomba de Inyección HP para CRI .....	138

3.3.4.4. Procedimiento de Monitoreo de los equipos de inyección

139

<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>140</b>
4.2. ELECCIÓN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA .....	142
4.3. EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN .....	143
4.4. MÉTODO IDEAL PARA RE-INYECCIÓN DE CORTES EN EL BLOQUE 16.....	144
4.5. TIPO DE FRACTURA IDEAL PARA APLICACIÓN DE RE-INYECCION DE CORTES EN EL BLOQUE 16.....	146
4.2.1. FRACTURAS MÚLTIPLES .....	147
4.6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL .....	148
4.6.1. CALCULÓS DEL VOLUMEN DE DESECHOS .....	148
4.6.2. CONSIDERACIONES DE COSTOS .....	151
4.1.3. CONSIDERACIONES AMBIENTALES .....	152
4.1.3.1. Consideraciones ambientales y operacionales para fracturas hidráulicas .....	154
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>160</b>
5.1. CONCLUSIONES.....	160
5.2. RECOMENDACIONES .....	162
<b>NOMENCLATURA / GLOSARIO</b> .....	<b>163</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>167</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>172</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

## PÁGINAS

<b>TABLA 1.</b> CLASIFICACIÓN DE CORTES Y PARTÍCULAS SÓLIDAS DE PERFORACIÓN DE ACUERDO AL TAMAÑO DE PARTÍCULA. ....	37
<b>TABLA 2.</b> CLASIFICACIÓN API DEL TAMAÑO DE LOS SÓLIDOS. ....	39
<b>TABLA 3.</b> COORDENADAS UTM DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 16. ....	66
<b>TABLA 4.</b> ESPESORES DE ARENAS EN EL BLOQUE 16. ....	76
<b>TABLA 5.</b> POSIBLES POZOS PARA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN LOS CAMPOS GINTA. ....	88
<b>TABLA 6.</b> POSIBLES POZOS PARA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN LOS CAMPOS IRO. ....	89
<b>TABLA 7.</b> RESERVAS DE PETRÓLEO EXISTENTES PARA LOS YACIMIENTOS EN LOS CAMPOS GINTA E IRO. ....	91
<b>TABLA 8.</b> POROSIDAD Y PERMEABILIDAD PARA LAS ARENAS DE INTERÉS EN LOS CAMPOS IRO Y GINTA. ....	98
<b>TABLA 9.</b> AUSENCIA DE ACUÍFEROS ALEDAÑOS A LAS ARENAS DE INTERÉS. ....	99
<b>TABLA 10.</b> CARACTERÍSTICAS DE UNA FORMACIÓN RECEPTORA DE LECHADAS DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN. ....	102
<b>TABLA 11.</b> CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS DE INTERÉS CAMPO GINTA. ....	104
<b>TABLA 12.</b> CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS DE INTERÉS CAMPO IRO. ....	105
<b>TABLA 13.</b> CARACTERÍSTICAS DE LOS LODOS. ....	106
<b>TABLA 14.</b> CARACTERÍSTICAS DE LOS RIPIOS. ....	107
<b>TABLA 15.</b> CARACTERÍSTICAS PARA LA LECHADA. ....	108
<b>TABLA 16.</b> CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS DE INTERÉS CAMPO GINTA. ....	142

<b>TABLA 17. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS DE INTERÉS CAMPO IRO. ....</b>	<b>143</b>
<b>TABLA 18. PROYECCIÓN DE VOLÚMENES DE GENERACIÓN DE CORTES, DESECHOS LÍQUIDOS Y LECHADA EN EL BLOQUE 16. ....</b>	<b>150</b>
<b>TABLA 19. COMPARACIÓN DE COSTOS DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN VS. TRATAMIENTO TRADICIONAL .....</b>	<b>152</b>
<b>TABLA 20. EMISIONES APROXIMADAS A LA ATMÓSFERA POR DCRI. ...</b>	<b>153</b>

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

	<b>PÁGINAS</b>
<b>GRÁFICO 1. PERFORACIÓN Y EQUIPO DE PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO.....</b>	<b>9</b>
<b>GRÁFICO 2. TORRE DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>GRÁFICO 3. BROCA PDC (COMPACTOS DE DIAMANTE POLICRISTALINOS).....</b>	<b>12</b>
<b>GRÁFICO 4. BROCA TRICÓNICA.....</b>	<b>13</b>
<b>GRÁFICO 5. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>GRÁFICO 6. PIRÁMIDE DE KELSEN.....</b>	<b>15</b>
<b>GRÁFICO 7. SUSPENSIÓN DE CORTES DE ROCA.....</b>	<b>30</b>
<b>GRÁFICO 8. CONTROL DE PRESIÓN.....</b>	<b>31</b>
<b>GRÁFICO 9. ESTABILIZACIÓN DE LA FORMACIÓN ROCOSA EXPUESTA.....</b>	<b>33</b>
<b>GRÁFICO 10. LUBRICACIÓN Y ENFRIAMIENTO DE LA BROCA.....</b>	<b>34</b>
<b>GRÁFICO 11. TRANSMITIR ENERGÍA HIDRÁULICA.....</b>	<b>36</b>
<b>GRÁFICO 12. CONTROL DE SÓLIDOS. UNIDAD DE DEWATERING Y SISTEMA DE CENTRIFUGAS.....</b>	<b>41</b>
<b>GRÁFICO 13. LANDFARMING.....</b>	<b>43</b>
<b>GRÁFICO 14. INCINERACIÓN DE SUELO CONTAMINADO CON HIDROCARBUROS.....</b>	<b>45</b>
<b>GRÁFICO 15. DESORCIÓN TÉRMICA DE SUELO CONTAMINADO CON HIDROCARBUROS.....</b>	<b>46</b>
<b>GRÁFICO 16. CORREDORES ESTRUCTURALES PETROLÍFEROS.....</b>	<b>51</b>
<b>GRÁFICO 17. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA.....</b>	<b>65</b>
<b>GRÁFICO 18. UBICACIÓN DEL BLOQUE 16 EN EL ORIENTE ECUATORIANO.....</b>	<b>67</b>
<b>GRÁFICO 19. ESTRATIGRAFÍA BLOQUE 16.....</b>	<b>69</b>

<b>GRÁFICO 20. PROCESO DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>80</b>
<b>GRÁFICO 21. DISTRIBUCIÓN DE CAMPOS Y POZOS IRO Y GINTA.....</b>	<b>87</b>
<b>GRÁFICO 22. FORMACIONES, MIEMBROS Y SECUENCIAS DE ROCAS SEDIMENTARIAS DEL BLOQUE 16. ....</b>	<b>92</b>
<b>GRÁFICO 23. MAPA EN TIEMPO A LA BASE DE LA ARENA U SUPERIOR. ....</b>	<b>94</b>
<b>GRÁFICO 24. MAPA EN TIEMPO CUBRIENDO EL ÁREA DE LOS CAMPOS IRO, GINTA Y DAIMI.....</b>	<b>95</b>
<b>GRÁFICO 25. SECCIÓN SÍSMICA DIRECCIÓN E-W CAMPO IRO.....</b>	<b>97</b>
<b>GRÁFICO 26. CAPAS SELLO EN LAS ARENAS DE INTERÉS.....</b>	<b>100</b>
<b>GRÁFICO 27. CONDICIONES REOLÓGICAS DE LA LECHADA. ....</b>	<b>109</b>
<b>GRÁFICO 28. INYECCIÓN EN EL ESPACIO ANULAR EN UN POZO DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>112</b>
<b>GRÁFICO 29. INYECCIÓN CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DENTRO DE UN POZO REDUNDANTE. ....</b>	<b>113</b>
<b>GRÁFICO 30. INYECCIÓN CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DENTRO DE UN POZO DEDICADO. ....</b>	<b>115</b>
<b>GRÁFICO 31. PRESIÓN DE INYECCIÓN TÍPICA Y RESPUESTAS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN DURANTE UN SOLO EPISODIO DE INYECCIÓN EN LAS OPERACIONES CRI. ....</b>	<b>118</b>
<b>GRÁFICO 32. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA VERTICAL.....</b>	<b>120</b>
<b>GRÁFICO 33. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HORIZONTAL. ....</b>	<b>121</b>
<b>GRÁFICO 34. FRACTURAS MÚLTIPLES.....</b>	<b>123</b>
<b>GRÁFICO 35. CONTENCIÓN DE UNA FRACTURA DEBIDO A UNA BARRERA DE TENSIÓN. ....</b>	<b>124</b>
<b>GRÁFICO 36. CONTENCIÓN DE UNA FRACTURA DEBIDO A UNA BARRERA DE MÓDULO. ....</b>	<b>125</b>
<b>GRÁFICO 37. CONTENCIÓN DE UNA FRACTURA DEBIDO A UNA BARRERA DE ALTA PERMEABILIDAD. ....</b>	<b>126</b>

<b>GRÁFICO 38.</b> EQUIPO BÁSICO PARA LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN.....	129
<b>GRÁFICO 39.</b> SISTEMA DE TRANSPORTE DE RIPIOS EN EL TALADRO..	130
<b>GRÁFICO 40.</b> SISTEMA DE TRANSPORTE DE RIPIOS AL VACÍO. ....	131
<b>GRÁFICO 41.</b> SISTEMA DE TRANSPORTE DE RIPIOS CLEAN CUT® M-I SWACO. ....	132
<b>GRÁFICO 42.</b> SISTEMA MÓVIL PARA RE-INYECCIÓN DE CORTES.....	133
<b>GRÁFICO 43.</b> TORNILLO SIN FIN TRANSPORTADOR DE CORTES. ....	134
<b>GRÁFICO 44.</b> SISTEMA DE VACÍO DE DESCARGA CONTINÚA DE LA TOLVA DE VACÍO. ....	135
<b>GRÁFICO 45.</b> TANQUE DE LECHADA PARA CRI. ....	135
<b>GRÁFICO 46.</b> TANQUE DE SUMINISTRO DE AGUA PARA CRI.....	136
<b>GRÁFICO 47.</b> AGITADOR CLASIFICADOR PARA CRI. ....	136
<b>GRÁFICO 48.</b> TANQUE DE ALMACENAMIENTO PARA CRI.....	138
<b>GRÁFICO 49.</b> BOMBA DE INYECCIÓN HP PARA CRI. ....	138
<b>GRÁFICO 50.</b> ARENAS DE RE-INYECCIÓN .....	143
<b>GRÁFICO 51.</b> INYECCIÓN CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DENTRO DE UN POZO DEDICADO. (M-I SWACO, 2014).....	146
<b>GRÁFICO 52.</b> ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HORIZONTAL. ....	147
<b>GRÁFICO 53.</b> FRACTURAS MÚLTIPLES.....	148
<b>GRÁFICO 54.</b> ESPECIFICACIONES FAVORABLES EN UN PROYECTO DE REINYECCIÓN. (LIZARAZO SARMIENTO & LEAL BECERRA, 2011) ....	155
<b>GRÁFICO 55.</b> MIGRACIÓN DE LECHADA INYECTADA POR MEDIO DE LOS ESPEJOS IMPERMEABLES DE FALLA. ....	156
<b>GRÁFICO 56.</b> MIGRACIÓN DE LECHADA HACIA OTRAS FORMACIONES A CAUSA DE FRACTURAS VERTICALES. ....	157
<b>GRÁFICO 57.</b> MIGRACIÓN DE LECHADA A CAUSA DE MALA CEMENTACIÓN.....	158

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINAS</b>
<b>ANEXO I.</b> INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PARA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD.....	173
<b>ANEXO II.</b> COMBINACIÓN DE POROSIDAD ENTRE NÚCLEOS Y REGISTROS. POZO IRO.....	174
<b>ANEXO III.</b> COMBINACIÓN DE POROSIDAD ENTRE NÚCLEOS Y REGISTROS. POZO GINTA.....	175
<b>ANEXO IV.</b> MAPA ESTRUCTURAL - IRO BASAL TENA.....	176
<b>ANEXO V.</b> MAPA ESTRUCTURAL - IRO M1 SUPERIOR.....	177
<b>ANEXO VI.</b> MAPA ESTRUCTURAL - IRO M1 INFERIOR.....	178
<b>ANEXO VII.</b> MAPA ESTRUCTURAL - IRO U SUPERIOR.....	179
<b>ANEXO VIII.</b> MAPA ESTRUCTURAL - IRO U INFERIOR.....	180
<b>ANEXO IX.</b> MAPA ESTRUCTURAL - GINTA BASAL TENA.....	181
<b>ANEXO X.</b> MAPA ESTRUCTURAL - GINTA M1 SUPERIOR.....	182
<b>ANEXO XI.</b> MAPA ESTRUCTURAL - GINTA M1 INFERIOR.....	183
<b>ANEXO XII.</b> MAPA ESTRUCTURAL - GINTA U SUPERIOR.....	184

# ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>PÁGINA</b>
<b>(ECUACIÓN 1).</b> ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN TOTAL DE INYECCIÓN .....	101
<b>(ECUACIÓN 2).</b> PRESIÓN DE INYECCIÓN DE SUPERFICIE .....	116
<b>(ECUACIÓN 3).</b> CABALLOS DE FUERZA HIDRÁULICOS .....	116
<b>(ECUACIÓN 4).</b> ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN TOTAL DE INYECCIÓN .....	144

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación corresponde a un estudio de disposición ambiental de los cortes de sólidos asociados a la perforación de pozos petroleros por re-inyección en una arena no productora en el Bloque 16 del oriente ecuatoriano. Se evaluó la factibilidad ambiental de la aplicación de tecnología de re-inyección de cortes de perforación (ripios y lodos) para su encapsulamiento en formaciones del subsuelo. Para evaluar se recolectó información primaria y secundaria del bloque 16 con la que se analiza la geología, estratigrafía y litología del bloque. El estudio se inició con la caracterización estratigráfica y petrofísica según parámetros para re-inyección en los campos Iro y Ginta, se escogió estos campos por ser los que cuentan con mayor cantidad de pozos abandonados. Posteriormente se investigó la caracterización fisicoquímica de los lodos, ripios y la lechada a re-inyectar de experiencias obtenidas en otros campos y documentadas en publicaciones científicas pertinentes. En el capítulo 3 se analizan los métodos de re-inyección de cortes de perforación y el tipo de fracturamiento hidráulico que podría ser utilizado para disponer los desechos en la formación receptora. Se determinó que el método más factible de re-inyección es la de tipo dedicada ya que se cuenta con un gran número de pozos abandonados que pueden ser destinados para este fin; el más adecuado tipo de fracturamiento hidráulico es el horizontal que permite fracturas múltiples y un mayor volumen de encapsulamiento. Para el estudio de factibilidad se realizó una proyección de los volúmenes de desechos provenientes de la perforación de pozos durante los próximos 5 años, tomando como referencia volúmenes de desechos de pozos anteriores. Si se perforaran 10 pozos direccionales por año el volumen de desechos sería **340000 bbls**. Ambientalmente la re-inyección de cortes de perforación es factible en el bloque 16 siempre que esta se la realice en una formación receptora adecuada que se encuentre entre dos capas sello y que no permita el flujo de la lechada re-inyectada hacia acuíferos aledaños. Con esta tecnología



se reduciría la construcción de piscinas para tratar los desechos de perforación en superficie que actualmente provocan impactos ambientales.

## ABSTRACT

This research paper studies the environmental disposal of solid waste cuttings associated to oil drilling applying re-injection into a non-producing sand in Block 16 of the ecuadorian amazon rainforest. Environmental feasibility of applying re-injection of drill cuttings (cuttings and sludge) by encapsulation in subsurface formations is evaluated. To the evaluation primary and secondary information regarding geology, stratigraphy and lithology of the block 16 is presented. The study begins with the stratigraphic and petrophysical characterization parameters as re-injection into the Iro and Ginta fields, these fields were chosen to be those with the largest number of abandoned wells. Subsequently physicochemical characterization of sludge, slurry and cuttings re-injection of past experiences in other fields and scientific literature were investigated. Chapter 3 is an analysis of the methods of drill cuttings re-injection and a type of hydraulic fracturing that could be used to dispose of waste in the injection formation. This study shows that the most feasible method of re-injection is the dedicated wellbore type because the field under study has a lot of abandoned wells that may be assigned for this purpose; the most appropriate type of hydraulic fracturing is the horizontal because this allows multiple fractures and a greater volume of encapsulation. For the feasibility study projected volumes of waste from drilling over the next five years, with reference to previous volumes of waste wells is presented. If 10 directional wells are to be drilled per year waste volume would be **340000 bbls**. Environmentally friendly re-injection of drill cuttings is feasible in Block 16 only if this is done in the adequate isolated injection formation, and this is between two sealing beds and not allow the flow of slurry re-injected into nearby aquifers. This technology would avoid the need

to build landfill disposal sites for drill cuttings on the rainforest surface that causes a huge environmental impact.

# **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

El Bloque 16 se adjudica en enero de 1986 al consorcio Conoco-Nameco-Diamod-Opic. Conoco, como operadora, descubrió los campos Amo en 1987, Daimi y Ginta en 1988 e Iro en 1989. Posteriormente, Conoco transfirió la totalidad de sus derechos y obligaciones a favor de Maxus. En el segundo semestre de 1996, se negoció el cambio del contrato de prestación de servicios por otro de participación. Con posterioridad, Maxus vendió su participación a YPF, la que descubrió los campos Dabo y Wati en 1999. Posteriormente, YPF fue adquirida por la compañía española Repsol, con el propósito de expandirse internacionalmente, mantener el liderazgo en las actividades tradicionales de la compañía e incrementar la exploración y producción; principalmente en Latinoamérica pasando a formar la empresa Repsol-YPF. (En el año 2012, Repsol se separó de YPF y quedó constituida como Repsol Ecuador, actualmente a cargo de la operación de este Bloque.

Para poder cumplir con lo mencionado REPSOL ECUADOR adecua y amplía las dos plantas de producción de crudo con las que contaba MAXUS, las denominadas NPF (Facilidades de Producción del Norte) y SPF (Facilidades de Producción del Sur), estas plantas están ubicadas en la provincia de Orellana, en el cantón Aguarico, dentro del Parque Nacional Yasuní; a este lugar también se lo conoce como Bloque 16. El Bloque 16 está ubicado en la provincia de Orellana, dentro de la Reserva Étnica Huaorani conformado por varios clanes, algunos de ellos aún en aislamiento voluntario y ocupa un 22% del Parque Nacional Yasuní.

Las compañías operadoras de exploración y producción de petróleo y gas son responsables por la disposición adecuada de cortes, lodos y aguas generados durante las operaciones de perforación de pozos. En los últimos años, el manejo apropiado de estos materiales se ha convertido en una de las

prioridades en la planeación de las operaciones de perforación, puesto que se deben seguir las regulaciones existentes en cada país para disponer de estos desechos de una manera segura y aceptable para el medio ambiente. En todo el mundo, las legislaciones ambientales, cada vez son más exigentes, reducen así las opciones para disposición de estos materiales o incrementan el costo tratamiento por descarga.

La re-inyección de cortes de perforación es un método atractivo en cuanto a disposición de desechos de perforación se refiere debido a su efectividad y cumplimiento con la legislación ambiental concerniente a las descargas de desechos de perforación. Existen dos tipos primarios de desechos generados por la perforación de pozos de petróleo y gas entre los que tenemos cortes de perforación y fluidos de perforación.

La re-inyección de cortes de perforación tiene como principio fundamental la remoción de residuos de perforación del ambiente mediante su colocación en pozos abandonados muy por debajo de la superficie terrestre. Las formaciones geológicas en las cuales se va a proceder a la re-inyección de cortes están ubicadas a profundidades superiores a los 5000 ft. esto quiere decir que se encuentran a una distancia muy lejana de fuentes de agua subterránea que las personas tienen alcance y podrían utilizar. Aplicando la re-inyección de cortes de perforación se podrá eliminar las piscinas de tratamiento, los riegos de seguridad industrial que implica el transporte de estos. Una de las ventajas de la Re-inyección de cortes es la obtención de cero descarga, es decir que ningún material es abandonado en el lugar de la operación, ya que la re-inyección de cortes de perforación es un proceso donde los cortes de perforación se recolectan y transportan a un sistema que los organiza, mezcla, clasifica y acondiciona convirtiéndolos en una lechada estable, la cual se inyecta a un yacimiento (formación receptora), ubicada a una gran profundidad y que se encuentra permanentemente aislada de fuentes de agua entre dos capas sello. La Re-inyección de cortes que mundialmente se conoce como CRI (Cuttings

Re-Injection) se ha venido realizando alrededor del mundo con muy buenos resultados en la eliminación de cortes de perforación demostrando su gran efectividad en cuanto a métodos de eliminación.

## **1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

Uno de los efectos colaterales desafortunados de la exploración y explotación de hidrocarburos es la acumulación de escombros que son removidos para llegar a dichos recursos; en promedio de un pozo se originan 10000 bbls. de desechos entre fluidos y recortes de perforación. En zonas ambientalmente sensibles como es el caso del Bloque 16 el manejo de residuos de perforación constituye un tema desafiante debido a su impacto ambiental potencial y a que la legislación ambiental es más estricta y las técnicas de eliminación de recortes han incrementado sus costos. Los lodos y cortes de perforación están compuestos de varios tipos de ripios ya que varían dependiendo de la formación geológica que hayan atravesado durante la perforación y de igual manera para que sea posible su perforación es necesario adicionar aditivos orgánicos e inorgánicos en los fluidos. El manejo de los desechos de perforación se ha convertido en una problemática de interés nacional ya que no solamente se ve involucrado el medio ambiente sino también la sociedad; las personas que habitan en lugares aledaños a los campos de petróleo y en especial a la reserva étnica Huaorani ya que el Bloque 16 se encuentra dentro de esta; razón por la cual debe existir especial énfasis en la disposición de este tipo de desechos ya que actualmente los lodos no son confinados en sub-superficie, sino tratados en superficie por gestores ambientales; esto provoca un gran impacto ambiental y el drenaje ácido de las rocas, problemas de seguridad industrial, accidentes durante el transporte de estos desechos y peor aún que estos desechos se filtren hacia aguas subterráneas que pueden

desembocar en pozos de agua dulce y en ríos los cuales son utilizados por las personas para su consumo, para la agricultura y para la pesca. Este tipo de problemas ambientales son irremediables como claro ejemplo se puede citar el caso “TEXACO”; ya que ninguna indemnización podrá volver jamás a su estado original al agua, tierra y ningún tipo de vida ya sea humana o animal existente en este nuestro planeta.

## **1.2. JUSTIFICACIÓN**

El presente trabajo se justifica porque: en el Ecuador se ha incrementado la perforación de pozos y estos son cada vez más profundos, en algunos casos llegan hasta los 14000 ft. con la finalidad de mantener o mejorar la producción petrolera ya que en nuestro país ha incrementado la producción de este recurso no renovable; lo cual está generando más lodos y ripios de perforación cuyo manejo es motivo de interés de las empresas petroleras y la sociedad; por las posibles afectaciones que pudieran presentarse al ambiente. Realizar la disposición de estos lodos y ripios de perforación a cielo abierto cada vez es más difícil no solamente por las regulaciones ambientales sino también porque se requiere una mayor área de desglose para construir las piscinas, ya que estos tienen gran volumen.

La disposición de estos lodos y ripios a cielo abierto puede ser peligrosa; causar graves daños en la salud de las personas que trabajan tratando de remediarlos.

Debido a todos estos factores actualmente las empresas nacionales están basándose en las experiencias de otros países en cuanto a la aplicación de la reinyección y encapsulamiento de los lodos y ripios; ya que en otros países donde se está aplicando este método ellos lo hacen debido a la estricta normativa ambiental a la que están sujetos como es el caso del Mar del Norte

que debido a su sensibilidad ambiental y al costo que implica llevar estos desechos de perforación para su tratamiento en tierra firme; han llegado a la conclusión que la reinyección de cortes es el método más apropiado para disponer desechos de perforación en este tipo de ambientes.

En el país dependiendo de la cantidad de equipos que se encuentren perforando es posible perforar una cantidad superior a 200 pozos anuales, con una producción de 10000 bbls. de desechos por pozo lo cual da como resultado 600000 bbls. de desechos anuales si tomamos como promedio 60 pozos por año; de estos desechos a algunos se les da un tratamiento previo antes de ser trasladados a otros lugar para culminar con el tratamiento como los lodos de perforación, y existe otros a los cuales no se los trata en el lugar donde son extraídos sino que estos son trasladados hacia otros lugares para un tratamiento posterior lo cual implica riesgos ambientales para los sectores y comunidades por donde estos desechos circulan hasta llegar al lugar de la disposición final como es el caso de los suelos contaminados por hidrocarburos; al ser tratados estos en piscinas pueden provocar vapores contaminantes, lixiviados y en caso de que la membrana falle en su labor impermeabilizadora estos contaminantes se dirigirían directamente al suelo donde existen aguas subterráneas las cuales se verían gravemente afectadas, generando una cadena de riesgos potenciales para la salud y vida de las personas y animales; en muchos casos es inclusive complicado realizar tratamiento biológico o biorrecuperación de estos desechos ya que en varias zonas de la Amazonía donde se realiza la explotación petrolera no es permitido introducir especies vegetales o trabajar con bacterias debido a la fragilidad del ecosistema.

En las proyecciones de perforación para el año 2015 tenemos que en el BLOQUE 16 se tiene una proyección de perforación de 7 pozos para producción petrolera, de los cuales 2 serán direccionales y 5 horizontales, y según los reportes finales ambientales de pozos anteriores perforados se tiene un volumen total de desechos de 10000 bbls. para un pozo direccional y 12000



bbls. para un pozo horizontal. Mientras que en PETROAMAZONAS (PAM), para el presente año tiene una proyección de perforación de 120 pozos en todo el oriente; lo cual producirá un volumen mucho mayor de desechos de perforación; la Reinyección de Cortes para la disposición de ripios no solamente se aplicaría en el BLOQUE 16, sino a todos los bloques y campos de la amazonía ecuatoriana.

Al aplicar la reinyección de cortes de perforación como una tecnología de disposición de desechos dentro de una formación geológica se está eliminando los residuos de una forma segura con total efectividad al momento de tratar los desechos producidos tras la perforación petrolera de una manera muy amigable con el ambiente, cumpliendo la legislación ambiental, presentando un bajo impacto en la producción de dióxido de carbono, logrando optimizar costos de disposición, evitando el traslado de los desechos de un lugar a otro para el tratamiento de estos y al mismo tiempo los riesgos ambientales y sociales que conllevan, no se deja basura en la superficie, el operador tiene control total sobre el proceso del manejo de desechos, la tecnología del manejo de residuos de perforación no tiene limitación de locación, es decir puede ser operada en cualquier lugar.

### **1.3. OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la factibilidad ambiental de la aplicación de tecnología de re-inyección de cortes de perforación (ripios y lodos) para su encapsulamiento en formaciones del subsuelo en el bloque 16 de la amazonía ecuatoriana.

### **1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Realizar un estudio de factibilidad para elegir la formación receptora que permita el encapsulamiento de lodos y ripios de perforación de pozos petroleros.
2. Determinar y caracterizar el volumen de lechada de lodos y ripios que va a ser re-inyectado y el proceso a aplicar.
3. Identificar y registrar la legislación y normativa ambiental aplicable al proceso de re-inyección de cortes de perforación.

## **2. MARCO TEORICO**

## **2. MARCO TEORICO**

### **GENERALIDADES DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN**

#### **2.1. DESCRIPCION DE LA PERFORACIÓN**

El contratista de perforación desplaza el equipo de perforación hasta la localización y un agrimensor certifica su posición. A medida que la cuadrilla de perforación monta el equipo, las distintas secciones de la tubería guía de gran diámetro se sueldan entre si y se hincan en el terreno; generalmente hasta alcanzar un punto de rechazo, más allá del cual no puede avanzar. En el extremo superior de la tubería guía se fija el cabezal del pozo.<sup>1</sup>

En el piso de perforación, la cuadrilla de perforación arma el BHA (Ensamble de Perforación Inferior por sus siglas en inglés) que consta de una barrena de perforación, los portamechas (lastrabarrenas), los estabilizadores y, en ciertos casos, un rectificador. Al BHA se le pueden incorporar sensores de adquisición de registros durante la perforación (LWD), un motor de lodo y un sistema para direccionar la barrena a lo largo de la trayectoria especificada. El BHA puede pasar de un tramo del pozo a otro para incrementar, mantener o reducir el ángulo de inclinación. A su vez el BHA se conecta a los elementos tubulares de 9.5 m (31 ft.) de la columna de perforación pesada, que constituyen una transición entre los portamechas del BHA y la columna de perforación estándar utilizada para armar la sarta de perforación que acciona la barrena.<sup>1</sup>

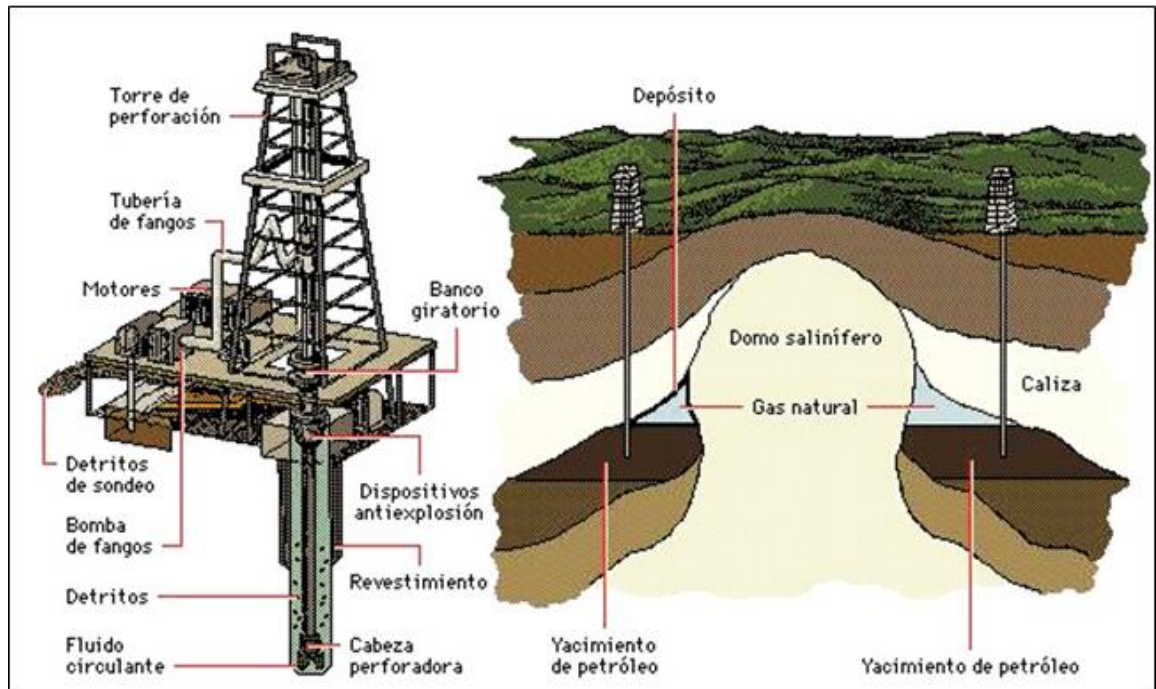
A medida que la barrena penetra más profundamente el subsuelo la sarta de perforación se vuelve cada vez más larga. Para enfriar y lubricar la barrena se

---

<sup>1</sup> (Schlumberger, 2011)

bombea fluido de perforación, o lodo, en el fondo del pozo. El lodo también transporta los recortes de roca generados por la barrena.<sup>1</sup>

El gráfico 1 describe como es la perforación y cuál es el equipo de perforación de un pozo petrolero.



**Gráfico 1.** Perforación y Equipo de perforación de un pozo petrolero.

(Garzón Naranjo, 2006)

## 2.2. EQUIPO DE PERFORACIÓN

El equipo de perforación necesario para poder realizar una perforación a profundidad en la tierra requiere una broca que corte roca unida a varias secciones de acero tubulares que contienen bombas, motores, dispositivos de dirección, sistemas de medición y otras unidades todos conectados entre sí. Esta combinación es el Ensamble de Perforación Inferior, que es típicamente de 50 a 100m (164 a 328 ft.) de longitud. El ensamble de perforación inferior está

unido a secciones de tubos huecos de acero (tubo de barrena) para taladrar orificios que pueden tener muchos kilómetros de profundidad.<sup>2</sup>

### 2.2.1. TORRE DE PERFORACIÓN

También llamado taladro de perforación, es un dispositivo utilizado para realizar la perforación del suelo. La torre de perforación es la estructura utilizada para soportar el bloque de corona y la sarta de perforación de un equipo de perforación; generalmente tienen forma piramidal y ofrecen una buena relación resistencia-peso. Si el diseño de la torre de perforación no permite que ésta sea desplazada fácilmente como una sola pieza, personal especializados deben ensamblarla pieza por pieza, y en ciertos casos desensamblarla para el desplazamiento. (Schlumberger, 2004)

El gráfico 2 muestra una torre de perforación.

---

<sup>2</sup> (Schlumberger Excellence in Education Development, 2000)



**Gráfico 2.** Torre de perforación.

(Repsol Ecuador, 2014)

### 2.2.2. BROCA

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para triturar y/o cortar las formaciones del subsuelo durante el proceso de perforación; el método rotatorio de perforación de un pozo implica necesariamente el empleo de una broca, que es la herramienta clave para el ingeniero de perforación.

En la actualidad existe gran variedad de brocas fabricadas por varias compañías para diferentes tipos de trabajo; los tipos de broca más utilizados para la perforación de pozos petroleros en nuestro país son brocas tricónicas y brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalinos).

El fluido de perforación incide en la velocidad de penetración de la broca. La selección apropiada, el diseño y el mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación, permitirá el empleo de una hidráulica adecuada que proporcionará enfriamiento de la broca y limpieza eficiente tanto de la broca como del fondo del pozo. (Gonzales Macas, Jara Holguin, & Ramirez Peña, 2010)

El gráfico 3 muestra unas brocas de tipo PDC (Compactos de Diamante Policristalinos); y el gráfico 4 muestra una broca de tipo Tricónica.



**Gráfico 3.** Broca PDC (Compactos de Diamante Policristalinos).  
(Repsol Ecuador, 2014)





**Gráfico 4.** Broca tricónica.

(Repsol Ecuador, 2014)

### 2.2.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación es un líquido preparado con gran cantidad de aditivos químicos, que se bombea al pozo productor para actuar como lubricante y refrigerante a la broca o como herramienta, para levantar la roca cortada por la broca (conocida como cortes de perforación) hasta la superficie, evitar el derrumbe de las paredes del pozo y controlar los líquidos en las diferentes formaciones del subsuelo (aguas de formación, crudo o gas) fluyan sin control hacia la superficie.

Los lodos y fluidos son altamente contaminantes, contienen los cortes de perforación, metales pesados y otros fluidos del pozo.

El gráfico 5 muestra como se ve un fluido de perforación.



**Gráfico 5.** Fluidos de perforación.

(Baker Hughes, 2013)

### **2.3. MARCO LEGAL AMBIENTAL**

La gestión ambiental ecuatoriana en el sector hidrocarburífero ha mejorado dentro de un marco legal que ha sido desarrollado tras varios instrumentos; un llamado acuerdo de caballeros en los años 90', el Acuerdo Ministerial No. 62, el Decreto Ejecutivo No. 2982 y el más actual, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, 2001). Este último está enmarcado dentro de las nuevas normas constitucionales y legales que han sido adoptados por el país en los últimos años, de igual manera en los estándares ambientales de la industria petrolera nacional e internacional.

El gráfico 6 muestra la pirámide de Kelsen aplicable para todo lo referente al ámbito ambiental del Ecuador, en este caso está relacionado a controlar la contaminación por hidrocarburos.



**Gráfico 6.** Pirámide de Kelsen.

(Constitución de la República del Ecuador, 2008)

Entre los diversos convenios internacionales ratificados por Ecuador, se enfatiza la Declaración de Río sobre el medio ambiente y desarrollo sustentable en la cual se instauran principios como la promulgación de leyes eficaces sobre el medio ambiente por parte del Estado.

Normativas que reglamentan las operaciones Hidrocarburíferas:

- Ley de Gestión Ambiental. Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999 (Ley 99-37). (Ley de Gestion Ambiental, 1999)
- Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. (Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, 2001)

- 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).
- Declaración Parque Cuyabeno Zona de Conservación Especial. Registro Oficial No. 121, suplemento, del 2 de Febrero de 1999 (Decreto Ejecutivo No. 551).
- Declaración Zona de Conservación Especial de los Grupos Huaorani. Registro Oficial No. 121, suplemento, del 2 de Febrero de 1999 (Decreto Ejecutivo No. 552).

### 2.3.1. RESUMEN DEL MARCO LEGAL AMBIENTAL RELACIONADO A LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.

- Dentro de la Constitución de la República del Ecuador se garantiza la preservación del ambiente, la prevención de la contaminación y la participación de la comunidad. (Constitución de la República del Ecuador, 2008)
- Acuerdo Ministerial N° 1743. Normas para la Prevención, Control y Rehabilitación del Medio Ambiente en las actividades Hidrocarburíferas de Exploración y Explotación en los Parques Nacionales o equivalentes. (RO 4 del 16 de Agosto de 1988.)
- Decreto N°. 621. Expídese el Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador RO 888 del 6 de Marzo de 1992. REFORMA. A. 677. Refórmase el Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. RO 995 del 7 de agosto de 1992.
- Decreto N° 677. Refórmase el Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. (RO 995 del 7 de Agosto de 1992.)
- Decreto Ejecutivo N° 2982. Expídese el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. (RO 766 del 24 de Agosto de 1995.)

- RD. 002. Autorízase la construcción de una carretera de acceso al bloque 16 y un oleoducto paralelo, en el tramo que atraviesa el Parque Nacional Yasuní. RO 191 del 17 de mayo de 1993.
- Convenio de Basilea “Control de los movimientos transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su eliminación” vigente desde 1992 para la elaboración del Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. (Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación adoptado por la Conferencia de Plenipotenciarios del 22 de marzo 1989, 1992)
- La ley de hidrocarburos exige en términos generales en su Art. 31/literal t: “conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente”. (LEY DE HIDROCARBUROS ACTUALIZADA A MAYO 2013, 1978)
- Decreto N° 1215, que aprueba el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas. (Decreto Ejecutivo 1215, 2001)

### 2.3.2. ANALISIS DEL DECRETO EJECUTIVO 1215

- En el Art. 28/literal c) expone que se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho y las piscinas de disposición final contarán

con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga.<sup>3</sup>

- En el Art. 29/literal b) dice: “los desechos líquidos y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme al 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”; y el Art. 29/literal c) dice: “Cualquier empresa para disponer 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( Actualmente Ministerio de Ambiente del Ecuador según el Decreto ejecutivo 1630: “Transfiéranse al Ministerio del Ambiente, todas las competencias, atribuciones, funciones y delegaciones que en materia ambiental ejerzan la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Minas y Petróleos, la Dirección Nacional de Protección Ambiental Minera DINAPAM y la Dirección Nacional de Protección Ambiental Hidrocarburífera DINAPAH”) que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:<sup>4</sup>
  - a) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;
  - b) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

---

<sup>3</sup> (Decreto Ejecutivo 1215, 2001)

<sup>4</sup> (Decreto Ejecutivo 1215, 2001)

- c) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,
- d) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5000ppm.

El respectivo estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental.

- En el Art. 31 dice: “Las plataformas e instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desechos, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Las operadoras presentarán en el Plan de Manejo Ambiental el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o reuso de los desechos sólidos así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso”.<sup>5</sup>
- En el Art. 52/literal d2 Del tratamiento y disposición final de fluidos de perforación dice “Todo sitio de perforación (en tierra o costa fuera (offshore) se debe disponer de un sistema de Tratamiento de Líquidos y Sólidos de Perforación; que los fluidos líquidos tratados deberán reciclarse y/o disponerse según el Art. 29, que los desechos sólidos (lodos de decantación y ripios de perforación tratados) podrán disponerse una vez que cumplan con los parámetros de la Tabla 7 del Anexo 2 del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH) y un posterior seguimiento a los 7 días, 3 meses y 6 meses además del análisis inicial para la disposición final y que en caso de usarse lodos en base aceite su disposición final será en

---

<sup>5</sup> (Decreto Ejecutivo 1215, 2001)



tierra, cumpliendo con los límites permisibles de la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento. <sup>5</sup>

- El Art. 56 enuncia que los fluidos y/o rípios de perforación podrán ser tratados y dispuestos o inyectados, conforme a lo establecido en el artículo 29 del Reglamento.
- En el Art. 57 literal e, se refiere a pozos para inyección y disposición de desechos líquidos, donde dice que se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán pozos adicionales.
- El Art. 59 en su literal b señala que las piscinas secas que no contienen agua pero si crudo o lodos de perforación en su fondo serán remediadas conforme a lo establecido en los puntos a.3), a.5), a.6) y a.7) de ese artículo, hasta que cumplan con los límites establecidos en las Tablas No. 6 y 7 del Anexo 2 de este Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, los cuales exponen respectivamente lo siguiente:
  - Uso de la tecnología de biorremediación con microorganismos endémicos (organismo oriundo del país o la región donde habita) en la propia piscina o ex – situ en el caso de que el crudo no pudiese ser recuperado.
  - Los desechos sólidos de la piscina a tratar deben ser clasificados y almacenados temporalmente en sitios preparados con geomembranas donde los desechos sólidos orgánicos se podrán

tratar ahí mismo con tecnologías aceptadas ambientalmente conforme el Programa de Remediación antes realizado; y

- Los desechos sólidos inorgánicos deben ser llevados del sitio para sus tratamientos, reciclaje o disposición a incineradores con sobreoxigenación para una incineración controlada previa la autorización del Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE) y conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

### 2.3.3. COMPARACIÓN MUNDIAL DE ESTRUCTURAS REGULATORIAS AMBIENTALES

Una estructura regulatoria común es una combinación de requerimientos a nivel nacional (federal) y provincial (estatal). Esta estructura es adoptada en muchos países como Argentina, Brasil, China y Canadá. Y la otra estructura regulatoria que es aplicada en muchas áreas como una agencia única que regula el manejo de desechos. Ejemplos de este enfoque incluye países como Nigeria, Venezuela y Rusia donde el nivel federal es el único que regula todos los niveles concernientes para todos los aspectos de disposición de desechos.<sup>6</sup>

Los Estados Unidos es un ejemplo de agencias de control regulatorio dual. Los dos niveles de cuerpos de regulación incluyen el nivel federal (o nacional) y el nivel estatal. Como cada uno de estos niveles, existe un cuerpo legislativo electo que adopta las leyes, y una agencia gubernamental separada que escribe y refuerza las regulaciones basadas en las leyes. A nivel federal, el congreso aprobó una ley de manejo de desechos – Acta de Recuperación y Conservación de los Recursos (The Resource Conservation and Recovery Act –

RCRA) – que cubre la mayoría de los tipos de desechos. La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) estableció regulaciones para el manejo de la mayoría de desechos peligrosos y no peligrosos. La EPA legalmente define los desechos de las actividades petroleras como exentos del programa regulatorio de desechos peligrosos y por lo tanto está abierto a nivel de interpretación estatal. La EPA confía en los estados para la conducción del manejo de desechos petroleros y la creación de un programa de manejo de desechos. Aproximadamente 30 de los 50 estados tienen producción de gas y petróleo. Estos estados tienen leyes y regulaciones que describen las prácticas prohibidas y permitidas sobre el manejo de desechos. <sup>6</sup>

A pesar de ambos formatos estructurales existe un problema común, los roles y las áreas de jurisdicción algunas veces están sobrepuestas y los mecanismos de colaboración entre niveles no están completamente definidos. En Alberta, Canadá existe una agencia llamada la Junta de Conservación de Energía y Recursos (Energy Resources Conservation Board – ERCB) y otra agencia llamada Protección Ambiental Alberta ( Alberta Environmental Protection (AEP). La ERCB fija guías y parámetros de aplicación para todas las técnicas de manejo de desechos que se ofertan en Alberta. La AEP está a cargo de los sitios de cierre en las localizaciones donde se está desempeñando disposición y manejo de desechos. Los límites de cierre de la AEP son muy diferentes en muchos aspectos, más que los parámetros de aplicación de la ERCB's. Las compañías tienen que reportar a las dos agencias durante los proyectos de manejo de desechos. <sup>6</sup>

En Nigeria las actividades de Exploración y Producción (E&P) son reguladas por tres diferentes áreas del gobierno. Sus roles y áreas de jurisdicción superponen los mecanismos para consultas y/o colaboración entre niveles que están libremente definidos. <sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> (Clements, SWACO, Veil, Argonne National Laboratory, & Leuterman, 2010)

“Las regulaciones y requerimientos difieren entre agencias tanto, que en muchos casos que las compañías han tenido que duplicar y triplicar esfuerzos para asegurar la aprobación ambiental de los proyectos. Para algunas instancias, las dos agencias federales primarias reguladoras son, Departamento de Recursos Petroleros (Department of Petroleum Resources – DPR) y la Agencia de protección Ambiental Federal (Federal Environmental Protection Agency – FEPA), tienen sus propios procedimientos para Estudios de Impacto Ambiental (EIA). Adicionalmente a nivel estatal existen agencias de protección ambiental, por ejemplo la Agencia de Protección Ambiental y de Petróleo del estado de Riviera (Rivers State Petroleum and Environmental Protection Agency – RSPEPA) está fijando paralelamente procedimientos. Esto significa que las compañías petroleras comúnmente preparan separados y distintos EIA y reportes para DPR y FEPA”.<sup>6</sup>

Se podría ver como que los altos estándares ambientales de protección aplicados en un país obviamente podrían verse aplicados en otro estado donde los riesgos son notablemente menores, pero no es posible ya que las necesidades son diferentes de un país a otro. En las bases globales existen muchos enfoques regulatorios y requerimientos para el manejo y control de desechos. Estos controles actúan como una espada de doble filo para las tecnologías de manejo de desechos. Uno de los filos, está fijado por los controles que autorizan el uso de las tecnologías como una técnica aceptable. En el otro filo de la espada están los controles que pueden limitar la aplicación de la tecnología.<sup>7</sup>

## **2.4. LODOS DE PERFORACIÓN**

---

<sup>7</sup> (Clements, SWACO, Veil, Argonne National Laboratory, & Leuterman, 2010)

La actividad de perforación de pozos petroleros genera desechos líquidos y sólidos que por sus características fisicoquímicas constituyen una fuente de contaminación para el ambiente en el cual se desarrollan. El lodo de perforación, pasa a ser desecho una vez que culmina su vida útil o cuando se descarta por tasa de dilución diaria.

Los desechos generados poseen características físico-químicas que se derivan básicamente del tipo de fluido de perforación utilizado.

#### 2.4.1. ORIGEN

En el año 1900, mientras se perforaba un pozo de petróleo en Spindletop, Texas, los trabajadores condujeron una manada de ganado a través de un foso lleno de agua. El lodo que se originó, una mezcla barrosa y viscosa de agua y arcilla, se bombeó dentro del pozo. Los fluidos de perforación aún se denominan lodo, pero en la actualidad, los ingenieros no confían sólo en el agua y la arcilla, sino que diseñan cuidadosamente compuestos y mezclas para satisfacer las necesidades específicas que existen según las distintas condiciones de perforación. Los fluidos de perforación modernos son verdaderamente el elemento vital del pozo. Los pozos profundos actuales no podrían existir sin ellos. (SEED, Inc, 2013)

El lodo de perforación el cual es una mezcla de líquidos (agua y/o aceite), sólidos disueltos y sólidos en suspensión que tiene propiedades físicas y químicas tendientes a favorecer la perforación es preparado en el pozo.

Es un término que es generalmente sinónimo de fluido de perforación y que abarca la mayoría de los fluidos utilizados en las operaciones de perforación de hidrocarburos, en especial los fluidos que contienen cantidades significativas de sólidos en suspensión, agua emulsionada o aceite. El lodo incluye todos los

tipos de fluidos de perforación a base de agua, a base de aceite y base sintética. Los fluidos de perforación de yacimiento, de terminación y de reacondicionamiento a veces son llamados lodos, aunque un fluido que está esencialmente libre de sólidos no es considerado un lodo en sentido estricto.

#### Lodo base aceite.

Es un lodo de emulsión inversa o una emulsión cuya fase continua es aceite. En el pasado, el término hacía referencia a un lodo a base de aceite que contenía menos de un 5% vol. de agua. Esta definición también distinguía al lodo con menos de 5% vol. de agua de los lodos a base de aceite de emulsión inversa, que tenían más de 5% vol. de agua. Hoy en día, esta distinción no es práctica porque la mayoría de los lodos a base de aceite comerciales pueden ser formulados con más o menos 5% vol. de agua utilizando esencialmente los mismos tipos de productos.

#### Lodo base agua.

Es un sistema de lodo a base de agua más básico que comienza con agua, a continuación, arcillas y otros productos químicos se incorporan en el agua para crear una mezcla homogénea que se asemeja algo entre la leche de chocolate y una malta. La arcilla es por lo general una combinación de arcillas nativas que están suspendidas en el fluido durante la perforación, o tipos específicos de arcilla que se procesan y se venden como aditivos para el sistema de Lodos Base Agua (WBM). Los lodos a base de agua son los siguientes:

- Lodos agua bentonita
- Lodos naturales
- Lodos fosfato
- Lodos tratados con calcio
- Lodos de cal
- Lodos de yeso

- Lodos de lignosulfato
- Lodos de agua salada

El lodo de perforación a base de agua comúnmente consiste en arcilla de bentonita con aditivos tales como sulfato de bario, carbonato de calcio o hematita. Varios espesantes se utilizan para influir en la viscosidad del fluido, por ejemplo, goma de xantano, goma de guar, glicol, carboximetilcelulosa, celulosa polianiónica, o almidón. A su vez, desfloculantes se utilizan para reducir la viscosidad de los lodos a base de arcilla; polielectrolitos aniónicos se utilizan con frecuencia. Barro rojo era el nombre de una mezcla basada en Quebracho, llamada así por el color de las sales de ácido tánico rojos, éste era de uso común en la década de 1940 a 1950, y luego se hizo obsoleta cuando los lignosulfonatos estuvieron disponibles. Algunos otros aditivos comunes incluyen lubricantes, inhibidores de esquistos, aditivos de pérdida de fluido. Un agente de carga tales como barita se añade para aumentar la densidad global del fluido de perforación suficiente para que la presión del fondo del pozo pueda mantenerse, evitando de este modo una afluencia no deseada de fluidos de la formación.

#### Lodos base sintética

Es un líquido sintético a base de un fango donde el fluido base es un aceite sintético. Esta es la más utilizada en las plataformas en alta mar, ya que tiene las propiedades de un lodo a base de petróleo, pero la toxicidad de los líquidos son mucho menores que las de un fluido a base aceite. Esto es importante cuando los hombres trabajan con el fluido en un espacio cerrado, como una plataforma de perforación en alta mar. Los mismos problemas ambientales y de contaminación para el análisis de muestras de roca se produce utilizando un fluido base sintético.

## 2.4.2. COMPOSICIÓN DE LODOS DE PERFORACION

Se distinguen diversos tipos de lodos en función de su composición. Por una parte están los denominados "naturales", constituidos por agua clara (dulce o salada) a la que se incorpora parte de la fracción limoso.-arcillosa de las formaciones rocosas conforme se atraviesan durante la perforación. Se utilizan especialmente en el sistema de circulación inversa (en la circulación directa se requieren lodos de mayor densidad y viscosidad). Por otra parte están los lodos "elaborados" de los cuales existen diferentes tipos siendo los más frecuentes los preparados a base de arcillas especialmente bentoníticas, en cuya composición predominan los filosilicatos del grupo de la montmorillonita.

En perforación, aunque la base es un lodo bentonítico puro formado por una suspensión de arcilla montmorillonítica en agua, sea adicionan ciertos productos para conseguir unas características y propiedades del lodo que se aproximen a las consideradas experimentalmente como más óptimas. El lodo está compuesto de las siguientes partes:

### Fase líquida

La fase líquida puede estar constituida por agua dulce, agua salada, salmuera, aceite diésel, aceite mineral no tóxico (aceite formado por una base obtenida directamente de la destilación del petróleo más unos aditivos que le confieren unas propiedades que mejoran sus prestaciones), aceites sintéticos.

### Fase sólida

La fase sólida se compone de materiales viscosificantes naturales ó artificiales (polímeros), densificantes (Barita, Carbonato de Calcio, Barita, Galena, Hematina y Siderita), sales (las más usadas en el Oriente Ecuatoriano son el Cloruro de Sodio, Cloruro de Potasio, Cloruro de Calcio, sales de Amonio y



Nitrato), aire y espuma pueden ser usados para algunas operaciones en los pozos.

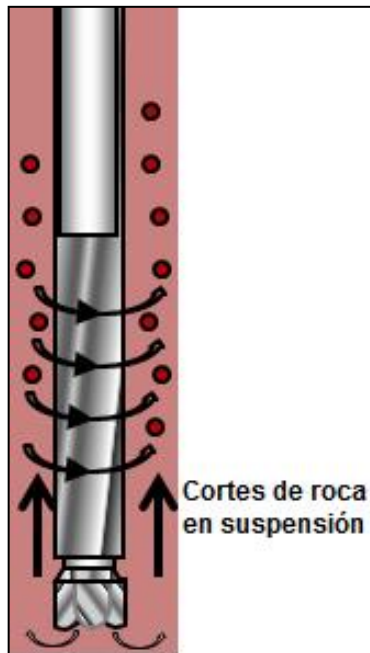
### 2.4.3. FUNCIONES DE LODOS DE PERFORACION

Los lodos de perforación son aplicados en el proceso de exploración y producción de petróleo, ayudando en el transporte, acondicionando el área de perforación y minimizando los riesgos de operación originados por las condiciones de presión y temperatura, sus funciones son las siguientes:

#### Suspensión

El paso de los fluidos de perforación a través de la tubería y luego hacia la superficie algunas veces se interrumpe, ya sea por un problema o a fin de extraer la tubería del pozo para cambiar el BHA (Bottom Hole Assembly). Cuando la perforación se detiene, los detritos suspendidos en el fluido pueden descender al fondo del pozo y obstruir la perforación. Es por eso que los fluidos de perforación están diseñados con una propiedad muy interesante que permite resolver este problema. El espesor o la viscosidad del fluido se incrementa a medida que el movimiento del fluido se hace más lento. Cuando el fluido se detiene, se forma un gel espeso que mantiene los cortes de la roca en suspensión y evita que descendan al fondo del pozo. Cuando el fluido comienza a moverse nuevamente, se torna cada vez menos espeso y vuelve a su estado anterior, es decir, se transforma en un fluido liviano y líquido.

El gráfico 7 muestra suspensión de cortes de roca, debido al lodo de perforación.



**Gráfico 7.** Suspensión de cortes de roca.

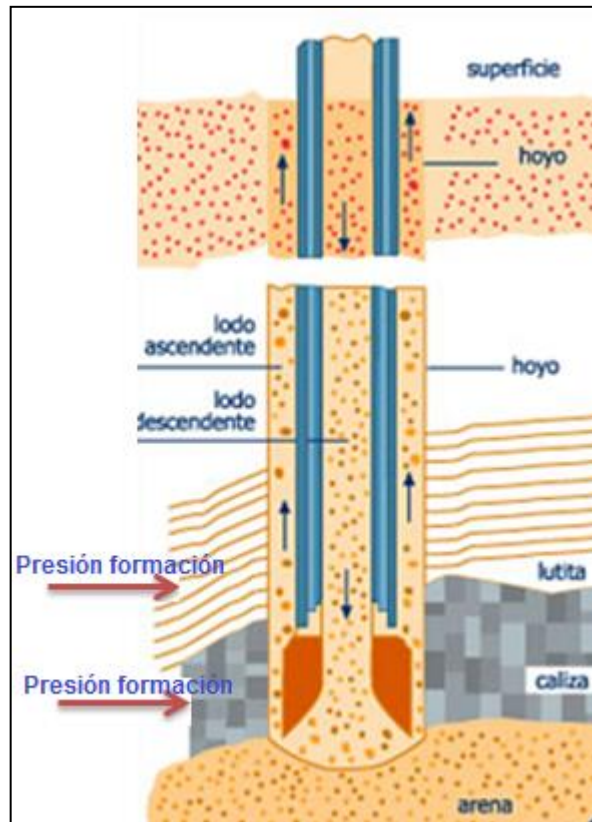
(Rachain & Coleman, 2006)

### Control de la presión

El lodo está diseñado para contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones rocosas. Se debe alcanzar un equilibrio justo, en el que la presión que ejerce el fluido de perforación contra las paredes del pozo sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones rocosas y el petróleo o gas, pero que no sea tan fuerte como para dañar el pozo. Si el peso del fluido de perforación fuese muy grande, podría provocar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería en la tierra.

La presión de un líquido depende de su densidad. Se pueden agregar ciertos químicos al fluido de perforación para aumentar su densidad y, por lo tanto, la presión que ejerce sobre las paredes del pozo. Es decir que la densidad del líquido puede regularse para satisfacer las condiciones del pozo.

El gráfico 8 muestra el control de presión dentro de la formación por el lodo de perforación.



**Gráfico 8.** Control de Presión.

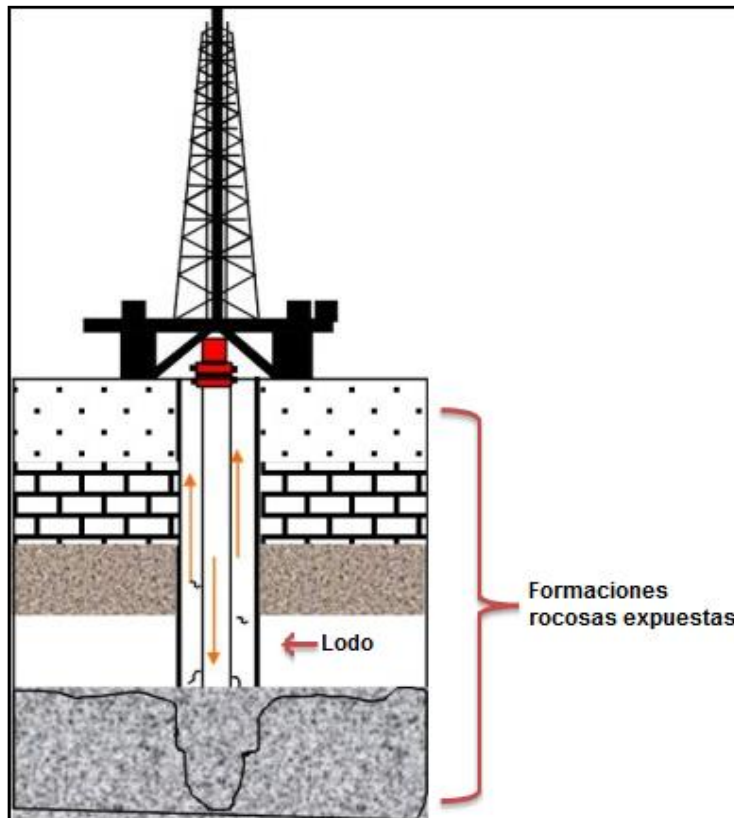
(PDVSA, 2005)

### Estabilización de la formación rocosa expuesta

El proceso de perforación consta de dos fases. Primero, la perforación se realiza a través de las rocas que no contienen petróleo. El objetivo es moverse lo más rápido posible y llegar a las rocas que contienen petróleo, es decir, al yacimiento. La prioridad es mantener estable la formación rocosa expuesta en el pozo, mientras se evita la pérdida de fluido de perforación. Al mantener la presión del fluido de perforación por encima de la presión del fluido de los poros de la formación rocosa, existe una tendencia natural a que el fluido de perforación penetre en la roca permeable de la formación. El uso de aditivos especiales en el fluido de perforación evita que esto suceda.

El fluido de perforación puede interactuar con la roca circundante de otras maneras. Por ejemplo, si la roca está cargada de sal, el agua disolverá la sal y provocará inestabilidad en las paredes del pozo. En este caso, sería más conveniente utilizar un fluido a base de petróleo. También es posible que las formaciones rocosas con un alto contenido de arcilla tiendan a ser arrastradas por el agua. Estas formaciones necesitan un fluido inhibidor para mantener el pozo estable y evitar ensanchamientos o hundimientos. A medida que la perforación avanza, el pozo se reviste con un entubado de acero para darle estabilidad y crear una ruta para que el petróleo pueda salir a la superficie. Una vez que se llega al yacimiento, es posible que la composición del fluido de perforación deba cambiarse para evitar que se obstruyan los poros de la roca. Al mantener los poros abiertos el petróleo podrá fluir más fácilmente en el pozo y subir a la superficie con menos dificultad.

El gráfico 9 muestra la acción de la estabilización de la formación rocosa expuesta, gracias al lodo de perforación.



**Gráfico 9.** Estabilización de la formación rocosa expuesta.  
(Schlumberger, 2004)

### Flotabilidad

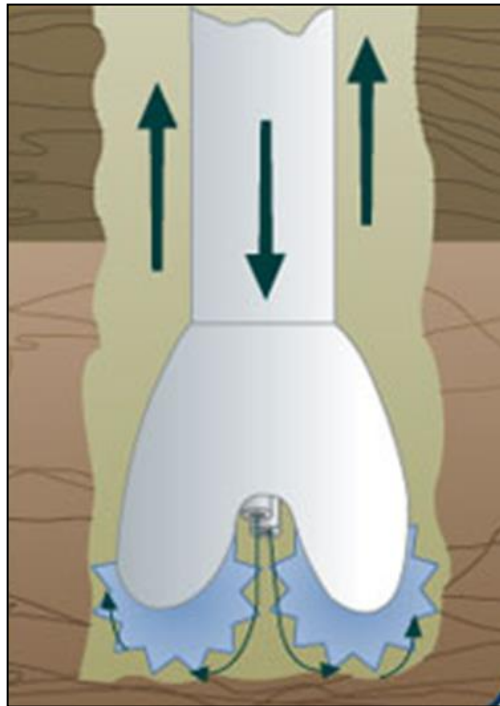
Un pozo puede encontrarse a miles de pies o metros de profundidad. Una tubería de perforación de acero de tanta longitud pesa muchas toneladas. La inmersión de la tubería de perforación en el fluido produce un efecto de flotación, que reduce su peso y hace que se ejerza menos presión sobre el mecanismo de perforación.

### Lubricación y enfriamiento

Cuando el metal se mueve contra la roca, se produce fricción y calor. Los fluidos de perforación brindan lubricación y refrigeración para que el proceso continúe sin problemas y se pueda prolongar la vida útil del trépano. La lubricación puede ser de especial importancia para los pozos de alcance

extendido u horizontales, en los que la fricción entre la tubería de perforación, el trépano y la superficie de la roca debe ser mínima.

El gráfico 10 muestra la acción del lodo de perforación para lubricar y enfriar la broca.



**Gráfico 10.** Lubricación y enfriamiento de la broca.

(PDVSA, 2005)

### Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y brocas (bits)

La energía hidráulica proporciona energía al motor de lodo de rotación de la broca y a herramientas para Mediciones Durante la Perforación (MWD) y Registro Durante la Perforación (LWD). La energía hidráulica que se transmite sirve también para potenciar y optimizar el impacto del jet en el fondo.

Limitado a:

- Caballos de fuerza de la bomba

- Pérdida de presión en el interior de la sarta de perforación
- Presión superficial máxima permitida
- Caudal óptimo
  
- Presión de columna de perforación pierde superior en los líquidos mayores densidades, viscosidades plásticas y sólidos.
- Bajo contenido de sólidos, de fluidificación por cizalla fluidos de perforación, tales como polímero de fluidos, más eficiente en transmitir energía hidráulica.
- Profundidad se puede ampliar mediante el control de las propiedades del lodo.

El gráfico 11 muestra la acción del lodo para transmitir energía hidráulica.



**Gráfico 11.** Transmitir energía hidráulica.

(Peña Cando, 2007)

## **2.5. CORTES DE PERFORACIÓN**

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



cortes adquieren muchas características del lodo, razón por la cual constituyen un desecho de difícil manejo y disposición al medio ambiente.<sup>8</sup>

La tabla 1 según el Comité API boletín 13C realizado en 1974 indica que parámetros tienen los cortes de perforación y partículas sólidas del fluido de perforación:

**Tabla 1.** Clasificación de cortes y partículas sólidas de perforación de acuerdo al tamaño de partícula.

CLASIFICACIÓN	TAMAÑO DE LA PARTICULA (micras)
CORTES	> 500
ARENA	74-500
CIENO	2-7
ARCILLA	<2

(American Petroleum Institute, 1974)

### 2.5.1. ORIGEN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN

Los cortes son pequeños pedazos de roca que son generados debido a la acción de perforación del pozo. La composición de estos cortes de perforación variará dependiendo el tipo de formación.

El fluido de perforación el cual es una mezcla de líquidos, sólidos disueltos y sólidos en suspensión que tiene propiedades físicas y químicas tendientes a favorecer la perforación, protegiendo las formaciones que se atraviesan es preparado en el pozo y está compuesto de una fase líquida y una fase sólida.

---

<sup>8</sup> (Ballesteros Villegas, 2007)

Una vez que éste fluido es inyectado al pozo y llega al fondo, arrastra consigo los sólidos desprendidos (sólidos perforados) de la tierra hasta la superficie producidos durante la operación los cuales se van incorporando al fluido por lo que debe ser acondicionado por el Equipo de Control de Sólidos (ECS) que se encuentra en superficie en locación.

### 2.5.2. COMPOSICIÓN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN

La composición de los cortes de perforación variará dependiendo de la formación geológica que atraviese durante cada sección de la perforación y el tipo de lodo que se esté utilizando: cuando se utilizan fluidos de perforación a base aceite en la perforación, los recortes de rocas transportados por el fluido de perforación a lo largo del pozo son revestidos con una capa residual de aceite utilizado; mientras que cuando se perfora con lodo base agua, los recortes tienen como componente principal la barita y el carbonato de calcio, a los que se añade compuestos inorgánicos como la bentonita y otras arcillas que aumentan su viscosidad. Estos lodos incluyen sales inorgánicas, detergentes, polímeros orgánicos, inhibidores de la corrosión y biosidas los cuales sirven para minimizar las tasas de corrosión provenientes del oxígeno y de la actividad microbiana.

## 2.6. 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, mientras las partículas tienen tamaño más grande. (Schlumberger, 2004)

## 2.6.1. MÉTODOS DE CONTROL DE SÓLIDOS

Son los procesos que se encargan de controlar la acumulación de sólidos que no se desean en un sistema de lodos. La acumulación de los sólidos tiene efectos desfavorables sobre el rendimiento del fluido de perforación y sobre el proceso de perforación.

### 2.6.1.1. Separación mecánica

Separación selectiva de sólidos perforados de lodo por diferencias de tamaño y masa. Hay varios tipos de equipos, los cuales son diseñados para operar eficientemente bajo condiciones específicas. En la Tabla 2 se identifica la clasificación API del tamaño de los sólidos.

**Tabla 2.** Clasificación API del tamaño de los sólidos.

<b>CLASIFICACIÓN API DEL TAMAÑO DE LOS SÓLIDOS</b>	
<b>CLASIFICACIÓN</b>	<b>TAMAÑO DE MICRONES</b>
Coloidal	< 2
Ultra Fino	2 a 44
Fino	44 a 74
Medio	74 a 250
Intermedio	>250

(American Petroleum Institute, 1974)

### 2.6.1.2. Piscinas de asentamiento (gravedad)

Es la separación de partículas sólidas por efecto de la gravedad, debido a la diferencia en la gravedad específica de los sólidos y el líquido. Depende del tamaño de partículas, gravedad específica y viscosidad del lodo.

### **2.6.1.3. Desplazamiento**

Es la remoción o descarte de grandes cantidades de lodo por lodo nuevo con óptimas propiedades reológicas

### **2.6.1.4. Dilución**

La dilución reduce la concentración de sólidos perforados adicionando un volumen al lodo de perforación

## **2.6.2. 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 (Dewatering) 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.

En el gráfico 12 se puede apreciar cómo funciona el proceso de dewatering.



**Gráfico 12.** Control de Sólidos. Unidad de dewatering y sistema de centrifugas.  
(Halliburton - Fluids System, 2013)

## **2.7. TRATAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN**

La generación de lodos y cortes de perforación representan el mayor volumen de desechos que se generan durante la perforación en cada una de las diferentes secciones; razón por la cual se debe realizar un manejo ambientalmente adecuado para la disposición de estos ya que el mal tratamiento de estos residuos podría generar a nivel mundial un problema de contaminación de los suelos y cuerpos de agua.

### **2.7.1. CONFINAMIENTO EN SUBSUPERFICIE**

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

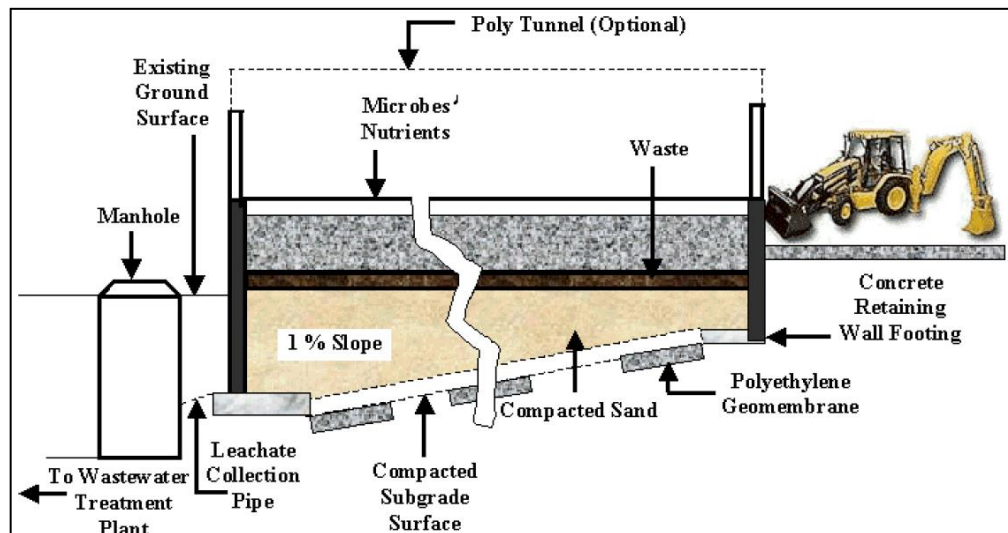
### 2.7.2. FOSAS PARA DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

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

### 2.7.3. LANDFARMING

El landfarming es una tecnología de biorremediación ex situ que requiere la excavación de los suelos contaminados y su disposición sobre una superficie impermeable (normalmente algún tipo de geomembrana). Esta geomembrana está dispuesta sobre la superficie del terreno adyacente a la zona contaminada o en una pequeña piscina excavada cerca de esta zona y sobre la que se vierte el suelo a tratar. Además, el proceso cuenta con un sistema de drenaje para la recolección de lixiviados, que deberán recibir algún tratamiento posterior.

El gráfico 13 muestra el proceso de landfarming a un suelo contaminado por hidrocarburos.



**Gráfico 13.** Landfarming.

(M-I SWACO, 2006)

La descontaminación se basa en la acción de los microorganismos presentes en el suelo, por lo que la utilidad de tratarlos ex situ reside en poder controlar fácilmente las condiciones óptimas de biodegradación de los compuestos orgánicos.

El landfarming se usa satisfactoriamente en el tratamiento de lodos de refinería que contienen hidrocarburos del petróleo. Si existen compuestos muy volátiles en la mezcla, éstos pueden ser emitidos a la atmósfera antes de ser degradados por los microorganismos. La tasa de degradación se reduce si:

- Los hidrocarburos son muy pesados.
- Los compuestos presentan anillos en su estructura química, como es el caso de los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP's).
- Presentan cloro o nitrógeno.

#### 2.7.4. INCINERACIÓN

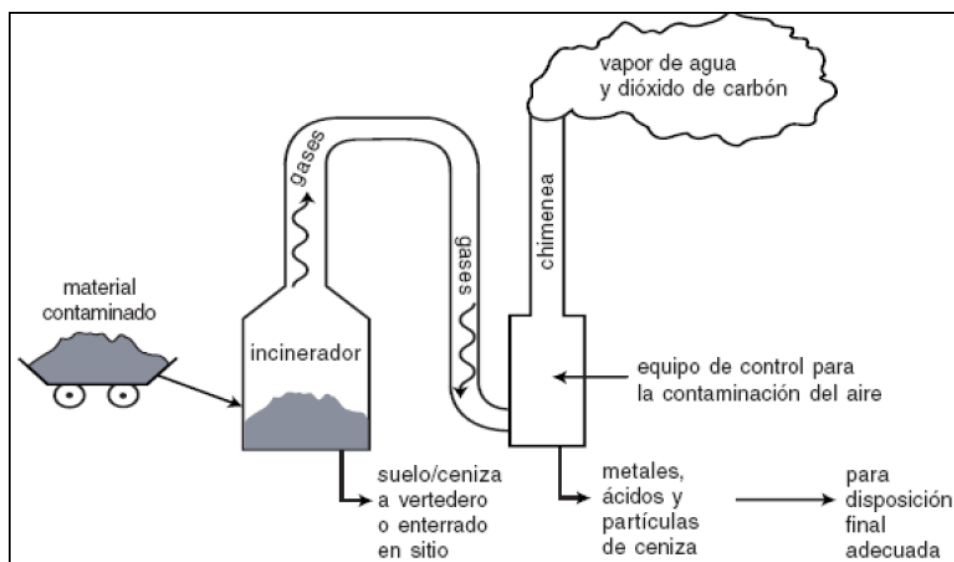
El suelo se quema a temperaturas entre 870 °C y 1200 °C en presencia de oxígeno para volatilizar y, posteriormente, destruir por oxidación térmica, compuestos halogenados y otros compuestos orgánicos refractarios principalmente, mientras que los metales no son destruidos. A menudo es necesario combustible adicional para iniciar la oxidación.

No se trata de una incineración común, sino que se trata de superponer al efecto clásico de la incineración la posibilidad de hacer reaccionar en la fase gaseosa, a elevadas temperaturas, el hidrógeno con los contaminantes orgánicos para producir moléculas más pequeñas y ligeras, y menos tóxicas.

El proceso se lleva a cabo ex-situ, es decir, se excava el suelo y se lleva a los incineradores. Los gases residuales procedentes de la combustión generalmente requieren ser tratados para eliminar cualquier metal, ácido o partícula de ceniza remanente. Tales desechos son nocivos y deben desecharse en forma adecuada en un vertedero autorizado. Los otros gases más limpios, como el vapor de agua y el dióxido de carbón, se liberan al aire a través de una chimenea. El suelo o la ceniza remanente después de la incineración se pueden eliminar en un vertedero o enterrar en el sitio. La cantidad de material que requiere eliminación es muy inferior a la cantidad inicial de material contaminado.

El gráfico 14 muestra un esquema del funcionamiento del proceso de incineración por suelo contaminado por hidrocarburo.



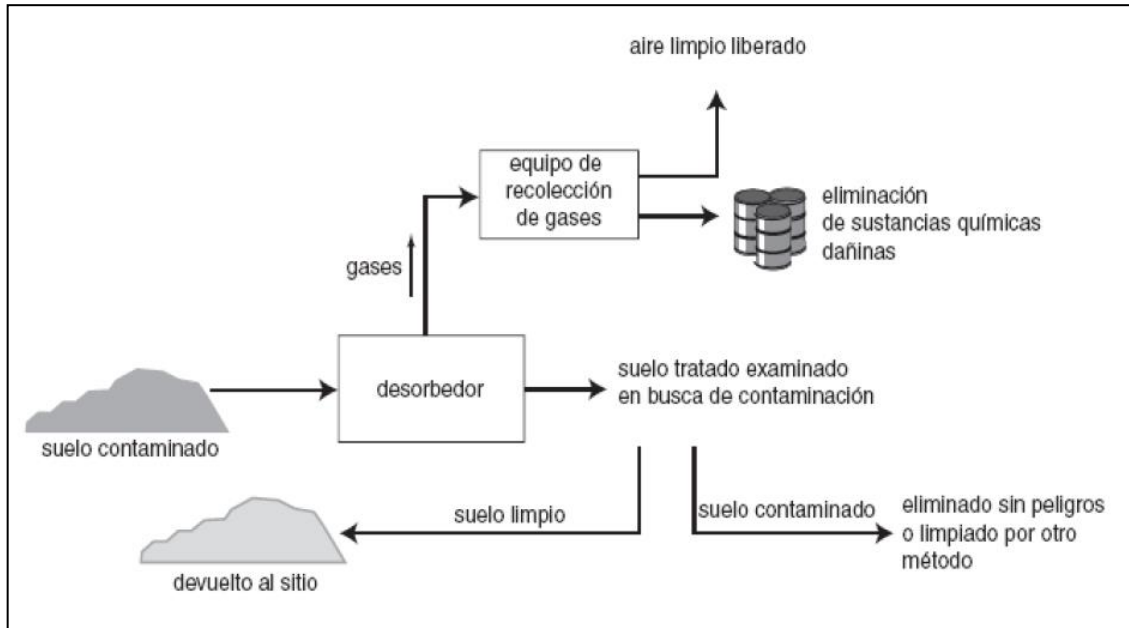


**Gráfico 14.** Incineración de suelo contaminado con hidrocarburos.  
(PETROECUADOR, 2005)

### 2.7.5. DESORCIÓN TÉRMICA

Este método es un tratamiento ex-situ que consiste en aplicar, durante aproximadamente 0.5 segundos, temperaturas intermedias o superiores (250-600°C) a los cortes y residuos que tienen hidrocarburos, para evaporar los compuestos orgánicos volátiles o los metales volátiles como el mercurio (Hg). Los gases contaminados que se generan se liberan a la atmósfera o se vuelven a condensar para separar del aire limpio utilizando un equipo de recolección de gases. Los gases se convierten nuevamente en líquidos y/o materiales sólidos. Esos líquidos o sólidos contaminados son eliminados de manera segura. El polvo y las sustancias químicas dañinas se separan de los gases y se eliminan con seguridad y el suelo limpio se regresa su lugar de origen, siendo previamente rociado de agua para controlar el polvo. Este método también puede aplicarse para la eliminación de cortes de perforación ya que es aplicable para lodos a base aceite así como para lodos a base agua; su limitante es su elevado costo.

El gráfico 15 muestra el esquema del proceso de desorción térmica de suelo contaminado por hidrocarburo.



**Gráfico 15.** Desorción térmica de suelo contaminado con hidrocarburos.  
(PETROECUADOR, 2005)

### 2.7.6. BIORREMEDIACIÓN

El término biorremediación se aplica a cualquier sistema o proceso en el que se empleen métodos biológicos para transformar contaminantes en el suelo o en las aguas. Esta técnica es utilizada para disminuir la contaminación por los hidrocarburos de petróleo y sus derivados como metales pesados e insecticidas; además se usa para el tratamiento de aguas domésticas e industriales, aguas procesadas y de consumo humano, aire y gases de desecho. En la biorremediación la forma más general de tratar un derrame de petróleo, es a través de la aplicación de varias técnicas, incluyendo la adición de fertilizantes para facilitar la descomposición del crudo por las bacterias con el propósito de subsanar el medio ambiente. La biorrecuperación en suelos

contaminados puede llevarse a cabo “In Situ”: excavando el terreno y tratándolo a pie de excavación, o bien “Ex Situ”, en instalaciones aparte. Existen parámetros que aumentan o disminuyen la probabilidad de obtener buenos resultados en el proceso de biorremediación en un medio contaminado por hidrocarburos. La técnica apropiada para llevar a cabo este proceso, debe ser el resultado de la valoración de una serie de variables y de características del sitio o del contaminante a tratar.<sup>9</sup>

La biorremediación es una tecnología que utiliza el potencial metabólico de los microorganismos (fundamentalmente bacterias, pero también hongos y levaduras) para transformar contaminantes orgánicos en compuestos más simples poco o nada contaminantes, y, por tanto, se puede utilizar para limpiar terrenos o aguas contaminadas.

Se puede realizar una clasificación en función de los contaminantes con los que se puede trabajar:

- Hidrocarburos de todo tipo (alifáticos, aromáticos, BTEX, HAP's, entre otros).
- Hidrocarburos clorados (PCBs, TCE, PCE, pesticidas, herbicidas, entre otros).
- Compuestos nitroaromáticos (TNT y otros).
- Metales pesados. Estos no se metabolizan por los microorganismos de manera apreciable, pero pueden ser inmovilizados o precipitados.
- Otros contaminantes. Compuestos organofosforados, cianuros, fenoles, etc.

Los microorganismos transforman y metabolizan aeróbicamente los hidrocarburos y otros compuestos orgánicos hasta dióxido de carbono, agua y fuentes de alimento para sustentar su crecimiento y reproducción, es decir, la

---

<sup>9</sup> (Freire Acosta, 2008)

biodegradación ocurre naturalmente. Es conocido que los microorganismos indígenas tienen la capacidad de adaptarse y eventualmente degradar cualquier compuesto orgánico natural sin asistencia del ser humano; sin embargo, esta adaptación requiere la presencia de condiciones ambientales apropiadas tales como el pH, temperatura, el aceptor final de electrones (que en procesos aeróbicos es el oxígeno), concentraciones de contaminante no tóxicas para los microorganismos y adecuadas condiciones de humedad y conductividad del medio, entre las más importantes.

Los aceptores más comúnmente utilizados por los microorganismos son el oxígeno, los nitratos, el hierro (III), los sulfatos y el dióxido de carbono. Cuando el oxígeno es utilizado como aceptor de electrones la respiración microbiana se produce en condiciones aerobias, y los procesos de biodegradación serán de tipo aerobio; sin embargo, si utiliza los sulfatos o el dióxido de carbono se produce en condiciones reductoras o anaerobias, y los procesos de biodegradación serán de tipo anaerobio.

#### 2.7.8. ENCAPSULAMIENTO

Las técnicas de encapsulamiento se basan en el principio de inmovilización de contaminantes orgánicos mediante la formación de barreras físicas alrededor de los mismos, aplicando silicatos.

El aspecto más crítico a considerarse en la aplicación de estos métodos es una posible liberación de los contaminantes después de cierto tiempo y/o bajo la influencia de factores externos, por lo que un monitoreo prolongado es recomendable.

### 2.8. ESTRATIGRAFIA Y LITOLOGIA DEL CAMPO

La estratigrafía se refiere a estudios en las capas o sustratos de la tierra, sus relaciones espaciales, en sentido vertical y horizontal (correlación de las unidades estratigráficas) y sus relaciones temporales (edad de la roca); sirve para reconocer y reconstruir eventos geológicos. En el presente estudio la estratigrafía se la utilizará para la identificación de capas sellos, sustratos, formaciones, areniscas y reservorios en las zonas de interés.

La litología trata de las rocas: el tamaño de grano, de las partículas y sus características físicas y químicas. La litología es fundamental para entender cómo es el relieve, ya que dependiendo de la naturaleza de las rocas se comportarán de una manera concreta ante los empujes tectónicos, los agentes de erosión, transporte y diferentes climas de la tierra. En el presente estudio la litología será utilizada para poder determinar el tamaño de grano y de partículas de las formaciones de interés que servirán posteriormente para la determinación de la formación receptora.

### 2.8.1. MARCO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, justo al norte de la charnela (la parte más alta de un anticlinal) entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. Esta posición particular hace que esta región está sometida a cambios de esfuerzos importantes y, por lo tanto, puede ser responsable de la fuerte actividad sísmica y volcánica que la caracteriza. La Cuenca Oriente tiene una extensión de  $100.000\text{Km}^2$ , y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco.

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco

propiamente dicha. 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 NNE-SSO, 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).

#### El Dominio Occidental o Sistema Subandino

Este dominio presenta de Norte a Sur 3 zonas modo-estructurales: el Levantamiento Napo que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE-SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas; la Depresión Pastaza donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina-Cordillera Oriental; la Cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de N-S a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuiza y Macuma).

#### El Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi

Este dominio abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Sacha, Shushufindi, Libertador). Está deformado por mega-fallas en transpresion, orientadas NNE-SSO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie.<sup>10</sup>

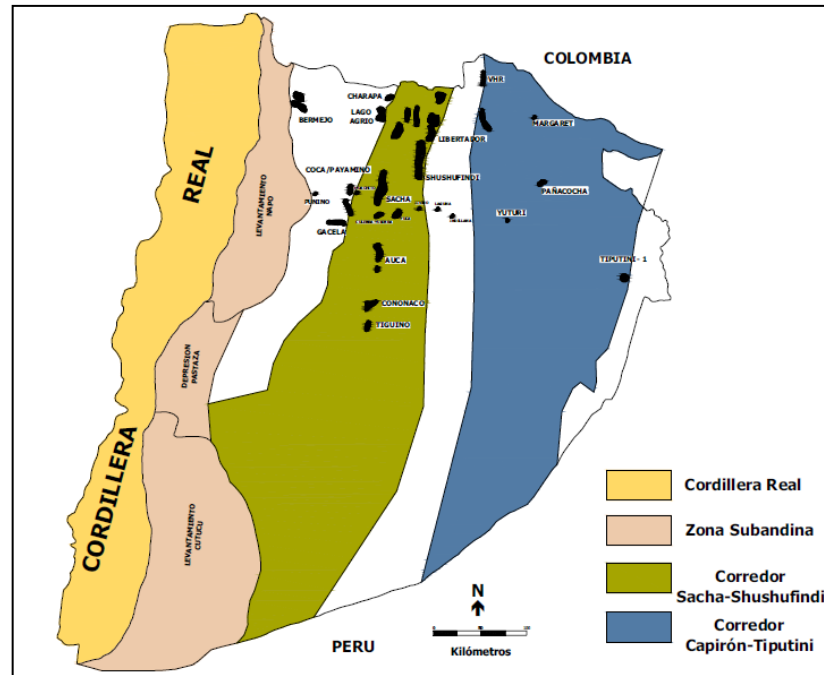
#### El Dominio Oriental o Sistema Capirón-Tiputini

---

<sup>10</sup> (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

Este dominio corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal. <sup>10</sup>

El gráfico 16 muestra los corredores y estructuras petrolíferas del oriente ecuatoriano.



**Gráfico 16.** Corredores estructurales petrolíferos.

(Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

## 2.8.2. INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA

### PRECAMBRICO

El sustrato precámbrico está constituido por rocas ígneas y metamórficas, relacionadas con el escudo Guyano-Brasileño. Son las rocas más antiguas encontradas en la cuenca oriental.

### PALEOZOICO

Está compuesta de dos formaciones: Pambuiza y Macuma.

✓ Formación Pambuiza

La formación Pambuiza de ambiente marino de plataforma (Baldock, 1982), consiste de pizarras grises a negras en algunos lugares graníticas, areniscas cuarcíticas duras de grano fino y conglomerados con clastos subangulares a subredondeados muy compactos. Estas rocas están sometidas a fuertes plegamientos y fallamientos, y a un cierto grado de metamorfismo anterior a la sedimentación de la formación Macuma. No se conoce espesor ni la base de la formación.<sup>11</sup>

✓ Formación Macuma

Comprende potentes estratos de caliza bioclásticas marinas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas. Es más fosilífera y menos plegada que la subyacente formación Pambuiza. Tschopp (1953) separa esta formación en dos miembros:

- Miembro Inferior que consta de calizas silíceas fosilíferas, dispuestas en capas delgadas de color gris azulado oscuro que alternan con pizarras y esquistos arcillosos de color negro.
- Miembro Superior compuesto de una potente secuencia de calizas de color gris oscuro con intercalaciones de arcilla pizarrosa. Las calizas son silíceas y hacia arriba pasan margas y arcillas no calcáreas.<sup>11</sup>

## MEZOZOICO

✓ Formación Sacha

Es el equivalente lateral continental de la formación Santiago en el levantamiento Cutucú; consiste en arcillolitas y limolitas cuarzosas, grises con



capas y láminas de evaporitas. Hacia el este comprende brechas y conglomerados con líticos de granito y gneis.<sup>11</sup>

✓ Formación Santiago

Miembro Inferior: Constituido principalmente por tres facies. La primera es una alternancia de las calizas finas intercaladas con areniscas finas de color gris. La segunda consiste de una alternancia de calizas de grano fino negras y de areniscas volcanoclásticas de color café. Y la última comprende silíceas grises. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

Miembro Superior: Se compone de sedimentos detríticos volcanoclásticos y volcánicos donde se identifican cuatro facies. La primera constituida por sedimentos gruesos, brechas volcánicas, areniscas volcanoclásticas, coladas de lavas andesíticas y arcillas tóbaceas. La tercera se compone de una alternancia de arcillas grises y areniscas estrato creciente de color café. La última facie consiste de una alternancia de lutitas negras compactadas y areniscas finas.<sup>12</sup>

- Ciclo Chapiza, Yaupi, Misahuallí

✓ Formación Chapiza

Comprende una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas) de clima seco o desértico, con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local. La edad de la formación Chapiza abarca el periodo Jurásico y puede alcanzar el Cretácico Temprano.

---

<sup>11</sup> (Villalva Ojeda, 2006)

<sup>12</sup> (Villalva Ojeda, 2006)

Chapiza Inferior: Conocida como Chapiza roja y gris, consiste en una alternancia de lutitas y areniscas de color gris, rosado y violeta, con evaporitas.

Chapiza Medio: es una alternancia de lutitas y areniscas de color rojo pero sin intercalaciones de evaporitas. Su potencia máxima es de 1000 metros.

Chapiza Superior: comprende lutitas, areniscas y conglomerados de color rojo y también areniscas feldespáticas, tobas de color gris, verde y violeta, areniscas tobáceas, brechas y basaltos. Su potencia puede alcanzar los 2000 metros.

✓ Formación Misahuallí

Cuya zona de afloramiento parece estar restringida a la zona subandina, es equivalente lateral de los miembros inferior y medio de la formación Chapiza, está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia.

✓ Formación Yaupi

Aparece en la parte Norte de la cuenca, corresponde a los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza representados en el pozo Sacha Profundo-1, constituido por tobas intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores con basaltos, argilitas abirragadas con intercalaciones de tobas basálticas.

## CRETÁCICO

✓ Formación Hollín

La formación Hollín yace en discordancia sobre el substrato pre-Cretácico. Puede ser subdividida regionalmente en dos Unidades:

Hollín Principal: es una serie de areniscas cuarzosas agrandantes, con estratificación cruzada, en la parte basal se encuentran esporádicos

conglomerados, que corresponderán a depósitos de los ríos entrelazados y diacrónicos de planicies aluviales. Las unidades arenosas están separadas por lutitas carbonosas que tipifican llanuras de inundación, y depósitos de costa.

Hollín Superior: Comprende una alternancia de arenas con estratificación cruzada, planar, ripples marks. En la parte superior se encuentran arenas cuarzosas y glauconíticas, calizas margas y lutitas depositados en un evento transgresivo, en una plataforma marina somera.

✓ Formación Napo

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

- 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. En la parte oeste es una depositación en plataforma marina de baja energía mientras que al este son principalmente ambientes de planicie costera y playa.

- ◆ Arenisca “T” Principal (Arenisca “T” Media): Arenisca de grano fino a medio y localmente se encuentran también areniscas de grano grueso a conglomerométricas de canales de marea, valles incisos, y canales fluviales.
- ◆ Arenisca “T” Superior: Bancos de arenas glauconíticas intercaladas con lutitas de ambientes de plataforma marino abierto, estuario, canales de marea y banco marinos glauconíticos.

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.

- 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.

- 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.
- ◆ 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, estuarina, y planicie costera.

Miembro Napo Medio; incluyen:

- 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.
- ◆ Miembro Medio: Calizas arenosas interestratificada con lutitas, representaría una sección condensada asociada a un máximo de inundación.
- ◆ 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.

- Arenisca “M2”

La arenisca M2 está restringida al este de la cuenca Oriente sobreyace en onlap 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.

- 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.

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.

- 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.

- Limolita “M1”

Corresponde a las areniscas basales M1, 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, está compuesta por areniscas masivas, gruesas frecuentemente microconglomeráticas 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.

- 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.

- Arenisca Tena Basal

La parte basal de esta unidad corresponde a una discordancia regional asociada a un cambio litológico importante. 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.

✓ 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. <sup>13</sup>
- Tena Superior: consiste en limolitas y areniscas de grano grueso que el miembro inferior, depositados en un medio continental de abanico aluvial distal. <sup>13</sup>

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

## CENOZOICO

✓ Formación Tiyuyacu

En la formación Tiyuyacu existen dos miembros:

- Miembro Inferior: consiste en conglomerados, areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas, de medio fluvial con ríos proximales intermitentes de larga estación seca.
- Miembro Superior: conglomerados en la base y lutitas con areniscas en el tope; los conglomerados son de cuarzo lechoso, muy poco chert y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas). <sup>13</sup>

✓ Formación Ortegua

---

<sup>13</sup> (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)



Está constituida de una serie marina somera compuesta por areniscas grises y verduscas y también lutitas negras, el color negro a gris de las lutitas, su fisilidad y la presencia de nódulos piríticos indican un ambiente reductor. <sup>13</sup>

✓ Formación Chalcana

Está constituida de una secuencia de capas rojas representadas por una variedad de arcillas rojizas abirragadas con yeso. <sup>14</sup>

✓ Formación Arajuno

Esta formación está separada de la Formación Chalcana por un contacto bien definido, aunque hacia el sur el cambio es más transicional. Ha sido dividida en tres unidades: una arenisca inferior con conglomerados e intercalaciones de arcillas bentónicas; una unidad intermedia de arcillas rojizas, yesíferas en la base y tobaceas en la parte superior, y una subdivisión superior de areniscas con lignitos, depositados en un medio continental.

✓ Formación Chambira

Esta Formación sobreyace a la Formación Arajuno y es una secuencia de conglomerados compuestos principalmente por cherts, cuarzo lechoso y en ciertos niveles inferiores se describe un importante contenido de rocas metamórficas gneises, paragneises, mica-esquistos y cuarcitas. <sup>14</sup>

✓ Formación Mesa

Comprende una serie de terrazas compuestas de depósitos de medios a gruesos muy potentes hacia el oeste, producto de la erosión de la Sierra. Las terrazas muestran evidencia de fallamiento y levantamiento; están parcialmente cubiertas por depósitos cuaternarios posteriores. <sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

✓ Formación Mera

Está comprendida por areniscas tobáceas y arcillas las que post-datan a las terrazas remanentes de la Formación Mesa. Hacia el este los sedimentos de las terrazas disminuyen en espesor, tamaño de grano y altitud, eventualmente gradan hacia el aluvión del cuaternario parcialmente retrabajado de las cuencas de drenajes actuales. <sup>14</sup>

### PRINCIPALES YACIMIENTOS DE LA CUENCA

✓ 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 de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal. En el Bloque 16, la Basal Tena produce en los campos Amo y Daimi con una gravedad de 16° API.

✓ 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.

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. En el Bloque 16, la arenisca “U” es un excelente reservorio en los campos del Sur, el petróleo entrampado es de un grado API promedio de 16.5°.

✓ Arenisca “T”

El intervalo de la arenisca "T" se localiza estratigráficamente entre las calizas “B” y “C” 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. En el Bloque 16, el mejor desarrollo se encuentra en los campos del Norte (Capiron y Tivacuno).

✓ 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.

El reservorio de Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad presentando una geometría de gran complejidad. La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continua. La energía del yacimiento es dada por un acuífero infinito, el mecanismo de producción es por empuje de fondo. El entrapamiento tiene un control estructural. El petróleo entrapado en este reservorio tiene una gravedad API que varía entre 19° y 23.9° API en el Bloque 16.

El gráfico 17 muestra la Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente ecuatoriana.

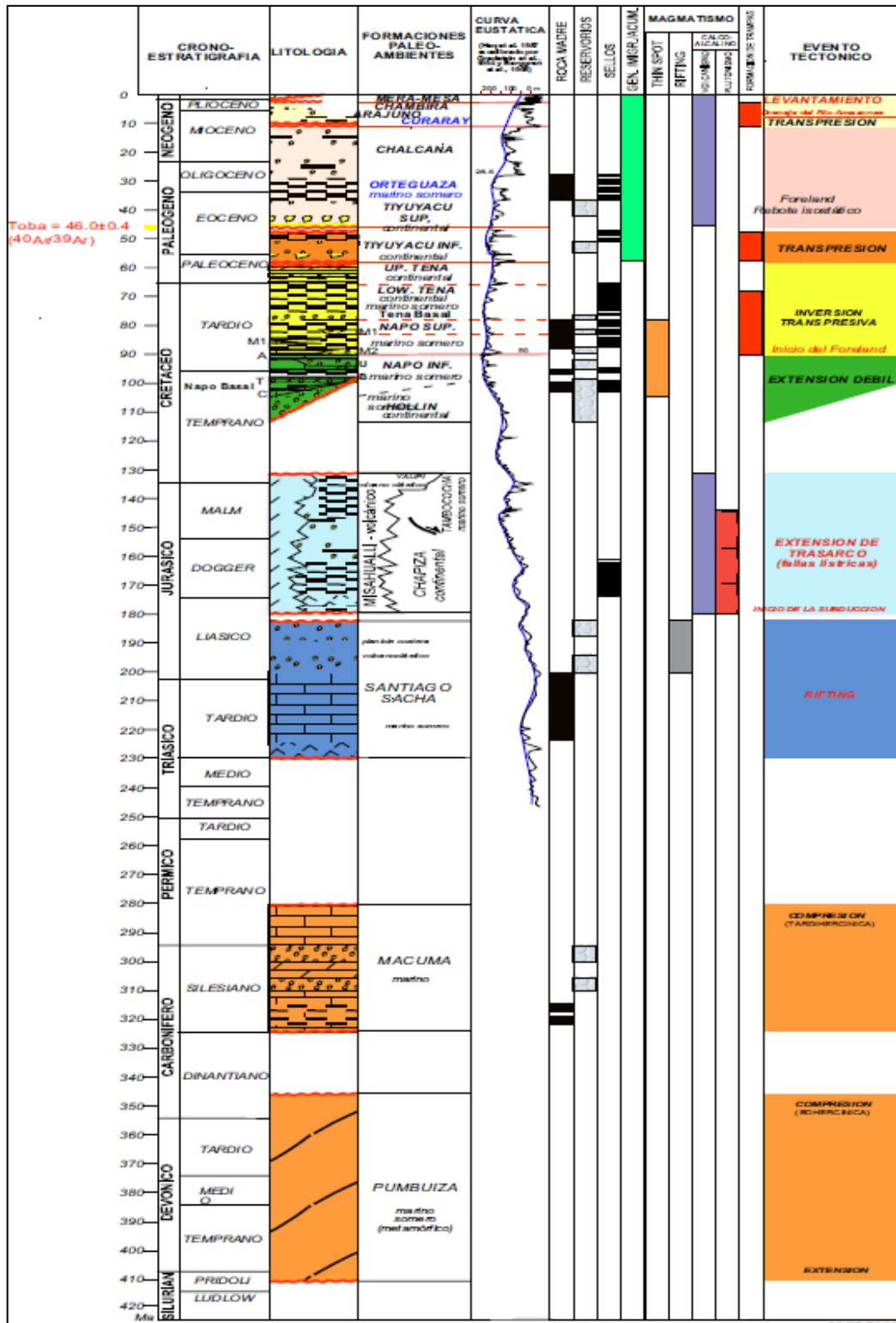


Gráfico 17. Columna estratigráfica Cuenca Oriente ecuatoriana.

(Villalva Ojeda, 2006)

### 2.8.3. ASPECTOS GEOLÓGICOS DEL BLOQUE 16

El Bloque 16 se encuentra ubicado en el Dominio Oriental o Sistema Capirón-Tiputini corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lístricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

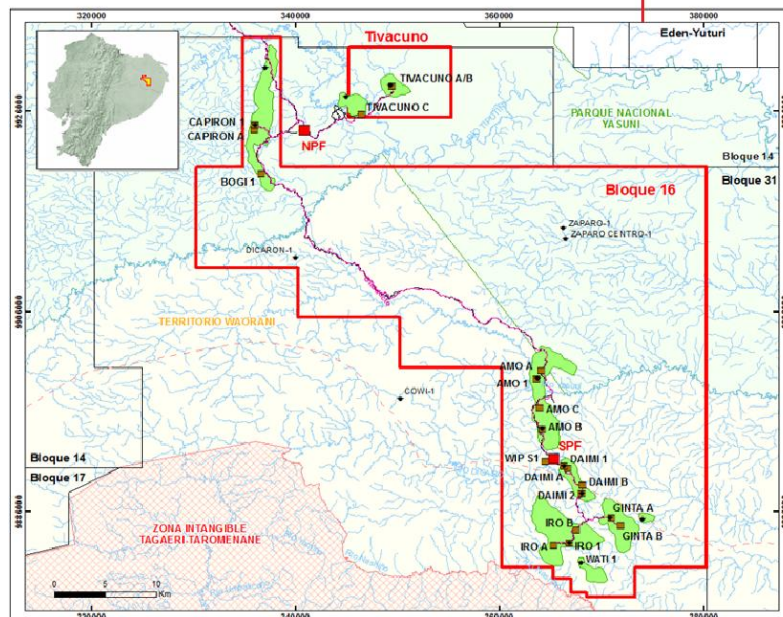
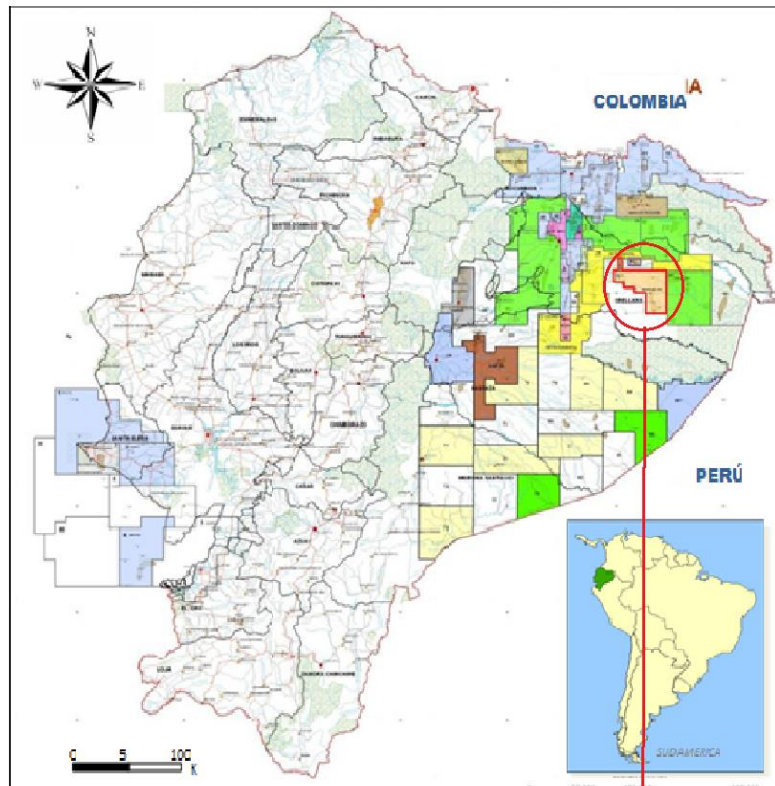
Geográficamente el Bloque 16 está localizado en la parte central de la Cuenca oriente ecuatoriana dentro del Parque Nacional “Yasuní” y la reserva étnica “Huaorani”. En la tabla 3 se muestran cuáles son las coordenadas UTM de ubicación del Bloque 16.

**Tabla 3.** Coordenadas UTM de ubicación del Bloque 16.

ESTE	NORTE
320255	9920436
380225	9920436
320225	9900436
340225	9900436
340225	9880436
380225	9880436

(Repsol Ecuador, 2014)

En el gráfico 18 se muestra la ubicación geográfica del Bloque 16 en el oriente ecuatoriano



**Gráfico 18.** Ubicación del Bloque 16 en el oriente ecuatoriano.  
(Repsol Ecuador, 2014)

#### 2.8.4. ESTRATIGRAFIA DEL BLOQUE 16

Los depósitos Terciarios (parte superior gráfico 19) corresponden a las formaciones Mesa, Chambira, Arajuno, Chalcana, Orteguaza y Tiyuyacu. Las rocas predominantes son de origen principalmente continental y litológicamente corresponden a una secuencia de arcillolitas, limolitas, tobas y esporádicos niveles carbonáticos, arenosos y evaporíticos.




















Como producto de la oxidación y meteorización ambiental, el color predominante de estas rocas es el café rojizo. El intervalo Terciario no presenta un interés hidrocarburífero importante.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentran las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Napo y las areniscas Formación “Hollín”, las que constituyen los principales yacimientos de la Cuenca Oriente dentro del territorio ecuatoriano. En el caso del Bloque 16, las areniscas “M-1” y “U” son los principales reservorios, Basal Tena, “T” y Hollín son reservorios secundarios.

La parte basal (parte baja gráfico 19) de la columna está conformada por las formaciones Pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pambuiza. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado y es actualmente considerado como el basamento comercial.

En el gráfico 19 se muestra la columna estratigráfica del bloque 16.



ERA	PERIOD	AGE	FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	DESCRIPTION	OIL PRODUCTION	
MESOZOIC	CRETACEOUS	CENOMANIAN - CAMPANIAN	TENA			RED BEDS, GRAY CLAY. AT BOTTOM		
				"BASAL TENA" SANDSTONE		QZ. SAND. CALC. CEMENT QZ. SANDSTONE	●	
			NAPO	"M - 1" SANDSTONE		QZ. SANDSTONE	●	
				UPPER NAPO SHALES		DARK GRAY SHALES AND MICRITIC LIMESTONES	●	
				"M - 1" LIME				
				"M - 2" LIME				
				"A" LIMESTONE		GLAUC. QZ. SANDS.	●	
				UPPER "U" SANDSTONE		CALIZA BIOMICRITICA	●	
				MIDDLE "U" SANDSTONE		ARE. QZ. GLAUC.	●	
				LOWER "U" SANDSTONE		ARE. QZ. GLAUC.	●	
				"B" LIMESTONE		QZ. SANDSTONE	●	
				"T" SANDSTONE		LIME AND DARK GRAY SHALES.	●	
			APT	HOLLIN	UPPER "T" SANDSTONE		GLAUC. QZ. SANDS.	●
					MIDDLE "T" SANDSTONE			●
LOWER "T" SANDSTONE		GLAUC. QZ. SANDS.			●			
"C" LIMESTONE		LIME AND DARK GRAY SHALES.			●			
			"BASAL NAPO" SANDSTONES		GLAUC. QZ. SANDS.	●		
			MAIN (FRESH WATER)		QZ. SANDSTONE	●		
			LOWER (SALTY WATER)			●		
			PRE - APTIAN					

**Gráfico 19.** Estratigrafía Bloque 16.

(Hoyos Calle, 2004)

✓ ARENISCA BASAL TENA

El horizonte Basal Tena tope Napo es una superficie de discordancia el cual representa una ventana de tiempo de 14 millones de años.

La arenisca Basal Tena está restringida a las áreas estructuralmente bajas, al tiempo de la depositación, los espesores variables. Constituye un depósito fluvial grano-decreciente hacia el tope (arenisca de grano fino y limolita), y gránulos sobre su base erosiva.

En el campo Daimi está presente en la mayor parte de los pozos perforados, a excepción del Daimi 2, se recuperó un testigo de pocos pies de Daimi 1.

El análisis del testigo indica un ambiente de depositación fluvial y el registro de buzamiento presenta direcciones de paleo-corriente poco consistentes, sin embargo tanto en Amo-2 y Daimi-1, predomina el rumbo noroeste-sureste con aportes del oeste-noroeste.

✓ ARENISCA M-1

La arenisca "M-I", corresponde al tope de la Formación Napo. En el Bloque-16, tiene una edad aproximada de Santoniano tardío a Maestrichtiano temprano.

Litológicamente corresponde a una secuencia clástica de arenisca de grano predominantemente grueso y medio, en capas de 1 a 2 pies de espesor en estratificación cruzada; estratigráficamente corresponde a depósitos fluviales en un amplio valle aluvial relacionado a bajos relativos del nivel del mar "low-stand".

La arenisca M1 superior, constituida por las unidades A.

La arenisca M1 inferior, conformada por las unidades C, F, y H, y en el caso del campo Tivacuno adicionalmente por las unidades B y E.

- Arenisca M-1 superior (Unidad A, A-1)

- **Unidad A**

Esta unidad se halla presente en todos los Campos del Bloque 16, corresponde al intervalo superior del ciclo "M-1". Son depósitos de llanura de inundación representados litológicamente por areniscas de grano muy fino intercaladas por delgados niveles lutíticos y limolíticos, en ciertos sectores han sido parcialmente erosionados y remplazados por areniscas de buenas propiedades petrolíficas, depositadas por un sistema de canales de distribución.

Estratigráficamente, corresponden a depósitos de canales distributarios (fluvial), relacionados a un nuevo evento de bajo (relativo) del nivel del mar o podrían estar relacionados a depósitos de llanura de marea, correspondientes a un evento regresivo.

El petróleo es entrampado estratigráficamente, la energía es proporcionada por un acuífero finito y el mecanismo de producción es combinado, por expansión de roca y fluidos y acuífero parcial.

- Arenisca M-1 Inferior (Unidades C y F)

- **Unidad C**

Corresponde a la unidad basal del intervalo "M-1", la sección inferior, presenta depósitos de canales distributarios influenciados por mareas (presencia de "lodo/cortinas orgánicas" y flujo bidireccional), que se podría asociar a la última fase de un alto relativo del nivel del mar en el ciclo anterior. Las partes media y superior presentan características de origen netamente fluvial constituida por una arenisca generalmente de grano grueso, con estratificación cruzada unidireccional en capas de 1 a 2 ft., depositadas en una sucesión de canales multilaterales y multi históricos y la base constituye una superficie de erosión, resultante de un descenso relativo de nivel de mar, de origen tectónico..

La arenisca es bastante homogénea y distribuida en ejes paralelos de dirección sureste-noroeste.

El valle depositacional se genera por la erosión selectiva de las unidades marino-marginales y tipo shoreface previamente depositada. La depositación o llenado ocurre durante la fase subsecuente de un lento ascenso relativo de nivel de mar.

- **Unidad F**

Esta Unidad estratigráfica ha sido encontrada en todos los campos del Sur, el tope del intervalo (base erosional de la Unidad "C"), está constituida por una intercalación de lutitas y areniscas de grano fino, depositadas en un ambiente de llanuras de marea. La parte inferior está constituida por areniscas de grano fino a medio relacionadas con depósitos de frente deltaico y marino somero. El registro de buzamiento determina una dirección dominante de paleo corriente de sentido sureste a noroeste.

Los niveles arcillo-lutíticos presentes al tope del intervalo, podrían constituirse en barreras que controlarían el avance del agua hacia la suprayacente unidad "C".

✓ ARENISCA U

La arenisca U, produce únicamente en los campos del sur del Bloque 16, de acuerdo a estudios sedimentológicos de los núcleos tomados en esta arenisca, se ha podido distinguir los siguientes intervalos.

La arenisca U superior, constituida por los niveles A, está presente en todos los Campos del sur, en Amo y Daimi existe también el nivel B.

La arenisca U inferior, conformada por los niveles C y F, se encuentra en todos los Campos del sur, excepto en Ginta. En Amo se presentan también los niveles D y E.

- Arenisca U Superior (Unidad A)

- **Unidad A**

Este intervalo estratigráfico se encuentra en todos los campos del Sur, desde Amo hasta Ginta, donde se presenta mejor desarrollado. Litológicamente está constituido por areniscas de grano fino, bien sorteadas, glauconíticas y en parte bioturbadas.

El intervalo A-1 es una arenisca de grano fino, intercalada con capas de lodolitas. Se supone de origen marino poco profundo con una dirección noroeste - sureste. El desarrollo de esta arenisca es muy errático y se presenta en los campos Amo, Daimi, Ginta e Iro.

- Arenisca U Superior (Unidad C)

- **Unidad C**

Litológicamente está constituido por una arenisca de grano fino, glauconítica, con ligeros indicios de bioturbación al tope. Es bastante común encontrar indicios de estratificación cruzada y gránulos en la base. El ambiente depositacional es claramente marino somero, con un subambiente que podría corresponder a nivel de “Upper Shoreface” o playa (en base a laminaciones de bajo ángulo) con influencias de tormenta a la base (gránulos interestratificados).

La orientación preferencial del cuerpo arenoso es norte-sur.

En el campo Amo, se ha encontrado espesores totales que varían de 7 ft. a 19 ft. y probablemente tienen una orientación nor-noreste a sur-sureste, en el campo Iro se presenta marcados cambios de espesores, desde 19 ft. en el noreste a 80 ft. en el suroeste.

- **Unidad F**

Está presente en todos los campos del sur del Bloque 16 a excepción del área Ginta, en donde está emplazado un cuerpo volcánico clástico. El registro de buzamiento FMS confirma una dirección preferencial de transporte de este-sureste a oeste-noroeste.

El intervalo corresponde a un depósito de origen fluvial conformado por canales apilados (multilaterales y multihistóricos). Generalmente la arenisca es de grano

medio y fino con esporádicos niveles micro conglomeráticos. El amplio valle depositacional se forma por la erosión de los sedimentos marinos marginales y tipo (shoreface) previamente depositados como consecuencia de un descenso relativo del nivel del mar, asociado a movimientos tectónicos (referencia estudio campo Amo).

La arenisca se presenta bastante homogénea, continua y ampliamente distribuida en ejes paralelos simétricos.

En base al estudio sedimentológicos de núcleos y espectroscopia de rayos gama natural, la parte inferior de la unidad, contiene arcilla caolinítica como matriz o como cemento. La porosidad no presenta mayores variaciones, pero la permeabilidad alcanza valores cercanos a cero. La presencia de la arcilla caolinítica la resistividad decrece notablemente, confundiendo la definición del contacto agua petróleo.

#### ✓ ARENISCA T

El intervalo arenisca “T” se localiza estratigráficamente entre las calizas “B” y “C” de la Formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estauarinos a marino transicional hacia el tope. Las areniscas de los niveles superiores se presentan masivas, homogéneas y arealmente continuas.

- Arenisca T Superior (Unidades A, B y C)

Los depósitos superiores que corresponden a una subida del nivel del mar (Unidades A, B y C) fueron definidos a partir de características observadas en los registros eléctricos, descripciones de ripios, y núcleos de pozos ubicados en campos cercanos, todos estos reservorios son de origen fluvial.

En contraste con la unidad D, estos yacimientos correspondientes a un nivel del mar elevado, tienen una geometría restringida, una orientación noroeste-sureste y un ancho del orden de 1 Km.

Los yacimientos correspondientes a un nivel del mar elevado (high stand) son la respuesta a pequeñas subidas del nivel del mar que fueron balanceadas por presencia de sedimentación y una geometría y arreglo de cuerpos de arena fluviales correspondientes a alto / bajo nivel del mar descritas por Shanley y McCabe (1994). La calidad del yacimiento es variable (En la unidad C, por ejemplo, la porosidad varía de 15 a 17 % y la permeabilidad de 700 a 2000 md).

- Arenisca T Inferior (Unidad D)

- **Unidad D**

El yacimiento basal, Unidad D, tiene un espesor que va de 60 ft. a 104 ft., lo forman una serie de areniscas fluviales apiladas, que se extiende al menos (por información de pozos cercanos) 30 Km. A lo largo de su dirección de depositación, que se supone es de dirección noroeste-sureste.

La información del núcleo muestra un tamaño de grano variable (fino a grueso y hasta de guijarros), las estructuras sedimentarias están dominadas por estratificación cruzada en capas de 1 ft. a 2 ft. La base de la arenisca fluvial, erosiona las calizas y las lutitas subyacentes, y debido a su gran extensión lateral, se considera como una superficie de erosión resultante de un bajo nivel del mar.

La evidencia de tectonismo en este tiempo está ausente, excepto por el volcanismo al sur-este del bloque 16, una gran caída del nivel del mar, a nivel global, tal vez el de hace 98 millones de años (Haq et al., 1998), fue el responsable de la caída relativa del nivel del mar. La secuencia de areniscas apiladas fue depositada durante pequeñas caídas y subidas del nivel del mar.

En general, la arenisca es homogénea y la calidad del reservorio es de buena a excelente (17- 20% y de 1,5 a 3.5 darcy).

✓ ARENISCA HOLLIN

La Formación Hollín está ubicada por debajo de la Formación Napo a aproximadamente 1280 ft. por debajo de la arenisca M1, la edad es Cretácico inferior (Aptiano).

La Formación Hollín está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal. Se presenta prospectiva únicamente en el campo Bogi-Capiron.

Los yacimientos muestran una variedad de ambientes deposicionales, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con variaciones del nivel del mar.

El yacimiento de la Hollin superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad (barras) presentando una geometría de gran complejidad.

La arenisca Hollin inferior es una arena fluvial homogénea, extendida y continua (vertical y horizontalmente).

La tabla 4 muestra la composición estratigráfica del bloque 16 con los respectivos espesores para las arenas.

**Tabla 4.** Espesores de Arenas en el Bloque 16.



<b>ESTRATIGRAFÍA BLOQUE 16</b>			
<b>ARENISCA</b>		<b>CAMPO</b>	<b>ESPESOR</b>
<b>Basal Tena</b>		Amo	12 ft-25 ft
		Daimi	0 ft-14 ft
<b>M-1</b>	Unidad A	Bogi-Capiron	0 ft-30 ft
		Amo	12 ft-43 ft
		Daimi	12 ft-43 ft
		Ginta	40 ft-59 ft
		Iro	0 ft-76 ft
	Unidad C	Bogi-Capiron	32 ft-77 ft
		Amo	39 ft-84 ft
		Daimi	21 tf-56 ft
		Ginta	30 ft-62 ft
		Iro	24 ft-78 ft
	Unidad F	Bogi-Capiron	---
		Pozo Tivacuno	---
		Amo	6 ft-56 ft
		Daimi	22 ft-47 ft
		Ginta	30 ft-61 ft
<b>U</b>	Unidad A	Amo	18 ft-29 ft
		Daimi	6 ft-25 ft
		Ginta	7 ft-37 ft
		Iro	0 ft-14 ft
	Unidad C	Amo	7 ft-19 ft
		Daimi	0 ft-12 ft
		Ginta	reemplazada por un cuerpo ígneo
		Iro	3 ft-32 ft
	Unidad D	Amo	0 ft-38 ft
	Unidad E	Amo	0 ft-32 ft
	Unidad F	Amo	36 ft-51 ft
		Daimi	64 ft-80 ft
Ginta		reemplazada por un cuerpo ígneo	
	Iro	23 ft-84 ft	
<b>T</b>	Unidad A-B-C	Pozo Tivacuno	0 ft-21 ft
	Unidad D	Pozo Tivacuno	63 ft-104 ft
<b>Hollín</b>	Hollín Sup.	Pozo Capiron	33 ft-39 ft
	Hollín Inf.	Pozo Capiron	235 ft-280 ft

### 2.8.5. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

Las operaciones de re-inyección de cortes de perforación o DCRI (Drill 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. Por ejemplo, las operaciones de DCRI han aumentado de miles de barriles inyectados por pozo, a millones de barriles por pozo en el año 2002. Las operaciones de DCRI 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.<sup>15</sup>

La re-inyección de cortes es un proceso donde los recortes de perforación y fluidos de desecho se juntan y transportan a un sistema de componentes que los organiza, mezcla, degrada, clasifica y acondiciona convirtiéndolos en una lechada bombeable, la cual se inyecta dentro de una formación geológica que sea receptiva y esté permanentemente aislada a una profundidad segura.

Dentro de la práctica de re-inyección de recortes, hay varias opciones para inyectarlos en la formación de alojamiento. Dependiendo de las condiciones, reglamentos y economía de la localidad, los operadores pueden:

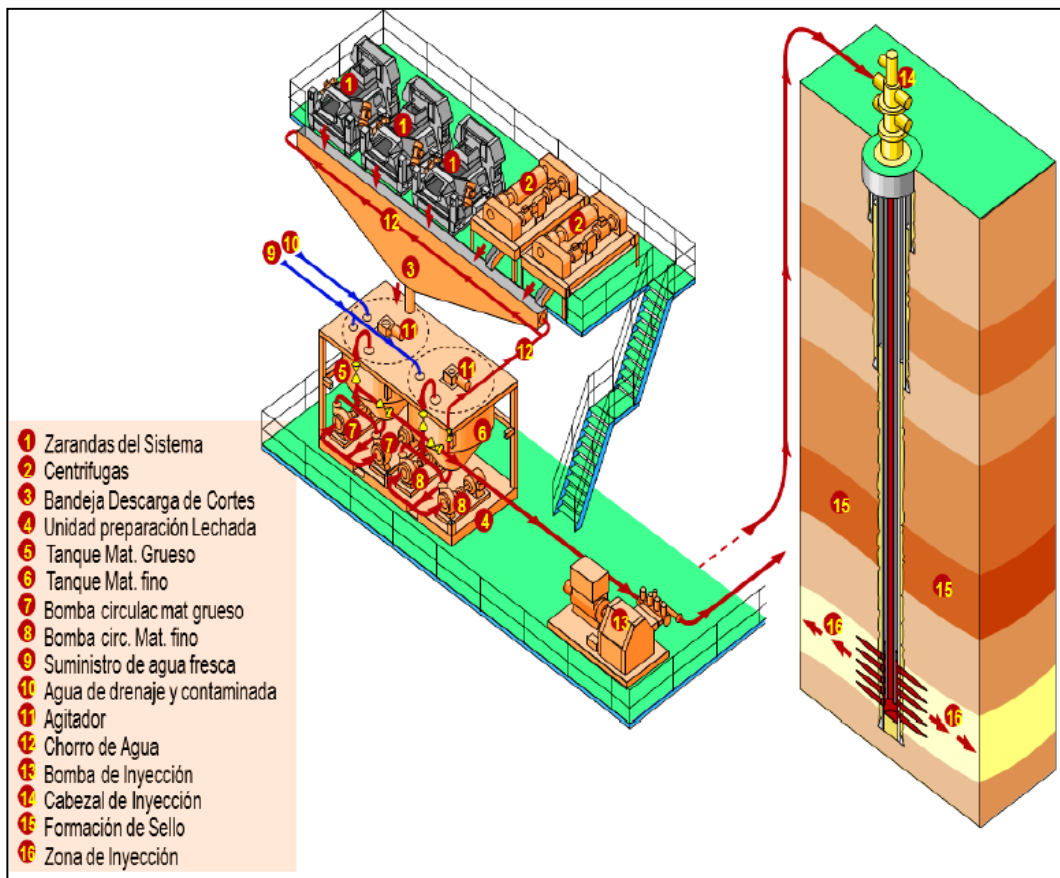
- Re-inyectar en pozos de producción existentes
- Perforar y re-inyectar simultáneamente
- Re-inyectar en pozos existentes o en pozos de desechos de recortes dedicados para tal fin.

---

<sup>15</sup> (Quanxin, SPE, Ahmed, & Advantek International Corp, 2003)

La re-inyección de recortes y otros residuos de perforación en las formaciones geológicas puede ser una opción costosa para manejar estos materiales. No obstante, dejando de lado los costos, el beneficio más importante de las operaciones de re-inyección de sólidos y la industria en su totalidad, son las operaciones de re-inyección de sólidos, los cuales constituyen un método de eliminación de residuos de perforación, seguro y amigable para el medio ambiente.

Como la implementación de re-inyección de cortes de perforación se adapta a los requerimientos dados, las prácticas tradicionales de eliminación, especialmente aquellas que pueden traer como resultados la dependencia del almacenamiento y transportes suponen costosos riesgos logísticos, de seguridad y exposición que podrían generar responsabilidad a largo plazo. Al hacer tecnologías avanzadas en materia de manejo logístico, el proceso DCRI ofrece soluciones permanentes para la eliminación de desechos provenientes de los sectores de exportación y producción, así como operaciones de refinación, tratamiento y transporte. En el gráfico 20 se puede apreciar como es el proceso de la re-inyección de cortes de perforación.



**Gráfico 20.** Proceso de re-inyección de cortes de perforación.

(M-I SWACO, 2003)

Los cortes generados durante las operaciones de perforación llegan a la superficie transportados por el lodo utilizado y son removidos del fluido de perforación usando equipos de control de sólidos convencionales; esto se refiere al paso de esta mezcla por un proceso de control de sólidos donde se recupera parte del lodo y los sólidos son separados y almacenados en tanques, cajas o estanques, según las condiciones de espacio del taladro. Este material, se tritura o pulveriza a un tamaño de partícula predeterminado y se mezcla con agua y/o desechos líquidos para formar una lechada que se pueda bombear.

La lechada se transfiere a un tanque de almacenamiento temporal donde se chequean sus propiedades reológicas, que deben cumplir los requerimientos de

ingeniería. La lechada se elimina al ser inyectada dentro de una formación receptora apta, debajo de “rocas de cubierta” para evitar su propagación a la superficie a una presión, tasa de bombeo y condiciones reológicas óptimas para crear fracturamiento hidráulico en la formación y allí almacenar los sólidos.

Se pretende entonces crear un sistema de fracturas donde se almacenen los cortes para evitar así cualquier contaminación en la superficie. Se han establecido parámetros de fracturamiento utilizando técnicas de modelamiento complejas que se utilizan para incrementar la producción de hidrocarburos en lugares de porosidad ajustada, formaciones dúctiles y frágiles. Estos modelos han servido como guía para trabajar en los pozos aplicando el fracturamiento para la re-inyección de cortes de perforación porque se aplican exactamente de manera opuesta que para el incremento de producción.

Para utilizar un modelo de fractura, un ingeniero experimentado en re-inyección de cortes de perforación en sub-superficie deberá moderar el diseño de la fractura según su experiencia en reinyección de cortes para poder juzgar cómo van a ser impactadas las formaciones por las operaciones de reinyección. La determinación de esta zona de creación de fracturas, de recepción y acumulación de sólidos depende de la información relativa al campo en estudio.

La reinyección de cortes se puede hacer simultánea a la perforación o a la producción, mediante alguno de los anulares del pozo, o si el pozo es destinado exclusivamente a reinyección se puede utilizar el tubular. 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.

Los objetivos de un estudio de ingeniería para operaciones de DCRI incluyen selección de zonas geológicas adecuadas, realización de simulaciones numéricas de fracturamiento hidráulico, análisis probabilístico, análisis de las

condiciones del pozo, identificación y mitigación de riesgos, recomendaciones operativas, diseño piloto de inyección y sistema de monitoreo.

Selección de zonas. Con toda la información disponible del campo, se identifica y evalúa la conveniencia de las formaciones geológicas candidatas para la reinyección de desechos. La evaluación geológica básica identifica zonas potenciales de inyección. El criterio de evaluación se basa en la capacidad adecuada de almacenamiento para el volumen de desechos de perforación proyectados, en que las fracturas generadas no intercepten pozos cercanos, en la inhibición del crecimiento vertical y en el control del crecimiento lateral de la fractura.

El riesgo más prominente de la creación de fracturas hidráulicas es la extensión de estas hasta la superficie o hasta acuíferos, donde el material inyectado podría alcanzar estos niveles. En el modelo geológico se debe verificar la existencia de una formación de arresto de fracturas y selladora de formación, así como una formación de contención de desechos y una zona de reinyección de cortes o zona objetivo.

Simulaciones numéricas. A partir del modelo geológico creado de la información del campo, se realizan simulaciones numéricas de operaciones de reinyección de desechos, dando como resultado la estimación del crecimiento lateral y vertical de la fractura y la predicción de la contención del material inyectado. Además, se estima también la inyectividad de la formación y la capacidad de almacenamiento de desechos.

La creación de fracturamiento en la formación se debe a la inyección de cortes de perforación y se simula por medio de un modelo geomecánico totalmente tridimensional de fractura hidráulica, usado para inferir las dimensiones máximas posibles de la fractura y proporcionar ayuda para desarrollar los parámetros adecuados de inyección.

Análisis probabilístico. Aun con el simulador más sofisticado de fracturamiento hidráulico es posible obtener resultados erróneos debido a las suposiciones hechas durante la construcción del modelo geológico. El análisis probabilístico sintetiza cómo los parámetros estimados por correlaciones, base de datos o experiencia usados en las simulaciones influyen en el resultado final arrojado por el simulador de fracturamiento hidráulico.

De esta manera, un análisis probabilístico como la simulación de Monte Carlo determina el rango y los valores esperados de la capacidad de almacenaje del sistema de fracturas creado, de la extensión vertical y horizontal de las fracturas y de los cambios de presión durante las operaciones de DCRI. Las simulaciones de Monte Carlo son sumamente significativas y fundamentales para evaluar las operaciones de DCRI.

Análisis de las condiciones del pozo. El pozo potencial de reinyección de cortes debe obedecer a criterios como las recomendaciones específicas de campo, la ausencia de problemas logísticos y que el pozo esté adecuadamente distante de otras operaciones de producción e inyección que representen un riesgo mínimo de que el fluido inyectante alcance pozos cercanos. Además, el pozo y las fracturas creadas deben distar de riesgos geológicos como fallas y acuíferos.

Es necesario, además, determinar factores técnicos relativos al pozo como la condición de la sarta, de los revestidores, de los trabajos de cimentación, de la condición de la completación, de la longitud del intervalo de perforación, etc. En este sentido se hacen recomendaciones de estrategias de re-completación o completación apropiadas, requerimientos de equipo, parámetros operativos y pautas de supervisión que pueden ser implementadas por un mínimo capital y costo operativo.

Identificación y mitigación de riesgos. Incluso en las operaciones mejor planificadas y ejecutadas pueden ocurrir fallas. Por consiguiente, los riesgos

potenciales importantes deben identificarse de antemano y su impacto en HSE y en el modelo económico debe ser evaluado. En este sentido, se establecen planes y procedimientos de manejo del riesgo para evitar problemas posibles o minimizar su impacto.

En la mayoría de los casos, los programas de DCRI se realizan sin ningún problema serio. Sin embargo, en varias ocasiones las empresas operadoras han sido multadas por su falta de control en las operaciones de DCRI, y los permisos de reinyección se han revocado, impactando de esta manera todo el programa de perforación. Además, siendo el proceso de DCRI un sistema en cadena, cualquier falla evita el progreso continuo de las operaciones de perforación, frena el proceso y aumenta los costos del proyecto. Por estas razones, es evidente la necesidad de un estudio detallado de ingeniería que especifique los riesgos asociados a la reinyección de cortes y desarrolle métodos de prevención de fallas.

La reinyección de la mezcla en un pozo implica procesos mecánicos directos tales como reducción de tamaño, mezcla y bombeo usando equipo convencional. En primer lugar, el material de desecho sólido o semisólido proveniente de la perforación es mezclado y acondicionado de modo que pueda ser inyectado. Una vez que se ha colectado el material de desecho, es tamizado para quitar las partículas grandes que puedan causar el taponamiento del equipo, bombas o la formación dentro del pozo agotado. Se agrega agua a los sólidos, y la mezcla se puede moler o procesar para reducir el tamaño de partícula. Antes del proceso de la reinyección es necesario agregar varios aditivos para mejorar la viscosidad u otras características físicas y la mezcla se pueda inyectar a través del pozo en la formación de destino.

Debe utilizarse el monitoreo adecuado del proceso de reinyección para demostrar que se mantiene una contención positiva y, además, proporcionar las



referencias en función de las cuales se pueda actualizar y mejorar y la implementación.

El monitoreo consiste en:

- Monitoreo de propagación de la fractura (largo, ancho y alto), para asegurar contención en la formación.
- Evaluar eficiencia y efectividad del proceso de fracturamiento para ajustar parámetros y costos.
- Ajustes a parámetros geomecánicos.
- Análisis de la respuesta de la formación y de su capacidad de almacenamiento para ajustar la planificación de volúmenes a inyectar por pozo.
- Análisis de respuesta de presión.
- Seguimiento de las Operaciones.
- Monitoreo a Largo Plazo.
- Evaluación de anomalías y recomendaciones.
- Calibración de los Modelos durante la inyección.
- Repositorio Global de Conocimiento.

La re-inyección de cortes de perforación es una tecnología de avanzada que contribuye a un correcto manejo de desechos de perforación generados por la actividad petrolera ya que según la complejidad de los pozos aumente los operadores deberán esforzarse por cumplir con los nuevos parámetros y normativas ambientales que se van implantando en el mundo para controlar la disposición de estos desechos.<sup>16</sup> En todo proyecto de perforación los operadores deben alcanzar un equilibrio entre la minimización del impacto ambiental, el mantenimiento de la estabilidad del pozo, la maximización de la eficiencia de perforación y la disposición final de desechos. Los equipos de control de sólidos de superficie tienen mayor efectividad con los cortes de

---

<sup>16</sup> (Al-Duailej, Yaser, Al-Khalidi, Mohammed, Ibrahim, & Aramco, 2011)

mayor tamaño que dependen de las condiciones con las que dejaron la barrena. Estudios realizados por la empresa M-I SWACO<sup>17</sup> indicaron que la Re-inyección de cortes producirá un impacto mínimo sobre el medio ambiente, proporcionando al mismo tiempo una solución económica para la eliminación de cortes y residuos de petróleo. Cuando se realiza una operación de Re-inyección de cortes, los cortes son mezclados con agua ya sea de mar, de río o de re-inyección, estas se procesan a través de trituración o alguna otra acción mecánica hasta formar una lechada viscosa estable y se procede a bombearlas en las formaciones geológicas previo el análisis y revisión de presiones, viscosidad, reología y capacidad de la formación geológica.

En ciertos ambientes de perforación, es probable que no existan formaciones que contengan los materiales inyectados, en estos casos se deben emplear otras opciones de eliminación de sólidos. Cuando se dispone de un ambiente de inyección adecuado, las operaciones de re-inyección requieren la evaluación, el diseño, la implementación y el monitoreo cuidadoso del proceso de reinyección de manera de minimizar todos los riesgos y mantener la contención.

Existen muchas operaciones de re-inyección de cortes que han sido conducidas por las mayores compañías petroleras como BP-Amoco-ARCO, Chevron, Conoco, ExxonMobil, Phillips, Shell, Statoil, TotalElfFina, entre otras. Numerosas publicaciones científicas con esta tecnología han sido publicadas desde finales de 1980 para hacer frente a casos de estudio, equipos, economía, regulación y cuestiones de servicios.

---

<sup>17</sup> (Geehan, Gilmour, & Quan, Primavera 2007)

### **3. METODOLOGIA**

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1. IDENTIFICACION, ESTUDIO Y ELECCION DE LA FORMACIÓN RECEPTORA**

La identificación y selección de la formación receptora es un paso muy importante durante la re-inyección de cortes de perforación (DCRI). Elegir la zona de disposición depende de la litología general del pozo, las propiedades de la formación como el gradiente de fractura, el módulo de Young y las características de leak-off. Al caracterizar las propiedades de la geología del subsuelo y las propiedades de la formación específica del sitio es entendible que la mayoría de información requerida no esté disponible al momento de realizar un estudio para re-inyección de cortes de perforación. <sup>18</sup>

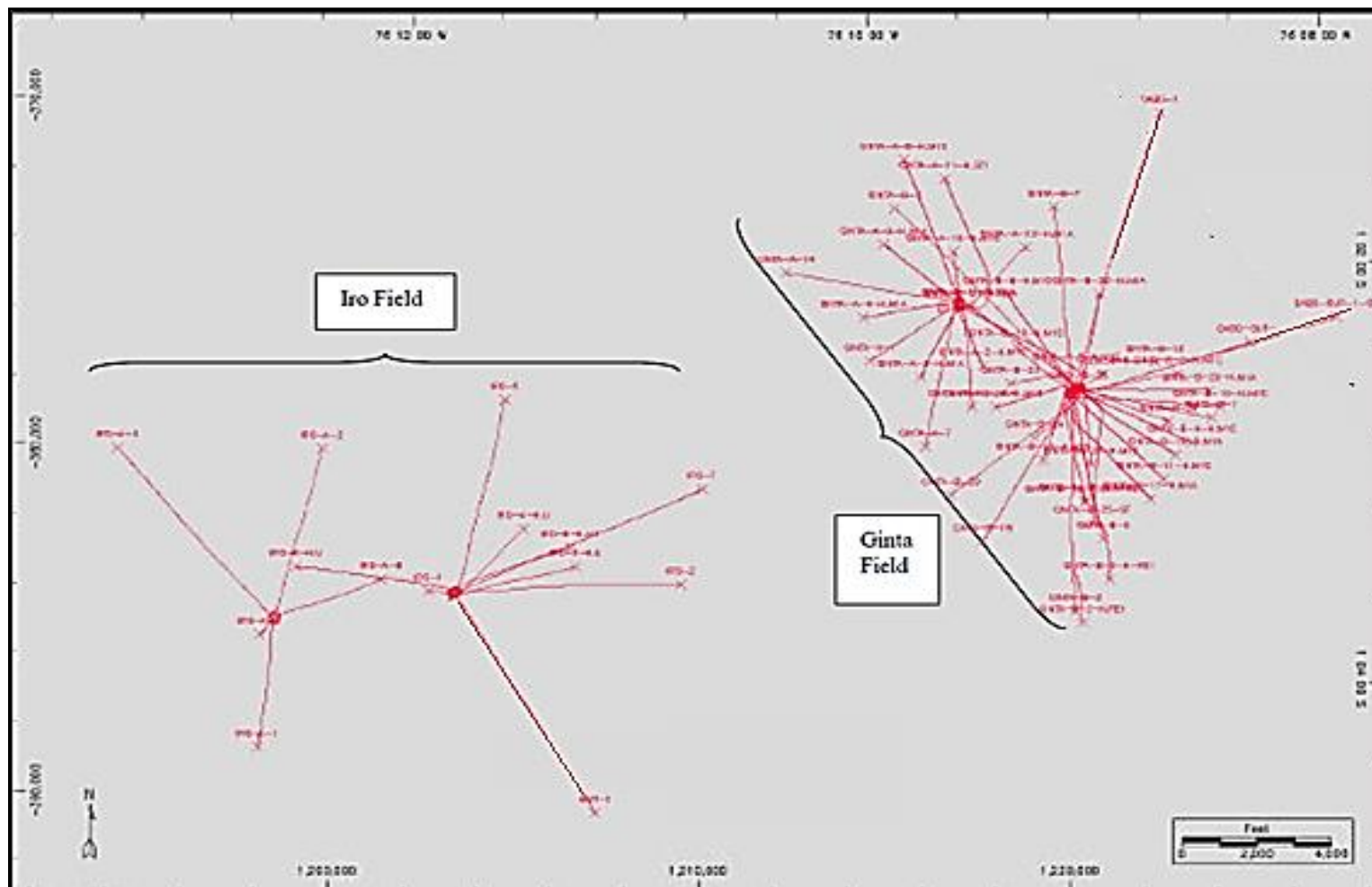
##### **3.1.1. CARACTERIZACION ESTRATIGRÁFICA Y PETROFÍSICA SEGÚN PARAMETROS PARA RE-INYECCIÓN EN LOS CAMPOS IRO Y GINTA**

Según los estudios litológicos de las formaciones existentes en el Bloque 16 se deben identificar las zonas aptas para la disposición de cortes para lo cual se han elegido dos campos los cuales cuentan con el mayor número de pozos abandonados.

El gráfico 21 muestra la distribución de los campos que cuentan con el mayor número de pozos abandonados.

---

<sup>18</sup> (Ahmed S, Advantek, Quaxin, SPE, & Advantek, 2001)



**Gráfico 21.** Distribución de Campos y Pozos Iro y Ginta.

(Repsol Ecuador, 2014)

En las tablas 5 y 6 se detallan cada uno de los pozos de los campos de interés, la fecha de perforación, el reservorio que se utilizó y el trabajo por el cual se consideró que son pozos abandonados y posibles pozos para re-inyección de cortes de perforación.

**Tabla 5.** Posibles pozos para re-inyección de cortes de perforación en los campos Ginta.

<b>REPSOL - YPF</b>			
<b>CAMPO GINTA A</b>			
<b>POSIBLES POZOS PARA DCRI</b>			
<b>POZO/FECHA DE PERFORACION</b>		<b>RESERVORIO</b>	<b>TRABAJO</b>
<b>Ginta-A3 (30 OCT - 14 NOV 2002)</b>	WO #1	M1 - A	Sacar equipo electrosurgible y dejar el pozo con punta libre (2,069 pies de tbg de 4 1/2")
<b>Ginta-A-3-H-RE1 (17 DIC - 22 DIC 2006)</b>	WO #3	M1 - A	Bajar Punta Libre
<b>Ginta-A4 (9 Ene - 25 Ene 2003)</b>	WO # 4	M1 - A	PUNTA LIBRE
<b>Ginta-A5 (16 Nov - 2 Dic 2002)</b>	WO # 6	M1 - C	PUNTA LIBRE
<b>Ginta-A7 (16 oct - 29 Oct 2002)</b>	WO # 4	U SUPERIOR	Sacar BES y bajar 2500 pies de tubería punta libre. (Abandono Temporal)
<b>Ginta-A12 (18 ABR - 2 MAY 2003)</b>	WO# 3	M1 - A	Abandono temporal
<b>Ginta-A-23-H (12 MAR - 21 MAR 2007)</b>	WO # 1	M-1	PUNTA LIBRE
<b>Ginta-A-24-H (28 ENE - 3 FEB 2007)</b>	WO # 3	M-1	Abandono Temporal

Continuación tabla 5.

<b>GINTA B</b>			
<b>Ginta-B6 (19 JAN-01 FEB 1996)</b>	WO#10	Tapon de Cemento	Abandono Temporal
<b>Ginta-B13-H (3 SEP - 24 SEP 2001)</b>	WO # 6	M-1 C	PUNTA LIBRE
<b>Ginta B-15 (12 NOV - 30 NOV 2001)</b>	WO #4	M 1-A	Bajar punta libre, abandono temporal.
<b>Ginta-B17 (5 DEC - 22 DEC 2001)</b>	WO # 9	M-1 A	Tapón de cemento N° 1 y N°2
<b>Ginta-B21 (21 FEB - 13 ABR 2002)</b>	WO #5	M-1 A	PUNTA LIBRE
<b>Ginta-B27-H (15 MAR - 30 MAR 2002)</b>	WO # 7	Basal Tena	PUNTA LIBRE
<b>Ginta-B-30-H ( 18 Octubre - 15 Nov 2005 )</b>	WO # 4	M-1 C	PUNTA LIBRE

**(Repsol Ecuador, 2014)**

**Tabla 6.** Posibles pozos para re-inyección de cortes de perforación en los campos Iro

<b>REPSOL - YPF</b>			
<b>CAMPO IRO 1</b>			
<b>POSIBLES POZOS PARA DCRI</b>			
<b>POZO/FECHA DE PERFORACION</b>	<b>RESERVORIO</b>	<b>TRABAJO</b>	
<b>Iro-6 H ( 1 JUN- 6 JUL 00)</b>	WO # 7	Lower "U"	Sacar bomba y bajar punta libre.
<b>Iro 8 HM1(30 AG-21 SE 00)</b>	WO#5	Main "M-1"	Abandono Temporal
<b>Iro 8 HM1(30 AG-21 SE 00)</b>	WO#6	Main "M-1"	Se coloca un tapon de cemento de abandono definitivo desde 8000 ft hasta 7700 ft.

Continuación tabla 6.

	<b>CAMPO IRO A</b>		
<b>IRO A9 (14 ABRIL - 6 MAYO 2005)</b>	WO#3	U INFERIOR	PUNTA LIBRE
<b>IRO A-31-H (7 DIC - 12 DIC 2006)</b>	WO # 1	HORIZONTAL M-1 "C"	PUNTA LIBRE
<b>IRO A-30-H (4 ENE - 9 ENE 2007)</b>	WO # 1	M-1 "C"	PUNTA LIBRE
<b>IRO A-35-H (8 AGO - 14 AGO 2007)</b>	WO # 1	HORIZONTAL M-1 "C"	Abandono temporal
<b>IRO A-36-H (4 ENE - 11 ENE 2008)</b>	WO#1	M.1 "C"	Abandono Temporal
<b>IRO-A-52 (29 MAY - 4 JUN 2010)</b>	WO # 2	U SUPERIOR	Bajar Punta Libre
<b>IRO-A-57 (7 ene - 11 ene 2011)</b>	WO # 1	U INFERIOR	Bajar Punta Libre
	<b>CAMPO IRO B</b>		
<b>IRO B4 (27 MAR - 1 FEB 2006)</b>		U SUPERIOR	Tapones de abandono
	ABANDONO DEFINITIVO	U SUPERIOR	Tapones de abandono
		U SUPERIOR	Tapones de abandono
<b>IRO B19 (14 FEB - 19 FEB 2006)</b>	WO #3	HORIZONTAL M-1 "C"	PUNTA LIBRE

(Repsol Ecuador, 2014)

Para estos dos campos las reservas de petróleo en los yacimientos de los campos Iro y Ginta son:

En la tabla 7 se muestran las reservas de petróleo existentes en los campos Ginta e Iro.



**Tabla 7.** Reservas de Petróleo existentes para los yacimientos en los Campos Ginta e Iro.

<b>RESERVAS DE PETROLEO</b>		
<b>GINTA-DABO</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Barriles (bbls)</b>
	BASAL TENA	1,111,822
	NAPO M-1	44,839,994
	NAPO U SUP.	13,125,974
<b>RESERVAS DE PETROLEO</b>		
<b>IRO</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Barriles (bbls)</b>
	BASAL TENA	293,023
	NAPO M-1	22,845,209
	NAPO U SUP.	13,029,298
	NAPO U INF.	49,520,387

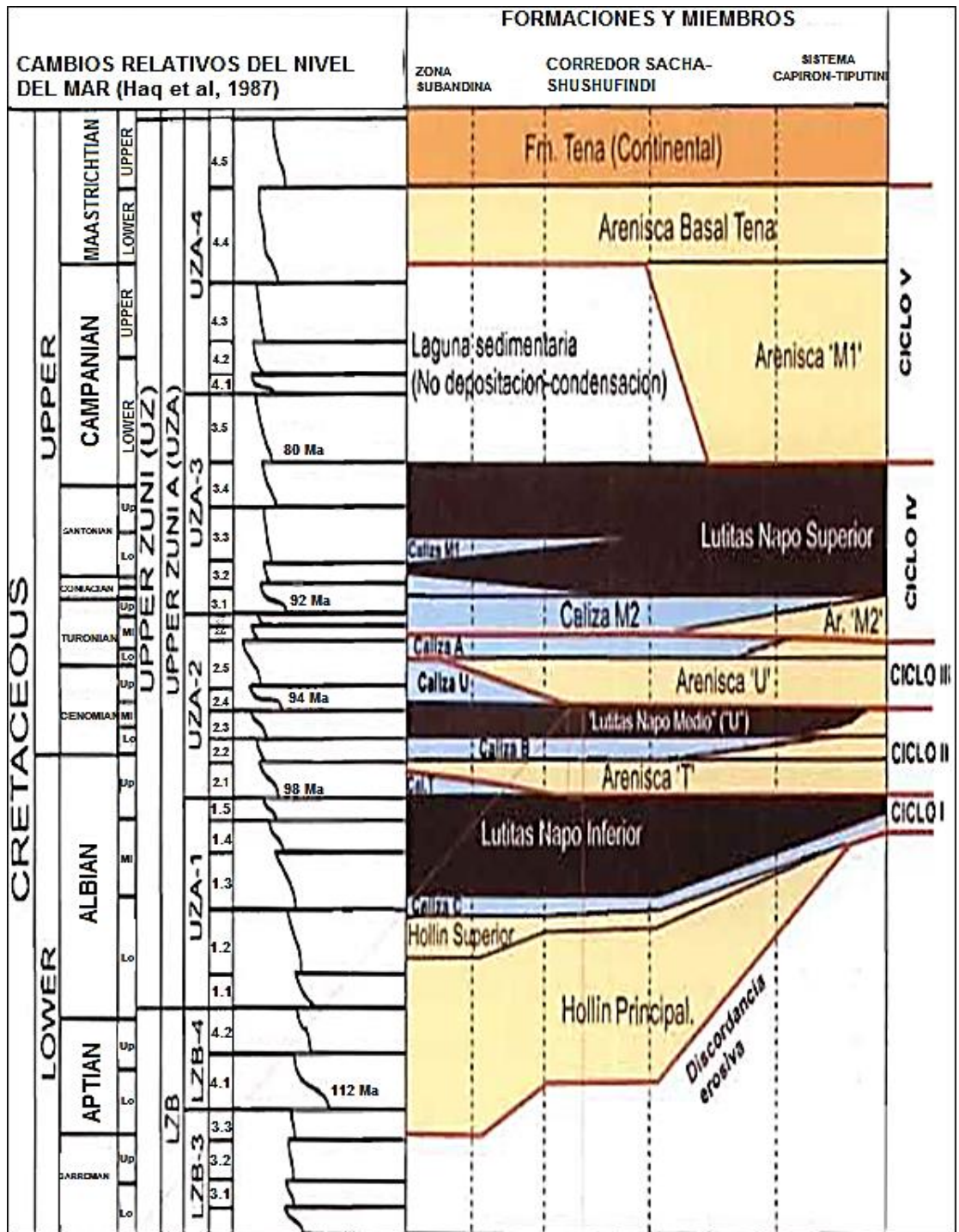
(Repsol Ecuador, 2014)

Para la elección de la formación receptora se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Secuencias de rocas sedimentarias.

La secuencia de rocas sedimentarias en la Cuenca Oriente está dada por los ciclos sedimentarios. Cada secuencia depositacional incluye un límite erosivo a la base, que corresponde a la incisión de valles fluviales durante la correspondiente caída del nivel del mar. La sección sedimentaria Basal Tena-Napo- Hollín exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial, caracterizada por una serie repetitiva de Areniscas, Calizas, Lutitas, registrada dicha ciclicidad asociada posiblemente a las fluctuaciones del nivel eustático ocurridas durante el Cretácico.

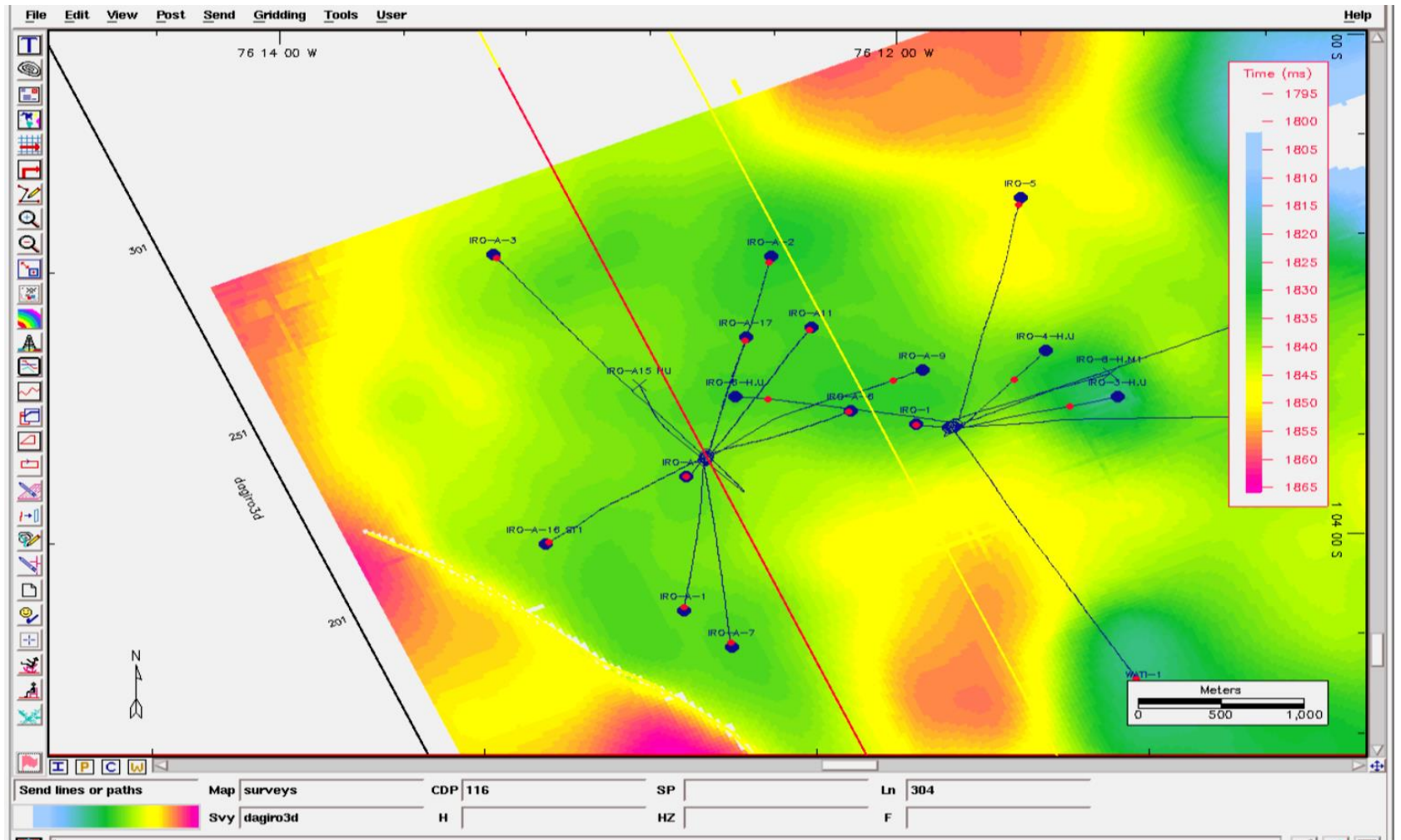
El gráfico 22 muestra las formaciones, miembros y secuencias de las rocas sedimentarias existentes en el Bloque 16.



**Gráfico 22.** Formaciones, Miembros y Secuencias de rocas sedimentarias del Bloque 16.

(Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

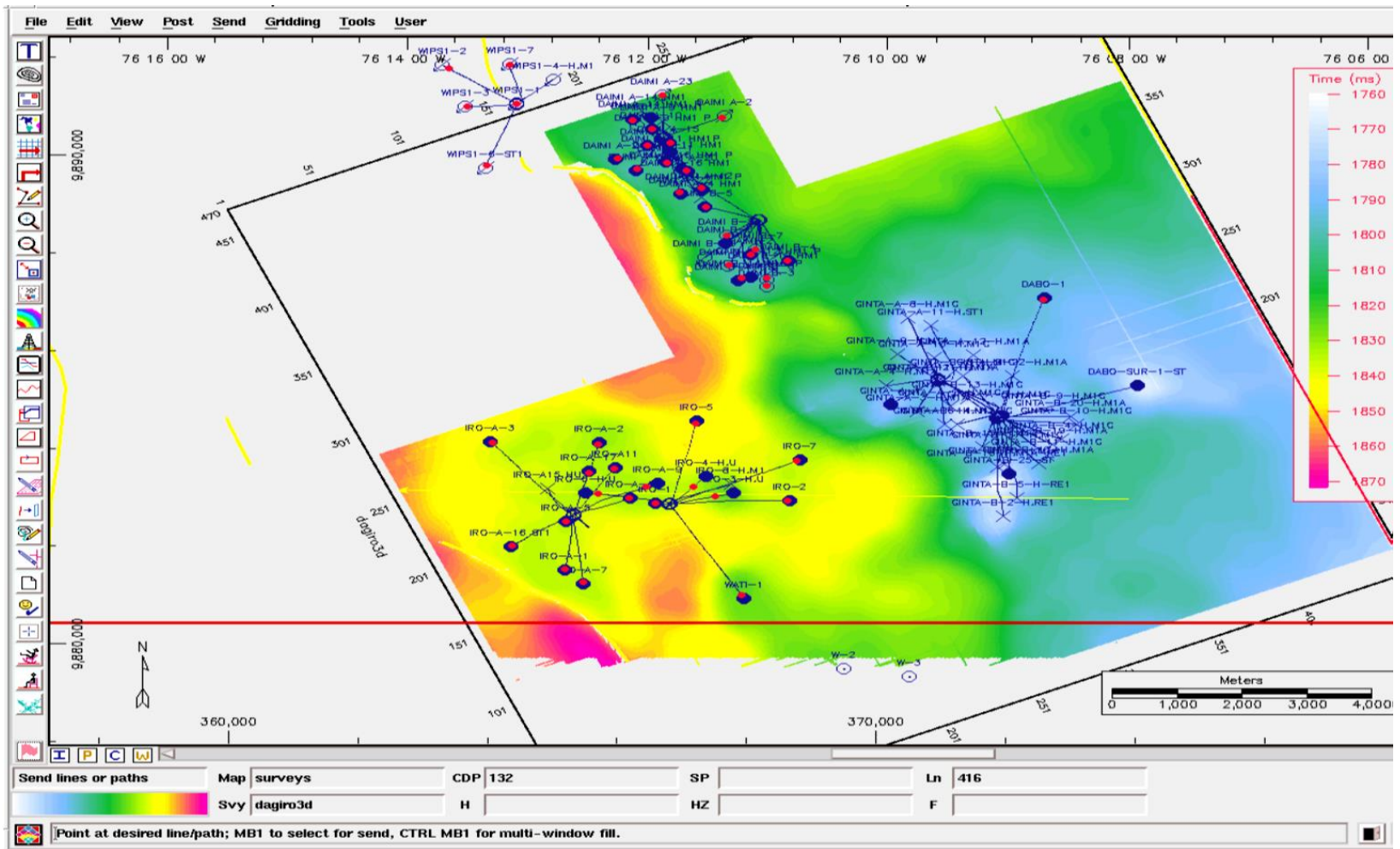
Se puede observar que la continuidad lateral de las unidades a escala del campo IRO es menor Gráfico 23 y una evaluación a escala mayor permite inferir el mismo comportamiento de la estructura, con contornos no muy acentuados evidenciando una superficie suave sin altos contraste de relieve Gráfico 24.



**Gráfico 23.** Mapa en tiempo a la base de la Arena U Superior.

(Schlumberger, 2005)





**Gráfico 24.** Mapa en tiempo cubriendo el área de los campos IRO, Ginta y Daimi.

(Schlumberger, 2005)

La interpretación sísmica también refleja, que la complejidad estructural del campo es baja, así como la del reservorio Arena U, y en general las unidades de la Formación Napo, se caracteriza por presentar un paquete de horizontes sísmicos con muy buenas amplitudes y continuidad horizontal, definiendo un buen carácter sísmico al tope de las arenas. Los principales horizontes identificados con el mayor contraste de impedancia acústica son: Tope de Tiyuyacu, Areniscas de la Fm Napo y las Calizas interiores. Es también evidente la continuidad lateral de los reflectores sísmicos ya que se mantiene a lo largo del campo. Una sección sísmica en dirección E-W, corrobora la continuidad de las unidades en esta dirección, Gráfico 25.

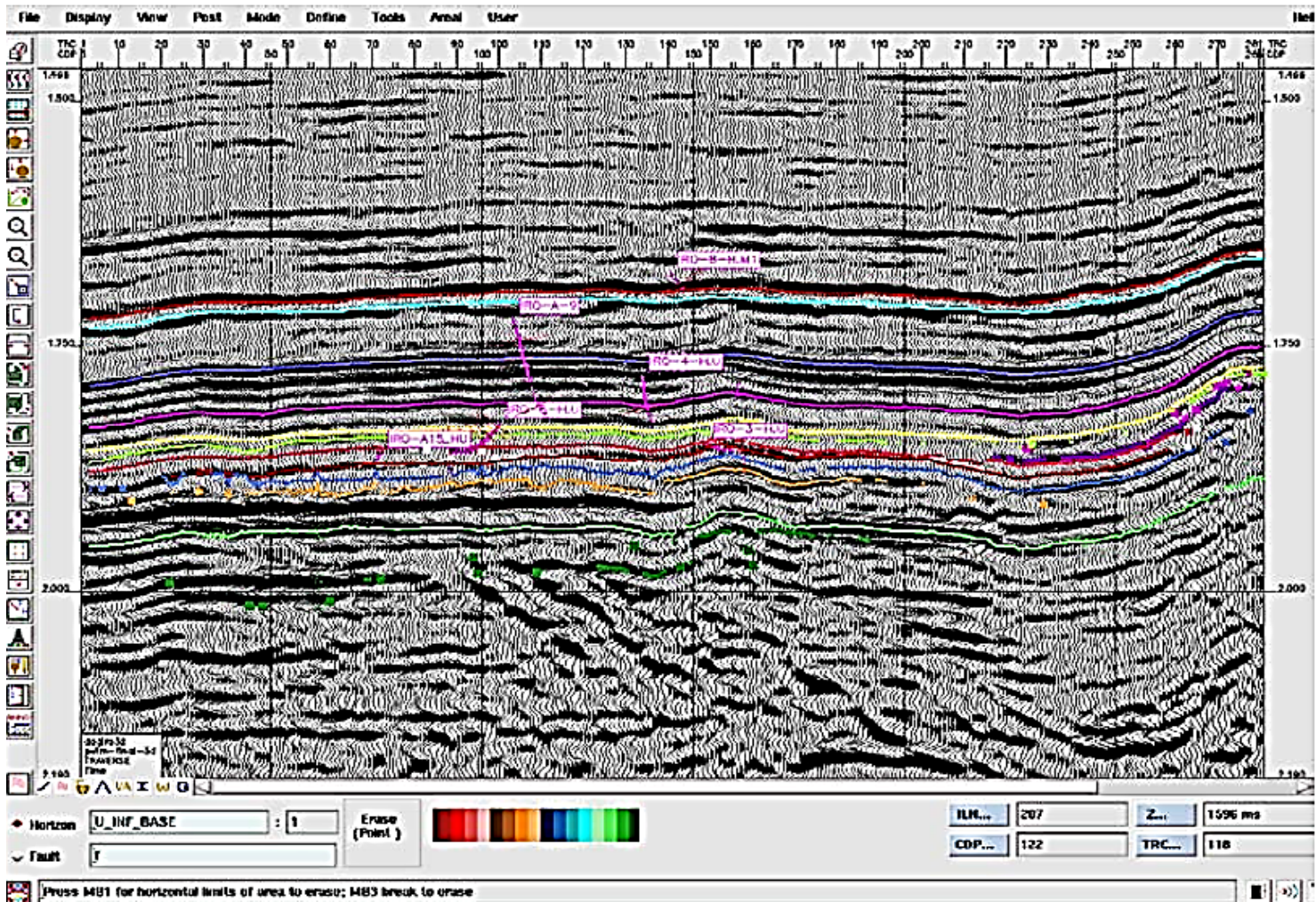


Gráfico 25. Sección Sísmica dirección E-W campo IRO.

(Schlumberger, 2005)

- ✓ Porosidad y Permeabilidad de la formación.

Para estimar cuantitativamente la porosidad y la permeabilidad de las arenas de interés de los campos Ginta e Iro; se utilizaron los datos de interpretación petrofísica de registros eléctricos y los datos de los análisis de pruebas de pozo correspondientemente (Anexo I -III). En la tabla 8 se muestran las porosidades y permeabilidades que tenemos en Iro y Ginta para nuestras arenas de interés.

**Tabla 8.** Porosidad y Permeabilidad para las arenas de interés en los Campos Iro y Ginta.

CAMPO IRO			CAMPO GINTA	
ARENISCA	FACTORES			
	Porosidad %	Permeabilidad md	Porosidad %	Permeabilidad md
Basal Tena	17	700	16	850
M-1 Sup.	23	5750	22	8500
M-1 Inf.	21	5200	21	8500
U Sup.	19	800	19	4150
U Inf.	20	3000	NA	NA
T Sup.	NA	NA	NA	NA
T Inf.	NA	NA	NA	NA

- ✓ Mapa estructural de la zona para las distintas arenas

Para la construcción de los mapas estructurales para las distintas arenas se tomó como fuente los datos sísmicos y registros eléctricos de los pozos. Los



mapas están conformados por los contornos o curvas estructurales y las trazas de las fallas. (Anexos IV-VIII CAMPO IRO; Anexos IX-XII CAMPO GINTA)

- ✓ Ausencia de acuíferos aledaños a la zona

Este parámetro se lo identificó al momento de perforar los pozos, al notar la ausencia de acuíferos de agua dulce en los Campos Iro y Ginta. En la tabla 9 se puede ver la ausencia de acuíferos aledaños a la zona de las arenas de interés en los campos Iro y Ginta.

**Tabla 9.** Ausencia de acuíferos aledaños a las arenas de interés.

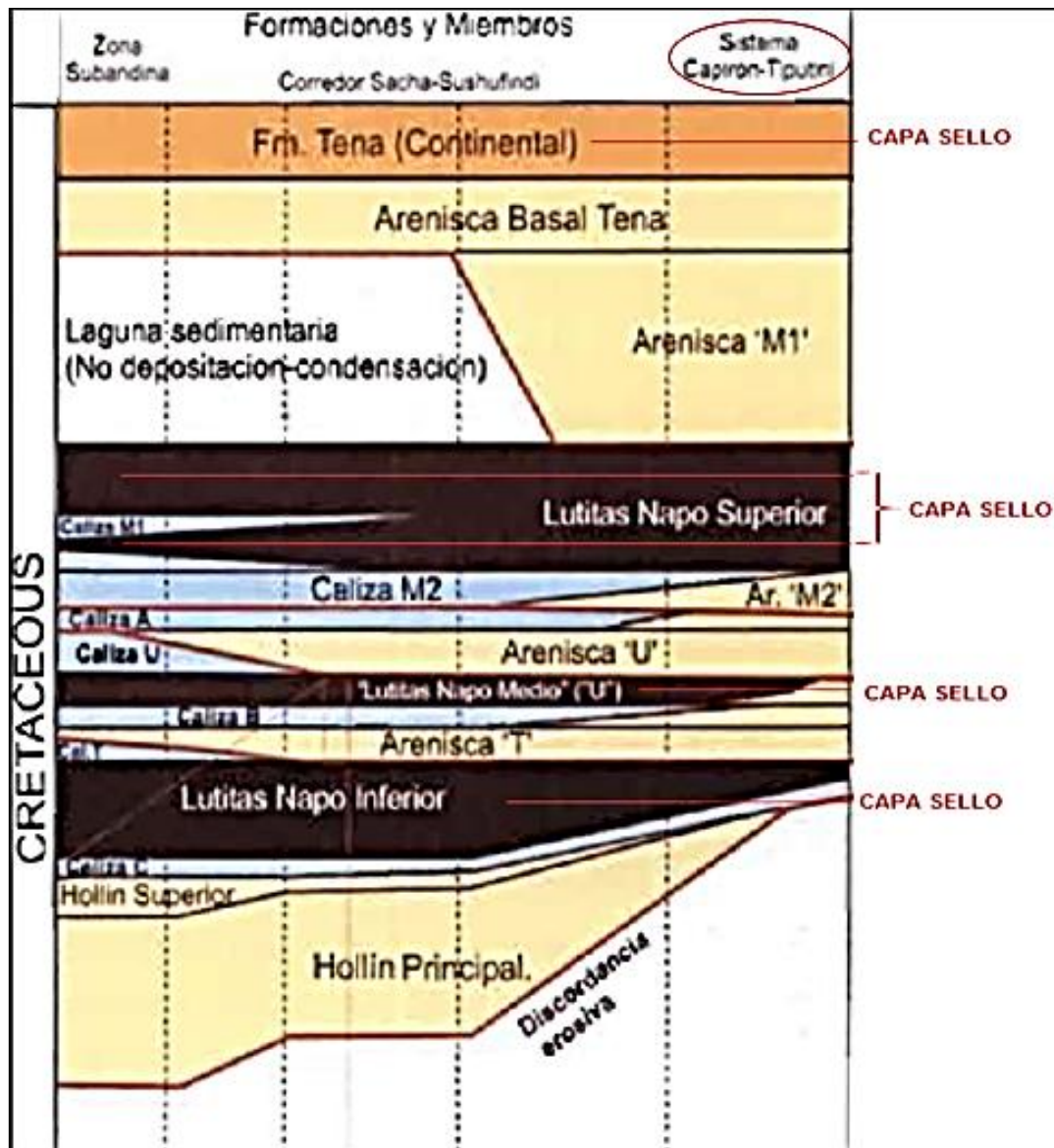
ARENISCA	CAMPO IRO	CAMPO GINTA
	FACTORES	
	Acuífero Aledaño	Acuífero Aledaño
Basal Tena	NO	NO
M-1 Sup.	NO	NO
M-1 Inf.	NO	NO
U Sup.	NO	NO
U Inf.	NO	NO
T Sup.	NO	NO
T Inf.	NO	NO

- ✓ Capas sello en las arenas de interés

Para determinar la presencia de capas sello sobre y bajo las arenas se realizó un estudio sedimentológico del Bloque 16, la presencia de estas se comprobó

con la perforación de pozos y toma de registros eléctricos. Las capas sello para las arenas de interés está conformada por lutitas y calizas.

El gráfico 26 muestra las capas sello presentes en el Sistema Capiron-Tiputini del Bloque 16.



**Gráfico 26.** Capas Sello en las arenas de interés.

### 3.1.2. EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN

La evaluación del volumen de recepción de la formación es la cantidad de barriles de lechada que podrán ser re-inyectados en la formación receptora; se evalúa aplicando registros eléctricos. Los registros eléctricos permiten establecer las propiedades físicas de las rocas que se encuentran rodeando una perforación, tanto en agua, petróleo y minería, por medio de una serie de sondas. Estas sondas ubicadas dentro del pozo, pueden obtener datos en función de la profundidad, que luego son utilizados para generar un gráfico conocido como registro de pozo.

Con estos registros podemos obtener indicios de áreas permeables y porosidad de la roca, posiciones del límite del estrato, correlación de estratos entre perforaciones y otras.

Para lechadas que típicamente utilizan una relación de una parte de cortes y tres de agua, el volumen total de inyección de lechada es estimado usando la ecuación 1.<sup>19</sup>

**(Ecuación 1).** Estimación del volumen total de inyección

$$V_{inf} = \frac{F_{wo} F_e D d^2}{257.37}$$

Dónde:

$V_{inf}$ : Volumen total de inyección estimado, barriles

$F_{wo}$ : Factor de lavado. (Está incluido para contar los cortes extras generados cuando una sección extra es perforada)

$F_e$ : Factor de expansión

---

<sup>19</sup> (Andersen, Louviere, Witt, & Conoco Inc, 1993)

$D$ : Longitud de la sección del hoyo, pies

$d^2$ : Diámetro del pozo, metros

### 5.1.3. ELECCIÓN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA

Para elegir la formación que cumpla las condiciones necesarias para que el proceso de re-inyección de cortes no represente ningún riesgo ambiental, se deben cumplir ciertas propiedades geológicas presentadas en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Características de una formación receptora de lechadas de lodos y rípios de perforación.

FACTOR	DESCRIPCIÓN
Profundidad de la formación	Preferiblemente 7000-8000 ft.
Espesor	Mayores a 25 ft.
Porosidad	Mayor a 20%
Continuidad Lateral	Constante
Permeabilidad	Mayores a 1 Darcy. Se recomienda que el valor de permeabilidad sea lo más heterogéneo a través de la formación.
Estructuras geológicas	Fracturas o fallas no naturales
Límites	Formaciones aisladas de aguas subterráneas, entre dos capas sello. Evitar fronteras laterales dentro de la formación

Continuación tabla 10.

Concentración de Sólidos	La concentración de sólidos óptima no debe exceder el 20% del volumen de lechada.
Viscosidad	Es indispensable realizar pruebas reológicas en diferentes concentraciones de sólidos para establecer requisitos de las viscosidades específicas.
Tamaño de Partícula	Analizar el tamaño de partícula es altamente recomendado para evitar problemas de asentamiento y/o taponamiento de pozo. El tamaño recomendado es 300 micrones.
Localización	Debajo de un estrato impermeable. (capa sello)

(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

Para conocer si los campos seleccionados como posibles áreas para CRI, cumplen con las características de una formación receptora se ha realizado la tabla 11 y 12 donde se pueden observar las características y propiedades de las arenas de interés para los campos Iro y Ginta.

**Tabla 11.** Características y propiedades de las arenas de interés Campo Ginta.

<b>CAMPO GINTA</b>								
<b>ARENISCA</b>	<b>FACTORES</b>							
	Espesor promedio ft	Porosidad %	Permeabilidad md	Continuidad Lateral	Acuífero Aledaño	Existe entre dos capas sello	Ausencia de Fallas Permeables, Fracturas, afloramientos	Consolidación
Basal Tena	29	16	850	-	NO	x	x	x
M-1 Sup.	34	22	8500	x	NO	x	x	-
M-1 Inf.	49	21	8500	x	NO	x	x	x
U Sup.	24	19	4150	-	NO	x	x	x
U Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	x
T Sup.	-	-	-	-	NO	x	x	-
T Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	-

**Tabla 12.** Características y propiedades de las arenas de interés Campo Iro.

<b>CAMPO IRO</b>								
<b>ARENISCA</b>	<b>FACTORES</b>							
	Espesor promedio ft	Porosidad %	Permeabilidad md	Continuidad Lateral	Acuífero Aledaño	Existe entre dos capas sello	Ausencia de Fallas Permeables, Fracturas, afloramientos	Consolidación
Basal Tena	9	17	700	-	NO	x	x	x
M-1 Sup.	28	23	5750	x	NO	x	x	-
M-1 Inf.	39	21	5200	x	NO	x	x	x
U Sup.	19	19	800	-	NO	x	x	x
U Inf.	51	20	3000	x	NO	x	x	x
T Sup.	-	-	-	-	NO	x	x	-
T Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	-

## 3.2. CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA

### 3.2.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS LODOS

Con respecto a las características de los lodos de perforación, cada proyecto es diferente ya que para cada sección de la perforación se utilizan distintos tipos de aditivos, ya que no todas las secciones son iguales y los lodos deben cumplir diferentes funciones.

**Tabla 13.** Características de los lodos.

PROPIEDADES	UNIDADES	LECHADA DE INYECCIÓN	FLUIDOS EN SUSPENSIÓN
Fluido Base	--	Agua de Mar	Salmuera $CaCl_2$
Densidad	S.G	1.2 – 1.4	1.2 – 1.3
Viscosidad (Funnel)	Secs/qt	60 – 90	60 – 90
PV	cP	+/- 35	No específica
YP	Lb/100 sq. ft.	No específica	+/- 35
Gel 0	Lb/100 sq. ft.	No específica	>10
Gel 10	Lb/100 sq. ft.	No específica	< 40
D 90	Micrones	< 300	No específica
Solidos	% v/v	12 -25	No específica

(Schlumberger, 2004)

### 3.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS RIPIOS

Las características de los ripios son diferentes para cada proyecto ya que las formaciones existentes a distintas profundidades no son las mismas; además que no siempre se llegan a perforar secciones de 26", 16", 12 ¼", 8 ½". En la



tabla 14 se muestran los volúmenes de ripios recogidos en cuatro zarandas y las distintas características que estos tienen.

**Tabla 14.** Características de los ripios.

CARACTERÍSTICA	VALOR	ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4	HIDROCICLONE	CENTRIFUGA HS 3400
Densidad de Humedad de los cortes	ppg	14.6	14.8	15	14.1	0.0	15
Horas de Operación	hr	24	24	24	24	24	24
Peso de la celda+cortes húmedos	gr	102.5	102.5	102.45	101.5	104.8	104.8
Peso de la celda+cortes secos	gr	96.5	97	96.5	108	98	98
% Sólidos	%	65	68	65	141	65	65
Sólidos húmedos descargados	lb/hr	1029.1	948.8	1066.8	888.4	1013.3	1013.3
Sólidos secos descargados	lb/hr	666	642	692	1249	656	656
% Barita en sólidos secos	%	32.70	20.48	47.20	0	51.85	48.55

(Halliburton - Fluids System, 2013)

### 3.2.3. CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA

Las características dependen del lugar de proveniencia de los cortes, además de la perforación de la mezcla y la reología del lodo de perforación. La lechada tiene características no newtonianas ya que su viscosidad no es constante y puede variar según la temperatura. En la tabla 15, se pueden hacer una

comparación de las características que debe tener la lechada basados en experiencias de la industria; y las características que debe tener la lechada según M-I Swaco.

**Tabla 15.** Características para la Lechada

CARACTERÍSTICAS PARA LA LECHADA BASADOS EN EXPERIENCIAS DE LA INDUSTRIA.		CARACTERÍSTICAS PARA LA LECHADA M-I SWACO
CARACTERÍSTICA	VALOR	VALOR
Concentración de Sólidos en la Lechada	20 % Vol	20:80 Solid to liquid % by Volume
Densidad de la Lechada	9.5 – 10.8 lb/gal	9.99 – 11.66 lb/gal
Gravedad Específica	1.14 -1.3 SG	1.2 – 1.4 SG
Tamaño de partícula de los sólidos	≤ 300 micrones	300 micrones
Viscosidad de la lechada (funnel)	60 - 90 seconds/quarter	60-100 seconds/quarter
Resistencia de gel de la lechada (10sec/10min)	18/25 lb/100ft <sup>2</sup>	18/25 lb/100ft <sup>2</sup>

(Gogan, y otros, 2010) (M-I SWACO , 2014)

### 3.2.4. CONDICIONES REOLÓGICAS DE LA LECHADA

Las condiciones reológicas de la lechada, se refiere a las condiciones que esta debe cumplir para ser re-inyectada en una formación receptora en relación a distintos parámetros como son: Cantidad de sólidos, viscosidad, punto de

sedencia, viscosidad aparente y densidad. Sin embargo cada proyecto es diferente, cabe resaltar ese punto.

El gráfico 27. muestra las condiciones reológicas 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>  <b>Power Law Properties</b> $n' = 0.26$ $K' = 0.148 \text{ lb}_f/\text{ft}^2/\text{sec}$  <b>Apparent Viscosity</b> at 170 1/sec = 143 cp
<b>Density -</b> 10.4 lb/gal SG = 1.25

**Gráfico 27.** Condiciones reológicas de la lechada.

(Sirevåg, Bale, & A/S, 1993)

### **3.3. METODOLOGÍA DE RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN**

#### **3.3.1. MÉTODOS DE INYECCIÓN Y REINYECCION DE CORTES.**

Existen dos tipos de inyección principal que pueden ser aplicados para la re-inyección de cortes; Inyección Anular e Inyección Dedicada. Y existe un tercer tipo de inyección que es la intermedia entre los dos tipos anteriores; conocida

como Inyección Redundante; en la cual la manera de inyectar los desechos dependerá de dos factores: si el pozo existe o si se debe perforar un pozo nuevo.

Para perforar un pozo nuevo deberá realizarse un análisis geológico previo; pero si el pozo existe se deberá tomar en cuenta el tipo de completamiento que tiene, la profundidad de la zona de disposición, el tamaño del volumen de los recortes y desechos producidos, ubicación y propiedades de la formación receptora, estructuras geológicas entre otros.

#### **3.3.1.1. Inyección anular**

La inyección anular es una de las maneras en la que la lechada creada puede ser almacenada en una formación; este tipo de inyección se basa en inyectar lechada por medio del espacio anular existente entre las completaciones de un pozo. La operación de inyección anular involucra pozos activos, en los cuales se aprovechan los anulares para inyectar la lechada por encima del yacimiento y luego se perfora hasta la profundidad que se desea producir. Este espacio anular debe estar abierto a la formación, ya que en algunas ocasiones de acuerdo al programa de perforación establecido previamente, los espacios anulares han sido aislados con cemento, con el propósito de evitar alguna migración de fluidos en la etapa de perforación o producción. Dependiendo de la profundidad de la zona de interés y la ubicación del espacio anular, la operación de inyección puede ser realizada. La inyección anular solo es posible si el anular de una tubería de revestimiento intermedia en un pozo existente está abierto para una formación adecuada en el subsuelo y si este pozo está dentro del rango de proyección.

Para lograr una inyección exitosa, deben ser identificados y prevenidos todos los riesgos asociados con la inyección de desechos; por ejemplo: la presión de inyección permitida para inyecciones anulares son siempre menores que las presiones permitidas para pozos dedicados por motivo del envejecimiento de la

tubería de revestimiento y colapso de las limitaciones para la inyección anular.

20

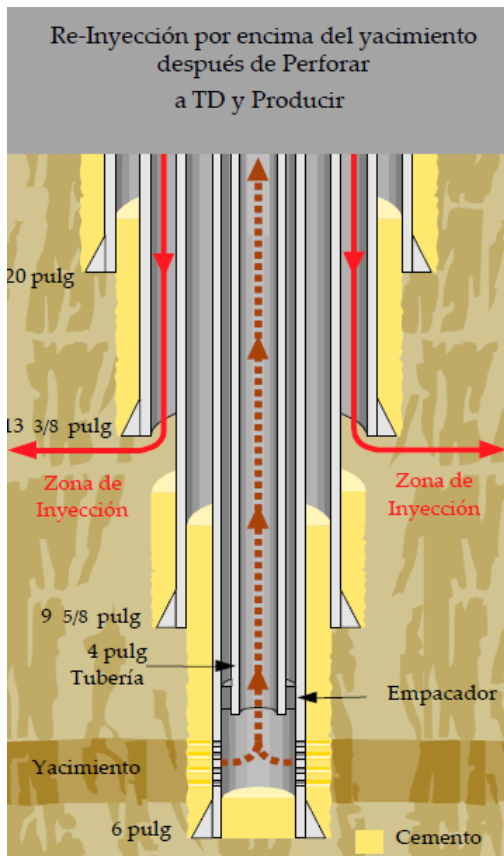
La inyección anular no es siempre posible, algunas de las razones incluyen<sup>20</sup>:

- El esquema de la tubería de revestimiento intermedia no provee acceso para una formación adecuada porque el cemento o los packers previenen el flujo hacia abajo del anular.
- Asentamiento de partículas en el fluido del anular y/o productos de corrosión de la tubería de revestimiento que no es lo suficientemente fuerte para inyección anular profunda.

El gráfico 28 muestra cómo se realiza la inyección en el espacio anular de un pozo; la reinyección se la efectúa por encima del yacimiento después de perforar.

---

<sup>20</sup> (Ahmed S, Advantek, Quaxin, SPE, & Advantek, 2001)

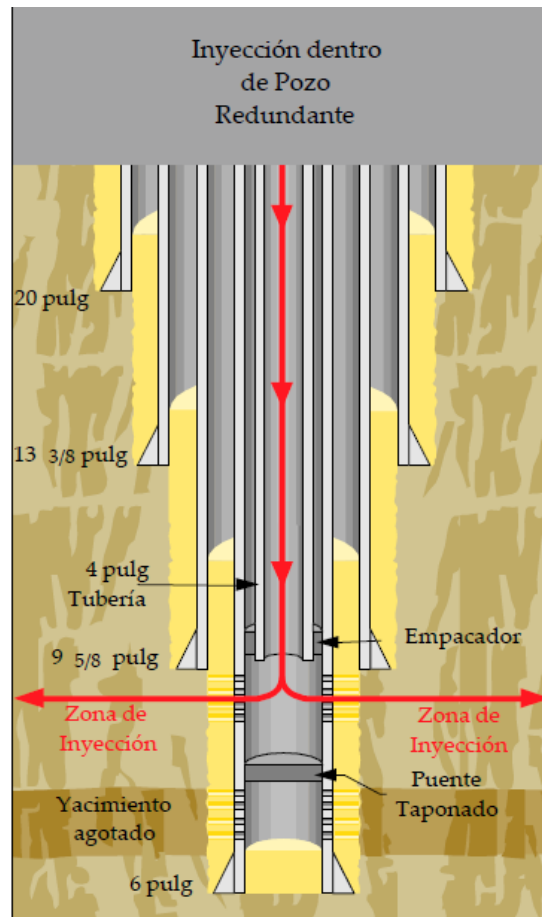


**Gráfico 28.** Inyección en el espacio anular en un pozo de Perforación.  
(M-I SWACO, 2014)

### 3.3.1.2. Inyección por pozo redundante

Esta se puede realizar cuando el yacimiento que estaba produciendo en un pozo ha quedado agotado, el proceso de reinyección se hace mediante la tubería de producción por donde se estaba produciendo el pozo. En este caso, se deben realizar nuevas perforaciones que conecten la formación receptora con la tubería de producción e instalar un tapón a la profundidad del yacimiento agotado, con el propósito de evitar flujo hacia esa zona.

El gráfico 29 muestra la reinyección en un pozo redundante realizada con tubería de producción.



**Gráfico 29.** Inyección con tubería de producción dentro de un pozo redundante.

(M-I SWACO, 2014)

### 3.3.1.3. Inyección por pozo dedicado

La tubería de producción se utiliza para inyectar la lechada. 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 considerar 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 factibilidad de seleccionar una configuración del

revestimiento que se adecue específicamente a la conexión de zonas ambientalmente seguras para realizar la reinyección. Se pueden utilizar pozos existentes para realizar dicho proceso, como pozos agotado, abandonados y exploratorios.

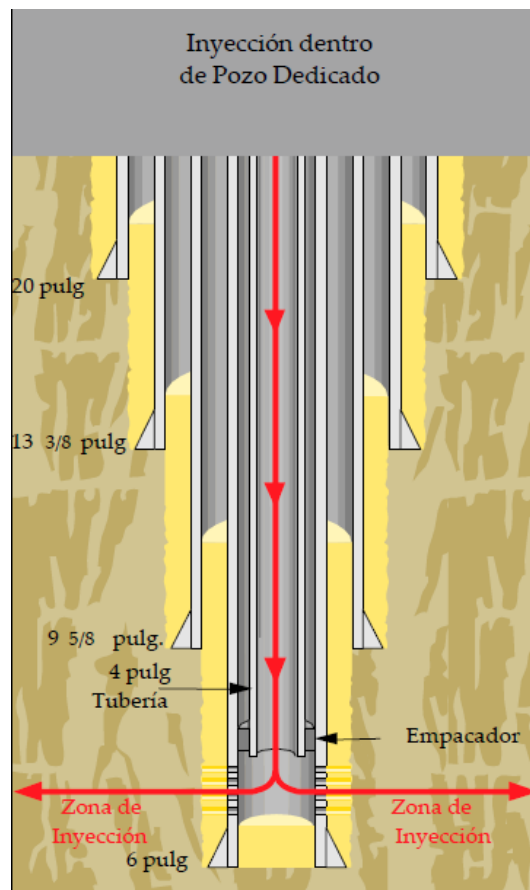
La inyección por medio de un pozo dedicado puede ser diseñada para una formación objetivo específico, lo que facilita el diseño del completamiento y no está sujeta a diferencia de la inyección anular, a la configuración del completamiento del pozo. Debido a que el pozo es diseñado solamente con propósitos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

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

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

El gráfico 30 muestra la inyección con tubería de producción dentro de un pozo dedicado.





**Gráfico 30.** Inyección con tubería de producción dentro de un pozo dedicado.

(M-I SWACO, 2014)

### 3.3.2. PARÁMETROS DE REINYECCIÓN

Experiencias mundiales y las mejores prácticas de numerosos proyectos indican que la tasa de inyección promedio de 4 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. Es necesario tener calculado con anticipación la presión de inyección basada en los resultados del leakoff test (LOT). Las ecuaciones 2 y 3 deben ser usadas para calcular la

presión de inyección de superficie y los requerimientos de los caballos de fuerza hidráulicos (HHP) (asumiendo 100% de eficiencia).<sup>21</sup>

**(Ecuación 2).** Presión de Inyección de Superficie

$$P_s = P_{cl} + P_{net} + P_f - P_{hyd}$$

**(Ecuación 3).** Caballos de Fuerza Hidráulicos

$$HHP = 0.0245 \times Q \times P_s$$

Dónde:

$P_s$ : Presión de inyección de superficie

$P_{cl}$ : Presión de cierre de fractura o estrés mínimo in situ

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

$P_f$ : Pérdida de fricción en la tubería y en la perforación

$P_{hyd}$ : Cabeza hidrostática del fluido de columna

$HHP$ : Caballos de fuerza hidrostáticos para la bomba de inyección de desechos.

$Q$ : Promedio de Inyección.

### 3.3.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico se puede definir de distintas maneras, una de ellas consiste, en aplicar una presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la ruptura de la roca, se

---

<sup>21</sup> (Gogan, y otros, 2010)

continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales, si no, que produce un área considerable de drenaje de fluidos de yacimiento. En otras palabras un fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido a un pozo, a presiones tales que generen esfuerzos de tensión en la formación, de tal magnitud que se propicia la creación de una fractura. Esta fractura se propaga en la formación a medida que se continúa inyectando fluido. Una vez creada la fractura esta debe permanecer de alguna forma abierta, inyectando un agente de sostén o grabando las paredes de la fractura con un ácido, en cualquier caso debe establecerse un canal altamente conductivo para el flujo de fluidos. <sup>22</sup>

En la actualidad esta técnica se implementa como una alternativa adecuada para disposición de los desechos de perforación como son los cortes, lodos y aguas generadas en las operaciones de perforación de pozos. Los cortes generados durante la perforación de pozos llegan a superficie transportados por el lodo, esta mezcla pasa por un control de sólidos donde recupera parte del lodo y los sólidos son separados y almacenados en tanques. Este material reducido a un tamaño determinado de partícula, se mezcla con agua y viscosificantes en una unidad de mezcla para crear la lechada. La lechada es inyectada a una formación receptora a una presión, tasa de bombeo, y condiciones reológicas óptimas para crear fracturamiento hidráulico en la formación y almacenar allí los sólidos. <sup>23</sup>

Pozos con fracturas (de valores altos de permeabilidad) pueden tolerar más sólidos y aceites que los pozos con valores de baja permeabilidad cuando agua de producción ha sido re-inyectada dentro de la matriz. <sup>24</sup>

---

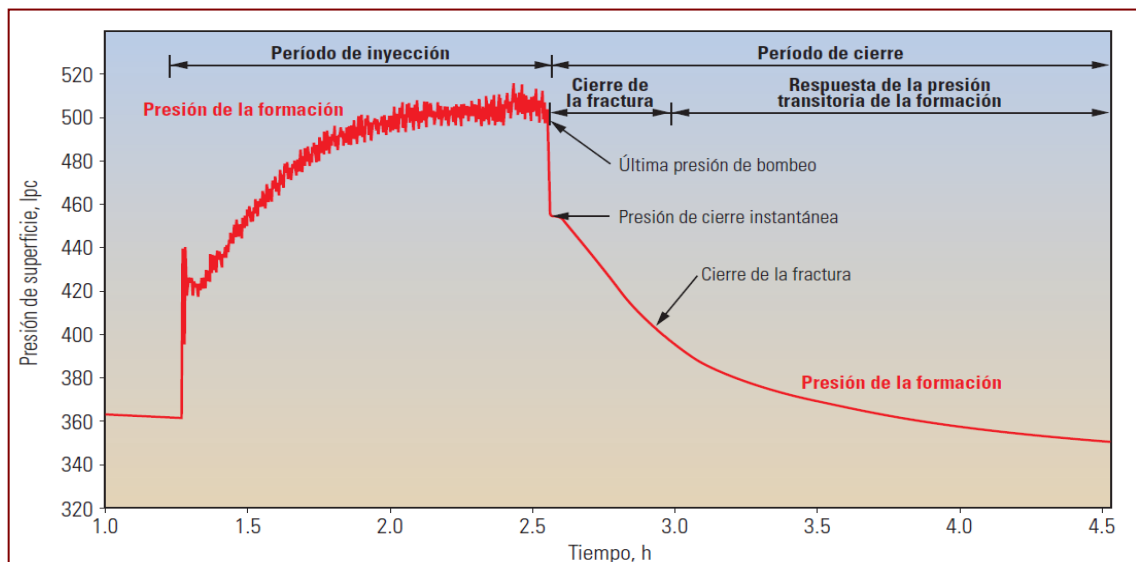
<sup>22</sup> (Sales Bastos & Moreno Delgado, 2008)

<sup>23</sup> (Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

<sup>24</sup> (Al-Duailej, Yaser, Al-Khaldi, Mohammed, Ibrahim, & Aramco, 2011)

Realizar un estudio de factibilidad inicial determina el rango de capacidad de almacenamiento potencial de un complejo de fracturas, y los cambios de presión anticipados, producidos durante las operaciones de DCRI.

En el gráfico 31 se muestra un registro de presión de inyección típico, a lo largo de un ciclo de inyección entero, que incluye un período de bombeo o de inyección y un período de cierre. Después de detenido el bombeo, la fractura se cerrará y la presión declinará, equiparándose finalmente con la deformación. Las variancias o anomalías observadas en estas curvas ayudan a los ingenieros a identificar los problemas existentes en el sistema de inyección.<sup>25</sup>



**Gráfico 31.** Presión de inyección típica y respuestas de la caída de presión durante un solo episodio de inyección en las operaciones CRI.

(Geehan, Gilmour, & Quan, Primavera 2007)

La disposición de desechos de perforación usando fracturamiento hidráulico es siempre la opción preferida para el manejo de desechos porque esta puede

<sup>25</sup> (Geehan, Gilmour, & Quan, Primavera 2007)

lograr cero descarga verdadera, sin ser limitadas por la locación de perforación.

26

### **3.3.3.1. Tipos de fracturas**

- Fractura vertical.

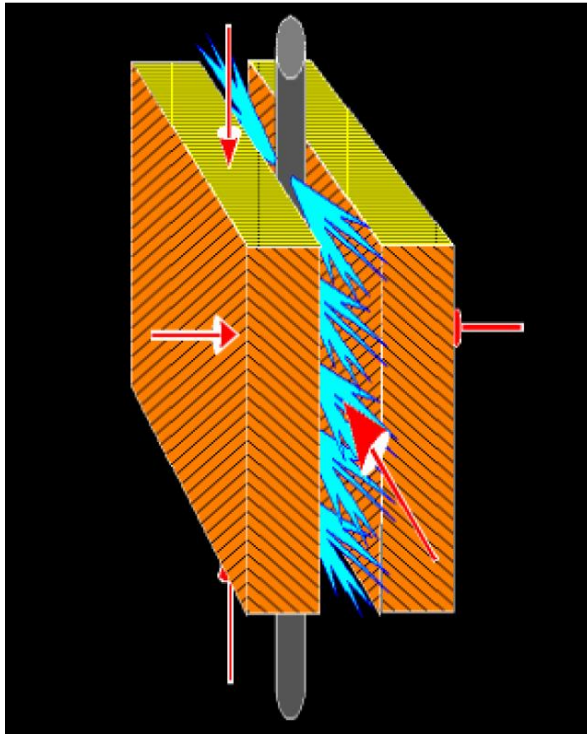
La verdadera fractura vertical es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. El término “verdadera vertical” se usa para distinguirlas de aquellas fracturas que parecen axiales alrededor del pozo pero que cambian de dirección al alejarse de él.

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

El gráfico 32 muestra como se ve una fractura cuando tiene orientación vertical.

---

<sup>26</sup> (Guo, SPE, Geehan, M-I SWACO, Pincock, & Sakhalin Energy Investment Co, 2005)



**Gráfico 32.** Orientación de la fractura vertical.

(Astudillo Salazar, 2008)

- Fractura Horizontal

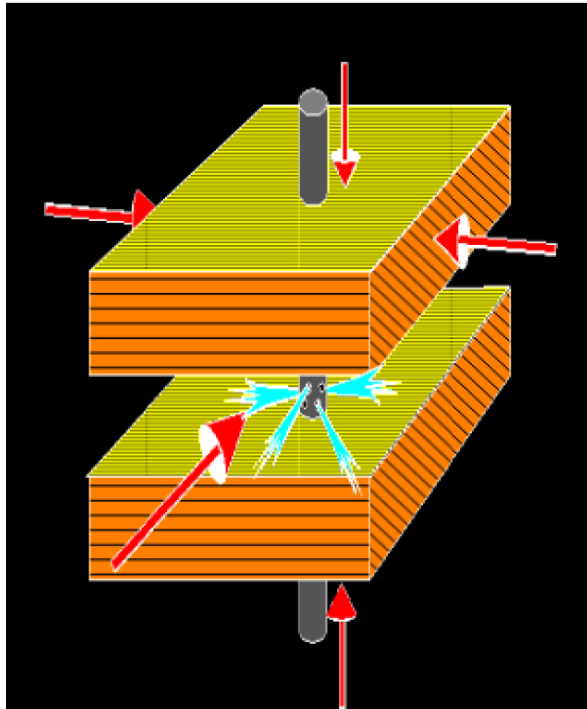
Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal. La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial.

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continúa horizontal.

En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hueco abierto (debido a la influencia de las perforaciones); se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la

iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

El gráfico 33 muestra como se ve una fractura cuando tiene orientación horizontal.



**Gráfico 33.** Orientación de la Fractura Horizontal.

(Astudillo Salazar, 2008)

### 3.3.3.2. Fracturas de acuerdo al régimen de inyección

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

- Fracturas múltiples

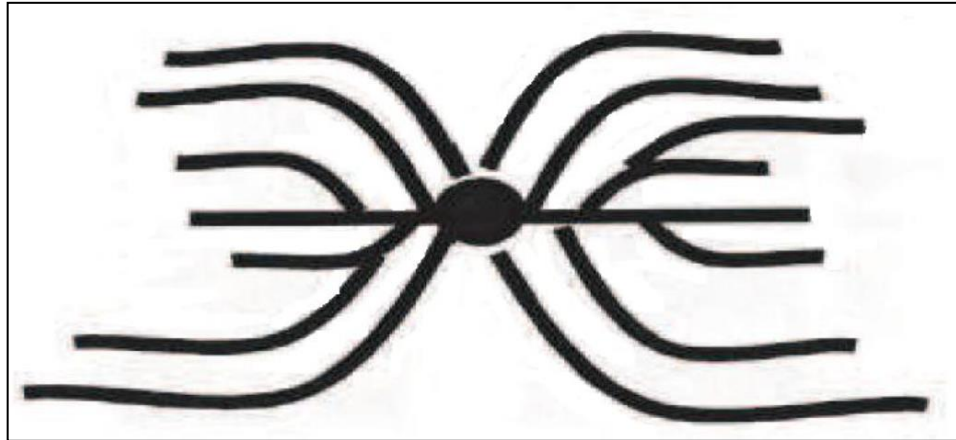
La forma de crear fracturas múltiples dentro de una formación receptora, es inyectando volúmenes iguales de lechada de manera periódica seguida de un período de cierre. El período de cierre permite a las fracturas creadas cerrarse, dejando sólidos atrapados dentro de las fracturas cuando se cierra completamente. Las fracturas toman más tiempo para cerrarse en arcillas que en arenas, debido a la baja permeabilidad de las arcillas. El tiempo de cierre depende del volumen inyectado y de los sólidos contenidos en la lechada. La inyección periódica promueve una propagación adicional y un depósito de lechada en las fracturas ramificadas. Las fracturas creadas durante la inyección periódica son pequeñas debido a que la extensión lateral de una fractura es determinada por el volumen del bache inyectado, más que por el volumen total de los desechos inyectados. La inyección periódica promueve la creación de pequeñas fracturas múltiples dentro de la propiedad de disposición porque las fracturas pueden remediarse durante la fase de cierre. La depositación de cortes en un sistema de fractura localmente incrementa el esfuerzo mínimo en sitio, haciendo a las tensiones horizontales más isotrópicas con la introducción de más cortes.<sup>27</sup>

El gráfico 34 muestra cómo se ven las fracturas múltiples debido a la reinyección periódica de lechada.

---

<sup>27</sup> (Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)





**Gráfico 34.** Fracturas Múltiples.  
(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

- Fracturas simples.

Se crean inyectando de manera continua la lechada. Durante la operación de inyección la fractura se propaga a medida que la inyección progresa y este caso se ve representado como un peligro, ya que la fractura puede conectarse con un acuífero o migrar hacia la superficie. Cuando se inyectan volúmenes muy grandes de lechada, la fractura creada puede ser muy grande y bastante compleja en su forma y geometría, así para este tipo de casos un simulador de fracturamiento hidráulico tridimensional debe ser usado para simular la fractura creada y garantizar que hay una contención segura de la disposición de desechos.<sup>28</sup>

### **3.3.3.3. Contención de la lechada en la fractura.**

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

---

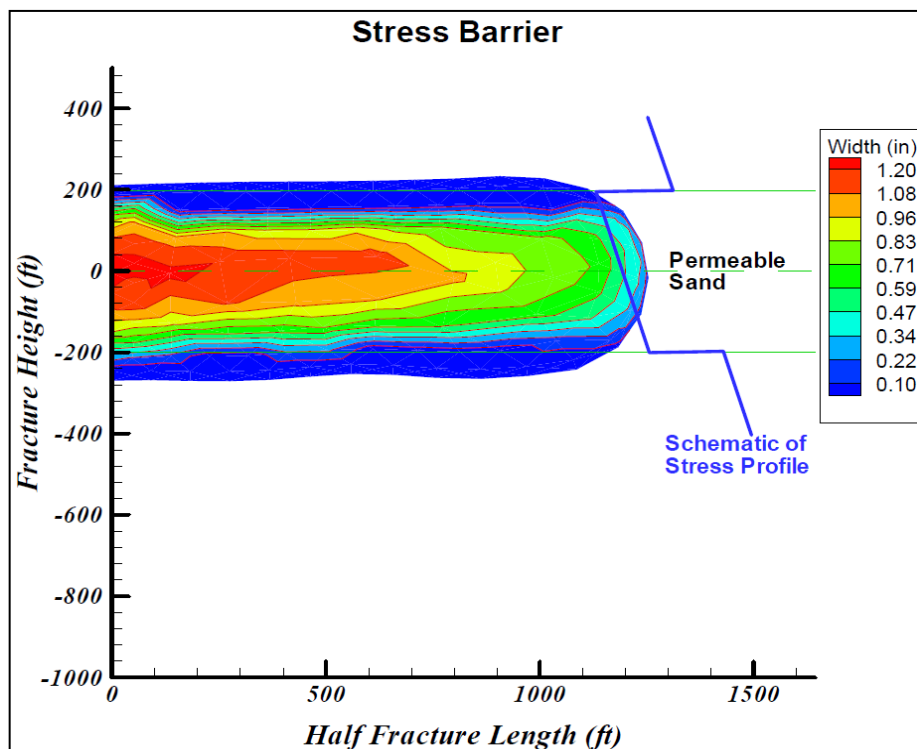
<sup>28</sup> (Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

formación. De acuerdo a las propiedades de la formación receptora se deben tener en cuenta las siguientes características importantes.

- 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.<sup>29</sup>

El gráfico 35 muestra una formación con un gradiente de fractura más alto; donde la fractura es contenida debido a una barrera de tensión.



**Gráfico 35.** Contención de una fractura debido a una barrera de tensión.

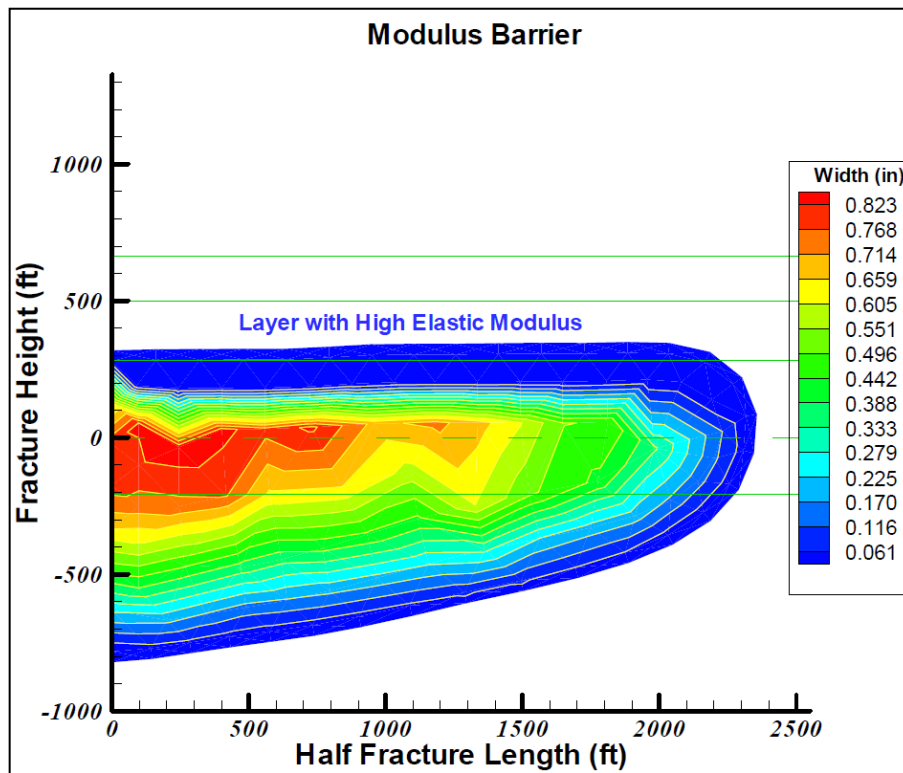
(Quanxin & Geehan, 2004)

<sup>29</sup> (Quanxin & Geehan, 2004)

- Barrera de Módulo.

Una vez la fractura se enfoca o entra a la formación más dura o fuerte, la amplitud de la fractura dentro y cerca de la formación rígida es reducida, por lo tanto la presión de fricción es incrementada, previniendo o desacelerando el crecimiento de la fractura dentro de la formación. Un alto valor del módulo de elasticidad de la formación evita la propagación de la fractura.<sup>30</sup>

El gráfico 36 muestra que 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 36.** Contención de una fractura debido a una barrera de módulo.

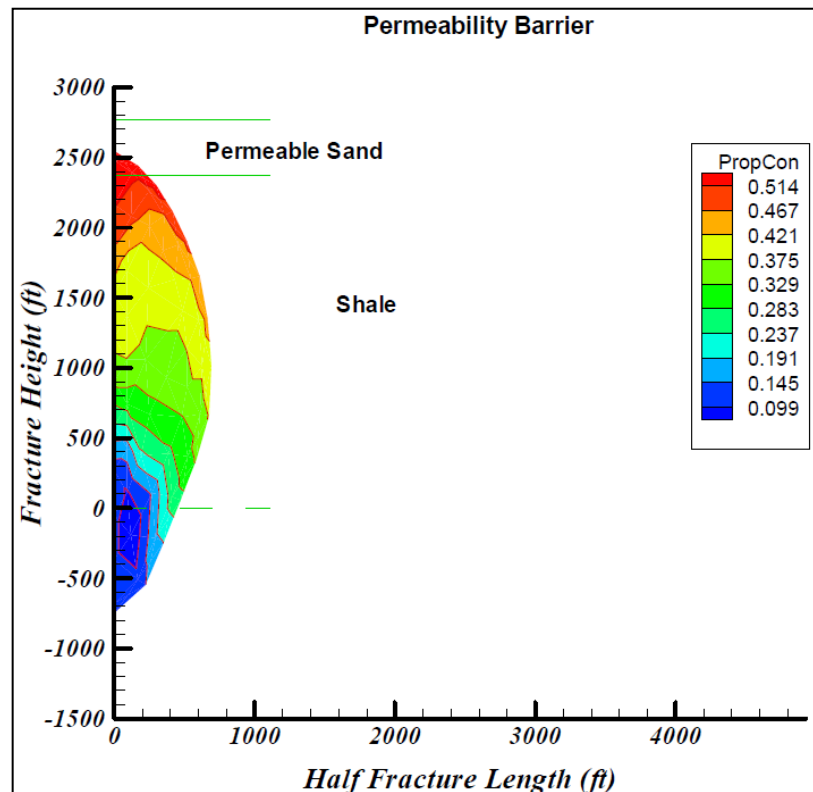
(Quanxin & Geehan, 2004)

<sup>30</sup> (Quanxin & Geehan, 2004)

- Barrera 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 una barrera.<sup>31</sup>

El gráfico 37 muestra la contención de la fractura por una formación de alta permeabilidad; previniendo el crecimiento de la fractura.



**Gráfico 37.** Contención de una fractura debido a una barrera de alta permeabilidad.

(Quanxin & Geehan, 2004)

<sup>31</sup> (Quanxin & Geehan, 2004)

### 3.3.4. EQUIPO DE SUPERFICIE PARA LA RE-INYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

El tipo de equipo de superficie requerido para procesar los cortes de perforación debe considerarse tomando en cuenta 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:

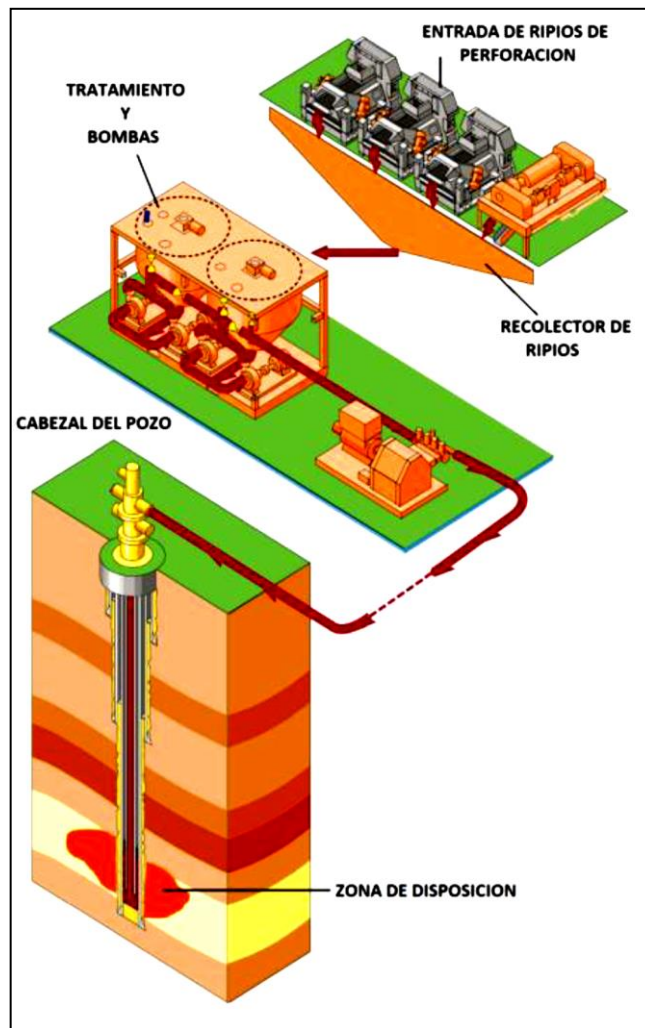
### **3.3.4.1. Sistema de transporte de cortes de perforación.**

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.<sup>32</sup>

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 un pozo dedicado completamente a la re-inyección de cortes de perforación provenientes de otros pozos, donde los mismos son transportados en camiones del lugar de extracción o recogida al lugar de re-inyección, debiendo cumplir con una serie de parámetros de seguridad y control para evitar la pérdida de desechos durante su recorrido.<sup>32</sup>

---

<sup>32</sup> (Cedeño & Oropeza, 2013)



**Gráfico 38.** Equipo básico para la re-inyección de cortes de perforación.

(Cedeño & Oropeza, 2013)

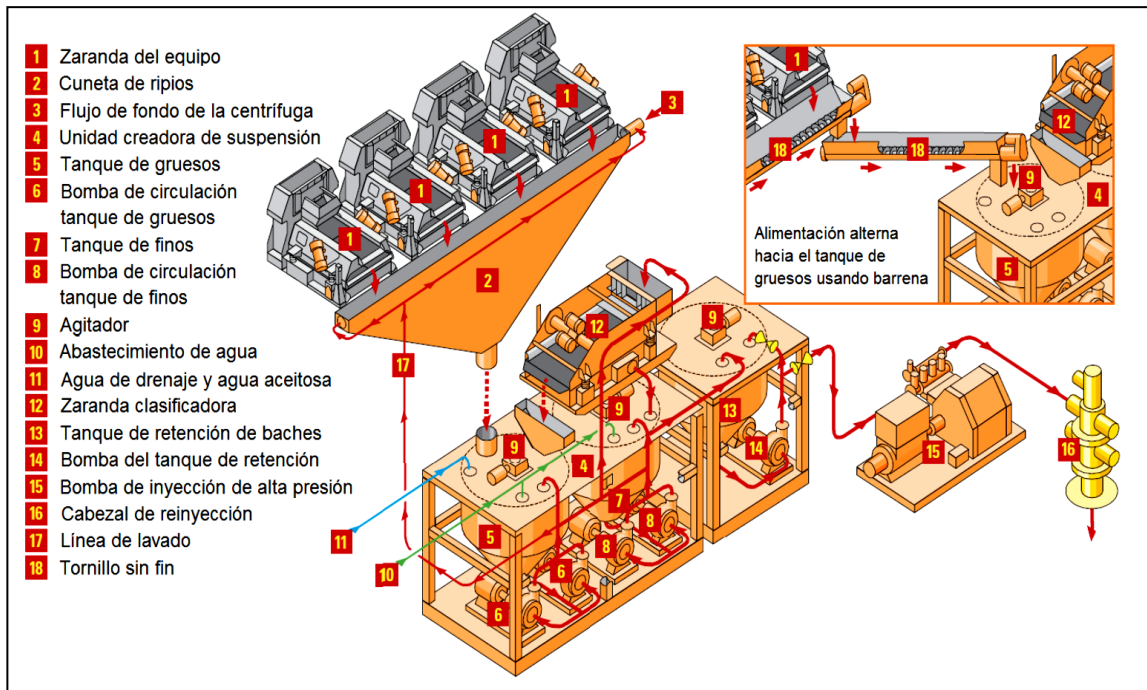
Este sistema de transporte de perforación está compuesto de una gran variedad de equipos:

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

La utilización de barrenas o bandas de transporte 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 rипios se exponen a este tipo de transporte solo y cuando los materiales pueden causar atascamiento en el sistema.<sup>33</sup>



**Gráfico 39.** Sistema de transporte de rипios en el taladro.

(M-I SWACO, 2003)

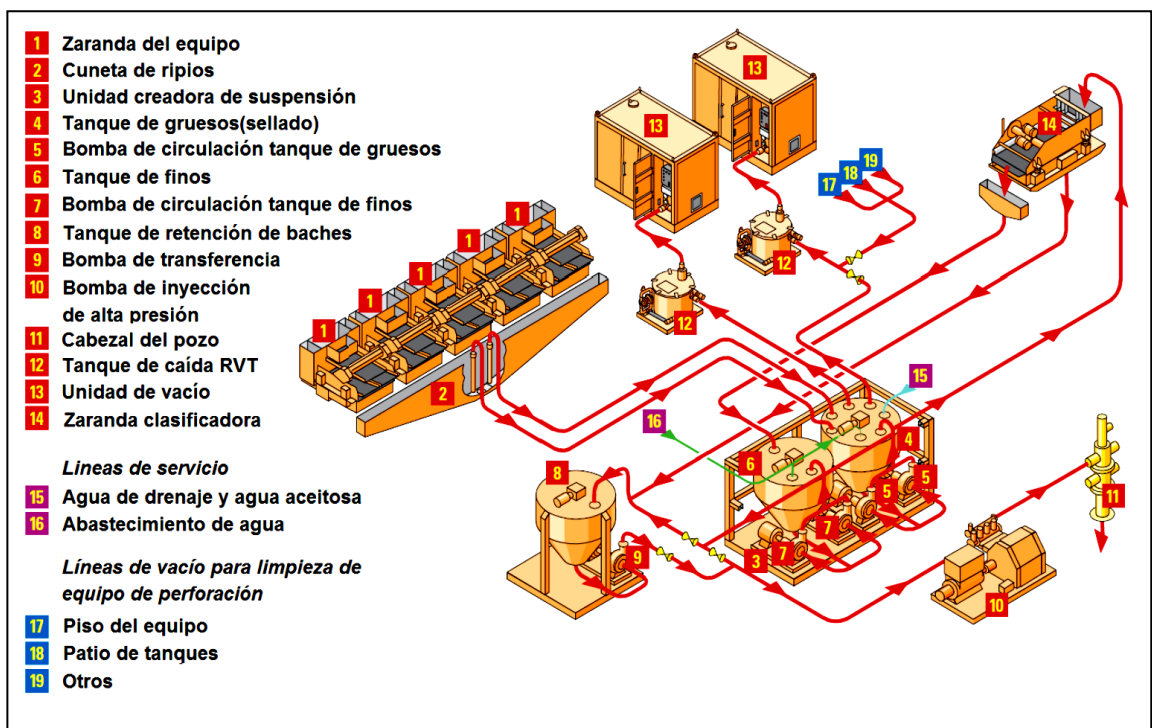
### 3.3.4.1.2. Sistema de transporte de rипios al vacío.

Sistema de transporte al vacío podría ser una buena opción si el diseño del equipo de re-inyección de rипios se encuentra un poco más distante o

<sup>33</sup> (Cedeño & Oropeza, 2013)



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. Este sistema transporta tanto materiales secos, como materiales húmedos del pozo. Se encuentra limitado por la distancia, las propiedades del material y la tasa esperada de inyección.<sup>33</sup>



**Gráfico 40.** Sistema de transporte de ripios al vacío.

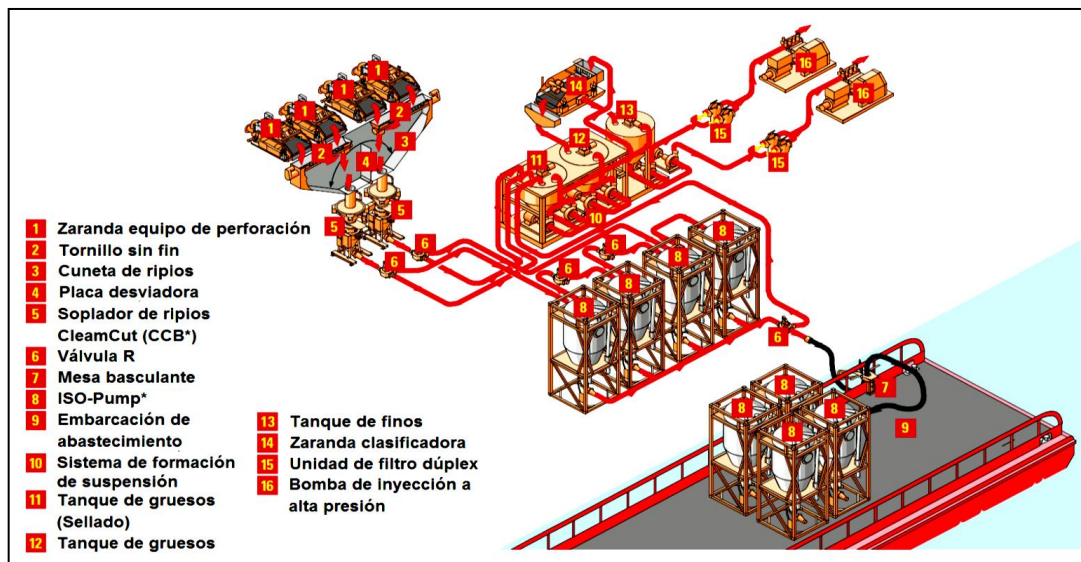
(M-I SWACO, 2003)

### 3.3.4.1.3. Sistema de transporte neumático CLEAN CUT® de M-I Swaco

El sistema CLEAN CUT® es el sistema de transporte más flexible y más usado en la actualidad. Posee gran capacidad de almacenamiento de

ripios para pozos de gran tamaño y brinda soluciones para pozos con problemas de inyectividad. Los beneficios de usar el sistema CLEANCUT® son:

- Ofrece capacidad de cero descargas, es decir que no hay ningún contacto con el exterior.
- Mayor capacidad de manejo de volúmenes comparado con un sistema ISD normal (50 toneladas métricas/hr máx.).
- Proporciona un ambiente de trabajo limpio en comparación con otras operaciones.<sup>34</sup>



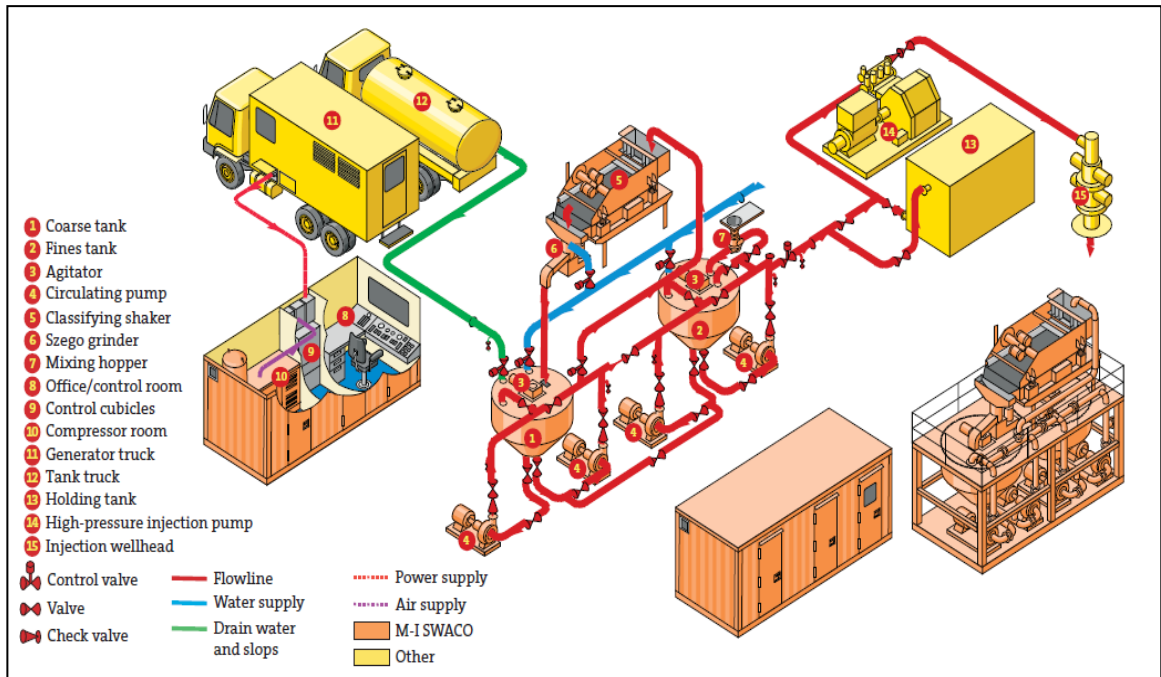
**Gráfico 41.** Sistema de transporte de ripios CLEANCUT® M-I SWACO.

(M-I SWACO, 2003)

<sup>34</sup> (Cedeño & Oropeza, 2013)

### 3.3.4.1.4. Sistema móvil para reinyección de cortes

La compañía M-I SWACO ha desarrollado un sistema móvil para reinyección de cortes, este sistema es muy útil para trabajos en tierra (onshore). 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 re-inyección 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. <sup>35</sup>



**Gráfico 42.** Sistema móvil para re-inyección de cortes.

(M-I SWACO, 2003)

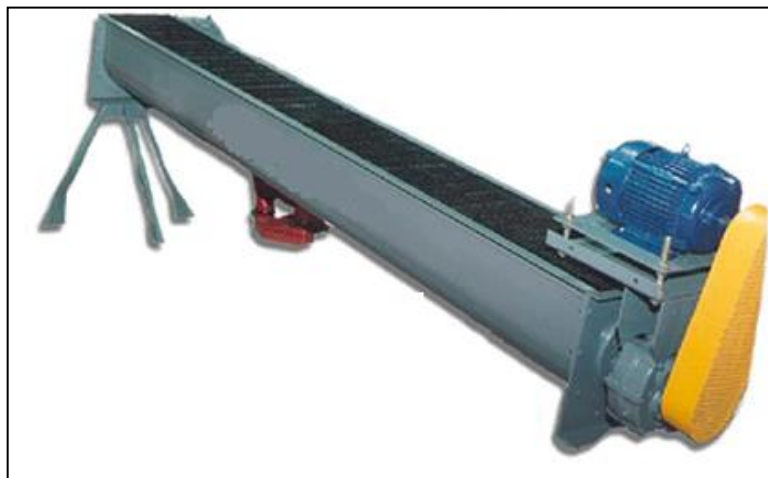
<sup>35</sup> (M-I SWACO, 2003)

### 3.3.4.2. Sistema de acondicionamiento 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 re-inyectada 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. 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:

#### 3.3.4.2.1. Tornillo sin fin transportador de cortes

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



**Gráfico 43.** Tornillo sin fin transportador de cortes.

(Drill Cuttings Disposal Company, 2004)

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

Transporta los cortes desde los agitadores hasta el tanque de lechada para reinyección de cortes de perforación.



**Gráfico 44.** Sistema de vacío de descarga continua de la tolva de vacío.  
(M-I SWACO, 2014)

#### 3.3.4.2.3. Tanque de lechada para CRI

Mezcla los cortes con agua y los reduce a una lechada controlable.



**Gráfico 45.** Tanque de lechada para CRI.

(GN Solids Control, 2013)



#### 3.3.4.2.4. Tanque de suministro de agua para CRI

Agua a ser usada para producir la lechada



**Gráfico 46.** Tanque de suministro de agua para CRI.

(Baker Hughes, 2013)

#### 3.3.4.2.5. Agitador clasificador para re-inyección de cortes de perforación

El agitador clasificador controla el tamaño de las partículas



**Gráfico 47.** Agitador clasificador para CRI.

(M-I SWACO, 2014)

### **3.3.4.3. Sistema de Inyección**

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

#### **3.3.4.3.1. Tanque de almacenamiento para re-inyección de cortes de perforación**

Almacena temporalmente la lechada clasificada para permitir control de la viscosidad requerida para la re-inyección. 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.



**Gráfico 48.** Tanque de almacenamiento para CRI.

(GN Solids Control, 2013)

### 3.3.4.3.2. Bomba de Inyección HP para CRI

La bomba de inyección sirve para inyectar la lechada desde el tanque contenedor dentro del anular del pozo de inyección



**Gráfico 49.** Bomba de inyección HP para CRI.

(Baker Hughes Drilling Fluids, 2006)



#### **3.3.4.4. Procedimiento de Monitoreo de los equipos de inyección**

Sin importar que tan bien este 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 re-inyección de cortes de perforación.

## **4. ANALISIS DE RESULTADOS**

## **4. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **4.1. CARACTERIZACION ESTRATIGRÁFICA Y PETROFÍSICA SEGÚN PARAMETROS PARA RE-INYECCIÓN EN LOS CAMPOS IRO Y GINTA**

Según los estudios litológicos de las formaciones existentes en el Bloque 16 se pudieron identificar las zonas aptas para la disposición de cortes para los dos campos elegidos los cuales cuentan con el mayor número de pozos abandonados que son Iro y Ginta respectivamente. Para la cual se tomó en cuenta el cumplimiento de varios parámetros entre los cuales están:

- Secuencias de rocas sedimentarias
- Porosidad y permeabilidad
- Ausencia de acuíferos aledaños a la zona
- Capas sello en las arenas de interés.
- Ausencia de fallas permeables, fracturas, afloramientos
- Consolidación

**Tabla 16.** Características y propiedades de las arenas de interés Campo Ginta.

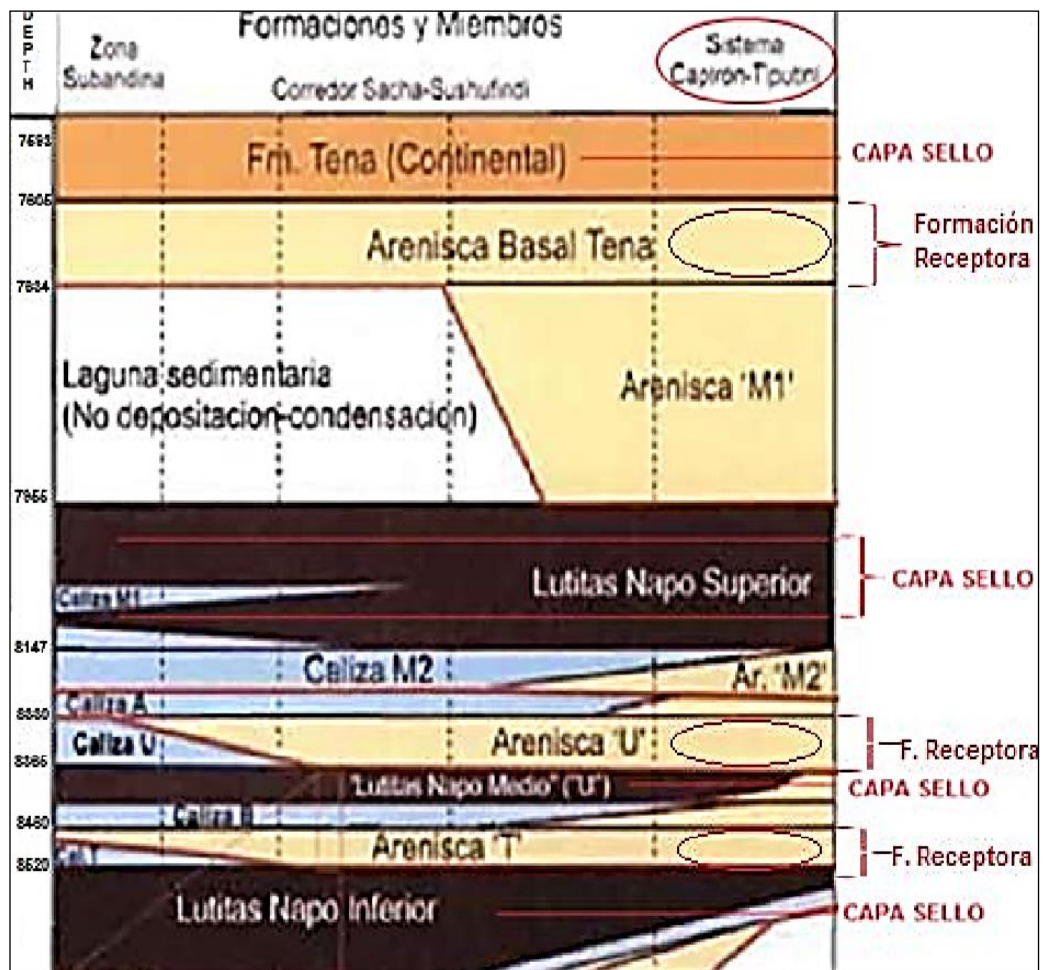
<b>CAMPO GINTA</b>								
<b>ARENISCA</b>	<b>FACTORES</b>							
	Espesor promedio ft	Porosidad %	Permeabilidad md	Continuidad Lateral	Acuífero Aledaño	Existe entre dos capas sello	Ausencia de Fallas Permeables, Fracturas, afloramientos	Consolidación
Basal Tena	29	16	850	-	NO	x	x	x
M-1 Sup.	34	22	8500	x	NO	x	x	-
M-1 Inf.	49	21	8500	x	NO	x	x	x
U Sup.	24	19	4150	-	NO	x	x	x
U Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	x
T Sup.	-	-	-	-	NO	x	x	-
T Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	-

**Tabla 17.** Características y propiedades de las arenas de interés Campo Iro.

<b>CAMPO IRO</b>								
<b>ARENISCA</b>	<b>FACTORES</b>							
	Espesor promedio ft	Porosidad %	Permeabilidad md	Continuidad Lateral	Acuífero Aledaño	Existe entre dos capas sello	Ausencia de Fallas Permeables, Fracturas, afloramientos	Consolidación
Basal Tena	9	17	700	-	NO	x	x	x
M-1 Sup.	28	23	5750	x	NO	x	x	-
M-1 Inf.	39	21	5200	x	NO	x	x	x
U Sup.	19	19	800	-	NO	x	x	x
U Inf.	51	20	3000	x	NO	x	x	x
T Sup.	-	-	-	-	NO	x	x	-
T Inf.	-	-	-	x	NO	x	x	-

## **4.2. ELECCIÓN DE LA FORMACIÓN RECEPTORA**

A partir de los factores, características y propiedades analizados en las tablas 10, 11 y 12 se pudo determinar que las arenas de interés que podrían ser utilizadas para re-inyección de cortes de perforación serían; Basal Tena, formación U y T; pero se debe tener en cuenta que de ser elegida Basal Tena como la formación para re-inyección de cortes se puede afectar a la arena productora M1. Basal tena tiene una porosidad de 16%, U tiene una porosidad de 20%, en cuanto a la Formación T no se tiene medida de Porosidad. Y una permeabilidad de 850 md para Basal Tena y de 4150 md para "U"; la profundidad de Basal Tena va desde los 7605 ft. hasta los 7634 ft. Aproximadamente, la profundidad de "U" va desde 8330 ft. hasta los 8365 ft. "T" aproximadamente va desde los 8430 ft. hasta los 8520 ft. La formación Basal Tena tiene como capa sello superior a la formación Tena y la capa sello inferior más próxima es la Lutita Napo Superior, la formación "U" tiene como capa sello superior la Lunita Napo Sup. y como capa sello inferior tiene la Lutita Napo Medio y la formación "T" tiene como capa sello superior la Lutita Napo Medio y como capa sello inferior tiene la Lutita Napo Inferior. En el gráfico 50 se muestra la arenas aptas para re-inyección con sus respectivas capas sellos.



**Gráfico 50.** Arenas de re-inyección

### 4.3. EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN

La evaluación del volumen de recepción de la formación se la puede realizar aplicando registros eléctricos. Los registros eléctricos permiten establecer las propiedades físicas de las rocas que se encuentran rodeando la perforación petrolera, por medio de una serie de sondas. Estas sondas ubicadas dentro del pozo, pueden obtener datos en función de la profundidad, que luego son utilizados para generar un gráfico conocido como registro de pozo.



Asimismo se puede estimar el volumen total de inyección de la lechada aplicando la ecuación 4. Esto para lechadas que típicamente utilizan una relación de una parte de cortes y tres de agua.<sup>36</sup>

**(Ecuación 4).** Estimación del volumen total de inyección

$$V_{inf} = \frac{F_{wo} F_e D d^2}{257.37}$$

Dónde:

$V_{inf}$ : Volumen total de inyección estimado, barriles

$F_{wo}$ : Factor de lavado. (Está incluido para contar los cortes extras generados cuando una sección extra es perforada)

$F_e$ : Factor de expansión

$D$ : Longitud de la sección del hoyo, pies

$d^2$ : Diámetro del pozo, metros

Otra manera para determinar el volumen de recepción de la formación es la aplicación de simulaciones y expansión de la fractura; para lo cual se requiere la utilización de software especializados los cuales son propiedad de las empresas de servicios y su utilización tiene un costo elevado que forma parte de costo del estudio de factibilidad.

#### **4.4. MÉTODO IDEAL PARA RE-INYECCIÓN DE CORTES EN EL BLOQUE 16**

---

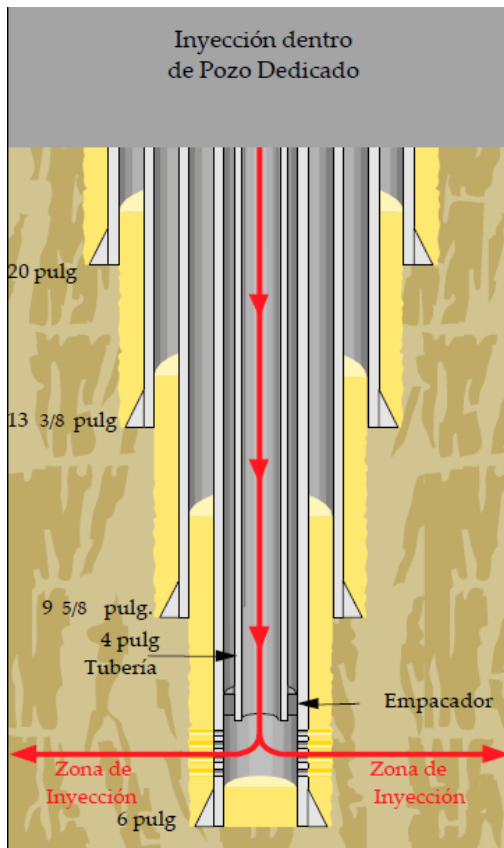
<sup>36</sup> (Andersen, Louviere, Witt, & Conoco Inc, 1993)

El método ideal para realizar la re-inyección de cortes de perforación en el Bloque 16 es la de tipo dedicado ya que en el bloque en los campos Iro y Ginta se cuenta con un gran número de pozos que pueden ser destinados para este fin. Ya que la tubería de producción que se encuentra fuera de uso se utiliza para inyectar la lechada. 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 y la segunda opción es la óptima para ser aplicada en el Bloque 16, en la cual se pueden utilizar pozos existentes para realizar dicho proceso, como pozos agotados, abandonados y exploratorios.

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

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

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



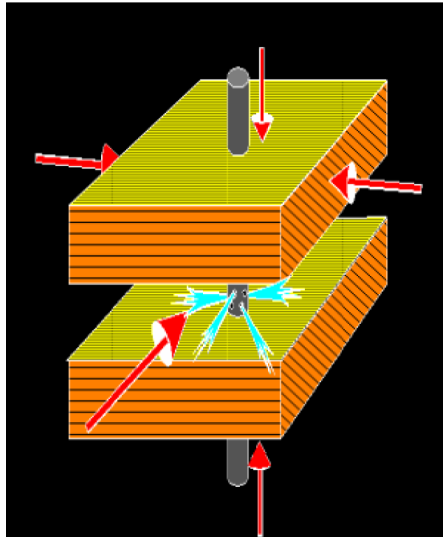
**Gráfico 51.** Inyección con tubería de producción dentro de un pozo dedicado.

(M-I SWACO, 2014)

#### 4.5. TIPO DE FRACTURA IDEAL PARA APLICACIÓN DE RE-INYECCION DE CORTES EN EL BLOQUE 16

La aplicación de fracturas horizontales son las apropiadas ya que si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal. La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial.

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continúa horizontal.

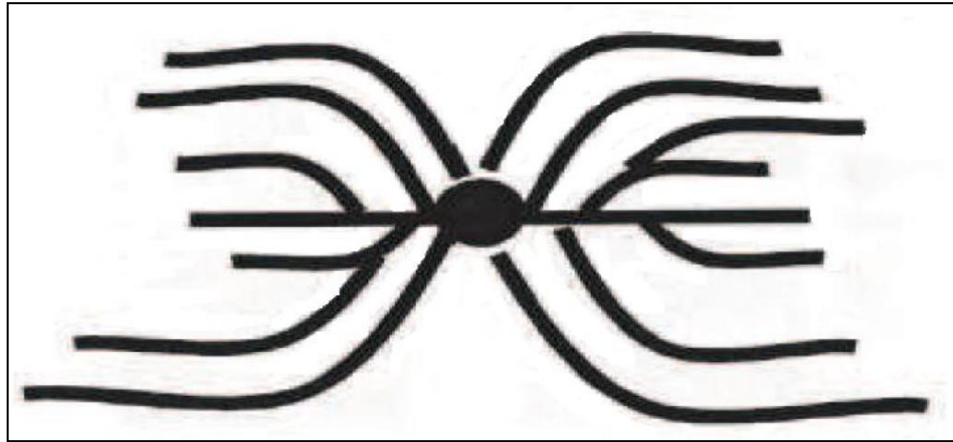


**Gráfico 52.** Orientación de la Fractura Horizontal.  
(Astudillo Salazar, 2008)

#### 4.2.1. FRACTURAS MÚLTIPLES

Aplicando el fracturamiento horizontal se deben crear fracturas múltiples dentro de la formación receptora, inyectando volúmenes iguales de lechada de manera periódica seguida de un periodo de cierre. El período de cierre permite a las fracturas creadas cerrarse, dejando sólidos atrapados dentro de las fracturas cuando se cierra completamente. Las fracturas toman más tiempo para cerrarse en arcillas que en arenas, debido a la baja permeabilidad de las arcillas. El tiempo de cierre depende del volumen inyectado y de los sólidos contenidos en la lechada. La inyección periódica promueve una propagación adicional y un depósito de lechada en las fracturas ramificadas. Las fracturas creadas durante la inyección periódica son pequeñas debido a que la extensión lateral de una fractura es determinada por el volumen del bache inyectado, más que por el volumen total de los desechos inyectados. La inyección periódica promueve la creación de pequeñas fracturas múltiples dentro de la propiedad de disposición porque las fracturas pueden remediarse durante la fase de cierre. La depositación de cortes en un sistema de fractura localmente incrementa el

esfuerzo mínimo en sitio, haciendo a las tensiones horizontales más isotrópicas con la introducción de más cortes.<sup>37</sup>



**Gráfico 53. Fracturas Múltiples.**

(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

## **4.6. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL**

### **4.6.1. CALCULÓS DEL VOLUMEN DE DESECHOS**

El cálculo del volumen de desechos se desarrolló usando un perfil típico de un pozo de producción y asumiendo las tasas de perforación de 10 pozos por año, para el período de los siguientes 5 años, usando los datos de los últimos tres pozos perforados horizontalmente y direccionalmente. La tabla 18. resume el total de volúmenes de inyección esperados. En promedio, 12000 bbls. de cortes y 24000 bbls. de desechos líquidos son estimados que van a ser generados por pozo horizontal perforado, y 10000 bbls. de cortes y 19000 bbls. de desechos líquidos por pozo direccional perforado. Entonces el total del volumen esperado de cortes de perforación para la reinyección de cortes es 1.1

---

<sup>37</sup> (Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

MM bbls., y 2.15 MM bbls de desechos líquidos que consisten en lodos, aguas contaminadas, entre otros. Asumiendo que el total de fluidos podría ser usado para mezclar la lechada, adicionalmente se requieren 5000 bbls. de agua que podrían ser requeridos al momento de elaborar la lechada, para lo cual los residuos de agua de producción están designados a ser utilizados. Resumiendo, el volumen total de lechada para reinyección para pozos horizontales podría ser 2,05 MM bbls. y para pozos direccionales podría ser 1,70 MM bbls.

**Tabla 18.** Proyección de volúmenes de generación de cortes, desechos líquidos y lechada en el Bloque 16.

Año	# POZOS	Agua total requerida para la mezcla (bbl)	Agua total requerida para la mezcla (m3)	POZO HORIZONTAL					POZO DIRECCIONAL				
				Prom. De cortes por pozo (bbl)	Prom. De desechos líquidos por pozo (bbl)	Total de Cortes (bbl)	Total de Desechos líquidos (bbl)	Lechada Total (bbl)	Prom. De cortes por pozo (bbl)	Prom. De desechos líquidos por pozo (bbl)	Total de Cortes (bbl)	Total de Desechos líquidos (bbl)	Lechada Total (bbl)
2015	10	5000	794	12000	24000	120000	240000	410000	10000	19000	100000	190000	340000
2016	10	5000	794	12000	24000	120000	240000	410000	10000	19000	100000	190000	340000
2017	10	5000	794	12000	24000	120000	240000	410000	10000	19000	100000	190000	340000
2018	10	5000	794	12000	24000	120000	240000	410000	10000	19000	100000	190000	340000
2019	10	5000	794	12000	24000	120000	240000	410000	10000	19000	100000	190000	340000
<b>TOTAL</b>	<b>50</b>					<b>600000</b>	<b>1200000</b>	<b>2050000</b>			<b>500000</b>	<b>950000</b>	<b>1700000</b>

#### 4.6.2. CONSIDERACIONES DE COSTOS

Se analizaron los costos de los dos tipos de re-inyección que se podrían aplicar.

Existe un gasto de capital adicional asociado a la perforación para disposición en pozos dedicados. Para la disposición de desechos en un pozo dedicado exclusivo para inyección se deberá perforar un pozo nuevo para este propósito. Por la cual el precio final de esta metodología será alto.

Para la inyección anular, la capacidad siempre es menor que en la inyección dedicada. Como resultado, más de un pozo puede ser requerido para la disposición anular cuando se están perforando algunos pozos. Esto podría implicar un costo adicional asociado con la completación y el programa de tuberías. Para este tipo de inyección no se requiere realizar fracturamiento hidráulico ya que el espacio del anular es utilizado para la disposición de desechos; lo cual significa un costo menor en comparación a la reinyección dedicada o redundante para lo cual se requiere realizar fracturamiento hidráulico.

Los costos operacionales. Para un pozo de disposición de desechos nominalmente los costos son los mismos a pesar de ser Inyección anular o Inyección dedicada. El mayor costo operativo es la mano de obra. Las bombas centrífugas e inyectoras, válvulas, agitadores y otros componentes similares cuentan la mayoría para el mantenimiento del sistema. El costo del mantenimiento para un sistema de inyección anular podría ser el mismo que para un pozo de disposición dedicada, si no es más alto.

Costo para aditivos químicos. Los costos para la inyección anular podrían ser más altos que para un pozo de disposición dedicada, porque los requerimientos de viscosidad para la inyección anular deberán ser mayores para evitar el asentamiento de partículas sólidas y taponamiento del anular. Para alcanzar la viscosidad de lechada deseada para la inyección anular, pueden ser requeridos una mayor cantidad de aditivos, lo cual incrementaría el costo de químicos.



Los costos para re-inyección de cortes de perforación, se encuentran entre los \$10000 - \$15000 por día de trabajo y el estudio de factibilidad tiene un costo entre los \$100000 - \$90000. En la tabla 19, se hace una comparación del costo que implica la re-inyección de cortes de perforación durante un año y 12 pozos Vs un sistema tradicional de tratamiento.

**Tabla 19.** Comparación de costos de re-inyección de cortes de perforación Vs. tratamiento tradicional

<b>DCRI Vs SISTEMA TRADICIONAL</b>			
<b>Re-inyección de cortes de perforación</b>		<b>Sistema tradicional</b>	
<b>Factores</b>	<b>Valores \$</b>	<b>Factores</b>	<b>Valores \$</b>
Costo/día	12000	Costo/día	5000
Costo/anual	438000	Costo/anual	1825000
Costo/12 pozos	52560000	Costo/12 pozos	21900000
Estudio de Factibilidad	100000	Estudio de Factibilidad	No se requiere
<b>TOTAL</b>	<b>52'660.000</b>	<b>TOTAL</b>	<b>21'900.000</b>

(Repsol Ecuador, 2014)

Económicamente la aplicación de re-inyección de cortes de perforación es más costosa que la aplicación de un sistema tradicional de tratamiento de cortes, con una diferencia de **\$ 30'760.000**. Para aplicación de re-inyección de cortes de perforación es necesario hacer una inversión de \$ 100000 en comparación a un sistema tradicional que no requiere de este tipo de gasto. Estos podrían variar dependiendo de la empresa de servicios, la cantidad de pozos, la dificultad de operación y el tipo de contrato.

#### 4.1.3. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Desde el punto de vista ambiental en la industria petrolera, la re-inyección de cortes de perforación es frecuentemente considerada como una solución óptima; pero existen impactos ambientales que han sido reconocidos como

resultado de la re-inyección de cortes de perforación. Estos impactos como las emisiones de  $CO_2$  y además los desfavorables efectos ambientales asociados con la producción, transporte y montaje del taladro y del equipo de reinyección. Fatnes<sup>38</sup> y Holthe<sup>39</sup> encontraron que para la operación de una corrida corriente de un programa de re-inyección de cortes de perforación se requieren cerca de 25 kW por tonelada aceitosa de cortes de perforación. Aproximadamente la mitad de este consumo de energía es causado por las bombas de inyección de cortes. El consumo más significativo fue causado por el proceso de trituración. Este consumo de energía produce emisiones a la atmósfera en magnitudes que se muestran en la tabla 20. El volumen de agua utilizado adicionalmente puede oscilar entre los 5000 bbls. para acondicionamiento de la lechada. Si el número de pozos en una locación específica es muy pequeño no es económica la instalación de un equipo de re-inyección de cortes de perforación; además en este caso el equipo de reinyección en relación a la parte operacional podría producir una fracción muy grande de emisiones de  $CO_2$ , en este caso esta solución no sería beneficiosa ambientalmente. La re-inyección de cortes de perforación es aplicable solamente si existe un número suficiente de pozos planeados para perforación.

**Tabla 20.** Emisiones aproximadas a la Atmósfera por DCRI.

EMISIONES APROXIMADAS A LA ATMOSFERA POR DCRI	
Tipo de Emisión	Emisión (kg/ton)
$CO_2$	16.7-18
$NO_x$	0.06

(Saasen, Paulsen, Statoil, Holthe, & Norwegian Building Research Institute, 2000)

El manejo de re-inyección de cortes de perforación requiere de varias operaciones, incluyendo el almacenamiento en el taladro, transporte al lugar de tratamiento y el tratamiento en sí que en total contribuyen a las emisiones

<sup>38</sup> (Fatnes, 1997)

<sup>39</sup> (Holthe, 1998)

a la atmósfera. Para estimar la cantidad total de emisiones, deben ser consideradas las contribuciones de los diferentes tipos de operaciones. Generalmente no existen impactos ambientales significantes de los cortes de perforación durante su manejo en el taladro.

#### **4.1.3.1. Consideraciones ambientales y operacionales para fracturas hidráulicas**

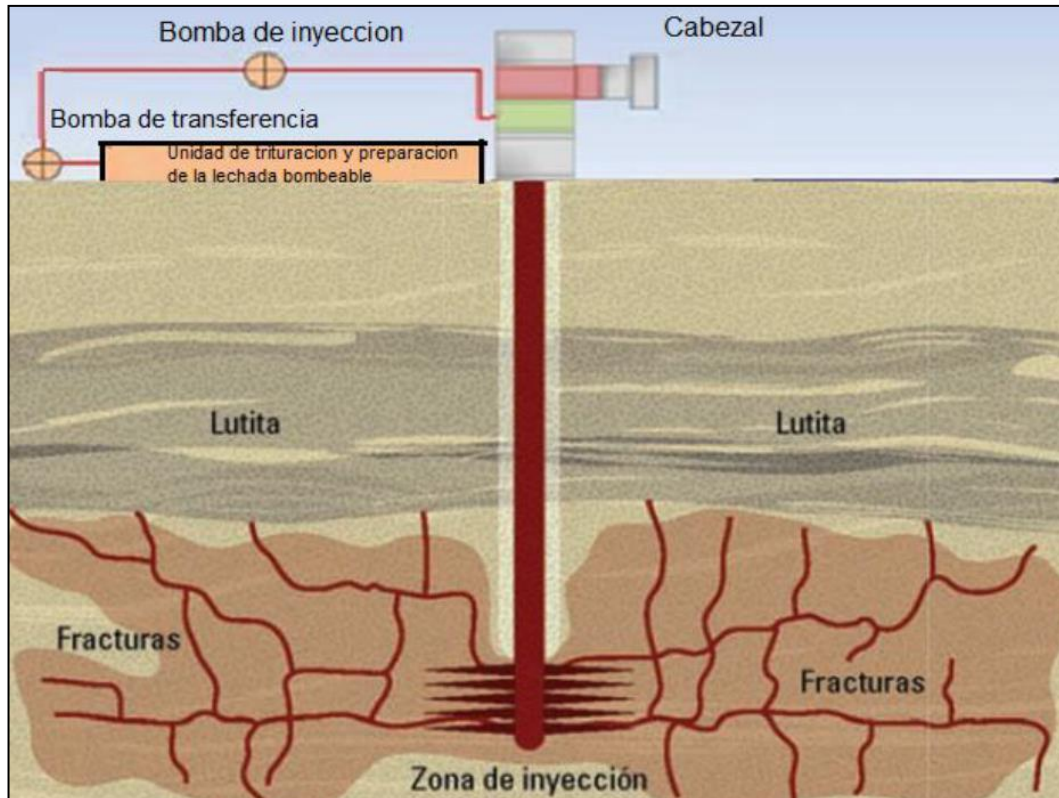
Cuando se realiza una operación de reinyección de cortes aparte de tener seleccionada la formación receptora, se deben tener en cuenta factores que puedan afectar la operación o al ambiente adyacente a la formación receptora. Se deben tener en cuenta las siguientes especificaciones favorables para el desarrollo de re-inyección de cortes de perforación.<sup>40</sup>

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

El gráfico 54 muestra las especificaciones favorables que deben existir para poder aplicar la re-inyección de cortes de perforación.

---

<sup>40</sup> (Andersen, Louviere, Witt, & Conoco Inc, 1993)



**Gráfico 54.** Especificaciones favorables en un proyecto de reinyección.  
(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

- Migración de lechada inyectada hacia formaciones vecinas.

Cuando la lechada es inyectada se corre el riesgo que migre hacia otras formaciones debido a conectividad entre estructuras geológicas, extensión de fracturas, mala cementación del pozo con las paredes del hueco.<sup>41</sup>

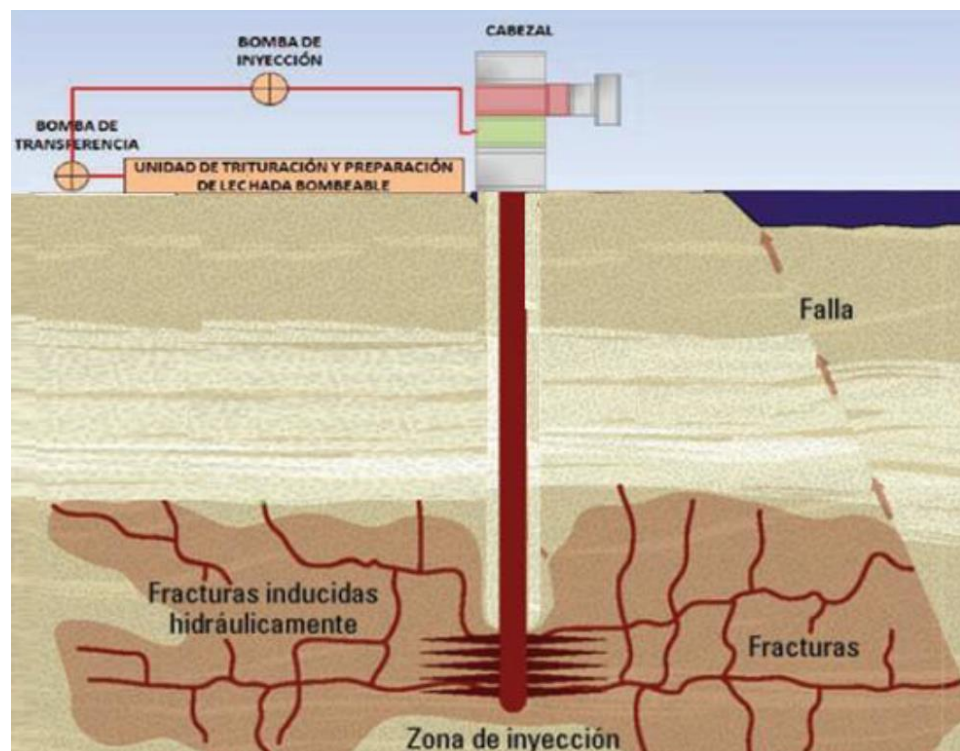
- Migración por conectividad entre estructuras geológicas.

Aunque una formación esté aislada por rocas sello, no indica que la contención dentro de ésta sea segura, debido a la manera en que están posicionadas las formaciones y al tipo de estructuras que limitan con ella. Por lo general las estructuras que pueden generar fenómenos de migración son las fallas y las diaclasas. El tipo de migración que surge a partir de las

<sup>41</sup> (Geehan, Gilmour, & Quan, Primavera 2007)

fallas se denomina migración lateral, y es causada porque los espejos de falla son impermeables, permitiendo el flujo de fluidos por esta superficie. Además de las fallas, las diaclasas, si permanecen abiertas, pueden ser varias efectivas de migración. Se deben evitar zonas con discontinuidades laterales.<sup>41</sup>

El gráfico 55 muestra la migración lateral por conectividad entre estructuras geológicas causada porque los espejos de falla son impermeables.



**Gráfico 55.** Migración de lechada inyectada por medio de los espejos impermeables de falla.

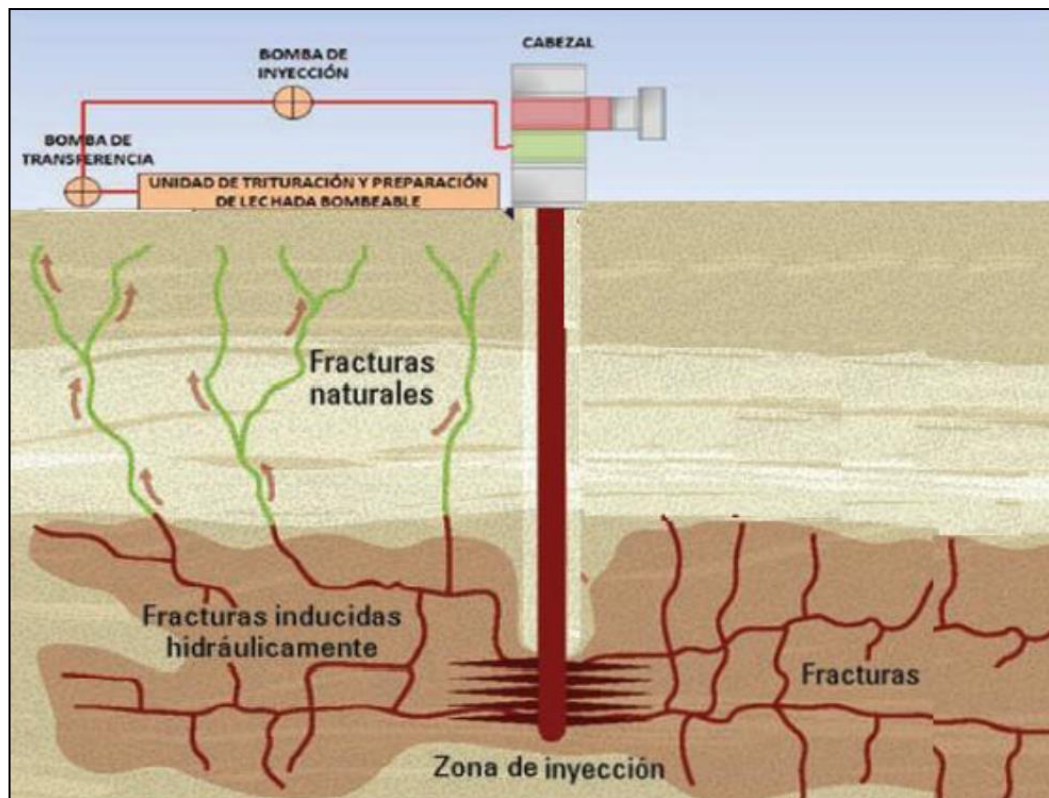
(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

- Migración por extensión de fracturas.

Cuando se inyecta la lechada a una formación receptora se corre el riesgo que las fracturas inducidas por fracturamiento hidráulico, creen canales de flujo para que el fluido migre hacia otras zonas. Las causas de este tipo de migración pueden ser:

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

El gráfico 56 muestra la migración de lechada hacia otras formaciones a causa de fracturas verticales.



**Gráfico 56.** Migración de lechada hacia otras formaciones a causa de fracturas verticales.

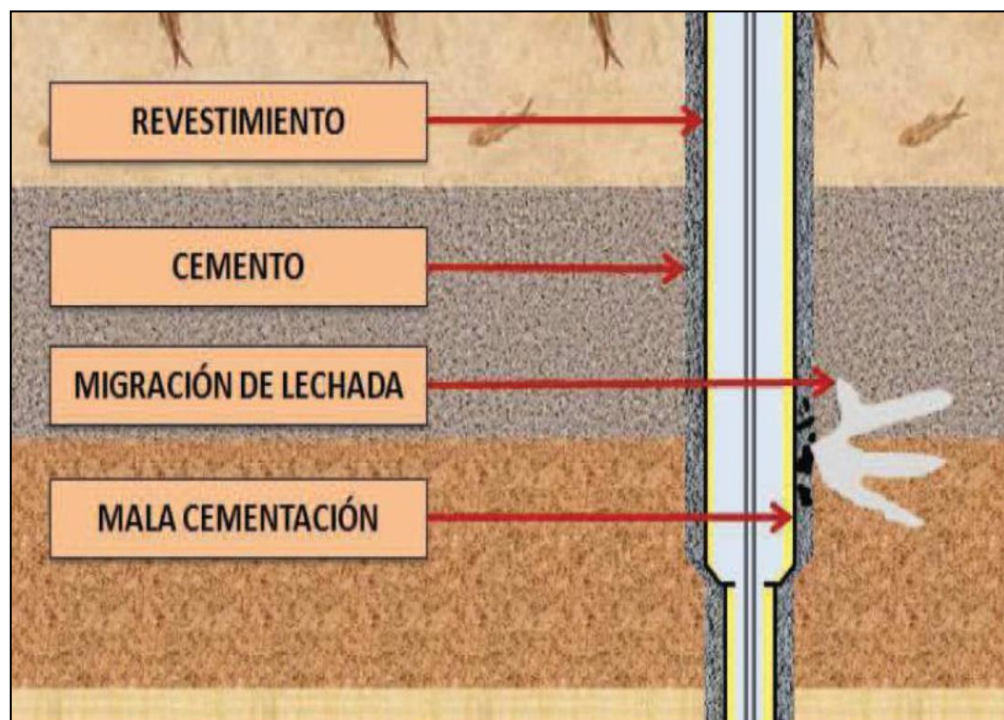
(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)



- Migración por mala cementación.

La lechada inyectada puede migrar hacia otras zonas a causa de una mala cementación del revestimiento con las paredes del hueco, justamente en la cara de la formación donde se está realizando la operación de la inyección. Para evitar los problemas por mala cementación se deben realizar análisis de los registros de cementación del pozo, y así identificar las zonas que están mal cementadas y realizar operaciones de cementación remedial.

El gráfico 57 muestra la migración de la lechada a causa de la mala cementación.



**Gráfico 57.** Migración de lechada a causa de mala cementación.

(Lizarazo Sarmiento & Leal Becerra, 2011)

- Reactivación de fallas por la inyección.

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



## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

- La re-inyección de cortes de perforación es un método de eliminación de pasivos ambientales (“contaminación”) de manera permanente y retornando estos residuos a su ambiente original de forma segura.
- El método de re-inyección de cortes de perforación tiene un costo superior a un sistema tradicional de tratamiento de cortes.
- El método analizado que es la reinyección por fracturamiento es factible en las operaciones hidrocarburíferas del oriente ecuatoriano, pero tiene altos costos de factibilidad y de operación (factibilidad 250000\$ por campo y operación 15000\$ por día).
- El consumo de recursos es alto, 25kw/h por tonelada de lechada de lodos y ripios a encapsular; consumo de agua 5000 bbls. de agua para preparar la lechada.
- Las emisiones contaminantes a la atmósfera procedentes de fuentes fijas oscilan entre los 16.7-18.0 kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de lechada re-inyectada.
- La elección de la arena a reinyectar debe contemplar la presencia de capas sello superior e inferior.

- Esta tecnología minimiza los impactos ambientales que provoca el actual tratamiento de lodos y ripios, en superficie mediante piscinas.
- En el Decreto 1215, no existen parámetros referentes a la re-inyección de cortes de perforación por el método de fracturamiento hidráulico.
- Al no existir una norma oficial para la re-inyección de cortes de perforación, las operadoras se ven exentas de cualquier mala disposición de desechos en el subsuelo por parte de las empresas de servicios, ya que estas no tienen una normativa oficial a la cual regirse.
- La reinyección de cortes de lodos y ripios de perforación es considerada como una opción potencial para el manejo de desechos de perforación en el futuro.
- Si el proyecto de re-inyección de cortes es exitosamente implementado, la necesidad de construcción en superficie de piscinas de tratamiento para desechos líquidos y cortes podrían ser completamente eliminadas.
- El costo de la re-inyección de cortes se incrementa con el aumento de volúmenes a ser inyectados.
- Utilizando la re-inyección de cortes como método de disposición de desechos es posible 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.

- Durante la perforación de un pozo de tipo direccional se originan 29000 bbls. de desechos entre cortes y lodos, y su disposición final implica un gran riesgo ambiental.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- Es necesaria la elaboración y expedición de una Norma Oficial que establezca las especificaciones técnicas ambientales para la inyección y re-inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras, ya que a nivel nacional no existe normativa que pueda ser aplicada para este tipo de disposición de desechos.
- Es recomendable un plan continuo de monitoreo durante las operaciones de CRI para que cualquier riesgo se identifique en avance y los planes de mitigación sean implementados.
- El contenido de sólidos no debe exceder generalmente de 20% por volumen de la lechada, como una medida preventiva para una disposición segura e ininterrumpida de cortes.
- Se podría utilizar el agua de la formación para la re-inyección de cortes de perforación, la cual puede ser provista desde el agua de producción petrolera.

## NOMENCLATURA / GLOSARIO

**API:** American Petroleum Institute

**bbls:** Barriles

**°C:** Grados Celcius

**cP:** Unidad de Centi Poise

**CRI:** Cuttings Re-Injection

**DCRI:** Drill Cuttings Re-Injection

**ECS:** Equipo de Control de Sólidos

**EIA:** Estudio de Impacto Ambiental

**E&P:** Exploración y Producción.

**EPA:** Agencia de Protección Ambiental

**ft:** Feet

**gr:** Gramos

**HAP's:** Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos

**HHP:** Hydraulic Horse Power

**hr:** Hora

**HSE:** Health Security & Environment

**MAE:** Ministerio de Ambiente del Ecuador

**md:** Unidad de Permeabilidad

**MM bbls:** Millones de barriles

**Offshore:** Costa Afuera

**ppm:** Partes por millón

**RAOH:** Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas

**SG:** Specific Gravity

**WO:** Work Over

**”:** Pulgadas

**N-S:** Norte- Sur

**NNO-SSE:** Nor Nor Este- Sur Sur Este

**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.

**Ambiente:** Conjunto de elementos bióticos y abióticos, y fenómenos físicos, químicos y biológicos que condicionan la vida, el crecimiento y la actividad de los organismos vivos. Generalmente se le llama medio ambiente.

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

**Caliza mudstone:** Caliza lodosa

**Caliza packstone:** Granular Lodosa

**Contaminación:** Proceso por el cual un ecosistema se altera debido a la introducción, por parte del hombre, de elementos sustancias y/o energía en el ambiente, hasta un grado capaz de perjudicar su salud, atentar contra los sistemas ecológicos y organismos vivientes, deteriorar la estructura y características del ambiente o dificultar el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

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

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

**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.

**Estratigrafía:** Ciencia descriptiva de los estratos. Se ocupa de la forma, disposición, distribución, secuencia cronológica, clasificación y relaciones de los estratos rocosos (y otros cuerpos de roca asociados) en secuencia normal, con respecto a cualquiera o todos los caracteres, propiedades y atributos que pueden poseer.

**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.

**Leak off:** Es la presión de fractura que se necesita para abrir una formación

**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.

**Permeabilidad:** Es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. Las areniscas se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados.

**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.

**Porosidad:** Es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

**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.

**Simulación de Monte Carlo:** Determina el rango y los valores esperados de la capacidad de almacenaje del sistema de fracturas creado.

**Subsuelo:** Se dice del terreno que se encuentra debajo del suelo o capa laborable, cuyo dominio es del Estado.

**Viscosidad:** Es una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.



## BIBLIOGRAFÍA

LEY DE HIDROCARBUROS ACTUALIZADA A MAYO 2013, Decreto Supremo 2967 publicado en el Registro Oficial 711 (DIRECCIÓN NACIONAL DE ASESORÍA JURÍDICA DE LA PGE 15 de Noviembre de 1978).

Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación adoptado por la Conferencia de Plenipotenciarios del 22 de marzo 1989, Decisión III/1 (Asamblea General de las Naciones Unidas 5 de Mayo de 1992).

Ley de Gestión Ambiental, Registro Oficial No. 245 (MAE 30 de Julio de 1999).

Decreto Ejecutivo 1215, Registro Oficial 265 (Constitución Política de la República del Ecuador 13 de Febrero de 2001).

Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto 1215 (Registro Oficial No. 265 13 de Febrero de 2001).

Constitución de la República del Ecuador, Registro Oficial 449 (Asamblea Constitucional 20 de Octubre de 2008).

Ahmed S, A.-S., Advantek, I., Quaxin, G., SPE, & Advantek, I. (2001). *Design Considerations in Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing*. Bahrain: IADC/SPE 72308.

Al-Duailej, Yaser, K., Al-Khaldi, Mohammed, H., Ibrahim, S., & Aramco, A.-Y. S. (2011). *Fluids Re-Injection (FRI): A Waste Management Technique*. Jakarta, Indonesia: SPE 145915.

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

Andersen, E., Louviere, R., Witt, D., & Conoco Inc. (1993). *Guidelines for Designing Safe, Environmentally Acceptable Downhole Injection Operations*. San Antonio, Tx: SPE 25964.

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

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. 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.
- Ballesteros Villegas, A. C. (2007). *Evaluación de Diferentes Sistemas para el Tratamiento de Residuos de Perforación en el Campo Tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum S.A.* Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- Cedeño, S. I., & Oropeza, W. (2013). *PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- 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.
- Freire Acosta, F. F. (2008). *Técnicas de Remediación Ambiental de Suelos Contaminados con Hidrocarburos en el Área de Influencia de Operaciones de Petroproducción del Nororiente Ecuatoriano de la Piscina Shushufindi 17-1 (PEPDA)*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Garzón Naranjo, M. G. (2006). *Mantenimiento de torres de perforación petrolera*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- 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:

<http://www.gn-decanter-centrifuge.com/mud/slurry-separation-system-in-oil-drilling-hdd>

- 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.
- Gonzales Macas, A., Jara Holguin, M., & Ramirez Peña, L. (2010). *Diseño del Programa de Brocas Requerido para Perforar el Pozo Direccional*. Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- 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.
- Holthe, K. (1998). *Total miljoanalyse av behandlingsmetoder for boreavfallet fra Snohvit og Askeladden*. Trondheim: Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Universitet.
- Hoyos Calle, A. E. (2004). *Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del Pad AMO-A, del Bloque 16 operado por la Compañía Repsol-YPF*. Guayaquil: Escuela Politécnica del Litoral.
- Jaillard, E. (2003). *Rocas Detríticas cretácicas - paleógenas de la Cordillera Occidental del Ecuador (0°4'30"S*. Quito: IRD-PETROPRODUCCION
- 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.
- PDVSA. (2005). *Petroleos de Venezuela S.A.* Recuperado el Febrero de 2014, de PDVSA: [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespe/aspectostecnicos/produccion/comoseprocesa.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/produccion/comoseprocesa.html)
- Peña Cando, J. J. (2007). *Estudio para la Optimización del Uso de Fluidos de Perforación en el campo de Petroproducción*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- 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.
- Rachain, J., & Coleman, S. (2006). *Drilling-Mud.org*. Recuperado el Enero de 2014, de Drilling-Mud.org: <http://www.drilling-mud.org/category/drilling-mud-properties/>
- Repsol Ecuador. (2014). *RECAP AMBIENTAL*. Quito: Repsol Ecuador.
- Repsol Ecuador. (2014). *Reservas probadas estimadas al agotamiento*. QUITO: Repsol Ecuador.
- Repsol Ecuador. (2014). *Torre de Perforación*. Quito: Repsol Ecuador.
- 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. (2004). *Lodos de Perforación*. Houston, Tx: Schlumberger.

Schlumberger. (2005). *ESTUDIO INTEGRADO DE ESTABILIDAD DE POZO PARA POZOS*. Quito: DCS Geomechanics-Schlumberger.

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

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

SEED, Inc. (20 de Junio de 2013). *Drilling Fluid*. Recuperado el 19 de Febrero de 2014, de Schlumberger Excellence in Education Development, Inc:  
<http://www.planetseed.com/relatedarticle/environmental-challenges>

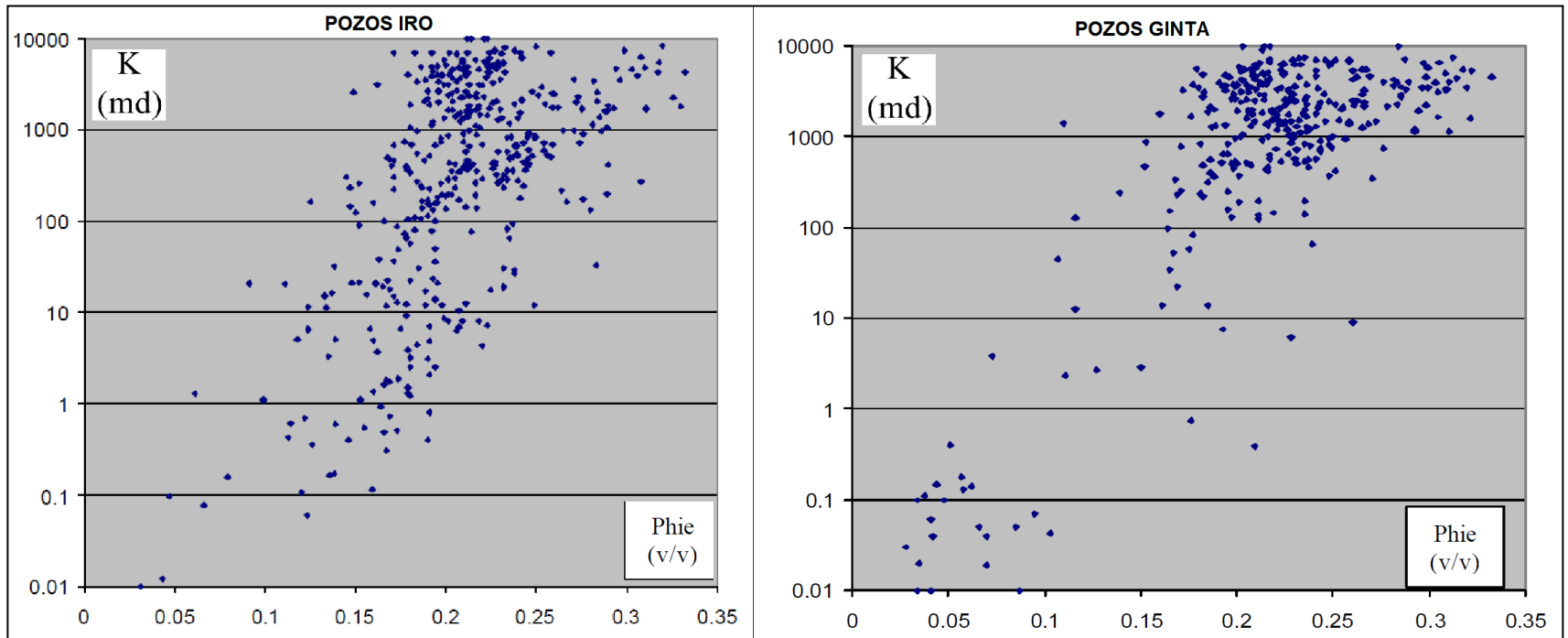
Sirevåg, G., Bale, A., & A/S, S. (1993). *An Improved Method for Grinding and Reinjecting of Drill Cuttings*. Amsterdam: SPE/IADC 25758.

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

## **ANEXOS**

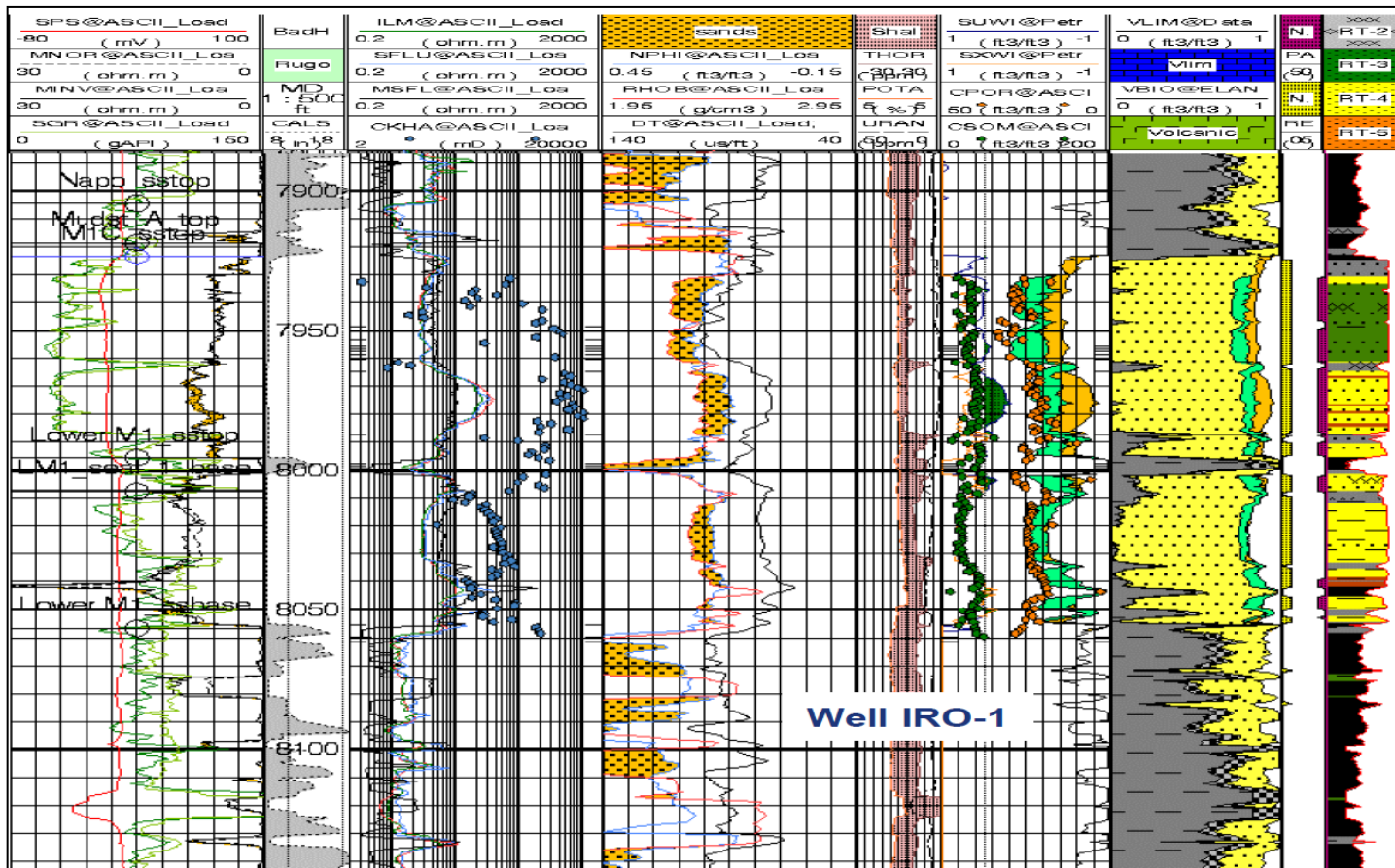
# ANEXO I.

## INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PARA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD.



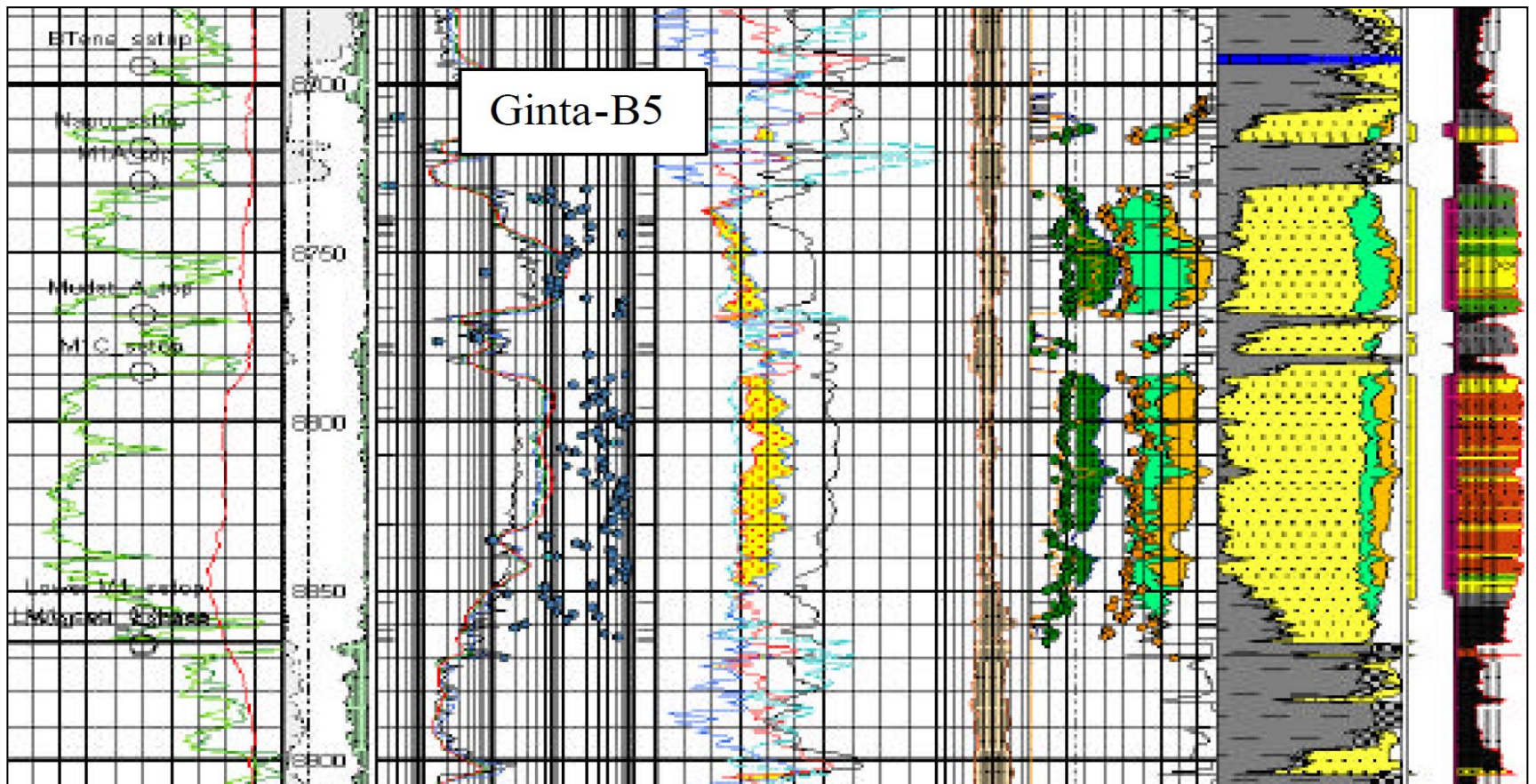
## ANEXO II.

### COMBINACIÓN DE POROSIDAD ENTRE NÚCLEOS Y REGISTROS. POZO IRO



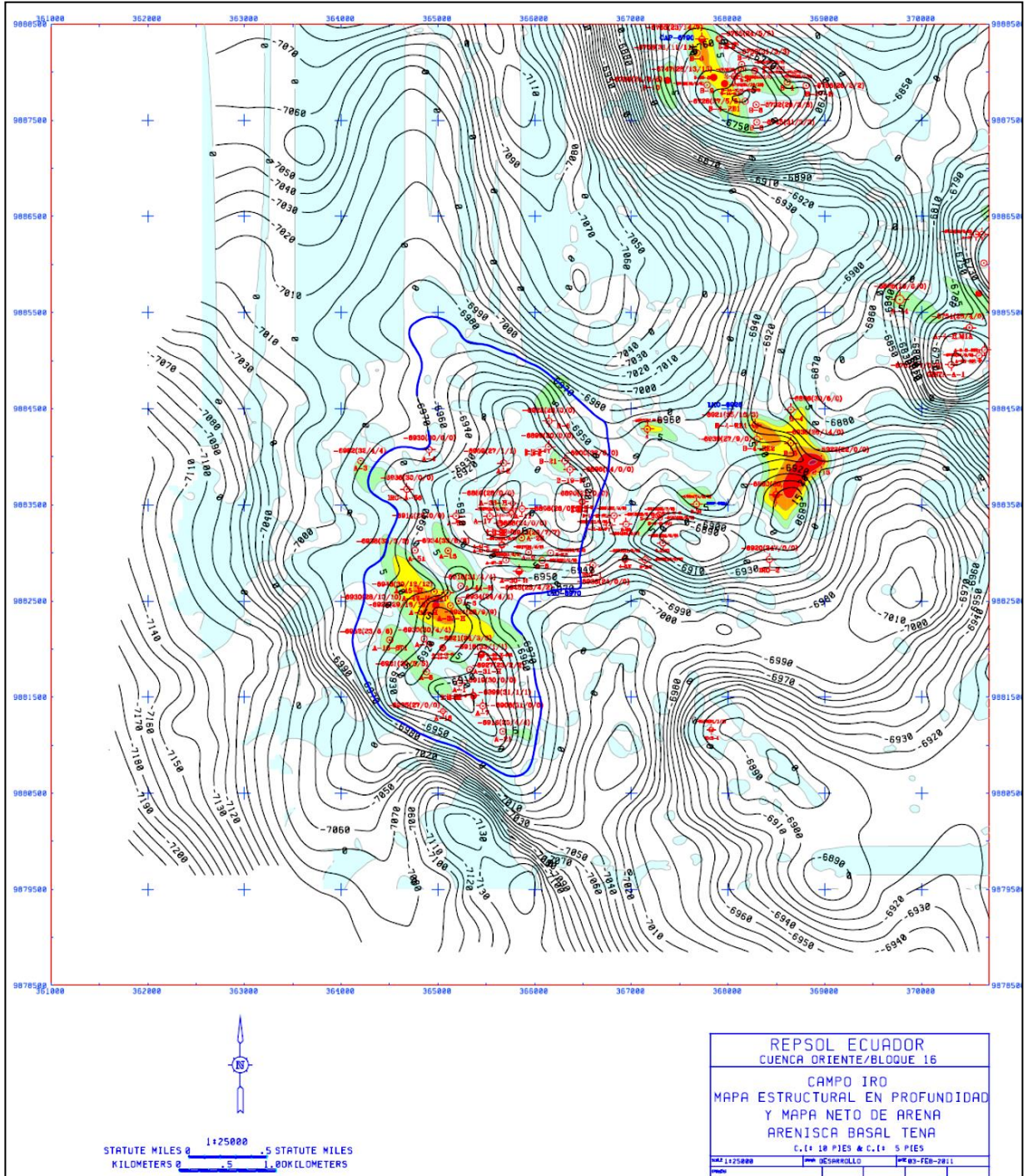


**ANEXO III.**  
**COMBINACIÓN DE POROSIDAD ENTRE NÚCLEOS Y REGISTROS. POZO**  
**GINTA**





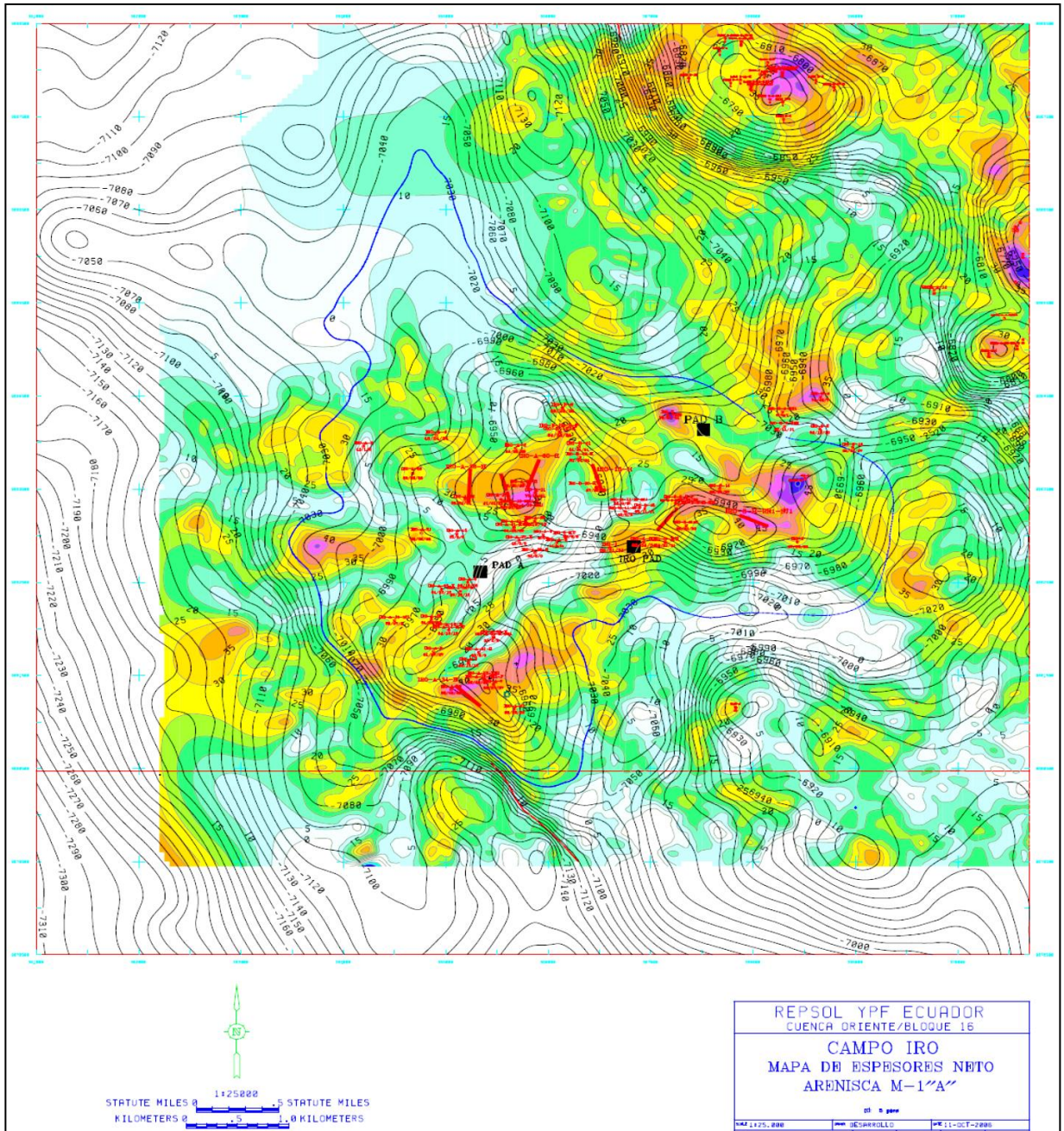
# ANEXO IV. MAPA ESTRUCTURAL - IRO BASAL TENA





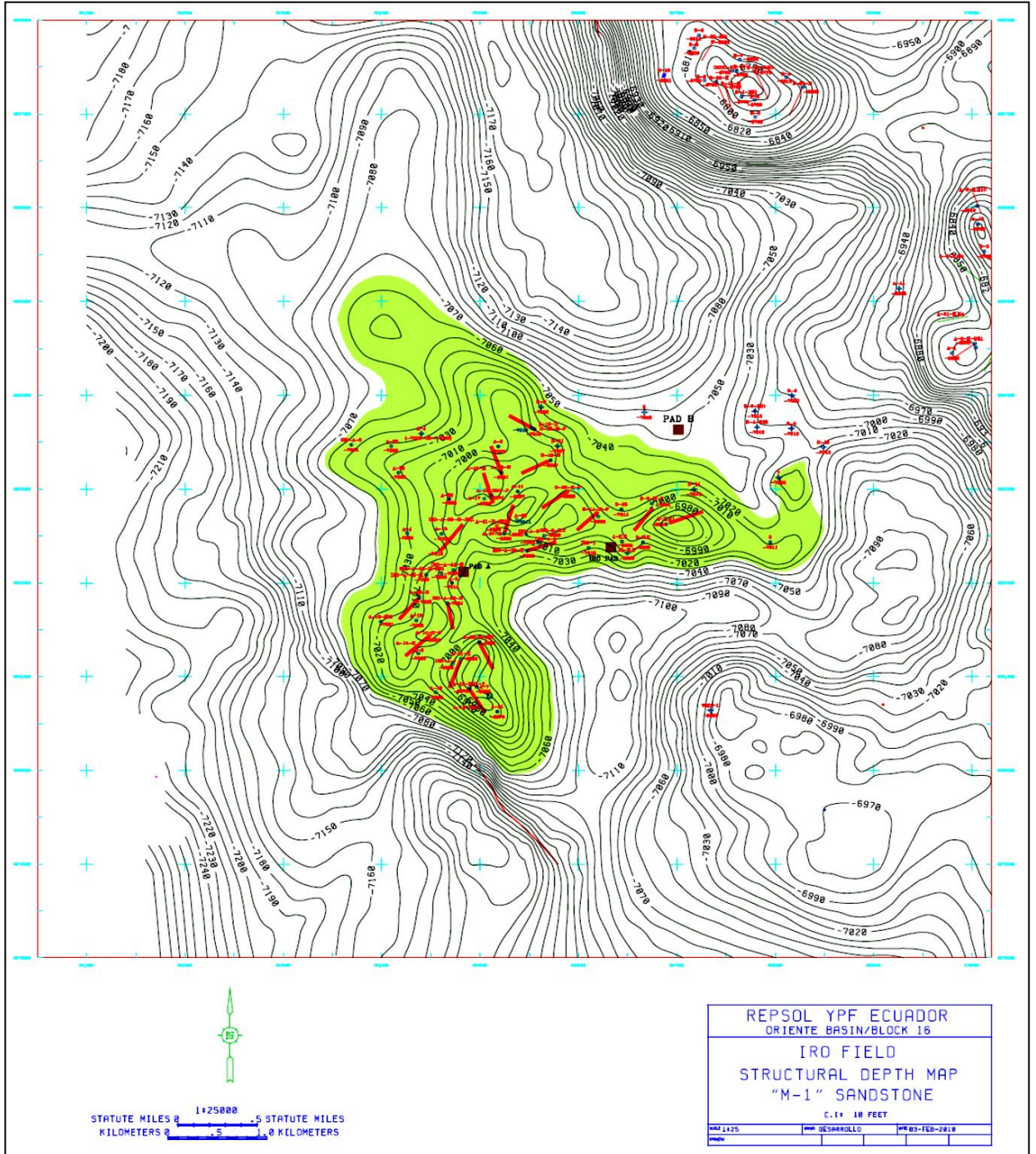
# ANEXO V.

## MAPA ESTRUCTURAL - IRO M1 SUPERIOR





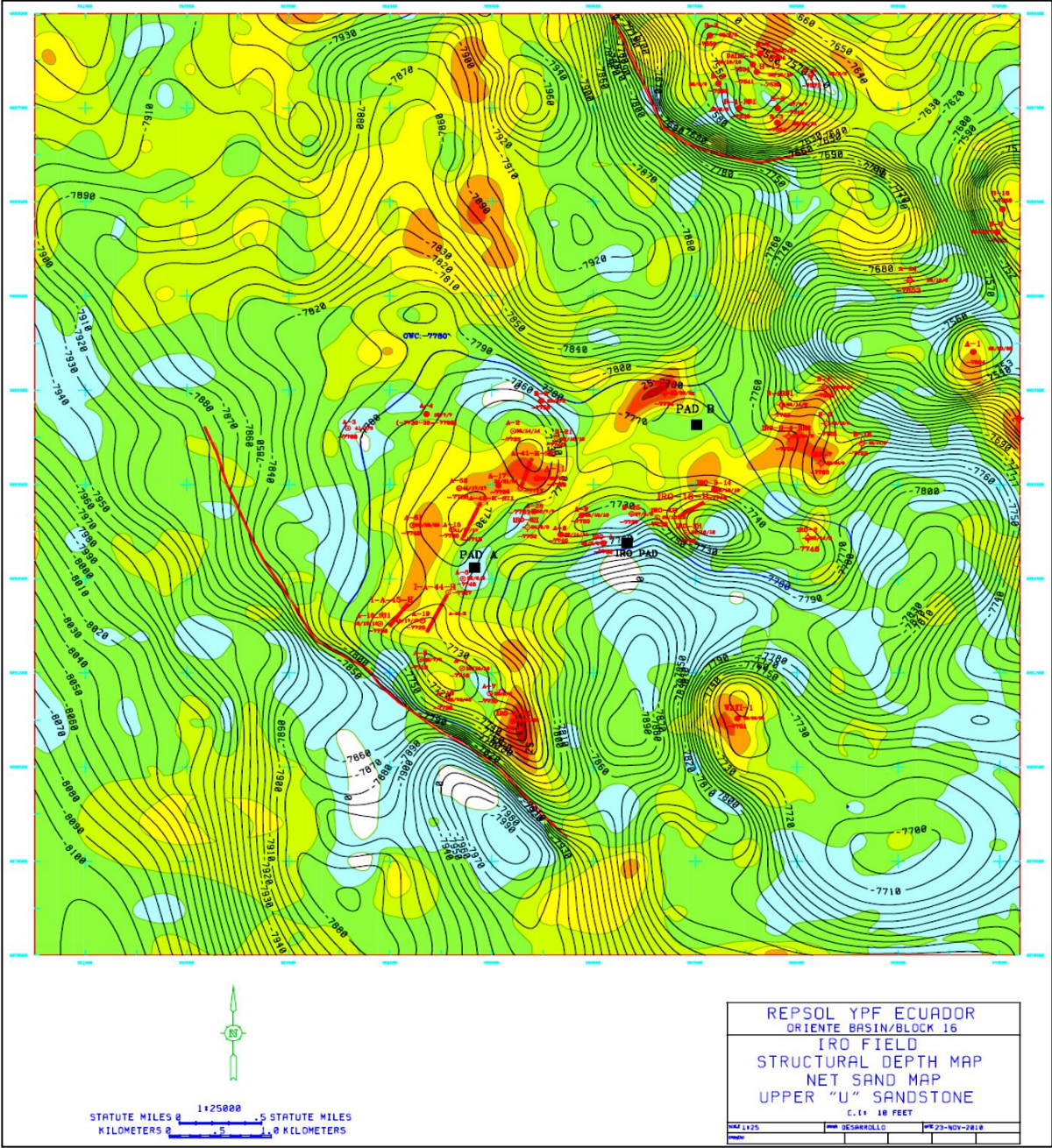
# ANEXO VI. MAPA ESTRUCTURAL - IRO M1 INFERIOR





# ANEXO VII.

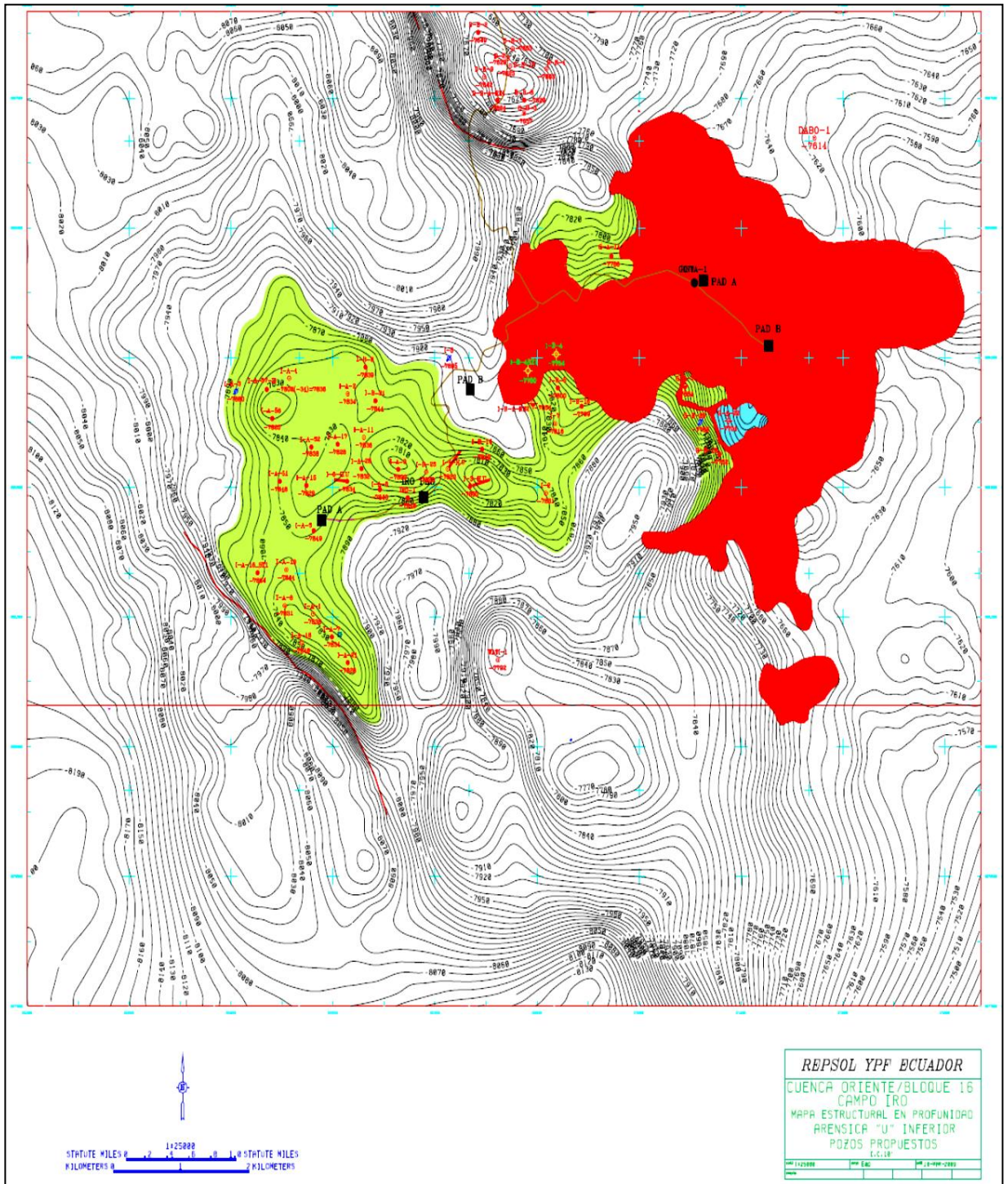
## MAPA ESTRUCTURAL - IRO U SUPERIOR





# ANEXO VIII.

## MAPA ESTRUCTURAL - IRO U INFERIOR

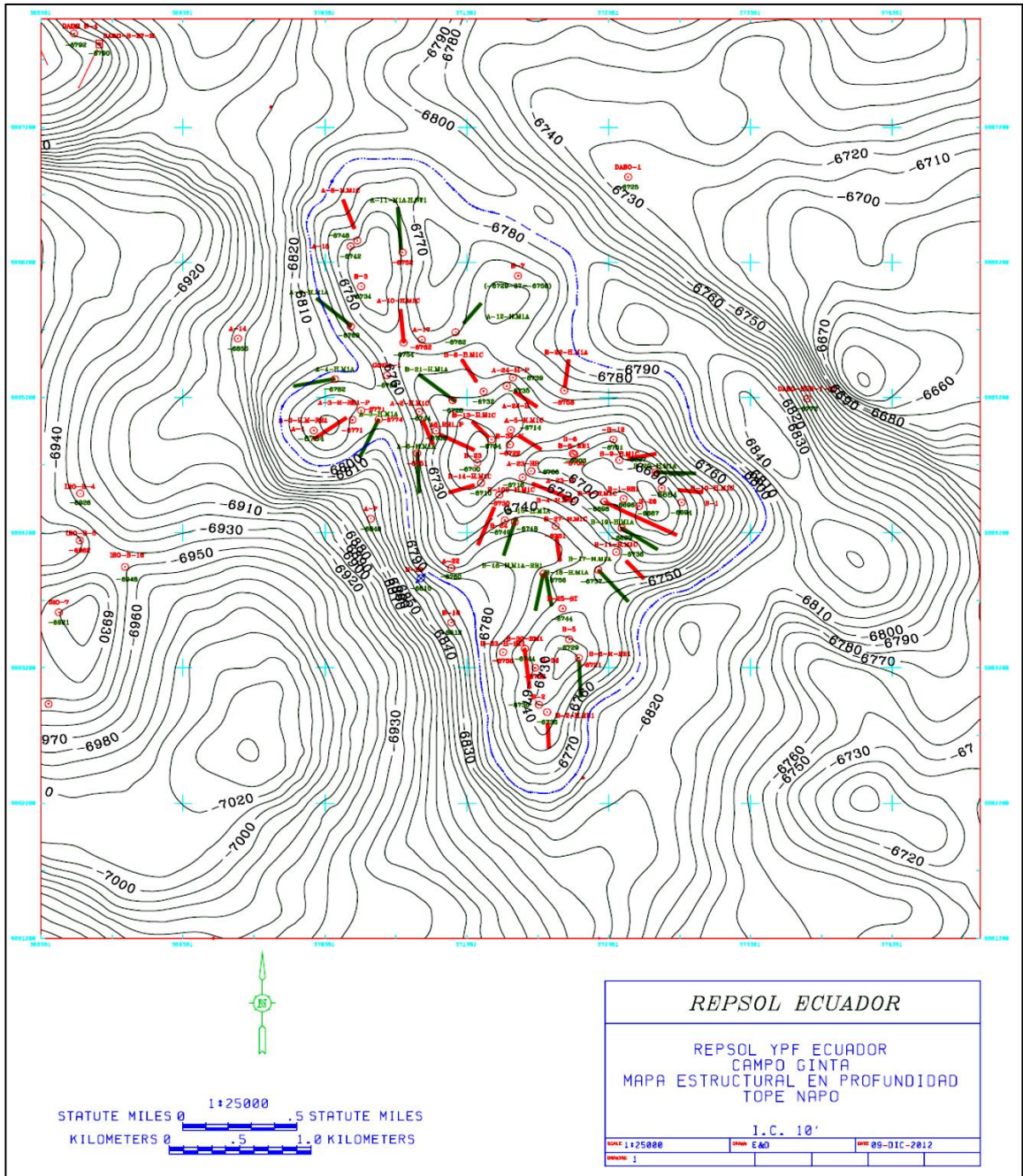








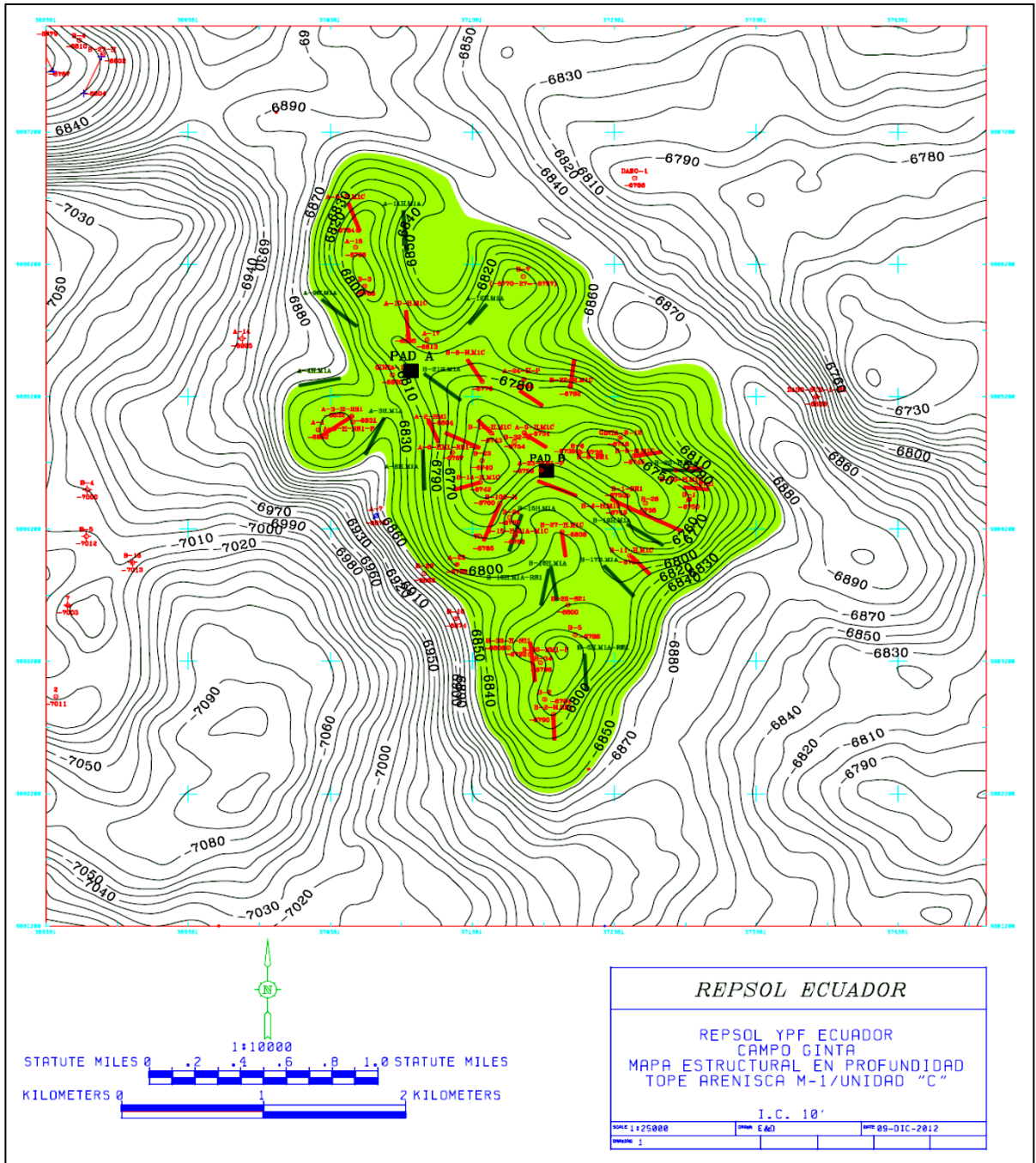
# ANEXO X. MAPA ESTRUCTURAL - GINTA M1 SUPERIOR





# ANEXO XI.

## MAPA ESTRUCTURAL - GINTA M1 INFERIOR



# ANEXO XII. MAPA ESTRUCTURAL - GINTA U SUPERIOR

