ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIAS PARA LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ÁREA AUCA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

ASTUDILLO ORELLANA BAYRON DANIEL

DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO

Quito, Agosto del 2007

DECLARACIÓN

Yo Bayron Daniel Astudillo Orellana, 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 Escuela Politécnica Nacional, 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 normatividad institucional vigente.

_____

Bayron Daniel Astudillo Orellana

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Bayron Daniel Astudillo Orellana, bajo mi supervisión.

_____

Ingeniero Johnny Zambrano

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Hay tantas personas a las que debo agradecer este logro en mi vida; personas que influyeron de manera directa e indirecta durante todos mis años de estudio.

Primero a mis padres, porque durante toda mi vida universitaria estuvieron conmigo, creyeron en mí, disfrutaron mis logros, sufrieron mis caídas como suyas y siempre tuvieron palabras de aliento para los momentos difíciles así como enseñanzas que me dejaron marcado para toda la vida.

Quiero agradecer a Dios, porque en los momentos de desesperación y agonía fue la fuerza que alivió mi carga y me empujó a seguir luchando.

A Gaby, por su apoyo incondicional y por la confianza que inyectó en mi y que fue un envión anímico para cumplir mis metas.

Quiero agradecer de manera especial a mis amigos, mis mejores amigos; los que se convirtieron en mi segunda familia y con los que compartí tantas noches de desvelo entre libros y tertulias. Sin orden específico alguno gracias a: Teito, Armando, Hugo, Jorge, Oscar, Ricardo, Panchito, Alicia, Verónica; y a todos los amigos con los que conviví durante mi vida universitaria, de todos tengo un recuerdo especial.

Al Ingeniero Johnny Zambrano, director de mi Proyecto de Titulación por su acertada guía y oportunos consejos.

A la Escuela Politécnica Nacional, a los profesores de la Carrera de Ingeniería en Petróleos porque de todos ellos llevo enseñanzas que van más allá de la Cátedra impartida en las aulas.

A Petroproducción, a los Ingenieros que colaboraron directa o indirectamente con su valiosa ayuda; en especial al Departamento de Protección Ambiental por la apertura y colaboración para la realización de este Proyecto de Titulación.

Y a todas las personas que de una u otra manera colaboraron en este Proyecto; a todos ellos mil gracias.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este Proyecto de Titulación, fruto del esfuerzo de largas horas de estudio, y dedicar también la obtención de mi Título de Ingeniero en Petróleos a mis padres: Ángel Y Vilma, y a mis hermanos: Karina, Johanna y Junior. Todo el esfuerzo, todo el sacrificio y todo el empeño que puse fue gracias a su empuje y confianza. Ustedes son los verdaderos autores de la realización de mis metas.

TABLA DE CONTENIDO

CAPITULO I 1

DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA BASE 1

1.1 OBJETIVO 1

1.2 METODOLOGÍA 1

1.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA AUCA 2
1.3.1 Ubicación geográfica 2
1.3.2 Ubicación política 2
1.3.3 Análisis detallado 2

1.4 MEDIO FÍSICO 2
1.4.1 GEOLOGÍA 2
1.4.1.1 Objetivo 2
1.4.1.2 Descripción 3
1.4.2 Estratigrafía 3
1.4.2.1 Formación Arajuno 5
1.4.2.2 Formación Chambira 5
1.4.2.3 Formación Mesa 5
1.4.2.4 Depósitos Aluviales Cuaternarios 6

1.5 GEOMORFOLOGÍA 6
1.5.1 Objetivo 6
1.5.2 Fenómenos de Geodinámica Interna 6
1.5.2.1 Tectónica 6
1.5.2.2 Sismología 7
1.5.2.3 Riesgos de Sismicidad 8
1.5.2.4 Volcanismo 9
1.5.2.5 Movimientos de Tierra 10

1.6 SUELOS 10
1.6.1 Objetivo 10
1.6.2 Descripción 10

1.7 COBERTURA VEGETAL 11
1.7.1 Objetivo 11
1.7.2 Uso del Suelo 11
1.7.2.1 Tipos de Bosques 12

1.8 CLIMATOLOGÍA 14
1.8.1 Objetivo 14
1.8.2 Parámetros Climatológicos 14
1.8.3 Temperatura 15
1.8.4 Precipitación 15
1.8.5 Humedad Relativa 18
1.8.6 Nubosidad 19
1.8.7 Viento 19
1.8.8 Evaporación y Evapotranspiración 20
1.8.9 Balance Hidrometeorológico 20
1.8.10 Bioclima 21

1.9 HIDROLOGÍA 22
1.9.1 Objetivo 22

1.9.2 Metodología 23
1.9.3 Caracterización Ambiental: hidrografía 24
1.9.3.1 Cuenca del Río Jandiayacu 24
1.9.3.2 Cuenca del Río Rumiyacu 25
1.9.3.3 Cuenca del Río Tiputini 26
1.9.4 Determinación de Caudales 26
1.9.5 Hidrometría 27
1.9.6 Calidad del Agua 28
1.9.6.1 Río Jandiayacu 29
1.9.6.2 Río Rumiyacu 29
1.9.6.3 Río Tiputini 29

1.10 Medio Biótico 30
1.10.1 Objetivos 30
1.10.2 Cobertura Forestal 31
1.10.3 Flora Silvestre 31
1.10.3.1 Objetivo 31
1.10.4 Fauna Silvestre 32
1.10.4.1 Objetivos 32

1.11 Áreas Ambientalmente Sensibles del Área Auca 34
1.11.1 Sensibilidad Socioeconómica 34
1.11.1.1 Áreas de Sensibilidad Crítica 34
1.11.1.2 Áreas de Sensibilidad Alta 35
1.11.2 Sensibilidad Ambiental 35
1.11.2.1 Sensibilidad Ambiental Media 35
1.11.2.2 Sensibilidad Ambiental Baja 35
1.11.3 Sensibilidad Biológica 35
1.11.3.1 Áreas de Sensibilidad Crítica 36
1.11.3.2 Áreas de Sensibilidad Alta 36
1.11.3.3 Áreas de Sensibilidad Media 36
1.11.3.4 Áreas de Sensibilidad Baja 36
1.11.4 Sensibilidad Hídrica 36
1.11.4.1 Áreas de Sensibilidad Crítica 37
1.11.4.2 Áreas de Sensibilidad Baja 37

1.12 Especies en Peligro de Extinción 37

1.13 Aspectos socioeconómicos y culturales de la población que habita en el área de influencia 39
1.13.1 Introducción 39
1.13.2 Objetivo 39
1.13.3 Descripción de la Parroquia Involucrada en el Área de Estudio 40
1.13.3.1 Población 40
1.13.3.1.1 Población Económicamente Activa 41
1.13.3.1.2 Ramas de Actividad Económica 42
1.13.3.2 Servicios Básicos 42
1.13.3.2.1 Infraestructura y Servicios 42
1.13.3.3 Educación 43
1.13.3.4 Salud 44
1.13.3.5 Infraestructura de Educación y Salud 45
1.13.3.6 Vías de Comunicación y Transporte 46
1.13.3.7 Pistas Áreas 47
1.13.3.8 Organización Social 47
1.13.4 Programas de Carácter Socioambiental 47

CAPITULO II 48

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA OPERATIVA 48

2.1 OBJETIVO 48

2.2 METODOLOGÍA 48

2.3 Ubicación Geográfica del Área 48

2.4 Determinación del Área de Influencia 51

2.5 Procesos y Operaciones Petroleras del Área Auca 52

2.6 Sistemas de Producción del Área 59
2.6.1 Bombeo Hidráulico 60
2.6.2 Bombeo Electrosumergible 61
2.6.3 Levantamiento por Flujo Natural 62

2.7 Sistemas de Separación del Crudo 62
2.7.1 Estación de Producción Auca Central 63
2.7.1.1 Manifolds 63
2.7.1.2 Separadores 64
2.7.1.3 Bota, mecheros de gas y piscina de quemado 64
2.7.1.4 Tanques 65
2.7.2 Estación de Producción Auca Sur 66
2.7.2.1 Manifolds 66
2.7.2.2 Separadores 67
2.7.2.3 Bota, mecheros de gas y piscina de quemado 67
2.7.2.4 Tanques 67

2.8 Sistemas de Transferencia y Oleoducto 68
2.8.1 Estación Auca Sur 68
2.8.2 Estación Auca Central 68

2.9 Sistemas de Compresión y Aprovechamiento del Gas 69

2.10 Sistema de Reinyección de Agua de Formación 69
2.10.1 Estación Auca Central 69
2.10.2 Estación Auca Sur 70

2.11 Sistemas Fijos y Portátiles Contra Incendios 70
2.11.1 Sistema Portátil 70
2.11.2 Sistema Fijo 70
2.11.3 Sistema de agua 71
2.11.4 Sistema de espuma 71
2.11.5 Eficiencia del Sistema 72

2.12 Pozos 73

2.13 Líneas de Flujo 75

2.14 Piscinas en las estaciones 77

2.15 Derrames y Remediación de Piscinas 78

2.16 Emisiones a la Atmósfera 80

2.17 Manejo de Desechos 80
2.17.1 Sistema de Tratamiento de Desechos Sólidos 80
2.17.2 Sistema de Tratamiento de Desechos Líquidos 82

2.18 Seguridad Industrial 82

2.19 Sistema Vial....83

2.20 Fotos del Estado Actual de las Plataformas de los Pozos, Estaciones de Producción y Líneas de Flujo....84

CAPÍTULO III 91

ANÁLISIS DE RIESGO E IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE CONTROL 91

3.1 OBJETIVO 91

3.2 METODOLOGÍA 91

3.3 Riesgo, Amenaza y Vulnerabilidad....92
3.3.1 Introducción....92
3.3.2 Definiciones....94
3.3.2.1 Las Amenazas....94
3.3.2.2 Vulnerabilidad....96
3.3.2.3 Riesgo....97
3.3.2.4 Desastre....97

3.4 Análisis de Riesgos en las Instalaciones Petroleras....98

3.5 Criterios para la Calificación de las Amenazas....100
3.5.1 Criterios de Calificación de Amenazas para Estaciones....100
3.5.2 Criterios de Calificación de Amenazas para Pozos....103
3.5.3 Criterios de Calificación de Amenaza para Líneas de Flujo....103
3.5.4 Criterios de Calificación de Amenazas del Ambiente....104
3.5.4.1 Hidrometeorología....104
3.5.4.2 Geomorfología y suelos....105
3.5.4.3 Medio Antrópico....106
3.5.5 Vulnerabilidad....106
3.5.6 Riesgo....110
3.5.6.1 Riesgo Crítico....110
3.5.6.2 Riesgo Alto....110
3.5.6.3 Riesgo Medio....111
3.5.6.4 Riesgo Bajo....111
3.5.6.5 Riesgo Nulo....111

3.6 Calificación de Amenazas....114
3.6.1 Calificación de Amenazas en las Estaciones....114
3.6.2 Calificación de Amenazas en los Pozos y Líneas de Flujo....115
3.6.3 Calificación de Amenazas por Ruptura en Líneas de Flujo....118

3.7 Calificación de Amenazas del Ambiente a las Instalaciones, Vulnerabilidades y Determinación del Riesgo....120

3.8 Puntos de Control....121
3.8.1 Puntos de derrame....122
3.8.1.1 Válvulas de Control....122
3.8.1.2 Curvas Cerradas en las Vías....122
3.8.1.3 Pozos en Producción....123
3.8.1.4 Cruces de Ríos....123
3.8.1.5 Soporte "H"....123
3.8.1.6 Cruce de Pantanos....123
3.8.1.7 Estaciones de bombeo....124
3.8.1.8 Otros....124
3.8.2 Criterios para la Implementación de los Puntos de Control....124

3.8.2.1 Características físicas 125
3.8.2.1.1 Acceso 125
3.8.2.1.2 Patio de Maniobras 125
3.8.2.1.3 Vías de Acceso 125
3.8.2.1.4 Cobertura 125
3.8.2.2 Condiciones Hidráulicas 126
3.8.3 Recorrido de la Mancha de Hidrocarburo 126
3.8.3.1 Velocidad del río 126
3.8.3.1.1 Velocidad media 127
3.8.3.1.2 Velocidad máxima 127
3.8.3.1.3 Velocidad de Retardo 127
3.8.3.2 Distancia de recorrido de la mancha 128
3.8.3.3 Tiempo de recorrido de la mancha y de reacción 128
3.8.4 Puntos de Control Establecidos 128
3.8.5 Localización de los Puntos de Control 139

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 140

PUNTO DE CONTROL PC1 140

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 141

PUNTO DE CONTROL PC2 141

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 142

PUNTO DE CONTROL PC3 142

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 143

PUNTO DE CONTROL PC4 143

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 144

PUNTO DE CONTROL PC5 144

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 145

PUNTO DE CONTROL PC6 145

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 146

PUNTO DE CONTROL PC7 146

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 147

PUNTO DE CONTROL PC8 147

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 148

PUNTO DE CONTROL PC9 148

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 149

PUNTO DE CONTROL PC-DIRECCIONAL 149

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 150

PUNTO DE CONTROL PC-AS4 150

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL 151

PUNTO DE CONTROL PC-AS3 151

CAPITULO IV 152

DESARROLLO DE PROGRAMAS PARA CONTROL DE DERRAMES, INCENDIOS Y/O EXPLOSIONES 152

4.1 OBJETIVO 152

4.2 METODOLOGÍA 152

4.3 Introducción 153

4.4 Plan Estratégico, Operacional e Informativo 154
4.4.1 Niveles Organizacionales y Administrativos en base a la Clasificación del Riesgo 156
4.4.2 Procedimientos de Notificación de Contingencia 159
4.4.2.1 NIVEL 1 - Riesgo Bajo 159
4.4.2.2 NIVEL 2 – Riesgo Medio 159
4.4.2.3 NIVEL 3 – Riesgo Alto 160
4.4.2.4 NIVEL 4 - Riesgo Crítico 160
4.4.3 Organización de la Respuesta por Niveles 161
4.4.3.1 Organización y Funciones Nivel 1 161
4.4.3.2 Organización y Funciones Nivel 2 164
4.4.3.3 Organización y Funciones Nivel 3 165
4.4.3.4 Organización y Funciones Nivel 4 166
4.4.4 Sistema de Comunicación 168
4.4.4.1 Comunicación Radial 169
4.4.4.2 Comunicación Telefónica y Fax 169
4.4.5 Fichas de Funcionalidad del Plan Estratégico 170
4.4.5.1 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 1 171
4.4.5.2 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 2 173
4.4.5.3 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 3 175
4.4.5.4 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 4 177

4.5 Comunicación Interna de Activación del Plan 179

4.6 Procedimientos para EL Control de Contingencias 181
4.6.1 Descripción de Equipos en las Estaciones ante Conatos de Incendios 182
4.6.2 Procedimientos para el Control de Contingencias en Estaciones de Producción 183
4.6.2.1 Contingencias en Tanques de Lavado, Surgencia y de Almacenamiento de Combustibles 183
4.6.2.1.1 Contingencia por Derrame 183
4.6.2.1.2 Contingencia por Incendio 184
4.6.2.2 Contingencias en Patio de Bombas de Crudo 185
4.6.2.2.1 Contingencia por Derrame 185
4.6.2.2.2 Contingencia por Incendio 186
4.6.2.3 Contingencias en Separadores de Crudo y Cabezales de recibo y envío de Crudo 186
4.6.2.3.1 Contingencia por Derrame 186
4.6.2.3.2 Contingencia por Incendio 187
4.6.2.4 Contingencias en Generadores de Electricidad, Turbinas de Gas o Grupos Electrógenos 187
4.6.2.4.1 Contingencia por Derrame 187
4.6.2.4.2 Contingencia por Incendio 188
4.6.2.5 Procedimiento de Operación y Mantenimiento de Piscinas 188
4.6.2.5.1 Operación de Piscinas 188
4.6.2.5.2 Mantenimiento de Piscinas 189
4.6.2.6 Contingencias en Piscinas de Recolección de Residuos y Teas 189

4.6.2.6.1 Contingencia por Derrame 189
4.6.2.6.2 Contingencia por Incendio 190
4.6.3 Procedimiento para el Control de Contingencia por Derrame de Crudo en Pozo 190
4.6.4 Procedimiento para el Control de Contingencia por Derrame de Crudo por Ruptura de Oleoducto Secundario (aplicado también a Líneas de Transferencia) 191
4.6.5 Procedimiento para el Control de Contingencia por Derrame de Crudo por Ruptura de Oleoducto Secundario en Cruce de Río (aplicado también a Líneas de Transferencia) 192

4.7 Equipos para Control de Derrame de Hidrocarburo 192
4.7.1 Contención del Derrame 193
4.7.1.1 Barreras Mecánicas 194
4.7.1.1.1 Elementos de una barrera 194
4.7.1.1.2 Barreras de acuerdo a su uso 195
4.7.1.1.3 Barreras mecánicas según su construcción 195
4.7.1.1.4 Materiales de fabricación 196
4.7.1.1.5 Flotación y lastre 196
4.7.1.1.6 Factores de diseño de una barrera mecánica 197
4.7.1.1.7 Comportamiento y limitaciones del uso de barreras mecánicas 197
4.7.1.1.8 Fuerzas en una barrera 197
4.7.1.1.9 Barreras bajo condiciones adversas 198
4.7.1.1.10 Manipuleo de las barreras de contención 199
4.7.1.1.11 Recuperación y limpieza de una barrera 200
4.7.1.2 Barreras Neumáticas 200
4.7.1.3 Barreras Sorbentes 201
4.7.1.4 Barreras Improvisadas 201
4.7.1.5 Barreras Químicas (Aglutinantes) 202
4.7.2 Contención del Derrame en Ríos 202
4.7.3 Contención del Derrame en Tierra 203
4.7.3.1 Contención del derrame en el subsuelo 203
4.7.4 Recolección del Derrame 204
4.7.4.1 Recolección del Derrame en Ríos 204
4.7.4.2 Recolección del Derrame en Tierra 205
4.7.4.2.1 Recolección del petróleo en el subsuelo 205

4.8 Técnicas de Control de Derrames 206
4.8.1 Acciones previas ante una Contingencia 206
4.8.2 Control de Derrames en Tierra 207
4.8.3 Contención superficial 207
4.8.3.1 Materiales y Equipos Requeridos 207
4.8.3.2 Derrames en Suelos Impermeables 207
4.8.3.3 Derrames en Suelos Permeables 208
4.8.3.4 Derrames en Suelos en General 208
4.8.3.4.1 Advertencias: 208
4.8.3.4.2 Ventajas: 209
4.8.3.4.3 Desventajas: 209
4.8.4 Intercepción de Derrames en el Subsuelo 209
4.8.4.1 Materiales y Equipos: 209
4.8.4.2 Método: 209
4.8.4.3 Advertencias: 209
4.8.4.4 Ventajas: 210
4.8.4.5 Desventajas: 210
4.8.5 Recuperación del Crudo en Tierra 210
4.8.5.1 Material y Equipo 210
4.8.5.2 Método 211
4.8.5.3 Advertencias: 211
4.8.5.4 Ventajas: 211
4.8.5.5 Desventajas: 212
4.8.6 Recuperación por Bombeo 212
4.8.6.1 Materiales y Equipos 212
4.8.6.2 Método: 212

4.8.6.3 Advertencia: 213
4.8.6.4 Ventajas: 213
4.8.6.5 Desventajas: 213
4.8.7 Control de Derrames en Aguas Superficiales 213
4.8.7.1 Técnicas de Contención 213
4.8.7.2 Técnicas de Control de Derrames con Barreras en Ríos Medianos 214
4.8.7.3 Técnicas de Control de Derrames con Barreras en Ríos Grandes 214
4.8.7.4 Métodos de Anclaje 215
4.8.7.4.1 Anclaje con Cable 215
4.8.7.5 Barreras Flotantes 216
4.8.7.6 Barreras de Malla y Absorbentes 217
4.8.7.7 Barreras Improvisadas 217
4.8.7.8 Despliegue de Barreras en Lagunas 218
4.8.8 Técnicas de Limpieza en Márgenes de Ríos, Lagunas y Pantanos 218
4.8.8.1 Equipo y técnicas de recolección 218
4.8.8.2 Recuperación Mecánica 218
4.8.8.3 Recuperación Manual 218
4.8.8.3.1 Técnica de uso de sorbentes 219
4.8.8.3.2 Remoción manual 219
4.8.8.4 Disposición del crudo recuperado 220
4.8.8.4.1 Biodegradación 220
4.8.8.4.2 Empleo de productos degradantes 220

4.9 Disposición de Residuos de Hidrocarburos 221
4.9.1 Tipos de residuos 221
4.9.2 Acciones 221
4.9.2.1 Almacenamiento Temporal 221
4.9.2.2 Separación de crudo 222
4.9.2.3 Métodos de eliminación directa 222
4.9.2.3.1 Rellenos de Tierra 222
4.9.2.3.2 Uso de agentes aglutinantes 223
4.9.2.3.3 Incineración 223
4.9.2.3.4 Biodegradación 223

4.10 Uso de Productos de Limpieza y Recuperación del Suelo 224
4.10.1 Procedimiento 224
4.10.2 Limpieza del suelo 224
4.10.3 Aceleración de la Biodegradación 225
4.10.3.1 Productos degradantes: 225
4.10.4 Agentes Biodegradables usados en Bioremediación Natural 225
4.10.4.1 Aplicación 226
4.10.4.1.1 En tierra: 226
4.10.4.1.2 En agua: 226
4.10.4.2 Recomendaciones para su uso: 226

4.11 Recuperación de Áreas Deforestadas 227
4.11.1 Objetivos 227
4.11.2 Procedimiento 227
4.11.3 Procedimiento de Revegetalización 228
4.11.3.1 Preparación del suelo 229
4.11.3.1.1 Eliminación del Crudo de la Superficie del Área Contaminada 229
4.11.3.1.2 Disminución de los Niveles de Crudo Ubicado dentro de los Espacios del Suelo para Aumentar su Aireación 229
4.11.3.1.3 Eliminar los Desechos Vegetales Contaminados 229
4.11.3.1.4Determinar los Niveles de pH 229
4.11.3.1.5 Mejorar las Condiciones Físico - Químicas del Suelo 229
4.11.3.1.5 Preparar el Sitio a Revegetar 230
4.11.4 Revegetación 230
4.11.4.1 Sistemas 230
4.11.4.2 Especies Vegetales 231

4.11.4.2.1 Especies Forestales para Sistemas Agroforestales 231
4.11.4.2.2 Especies Forestales para Recuperación del Bosque 231
4.11.4.2.3 Pastos 231
4.11.4.2.4 Cultivos Transitorios (Estacionales) 232
4.11.4.2.5 Cultivos Anuales y Perennes 232

CAPITULO V 233

COSTO DE LOS EQUIPOS PARA EL CONTROL DE DERRAMES 233

5.1 OBJETIVO 233

5.2 METODOLOGÍA 233

5.3 Control de Derrames 233
5.3.1 Introducción 233
5.3.2 Puntos de control 234
5.3.2.1 Puntos de Control Improvisados en Tierra 234
5.3.2.2 Puntos de Control Improvisados en Agua 235
5.3.2.3 Puntos de Control en Caudales Medianos y Regulares. 235
5.3.2.4 Puntos de Control en Cuerpos Mayores y Caudales Altos 236
5.3.3 Equipos Necesarios para el Control de Derrames 236
5.3.4 Equipo Requerido 250

5.4 Sistema Contra Incendios 251
5.4.1 Introducción 251
5.4.2 El Fuego 252
5.4.3 Combustible 253
5.4.3.1 Combustibles sólidos 253
5.4.3.2 Combustibles líquidos 253
5.4.3.3 Combustibles gaseosos 253
5.4.4 Oxígeno 253
5.4.5 El Calor 254
5.4.6 Reacción en Cadena 254
5.4.7 Clases de Fuego 254
5.4.7.1 Fuego Clase "A" 254
5.4.7.2 Fuego Clase "B" 254
5.4.7.3 Fuego Clase "C" 254
5.4.7.4 Fuego Clase "D" 255
5.4.8 Tipos de Fuego 255
5.4.9 Prevención de Incendios 255
5.4.10 Control de Incendios 256
5.4.10.1 Uso del agua 256
5.4.10.2 Uso de Extintores 257
5.4.10.2.1 Extintores para fuego clase "A" 257
5.4.10.2.2 Extintores para fuego clase "B" 257
5.4.10.2.3 Extintores para fuego clase "C" 257
5.4.10.2.4 Extintores para fuegos clase "D" 258

5.5 Equipos Necesarios para el Control de Incendios 258

5.6 Entrenamiento del personal y Capacitación 260

CAPITULO VI 263

CONCLUSIONES 263

RECOMENDACIONES 265

BIBLIOGRAFÍA 266

ANEXOS 268

GLOSARIO DE TÉRMINOS 294

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. EVENTOS SÍSMICOS HISTÓRICOS..... 7

TABLA 1.2. FLORA EXISTENTE EN EL ÁREA AUCA..... 13

TABLA 1.3. RESUMEN DE LOS PARÁMETROS METEOROLÓGICOS MENSUALES Y PROMEDIO ANUAL..... 14

TABLA 1.4. PRECIPITACIÓN MEDIA MENSUAL Y MULTIANUAL (MM) EN LA ESTACIÓN EL COCA..... 16

TABLA 1.5. BALANCE HÍDRICO - ESTACIÓN COCA..... 21

TABLA 1.6. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA DEL RÍO JANDIAYACU..... 25

TABLA 1.7. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA DEL RÍO RUMIYACU..... 26

TABLA 1.8. CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA DEL RÍO TIPUTINI..... 26

TABLA 1.9. HIDROMETRÍA DEL ÁREA AUCA..... 28

TABLA 1.10. ANÁLISIS QUÍMICO..... 29

TABLA 1.11. FLORA SILVESTRE EN EL ÁREA AUCA..... 32

TABLA 1.12. INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS – PARROQUIA DAYUMA..... 43

TABLA 1.13. ESTADÍSTICAS DE EDUCACIÓN – PARROQUIA DAYUMA..... 44

TABLA 1.14. ESTADÍSTICAS DE SALUD – PARROQUIA DAYUMA..... 45

TABLA 2.1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LAS ESTACIONES AUCA CENTRAL Y SUR EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007, EN BARRILES..... 53

TABLA 2.2. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007..... 55

TABLA 2.3. ESTADO DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA - ABRIL DEL 2007..... 57

TABLA 2.4. PRODUCCIÓN POR TIPO DE LEVANTAMIENTO – ÁREA AUCA, EN BARRILES POR DÍA..... 58

TABLA 2.5. PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DIARIA DE FLUIDO MOTRIZ PARA EL SISTEMA POWER OIL, EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007..... 58

TABLA 2.6. PRODUCCIÓN Y REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA AUCA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2007, EN BARRILES. 59

TABLA 2.7. SISTEMA CONTRA INCENDIOS - ESTACIÓN AUCA SUR 72

TABLA 2.8. SISTEMA CONTRA INCENDIOS - ESTACIÓN AUCA CENTRAL 73

TABLA 2.9. ESTADO DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA 73

TABLA 3.1. NIVELES DE CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA 100

TABLA 3.2. CRITERIOS PARA LA CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA EN LAS ESTACIONES. 101

TABLA 3.3. CRITERIOS PARA LA CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA EN LOS POZOS. 103

TABLA 3.4. CRITERIOS PARA LA CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA EN LÍNEAS DE FLUJO. 104

TABLA 3.5. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA DEL RECURSO HÍDRICO A LA INDUSTRIA PETROLERA 104

TABLA 3.6. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA GEOTÉCNICA Y GEOLÓGICA A LA INDUSTRIA PETROLERA 105

TABLA 3.7. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA SOCIOECONÓMICA A LA INDUSTRIA PETROLERA 106

TABLA 3.8. NIVELES DE CALIFICACIÓN DE LA VULNERABILIDAD 106

TABLA 3.9. CRITERIOS PARA CALIFICAR A LA VULNERABILIDAD DEL RECURSO HÍDRICO. 107

TABLA 3.10. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD DE FAUNA Y FLORA EN ECOSISTEMAS TERRESTRES 107

TABLA 3.11. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD GEOMORFOLÓGICA Y SUELO 108

TABLA 3.12. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD DE FAUNA Y FLORA EN SISTEMAS ACUÁTICOS. 109

TABLA 3.13. CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD DEL MEDIO ANTRÓPICO 109

TABLA 3.14. TABLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL RIESGO. 110

TABLA 3.15. CALIFICACIÓN DE LAS AMENAZAS LOS EQUIPOS EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN 114

TABLA 3.16. CALIFICACIÓN DEL LA AMENAZA DE LOS POZOS QUE APORTAN A LA ESTACIÓN AUCA CENTRAL, INCLUIDAS SUS LÍNEAS DE FLUJO 115

TABLA 3.17. CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA DE LOS POZOS QUE APORTAN A LA ESTACIÓN AUCA SUR, INCLUIDAS SUS LÍNEAS DE FLUJO. 117

TABLA 3.18. CALIFICACIÓN DE LA AMENAZA DE LOS POZOS DE LA ZONA AUCA SUR 1-2-3-4, INCLUIDAS SUS LÍNEAS DE FLUJO. 118

TABLA 3.19. REPORTES DE DERRAMES EN EL AÑO 2007 – ÁREA AUCA 121

TABLA 3.20. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 1 130

TABLA 3.21. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 2 131

TABLA 3.22. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 3 132

TABLA 3.23. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 4 133

TABLA 3.24. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 5 134

TABLA 3.25. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 6 135

TABLA 3.26. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 7 136

TABLA 3.27. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 8 137

TABLA 3.28. TIEMPO DE VIAJE DE LA MANCHA Y DE REACCIÓN EN ZONA 9 138

TABLA 4.1. FUNCIONES DE LA BRIGADA DE ATENCIÓN INMEDIATA..... 163

TABLA 5.1. EQUIPO REQUERIDO PARA EL CONTROL DE DERRAMES EN RÍOS CON ANCHO DE 2 A 5 M Y PROFUNDIDAD DE 0.3 A 0.5 M..... 237

TABLA 5.2. EQUIPO REQUERIDO PARA EL CONTROL DE DERRAMES EN RÍOS CON ANCHO DE 5 A 15 M Y PROFUNDIDAD DE 0.5 A 1 M..... 240

TABLA 5.3. EQUIPO REQUERIDO PARA EL CONTROL DE DERRAMES EN LOS RÍOS RUMIYACU Y TIPUTINI. 243

TABLA 5.4. EQUIPOS EXISTENTES PARA EL CONTROL DE DERRAMES EN LA BODEGA DE LA UNIDAD DE PROTECCIÓN AMBIENTAL (UPA) – ÁREA AUCA..... 248

TABLA 5.5. STOCK DE MATERIAL DE CONTINGENCIA - BODEGA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL (PAM) AUCA CENTRAL 249

TABLA 5.6. EQUIPOS DE CONTINGENCIAS REQUERIDO POR LA UPA – CAMPO AUCA 250

TABLA 5.7. MATERIALES DE CONTINGENCIAS REQUERIDO POR LA UPA – CAMPO AUCA..... 251

TABLA 5.8. EQUIPOS CONTRA INCENDIOS EXISTENTES: ESTACIÓN AUCA CENTRAL 259

TABLA 5.9. EQUIPOS CONTRA INCENDIOS EXISTENTES: ESTACIÓN AUCA SUR 260

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE..... 4

FIGURA 2.1. UBICACIÓN DE LA PROVINCIA DE ORELLANA EN LA REGIÓN AMAZÓNICA49

FIGURA 2.2. UBICACIÓN DEL CANTÓN FRANCISCO DE ORELLANA EN LA PROVINCIA DE ORELLANA 49

FIGURA 2.3. UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA EN LA REGIÓN AMAZÓNICA..... 50

FIGURA 3.1. 112

FIGURA 3.2. INTERRELACIÓN AMENAZA – VULNERABILIDAD RIESGO……..113

FIGURA 3.3. INTERRELACIÓN AMENAZA DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN – VULNERABILIDAD DEL ENTORNO - RIESGO 113

FIGURA 3.4. INTERRELACIÓN AMENAZA DEL ENTORNO – VULNERABILIDAD DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN - RIESGO 113

FIGURA 4.1 ORGANIGRAMA OPERACIONAL DEL CAMPO AUCA..... 155

FIGURA 4.2. ORGANIGRAMA OPERACIONAL DE LA SUPERINTENDENCIA DISTRITO AMAZÓNICO..... 156

FIGURA 4.3. NIVELES ORGANIZACIONALES EN BASE A LA CALIFICACIÓN DEL RIESGO (RESPUESTA ESCALONADA DE LA CONTINGENCIA. 157

FIGURA 4.4. COMPETENCIAS DE LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN Y DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y/O SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA EL CONTROL DE LAS CONTINGENCIAS 158

FIG. 4.5. ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES NIVEL 1 162

FIGURA 4.6. ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES NIVEL 2..... 164

FIGURA 4.7. ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES NIVEL 3..... 165

FIGURA 4.8. ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES NIVEL 4..... 167

FIGURA 4.9. SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE PETROPRODUCCIÓN..... 168

FIGURA 5.1. TETRAEDRO DEL FUEGO..... 252

FIGURA 5.2. TIPOS DE EXTINTORES..... 258

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1.1. FLUCTUACIONES DE LA TEMPERATURA..... 15

GRÁFICO 1.2. PRECIPITACIÓN MENSUAL 17

GRÁFICO 1.3. RÉGIMEN DE LLUVIAS ESTACIÓN COCA 18

GRÁFICO 1.4. HUMEDAD RELATIVA MEDIA MENSUAL – ESTACIÓN COCA 19

GRÁFICO 2.1. PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO DEL ÁREA AUCA EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007..... 53

GRÁFICO 2.2. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS EN LA ESTACIÓN AUCA CENTRAL DURANTE EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007..... 56

GRÁFICO 2.3 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS EN LA ESTACIÓN AUCA SUR DURANTE EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2007..... 56

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A1. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 269

ANEXO A2. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 270

ANEXO A3. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA PISCINAS EN AUCA CENTRAL. 271

ANEXO A4. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 272

ANEXO A5. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 273

ANEXO A6. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL RECURSO HÍDRICO PARA PISCINAS EN AUCA SUR. 274

ANEXO A7. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 275

ANEXO A8. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 276

ANEXO A9. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA PISCINAS EN AUCA CENTRAL. 277

ANEXO A10. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 278

ANEXO A11. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 279

ANEXO A12. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA GEOMORFOLOGÍA Y SUELOS PARA PISCINAS EN AUCA SUR. 280

ANEXO A13. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 281

ANEXO A14. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 282

ANEXO A15. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA PARA PISCINAS EN AUCA CENTRAL. 283

ANEXO A16. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 284

ANEXO A17. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA PARA PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 285

ANEXO A18. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DE LA FLORA Y FAUNA PARA PISCINAS EN AUCA SUR. 286

ANEXO A19. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 287

ANEXO A20. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; EN PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL. 288

ANEXO A21. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; PARA PISCINAS EN AUCA CENTRAL. 289

ANEXO A22. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR..... 290

ANEXO A23. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; EN PLATAFORMAS, POZOS Y DUCTOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR. 291

ANEXO A24. ANÁLISIS DE AMENAZA, VULNERABILIDAD Y RIESGO DEL MEDIO ANTRÓPICO – SOCIEDAD CIVIL; PARA PISCINAS EN AUCA SUR..... 292

MAPAS……293

RESUMEN

La explotación de hidrocarburos está sujeta a riesgos y contingencias naturales o humanas, que ponen en peligro a las personas involucradas en las diferentes etapas de producción, a las instalaciones petroleras y al medio biótico presente en la zona donde se realiza la actividad hidrocarburífera.

Por ello se deben identificar todos los elementos implicados en las posibles contingencias, así como las áreas ambientalmente más sensibles a sufrir daños que puedan afectar a las personas, a la actividad hidrocarburífera y al entorno. Por esta razón el presente proyecto tiene como objetivo principal el Actualizar el Plan de Contingencias del Área Auca, con el cual se logrará tener una fuente de información de primera mano para actuar en casos de contingencias.

Este proyecto inicia con una Descripción de la Línea Base la cual incluye la información del medio biótico, estudios geológicos, geomorfológicos, hídricos, climáticos y sociales de la zona de estudio. El estudio continúa con la Descripción del Área operativa, en la cual se describen las instalaciones hidrocarburíferas presentes en el área de estudio.

Luego se realizó un recorrido al campo con el objetivo de verificar la ubicación de los puntos de control existentes y, determinar los nuevos puntos de control en donde sean necesarios. Se realizó el procesamiento de datos con la información recopilada del campo, para esto se usó el análisis de riesgo como herramienta principal así como el análisis de las amenazas y vulnerabilidades.

Con estos resultados se establecieron las posibles soluciones mediante el diseño de Programas de Contingencias, los cuales contienen lineamientos básicos necesarios a tomar ante cualquier situación de peligro.

Finalmente se determinaron las necesidades de provisión de equipos y maquinarias necesarias para enfrentar de manera eficaz cualquier tipo de contingencia que se pueda generar en las estaciones y líneas de producción del Área Auca.

PRESENTACIÓN

La Empresa Estatal Petrolera PETROECUADOR a través de su filial Petroproducción tiene a su cargo la exploración, explotación y producción hidrocarburífera del Área Auca en el Distrito Amazónico.

Por su naturaleza, la explotación y transporte de hidrocarburos generan situaciones que pueden en determinadas circunstancias poner en peligro a los elementos que rodean a la actividad petrolera; tales como: la infraestructura, el medio circundante, las actividades agroproductivas y sociales de las personas que habitan en el área y; en algunos casos puede poner en peligro la salud y la vida humana.

El objetivo general de la “Actualización del Plan de Contingencias para las Actividades Hidrocarburíferas en el Área Auca”, es disponer de un instrumento técnico en el plano operativo, organizacional y administrativo, que permita enfrentar eventuales derrames de petróleo, incendios, explosiones, u otras contingencias aplicando eficaces acciones de control de las emergencias, para proteger áreas de importancia ambiental localizadas en la zona de influencia de las instalaciones del área.

El presente Proyecto de Titulación, ofrece un conjunto de procedimientos, guías, lineamientos y líneas de acción para enfrentar situaciones de emergencia como derrames, incendios y/o explosiones, que puedan presentarse en las Estaciones de Producción, líneas de flujo y líneas de transferencia. En su elaboración se han seguido los lineamientos contemplados en el marco legal e institucional vigente en el Ecuador referente a la prevención, control y atención de emergencias. Esto, acorde con la política de producción petrolera sin contaminación y de conservación del entorno ambiental que sigue la Estatal Petrolera Petroproducción.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA BASE

1.1 OBJETIVO

El objetivo general del Plan de Contingencias para el Área Auca es disponer de un instrumento técnico en el plano operativo, organizacional y administrativo que permita enfrentar eventuales contingencias por derrames de petróleo, incendios y/o explosiones, aplicando eficaces acciones y medidas de control de las mismas con la finalidad de proteger zonas de importancia ambiental localizadas dentro del área de influencia de su infraestructura hidrocarburífera.

Objetivo acorde con los principales postulados de la actividad petrolera por parte de la filial Petroproducción concerniente en la preservación de su infraestructura, recursos naturales y, principalmente, la vida humana del Área Auca.

1.2 METODOLOGÍA

La metodología empleada para describir la Línea Base (Diagnóstico Ambiental) de este Proyecto de Titulación se sustenta según lo establecido en la Guía Metodológica, Art. 41, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo No 1215 (más conocido como RAOHE).

Para la descripción de la Línea Base del Área Auca se consideraron datos obtenidos de los Campos Auca Central y Sur, ya que los Campos Yuca, Yulebra, Culebra y Anaconda forman parte del Área Yuca, y; el Campo Cononaco forma parte del Área Cononaco – Tigüino tal y como lo señalan anteriores estudios de Impacto Ambiental preparados por y para Petroproducción.

La base técnica de los aspectos mencionados en la descripción de la Línea Base se fundamenta en el estudio realizado por la Consultora PLANISOC Cía.

Ltda. en el “Plan de Contingencias Campo Auca” preparado entre los años 2000-2001. Línea Base que será actualizada ya que los aspectos ambientales son cambiantes con el tiempo y, también, se han incorporado nuevos pozos a la producción del campo.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA AUCA

1.3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área está situada hacia el Sur de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca). Dentro de las coordenadas geográficas siguientes: 00º 36’ 00” y 00º 46’ 00” de Latitud Sur; 76º 50’ 00” y 76º 57’ 00” de Longitud Occidental. Área que se la determinó considerando la posición más extrema de los pozos petroleros perforados al momento por Petroproducción en los cuatro puntos cardinales del Área Auca.

1.3.2 UBICACIÓN POLÍTICA

El área de estudio se localiza dentro de la jurisdicción del cantón Fco. de Orellana, provincia de Orellana. El Plan de Contingencias abarcará el Campo Auca, integrado por las estaciones Central y Sur.

1.3.3 ANÁLISIS DETALLADO

La Línea Base incorpora la evaluación detallada de la situación actual de los componentes ambientales que integran a los Medios Físico, Biótico y Antrópico (Social y Cultural).

1.4 MEDIO FÍSICO

1.4.1 GEOLOGÍA

1.4.1.1 Objetivo

Describir las características geológicas - geotécnicas locales y zonales del Área Auca.

1.4.1.2 Descripción

La Cuenca Oriental ecuatoriana forma parte del conjunto de cuencas sedimentarias “back arc” o “trasarco” que se extiende desde Venezuela hasta Argentina y que separa el cinturón orogénico Andino del Cratón Sudamericano; tiene una extensión aproximada de 100000 Km^2. La Cuenca Oriente está limitada al norte (Colombia) por el umbral o saliente de Vaupés, al sur (Perú) por el arco de Contaya, al este por el escudo Guayano - Brasilero y al oeste por la Cordillera de los Andes; en el Perú la cuenca toma el nombre de Cuenca del Marañón y en Colombia Cuenca del Putumayo.

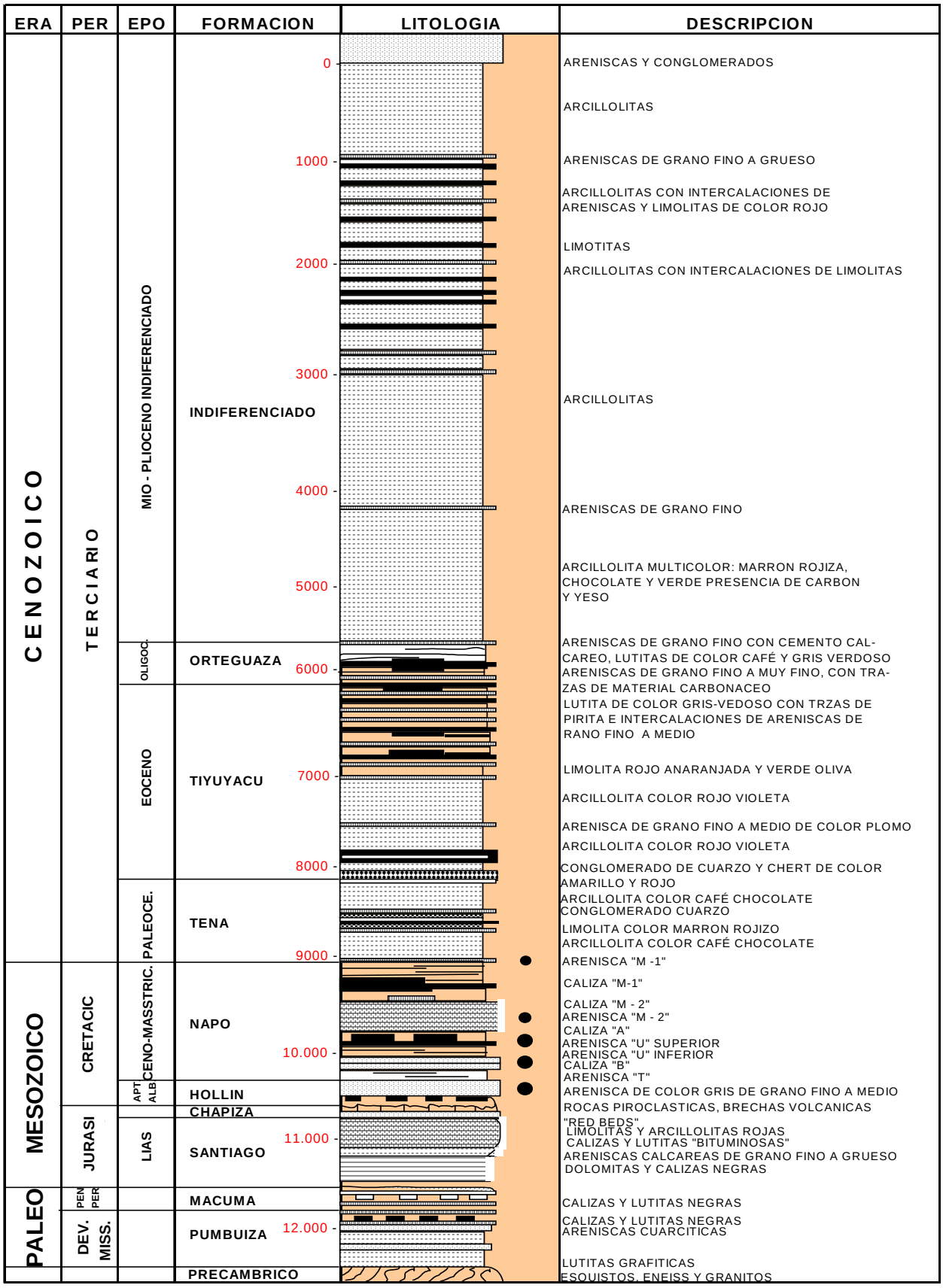
La Cuenca Sedimentaria Oriental Ecuatoriana, donde se localiza el Área Auca, a nivel regional, está constituida por una estratigrafía que va desde el Precámbrico al Cuaternario representado por rocas de origen metamórfico, ígneo, sedimentario y depósitos superficiales fluviales.

Los suelos son de colores amarillo rojizo y la vegetación bascosa con algunas áreas de pasto y cultivos.

1.4.2 ESTRATIGRAFÍA

En la Figura 1.1 se muestra la Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente.

Figura 1.1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente



FUENTE: Petroproducción

A continuación se describen las formaciones geológicas presentes en la zona de estudio.

1.4.2.1 Formación Arajuno

Esta formación se presenta al occidente del Área Auca. La formación Arajuno aflora en los flancos del levantamiento Napo – Galeras, se compone de una secuencia de arenas y areniscas de grano grueso y fino de color pardo y algunos conglomerados e intercalaciones discontinuas de arcillas bentoníticas

Está conformada por rocas volcánicas del Jurásico, rocas sedimentarias del Cretácico, Terciario y Cuaternario.

1.4.2.2 Formación Chambira

Está presente al noreste del área de estudio, es una secuencia no fosilífera de gran espesor (1 a 1.5 Km) de sedimentos clásticos gruesos. Consiste básicamente de un abanico de Pie de Monte y de sedimentos fluviales depositados durante una intensa erosión de la cordillera al oeste de la región amazónica con disposición heterogénea y variable.

La parte inferior (primeros 400 mts) está compuesta por arcillas rojas y de areniscas de grano medio a grueso, comúnmente conglomeráticas intercaladas de lutitas y con presencia de restos vegetales.

El tope de la formación está estructurado por conglomerados gruesos y cascajo.

1.4.2.3 Formación Mesa

Ubicada al norte y al sur del área de estudio, se trata de depósitos de Pie de Monte caracterizados por secuencias de estratos métricos de arcillas y areniscas tobáceas con varios horizontes de conglomerados gruesos de tipo torrencial.

Se presentan afloramientos de areniscas azuladas de origen tobáceo con intercalaciones de horizontes de arcillas y lutitas verde-azuladas; las areniscas presentan feldespatos. Los estratos están cubiertos por suelos arcillosos de alteración residual. La intensa meteorización de la arenisca la transforma en arcillas caolinizadas muy plásticas de color azulado.

1.4.2.4 Depósitos Aluviales Cuaternarios

Representan los depósitos superficiales: terrazas aluviales, especialmente del sistema hídrico de la subcuenca del río Tiputini, Tiguano y Rumiyacu. Los aluviales son depósitos clásticos sueltos (arenas y limos), formados a lo largo del cauce del río Tiputini y sus afluentes principales. Las terrazas aluviales formadas en los ríos Tiputini, Tiguano y Rumiyacu y sus afluentes se caracterizan por estar constituidas de material clástico fino: arenas, limos y arcillas.

1.5 GEOMORFOLOGÍA

1.5.1 OBJETIVO

Identificar, clasificar y ordenar las formas del relieve.

La geomorfología del área esta representada por un sector de colinas y ondulaciones correspondientes a las vertientes inferiores de las mesas y por valles y terrazas indiferenciadas.

1.5.2 FENÓMENOS DE GEODINÁMICA INTERNA

1.5.2.1 Tectónica

El Área Auca está asociado al ambiente tectónico del sistema de piedemonte oriental que involucra las fallas del borde de la Cordillera Oriental de Colombia y a las fallas del Frente Subandino del Ecuador, que constituyen el frente de empuje de la placa Sudamericana limitando y controlando el levantamiento andino del período del Eoceno con actividad persistente hasta la actualidad. Morfológicamente se definen varios segmentos de falla que limitan a las más

importantes zonas morfoestructurales de los subandes: el levantamiento Napo, la Cordillera del Cutucú, la Cordillera de Nambija y probablemente la del Cóndor; se trata de fallas principalmente con orientación N-S con excepción de la de Mera que muestra un trazado hacia el oeste.

1.5.2.2 Sismología

En el Ecuador continental se tienen dos ambientes generadores de sismos destructivos; el primero se localiza entre el contacto de las Placas Nazca Sudamericana y al Norte se podría sumar un posible contacto con la placa de Cocos. El segundo corresponde a las fallas o segmentos tectónicos activos que se localizan en el interior del país.

Localmente, los eventos sísmicos asociados a los segmentos anteriormente anotados se presentan en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Eventos Sísmicos Históricos

AÑO	MES	DIA	MAGNITUD (RICHTER)	PROFUNDIDAD (KM)	INTENSIDAD MAXIMA	OBSERVACIONES
1541	04	-	-	-	?	Segmentos del sistema: Chingual-Cayambe-Baeza-Reventador
1797	03	18	-	-	5k	
1914	05	-	-	-	?	
1955	03	11	6.2	-	8k	
1964	01	31	4.6	-	-	
1975	10	29	4.1	-	-	
1978	01	10	4.0	-	-	
1980	01	03	-	-	-	
1980	05	08	-	-	-	
1985	03	05	6.5	-	9k	
1980	03	10	4.5	99	-	Segmentos del sistema activo: Payamino-Cascales
1983	05	19	5.7	23	6k	

FUENTE: PLANISOC CIA. LTDA.; 2001

1.5.2.3 Riesgos de Sismicidad

El estudio del riesgo sísmico dentro del área de influencia se sustenta en información de estudios anteriores realizados por entidades especialistas en esta materia.

Apoyado en la documentación cartográfica, topográfica, geológica, geomorfológica, y realizando su interpretación, se puede decir que no existen lineamientos marcados que den indicios de la presencia de estructuras tectónicas como: fallas, fracturas, diaclasas de importancia; así como también en los mapas geológicos regionales no se reportan fallas geológicas activas que puedan dar origen a eventos sísmicos. Por lo tanto, para el área de Auca, de acuerdo a la información existente, no se ha registrado sismos con epicentros locales.

Como ya se señaló anteriormente, en forma regional, el sistema de fallas que pueden ser las que generen actividad tectónica son: el sistema de fallas transcurrentes dextrales Chingual que se localiza en el flanco oriental de la Cordillera Real y el sistema de fallas de sobrecorrimiento del Frente Andino (Segmento: Baeza – Reventador y falla inversa: Payamino – Cascales).

De la información que se tiene, estos sistemas de fallas pueden crear sismos superficiales que son muy destructivos. El sistema Chingual es el más importante y el de mayor actividad de la región, que al actuar este sistema, puede reactivar a las fallas del Frente Subandino.

El sismo del 5 de marzo de 1985 es atribuido al sistema de fallas Chincual, con magnitud 6.1 y 6.9, y que es uno de los grandes eventos registrados instrumentalmente en los flancos de la cordillera.

El sistema de fallas de corrimiento del Frente Subandino es el responsable del levantamiento Napo y de las elevaciones del campo Bermejo, al cual se le atribuye el sismo del 5 de marzo de 1887 así como al sismo del 19 de mayo de 1983 donde su magnitud fue de 5.7. También se reporta un sismo ocurrido el

19 de mayo de 1985 de magnitud estimada 6, al norte de la falla Payamino – Cascales.

Revisando en Mapa Sismotéctónico del Ecuador, el área de Auca se lo puede ubicar en una zona de sismisidad baja; en la que los sismos, en caso de ocurrir, serán profundos por lo que su amenaza será baja.

Los daños a producirse serán en los taludes de corte efectuados en las vías de acceso y en los taludes de las plataformas bajos condiciones críticas climáticas, deforestación, altura de cortes altos e inclinaciones no adecuadas.

1.5.2.4 Volcanismo

El riesgo volcánico está ligado a la presencia de volcanes activos o potencialmente activos que se localicen en el entorno del Área Auca. Al respecto, para ver si este riesgo estaría presente, se ha analizan los materiales que afloran el área para verificar si son de origen volcánico y, bajo esta consideración, se concluye de que no hay ningún tipo de estructura volcánica y materiales ligados a este; por lo que el riesgo de la amenaza volcánica relacionada a flujos de lava, flujos de lodo o lahares es nula.

En forma regional, los volcanes que se ubican en las partes altas son: Reventador, Antisana, Cotopaxi, Sumaco, Chalupas, Cerro Negro y Pan de Azúcar; que en el caso de ocurrir actividad alguna de los volcanes, y de ser explosivos (flujos piroclásticos), de colapso o avalancha, sus productos que pueden ser flujos de lodo o lahares descenderían por las partes más bajas o cuencas hidrográficas más importantes, los mismos que al ingresar a la cuenca amazónica pierde su velocidad por la disminución de la pendiente y se depositan en formas de abanicos aluviales.

El río Napo, que se encuentra al oeste del Área Auca, constituye una barrera hidrológica natural en caso de una actividad volcánica, por lo que los materiales arrastrados seguirán este curso impidiendo que entre a la zona de estudio; únicamente el río sufrirá un aumento de caudal y el sedimento que transporta

en suspensión se depositaría en sectores de topografía suave como terrazas, planicies y llanuras al norte del Auca.

1.5.2.5 Movimientos de Tierra

Los movimientos de tierra o deslizamientos son fenómenos naturales por medio de los cuales se manifiesta la inestabilidad de las pendientes naturales o artificiales.

Los factores que manifiestan la estabilidad de los taludes son: condiciones geomorfológicas, lito-estratigráficas, geo-estructurales, climáticas e hidrogeológicas.

De acuerdo a las consideraciones realizadas, se cree que, el tipo de riesgo natural referente a deslizamientos, el factor que tiene mayor influencia es el relieve, y tomando en cuenta que en las unidades existentes las pendientes son mínimas, se puede decir que estos no son factores que favorezcan al movimiento de terreno.

Las precipitaciones en el área son uniformes, así como también las características geológicas son semejantes, por lo que con fines de zonificación en cuanto a la ocurrencia de movimientos de terreno no se lo toma como referencia.

1.6 SUELOS

1.6.1 OBJETIVO

Clasificar los tipos de suelos y establecer su calidad.

1.6.2 DESCRIPCIÓN

Los suelos tienen dos orígenes. En las áreas colinadas y onduladas de las vertientes inferiores de las mesas tienen como material parental a sedimentos de areniscas grises de origen volcánico denominadas grauwacas y los de los

valles y terrazas indiferenciadas son de depósitos limosos y arcillosos de origen fluvial.

Dadas las condiciones de alta pluviosidad y temperatura se produce una lixiviación de las bases, principalmente calcio, magnesio, sodio y potasio, con predominio de hidrógeno y aluminio que producen toxicidad y bajan el pH; siendo estos muy ácidos, así su fertilidad natural es baja.

Están sometidos a procesos erosivos y movimientos en masa en las áreas de fuertes pendientes o en los lugares donde el hombre ha intervenido talando el bosque original. Además de lo anterior, al desaparecer la materia orgánica, estos suelos se degradan fácilmente. En igual forma se ha determinado su degradación por efecto de la contaminación petrolera.

Los suelos de los valles y las terrazas indiferenciadas muestran ciertos procesos en su evolución. Tienen arcillas tipo 1:1 halloysita y caolinita, y algunos de los sectores pantanosos, procesos de gleysación donde el pH es ácido y son de baja fertilidad. Por efecto de las actividades antrópicas, al igual que los anteriores, al desaparecer la materia orgánica se produce el lavado de los nutrientes con fácil degradación y, al estar localizados en las partes bajas, son los más afectados por la contaminación hidrocarburífera.

1.7 COBERTURA VEGETAL

1.7.1 OBJETIVO

Establecer el uso actual del suelo en función de la cobertura vegetal de las áreas de influencia de la infraestructura hidrocarburífera implementada en el Área Auca.

1.7.2 USO DEL SUELO

El relieve del Área Auca está conformado por colinas medianamente disectadas, áreas planas bien drenadas y áreas inundables. El uso actual del suelo en el área de influencia está representado en su mayor porcentaje (61%)

por bosque secundario intervenido con 20629 Ha; el segundo uso en importancia es para cultivos permanentes como café, plátano, cacao y frutales combinado con árboles en el 33% (cerca de 11000 Ha). El tercer uso es pastos (gramalote y alemán) con 1400 Ha que representa el 4%. El uso para cultivos anuales como yuca y maíz representa el 2%.

En sus fincas los colonos practican actividades agrosilvopastoriles, donde los cultivos más importantes son café, cacao y yuca; cultivos que son practicados como modelos de subsistencia económica. Como actividad productiva complementaria se tiene la ganadería mixta; actividad que resulta poco rentable debido a las condiciones sanitarias y de manejo alimentario deficitario, así como de razas de baja adaptabilidad y productividad.

Entre los cultivos y en las áreas de pasturas se observa que los colonos han dejado especies arbóreas que no representan interés comercial alguno, aunque sirven para brindar sombra a la ganadería existente. Las especies más dominantes de estas áreas alteradas son: *Ochroma pyramidale* (especie que es de rápido crecimiento en lugares abiertos), *Jacaranda copaia, Cecropia, Inga edulis, Vismia macrophylla, Terminalia oblonga, Pouruma bicolor, Pachira aquatica, Cordia alliodora, Ficus, Virola sp, Artocarpus altilis*. Entre las especies de palmas se observa *Astrocaryum chambira, Oenocarpus bataua, Bactris gasipaes,* entre las más representativas.

1.7.2.1 Tipos de Bosques

En la tabla 1.2 se detallan las principales especies de flora existentes en el Área Auca:

Tabla 1.2. Flora existente en el Área Auca

Especie	N. Común	Familia
Protium sp.		Burseraceae
Irartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Naucleopsis sp.		Moraceae
Zanthoxylum sp.	Tachuelo	Rutaceae
Cecropia herthae	Guarumo	Cecropiaceae
Cecropia herthae	Guarumo	Cecropiaceae
Miconia sp.		Melastomataceae
Inga sp.	Guabo	Mimosaceae
Protium sp.	Copalilol	Burseraceae
Oenocarpus bataua		Arecaceae
Inga sp. 2		Mimosaceae
Clarisia sp.		Moraceae
Ceiba pentandra	Ceibo	Bombacaceae
Iriartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Laetia sp.		Flacourtiaceae
Iriartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Grias neuberthii	Soda	Lecythidaceae
Otoba sp.	sangre de gallina	Myristicaceae
Tovomita weddelliana		clusiacaea
Guarea sp.	Colorado	Meliacaea
Cedrelinga cateniiformis	Chuncho	Mimosaceae
Cecropia sp.		Cecropiacae
Perebea guianensis		Moraceae
Tapirira sp.		
Ireartea deltoidea		Anacardiaceae
Virola sp.		Lauraceae
Tovomitopsis membranacea	coco	Myristicaceae
Cecropia sp.		Clusiaceae
Cecropia sp.		Cecropiaceae
Ireartea deltoidea		Cecropiaceae
Dacryodes sp.	Pambil	Arecaceae
Minquartia guianensis		Burseraceae
Ireartea deltoidea	Barbasco	Olacaceae
Grias neuberthii	Pambil	Arecaceae
Oenocarpus bataua	Soda	Lecythidaceae
Vochysia sp.		Arecaceae
Celtis sp.		Vochysiaceae
Miconia sp.		Ulmaceae
Psycotria sp.		Melastomataceae

FUENTE: Planisoc Cía. Ltda., 2001

1.8 CLIMATOLOGÍA

1.8.1 OBJETIVO

Clasificar al área de estudio dentro de las formaciones bio – climáticas.

1.8.2 PARÁMETROS CLIMATOLÓGICOS

La Amazonía Ecuatoriana se localiza dentro de la faja ecuatorial, lo que hace que los parámetros meteorológicos a nivel global estén influenciados por el desplazamiento anual de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), del Ecuador Térmico, la Vaguada del Sur y el Desplazamiento Anual del Ciclón Térmico de la Amazonía.

El clima de la Amazonía Ecuatoriana, y en especial del Área Auca, está determinado por la incidencia de factores Meteorológicos cuya fluctuación depende de la ubicación geográfica, la topografía, el tipo de cobertura vegetal, y la época del año; y que de conformidad con su grado de influencia, han caracterizado las diferentes variables climáticas de la región en estudio.

En la tabla 1.3 se presenta el resumen de los parámetros climatológicos de la Estación El Coca por ser la más cercana al área de estudio y representativa.

Tabla 1.3. Resumen de los Parámetros Meteorológicos Mensuales y Promedio Anual

COCA AEROPUERTO (1981 - 2006)													
PARAMETROS	**EN**	**FE**	**MA**	**AB**	**MA**	**JU**	**JU**	**AG**	**SE**	**OC**	**NO**	**DI**	**ANUAL**
TEMPERATURA MAXIMA	36,7	37,0	36,5	36,4	36,2	34,7	35,2	37,1	37,5	38,2	36,6	36,3	35,7
TEMPERATURA MEDIA	27,3	26,9	26,6	26,4	26,3	25,6	25,4	26,3	27,0	27,3	27,1	27,3	26,6
TEMPERATURA MINIMA	18,6	18,0	19,0	18,1	18,6	16,2	15,1	16,8	16,2	18,5	18,0	19,0	18,6
HUMEDAD	77,0	79,0	81,0	81,0	81,0	81,0	80,0	77,0	76,0	76,0	78,0	77,0	79
NUBOSIDAD (%)	6,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0
PRECIPITACION	179,1	242,5	303,9	304,2	330,5	310,1	251,4	173,0	219,7	279,4	299,0	254,5	262,3

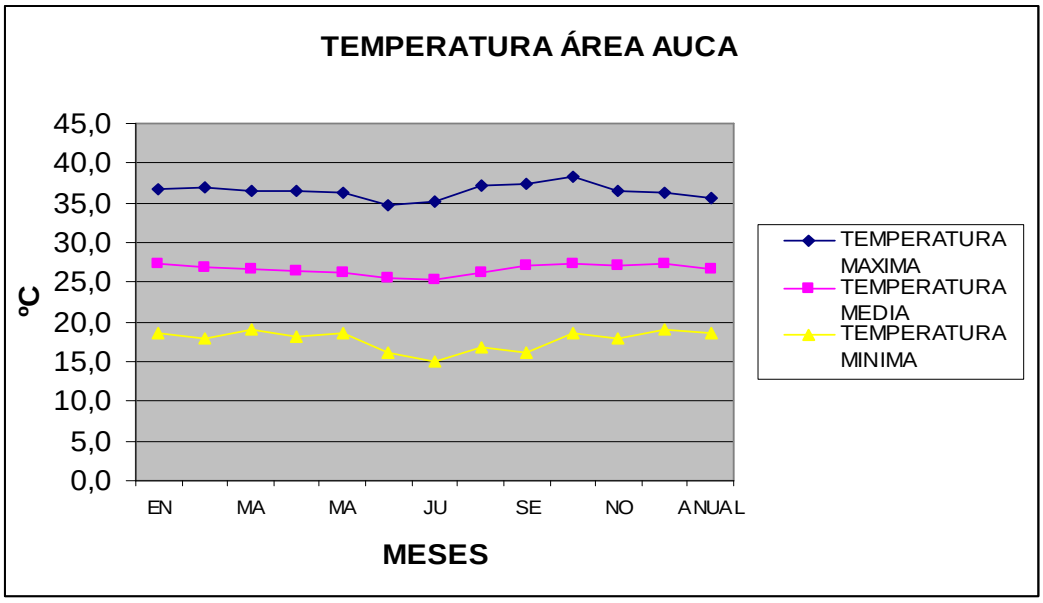
FUENTE: Dirección de Aviación Civil

1.8.3 TEMPERATURA

La temperatura media anual registrada es de 26.6 ℃ . La oscilación es de 23.1 ºC entre el mes más cálido 38.2 ºC (octubre) y el mes más frío 15.1 ºC (julio).

En el gráfico 1.1 se presenta la fluctuación de la temperatura en el Área Auca

Gráfico 1.1. Fluctuaciones de la Temperatura



REALIZADO POR: Astudillo Bayron

FUENTE: Datos de la Tabla 1.3

1.8.4 PRECIPITACIÓN

Para el estudio de la precipitación se utilizó la información de la estación de El Coca. Información que permitió realizar gráficos de variación y régimen de la precipitación.

La distribución espacial de la precipitación en la amazonía se debe a que las masas de aire con alto contenido de humedad son arrastradas por los vientos alisios y locales con componente sur-este, al ascender por efecto orográfico forzado se condensa y precipita; parte de esta humedad penetra por los encañonados y depresiones orográficas logrando llegar hasta el callejón interandino, donde precipita.

En la tabla 1.4 se muestran datos relativos a las precipitaciones registradas por la Estación El Coca, tomada como representativa de la zona de estudio.

Tabla 1.4. Precipitación Media Mensual y Multianual (mm) en la Estación El Coca

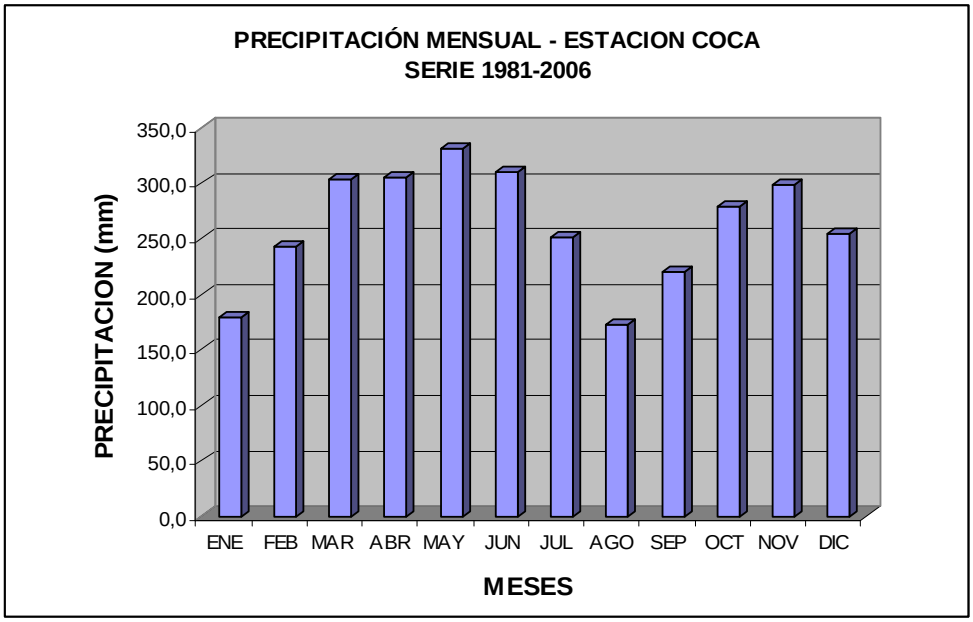
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1981	63	109,9	169,5	173,3	183,9	142,2	311	143	370,9	304,6	169	146,6	2286,9
1982	52,5	224,1	277,6	236,8	347,2	205,4	201,2	135,2	194,3	71,2	249,2	123,4	2318,1
1983	83,5	341,2	85,8	262,8	201,7	143,4	194,1	73,2	88,4	188,5	88,7	222,1	1973,4
1984	130,3	205,2	276,5	81	82,8	87	49,5	47,7	61,4	168,7	323,5	33	1546,6
1985	128,3	183	143,6	113,7	68,5	241,1	231,3	156,4	236,3	247,5	227,6	222,1	2199,4
1986	126,3	160,8	197,9	213,4	420,2	229,4	215,9	182,1	175	313,7	297,9	318,7	2851,3
1987	225,6	309,5	241,8	270,9	229,2	350,3	365,7	138,7	203,6	237,6	308,3	338,5	3219,7
1988	156,8	258,7	164,1	413,7	207,7	308,6	74,2	147,7	164,5	176,5	384,4	243,4	2700,3
1989	235,2	211,8	420,5	409,2	378,3	427,2	286,7	180,3	753	307,7	299,2	68,2	3977,3
1990	169,4	210,9	508,9	328,9	314,1	360,8	201,3	170,4	168,8	306,1	244	267,8	3251,4
1991	52,2	237,2	329	357,3	210,5	359,8	285,4	62,6	136,9	183,6	269,9	134,8	2619,2
1992	59,9	146,5	230,1	305,5	298,4	233,2	241,9	315,2	338,1	231,7	292,3	215,3	2908,1
1993	159	324,9	444,1	373,3	270,2	191	353,3	371,3	258	371,5	298,7	255,2	3670,5
1994	281,9	155,1	259,7	263,3	449	343	271,1	141,2	193,9	307,6	255,3	406,3	3327,4
1995	90,5	47,3	291,9	199,9	322,8	373	186,8	211,9	201,4	296	322,7	260,5	2804,7
1996	228,2	318,7	167,2	383	315,1	193,9	296,5	249,3	105,7	250,4	354,1	188,6	3050,7
1997	292,8	377,8	288,9	254,7	478,8	288	184,6	121	179,1	304,3	324,7	273,5	3368,2
1998	303,2	251,4	312,3	300,9	416	553,4	309,1	273,6	101,4	488,5	400,8	287,8	3998,4
1999	394,6	503,3	508,2	480,4	300,1	522,7	326	135,4	300,2	274,4	292,6	392,8	4430,7
2000	218	269	281,7	329,1	634,7	493,7	265,6	217,4	243,7	291	266,9	275,3	3786,1
2001	210,2	158,3	385,5	315,7	495,5	301,8	264,2	172,4	329,6	420,8	337,5	393,1	3784,6
2002	187,5	240,4	408	344,8	438,7	388,9	354,5	87,3	128,9	407,5	459,3	314,7	3760,5
2003	212,6	207,8	298,7	384,4	445,4	474,5	186,1	204,1	188,2	311,4	434,8	346,3	3694,3
2004	73,8	45,2	451,9	291	603,8	308,8	474,3	115,6	170,3	172,8	345,4	177,2	3230,1
2005	191,7	537,2	190,1	456,3	309,2	179,3	206,4	175,9	153,2	298,8	262,4	427,2	3387,7
2006	328,4	269,4	567,7	366,2	170,8	362,1	198,6	268,3	267	331,3	265,5	284,8	3680,1
Máx	394,6	537,2	567,7	480,4	634,7	553,4	474,3	371,3	753,0	488,5	459,3	427,2	753,0
Mín	52,2	45,2	85,8	81,0	68,5	87,0	49,5	47,7	61,4	71,2	88,7	33,0	33
Media	179,1	242,5	303,9	304,2	330,5	310,1	251,4	173,0	219,7	279,4	299,0	254,5	3147,1

FUENTE: Dirección de Aviación Civil

Evaluando la cantidad de precipitación registrada, con una media multianual de 3147.1 mm, a la zona se la considera como de pluviosidad alta.

En el Gráfico 1.2 se muestra la distribución de la precipitación promedio mensual; elaborado con los datos de la tabla 1.4.

Gráfico 1.2. Precipitación mensual



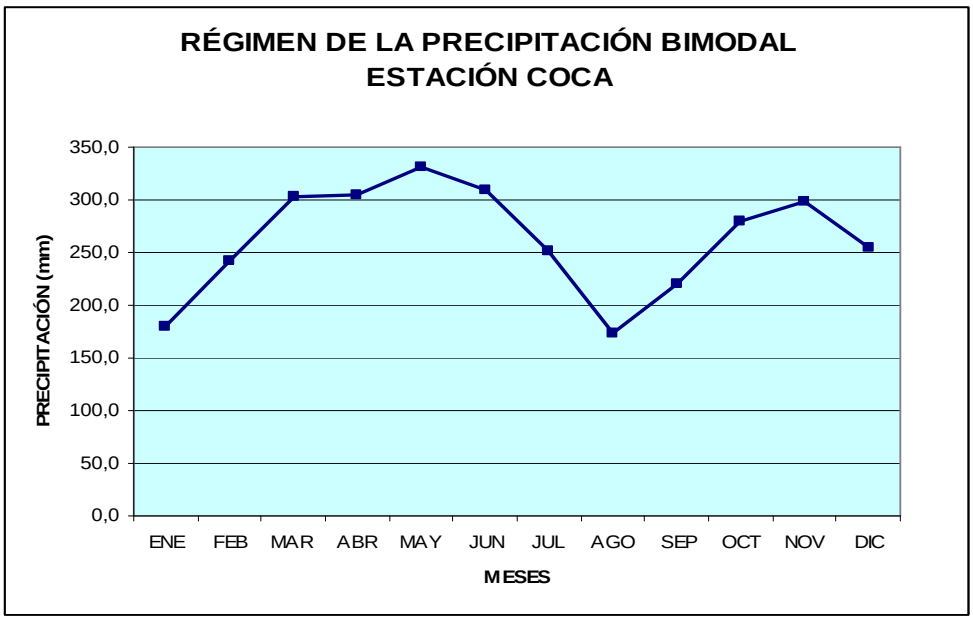
REALIZADO POR: Astudillo Bayron

FUENTE: Datos de la Tabla 1.4

La precipitación se distribuye a lo largo de todo el año con un gran máximo en los meses de mayo - junio y el segundo máximo en los meses de octubre - noviembre. Un primer mínimo en los meses de enero - febrero y un segundo mínimo en el mes de agosto; por lo tanto, el flujo anual de la precipitación es de carácter bimodal (con dos máximos y dos mínimos).

En el Gráfico 1.3 se muestra el flujo anual de precipitación de la zona en estudio sobre la base de los datos de la Estación El Coca.

Gráfico 1.3. Régimen de Lluvias Estación Coca



REALIZADO POR: Astudillo Bayron

FUENTE: Datos de la Tabla 1.4

El flujo anual de la precipitación en la estación de referencia se realizó mediante el análisis espectral de la distribución anual de la precipitación, deduciéndose que existen marcadas fluctuaciones en la caída de la precipitación como se lo comentó en párrafos anteriores.

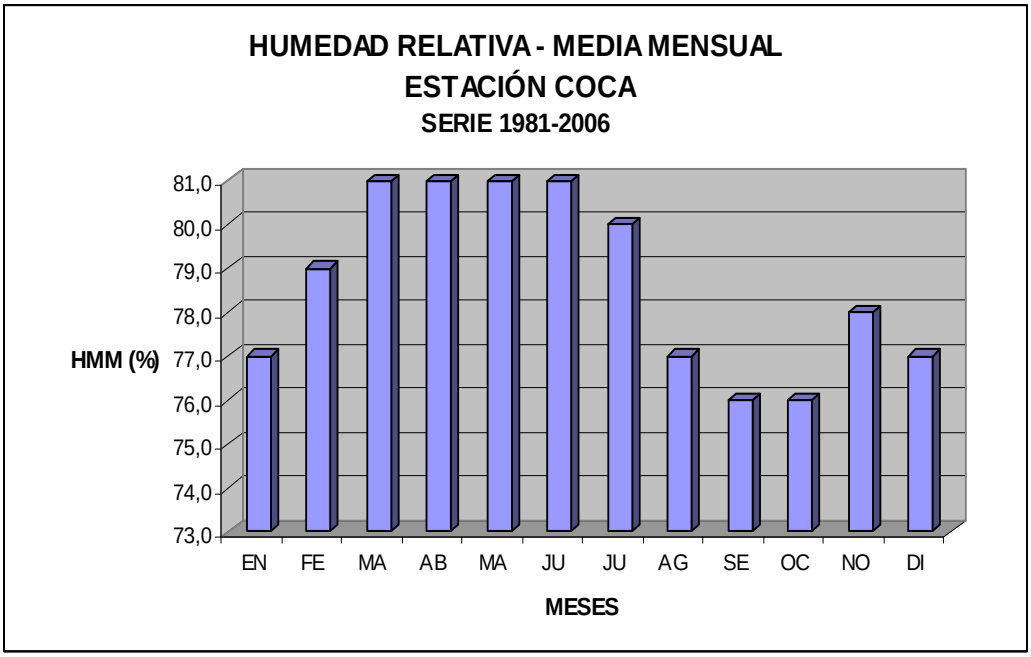
1.8.5 HUMEDAD RELATIVA

La zona amazónica del Área Auca se caracteriza por su alta humedad relativa durante todo el año.

Los valores medios mínimos y máximos fluctúan entre 76% en las épocas relativamente secas (menos lluviosa) y el 81% en la época más lluviosa del año, para un valor promedio anual de 79%.

En el Gráfico 1.4 se muestra las variaciones de la humedad relativa mensual.

Gráfico 1.4. Humedad Relativa Media Mensual – Estación Coca



REALIZADO POR: Astudillo Bayron

FUENTE: Datos de la Tabla 1.3

1.8.6 NUBOSIDAD

En la amazonia ecuatoriana la cantidad de nubosidad es alta durante todo el año y fluctúa entre 5/8 - 7/8 en las partes bajas de la amazonía ecuatoriana, que sería el caso del Área Auca.

Cabe recalcar que estos valores de nubosidad se consideran como una nubosidad normal.

1.8.7 VIENTO

Es el movimiento de las masas de aire con relación a la superficie terrestre, por lo general se entiende como la componente horizontal de este movimiento; esta componente se determina con la ayuda de instrumentos estacionarios (ane-mómetros, veletas, etc.). En el concepto de viento se pueden establecer magnitudes numéricas de su velocidad, expresadas en m/seg, Km/hora, nudos, etc. y la dirección de donde sopla el viento. Para caracterizar la dirección del

viento se puede simbolizar rumbos (8 rumbos), o sus ángulos correspondientes, los mismos que son horizontales al vector de su velocidad.

En la zona de estudio la velocidad y dirección del viento se mide en unos casos y se estima en otros a diez metros sobre la superficie con anemógrafos y veletas para obtener la información. Para el análisis de los registros de viento, por cuanto la cobertura vegetal de la Amazonia se ubica por sobre los 25-30 m de la superficie y los vientos se miden a 10 m sobre la superficie, no se tomaron en cuenta los valores medios mensuales sino los vientos más frecuentes (con las mayores frecuencias) o más recurrentes, de aquí se desprende que las partes bajas y medias (altitud entre los 280 y 1000 msnm) se caracterizan por vientos de poca magnitud entre 2 y 3 m/seg.

1.8.8 EVAPORACIÓN Y EVAPOTRANSPIRACIÓN

También es un parámetro que da un criterio cabal del entorno natural, se analiza la evapotranspiración potencial y la evapotranspiración real; entendiéndose por evapotranspiración la condición de evaporación de la superficie y la transpiración vegetal; parámetros calculados en base a la cantidad de precipitación y al índice calórico, dando como resultado que se tiene una evapotranspiración anual de 889.1 mm.

1.8.9 BALANCE HIDROMETEOROLÓGICO

El conocimiento de la precipitación y de la evapotranspiración potencial (cantidad máxima posible de evaporación y transpiración vegetal) de un lugar determinado, permite establecer el balance hídrico anual. Los elementos climáticos que intervienen en el cálculo son independientes entre si: la precipitación pluvial, que constituye la fase de transferencia del agua de la atmósfera al suelo abasteciendo de humedad al mismo y la fase opuesta que constituye el proceso conocido como evapotranspiración, que viene a ser el retorno del agua a la atmósfera como resultado de la evaporación y de la transpiración vegetal.

El resumen se presenta en la tabla 1.5.

Tabla 1.5. Balance Hídrico - Estación Coca

BALANCE HIDRICO - ESTACION COCA (1981 - 2006)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TEMPERATURA ºC	27,3	26,9	26,6	26,4	26,3	25,6	25,4	26,3	27,0	27,3	27,1	27,3	26,6
Indice Calórico	12,6	12,3	12,3	12,1	11,7	11,2	11,1	11,7	12	12,2	12	12,5	143,7
ETP mm	141	122	134	124	120	105	106	120	123	132	123	139	1489,0
Precipitación mm	179,1	242,5	303,9	304,2	330,5	310,1	251,4	173,0	219,7	279,4	299,0	254,5	3147,1
(P-ETP)	57	121	125	214	167	204	131	59	77	168	166	92	1581,0
Suma (P-ETP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Almacenaje	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1200,0
Var. Almacenaje	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Evapot. Real	141	122	134	124	120	105	106	120	123	132	123	139	1489,0
Déficit de Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Exceso de Agua	57	121	125	214	167	204	131	59	77	168	166	92	1581,0

FUENTE: Dirección de Aviación Civil

En la Amazonía Ecuatoriana, y consecuentemente en el Área Auca, los valores de evapotranspiración potencial coinciden con los de evapotranspiración real y se encuentran muy por debajo de los valores de precipitación registrados.

La precipitación es mayor que la evapotranspiración durante todo el año, por lo que siempre habrá exceso de agua.

La evapotranspiración oscila entre los 1300 - 1500 mm.

1.8.10 BIOCLIMA

De acuerdo a la metodología propuesta por ***Thornthwaite*** y fundamentado en la eficiencia térmica de la zona de estudio, el clima es de tipo **"Megatérmico Perhúmedo"** con exceso de humedad durante todo el año; la vegetación es de tipo **Bosque Lluvioso**.

Con la finalidad de dar un sentido práctico a la zonificación climática de la amazonía ecuatoriana, se calcula el índice hidrotérmico conocido como Coeficiente Hidrotérmico de Seleanynov (C.H.T.); este índice se fundamenta en

las necesidades hídricas de las plantas y tiene completa relación con la clasificación climática propuesta por Thotnthwaithe.

CALCULO DEL COEFICIENTE HIDROTERMICO (C.H.T.)

LOCALIDAD	TEMP.	PRECIP.	C.H.T.
Palmeras Unidas	913	3847.3	4.2
Limoncocha	913	3068.4	3.4
El Coca	932	3507.2	3.8

Para poder interpretar los resultados del C.H.T., se consideran las siguientes ponderaciones válidas para la faja ecuatorial.

C.H.T.	ABASTECIMIENTO DE HUMEDAD
Mayor que 2.5	Extremadamente húmedo
De 1.5 a 2.5	Suficientemente húmedo
De 1.0 a 1.5	Sin suficiente humedad
De 0.8 a 1.0	Semi-árido
De 0.6 a 0.7	Seco
De 0.3 a 0.5	Muy Seco

De los resultados de este análisis se desprende que la zona de estudio se ubica en una sola zona climática bien marcada: la Zona **"Extremadamente Húmeda"**.

1.9 HIDROLOGÍA

1.9.1 OBJETIVO

Identificar y caracterizar los principales cursos de agua localizados en el área de influencia de las actividades hidrocarburíferas implementadas en el Área Auca.

Es necesario conocer la cantidad de agua mínima disponible en las fuentes de abastecimiento y en los cuerpos receptores, que son las condiciones hídricas mínimas de funcionamiento. También es necesario conocer la persistencia del caudal, el caudal medio y los caudales máximos para el estudio de riesgo de inundación.

Además de la cantidad y frecuencia del flujo, se debe conocer la calidad del agua, los sedimentos en suspensión y en arrastre y la capacidad de socavación lateral del curso de agua.

1.9.2 METODOLOGÍA

El factor hidrológico en el ambiente amazónico es afectado por fenómenos naturales y por la explotación petrolera, tal es el caso de las correntadas e inundaciones provocadas por las crecidas de régimen natural y extraordinario, los taponamientos, obstrucción o eliminación del drenaje natural; el arrastre de sólidos en suspensión, por deslizamientos instantáneos debidos a la erosión del suelo deforestado; a la construcción de vías, plataformas, campamentos; y, fundamentalmente, la variación de la calidad físico-química del agua por derrames de agua de formación, lodos, derrames de petróleo en las fases de explotación y transporte, derrames de productos químicos, derrames de combustibles, vertido de desechos sin tratamiento en los campamentos y también la presencia de fertilizantes y herbicidas en las áreas colonizadas.

Estos eventos han provocado cambios del régimen natural de la escorrentía y cambios de la calidad del agua, por lo que el aspecto hidrológico es muy importante en la realización del presente estudio.

Para formar series de caudales se utiliza la lluvia para aplicar un modelo lluvia-caudal que además exige otros datos de entrada como son: las características geomorfológicas, el tipo de suelos, el tipo de cultivos o de vegetación.

Los caudales de crecidas se determinan por el método racional previo al cálculo del parámetro intensidad - duración frecuencia de lluvia.

La delimitación de las cuencas, subcuencas y microcuencas se efectúa en las cartas geográficas del IGM. Para cuencas más grandes se deriva el Hidrograma Unitario (HU) con el modelo (HIDRO 1).

1.9.3 CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL: HIDROGRAFÍA

El área de la cuenca fluvial del río Napo que drena la zona que ocupa el Área Auca se halla constituida por una red de esteros y pantanos que se forman dentro de la misma. Sus afluentes más notables son: el río Jandiayacu que se origina en la llanura amazónica al interior del Área Auca; el río Rumiyacu que se origina en la llanura amazónica hacia el oeste del área; y, el río Tiputini que se origina hacia el sureste del área y la atraviesa en dirección Oeste – Este. Estos ríos son dependientes de la precipitación fluvial de la zona.

Consecuentemente, se han definido tres zonas de escurrimiento o subcuencas hidrográficas: la subcuenca del río Jandiayacu, la subcuenca del río Rumiyacu y la subcuenca del río Tiputini.

El río Jandiayacu recorre una longitud aproximada de 2 Km, mientras que los ríos Rumiyacu y Tiputini recorren una longitud aproximada de 10 Km.

1.9.3.1 Cuenca del Río Jandiayacu

La cuenca del río Jandiayacu tiene sus orígenes en el noreste del Área Auca, a una altura superior a los 300 msnm, con la presencia de un aporte importante que atraviesa cerca a la vía en la plataforma del pozo 4. Forma en unión del río Curiyacu el río Indillama que descarga sus aguas hacia el Norte en el río Napo. El recorrido de los mismos se realiza por bosques terciarios en territorio colonizado.

Son cauces totalmente sinuosos con la presencia de vegetación y troncos en su lecho y orillas, lo cual impide la navegación fluvial. Las velocidades de los ríos varían de los 0.048 m/s en los pequeños esteros hasta los 0.210 m/s en el río

Jandiayacu. Presentan pendientes variables por la presencia de zonas pantanosas variables de 0.00012 hasta 0.0026 en cruces de vías.

Tiene una área total de aportes aproximada de 3.5 Km^2 hasta el cruce de la vía, con las características que se muestran en la tabla 1.6.

Tabla 1.6. Características de la Cuenca del Río Jandiayacu.

CUENCA	AREA DE LA CUENCA	PENDIENTE DE LA CUENCA	LONG. CAUCE PRINCIPAL	PENDIENTE CAUCE PRINCIPAL
RIO	Km^2		Km	
Afluente Río Jandiayacu	2.6	llano	1.2	0.00080
Río Jandiayacu	3.5	llano	1.6	0.00106

FUENTE: Planisoc Cía. Ltda., 2001

1.9.3.2 Cuenca del Río Rumiyacu

Cuenca hidrológica de importancia en el Área Auca, se encuentra en la parte central de la misma. Junto al cauce principal se desarrolla la población de Dayuma, por lo que este cauce sirve para descarga de las aguas servidas de esta población. La cuenca atraviesa terrenos boscosos y poco intervenidos por el hombre, aún conserva parte de la biodiversidad nativa de la zona. No cuenta con aportes importantes, únicamente el río Rumiyacu representa la mayor parte de la cuenca del mismo nombre; ver Tabla 1.7.

Tabla 1.7. Características de la Cuenca del Río Rumiyacu.

CUENCA	AREA DE LA CUENCA	PENDIENTE DE LA CUENCA	LONGITUD CAUCE PRINCIPAL	PENDIENTE CAUCE PRINCIPAL
RIO	Km^2		Km	
Rumiyacu	96.0	llano	19.0	0.00144

FUENTE: Planisoc Cía. Ltda., 2001

1.9.3.3 Cuenca del Río Tiputini

Es la cuenca hidrológica más importante del Área, en la parte sur. La cuenca atraviesa terrenos boscosos y poco intervenidos por el hombre, aún conserva parte de la biodiversidad nativa de la zona. No cuenta con aportes importantes, únicamente el río Tiputini representa la mayor parte de la cuenca del mismo nombre, transporta un caudal de aproximadamente 3.0 m^3/s en época de estiaje; ver tabla 1.8.

Tabla 1.8. Características de la Cuenca del Río Tiputini.

CUENCA	AREA DE LA CUENCA	PENDIENTE DE LA CUENCA	LONGITUD CAUCE PRINCIPAL	PENDIENTE CAUCE PRINCIPAL
RIO	Km^2		Km	
Tiputini	160.0	llano	40.0	0.00144

FUENTE: Planisoc Cía. Ltda., 2001

1.9.4 DETERMINACIÓN DE CAUDALES

Conocer la cantidad de agua medida o calculada que transporta el río en cada uno de los sitios de control establecidos.

La medición de caudales se realiza mediante el procedimiento de aforos con diferentes métodos como: con molinete, flotadores y volumétrico. El equipo utilizado lo integran: barras, escandallo, micromolinete y flotadores de madera. El cálculo se lo realiza mediante un programa en computadora, el que se fundamenta en la ecuación fundamental de la hidráulica:

$$Q = V \times A$$

La determinación del caudal por el método volumétrico se fundamenta en acumular en un recipiente graduado el flujo de agua y medir el tiempo que se requiere para obtenerlo. Es decir:

$$Q = \frac{Volumen}{Tiempo}$$

La determinación de caudales en puntos en los cuales no fue posible medirlos, se realizó mediante el procedimiento de integración de caudales en función al área de aportes y referencia de aforos en afluentes.

$$Q_2 = \frac{A_2}{A_1} Q_1$$

$$Q_n = Q_1 + Q_2 + ... + Q_{n-1}$$

Los caudales de los ríos del Área Auca están íntimamente ligados con la cuenca de aportes, el clima de la zona y la topografía. Relativamente son caudales pequeños a pesar de la presencia de una serie de esteros y pantanos existentes.

1.9.5 HIDROMETRÍA

La adquisición de datos de los diferentes cursos de agua del Área Auca para la elaboración del Plan de Contingencias es el paso primordial para su uso en el diseño de las acciones a seguir para el control de daños ecológicos y evitar que estos tengan consecuencias mayores e irremediables.

La medición de parámetros hidráulicos de los cauces como: caudal, velocidades, pendiente hidráulica, rugosidades, altura de agua, ancho de cauce, etc. son factores que deben ser determinados en el sitio mediante procedimientos apropiados y el equipo necesario para el efecto.

La tabla 1.9 presenta los valores determinados en cada uno de los sitios donde por facilidades de acceso ha sido posible determinar los parámetros hidráulicos de los esteros y ríos del Área Auca.

Tabla 1.9. Hidrometría del Área Auca.

NOMBRE	ANCHO (m)	PROFUNDIDAD (m)	VELOCIDAD (m)	CAUDAL (m^3/s)
JANDIAYACU	8	0.98	0.41	3.49
RUMIYACU	15.6	1.46	0.25	7.2
TIPUTINI	27.7	3.41	0.76	82.01

FUENTE: Ecuambiente Consulting Group

1.9.6 CALIDAD DEL AGUA

La disponibilidad de un recurso no puede evaluarse únicamente en términos de su abundancia o escasez relativa, sino también de su calidad, la que puede constituirse en limitante para usos específicos. La disponibilidad del recurso está íntimamente ligada a las características de la cuenca hidrográfica y de las alteraciones que en ella puedan ocurrir. Con los antecedentes mencionados se plantea el siguiente objetivo:

Determinar la calidad del agua de los esteros en el área de influencia directa de las actividades hidrocarburíferas desarrolladas en el Área Auca y que pueden estar siendo afectados por las mismas.

De acuerdo a la calidad del agua, en función de su uso, se determina su mejor aprovechamiento. Se tiene el siguiente análisis:

1.9.6.1 Río Jandiayacu

Este río se encuentra hacia el norte de la estación Auca Central. Presenta condiciones normales de componentes químicos como lo demuestra la tabla 1.10. El análisis bacteriológico muestra un incremento en la producción de coliformes probablemente debido a la amplitud de la cuenca.

1.9.6.2 Río Rumiyacu

Mantiene las mismas características anotadas para los anteriores cursos de agua, ver el cuadro de resultados.

1.9.6.3 Río Tiputini

Muestra tomada bajo el puente sobre la vía principal. El detalle más importante es el incremento del valor del pH, el resto de elementos muestreados no indican presencia de factores provenientes de la explotación petrolera.

En la tabla 1.10 se muestra el análisis químico para determinar la calidad del agua para los ríos antes mencionados. Estos resultados se basan en el estudio técnico que realizó la consultora PLANISOC Cia. Ltda. en el año 2001.

Tabla 1.10. Análisis Químico

NOMBRE		Río Jandiayacu	Afl. río Jandiay..	Afl. río Rumiyacu	Río Rumiyacu	Río Tiputini
ANALISIS FISICO QUIMICO						
pH		6,41	6,27	6,95	6,93	7,08
TURBIEDAD	NTU	2,90	2,30	1,70	4,80	5,52
SOLIDOS SEDIMENTABLES	ml/l	-	-	-	-	-
SOLIDOS TOTALES DISUELTOS	mg/l	22,0	23,0	43,0	34,0	27,0
ALCALINIDAD TOTAL	mg/l	26,0	29,0	32,0	27,0	21,0
DBO 5	mg/l		3,0	3,0		

		3,0			4,0	3,0
DQO	mg/l	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0
OXIGENO DISUELTO	mg/l	2,7	2,6	3,5	3,8	5,2
HIERRO	mg/l	0,7	0,5	0,5	0,6	0,5
NITROGENO ORGANICO	mg/l	-	-	-	-	0,09
CLORUROS	mg/l	5,0	4,0	7,5	4,6	5,0
SULFATOS	mg/l	-	-	1,0	-	-
AMONIACO	mg/l	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12
NITRITOS	mg/l	-	-	-	-	-
NITRATOS	mg/l	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
FOSFATOS	mg/l	0,06	0,05	0,10	0,06	0,05
ANALISIS BACTERIOLOGICO						
COLIFORMES TOTALES	NPM/100 ml	1.200	1.100	750	950	53
E COLI	NPM/100 ml	290	120	120	150	23

De acuerdo a la comparación de los resultados de Laboratorio con las normas vigentes, las aguas de los esteros analizados no son adecuadas para fuente de abastecimiento para consumo humano; siendo el proceso de potabilización a emplear de carácter convencional.

1.10 MEDIO BIÓTICO

1.10.1 OBJETIVOS

- Identificar a los ecosistemas terrestres conformados por la cobertura vegetal, fauna y flora.

- Identificar a las zonas sensibles, especies de fauna y flora únicas, raras o en peligro y potenciales amenazas a los ecosistemas.

1.10.2 COBERTURA FORESTAL

Sobre el hábitat general o global que tiene que ver con el área, ésta se encuentra determinada por un conjunto de constantes ambientales, que son: el clima, la geología y los suelos. En este contexto se registra el bosque como variable resultante que a la vez propicia la vigencia de otras variables coyunturales. En la práctica, suelen resumirse estas y muchas otras caracterizaciones de este hábitat con la expresión “bosque húmedo tropical”, a más de que se encuentran otras denominaciones alternativas como las siguientes: “selva pluvial macrotérmica de la Región Oriental o Hylea Amazónica”. Dentro de la cual se registran diversidad de familias botánicas como: *Lauràceas, Moráceas, Melastomatáceas, Rubiáceas, Bignoniáceas, Sapotáceas, Meliáceas, Gutíferas, Esterculiáceas, Bombacáceos, Burseráceas, Myristicáceas*, etc., Acosta Solís (1977).

1.10.3 FLORA SILVESTRE

1.10.3.1 Objetivo

Determinar las formaciones florísticas típicas de los distintos ambientes identificados.

La actividad agropecuaria existente en este campo ha transformado poco el paisaje típico de estas formaciones vegetales, constatándose mediante el trabajo de campo de la existencia de bosque intervenido en los alrededores de todo el campo, al igual que pequeñas manchas de bosque secundario en proceso de recuperación, especialmente en áreas cercanas a las instalaciones de los pozos petroleros, representadas por especies típicas de estas sucesiones, estas manchas de bosque generalmente alcanzan un dosel de entre 20 - 25 m. Entre las especies más representativas se tiene: *Vismia* sp, *Cecropia*, *Isertia*, *Palicourea*, *Virola*, *Oenocarpus bataua*, *Gustavia longgifolia*, *Miconia*, *Apeiba aspera*, *Pachira aquatica*, *Pseuldolmedia laevis*, *Naucleopsis*, *Sorocea*, *Meliosma*, *Celtis schippii*, etc.

En la tabla 1.11 se presenta la flora silvestre que caracteriza al Área Auca.

Tabla 1.11. Flora Silvestre en el Área Auca

Especie	N. Común	Familia
Protium sp.		Burseraceae
Irartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Naucleopsis sp.		Moraceae
Zanthoxylum sp.	Tachuelo	Rutaceae
Cecropia herthae	Guarumo	Cecropiaceae
Cecropia herthae	Guarumo	Cecropiaceae
Miconia sp.		Melastomataceae
Inga sp.	Guabo	Mimosaceae
Protium sp.	Copalilol	Burseraceae
Oenocarpus bataua		Arecaceae
Inga sp. 2		Mimosaceae
Clarisia sp.		Moraceae
Ceiba pentandra	Ceibo	Bombacaceae
Iriartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Laetia sp.		Flacourtiaceae
Iriartea deltoidea	Pambil	Arecaceae
Grias neuberthii	Soda	Lecythidaceae
Otoba sp.	sangre de gallina	Myristicaceae
Tovomita weddelliana		clusiacaea
Guarea sp.	Colorado	Meliacaea
Cedrelinga cateniiformis	Chuncho	Mimosaceae
Cecropia sp.		Cecropiacae

FUENTE: Planisoc Cía. Ltda., 2001

1.10.4 FAUNA SILVESTRE

1.10.4.1 Objetivos

- Evaluar la diversidad y número de especies existente en la zona.

- Determinar los grupos faunísticos típicos de los distintos ambientes identificados.

Los colonos de la zona no reportan la existencia efectiva, desde hace algún tiempo, de las siguientes especies de fauna silvestre en el área de estudio: *Tapirus terrestris* (danta), *Dicotyles pecari* (huangana), *Tayasuu tajacu* (sajino), Felis onca (jaguar), *Felis concolor* (puma), *Pteronura brasiliensis* (lobo de rìo), *Lutra incarum* (nutria), *Trichechus inunguis* (manatì), *Priodontes giganteus* (armadillo gigante), *Hydrochaeris hidrochaeris* (capibara), *Caimàn crocodilus* (yurac lagarto), *Paleosuchus palpebrosus* (yana lagarto), Melanosuchys niger (caimàn negro), varias especies del gènero *Ara* (guacamayos), *Pteroglossus* y *Ramphastos* (tucanes) y *Penelope jacquacu* (pava de monte).

En condiciones normales del hábitat global en esta área y territorios de su entorno, estas especies son indicadoras de que el hábitat está integrado debidamente y que sus funciones y procesos se realizan con regularidad. Sin embargo, el que no se registren las especies señaladas corrobora la calificación del hábitat actual en la forma que se realiza en la parte respectiva del presente estudio.

En forma muy correspondiente con la situación actual del hábitat de fauna silvestre, en esta área se encuentran con más frecuencia especies que con facilidad también se han acostumbrado a la intervención humana y más manifestaciones del desarrollo que él imprime. Posiblemente, en el caso particular de las aves, esta adaptación está establecida por la disponibilidad de alimento bien en los remanentes del bosque secundario o bien la regeneración natural de la vegetación en donde es posible o en los espacios disponibles.

Entre otras, las siguientes especies presentan esta condición:

Croptophaga ani (garrapatero), *Crotophaga sulcirostris* (garrapatero), *Psarocolius angustifrons* (cucupaccho/ chaguamango), *Melanerpes cruentatus* (pàjaro carpintero). *Picumnus aurifrons* (pájaro carpintero), *Aratinga leucophthalmus* (loro cara de perro), *Pionus menstruus* (catarnica), *Ramphastos cuvieri* (Diostedé pecho blanco), *Cyanolyca viridicyana* (pollo/ pollito), *Gymnomystax mexicanus* (colembra), *Coragyps atratus* (gallinazo) y *Columba sp* (paloma).

Dasypus novemcinctus (cachicambo), *Mazama sp.* (venado chonto), *Cuniculus paca* (guanta), *Felis wiedii* (tigrillo), *Dayprocta fuliginosa* (guatusa) y *Myoprocta pratti* (guantìn).

1.11 ÁREAS AMBIENTALMENTE SENSIBLES DEL ÁREA AUCA

En el Área Auca se tienen áreas que pueden ser afectadas por las actividades petroleras, con diferente intensidad. Siendo así que se han identificado zonas que tienen diferente sensibilidad.

Para el análisis se ha procedido a separar el componente social, el biológico y el hídrico. Donde cada uno ha sido identificado por separado y se ha definido los diferentes grados en que pueden ser afectados o modificados por las actividades relacionadas con la industria petrolera.

1.11.1 SENSIBILIDAD SOCIOECONÓMICA

La determinación de las áreas de sensibilidad socioeconómica se realiza mediante el cruce de información de las posibilidades de que ocurra una contingencia y que esta pueda afectar a las actividades económicas y/o sociales de las comunidades que se hallan distribuidas en la zona de operación del Área Auca; la sensibilidad estará directamente relacionada con el grado de afectación o daño que pueda darse en caso de ocurrir una contingencia.

1.11.1.1 Áreas de Sensibilidad Crítica

Se considera a aquellas zonas en las de los asentamientos poblacionales y donde se realiza la actividad agroproductiva, y que se encuentran ubicados en el área donde están las instalaciones petroleras, como son: plataformas de pozos, tuberías de conducción de crudo y otras instalaciones relacionadas con la actividad petrolera; estas áreas en caso de una contingencia serán evidentemente afectadas, produciéndose daños cuya magnitud estará en relación con la condición de la contingencia o desastre.

1.11.1.2 Áreas de Sensibilidad Alta

Se consideran áreas de sensibilidad alta a las zonas tanto de asentamiento de poblaciones como a las áreas cultivadas, las cuales están adyacentes a las instalaciones petroleras y la afectación que puedan recibir en caso de una contingencia; tiene una alta probabilidad de ser afectada, especialmente si estas son de una magnitud considerable.

1.11.2 SENSIBILIDAD AMBIENTAL

1.11.2.1 Sensibilidad Ambiental Media

Se consideran las áreas de cultivos que están alejadas de las instalaciones, no existe una relación directa con estas, no se encuentran cercanas a los cauces de agua, y cuya posibilidad de afectación en caso de una contingencia es poco probable y más bien esta pudiera ocurrir como un daño directo.

1.11.2.2 Sensibilidad Ambiental Baja

Son áreas alejadas de la zona de instalaciones en las cuales la afectación por efecto de una contingencia sería nula y únicamente podrían sufrir las consecuencias en forma indirecta, ya que no guardan relación directa con la actividad petrolera.

1.11.3 SENSIBILIDAD BIOLÓGICA

Esta ha sido definida en términos de la presencia de áreas de bosques, sean estos primarios o bosques secundarios, que están presentes en la zona de influencia de la actividad petrolera. Se hace la consideración que la afectación de una contingencia a los bosques. También incide sobre la fauna, cuyo hábitat está en las áreas cubiertas de vegetación arbórea, sea esta de primaria o de regeneración natural. Como la afectación está estrechamente relacionada con la cobertura vegetal, se ha tomado a esta como referente para establecer el grado de sensibilidad biológica.

1.11.3.1 Áreas de Sensibilidad Crítica

En el Área Auca existen algunas instalaciones petroleras que se encuentran ubicadas en áreas de bosques, en los cuales según el diagnóstico ambiental existe una biodiversidad de flora y fauna acorde con lo que ocurre en las áreas del bosque húmedo tropical, de manera que una contingencia que ocurra en las instalaciones referidas, afectará a la flora y fauna en forma directa.

1.11.3.2 Áreas de Sensibilidad Alta

Se considera a las zonas boscosas que están cercanas a las instalaciones petroleras y que en caso de ocurrir una contingencia de magnitud, el bosque podrá ser afectado directamente y por lo mismo la biodiversidad puede ser dañada.

1.11.3.3 Áreas de Sensibilidad Media

Se refiere a las áreas de bosques que no tienen una relación estrecha y directa con la actividad hidrocarburífera, pero que por la movilidad de la fauna, esta podría ser afectada como consecuencia de un accidente, especialmente si se trata de un derrame por la contaminación que esta acarrea.

1.11.3.4 Áreas de Sensibilidad Baja

Son zonas en las cuales los bosques primarios y secundarios están fuera del alcance de influencia directa, pero que tienen relación de intercambio debido a la movilidad propia de la fauna. En este caso la vegetación no será afectada, pero sí la fauna, especialmente las especies que requieren de amplios espacios para su sobrevivencia.

1.11.4 SENSIBILIDAD HÍDRICA

La sensibilidad del recurso hídrico constituye la mayor amenaza que se presenta en la zona del Área Auca, pues por las condiciones morfológicas, el

sistema de drenaje es complejo y los cursos hídricos principales forman parte del sistema hidrológico del área del parque Yasuní.

1.11.4.1 Áreas de Sensibilidad Crítica

Se considera a los cursos de los ríos que en caso de un derrame, este podrá contaminarlos afectando a la flora y fauna acuática del mismo. Por otro lado, estos cursos fluviales sirven de áreas de recreación y de explotación pesquera para la población de la zona y por ende tendrá una afectación también a las comunidades asentadas en las riveras de estos cursos

1.11.4.2 Áreas de Sensibilidad Baja

Se consideran con sensibilidad baja los sistemas de drenaje y la parte de las cuencas que están aguas arriba de la zona de influencia de la actividad petrolera, esto significa que la posibilidad de afectación es nula o muy remota.

1.12 ESPECIES EN PELIGRO DE EXTINCIÓN

A continuación se puntualizan varias consecuencias objetivas de la alteración del hábitat.

1.- La mayor parte de aves, mamíferos, reptiles y otros grupos de fauna silvestre, inclusive peces, se han refugiado en áreas vecinas del área de estudio con características similares del hábitat potencial.

Es probable, por no haber impedimentos en la continuidad del ambiente, que las poblaciones silvestres se situaron de preferencia en la cuenca de primer orden del Río Rumiyacu, en secciones no intervenidas por la colonización que tiene que ver con la población de Dayuma y Gran Puyango.
Lo mismo, o con más seguridad, debió haber ocurrido en las cuencas de primer orden del Río Tiputini.

2.- Se ha evidenciado disminución en las poblaciones de aves silvestres, en especial aquellas aves grandes que son útiles para resolver necesidades

inmediatas del hombre o que son muy sensibles a las perturbaciones ocasionadas por éste. Igual situación puede señalarse para los mamíferos, reptiles y peces.

Esta secuela se presenta en la medida de cómo ha avanzado la alteración del hábitat potencial en el área de estudio, lo que se produce dentro de las últimas cuatro décadas y en mayor grado con el auge de colonización agropecuaria y la exploración y explotación de petróleo en el Área Auca.

Cabe subrayar que, en especial, la disminución de las poblaciones de peces y más organismos bioacuáticos ha sido muy ostensible por efecto de los derrames de petróleo y el drenaje de las piscinas cuyos contaminantes llegan a los ríos y más cursos naturales permanentes e itinerantes de agua sea en forma directa o a través de la escorrentía superficial del agua de lluvia.

3.-Constituye también una forma de repercusión de la modificación del hábitat, la desaparición de especies de fauna silvestre y de peces que son requeridos por la gente para aprovisionarse de carne y otros elementos constitutivos comercializables lo que sin duda no es por causa únicamente de la actividad petrolera sino también de la cacería incontrolada y de la pesca practicada en todo el tiempo por métodos improcedentes e ilícitos.

Al respecto, cabe el siguiente análisis: si esta área se encuentra relacionada con la ciudad Francisco de Orellana por la carretera y con facilidades aceptables de transporte, es posible asegurar que de esta misma área se han extraído en las últimas décadas cantidades considerables de carne de monte, pues además existen muchos cazadores. Este hecho es irrefutable cuando también se puede constatar hasta ahora la oferta permanente de este producto en el mercado público y en los hoteles y residenciales de la ciudad de El Coca.
4.- Los colonos del área, con conocimiento fundamentado o no, afirman que la mayor parte del agua de los ríos y esteros que disponen es dañada o contaminada y que por ésta razón el uso por parte de la gente y del ganado vacuno se realiza con algún grado de desconfianza. Es más, se considera que por esta situación existen diferencias en el valor pecuniario de las fincas: valen

más aquellas que tienen vertientes propias de agua y al interior de los predios, y tienen menos precio las propiedades que no disponen de agua limpia en la forma indicada. Con respecto a la pesca, en particular se anota que esta se realiza en forma aceptable solamente durante pocos días del mes de Mayo y cuando los peces vienen arrastrados por las crecientes de los ríos y esteros, lo que al parecer tiene lógica en razón de que aguas arriba se encuentran cuencas de primer orden de los ríos Rumiyacu y Tiputini que aún no han sido colonizadas u ocupadas mayormente con actividades que destruyen el hábitat natural.

1.13 ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS Y CULTURALES DE LA POBLACIÓN QUE HABITA EN EL ÁREA DE INFLUENCIA

1.13.1 INTRODUCCIÓN

Se ha recabado información de campo en el Área Auca, SIISE e INFOPLAN; que ha sido seleccionando consideradas relevantes. La información se presenta en cuadros donde se contrasta la información disponible para Ecuador, región amazónica, la provincia y la parroquia. Esta secuencia de ámbitos territoriales permite mostrar de forma más clara la brecha que en términos de bienestar le separa a la parroquia del resto del país.

Se ha tomado la parroquia como el ámbito territorial de referencia, porque según las leyes ecuatorianas, la parroquia es el menor ámbito de gestión del territorio.

1.13.2 OBJETIVO

Determinar la situación socioambiental de las comunidades aledañas a las áreas de influencia de las actividades hidrocarburíferas desarrolladas en el Área Auca.

La incorporación de la Región Amazónica Ecuatoriana a la sociedad nacional no puede ser entendida sin analizar el papel fundamental del Estado, quien

asumió un rol protagónico a partir de 1941 por razones de seguridad nacional y por la percepción cada vez mayor de que la Amazonía, y sus recursos, debían ser incorporados al mercado nacional e internacional; y, a la necesidad de ampliar la frontera agropecuaria y minera a la economía.

El proceso de poblamiento acelerado de la Amazonía se inicia a partir de fines de la década del sesenta y comienzos de la del setenta, debido a la apertura de las carreteras construidas para la exploración y explotación petrolera. Adicionalmente, por los problemas de sequía de algunas provincias del país como: Loja, Manabí, Cañar y Azuay, que generaron un rápido proceso migratorio y de ocupación del territorio.

Uno de los parámetros de la dinámica nacional es el crecimiento de la población que refleja la configuración de la distribución espacial en el territorio. Hay ciertas áreas geográficas que se presentan como polos de atracción debido a las posibilidades productivas y de trabajo que ofrecen.

Estos procesos poblacionales en la región Amazónica han sido muy dinámicos que no se enmarca dentro de los parámetros y tendencias nacionales. Es una región que ha atraído gran cantidad de población migrante de diferentes lugares del país, así como de Colombia, especialmente en los últimos años por la guerrilla y los grupos paramilitares.

1.13.3 DESCRIPCIÓN DE LA PARROQUIA INVOLUCRADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

1.13.3.1 Población

En la política organizacional Dayuma se constituye legalmente como parroquia, el 13 de Junio de 1990. Se estima que la parroquia Dayuma tiene una población promedio de 11695 habitantes y existen 2240 familias de acuerdo con el censo realizado por el Presidente de la Junta Parroquial. En la cabecera parroquial vive aproximadamente el 20% de los pobladores. No existe otro conglomerado de tanta importancia; el resto de la población vive en sus fincas.

Esta población crece a una tasa del 8.73 % anual, la tasa de crecimiento para la provincia de Orellana es de 5.68 %. El promedio de crecimiento demográfico para la región amazónica es del 4.41 %, mientras el Ecuador crece al 2.10 %. Si bien la tasa de crecimiento es alta, lo es mayor aún la tasa de migración. La provincia de Orellana tiene una tasa de migración del 18.3 % mientras la región amazónica tiene una tasa de 8.77 %.

El territorio está ocupado mayormente por población colona, venidos de todo el país, pero especialmente de las provincias de Loja, Bolívar, Los Ríos, Esmeraldas y Manabí. Hay población indígena que vive en asentamientos ancestrales. Los colonos se han establecido a la par de la expansión de las vías construidas para las actividades petroleras, han ocupado áreas colindantes a ambos lados de la vía. Hay una profusa población ligada directa e indirectamente a la industria extractiva de petróleo.

La mayoría de fincas no tienen legalizadas las tierras, los colonos se encuentran agrupados en siete pre-cooperativas: El Cóndor, 24 de Mayo, Nueva Unión, Tiputini, Santa Esperanza, San Isidro y Justicia Social. El tamaño de las fincas varían entra las 50 y 40 hectáreas.

Hay muchos trabajadores sin empleo que están a la espera de una oportunidad de ser contratados. Algunos, mientras tanto, se ocupan de tareas agrícolas en calidad de asalariados, especialmente en la recogida de café.

1.13.3.1.1 Población Económicamente Activa

Según datos de INFOPLAN, la PEA está constituida por la población mayor de 10 años que interviene en la producción de bienes y servicios y se clasifica en ocupados y desocupados. En el área del proyecto no se determina con claridad la diferencia entre población económicamente activa e inactiva, en tanto los niños a partir de edades que posibilitan apoyo en la producción se incorporan a estos procesos, combinando en muchos casos asistencia al sistema escolar con actividades productivas.

1.13.3.1.2 Ramas de Actividad Económica

Un alto índice de la PEA se dedica a labores agropecuarias, así en la provincia de Orellana se ubica en el 51.52 %, porcentaje mucho más alto que el que corresponde a la región amazónica que es del 43.76 %; gran mayoría de la población está en actividades agrícolas y cría de ganado, aunque hay un número importante de trabajadores en la industria petrolera, algunos buscan oportunidades de trabajo en áreas colindantes, inclusive algunos trabajaban en el sur de Colombia cosechando coca; en crisis por la ejecución del Plan Colombia.

El sistema de producción local utiliza sistemas de trabajo familiar, vinculada a actividades agrícolas, ganaderas y de extracción de recursos del bosque; de acuerdo a las categorías que maneja el sistema estadístico nacional, el 90 % de la PEA son trabajadores por cuenta propia y eventualmente laboran como trabajadores asalariados en fincas vecinas que demandan mano de obra, en períodos de recolección de café y preparación de terrenos para nuevos cultivos. La mano de obra permanente bajo relación salarial alcanza aproximadamente el 7.5 %.

La participación de la mujer en la PEA alcanza el 29.7 %. Estos niveles demuestran que la participación de la mujer en actividades productivas está subvalorada, tanto en trabajos del hogar y en actividades de apoyo a trabajos agrícolas y cuidado de animales menores pues son consideradas como de carácter doméstico y no como productivas.

1.13.3.2 Servicios Básicos

1.13.3.2.1 Infraestructura y Servicios

Según la información proporcionada por INFOPLAN, en la tabla 1.12 se tienen los siguientes resultados:

Tabla 1.12. Infraestructura y Servicios – Parroquia Dayuma

Variables	Ecuador (%)	Región Amazónica (%)	Provincia Orellana (%)	Parroquia Dayuma (%)
Índice de infraestructura	55	47.55	42.12	42.5
Índice de vivienda	72.5	45.62	40.64	40.90
Viviendas con servicio de electricidad	89.7	64.5	52.95	5.68
Viviendas con servicio higiénico	65.2	35.7	30.31	9.97

FUENTE: INFOPLAN, 2004

- *Electricidad:* la población de la parroquia, tiene una cobertura de energía eléctrica del 5.68 %; es decir, un déficit del 94.32 %. En los sectores rurales no se cuenta con este servicio.
- *Servicio Telefónico:* este servicio cubre al 0.03 % de la población, con un déficit del 99.97 %. Las poblaciones cercanas a los pozos, en el 100%, no tiene servicio telefónico particular ni público; excepto las líneas que mantienen los campamentos con uso exclusivo para las actividades petroleras. La población cuando requiere de este servicio sale al Coca.
- *Vivienda con servicio higiénico:* en la parroquia solamente el 9.97 % de las casas tiene vivienda con servicio higiénico. En el sector rural no se cuenta con este servicio ni con pozos sépticos.

1.13.3.3 Educación

Según información presentada en la tabla 1.13 de los datos de INFOPLAN y del SIISE, las principales variables relevantes en el ámbito de educación que corresponden a la parroquia Dayuma de la Provincia de Orellana, son:

Tabla 1.13. Estadísticas de Educación – Parroquia Dayuma

Variables	Ecuador (%)	Región Amazónica (%)	Provincia Orellana (%)	Parroquia Dayuma (%)
Analfabetismo en % población de más de 15 años	9	9.3	9.19	8.63
Promedio años escolarización	7.3	6.2	5.87	5.26
Tasa neta de asistencia primaria	90.2	88.9	85.91	81.88
Tasa neta asistencia secundaria	44.9	36.6	31.7	22.1
Promedio escolaridad hombres	7.5	6.6	6.5	5.9
Promedio escolaridad mujeres	7.1	5.7	5.2	4.2

FUENTE: SIISE, 2007

Según las estadísticas del INEC, que toma como base el Censo de población del 2001, la tasa de analfabetismo de población mayor de 10 años en Dayuma alcanza el 7.39 %, porcentaje similar a la media del cantón Orellana que es de 7.34 %

1.13.3.4 Salud

Según la información proporcionada por INFOPLAN y el SIISE en la tabla 1.14 se tiene:

Tabla 1.14. Estadísticas de Salud – Parroquia Dayuma

Variables	Ecuador	Región amazónica	Provincia Orellana	Parroquia Dayuma
Índice de salud	56.75	49	39.97	32.7
Tasa de mortalidad infantil (en miles)	39.8	44.7	38	---
Desnutrición crónica de niños menores de 5 años en %	47.10	42	41.9	43.2
Desnutrición global de niños menores de 5 años en %	35	36.5	33.2	36.8
Hogares con saneamiento básico	36.9	20	8.4	00
Personal de salud por 10 000 hab.	37	13	5.2	00
Viviendas con agua potable en el interior	47.9	26	15.21	1.51

FUENTE: SIISE, 2007

El índice de salud de la parroquia Dayuma es de 32.7 % contra 39.97 % de la provincia de Orellana, ligeramente inferior al promedio regional de la región amazónica que es del 49 %.

1.13.3.5 Infraestructura de Educación y Salud

La atención primaria de salud, como práctica generalizada en el área rural, se realiza mediante medios naturales; esto es, sobre la base de los conocimientos de las familias. Cuando hay enfermedades que requieren mayor cuidado, se atienden en los botiquines o subcentros o en los centros de atención que mantiene las empresas o los servicios de la Iglesia Católica en las parroquias. Si las enfermedades se agravan, salen a Dayuma en donde existe un Subcentro de Salud o al Coca en donde la atención es más completa. Los partos cuando no son difíciles son atendidos por parteras del lugar.

En la parroquia hay un dispensario médico, El Rosario, auspiciado por los curas capuchinos y regentado por las hermanas mercedarias. Se encuentra en el Norte de la Parroquia y frente a la tubería de petróleo.

En la parroquia Dayuma existen 2 escuelas completas con 6 profesores y un director, la escuela Panecillo y la escuela de la comuna de Rumipamba. Dentro del Área Auca existen en promedio 20 escuelas con 580 alumnos, las que se encuentran más distantes de la carretera principal son llamadas entre los pobladores como escuelas particulares por cuanto el maestro es pagado con el esfuerzo de los padres de familia.

Existe un colegio presencial con 87 estudiantes, un colegio en la comuna de Rumipamba con 25 alumnos hasta tercer curso. Además, existe un colegio a distancia en la Cooperativa 8 de Abril, El Esfuerzo y la Asociación de Centros Shuar.

El ausentismo y la deserción estudiantil son marcados, esto se debe a la falta de recursos económicos y la necesidad que tienen las familias de que todos sus miembros trabajen y aporten para generar fuentes de ingreso para la alimentación y manutención del hogar.

1.13.3.6 Vías de Comunicación y Transporte

Para la realización de las actividades petroleras en el Área Auca se dispone de una red de carreteras constituidas de la siguiente forma: una carretera principal que discurre en dirección norte-sur, otras secundarias o ramificaciones transversales y además las carreteras de acceso a los pozos petroleros.

La carretera principal constituye una parte de la troncal y que sirve de enlace con los campos Armadillo, Cononaco, Tigüino y otros.

1.13.3.7 Pistas Áreas

También se dispone de una pista de aterrizaje para avionetas con capacidad hasta de 8 pasajeros, ubicada en la Estación Auca Central.

1.13.3.8 Organización Social

La organización más extendida de los colonos es el comité de padres de familia en los lugares donde existen escuelas y colegios, en segundo lugar se encuentran los clubes deportivos, cooperativas de producción agropecuaria y asociaciones de mujeres para huertos. Los indígenas se agrupan en comunidades que otorga representación absoluta a la directiva, esta es nombrada en asamblea.

1.13.4 PROGRAMAS DE CARÁCTER SOCIOAMBIENTAL

De acuerdo con el estudio de campo, mediante entrevistas socio económicos realizadas a los colonos y a las comunidades indígenas, la actividad petrolera ha generado un conjunto de ciertos efectos que les perjudican en sus actividades económicas y condiciones de vida. Uno de ellos, y quizás el más importante, se refiere a la contaminación de ríos y esteros.

La asistencia estatal en la zona es imperceptible y, como consecuencia, las condiciones de vida de la población son difíciles; pues carecen de la infraestructura social básica necesaria a la que todo grupo social tiene derecho.

Por las mencionadas razones, es pertinente la implementación de un plan tendiente a lograr el equilibrio social y ambiental de la población afectada por los efectos mencionados y, a la vez, ayudarla a impulsar su proceso de desarrollo.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA OPERATIVA

2.1 OBJETIVO

Realizar un análisis de los equipos e infraestructura petrolera instalado en el Área del Campo Auca; análisis tendiente a establecer las posibles causas de amenazas y vulnerabilidades de los equipos e instalaciones que pueden dar origen a riesgos de desastres, ya sea para la comunidad o el medio ambiente.

2.2 METODOLOGÍA

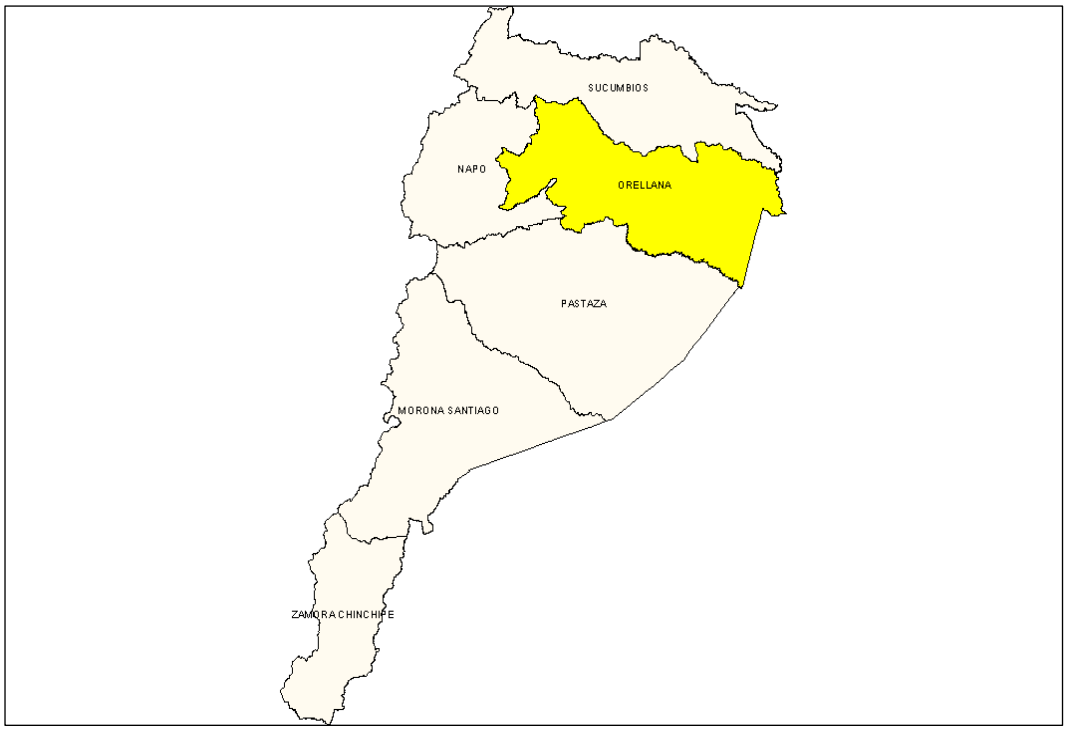
Se utilizó información actualizada de campo, proporcionada por PETROPRODUCCIÓN, acerca de la infraestructura hidrocarburífera implementada en el área (estaciones de producción, pozos, líneas de flujo) para las actividades de desarrollo y producción hidrocarburífera.

Así mismo se requirió de información secundaria producto de estudios ambientales existentes a la fecha de la realización del presente Proyecto de Titulación como: “Plan de Contingencias para el Campo Auca” preparado entre los años 2000 - 2001 por la Consultora PLANISOC Cía. Ltda., “Plan de Manejo Ambiental para el Campo Auca” preparado por la misma consultora en un estudio realizado para Petroproducción en Marzo del 2004 y como método de consulta el “Estudio de Impacto Ambiental del Programa Sísmico 3D Proyecto Auca” preparado por Ecuambiente Consulting Group.

2.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA

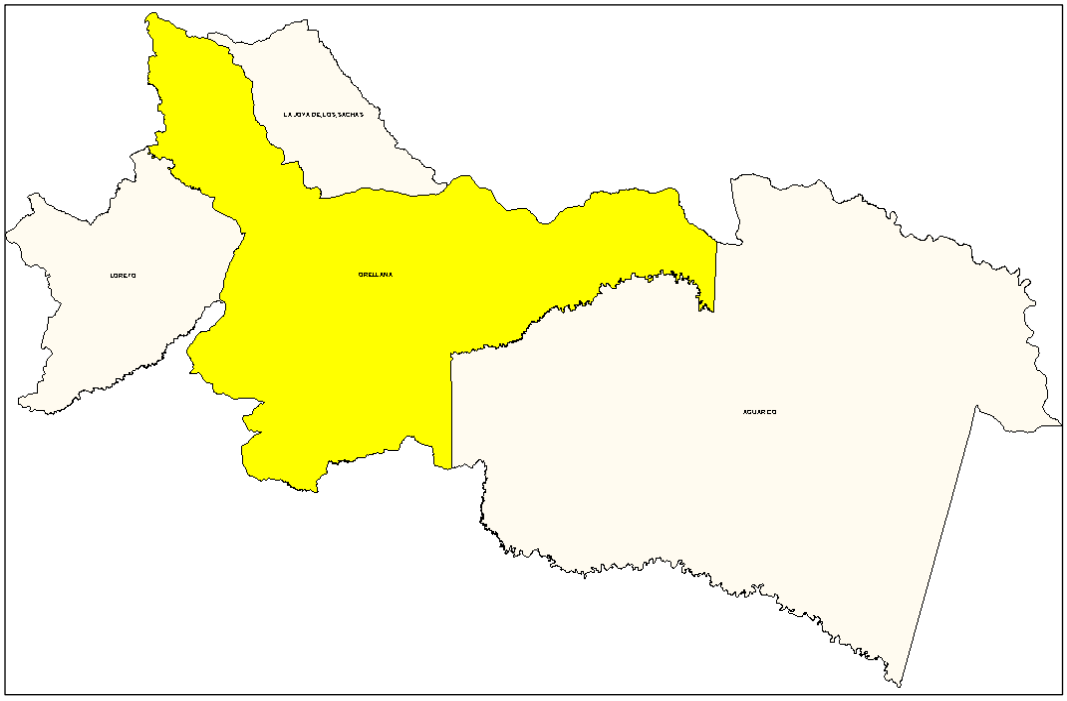
El área de producción Auca está localizada en la Región Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana; ver Figuras 2.1 y 2.2

Figura 2.1. Ubicación de la provincia de Orellana en la Región Amazónica



FUENTE: INFOPLAN, Versión 2.0 Oct – 2004

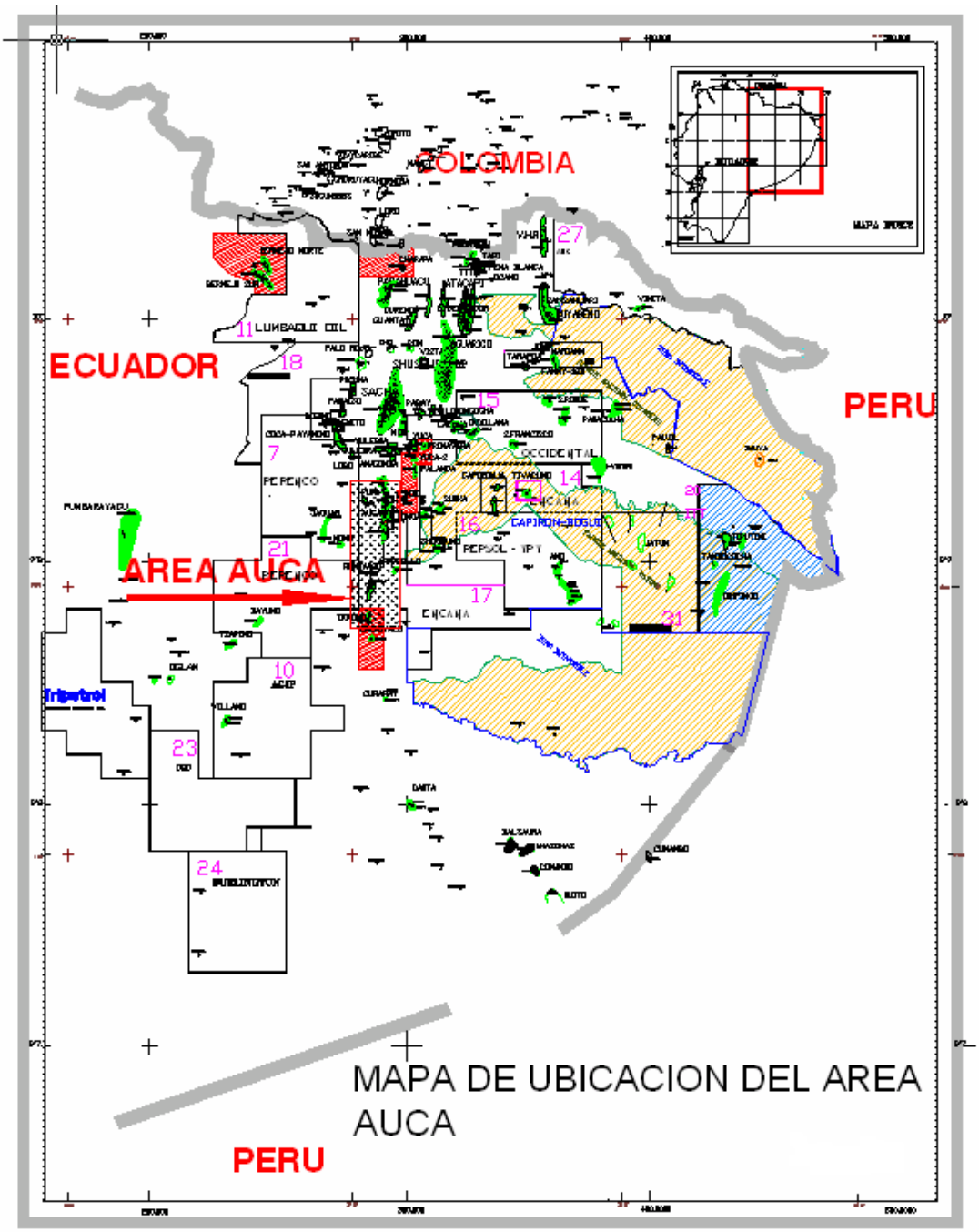
Figura 2.2. Ubicación del cantón Francisco de Orellana en la Provincia de Orellana



FUENTE: INFOPLAN, Versión 2.0 Oct – 2004

En la figura 2.3 se observa la ubicación del Área Auca en la región amazónica en relación a los demás bloques de producción petrolera.

Figura 2.3. Ubicación del Área Auca en la Región Amazónica



FUENTE: Petroproducción

En esta Área se localiza el Campo Petrolero Auca con sus estaciones de producción Auca Central y Auca Sur. En estudios de impacto ambiental previos

realizados por Petroproducción, los campos Yuca, Yulebra, Culebra y Anaconda (con sus respectivas estaciones de producción) forman parte de lo que se conoce como el Área Yuca; el Campo Palanda integraba parte de esta Área pero se lo entregó en concesión por ser campo marginal. En similares estudios se refiere al Campo Cononaco como parte del Área Cononaco – Tigüino; aunque administrativamente, en su conjunto, todos estos Campos se denominan, o forman parte, del Área Auca con el Campo Auca Central como principal. Por lo tanto, en este capitulo se considera como Área Operativa a las actividades de producción de los campos Auca Central, Auca Sur y la mini estación Auca Sur 1– 2– 3– 4.

Cabe recalcar que aunque el presente Proyecto de Titulación considera aspectos relativos a los campos de producción Auca Central y Sur; los resultados que arroje esta investigación pueden ser aplicados a todos los campos antes mencionados; porque como ya se dijo, administrativamente todo en su conjunto se considera como el Área Auca.

2.4 DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA

La actividad petrolera del Área Auca se desarrolla en una superficie de aproximadamente 120 Km^2. Considerando al pozo Auca 04 como límite norte del Área, el pozo Auca Sur 3 hacia el Sur, el pozo Conga 02 al Este y el pozo Auca 52 hacia el Oeste.

Se establece como área de influencia directa a las zonas donde se desarrollan operaciones de producción petrolera como las plataformas de los pozos y las Estaciones de Producción Auca Central y Auca Sur (que son estaciones de recepción y tratamiento). En la Estación Auca Central opera la estación de bombeo de transferencia de petróleo hacia Sacha Central y de aquí hacia los tanques de almacenamiento del SOTE en Lago Agrio.

En el área de influencia directa también se consideran los derechos de vía de las tuberías que transportan el crudo, gas y agua de formación desde los pozos hasta las estaciones de producción. También los oleoductos secundarios que

transportan el crudo proveniente del Campo Cononaco y del que es enviado al Campo Sacha.

Se considera como área de influencia indirecta a las zonas en donde de manera indirecta se pueden evidenciar efectos o impactos negativos producto de las actividades hidrocarburíferas cercanas a las instalaciones e infraestructura petrolera como: centros poblados, bosques secundarios, áreas dedicadas a las actividades agropecuarias y pastoriles, cuerpos de agua menores y mayores, cuencas hidrográficas, etc.

2.5 PROCESOS Y OPERACIONES PETROLERAS DEL ÁREA AUCA

El Área Auca genera una producción promedia de 7536 BPPD, 8885 BAPD y 950 MPCD de gas (información obtenida luego de la recopilación y procesamiento de datos proporcionados por Petroproducción del Informe de Producción para el primer trimestre del año 2007).

Producción contabilizada en las Estaciones de Producción Auca Central y Sur luego del tratamiento del crudo proveniente de los 43 pozos operativos de los 63 pozos perforados en el Área.

En la Tabla 2.1 se condensa la producción de petróleo en el primer trimestre del año 2007 de las estaciones Auca Central y Auca Sur, por mes y por Estación de Producción, así como los promedios diarios para cada estación y para el área.

Tabla 2.1. Producción de petróleo de las estaciones Auca Central y Sur en el Primer Trimestre del año 2007, en barriles

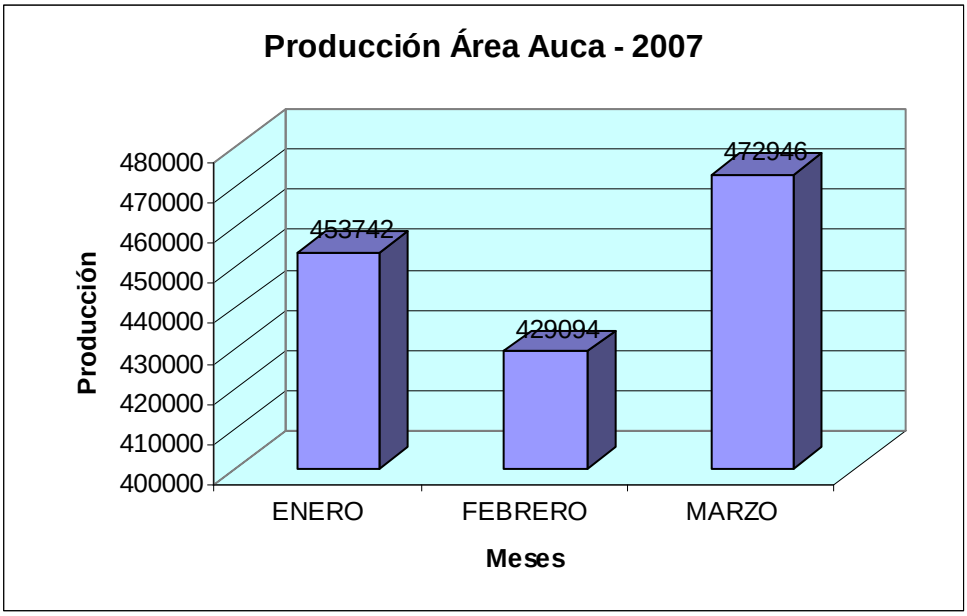
MES	AUCA CENTRAL	AUCA SUR	TOTAL	PROM. DIARIO
ENERO	233521	220221	453742	7318,5
FEBRERO	208213	220881	429094	7662,5
MARZO	232622	240324	472946	7628
TOTAL	674356	681426	1355782	
PROMEDIO MENSUAL	224785,33	227142	451927,33	7536,333333

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

El gráfico 2.1 muestra la producción acumulada por mes para el Área Auca, durante el primer trimestre del año 2007, con los datos de la tabla 2.1.

Gráfico 2.1. Producción Mensual de petróleo del Área Auca en el Primer Trimestre del año 2007



FUENTE: Datos de la tabla 2.1

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

En la tabla 2.2 se condensa la información referente a la producción y consumo del gas en el primer trimestre del año 2007, por mes y por estación de producción para el Área Auca.

Los gráficos 2.2 y 2.3 muestran la producción y consumo de gas en el primer trimestre del año 2007 con los datos obtenidos en la tabla 2.2.

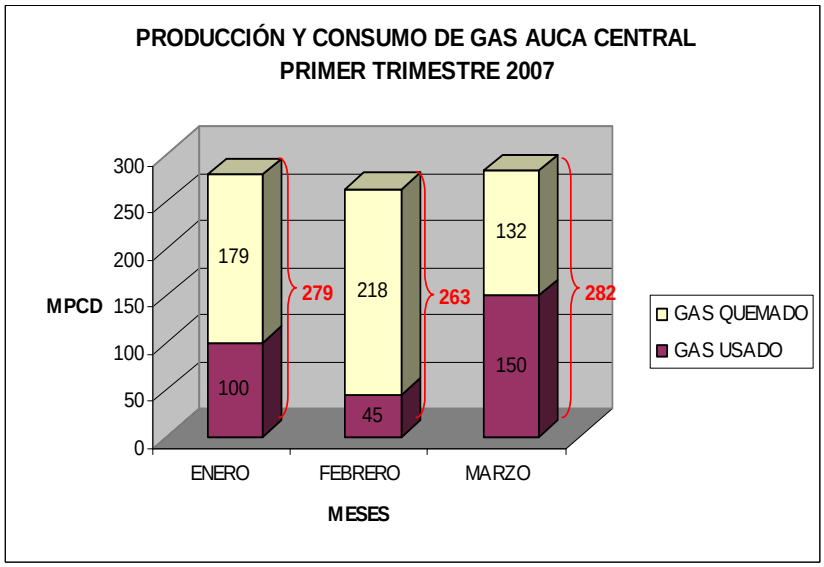
Tabla 2.2. Producción y Consumo de Gas en el Área Auca durante el Primer Trimestre del año 2007

	AUCA CENTRAL			AUCA SUR			AUCA SUR 1-2-3-4		
MES	**GAS PRODUCIDO (MPCD)**	**GAS USADO (MPCD)**	**GAS QUEMADO (MPCD)**	**GAS PRODUCIDO (MPCD)**	**GAS USADO (MPCD)**	**GAS QUEMADO (MPCD)**	**GAS PRODUCIDO (MPCD)**	**GAS USADO (MPCD)**	**GAS QUEMADO (MPCD)**
ENERO	279	100	179	689	518	171	no cuantificable		
FEBRERO	263	45	218	661	473	188	no cuantificable		
MARZO	282	150	132	673	518	155	no cuantificable		
TOTAL	824	295	529	2023	1509	514	no cuantificable		

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

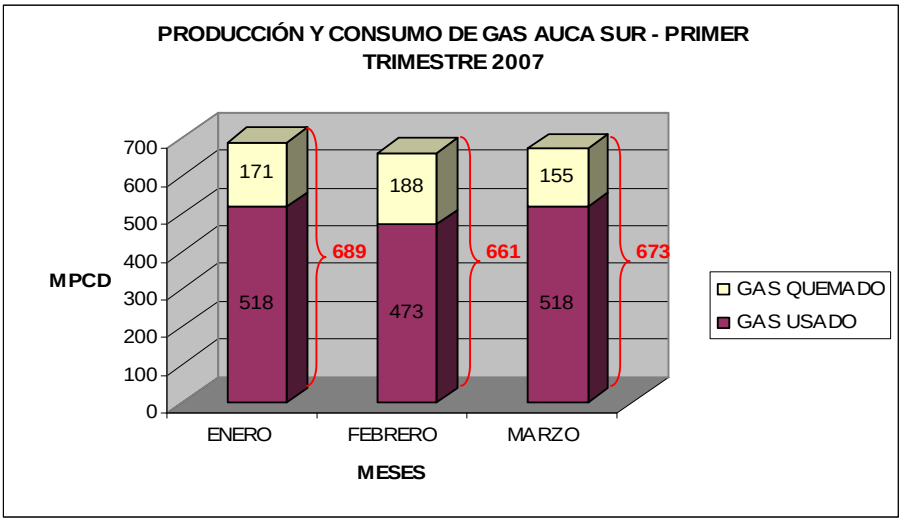
Gráfico 2.2. Producción y Consumo de Gas en la Estación Auca Central durante el Primer Trimestre del año 2007



FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

Gráfico 2.3 Producción y Consumo de Gas en la Estación Auca Sur durante el Primer Trimestre del año 2007



FUENTE: Datos de la Tabla 2.2

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

En el Área Auca, integrada por los Campos Auca Central y Auca Sur (incluida la mini estación Auca Sur 1-2-3-4), se han perforado un total de 63 pozos; de los cuales, a la fecha de levantamiento de la información (Abril del 2007), 43 son pozos productores (operativos), 12 se encuentran cerrados, 2 están abandonados, 3 pozos son reinyectores de agua de formación y 2 pozos son inyectores para el sistema de Recuperación Secundaria.

Al momento no hay pozo alguno en fase de perforación.

El estado de los pozos del Área Auca se condensa en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Estado de los Pozos del Área Auca - Abril del 2007

CAMPO	POWER OIL		ELÉCTRICO		FLUJO NATURAL		REINYECTORES		INYECTORES	
	P	C (EWO)	P	C (EWO)	P	C (EWO)	R	C	I	C
AUCA	**31**	**12**	**4**	**1**	**4**		**3**			**2**
AUCA SUR			**4**							
AUCA ESTE				**1**						
TOTAL	**31**	**12**	**8**	**2**	**4**		**3**			**2**

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

P = Produciendo

C (EWO) = Cerrado, esperando Work Over

R = Reinyector

I = Inyector

En la Tabla 2.4 se presenta la producción de petróleo en el primer trimestre del 2007, por sistema de levantamiento (Información obtenida de Petroproducción).

Tabla 2.4. Producción por Tipo de Levantamiento – Área Auca, en barriles por día

PRODUCCION POR TIPO DE LEVANTAMIENTO		BFPD	BPPD	BAPD	NUMERO POZOS
PPF	FLUJO NATURAL	5050	2286	2764	4
PPHJ	BOMBEO HIDRAULICO JET	5238	4042	1196	11
PPHP	BOMBEO HIDRAULICO PISTON	10125	6099	4026	20
PPS	BOMBA SUMERGIBLE	5504	3838	1666	8
TOTAL POZOS PRODUCIENDO		**25917**	**16265**	**9652**	**43**

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

La tabla 2.5 condensa la producción e inyección diaria de fluido motriz utilizado en el sistema de levantamiento Power Oil, durante el primer trimestre del año 2007, por mes y por estación de producción, así como la total para el Área Auca.

Tabla 2.5. Producción e Inyección diaria de Fluido Motriz para el Sistema Power Oil, en el Primer Trimestre del año 2007

	AUCA CENTRAL			AUCA SUR		
MES	**BPPD**	**BAPD**	**BFIPD**	**BPPD**	**BAPD**	**BFIPD**
ENERO	6452	4039	9380	8300	5071	25860
FEBRERO	6099	3231	8720	8165	4464	24460
MARZO	6501	4734	8990	8292	4715	26290
TOTAL	19052	12004	27090	24757	14250	76610

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

A continuación, en la tabla 2.6 se muestran los valores mensuales de producción y reinyección de agua de formación, en barriles, para el Área Auca en el primer trimestre del año 2007, así como el valor total y el valor promedio mensual; también se presentan los valores para cada pozo reinyector.

Tabla 2.6. Producción y Reinyección de Agua en el Área Auca en el Primer Semestre del año 2007, en barriles.

	POZO REINYECTOR 01		POZO REINYECTOR 13		POZO REINYECTOR 55	
MESES	**PRODUCCIÓN DE AGUA**	**REINYECCIÓN DE AGUA**	**PRODUCCIÓN DE AGUA**	**REINYECCIÓN DE AGUA**	**PRODUCCIÓN DE AGUA**	**REINYECCIÓN DE AGUA**
ENERO	259906	259906				
FEBRERO	249100	249100				
MARZO	290670	290670	159260	159260	23829	23829
TOTAL	799676	799676	159260	159260	23829	23829
PROMEDIO	266558,7	266558,7				

FUENTE: Petroproducción
REALIZADO POR: Bayron Astudillo

Producto del trabajo de campo se constató que en el Área Auca no hay piscina para la recolección de crudo; existe una piscina en el Campo Yuca, que no forma parte de este Proyecto de Titulación.

Eventualmente, cuando se requiere recolectar crudo, se usan las piscinas API que existen en las estaciones de producción Auca Central y Sur.

2.6 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA

De los 43 pozos operativos, a la fecha del levantamiento de la información para este Proyecto de Titulación (Abril del 2007), 4 pozos producen mediante flujo natural, 31 pozos operan mediante Bombeo Hidráulico Jet o Pistón y 8 pozos producen mediante Bombeo Electrosumergible.

A continuación se describen las principales características de estos sistemas de levantamiento artificial; aspecto que ayudará en la identificación y cuantificación de los riesgos ante una contingencia por derrame, incendio y/o explosión a ser tratado en el Capítulo III.

2.6.1 BOMBEO HIDRÁULICO

La producción de petróleo por este tipo de levantamiento artificial consiste en inyectar un fluido motriz (crudo tratado) al pozo, con el objetivo de que trabaje el equipo de subsuelo; obteniéndose una mezcla del fluido motriz inyectado con el fluido que aporta la formación y estos regresan a la superficie por el espacio anular.

En el bombeo hidráulico se pueden usar bombas de subsuelo tipo jet o pistón, empleándose preferentemente las últimas para pozos con baja producción y crudos más pesados. Las bombas de subsuelo se alojan en el fondo del pozo como una continuación de la tubería de producción.

La inyección del fluido motriz se realiza con presiones que varían entre los 3600 y 3900 Psi, y la presión de retorno de la mezcla (el fluido inyectado más el producido), varía desde los 30 Psi para los pozos más cercanos hasta los 200 Psi para los pozos más alejados.

Los principales problemas que se presentan mediante este sistema de levantamiento artificial son el estado de las tuberías de superficie, tanto de inyección de fluido motriz como las de retorno de la mezcla. Estos son puntos vulnerables en caso de derrame; evidenciándose que la mayoría de derrames ocurridos en las líneas de flujo se deben a la corrosión interna de las mismas.

La mayoría de los cabezales de los pozos que trabajan mediante este sistema no cuentan con un cubeto (contrapozo) apropiado y se evidencia crudo en la superficie producto de los trabajos realizados en el pozo.

Muchos de los contrapozos no tienen las medidas adecuadas de profundidad y algunos están llenos de agua lluvia que se mezcla con el crudo producto de liqueos en las válvulas.

El gas de los pozos, luego de su separación en el tanque-bota, se conduce mediante tubería hacia los mecheros para su quema. En los pozos donde la

cantidad de gas es mínima, se lo libera directamente al ambiente, aumentando la contaminación atmosférica.

En algunas plataformas falta protección de las válvulas reguladores de flujo (VRF); las que pueden ser fácilmente descalibradas o dañadas por acción de terceros. La mayoría de las tuberías de power oil, así como las tuberías con la producción del pozo, no tienen soportes adecuados; se requiere la instalación de soportes permanentes para evitar el contacto de la tubería sin protección con el suelo para así disminuir su corrosión externa.

En ciertas locaciones se tienen tanques con químicos para su inyección junto con el fluido motriz en los pozos con problemas de escala. La mayoría de estos tanques no tienen protección alguna contra la manipulación por parte de personas ajenas a la actividad petrolera, carecen de plataforma de cemento y, más aún, de algún tipo de drenaje o protección con geomembrana para prevenir que se contamine el suelo en caso de liqueo.

2.6.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La producción de crudo por este tipo de levantamiento artificial se realiza mediante una bomba eléctrica colocada en el fondo del pozo activada con cable eléctrico que se ubica en la superficie. Junto al cable eléctrico se baja un conjunto de tubos capilares que sirven para la inyección de químicos anticorrosivos o antiescala.

En la plataforma se dispone de un transformador para controlar el suministro de energía eléctrica requerido por la bomba de subsuelo y un variador para controlar la frecuencia de operación de la bomba.

A pesar de que con este tipo de levantamiento se tiene un mayor control sobre el pozo, las contingencias se pueden presentar por los altos voltajes del sistema; por lo tanto, la manipulación de los equipos se debe realizar sólo por personal calificado.

A diferencia de los pozos que trabajan con bombeo hidráulico, el estado de los cabezales de los pozos con bombas eléctricas sumergibles no presenta mayores problemas por derrames o liqueos; sin embargo, algunos tanques que contienen los químicos antiescala carecen de base de cemento o protección con geomembrana.

También se deben completar la instalación de las protecciones metálicas alrededor de los pozos contra la acometida de automotores. Los colores de la pintura a utilizarse deben corresponder al código de seguridad industrial de Petroproducción.

2.6.3 LEVANTAMIENTO POR FLUJO NATURAL

En este tipo de producción, la presión del yacimiento es suficiente para levantar la columna de fluido sin la necesidad de acondicionar sistema alguno de levantamiento artificial.

En los pozos que trabajan a flujo natural no se evidenciaron problemas por liqueo o derrame, aunque el estado de las líneas de flujo presenta corrosión.

2.7 SISTEMAS DE SEPARACIÓN DEL CRUDO

La separación del crudo (petróleo, agua de formación y gas) proveniente de los pozos se la realiza en las estaciones de producción Auca Central y Auca Sur.

El proceso de separación del crudo comienza con la llegada del crudo a los manifolds que son los que direccionan la producción de los diferentes pozos hacia los separadores de prueba o de producción según sea el requerimiento.

En las estaciones se cuenta con separadores de tipo bifásico; es decir, que se separa la parte liquida (petróleo y agua de formación) de la parte gaseosa. El gas separado es enviado a un deshidratador o scruber y luego pasa a los mecheros para su combustión; una parte del gas es aprovechado para la generación de energía eléctrica.

La parte líquida que proviene de los separadores pasa al tanque de lavado en donde se aprovecha el principio de diferencia de densidades para lograr la separación del petróleo y el agua de formación. Este proceso natural se combina con la inyección de químicos demulsificantes para mejorar y acelerar el proceso de separación.

El agua separada pasa a los tanques de almacenamiento o a las piscinas API y de aquí al sistema de reinyección de agua de formación.
El petróleo separado se envía al tanque de surgencia y luego al tanque de oleoducto para su posterior transporte hacia la estación Sacha Central.

2.7.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL

La estructura principal fue construida por TEXACO PETROLEUM COMPANY en el año 1972.

En la actualidad, la estación recoge la producción de los pozos operativos 02, 05, 09, 10, 26, 29, 31, 32, 33, 34, 39, 40, 51, 52, 55, 60D, 61D y 62D, con una producción promedio diaria de 7500 BFPD. En la estación se reinyecta un promedio de 7600 BAPD a los 3 pozos reinyectores (01, 13 y 55)

2.7.1.1 Manifolds

Al manifold de la estación concurren las líneas de flujo de los pozos en producción y pozos no productivos. El manifold es un direccionador de flujo que permite el ingreso del crudo a los separadores El área del manifold y de los separadores no dispone de cubeto de protección pero existe un drenaje perimetral que descarga al sumidero de la estación evitando la propagación de eventuales derrames de crudo.

Se debería pintar la cabeza de los manifolds con pintura adecuada y realizar chequeo periódico de las líneas; algunas presentan corrosión.

2.7.1.2 Separadores

En los separadores luego del proceso de desgasificación y con la ayuda de demulsificantes y antiespumantes se obtiene gas libre y una mezcla de petróleo con agua. El gas natural residual es quemado en la tea (mechero) de la estación.

El crudo, que aún contiene agua y gas, ingresa al tanque de lavado donde previamente pasa por la bota de gas que, mediante un conjunto de deflectores internos, separa parte del gas asociado al petróleo y lo envía a la tea de quemado; el petróleo ingresa al tanque de lavado en donde por acción de químicos desmulsificantes y el movimiento a través de los deflectores se produce la separación de agua y petróleo, quedando un colchón de agua que es controlado mecánicamente por la pierna hidrostática descargándose al sistema de tratamiento de aguas de formación. La operación de la pierna hidrostática es manual.

En la estación Auca Central se dispone de tres separadores, 2 de ellos son de producción con una capacidad de 20000 y 35000 barriles cada uno y un separador de prueba de 10000 barriles de capacidad; instalados sobre una plataforma de cemento con canales perimetrales que direccionan el crudo hacia los sumideros en caso de derrame. Pero se debe realizar un mantenimiento constante al sumidero ya que en caso de un derrame se puede producir un rebose debido al deficiente drenaje y ello ocasionaría un grave daño al medio ambiente.

2.7.1.3 Bota, mecheros de gas y piscina de quemado

El fluido que sale de los separadores ingresa a la bota de gas que es un separador vertical en donde el gas asociado se libera por la acción de unos deflectores internos, el gas se lo envía a los mecheros para su combustión; los mecheros alcanzan una altura de 12 metros.

No existen piscinas de quemado al dejar de ser operativas para la estación.

Los mecheros están ubicados en medio de la vegetación y no todo el gas se lo quema; en un mechero el gas escapa sin que exista combustión causando un gran daño al medio ambiente.

2.7.1.4 Tanques

En la estación se dispone de un tanque de lavado (wash tank) con una capacidad de almacenamiento de 37800 bls y un tanque de surgencia o de reposo (surge tank) con una capacidad de almacenamiento de 28650 bls.

Adicionalmente, se tiene un tanque de oleoducto con una capacidad de 106483 bls que es en donde se recibe la producción de los diferentes campos del Área Auca para luego enviar la producción hacia la estación Sacha Central a través del oleoducto secundario.

Los tanques de lavado cumplen la función de separar el agua del crudo con la ayuda de químicos demulsificantes. A más de un sistema de calentamiento, a gas, del agua que sale del tanque de lavado; la que pasa por un calentador y luego por un sistema espiral para la recirculación, permitiendo mantener la temperatura del colchón de agua en 105 ^{0}F para facilitar el tratamiento químico en el proceso de deshidratación. Normalmente la altura del colchón de agua en el tanque de lavado es de 8 pies.

El crudo deshidratado sale por la parte superior del tanque de lavado e ingresa por la parte inferior al tanque de reposo. Este tanque dispone de una conexión que permite enviar el agua que finalmente se separa del petróleo al tanque de lavado.

Existe un sistema de by-pass en la bota de gas, para descargar ya sea al tanque de lavado o al de reposo en caso de contingencias, así como una conexión del tanque de reposo al tanque de lavado que lo permite sacar de operación en caso de contingencias.

Por medio de bombas de transferencia el petróleo es enviado del tanque de reposo al tanque de oleoducto y posteriormente es entregado al SOTE.

Los cubetos de los tanques de lavado y reposo se encuentran en mal estado, y su impermeabilización es deficiente. Uno de los lados de los cubetos está destruido y se notan brotes de vegetación al interior.
El estado del cubeto del tanque de oleoducto es bueno a excepción de los pequeños brotes de vegetación en su interior.

2.7.2 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN AUCA SUR

La estación Auca Sur se encuentra ubicada aproximadamente a 9.5 Km. hacia el sur de la estación Auca Central. El estado de la vía que conduce hacia esta estación es malo, aunque al momento se están realizando trabajos en la vía para su posterior pavimentación.

A esta estación llega la producción de los pozos 01, Sur 05, 14, 15, 16 19, 20, 21, 22, 24, 25, 27, 28, 30, 35, 36, 38, 42, 43, 49, 50 y 53. Esta estación presenta similar estructura y equipamiento tecnológico que la estación Auca Central, a más de una central termoeléctrica.

2.7.2.1 Manifolds

Aquí se recepta la producción de los pozos de la zona sur del Área Auca y también la de ciertos pozos de la zona Central como son el pozo 01, 43, 24, 25 y 53.

La condición de los manifolds en la estación no son las adecuadas y se notan indicios de derrames en las líneas procedentes de los pozos.

Las líneas de los pozos que acceden a la estación presentan corrosión externa y no disponen de soportes; las líneas yacen tendidas en el suelo y existe vegetación alrededor de ellas lo que dificulta su identificación para una

visualización de la tubería en caso de liqueo o de producirse un pitting (agujero).

2.7.2.2 Separadores

En la estación se tienen 5 separadores; 3 son de producción con una capacidad de 20000, 35000 y 16000 barriles, respectivamente, y 2 separadores de prueba con capacidades de 10000 barriles cada uno.

Los separadores están sobre una base de cemento pero el estado de los canales perimetrales no es el adecuado. Existe evidencia de derrame cerca al área de los separadores que aún no ha sido remediada en su totalidad.

2.7.2.3 Bota, mecheros de gas y piscina de quemado

Cerca de la bota de gas se halla evidencia de liqueo y la vegetación existente dentro del cubeto de los tanques dificulta las acciones de limpieza. En la bota de gas se separa el gas en emulsión con petróleo procedente de los separadores. El mayor volumen del gas se usa en la central termoeléctrica de generación de energía.

Toda el área de los mecheros evidencia falta de mantenimiento. Los mecheros tienen una altura aproximada de 15 metros y se observa presencia de hidrocarburo en una fosa de agua con crudo adjunta a los mecheros. No existe piscina de quemado y hay tanques con crudo muy cerca de los mecheros.

2.7.2.4 Tanques

En la estación se tiene un tanque de lavado (wash tank) con una capacidad de almacenamiento de 50000 barriles y un tanque de surgencia o reposo (surge tank) con una capacidad de almacenamiento de 15000 barriles. El crudo pasa del tanque de lavado hacia el tanque de reposo y luego hacia un sistema de contadores para su posterior envío hasta la Estación Auca Central.

Al igual que los tanques de la estación central, el estado de los cubetos de los tanques es malo; una de las paredes frontales está destruida y la evidencia de vegetación dentro de los cubetos deja ver el deficiente mantenimiento de éstos.

La zona de los cubetos no posee protección con geomembrana y existen ciertas partes en donde el agua lluvia ha formado pequeñas pozas de agua.

2.8 SISTEMAS DE TRANSFERENCIA Y OLEODUCTO

2.8.1 ESTACIÓN AUCA SUR

El crudo que sale del tanque de surgencia pasa a la unidad de transferencia donde el sistema de contadores registra el total de barriles enviados hacia la Estación Central. El sistema de transferencia cuenta con dos bombas booster para enviar aproximadamente 7500 barriles que es la producción del Área Sur a una rata de 18 a 20 bpm. Por este sistema pasa también la producción del Campo Cononaco, por lo que el envío de crudo hacia Auca Central se lo realiza de manera alternada.

2.8.2 ESTACIÓN AUCA CENTRAL

El sistema de transferencia recoge la producción de las estaciones Auca Central, Auca Sur, Auca Sur 1-2-3-4 más la producción de los campos marginales; por lo que aproximadamente se bombea hacia el Sacha 37000 BPD. Este sistema trabaja con 3 bombas centrifugas que bombean el crudo a una rata de 3500 bls/hora y trabaja a una presión de 430 Psi, aproximadamente. El crudo antes de ser bombeado a Sacha pasa por la unidad LACT que es un sistema de contadores automáticos que permiten contabilizar el volumen de crudo que se entrega. Parte del crudo se entrega a las bombas de oleoducto y otra parte a las bombas power oil en donde sirve de fluido motriz para los pozos.

2.9 SISTEMAS DE COMPRESIÓN Y APROVECHAMIENTO DEL GAS

La central termoeléctrica ubicada en la Estación Sur es la encargada de generar la energía eléctrica para toda la actividad petrolera de las Estaciones Central y Sur, incluidos los campamentos y oficinas. La central de generación tiene tres grupos electrógenos con dos generadores cada uno; con una capacidad instalada total de 1.8 MW.

Dos de los grupos electrógenos consumen el gas natural producido en el campo y el otro grupo de emergencia consume diesel. En términos generales, las instalaciones para generación y las de suministro de gas se encuentran en buen estado.

El tanque de almacenamiento de diesel para operación del grupo de emergencia no dispone de cubeto para retener el diesel en caso de derrame

Junto a la central termoeléctrica se encuentra una subestación de donde se distribuye el fluido eléctrico a través de líneas de transmisión hacia los pozos y demás centros de consumo del campo.

2.10 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

2.10.1 ESTACIÓN AUCA CENTRAL

Se ha determinado que las aguas de formación producidas en el Campo Auca, de acuerdo al plan de desarrollo, sean devueltas al subsuelo mediante un sistema de reinyección. Conociendo que el agua producida, especialmente de la formación Napo, se caracteriza por tener una salinidad entre 20000 y 60000 ppm de cloruro de sodio, minerales disueltos, metales pesados, carbonatos, sulfatos, etc.

El agua que sale del tanque de lavado se lleva mediante una bomba booster hacia el tanque de almacenamiento de la mini estación de reinyección que se encuentra ubicada en la plataforma del pozo Auca 17; este tanque es

herméticamente cerrado ya que el agua no puede tener contacto con el aire. Se inyectan químicos en la tubería y en el tanque para evitar problemas por corrosión; desde este tanque y, a través de bombas booster, se bombea el agua hacia unas bombas horizontales que son las encargadas de direccionar el agua hacia los pozos reinyectores.

Para la reinyección de agua se cuenta con tres bombas horizontales, aunque al momento se opera solo con una, alternando su uso, ya que la cantidad de agua que se inyecta es poca.

2.10.2 ESTACIÓN AUCA SUR

En la estación Sur, el agua que sale del tanque de lavado va directamente hacia las bombas horizontales de la mini estación de reinyección, el agua que sale del tanque de reposo también se conecta a este sistema.
Debido a la falta de espacio físico no se cuenta con un tanque de almacenamiento de agua, lo que no es de gran problema debido a la cantidad de agua que se tiene.

El estado de los equipos y de las bombas horizontales en general es bueno.

2.11 SISTEMAS FIJOS Y PORTÁTILES CONTRA INCENDIOS

2.11.1 SISTEMA PORTÁTIL

Para aplacar de manera rápida y eficiente un conato de incendio se usan extintores portátiles, que generalmente son de polvo químico seco y CO2, ubicados en sitios estratégicos y fácilmente accesibles; por su peso (150 lbs), son fácilmente transportables pues se encuentran montados en carretes, de accionamiento manual y sencillo de usar.

2.11.2 SISTEMA FIJO

Se lo emplea en las Estaciones Auca Central y Auca Sur, donde se tienen tanques de gran capacidad de almacenamiento de petróleo y tanques de

combustible (diesel). El sistema está conformado por subsistemas básicos con sus respectivos componentes que son:

2.11.3 SISTEMA DE AGUA

Está constituido por un tanque de almacenamiento de agua, líneas de flujo, un sistema de bombeo y los monitores e hidratantes en los puntos de ataque.

Este sistema cumple con dos funciones principales: proporcionar agua para la formación de Espuma AFFF, que reduce el nivel de oxigeno en un incendio y proporcionar agua para enfriamiento.

De acuerdo con las normas de seguridad industrial, este sistema está conformado de una bomba de accionamiento eléctrico y otra que funciona con combustible para suplir fallas de la anterior.

2.11.4 SISTEMA DE ESPUMA

Está conformado por un tanque de almacenamiento, líneas de flujo, sistema de bombeo y los monitores e hidrantes.

Este sistema sirve para evitar que el oxigeno, que es un elemento indispensable para la combustión y contenido en el aire, entre en contacto con el fluido incendiado.

Un ramal de la tubería del agua del sistema contra incendios pasa a través del tanque de concentrado de espuma que en su parte superior tiene un dosificador de presión balanceada, el chorro de agua al pasar por el ramal recto, captura el volumen de químico para formar el líquido espumógeno que se introduce en la parte inferior del tanque y llega a la superficie libre del líquido, formando un colchón de espuma química aislando el oxigeno y ahogando las llamas.

Las Estaciones Auca Central y Auca Sur disponen de este sistema contra incendios.

2.11.5 EFICIENCIA DEL SISTEMA

Para que un sistema contra incendios cumpla eficientemente su objetivo es recomendable seguir ciertas normas, entre las cuales se pueden citar las siguientes:

- El personal a cargo de la operación debe estar perfectamente capacitado y entrenado sobre su manejo y funcionamiento.

- Se deben realizar periódicamente simulacros de acción y funcionamiento de equipos y el personal debe estar siempre listo en caso de una contingencia. Con este fin es necesario realizar el mantenimiento de todos los equipos que conforman el sistema, para que siempre estén en perfecto estado de funcionamiento.

En las tablas 2.7, y 2.8 se detallan los equipos de seguridad contra incendios que existen en las Estaciones de Producción del Área Auca.

Tabla 2.7. Sistema contra Incendios - Estación Auca Sur

ESTACION: AUCA SUR

SECCION	CANT.	DESCRIPCION	CAPACIDAD POTENCIA	MARCA	SERIE	OBSERVACIONES
S C	1	Bomba Centrif.	227 HP	WORTHINGTON	Y488353	Buen estado
I O	1	Bomba Centrif.	68 HP			Buen estado
S N	1	Bomba Centrif.	474 HP	PEERLES	8AE20	Buen estado
T. T.	1	Bomba Centrif.	350 HP	PEERLES	S/N	Buen estado

FUENTE: Petroproducción

Tabla 2.8. Sistema contra Incendios - Estación Auca Central

ESTACION: **AUCA CENTRAL**

SECCION	CANT.	DESCRIPCION	CAPACIDAD POTENCIA	MARCA	SERIE	OBSERVACIONES
S C	1	Motor (D)	474 HP	Detroit	DD06VF214232	Funcionando
I O	1	Bomba Agua		Peerles	136470	
S N	1	Motor (E)	350 HP	General Elec.	PLG-122006	Funcionando
T T	1	Bomba Agua		Peerles		
M. R.	1	Motor (D)	18 HP	Deutz	89604	Funcionando

FUENTE: Petroproducción

2.12 POZOS

El estado en el que se encuentran los pozos y plataformas se detalla en la tabla 2.9. La descripción es producto de la observación *in situ* realizada durante el mes de Abril del 2007.

Tabla 2.9. Estado de los Pozos del Área Auca

POZO	PLATAFORMA DEL POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	OBSERVACIONES
1	Normal	Bombeo Hidraúlico	Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Derrame en el cubeto
			Vegetación alterada en el entorno de la locación
2	Normal	Bombeo Eléctrico	Alto ruido motores
			Derrame del cubeto
			Vegetación alterada alrededor de la locación
5 Iny	Malo	Bombeo Hidraúlico	Pasa vía junto al pozo
			Derrame del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
9	Regular	Bombeo Hidraúlico	Junto Pueblo Dayuma
			Derrame del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
10	Normal	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Vegetación alterada alrededor de la locación
14	Regular	Bombeo Hidraúlico	Pasa camino junto pozo
			Vegetación alterada
15	Malo	Bombeo Hidraúlico	Agua en la plataforma
			Vegetación parcialmente alterada
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo

16	Regular	Bombeo Hidraúlico	Pasa vía junto al pozo y hay chatarra acumulada
			Vegetación alterada
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
19 B	Bueno	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Vegetación alterada
20	Normal	Bombeo Hidraúlico	Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Vegetación alterada
21	Normal	Bombeo Hidraúlico	Vegetación alterada
			Suelo contaminado
22	Regular	Bombeo Hidraúlico	Materiales de construcción
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Vegetación alterada
24	Regular	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelo contaminado al este de la plataforma
			Vegetación alterada
25	Normal	Bombeo Hidraúlico	Pasa camino
			Cubeto en malas condiciones
			Vegetación alterada
26	Normal	Bombeo Hidraúlico	Junto a pueblo Dayuma
			Derrame del cubeto
			Suelo contaminado en el área de la locación
27	Normal	Bombeo Hidraúlico	Ripio junto a pozo
			Vegetación alterada
28	Regular	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelos contaminados en varios sitios de locación
29	Regular	Bombeo Hidraúlico	Suelos contaminados en varios sitios de locación
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Derrame del cubeto
30	Regular	Bombeo Hidraúlico	Pasa camino junto al pozo
31	Regular	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelo contaminado en la locación y alrededores
			Vegetación alterada
32	Regular	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
33	Normal	Bombeo Hidraúlico	Junto a Dayuma
			Derrame del cubeto
			Vegetación alterada
34	Regular	Bombeo Hidraúlico	Materiales construcción
			Vegetación alterada
35	Normal	Bombeo Hidraúlico	Chatarra varios sitios
			Contaminado alrededor de caseta de químicos
36	Normal	Bombeo Hidraúlico	Chatarra + 3 tanques
			Suelo contaminado al noreste de la locación
38	Regular	Bombeo Hidraúlico	Vegetación alterada
			Derrame del cubeto
39	Normal	Bombeo Hidraúlico	Mal estado del cubeto
			Vegetación alterada
40	Normal	Bombeo Eléctrico	Vegetación alterada
41	Mal estado	Bombeo Hidraúlico	Mal estado del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo

42	Regular	Bombeo Hidraúlico	Vegtación alterada
			Derrame del cubeto
43	Mal estado	Bombeo Hidraúlico	Mal estado del cubeto
			Vegetación alterada
			Suelo contaminado en la locación
49	Regular	Bombeo Hidraúlico	Derrame del cubeto
			Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
50	Regular	Bombeo Hidraúlico	Vegetación alterada
			Derrame del cubeto
51	Normal	Flujo Natural	Vegetación alterada
52	Regular	Bombeo Eléctrico	Suelo contaminado alrededor del cabezal del pozo
			Vegetación alterada
53	Normal	Flujo Natural	Vegetación alterada
AUC-60D	Normal	Bombeo Eléctrico	Vegetación alterada
AUC-61D	Normal	Flujo Natural	Vegetación alterada
AUC-62D	Normal	Flujo Natural	Vegetación alterada
AUS-01	Normal	Bombeo Eléctrico	Vegetación alterada
			Ruido en la locación
AUS-02	Normal	Bombeo Eléctrico	Contrapozo inundado
AUS-03	Normal	Bombeo Eléctrico	Contrapozo inundado
			Químicos sin protección
AUS-04	Normal	Bombeo Eléctrico	Contrapozo inundado
			Químicos sin protección

PREPARADO POR: Bayron Astudillo

En general, el estado de las plataformas de los pozos es normal, pero se evidenció una gran cantidad de pozos que presentan derrames en los cabezales. También existen pozos en los que no existe un contrapozo adecuado y otros en los que el agua lluvia mezclado con residuos de hidrocarburos ha llenado el contrapozo.

2.13 LÍNEAS DE FLUJO

La línea de flujo conduce el crudo producido por un pozo hacia la estación de producción. En el campo Auca existen líneas de flujo de los pozos que se encuentran en producción y líneas de flujo de algunos pozos que no están produciendo y que esperan ser rehabilitados.

Las líneas de power-oil conducen el fluido motriz hacia el interior de estos pozos para accionar las bombas hidráulicas que elevan el petróleo a la superficie, son tuberías que trabajan a altas presiones, alrededor de 3000 psi; estas tuberías se inician en las estaciones de producción en las bombas del sistema de power-oil y terminan en los cabezales de los pozos. .

Esta información permite evaluar el estado actual de las líneas y determinar de forma muy aproximada los volúmenes de fluido que podrían derramarse en cualquier lugar del campo en el eventual caso de una ruptura.

De las observaciones realizadas en el campo se determina la necesidad de realizar la limpieza del camino por donde pasan las tuberías con la finalidad de evitar que al entrar en contacto con la vegetación se acelere el proceso de corrosión externa. Así mismo, existen líneas que se encuentran sobre el suelo sin protección y requieren la construcción de soportes marcos “H” y/o bloques de hormigón, con la finalidad de evitar esfuerzos que podrían provocar ruptura de las líneas.

A partir de la inspección de espesor ultrasónica se determina que existen líneas que se encuentran trabajando en espesores más bajos o muy cercanos a los espesores mínimos requeridos para su operación.

La corrosión interna y externa es uno de los factores que más afecta en la degradación del material para tuberías de acero negro. Esta es una causa de vulnerabilidad que puede dar origen a la ruptura de las líneas y los consecuentes derrames de petróleo.

En ninguna línea existe señalización que indique el tipo de fluido que circula, la dirección del mismo, la presión y la profundidad en el caso de cruces de carretera y tramos enterrados en caminos. Es conveniente que se adopte un código de señalización que ayudaría a su mantenimiento, así como en casos de siniestros (rotura de tuberías).

También se debe proteger a las líneas de los posibles choques de los vehículos que circulan en el área, aunque los tramos de tubería expuesta son muy pocos. En toda la vía que conduce desde la estación Central hacia la Sur, no existe señalización vial adecuada en puentes ni curvas.

Otro factor que incide en las contingencias de derrame en las tuberías son los atentados que sufren éstas, algunas veces por parte de la gente que vive dentro del área, la cual rompe o daña una tubería para luego reclamar algún tipo de indemnización por los daños ambientales ocurridos en sus terrenos o para lograr que Petroproducción contrate sus servicios de mano de obra para la limpieza de lo derrames.

Esto se evidencia en los reportes que PEPDA maneja con respecto a los derrames en las líneas. Según estos reportes, hace tres o cuatro años atrás, los casos más comunes de derrames se daban por corrosión, falla en los equipos, mala operación de equipos y por último atentados contra las líneas; esto hacía que se atiendan un promedio de 40 derrames en el año. Ahora las causas de derrames es en primer lugar corrosión y luego atentados de terceros; lo que origina alrededor de 120 contingencias por derrames.

Aunque es muy difícil tener un estricto control de seguridad sobre toda la línea del área debido a su gran longitud, se debería en lo posible tratar de coordinar con la policía nacional o brigadas para de alguna manera tratar de reducir estos incidentes.

2.14 PISCINAS EN LAS ESTACIONES

Tanto la estación de producción Auca Central como la Auca Sur, cuentan con piscinas API que tienen la función de recoger el crudo de desecho y el agua contaminada que se obtiene en los sumideros de las estaciones producto de los trabajos en los equipos o a veces en caso de inundación en las botas o los separadores

En la estación Auca Central, la piscina se encuentra en mal estado y constantemente se rebosa su nivel debido a las fuertes lluvias de la zona ya que no posee un techo o alguna protección que evite estos incidentes.

El último reporte de inundación de la piscina API de la estación Auca Central tiene fecha 20 de abril y, pese a que se controló, el daño que se causa pudo haberse evitado

La piscina de la Estación Auca Sur tiene las mismas condiciones de la Estación Central, los alrededores de la piscina muestra evidencias de derrames producidos anteriormente.

Para un mejor manejo ambiental se debería consumir todo el gas que se genera en los separadores y la bota; existe gas que escapa de la tea sin ser quemado.

Los mecheros de las estaciones deberían ser rediseñados para un mejor control de los desechos gaseosos, se debe también realizar una limpieza de las zonas aledañas a los mecheros.

2.15 DERRAMES Y REMEDIACIÓN DE PISCINAS

En 1972, cuando se inició la explotación petrolera por parte de la compañía TEXACO, debido a la técnica y tecnología de ese entonces, cuando se perforaba un pozo, se construía en las inmediaciones de la locación una piscina que generalmente era usada para realizar las pruebas iniciales de producción del pozo.

Estas piscinas se construían sin las más mínimas garantías ambientales; sin protección de material impermeable ni bordes. Esta situación permaneció vigente durante todos los años en los que la compañía estuvo a cargo de la explotación del petróleo en la amazonía ecuatoriana. Más de una vez, estas piscinas se usaban como botaderos de chatarras de la locación, generadores, motores, tramos pequeños de tubería, etc.

Por ello, desde el mes de Junio del 2005 se establece como proyecto de Petroproducción la eliminación de estas piscinas en todo el Distrito Amazónico y se instituye el Proyecto PEPDA (Proyecto para la Eliminación de Piscinas en el Distrito Amazónico).

Según datos estimados por este departamento, en todo el Distrito Amazónico podrían existir alrededor de unas 450 piscinas; no se tienen datos exactos por cuanto en las locaciones de ciertos pozos en ocasiones se han encontrado hasta un total de 3 piscinas, de las cuales 2 de ellas pueden estar totalmente invisibles a la simple vista de los técnicos, ya que pueden estar cubiertas con tierra y vegetación.

Una vez detectada una piscina, el proceso de remediación, en términos generales, es el siguiente:

- Primero retirar la vegetación, luego lavar toda la zona a presión y utilizar dispersantes que ayuden al proceso de limpieza.
- Luego se retira el crudo que se encuentre adherido a la tierra y se somete a un proceso de Bioremediación.
- El agua de la piscina se trata con la ayuda de químicos y se la evacua.
- Finalmente, cuando la piscina está vacía se retira la tierra y el crudo adherido a ella hacia un centro de acopio en donde se procesa ese crudo: se lo mezcla con JP1 y crudos más livianos, luego se lo somete a procesos calóricos para “suavizar” el petróleo que sigue adherido y se eliminan los sólidos por medio de zarandas.

La planta principal de tratamiento de las piscinas del Distrito Amazónico se encuentra ubicada dentro de la Estación Sacha Central.

Actualmente, debido al auge de la tecnología y al mejoramiento de los procesos de remediación de tratamientos de desechos, se está utilizando a la Bioremediación como método efectivo de control.

Por ello, una vez remediado el suelo, a la piscina se la rellena con tierra propia del terreno y se siembra en ella una planta leguminosa llamada Carnavalia, que ha demostrado ser la que mejor actúa en procesos de mejoramiento del suelo.

Vale recalcar que desde Junio del 2005, fecha en la que se inició este proyecto, se han tratado un promedio de 100 piscinas en todo el Distrito Amazónico y el proyecto PEPDA ha incorporado un total de 20000 bls a la producción total del distrito; por lo que su implementación y ejecución están más que justificados.

El proyecto PEPDA está incorporado en casi todo el Distrito Amazónico, a excepción de Lago Agrio en donde se lo piensa poner en marcha en poco tiempo.

2.16 EMISIONES A LA ATMÓSFERA

Los mecheros y los puntos fijos de emisión de gas a la atmósfera como tubos de escapes de motores y calderos no han sido monitoreados para establecer los niveles de emisiones en el Área Auca.

Por otro lado, y como ya se manifestó, algunos mecheros se encuentran en mal estado y con mala combustión, aumentando la carga contaminante en la atmósfera y degradando su calidad ambiental.

2.17 MANEJO DE DESECHOS

2.17.1 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS

Los residuos sólidos domésticos e industriales generados en el Área Auca son llevados en su totalidad al relleno sanitario para su manejo y disposición.

El relleno sanitario se ubica a la entrada del pozo Auca 6 y 39, en un área de 0.6 Ha.

El relleno se conforma de una celda de seguridad de 225 m^2, seis celdas de compostaje de 7 metros de largo cada una; de las cuales una es utilizada para la incineración de algunos de los residuos, entre ellos algo de plástico. Además se cuenta con una piscina de recolección de lixiviados.

La celda de seguridad está construida en concreto con dimensiones de 15 metros de largo por 15 metros de ancho y tres metros de profundidad. Esta celda se encuentra ocupada en un 75% de su capacidad total.

Al relleno llegan los residuos sólidos industriales y los residuos sólidos domésticos proveniente de la preparación de alimentos en el campamento.

Los residuos industriales se componen de filtros de los generadores, viruta, chatarra de tamaño pequeño, vidrio entre otros; los que son clasificados y separados para luego ser almacenados en canecas de 55 galones tapadas con cemento y dispuestos en la celda de seguridad.

Los residuos orgánicos, compuestos principalmente por residuos de la preparación de alimentos, se los disponen en celdas construidas para esta labor, se coloca una capa de residuo orgánico y luego una capa de tierra y de esta manera se continúa en forma alternada hasta llenar la capacidad de la celda. Luego de tres o cuatro meses, cuando el desecho orgánico se haya degradado, se utiliza esta misma tierra como abono para las labores de reforestación.

Los lixiviados son recogidos en un sumidero para su posterior inyección.

Este sistema es adecuado y eficiente. Según información de Petroproducción y lo observado en el campo, la capacidad de las celdas de orgánicos es suficiente para varios años en vista de que se está fomentando el reciclaje y la reutilización. Para los residuos tóxicos, en más de 15 años, se ha ocupado entre el 75% - 85% de su capacidad, situación que indica que se cuenta con otros años más para la disposición de residuos especiales. La eficiencia en el

manejo y disposición de los residuos sólidos en el Área Auca se estima en un 90%.

2.17.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE DESECHOS LÍQUIDOS

Los desechos líquidos no tienen un sistema de tratamiento en la estación. Todos los desechos líquidos que se generan en las estaciones de Auca Central y Auca Sur se los transporta mediante Vacumm hacia la estación Sacha Central para que allí se disponga de ellos. Los desechos líquidos que contienen residuos de hidrocarburos se los envía hacia el tanque de lavado.

Según información de la Unidad de Protección Ambiental de Auca, actualmente la Universidad Central del Ecuador, mediante la Facultad de Geología, Minas, Petróleos y Ambiental (FIGEMPA), está realizando el estudio para la disposición y tratamiento de aguas negras y grises generadas en el Área Auca.

2.18 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Tanto los trabajadores de las empresas de servicios petroleros y los visitantes no cuentan con la debida protección industrial. Ésta se limita al uso de carteles preventivos contra accidentes pero en la práctica esto no se cumple. A los visitantes en ocasiones no se les da una charla de inducción sobre los peligros potenciales y no se les proporciona el equipo necesario de seguridad industrial.

No existen reportes de control de ruidos pese a que se emiten fuertes ruidos, principalmente de los generadores así como de la unidad de power oil. Casi ningún trabajador cuenta o usa protección auditiva, tampoco se brinda protección auditiva a los visitantes.

Otro motivo de consideración es la cercanía de los hogares a las líneas de flujo, por lo que se debería dar charlas a los pobladores sobre seguridad industrial y exponer los peligros potenciales que representa la manipulación de una línea de alta presión.

Las cuadrillas de Protección Ambiental que realizan los trabajos de contención y remediación de derrames no cuentan con todos los implementos necesarios por lo que están expuestos a material contaminado; esto en ocasiones a la demora en el trámite burocrático del pedido de los implementos de seguridad industrial que este Departamento realiza a Lago Agrio.

2.19 SISTEMA VIAL

El sistema vial del Campo Auca se encuentra en mal estado, donde las carreteras o vías de acceso a los pozos son pequeños tramos de carreteras algunos sin lastrar que se ramifican de las principales.

La localización de una carretera y los elementos de su diseño dependen en mucho de la topografía, características físicas y uso dado al terreno por donde debe atravesar la vía. La mayoría de los trabajadores (ingenieros y operadores) que deben transitar a toda hora por estas carreteras se quejan de que la mala condición de la vía retrasa su labor, y pone en riesgo la vida humana.

Debe considerarse al mantenimiento vial como la serie de actividades que se realizan para conservar una vía en condiciones estructurales y de funcionamiento tales, que provean al usuario de comodidad y seguridad en el uso de la misma.

Las labores de mantenimiento no solo preservan la vía sino que previenen su deterioro. No debe tomársela como una política temporal sino como una inversión y una garantía contra futuras reparaciones costosas y que evita a su vez pérdidas económicas y humanas.

Por ello, en los actuales momentos, todo el ramal de la vía que va desde la estación Auca Central hasta Cononaco se encuentra en reparación; se están realizando los movimientos de terreno y tendido de mallas ya que dentro de los planes viales se contempla el asfaltado de la vía. Según datos obtenidos, esta obra está siendo ejecutada por el Consejo Provincial gracias al aporte del gobierno. La obra está a cargo del cuerpo de Ingenieros del Ejército.

La carretera principal dispone de señales de tránsito; aunque se debería dar un mantenimiento a las mismas e incrementar el número de señales en lugares en donde lo amerite.

Las señales de tránsito que se deben implementar son:

- Señales de reglamentación, las que notifican al usuario de las vías, las limitaciones, prohibiciones, restricciones que gobiernan el uso de ellas.
- Señales de prevención, que advierten al usuario del camino la existencia de un peligro y la naturaleza de esta.
- Señales de información, las que identifican las vías y guían al usuario.

2.20 FOTOS DEL ESTADO ACTUAL DE LAS PLATAFORMAS DE LOS POZOS, ESTACIONES DE PRODUCCIÓN Y LÍNEAS DE FLUJO

En el siguiente conjunto de fotos se puede apreciar el estado de algunos de los pozos del Área Auca y sus locaciones, el estado de los equipos en las estaciones de producción, líneas de flujo, etc.

La causa principal de derrames y contaminación al medio ambiente es la corrosión interna de las tuberías y la falta de mantenimiento en los equipos; dando como resultado que el recurso hídrico en el área, que es utilizado por los pobladores para su subsistencia diaria, no sea de buena calidad y presente niveles de contaminación.

FOTO 1

FOTO 2

Foto 1. Derrame en la tubería del pozo Auca 9

Foto 2. Afloramiento de petróleo desde la antigua piscina API, Estación Central

FOTO 3

FOTO 4

Foto 3. Derrame en línea de flujo del pozo Auca 20

Foto 4. Punto donde se controló el derrame del pozo Auca 9

FOTO 5

FOTO 6

Foto 5. Derrame en el pozo Auca 9

Foto 6. Derrame en el pozo Auca 9

FOTO 7

FOTO 8

Foto 7. Derrame en el pozo Auca 20

Foto 8. Limpieza del estero aguas abajo de la Estación Central por rebose de tanque.

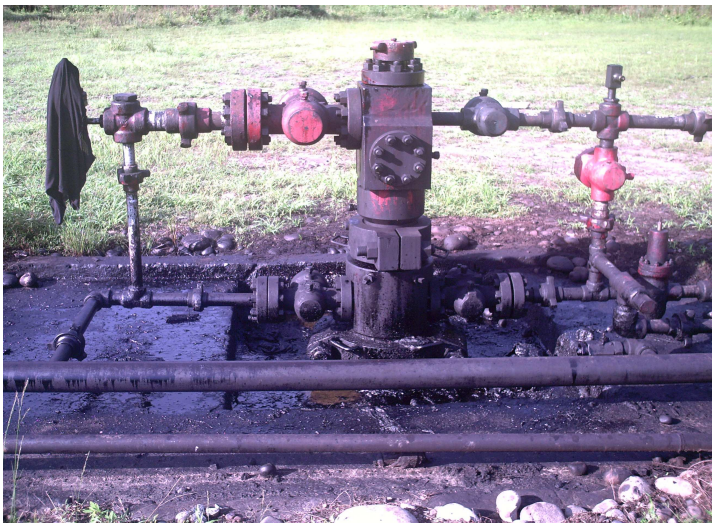


Foto 9. Estado del cabezal del pozo Auca 47

Foto 10. Estado del cabezal del pozo Auca 36

Foto 11. Estado del cabezal del pozo Auca 21

Foto 12. Estado del cabezal del pozo Auca 05

Foto 13. Estado del cabezal del pozo Auca 30

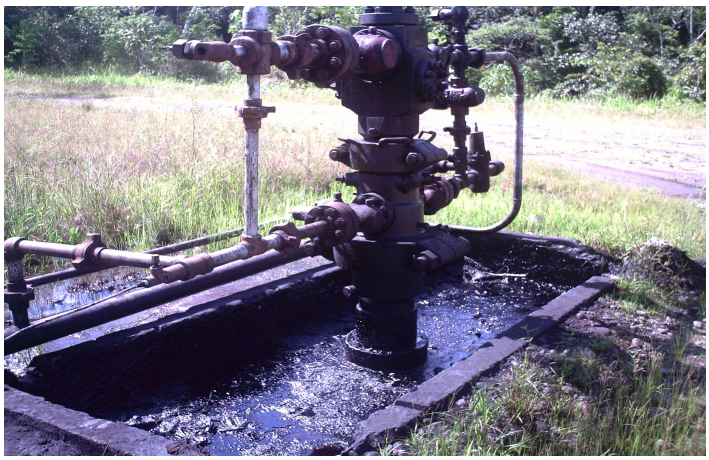


Foto 14. Estado del cabezal del pozo Auca 15

Foto 15. Tanques con crudo cerca de los mecheros de la estación Auca Sur

Foto 16. Celdas de seguridad del Relleno Sanitario

Foto 17. Celda de incineración de desechos inorgánicos del Relleno Sanitario

Foto 18. Estado del derecho de vía por donde pasa el oleoducto secundario

Foto 19. Línea de flujo frente a una vivienda cerca de la locación del pozo Auca Este

Foto 20. Estado de las líneas de flujo que acceden a la estación Auca Sur

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE RIESGO E IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE CONTROL

3.1 OBJETIVO

Determinar y calificar los riesgos de contingencia por derrames, incendios y/o explosiones como producto del análisis de la amenaza sobre la vulnerabilidad de las instalaciones hidrocarburíferas o del entorno que conforma el Área Auca, para estructurar y elaborar un Plan de Contingencias que esté sujeto a las capacidad técnica y económica de la Filial Petroproducción y contemple la realidad socio ambiental de la zona de estudio.

Validar también la operatividad y funcionalidad de los puntos de control de derrames establecidos y proponer la ubicación de nuevos en caso de ser necesario.

3.2 METODOLOGÍA

Para evaluar el riesgo se identificaron las amenazas de manera independiente a la vulnerabilidad de las facilidades de producción y del entorno. Para esto se realizó un análisis de las operaciones que se llevan a cabo en el proceso de producción para conocer el riesgo que éstas generan a la industria; luego, este valor de riesgo se transforma en amenaza al entorno.

Los puntos de control se consideraron como sitios estratégicos en donde en caso de producirse un derrame, gracias a la facilidad de acceso y topografía del terreno, se pueda tener una rápida intervención y control de la contingencia.

En cada punto de control se consideran tiempos de respuesta mínimos y máximos (PC y $PC_{máx}$). Se debe procurar que el control del derrame se lo realice en el punto de control (PC) o en su defecto en el punto de control

máximo ($PC_{máx}$). Si esto no sucede, el derrame pasa a ser considerado como desastre al medio ambiente.

Luego de realizada la inspección de campo y con la ayuda de la cartografía existente, se determinaron, validaron y sugirieron varios Puntos de Control (PC); los que presentan las características necesarias para el efectivo y rápido control de derrame.

3.3 RIESGO, AMENAZA Y VULNERABILIDAD

3.3.1 INTRODUCCIÓN

La amenaza que se genera en la producción de hidrocarburos es directa e indirecta, ya que se tratan de operaciones de alto riesgo.

Considerando que el presente estudio se lo realiza en base a las instalaciones petroleras ya existentes en el Área Auca, se analizarán las amenazas de las diferentes operaciones de superficie y estaciones de producción (Auca Central y Auca Sur); las que cuentan con los siguientes equipos:

Estación de producción:

- Manifolds
- Inyección de químicos
- Separador de prueba
- Separadores de producción
- Bota de gas
- Mechero
- Tanque de lavado
- Tanque de surgencia
- Bomba de transferencia
- Línea de transferencia
- Compresores
- Tanques de combustible

Sumidero de la estación
Piscina API - sumidero

Estación de oleoducto:

Tanque de oleoducto
Bombas de oleoducto
Líneas de oleoducto

Sistema contra incendio:

Tanque de agua
Tanque de espuma
Manifolds
Cañones

Sistema de bombeo hidráulico:

Bombas

Sistema de bombeo eléctrico:

Generación eléctrica

Sistema de reinyección:

Bombas

Plataformas y Pozos

Plataformas
Cabezal
Instalaciones de bombeo hidráulico
Instalaciones de bombeo eléctrico sumergible

Ductos

Líneas de oleoducto (de flujo)
Líneas de transferencia
Líneas de agua de formación
Líneas de fluido motriz

Piscinas

Piscina de los pozos

Piscina recolectora

Las actividades dentro del proceso, por ser de alto riesgo, en todas las facilidades de producción dan como resultado que estén latentes contingencias tales como derrames, incendios y explosiones, que sin un adecuado plan de manejo y un plan de monitoreo a las operaciones, son una amenaza; tanto para las instalaciones en sí mismas como para el medio social y biótico, este último altamente frágil en nuestra amazonía.

Son varios los impactos que esta industria puede acarrear sobre los diferentes elementos constitutivos del Área Auca, pero sobre todo a la economía de la zona por los efectos adversos sobre la agricultura, la ganadería, la conservación del medio ambiente y el deterioro del mismo.

El área de influencia indirecta del Área Auca es altamente vulnerable a cualquier cambio de sus condiciones naturales y más aún a las condiciones adversas que la industria petrolera provoca, pero principalmente a causas como el derrame de crudo tanto sobre tierra como en los cuerpos hídricos y al derrame del agua de producción de la formación, la cual genera una alta salinidad en los cuerpos receptores de la misma y la consecuente disminución de la capacidad de sostener la vida en el suelo, en los esteros y ríos.

3.3.2 DEFINICIONES

3.3.2.1 Las Amenazas

Las amenazas son elementos del riesgo que se pueden presentar tanto de las instalaciones al ambiente, como del ambiente a las instalaciones

Las amenazas de las instalaciones al ambiente están dadas por el probable impacto sobre el medio ambiente a causa de una eventual fuga o derrame.

Las amenazas del medio ambiente sobre las instalaciones es todo factor de posible alteración de las condiciones normales de operación del sistema pozo - línea de flujo - estación.

Son un elemento del riesgo que se lo puede clasificar en cuatro categorías fundamentales: "*naturales*", "*socio naturales*", "*antrópico-contaminantes*" y "*antrópico-tecnológicas*".

Las Amenazas Naturales son normales, forman parte de la historia y de la coyuntura de la formación de la Tierra y de la dinámica geológica, geomorfológica, climática y oceánica. Este tipo de amenaza se clasifica en cuatro tipos:

a) **De origen geotectónico,** entre los que se consideran los sismos, la actividad volcánica, desplazamientos verticales y horizontales de porciones de la tierra.

b) **De origen hidrológico,** que incluyen inundaciones, desbordamientos, anegamientos y agotamiento de acuíferos.

c) **De origen meteorológico o climático,** tales como tormentas tropicales, sequías, incendios espontáneos.

d) **De origen geomórfico (o geodinámico),** entre los que se incluyen deslizamientos y avalanchas, hundimientos y erosión terrestre y costera.

Las Amenazas Socio Naturales más comunes se encuentran en las inundaciones, deslizamientos, hundimientos, sequías, incendios naturales y agotamiento de acuíferos.

Las Amenazas Antrópicas-Contaminantes, son una serie de amenazas que toman la forma de elementos de la naturaleza "*transformados*" (aire, agua, tierra); son amenazas basadas en y construidas sobre elementos de la

naturaleza, pero que no tienen una expresión en la naturaleza misma. En el caso de la gestión ambiental estas amenazas se relacionan con los procesos de contaminación derivados de derrames, dispersiones y emisiones de substancias químico-tóxicas hacia el aire, tierra y agua, como es el caso del petróleo, los plaguicidas, los gases tóxicos productos de la combustión. En general, estas amenazas son producto de la negligencia o de la falta de control.

Las Amenazas Antrópico-Tecnológicas, relacionadas con los procesos de producción y distribución industrial modernos, encierran problemas para la seguridad debido al uso de muchas actividades de potencial riesgo. La posibilidad de fallas en estas actividades, por falta de control, negligencia o imprevisión de la técnica, puede generar impactos sobre los pobladores que habitan en zonas circundantes en donde se desarrolla la actividad hidrocarburífera. Ejemplo de este tipo de amenaza es el incendio ocurrido a lo largo del cauce del río Esmeraldas, en donde un deslizamiento de tierra causó la rotura del oleoducto y del gasoducto, con la consiguiente afectación a viviendas y pérdida de vidas humanas.

Pese a lo útil de la clasificación la eventualidad del impacto de una amenaza, hace necesario la ejecución de un monitoreo constante que permita la planificación ante este tipo de situaciones.

3.3.2.2 Vulnerabilidad

La vulnerabilidad de las instalaciones al ambiente es el grado de recuperabilidad que se puede lograr de un ambiente receptor ante una contaminación con crudo.

La vulnerabilidad del ambiente a las instalaciones es la susceptibilidad o debilidad de un sector o punto del mismo ante una amenaza ambiental.

Desde un punto de vista más amplio, la vulnerabilidad en relación con la amenaza se define así:

Amenaza > Vulnerabilidad, entonces el Riesgo tiende a Desastre

Esta relación también se la puede expresar de la siguiente manera:

Amenaza Natural > Vulnerabilidad, se tiene Amenaza Socio Natural o
Amenaza Antrópica > Vulnerabilidad, entonces el Riesgo tiende al Desastre.

De esta manera se observa que a mayor amenaza la tendencia del riesgo es ser tan crítico como la amenaza. Tal afirmación suma un argumento más a favor del trabajo multidisciplinario.

3.3.2.3 Riesgo

En su definición más sencilla, es la posibilidad de que a personas, estructuras físicas, sistemas productivos, etc. les ocurra algo nocivo o dañino.

El riesgo se produce al activarse la amenaza sobre la vulnerabilidad del entorno o de las instalaciones. La vulnerabilidad es la tendencia a sufrir daños en cualquiera de las partes de las facilidades productivas, de la naturaleza o de la estructura social. Por lo tanto, el riesgo es una condición latente o potencial y su grado depende de la intensidad posible de la amenaza y los niveles de vulnerabilidad existentes, resulta de la interrelación entre ambos aspectos.

En este sentido, la vulnerabilidad es una expresión del desajuste entre la estructura social y el medio físico y natural que lo rodea. La vulnerabilidad por tanto, no tiene un valor absoluto, sino que depende del tipo e intensidad de la amenaza.

El grado de riesgo siempre está en función de la magnitud de la amenaza y de la vulnerabilidad y es una condición dinámica, cambiante y teóricamente controlable.

3.3.2.4 Desastre

Es la manifestación del rompimiento de un falso equilibrio entre las instalaciones y su entorno. Así, el equilibrio aparente, que se manifiesta en la

continuidad de la vida cotidiana “ajustada” a su medio, se descubre en todos sus desequilibrios cuando llega el desastre, detonado por un agente externo físico, pero determinado por las condiciones de existencia, ubicación, estructura y organización humana.
Un desastre constituye una condición de “anormalidad” cuyas características están determinadas por el contexto de “normalidad” preexistente. Por lo tanto, el desastre es tanto un proceso como un producto.

Las implicaciones de esta visión conceptual son:

- La atención prioritaria debe darse sobre las actividades de los procesos, sobre la conformación de condiciones de riesgo, sobre las amenazas y vulnerabilidades histórica y a la vez prospectiva.

- La investigación debe ser preferentemente multidisciplinaria.

- Debe ser lo más integral posible en lo que respecta a la globalidad de las amenazas y vulnerabilidades.

3.4 ANÁLISIS DE RIESGOS EN LAS INSTALACIONES PETROLERAS

Para poder evaluar el riesgo primero se deben identificar las amenazas presentes, independientemente de la vulnerabilidad de las facilidades de producción y del entorno.

Para realizar el análisis de riesgos se consideran las distintas actividades y operaciones petroleras desarrolladas en el Área Auca por parte de Petroproducción. Algunas de las contingencias que se pueden producir son:

Rotura en la línea de flujo (riesgo histórico y/o supuesto):

Efecto = Derrame

Causa = Crecida y arrastre de los marcos H, deslizamiento de taludes, atentado (explosivos), corrosión interna o externa.

Rotura tanques (riesgo histórico y/o supuesto):

Efecto = Derrame
Causa = Corrosión a causa de las bacterias sulfato reductoras, alta corrosividad de las aguas de producción (de formación) más el uso de químicos del tratamiento.

Fallas por deficiencias en mantenimiento preventivo en los equipos e interconexiones de las operaciones de superficie (riesgo histórico y/o supuesto):

Efecto = Derrame
Causa = Equipos e interconexiones que no son remplazados por no tener en stock, los mismos que son declarados operativamente fuera de servicio.

Fallas humanas en las operaciones (riesgo histórico y/o supuesto):

Efecto = Derrame
Causa = Cansancio físico de los operadores de producción, confiabilidad del personal técnico en las operaciones por exceso de rutina.

Falta de comunicaciones entre los supervisores a cargo de las operaciones (riesgo histórico y/o supuesto):

Efecto = Derrame
Causa = Negligencia dentro de las actividades de las operaciones de producción

El proceso de identificación consiste en ubicar por un lado las amenazas y por otro lado las vulnerabilidades, para cada situación (sea este un componente operativo o un componente ambiental).

Si el elemento analizado es vulnerable a dicha amenaza, entonces se califican ambos aspectos y posteriormente se califica el riesgo de acuerdo a varios criterios. En caso de que exista una amenaza pero la vulnerabilidad está ausente, entonces el riesgo no se califica y se elimina por tanto dicho aspecto para ese elemento.

3.5 CRITERIOS PARA LA CALIFICACIÓN DE LAS AMENAZAS

En la tabla 3.1 se muestran los criterios para la calificación de la amenaza, tanto de los componentes operativos como de los componentes ambientales del Área Auca.

Tabla 3.1. Niveles de Calificación de la Amenaza

NIVELES DE CALIFICACIÓN DE AMENAZA	
AMENAZA	**VALORACIÓN**
Crítica	4
Alta	3
Media	2
Baja	1
No amenaza	0

3.5.1 CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZAS PARA ESTACIONES

La tabla 3.2 muestra los criterios de calificación de las Amenazas en las Estaciones.

Tabla 3.2. Criterios para la Calificación de la Amenaza en las Estaciones.

CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZAS EN LAS ESTACIONES		
(referido al estado de los equipos)		
ACCESORIO O EQUIPO	OBSERVACIONES (ESTADO)	N.A.E.E.
Manifold (entrada de líneas de flujo	Líneas y Válvulas en mal estado, sin canal perimetral	4
	Líneas y Válvulas en buen estado, sin canal perimetral	3
	Líneas y Válvulas en mal estado, con canal perimetral en mal estado	2
	Líneas y Válvulas en buen estado, con canal perimetral en buen estado	1
Sistema de inyección de químicos)	Sin caseta, tambores volcados, escapes, sin ficha de seguridad	4
	Con caseta, tambores ordenados, con escapes, sin ficha de seguridad	3
	Con caseta, tambores ordenados, con escapes, con ficha de seguridad	2
	Con caseta, tambores ordenados, sin escapes, con ficha de seguridad	1
Separadores de Prueba	Con escapes, válvulas en mal estado, sin canal perimetral	4
	Con escapes, válvulas en buen estado, sin canal perimetral	3
	Con escapes, válvulas en mal estado, con canal perimetral en mal estado	2
	Sin escapes, válvulas en buen estado, con canal perimetral en buen estado	1
Separadores de Producción	Con escapes, válvulas en mal estado, sin canal perimetral	4
	Con escapes, válvulas en buen estado, sin canal perimetral	3
	Con escapes, válvulas en mal estado, con canal perimetral en mal estado	2
	Sin escapes, válvulas en buen estado, con canal perimetral en buen estado	1
Bota de gas	Con escapes, válvulas en mal estado, cercanía a fuentes de chispa	4
	Con escapes, válvulas en mal estado	3
	Con escapes, válvulas en buen estado	2
	Sin escapes, válvulas en buen estado	1
Tanque de lavado	Socavamiento bases, paredes y techo, diques deficientes, fugas	4
	Paredes y techo en mal estado, diques en mal estado, drenaje deficiente	3
	Paredes y techo en mal estado, diques en buen estado, drenaje deficiente	2
	Piso, paredes y diques en buen estado, sin escapes, drenaje apropiado	1
Pierna Hidrostática	Con fugas, válvulas en mal estado	4
	Válvulas en mal estado	3
	Válvulas en estado regular, taponamiento	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado	1
Tanque de reposo	Socavamiento bases, paredes y techo, diques deficientes, escapes	4
	Paredes y techo en mal estado, diques mal estado, drenaje deficiente	3
	Paredes y techo en mal estado, diques en buen estado, drenaje deficiente	2
	Piso, paredes, techo y diques en buen estado, buen drenaje	1
Sistema de Bombeo (Transferencia)	Con fugas, válvulas en mal estado, sin canal perimetral	4
	Con fugas, válvulas en buen estado, sin canal perimetral	3
	Con fugas, válvulas en mal estado, con canal perimetral	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado, con canal perimetral	1
Línea de Transferencia	No identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	4
	Identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	3
	Identificada, sin fugas, aérea, mantenimiento deficiente	2
	Identificada, sin fugas, enterrada, buen mantenimiento	1
Líneas de Transferencia de gas	No identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	4
	Identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	3
	Identificada, sin fugas, aérea, mantenimiento deficiente	2
	Identificada, sin fugas, enterrada, buen mantenimiento	1
Deshidratador de gas (Scruber)	Con fugas, válvulas en mal estado, cercanía a fuentes de chispa	4
	Con fugas, válvulas en mal estado	3
	Con fugas, válvulas en buen estado	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado	1
Unidad Belex	Con fugas, válvulas en mal estado, cercana a puntos inflamables	4
	Con fugas, válvulas en mal estado	3
	Sin fugas, válvulas en mal estado	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado	1

Compresor	Con fugas, válvulas en mal estado, sin canal perimetral	4
	Con fugas, válvulas en mal estado, con canal perimetral en mal estado	3
	Con fugas, válvulas en buen estado, con canal perimetral en mal estado	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado, canal perimetral en buen estado	1
Efluentes Condensados	Con fugas, direccionado al ambiente, mala combustión	4
	Con fugas, direccionado al ambiente	3
	Sin fugas, direccionado al ambiente	2
	Sin fugas, direccionado hacia un sistema cerrado	1
Venteo de Tanques	Diámetros insuficientes, direccionado al ambiente, cercano a puntos inflamables	4
	Diámetros insuficientes, direccionado al ambiente	3
	Diámetro adecuados, direccionado al ambiente	2
	Diámetro adecuados, direccionado al mechero	1
Quemador	Con fugas, líneas en mal estado, cercanía a fuentes de chispa, mala combustión	4
	Con fugas, líneas en mal estado, mala combustión	3
	Sin fugas, líneas en buen estado, mala combustión	2
	Sin fugas, líneas en buen estado, buena combustión	1
Sistema de drenaje de aguas	No segregado, fugas, tapado con basuras, capacidad deficiente	4
	No segregado, fugas, capacidad deficiente, limpio	3
	No segregado, sin fugas, capacidad adecuada, limpio	2
	Segregado, sin fugas, capacidad adecuada, limpio	1
Sistema de separación	No existe separador API, efluente directo al ambiente	4
	No existe separador API, efluente a piscina drenaje inadecuado	3
	Existe sumidero o trampa, efluente a piscina con drenaje adecuado	2
	Separador API funcionando, piscina desnatadora con drenaje adecuado	1
Piscina desnatadora	Drenaje sin cuello de ganso, altos niveles de nata, efluente manchado	4
	Drenaje sin cuello de ganso, poca nata, efluente manchado	3
	Drenaje sin cuello de ganso, poca nata, efluente limpio	2
	Drenaje sin cuello de ganso, sin nata, efluente limpio	1
Efluente al ambiente	Evidencia de derrames crónicos, manchas en vegetación	4
	Barreras instaladas, evidencia de derrames, manchas moderadas	3
	Evidencia de que se ha hecho limpieza de derrames	2
	Sin evidencia de derrames, área limpia	1
Sistema de reinyección	Con fugas, válvulas en mal estado, insuficiente capacidad, mantenimiento inadecuado, inyección sin tratamiento de agua	4
	Con fugas, válvulas en mal estado, mantenimiento inadecuado, tratamiento de aguas inadecuado	3
	Sin fugas, válvulas en buen estado, mantenimiento inadecuado, tratamiento de aguas inadecuado	2
	Sin fugas, válvulas en buen estado, mantenimiento adecuado	1
Línea de flujo - agua de formación	No identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	4
	Identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	3
	Identificada, sin fugas, aérea, mantenimiento deficiente	2
	Identificada, sin fugas, enterrada, buen mantenimiento	1
Sistema Protección Contra incendio	Extintores descargados, presión insuficiente, mantenimiento deficiente	4
	Insuficiente extintores, presión insuficiente, mantenimiento deficiente	3
	Extintores cargados, presión adecuada, mantenimiento deficiente	2
	Extintores cargados, presión adecuada, mantenimiento adecuado	1

N.A.E.E. = Nivel de amenaza por estado de los equipos

3.5.2 CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZAS PARA POZOS

Los criterio de calificacion de Amenazas en los pozos se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Criterios para la Calificación de la Amenaza en los Pozos.

CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZAS EN LOS POZOS (referido al estado de los equipos)		
ACCESORIO O EQUIPO	**OBSERVACIONES (ESTADO)**	**N.A.E.E**
Sistema de levantamiento	Power oil, mantenimiento deficiente, con mini estación en mal estado	4
	Mecánico, mantenimiento deficiente, con mini estación en mal estado	3
	Power oil o Mecánico, con buen mantenimiento	2
	Electrosumergible, buen mantenimiento	1
Contrapozo o sumidero	No existe contrapozo, fugas directo al ambiente	4
	Con bordes de cemento deteriorados, poca profunidad, fugas al ambiente	3
	Contrapozo adecuado, no hay rutina de limpieza con vacuum	2
	Contrapozo adecuado, rutina de limpieza con vacuum	1
Piscina de crudo	Filtraciones, drenaje deficiente, alto nivel de nata, manchas en salida, no hay rutina de limpieza con vacuum	4
	Filtraciones, drenaje deficiente, poca nata, manchas en salida, rutina de limpieza con vacuum	3
	Tapada con afloramientos en el área	2
	Con geotextil, drenaje adecuado, poca o ninguna nata sin manchas	1
Líneas de flujo	No identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	4
	Identificada, fugas, aérea, mantenimiento deficiente	3
	Identificada, sin fugas, aérea, mantenimiento deficiente	2
	Identificada, sin fugas, enterrada, buen mantenimiento	1

N.A.E.E. = Nivel de amenaza por estado de los equipos

3.5.3 CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZA PARA LÍNEAS DE FLUJO

La Tabla 3.4 muestra los criterios de clasificación de amenazas en Líneas de Flujo.

Tabla 3.4. Criterios para la Calificación de la Amenaza en Líneas de Flujo.

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS EN LÍNEAS DE FLUJO (referido al emplazamiento de las líneas)		
LÍNEAS DE FLUJO	**OBSERVACIONES (ESTADO)**	**N.A.E.E.**
Emplazamiento	Aérea, sin marco H, sin soportes de aislamiento	4
	Aérea, en marco H, con soportes de madera	3
	Superficial (o en lecho) o enterrada, sin protección catódica, con soportes de aislamiento adecuados	2
de líneas	Enterrada, con protección catódica	1

N.A.E.E. = Nivel de amenaza por estado de los equipos

3.5.4 CRITERIOS DE CALIFICACIÓN DE AMENAZAS DEL AMBIENTE

La amenaza es la ocurrencia dentro de un período específico de tiempo, sobre un área determinada, de fenómenos potencialmente dañinos que tienen origen en el Entorno (Medio físico y Antrópico), y también pueden ser de origen operacional.

Los criterios fundamentales de amenazas, sobre la base de una categorización y valoración de entre 1 y 4, son las siguientes:

3.5.4.1 Hidrometeorología

En el área de climatología e hidrología (hidrometeorología) se han identificado dos amenazas potenciales sobre las instalaciones petroleras del Área Auca. Estos valores se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Criterios para calificar la Amenaza del Recurso Hídrico a la Industria Petrolera

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA DEL RECURSO HÍDRICO A LA INDUSTRIA PETROLERA **CAUDAL**	
Calificación	**Significado**
4	800 l/s <Q <3500 l/s
3	350 l/s <Q <800 l/s

2	10 l/s <Q <350 l/s
1	0< Q < 10 l/s
PENDIENTE	
Calificación	**Significado**
4	Pendiente promedio del cauce > 2.0
3	1.0 < Pendiente promedio del cauce < 2.0
2	0.6 < Pendiente promedio del cauce <1.0
1	0.1 < Pendiente promedio del cauce < 0.6

3.5.4.2 Geomorfología y suelos

Los criterios para la calificación en esta área se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Criterios para calificar la Amenaza Geotécnica y Geológica a la Industria Petrolera

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA GEOTÉCNICA Y GEOLÓGICA A LA INDUSTRIA PETROLERA	
COMPACIDAD O CONSISTENCIA	
Calificación	**Significado**
4	Blandos
3	Blandos a medianamente blandos
2	Blandos a medianamente compactados
1	Compactados
EROSIÓN	
Calificación	**Significado**
4	Moderada a fuerte
3	Moderada a alta
2	Moderada
1	Baja
ESTABILIDAD DE TALUDES	
Calificación	**Significado**
4	Inestables
3	Medianamente estables a inestables
2	Medianamente estables
1	Estables
TIPO DE SUELO	
Calificación	**Significado**
4	Estratos de areniscas medias a gruesas con lutitas, intercalada con conglomerados
3	Limos con arena, poca grava suelta, cauce aluviales (drenajes)
2	Limo arenosos, blandos, medianamente plásticos, terrazas aluviales
1	Secuencia estratificada sedimentaria, representada por arcillas rojas

3.5.4.3 Medio Antrópico

En la tabla 3.7 se muestran los criterios del medio antrópico sobre la industria petrolera.

Tabla 3.7. Criterios para calificar la Amenaza Socioeconómica a la Industria Petrolera

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA AMENAZA SOCIOECONOMICA A LA INDUSTRIA PETROLERA		
ACTIVIDAD HUMANA		
Calificación	**Significado**	**Descripción**
4	Guerrilla	Voladura de instalaciones
3	Sabotaje	Intervención en las instalaciones (manipuleo inadecuado) por conflictos sociopolíticos
2	Daño en las instalaciones	Robo de tuberías y accesorios (valvulería)
1	Negociaciones socioeconómicos	Medidas para conseguir beneficios comunitarios (canchas de fútbol, pupitres escolares, etc)

FUENTE: Planisoc, año 2001

3.5.5 VULNERABILIDAD

Para la calificación de las vulnerabilidades se han establecido cinco niveles como se muestra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Niveles de Calificación de la Vulnerabilidad

NIVELES DE CALIFICACIÓN DE VULNERABILIDAD	
VULNERABILIDAD	**VALORACIÓN**
Crítica	4
Alta	3
Media	2
Baja	1
No vulnerable	0

Para el diagnóstico de la vulnerabilidad se consideran cinco áreas de estudio. Medio Físico: Recursos Hídricos, Geomorfología y geotecnia; Medio Biótico: Flora y Fauna en ecosistema terrestre y acuático; Medio Antrópico: Socioeconómico.

En las tablas 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13 se muestran los criterios para calificar a la vulnerabilidad del componente ambiental.

Tabla 3.9. Criterios para calificar a la vulnerabilidad del recurso hídrico.

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD DEL RECURSO HIDRICO	
CAUDAL	
Calificación	**Significado**
4	0< Q < 10 l/s
3	10 l/s <Q <350 l/s
2	350 l/s <Q <800 l/s
1	800 l/s <Q <3500 l/s
CALIDAD DE AGUA	
Calificación	**Significado**
4	Agua con alta contaminación
3	Agua apta para todo uso con varios parámetros de contaminación
2	Agua apta para todo uso con pocos parámetros de contaminación
1	Agua apta para todo uso con un sólo parámetro de contaminación
PENDIENTE	
Calificación	**Significado**
4	Pendiente promedio del cauce > 2.0
3	1.0 > Pendiente promedio del cauce > 2.0
2	0.6 > Pendiente promedio del cauce > 1.0
1	0.1 > Pendiente promedio del cauce > 0.6

.

Tabla 3.10. Criterios para Calificar la Vulnerabilidad de Fauna y Flora en Ecosistemas Terrestres

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD FAUNA Y FLORA EN ECOSISTEMAS TERRESTRES		
USO DEL SUELO-FLORA Y FAUNA		
Calificación	**Uso del suelo**	**Descripción**
4	Bosques primarios	Zonas de reserva, con especies menores en peligro de extinción
3	Bosques secundarios en recuperación	Zonas de recuperación natural, con especies que no se hayan en peligro de extinción, pero que pueden llegar a estarlo

2	Bosques secundarios	Zonas de productividad, no existen especies en peligro de extinción
1	Zonas de cultivos	Zonas de productividad de corto tiempo con cambio de uso de suelo, no existen especies en peligro de extinción
EXTENSION DE LA AFECTACION		
Calificación	**Extensión del suelo**	**Descripción**
4	0 Ha <AREA<0.1 Ha	Pequeña extensión del suelo afectado, afecto menor cantidad de especies
3	0.1 Ha <AREA<0.5 Ha	Media extensión de suelo afectado, afecto de mediana cantidad de especies
2	0.5 Ha <AREA<1 Ha	Alta extensión de suelo afectado, afecto alta cantidad de especies
1	1 Ha <AREA	Crítica extensión de suelo afectado, afecto crítica cantidad de especies

Tabla 3.11. Criterios para Calificar la Vulnerabilidad Geomorfológica y Suelo

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD GEOMORFOLÓGICA Y SUELO		
CARACTERISTICAS GEOMORFOLOGICAS		
Calificación	**Zona Geomorfológica**	**Descripción**
4	Relieves disectados en colinas	Colinas bajas de cimas agudas, sistema de drenaje denso
3	Terrazas aluviales recientes	Llanura de inundación, zonas de azolve y erosión
2	Colinas con intervalos mal drenados	Colinas de cimas convexas, redondeadas algo planas, intensidad de drenaje bajo
1	Llanuras onduladas a planas	Llanura de inundación, planicies, zonas de acumulación
PENDIENTE		
Calificación	**Significado**	
4	Moderada a abrupta (menor al 85%)	
3	Moderada (menor al 35 %)	
2	Suavemente inclinada a plana (menor al 5 %)	
1	Plana (menor al 5%)	
SUELO		
Calificación	**Significado**	
4	Limos y arenas	
3	Arcillas y areniscas sedimentarias	
2	Suelos limosos a limo arcillosos	
1	Suelos arcillosos	

Tabla 3.12. Criterios para Calificar la Vulnerabilidad de Fauna y Flora en Sistemas Acuáticos.

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD FAUNA Y FLORA EN ECOSISTEMAS ACUATICOS		
FLORA Y FAUNA		
Calificación	**Caudal del recurso hídrico**	**Descripción**
4	0< Q < 10 l/s	Recurso hídrico menor, con vida acuática microscópica
3	10 l/s <Q <350 l/s	Recurso hídrico menor, con vida acuática microscópica y de peces de pequeño tamaño
2	350 l/s <Q <800 l/s	Recurso hídrico menor, con vida acuática microscópica, de peces de pequeño y peces medianos (bocachico)
1	800 l/s <Q <3500 l/s	Recurso hídrico menor, con vida acuática microscópica, de peces de pequeño, peces medianos (bocachico) y grandes (barbudo o bagre de agua dulce

Tabla 3.13. Criterios para Calificar la Vulnerabilidad del Medio Antrópico

CRITERIOS PARA CALIFICAR LA VULNERABILIDAD SOCIOECONOMICA		
CONCENTRACION POBLACIONAL		
Calificación	**División política**	**Descripción**
4	Ciudades	Población concentrada (ciudad), con servicios básicos, con comunicación
3	Parroquias	Población concentrada, con servicios básicos deficientes, asentada a los lados de la vía petrolera
2	Centros poblados	Población concentrada, desprovista de servicios básicos, asentada a los lados de las vías secundarias
1	Caseríos o fincas	Población desprovista de servicios básicos y vialidad, lugares cercanos a las vías
PREPARACION ANTE LAS CONTINGENCIAS		
Calificación	**Grado de preparación**	**Descripción**
4	No existe preparación ni equipamiento	No tienen capacitación en caso de emergencia
3	Poco preparados, sin plan de contingencias	Están poco enterados de cómo controlar una emergencia
2	Medianamente preparados, con plan elemental contingencias	Conoce qué hacer en caso de una emergencia
1	Tienen conocimiento y disponen de plan de contingencias	Conoce qué hacer y ha participado en el control de una contingencia

3.5.6 RIESGO

El riesgo que presentan las instalaciones petroleras del Área Auca se basa en el resultado de la relación de amenaza y vulnerabilidad. Este resultado se muestra en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Tabla para la Calificación del Riesgo.

		AMENAZA			
		CRITICO (4)	ALTO (3)	MEDIO (2)	BAJO (1)
VULNERABILIDAD	CRITICO (4)	*CRITICO (4)*	*ALTO (3)*	*MEDIO (2)*	*MEDIO (2)*
	ALTO (3)	*CRITICO (4)*	*ALTO (3)*	*MEDIO (2)*	*MEDIO (2)*
	MEDIO (2)	*ALTO (3)*	*ALTO (3)*	*MEDIO (2)*	*BAJO (1)*
	BAJO (1)	*ALTO (3)*	*MEDIO (2)*	*MEDIO (2)*	*BAJO (1)*

Se han definido cuatro categorías de riesgo: crítico, alto, medio y bajo.

3.5.6.1 Riesgo Crítico

Las contingencias que ocurren en el Área Auca están localizadas en un sector de difícil acceso, sin rutas fáciles de acercamiento, la coordinación de los trabajos está a cargo del Jefe de Protección Integral y por el Jefe de Área de producción; el control lo realiza personal especializado.

Además, si la contingencia no ha sido detenida en el punto de control la última oportunidad de manejar el derrame es en el punto de control máximo.

3.5.6.2 Riesgo Alto

La contingencia se localiza en un sector con mediana facilidad de acceso, la coordinación de los trabajos están a cargo del Jefe de Área de Protección

Integral y el Jefe de Campo; se necesita personal especializado, el derrame ocurre en una zona de alta sensibilidad ecológica.

Adicionalmente, la mancha ya pasó el punto de control o la zona de equilibrio del riesgo y existe la posibilidad de manejarlo ubicando el equipo de contingencia antes de llegar al punto de control máximo.

3.5.6.3 Riesgo Medio

Cuando la contingencia ocurre en cualquier lugar de fácil acceso por cualquier medio de transporte, la cantidad de crudo es limitada y sus efectos son perjudiciales al medio ambiente. La emergencia es manejada por los Supervisores de Protección Ambiental y el Supervisor de Producción.

El derrame ha pasado el punto de control, pero se encuentra en una zona anterior al punto de control máximo y se puede manejar dentro de esta zona.

3.5.6.4 Riesgo Bajo

La contingencia es manejable por el Técnico Ambiental y el Operador de Producción, sin la intervención de equipos sofisticados. Su efecto está limitado a una pequeña zona, el derrame ocurre cerca del o los campamentos de Petroproducción y su afectación ecológica es mínima.

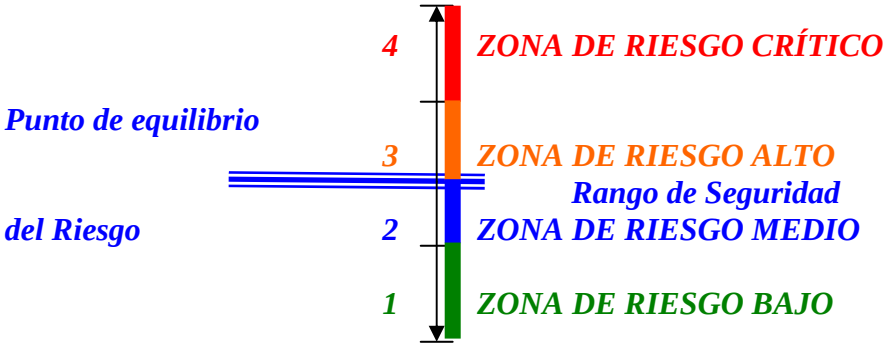
Riesgo bajo se tiene también cuando el derrame afecta la zona de influencia directa de las instalaciones petroleras (derecho de vía, etc.) y el derrame drena hacia el punto de control y es posible manejarlo en este punto y/o antes.

3.5.6.5 Riesgo Nulo

El Riesgo puede ser calificado como Nulo (0). Pero en la práctica no se califica al Riesgo como Nulo (0) ya que en la industria petrolera todas las actividades están propensas a ser vulnerables a sí mismo y amenazantes al entorno o vulnerables al entorno.

Cuando se tiene la calificación de la amenaza y vulnerabilidad en cada aspecto y de cada elemento, se procede a la calificación del riesgo con el criterio que se muestra en la Figura 3.1

Figura 3.1. **Zonas de RIESGO ⟹ Rango de Seguridad ⟹ Punto de Equilibrio del RIESGO**



- Si la amenaza es mayor o menor que la vulnerabilidad, entonces el riesgo tiende a adquirir el valor de la amenaza.
- Si la amenaza es igual a la vulnerabilidad, entonces el riesgo es igual al valor de la amenaza.

Entonces, resumiendo se tiene:

A > V, entonces R tiende A
A < V, entonces R tiende A
A = V, entonces R igual A

Cuando la amenaza encuentra a la vulnerabilidad se presenta el **RIESGO.** Si la presencia de la vulnerabilidad es baja, la amenaza está presente en alto grado; entonces, ésta al actuar sobre la vulnerabilidad hace que se presente el riesgo con una valoración tendiente hacia el valor de la amenaza (Figura 3.2).

Esta situación se da tanto para cuando se analizan las amenazas de las facilidades de producción hacia las vulnerabilidades del ambiente (Figura 3.3) y

como cuando se trabaja con las amenazas del entorno hacia las vulnerabilidades de las facilidades de producción (Figura 3.4).

Figura 3.2. Interrelación Amenaza – Vulnerabilidad ⟹ RIESGO

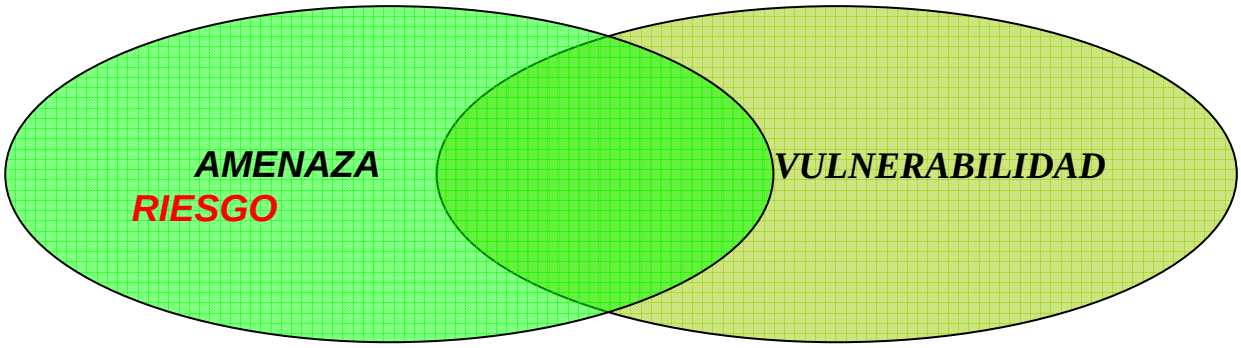


Figura 3.3. Interrelación Amenaza de las Facilidades de Producción – Vulnerabilidad del Entorno ⟹ RIESGO

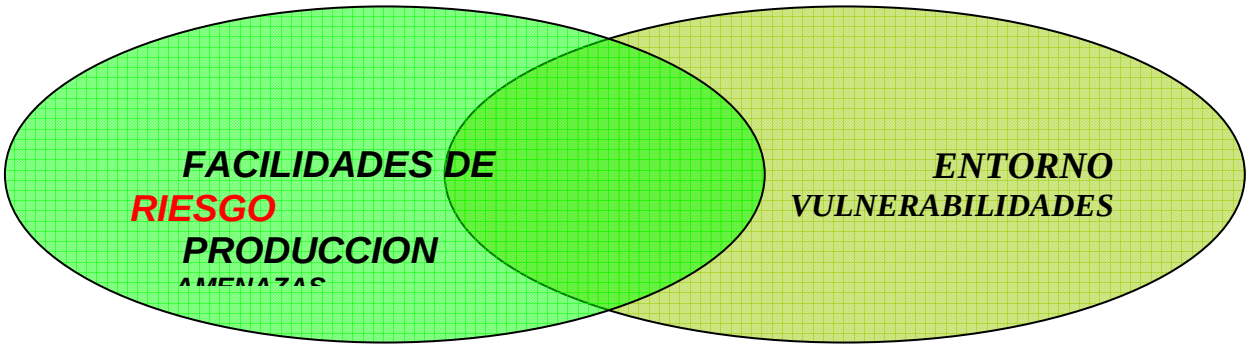
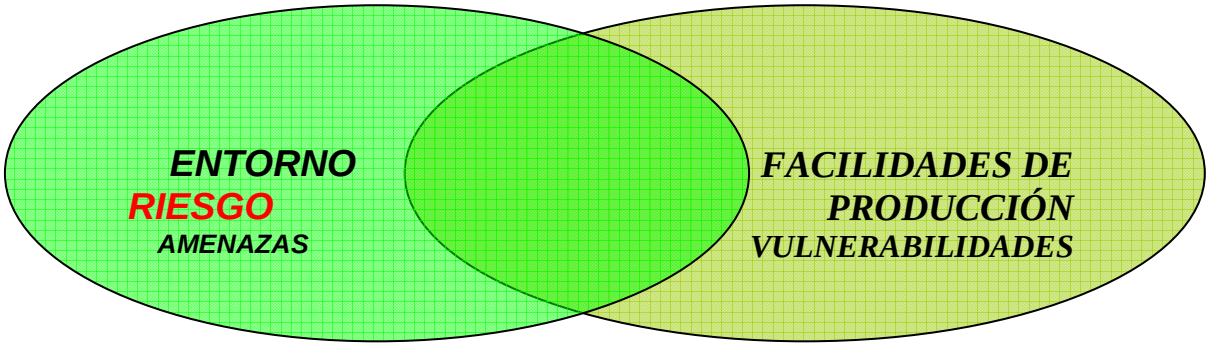


Figura 3.4. Interrelación Amenaza del Entorno – Vulnerabilidad de las Facilidades de Producción ⟹ RIESGO



3.6 CALIFICACIÓN DE AMENAZAS

3.6.1 CALIFICACIÓN DE AMENAZAS EN LAS ESTACIONES

Dependiendo del estado en que se encuentran las instalaciones petroleras del Área Auca (Estaciones Auca Central y Auca Sur), se procedió a calificar la amenaza que estas representan al entorno usando los criterios calificación de amenazas tratadas en el apartado 3.5 de este capítulo; es decir, según criterios de la tabla 3.2.

Los resultados se muestran en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Calificación de las amenazas los equipos en las Estaciones de Producción

	ESTACION	
ACCESORIO O EQUIPO	**AUCA CENTRAL**	**AUCA SUR**
Manifold (entrada de líneas de flujo)	3	3
Sistema de inyección de químicos	2	2
Separadores de Prueba	1	2
Separadores de Producción	1	2
Bota de gas	1	2
Tanque o tanques de lavado	3	3
Pierna Hidrostática	2	2
Tanque o tanques de reposo	3	3
Sistema de Bombeo (transferencia)	1	1
Línea de transferencia	2	1
Líneas de transferencia de gas	2	2
Deshidratador de gas (scruber)	1	1
Compresor	1	1
Efluentes Condensados	2	2
Venteo de tanques	1	1
Quemador	1	1
Sistema de separación	2	2
Efluente al ambiente	2	2
Sistema de reinyección	1	1
Línea de flujo - agua de formación	1	1
Sistema protección contra incendios	1	1
Otros (Tanque de Oleoducto)	2	1

ELABORADO POR: Bayron Astudillo

3.6.2 CALIFICACIÓN DE AMENAZAS EN LOS POZOS Y LÍNEAS DE FLUJO

Para la calificación de la amenaza de los pozos y de las líneas de flujo se usaron los criterios de calificación vistos en el apartado 3.5 de este capitulo (tablas 3.3 y 3.4). La evaluación se realizó a los pozos productores del Área Auca. Los resultados se muestran en la tabla 3.16, 3.17 y 3.18 para los pozos que aportan a las estaciones Auca Central, Auca Sur y Auca Sur 1-2-3-4, respectivamente.

Tabla 3.16. Calificación del la amenaza de los pozos que aportan a la Estación Auca Central, incluidas sus líneas de flujo

POZO	ACCESORIO O EQUIPO	CALIFICACIÓN
AUC 01	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC O2	Sistema de Levantamiento (B.E.S.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	1
AUC O5	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	3
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC O9	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 10	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 24	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 25	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 26	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 29	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3

	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 31	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 32	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 33	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	3
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 34	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 39	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 40	Sistema de Levantamiento (B.E.S.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	1
AUC 43	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 51	Sistema de Levantamiento (F.N.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	1
AUC 52	Sistema de Levantamiento (B.E.S.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 60-D	Sistema de Levantamiento (B.E.S.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 61-D	Sistema de Levantamiento (F.N.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 62-D	Sistema de Levantamiento (F.N.)	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2

Tabla 3.17. Calificación de la amenaza de los pozos que aportan a la Estación Auca Sur, incluidas sus líneas de flujo.

POZO	ACCESORIO O EQUIPO	CALIFICACIÓN
AUC 14	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 15	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 16	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 19	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 20	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 21	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 22	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 27	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 28	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 30	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 35	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 36	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 38	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	3
	Emplazamiento de Líneas	2

AUC 42	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 49	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	3
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 50	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC 53	Sistema de Levantamiento	1
	Contrapozo o Sumidero	1
	Líneas de Flujo	1
	Emplazamiento de Líneas	1
AUC SUR 05	Sistema de Levantamiento (P.O.)	2
	Contrapozo o Sumidero	3
	Líneas de Flujo	3
	Emplazamiento de Líneas	2

Tabla 3.18. Calificación de la amenaza de los pozos de la zona Auca Sur 1-2-3-4, incluidas sus líneas de flujo.

POZO	ACCESORIO O EQUIPO	CALIFICACIÓN
AUC SUR 01	Sistema de Levantamiento (BES)	1
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC SUR O2	Sistema de Levantamiento (BES)	1
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC SUR O3	Sistema de Levantamiento (BES)	1
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2
AUC SUR O4	Sistema de Levantamiento (BES)	1
	Contrapozo o Sumidero	2
	Líneas de Flujo	2
	Emplazamiento de Líneas	2

3.6.3 CALIFICACIÓN DE AMENAZAS POR RUPTURA EN LÍNEAS DE FLUJO

El riesgo o peligro latente de un derrame por ruptura en la línea de flujo no está presente únicamente en el tramo que va desde el cabezal del pozo hasta los

límites de la plataforma o hasta la línea principal de transporte. Por ello, para realizar un correcto análisis de los riesgos de la actividad hidrocarburífera se deben considerar todos los elementos constitutivos de la misma.

Se analiza el trayecto de la tubería incluido el tramo de derecho de vía hasta llegar a la estación de producción según los criterios de la tabla 3.5 y también se suman otros criterios de análisis como la cercanía a un centro poblado, estado de la tubería y del derecho de vía (mantenimiento), cercanía de la línea a algún sistema hídrico que pueda verse comprometido ante un derrame y volumen de crudo transportado por la tubería.

Es necesario recalcar que dadas las condiciones topográficas del terreno en donde se efectúan las operaciones hidrocarburíferas del Área Auca, muchas veces las tuberías pasan por desniveles pronunciados o por terrenos propios de los pobladores por lo que la observación de todo el tramo de la tubería es imposible. A diferencia de otros Campos en donde la inspección de la tubería puede hacerse siguiendo el trayecto de la misma, en el Área Auca las tuberías aparecen y desaparecen de la vista del observador.

En algunos tramos las líneas son enterradas y en otros siguen el camino sinuoso propio del terreno, por lo que su observación más clara se la puede efectuar en el tramo antes de la llegada a la estación de producción.

De manera general, las líneas de flujo del Área Auca tienen una calificación de riesgo de 2; aunque si se pretende ser mucho más estricto en la calificación, se las puede calificar como de 3 o 4, a causa de la corrosión externa que estas presentan en algunos tramos del trayecto.

El centro poblado de mayor importancia es la parroquia de Dayuma. Aquí las líneas de flujo pasan enterradas por ciertos tramos a través del poblado; en otros lo bordean.

El principal y mayor problema de esta área en cuanto a la ruptura de una línea de flujo se debe a que toda el área presenta una serie de riachuelos o

pequeños esteros que desembocan sus aguas en los ríos Rumiyacu o Tiputini que son la fuente principal de agua en el sector, tanto para su consumo diario como para las actividades de cotidianas. Por esto, cuando se tiene un derrame en cualquier lugar del área, la contaminación que se da en estos ríos (por mínima que sea) afecta de manera directa a los pobladores del sector.

3.7 CALIFICACIÓN DE AMENAZAS DEL AMBIENTE A LAS INSTALACIONES, VULNERABILIDADES Y DETERMINACIÓN DEL RIESGO

Las instalaciones petroleras son vulnerables en su estructura y procesos operativos, por lo que representan un alto riesgo por los elementos mecánicos, químicos y por las operaciones que en ella se realizan. Por lo tanto, deben ser conocidas antes de definirse un plan de contingencia que sea apropiado para responder a todos los accidentes probables de ocurrir y que representen una seria amenaza.

Los sistemas de producción de crudo de los pozos, los trabajos necesarios en el reacondicionamiento de los pozos, las líneas de transporte desde los pozos a las estaciones de tratamiento y almacenamiento, las líneas de transferencia a la estación de almacenamiento, de inyección del agua de formación más los químicos utilizados en la deshidratación, en la inyección del fluido motriz en los pozos de levantamiento hidráulico, son elementos altamente vulnerables por las partes mecánicas que contienen y que son propensas a deterioro, a fallas por operación, a fallas por uso fuera de los rangos de tiempo y condiciones de trabajo, al uso de químicos que facilitan la separación de las fases agua-petróleo-gas y además a series de causas fuera de la misma industria, y que están relacionadas a las circunstancias de los sitios de operación y de transporte, como el caso de accidentes vehiculares, atentado a las líneas de conducción, etc.

Para calificar las amenazas del ambiente a las instalaciones y sus vulnerabilidades, se requiere de un grupo de especialistas en distintas áreas como: suelo, agua, ecosistemas terrestres y acuáticos y población.

Con el resultado de esta calificación se determina el riesgo para cada uno de los componentes ambientales y operacionales que conforman el Área Auca. Estos criterios se condensan en las tablas de los Anexos A1 – A24; tablas que fueron elaboradas por un grupo de especialistas de la compañía Planisoc Cia. Ltda. en su estudio para el "Plan de Contingencias para el Campo Auca" en el año 2001. Valores validados para este Proyecto de Titulación.

3.8 PUNTOS DE CONTROL

La presencia de probables contingencias en el Área Auca hace necesario la implementación de un Plan que permita el manejo de derrames de crudo, agua de producción de la formación y otros eventos.

El principal efecto de un derrame es la probabilidad de que el crudo pueda alcanzar un curso de agua y afectar la biodiversidad de la vida acuática y de las orillas de los esteros, quebradas y ríos del campo Auca; además del efecto perjudicial que puede causar sobre el poblado de Dayuma ubicado dentro del Área.

Para tener una idea clara de por qué ocurren los derrames, a continuación, en la tabla 3.19, se presenta un historial de derrames en el transcurso del año 2007.

Tabla 3.19. Reportes de derrames en el año 2007 – Área Auca

No.	FECHA	UBICACIÓN	CAUSA
1	06-ene-07	CIERRE DE VALVULA BLOCK DE LINEA DE FLUJO AUCA-38	ATENTADO
2	06-ene-07	CIERRE DE VALVULA BLOCK DE LINEA DE FLUJO AUCA-14	ATENTADO
3	19-ene-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-21	CORROSION INTERNA
4	25-ene-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-06	ATENTADO
5	27-ene-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-49	CORROSION INTERNA
6	04-mar-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-49	CORROSION INTERNA
7	14-mar-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-51	TK. REBOZADO
8	28-mar-07	LINEA DE FLUJO POZO AUCA-22	CORROSION INTERNA
9	10-abr-07	LÍNEA DE FLUJO POZO AUCA - 29	CORROSION INTERNA

FUENTE: Unidad de Protección Ambiental, Abril del 2007

REALIZADO POR: Bayron Astudillo

De acuerdo a estos datos, la causa principal de derrame ocurre por corrosión interna de la tubería y, dada la hidrografía del Área, los principales cuerpos donde se receptarán estos derrames son los esteros y ríos que se encuentran dentro del área de influencia.

3.8.1 PUNTOS DE DERRAME

Dentro del trazado de la tubería de conducción se ha determinado una serie de puntos que podrían ocasionar en determinado momento peligro de colapso o falla llamados “Puntos de Derrame”. Las estaciones de bombeo son puntos críticos para la producción de un probable derrame. Los criterios que se han adoptado para considerar los puntos de probables derrames son los siguientes:

a.- Válvulas de control
b.- Curvas cerradas en las vías
c.- Pozos en producción
d.- Cruce de Ríos
e.- Soportes “H”
f.- Cruce de pantanos
g.- Estaciones de bombeo
h.- Otros

3.8.1.1 Válvulas de Control

La presencia de válvulas de control representa un verdadero riesgo por el desgaste propio de los empaques, corrosión de las uniones o desgaste en la válvula misma.

3.8.1.2 Curvas Cerradas en las Vías

El trazado de las líneas de conducción de crudo es paralelo a las vías en el Área Auca, lo que eventualmente se podría considerar como una amenaza para la generación de accidentes, lo que se produciría especialmente cuando el suelo se encuentra húmedo, cuando viajan vehículos a exceso de velocidad o

por conductores descuidados. Los sitios más propensos a ser causa de accidentes son las curvas cerradas en la vía principal.

3.8.1.3 Pozos en Producción

La producción petrolera implica la producción de los pozos, bombeo y conducciones del crudo hasta las estaciones. La presencia de aguas de formación con alto contenido de sales, metales pesados y otros compuestos químicos son elementos altamente contaminantes para los esteros y ríos del Área.

3.8.1.4 Cruces de Ríos

La hidrografía del área obliga a la construcción de puentes para las vías de comunicación, y debido a que las tuberías van paralelas a estas, el riesgo de producirse un probable derrame es alto, lo que determinaría un derrame de crudo; por lo tanto, la ubicación de puntos de control permanentes y otros ubicados aguas abajo son fundamentales para el buen funcionamiento y aplicación del Plan de Contingencias.

3.8.1.5 Soporte "H"

Las tuberías de conducción de crudo se apoyan sobres perfiles H, por lo que es importante realizar un análisis e inspección del estado en que se encuentran este tipo de estructuras.

3.8.1.6 Cruce de Pantanos

La presencia de pantanos o zonas húmedas en el campo, combinados con el paso de las tuberías, ocasionan un alto riesgo de falla en las estructuras por corrosión.

3.8.1.7 Estaciones de bombeo

Como se indicó, las estaciones de bombeo por su naturaleza de equipamiento son puntos vulnerables a sufrir colapso por deterioro en su equipamiento o falla humana.

3.8.1.8 Otros

Probables atentados, tuberías antiguas, factores humanos, físicos y fenómenos extraordinarios como: terremotos, deslaves, inundaciones, etc., completan el cuadro de amenazas de derrame de crudo y petróleo en el Área Auca.

3.8.2 CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PUNTOS DE CONTROL

Con el fin de realizar un efectivo y rápido control de probables derrames se consideran sitios estratégicos que permitan controlar este tipo de eventos y de esta manera proteger el ecosistema y la biodiversidad existente.
El riesgo más grande ante la presencia de derrame de petróleo es el que se produciría al llegar una mancha de crudo hacia un estero y más aún si ésta llega a ríos de mayor envergadura.

En cada uno de los puntos de control se consideran tiempos de respuesta mínimos y máximos; el derrame debe ser controlado preferiblemente en el primer punto de control (PC), si este no es controlado ahí, debe como máximo ser detenido en el punto de control último, si esto no sucede, el derrame pasa a ser considerado como desastre.

Luego de realizada la inspección de campo y con la ayuda de la cartografía existente, y otras entregadas por Petroproducción, se determinaron varios Puntos de Control; los que presentan las siguientes características necesarias para el efectivo y rápido control de derrame:

a.- Características físicas
b.- Condiciones hidráulicas

3.8.2.1 Características físicas

Se ha considerado que el punto de control para que sea efectivo en la función que debe cumplir, son las siguientes características: facilidad de acceso, espacio para maniobras, vías de acceso, cobertura de una amplia zona de explotación petrolera (en caso de ser factible).

3.8.2.1.1 Acceso

Los puntos de control para que sean operativos, deben de contar con fácil acceso para la colocación de las barreras: paredes del cauce estable, zona de velocidad relativamente baja.

3.8.2.1.2 Patio de Maniobras

Para el escogitamiento de los puntos de control se considera la existencia de un área suficiente para que funcione como patio de maniobras para la recolección del crudo derramado y contenido por la barrera.

3.8.2.1.3 Vías de Acceso

Para el efectivo control del recorrido de la mancha de crudo y su recuperación, se requiere contar con vías de acceso hasta el punto de control determinado. En caso de no existir, se propone la construcción de vías; cuyo trazado consta en el Mapa de Puntos de Control

3.8.2.1.4 Cobertura

Se refiere a la mayor cantidad de sitios probables de derrame que deberían ser controlados por el punto de control establecido. De igual manera, los suficientes puntos de control aguas abajo, acorde a la dirección del flujo y recorrido de la mancha.

3.8.2.2 Condiciones Hidráulicas

Los puntos de control están establecidos en los diferentes cursos de agua de la hidrografía general del Área Auca. En consecuencia, cada uno de estos puntos debe reunir una serie de requisitos hidráulicos capaz de prestar y cumplir el objetivo para el cual fue escogido. La velocidad del agua, la rugosidad, la forma del lecho, formación de sus orillas, pendiente del río, así como los caudales de arrastre, son los factores que han sido considerados para el establecimiento del control de derrames.

Los sitios escogidos como Puntos de Control (PC) presentan características hidráulicas muy aceptables para la realización de las actividades propias en la contención y control de derrame con orillas estables (al menos una orilla en ciertos casos), flujo uniforme, terrenos aledaños sin cultivar, pendientes ligeras, en lo posible junto a puentes, vados, etc.

3.8.3 RECORRIDO DE LA MANCHA DE HIDROCARBURO

Un factor importante para el control de las contingencias por derrame es conocer el tiempo de recorrido de la mancha desde el Punto de Derrame hasta un posible Punto de Control, así como de los tiempos de respuestas máximos y mínimos.

Para ello se requiere conocer la velocidad del río, la velocidad de retardo y la distancia recorrida por la mancha desde el Punto de Derrame hasta el posible Punto de Control.

3.8.3.1 Velocidad del río

La velocidad del curso de agua en un estudio de contingencia, en caso de producirse derrame de crudo sobre los mismos, es de fundamental importancia para poder determinar el recorrido de la mancha de petróleo hasta el punto de control y disponer del tiempo necesario para impedir que dicha mancha pueda acceder y contaminar áreas mayores. Los trabajos de control de derrame mediante el uso de barreras, recuperación del crudo y descontaminación de las

zonas afectadas por el derrame, deberán tener como referencia un tiempo establecido por los parámetros hidráulicos del río, como: la velocidad, rugosidad, presencia de zonas pantanosas, sinuosidad, pendiente y presencia de vegetación u obstáculos en orillas, superficie y lecho del curso de agua.

3.8.3.1.1 Velocidad media

La determinación de la velocidad media de los ríos o esteros que atraviesan el campo de producción Auca fue determinada en base a la realización de mediciones (aforos) utilizando técnicas y equipos como el uso de barras, molinete, o flotadores en cada uno de los sitios accesibles por vía terrestre, fluvial o caminos de herradura establecido en los cursos de agua con probabilidad de ser punto de derrame, tiene también cruces de tuberías secundarias, paso del oleoducto principal en los puntos de control .

3.8.3.1.2 Velocidad máxima

La velocidad máxima de un curso de agua implica condiciones críticas en el arrastre de material flotante (manchas de aceites), en estas condiciones críticas estos recorren la misma distancia hasta el punto de control en menor tiempo; la determinación de las velocidades máximas fue determinada por simple relación de niveles máximos (observados por simple inspección o referencia de moradores del sector), secciones transversales y precipitaciones máximas en las subcuencas de drenaje.

3.8.3.1.3 Velocidad de Retardo

El área de drenaje del Área Auca se caracteriza por tener una considerable presencia de zonas pantanosas y riachuelos con gran cantidad de ramas y troncos depositados en el lecho, orillas y superficie del agua que provoca un efecto de embalsamiento.

3.8.3.2 Distancia de recorrido de la mancha

La distancia que recorre la mancha de crudo derramado sobre el curso de agua está en relación directa con la velocidad de flujo a lo largo de su recorrido. Para el presente caso se mantendrá un valor constante de distancia entre el punto de control; la variable será el tiempo en recorrer dicha distancia en función de la velocidad existente, al momento que se produce un derrame, la distancia entre el punto de probable derrame y el de control se determinó en base a la cartografía existente de la zona, por inspección en el sitio y mediciones realizadas en el campo.

3.8.3.3 Tiempo de recorrido de la mancha y de reacción

El tiempo de recorrido en la mancha está determinado en función de la velocidad del flujo de los diferentes tramos que atraviesa el cauce desde el sitio de derrame hasta llegar al punto de control. La presencia de zonas pantanosas, como se indicó anteriormente, retardará considerablemente el transporte de la mancha de aceite hasta el sitio de control.

$$T = T1 + T2 + T3$$

T= Tiempo total en recorrer la mancha desde el sitio de derrame hasta el punto de control.
T1 = Tiempo de recorrido en suelo
T2= Tiempo de recorrido del flujo en tramos normales.
T3= Tiempo de recorrido de flujo en áreas pantanosas.

El tiempo establecido servirá como referencia para considerar el Tiempo de Reacción máximos y mínimos para acceder al punto de control y proceder a los trabajos de contención del derrame.

3.8.4 PUNTOS DE CONTROL ESTABLECIDOS

Para la determinación de los puntos de control, en el Área Auca se han definido 9 zonas. El criterio para la definición de zonas fue la interrelación entre la hidrografía y los ductos del campo.

Las zonas se ordenaron de norte a sur, tomando como eje la vía principal Auca – Cononaco – Tigüino.

En el Plano de Puntos de Control que se adjunta, consta la definición de zonas y los puntos de control determinados.

Algunos puntos de control que estableció la empresa Planisoc Cia. Ltda. en su estudio del “Plan de Contingencias para el Campo Auca” seguirán formando parte del plan de contingencias actualizado, y otros serán redefinidos o aumentados de acuerdo a los nuevos pozos que se han perforado en los últimos años.

La ubicación de los Puntos de Control se determinó en función del sistema vial existente y del acceso fluvial de los ríos Rumiyacu y Tiputini. Para los casos en que es necesario disponer de tiempos de respuesta adecuados para el control de la contingencia, se ha proyectado tramos de vías nuevas.

Como elemento de apoyo en el control de las contingencias, se ha diseñado fichas de fácil manejo que contienen los datos básicos, las distancias, los tiempos requeridos por la brigada (cuadrilla tipo) hasta llegar al Punto de Control, el tiempo estimado de llegada de la mancha al Punto de Control desde el punto de derrame, los equipos mínimos que se requieren y la señalización de la ruta.
Con estas consideraciones, a continuación se presenta el detalle de cada uno de los puntos de control clasificados por zonas y las fichas correspondientes.

Los valores de las velocidades de la mancha y de los tiempos de respuesta se presentan en las Tablas 3.20 a 3.28.

Tabla 3.20. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 1

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 1													
D1	PC1-1	1.446	346	1,68		1,68	0,174	0,100	2,31	0,96	3,27	1,59	
D1	PC1-2	5.069	346	2,50		2,50	0,174	0,100	8,09	0,96	9,05	6,55	
D1	PC1-3	11.903	346	2,50		2,50	0,174	0,100	19,00	0,96	19,96	17,46	
D2	PC1-1	1.879	478	1,68		1,68	0,174	0,100	3,00	1,33	4,33	2,65	
D2	PC1-2	5.502	478	2,50		2,50	0,174	0,100	8,78	1,33	10,11	7,61	
D2	PC1-3	12.336	478	2,50		2,50	0,174	0,100	19,69	1,33	21,02	18,52	
D3	PC1-1	2.142	476	1,68		1,68	0,174	0,100	3,42	1,32	4,74	3,06	
D3	PC1-2	5.765	476	2,50		2,50	0,174	0,100	9,20	1,32	10,53	8,03	
D3	PC1-3	12.599	476	2,50		2,50	0,174	0,100	20,11	1,32	21,44	18,94	
D4	PC1	306	353	1,63		1,63	0,096	0,100	0,89	0,98	1,87	0,24	
D4	PC1-1	2.594	356	1,68		1,68	0,174	0,100	4,14	0,99	5,13	3,45	
D4	PC1-2	6.217	356	2,50		2,50	0,174	0,100	9,92	0,99	10,91	8,41	
D4	PC1-3	13.051	356	2,50		2,50	0,174	0,100	20,83	0,99	21,82	19,32	
D5	PC1	1.090	844	1,63		1,63	0,096	0,100	3,15	2,34	5,50	3,87	
D5	PC1-1	3.377	844	1,68		1,68	0,174	0,100	5,39	2,34	7,74	6,06	
D5	PC1-2	7.000	844	2,50		2,50	0,174	0,100	11,17	2,34	13,52	11,02	
D5	PC1-3	13.834	844	2,50		2,50	0,174	0,100	22,08	2,34	24,43	21,93	
D6	PC1	306	893	1,63		1,63	0,096	0,100	0,89	2,48	3,37	1,74	
D6	PC1-1	2.594	893	1,68		1,68	0,174	0,100	4,14	2,48	6,62	4,94	
D6	PC1-2	6.217	893	2,50		2,50	0,174	0,100	9,92	2,48	12,41	9,91	
D6	PC1-3	13.051	893	2,50		2,50	0,174	0,100	20,83	2,48	23,32	20,82	

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA

90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL

VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.21. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 2

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 2													
D1	PC2	1.921	340	1,62		1,62	0,120	0,100	4,45	0,94	5,39	3,77	zona inundable
D2	PC2	1.715	174	1,62		1,62	0,120	0,100	3,97	0,48	4,45	2,83	zona inundable

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.22. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 3

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 3													
D1	PC3	855	528	1,55		1,55	0,098	0,100	2,42	1,47	3,89	2,34	
D1	PC3-1	2.376	528	1,57		1,57	0,098	0,100	6,73	1,47	8,20	6,63	zona inundable
D2	PC3	412	465	1,55		1,55	0,098	0,100	1,17	1,29	2,46	0,91	
D2	PC3-1	1.933	465	1,57		1,57	0,098	0,100	5,48	1,29	6,77	5,20	zona inundable
D3	PC3	226	160	1,55		1,55	0,098	0,100	0,64	0,44	1,09	-0,46	
D3	PC3-1	1.747	160	1,57		1,57	0,098	0,100	4,95	0,44	5,40	3,83	zona inundable

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.23. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 4

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 4													
D1	PC4	1.109	138	1,54		1,54	0,095	0,100	3,24	0,38	3,63	2,09	
D1	PC4-1	2.274	138	1,55		1,55	0,054	0,100	11,70	0,38	12,08	10,53	zona inundable
D2	PC4	1.012	365	1,54		1,54	0,095	0,100	2,96	1,01	3,97	2,43	
D2	PC4-1	2.177	365	1,55		1,55	0,054	0,100	11,20	1,01	12,21	10,66	zona inundable
D3	PC4	412	145	1,54		1,54	0,095	0,100	1,20	0,40	1,61	0,07	
D3	PC4-1	1.577	145	1,55		1,55	0,054	0,100	8,11	0,40	8,51	6,96	zona inundable

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.24. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 5

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 5													
D1	PC5	1.236	1.205	1,56		1,56	0,173	0,100	1,98	3,35	5,33	3,77	
D1	PC5-1	2.644	1.205	1,58		1,58	0,173	0,100	4,25	3,35	7,59	6,01	
D2	PC5-1	1.143	334	1,58		1,58	0,173	0,100	1,84	0,93	2,76	1,18	
D2	PC6	4.258	334	1,59		1,59	0,173	0,100	6,84	0,93	7,76	6,17	
D3	PC5	265	108	1,56		1,56	0,173	0,100	0,43	0,30	0,73	-0,83	
D3	PC5-1	1.631	108	1,58		1,58	0,173	0,100	2,62	0,30	2,92	1,34	
D3	PC6	4.746	108	1,59		1,59	0,173	0,100	7,62	0,30	7,92	6,33	
D4	PC5	1.402	263	1,56		1,56	0,173	0,100	2,25	0,73	2,98	1,42	
D4	PC5-1	4.768	263	1,58		1,58	0,173	0,100	7,66	0,73	8,39	6,81	

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.25. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 6

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 6													
D1	PC6	607	177	1,59		1,59	0,051	0,100	3,31	0,49	3,80	2,21	
D1	PC6-1	3.487	177	1,59	0,14	1,73	0,051	0,100	18,99	0,49	19,48	17,75	
D2	PC6	199	294	1,59		1,59	0,051	0,100	1,08	0,82	1,90	0,31	
D2	PC6-1	3.079	294	1,59	0,14	1,73	0,051	0,100	16,77	0,82	17,59	15,86	
D3	PC6-1	2.376	139	1,59	0,14	1,73	0,051	0,100	12,94	0,39	13,33	11,60	
D4	PC6-1	2.696	153	1,59	0,14	1,73	0,051	0,100	14,68	0,43	15,11	13,38	

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.26. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 7

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 7													
D1	PC7	1.065	967	1,80		1,80	0,214	0,100	1,38	2,69	4,07	2,27	
D1	PC7-1	4.738	967	1,84		1,84	0,186	0,100	7,08	2,69	9,76	7,92	
D1	PC7-2	9.738	967	1,59	0,58	2,17	0,186	0,100	14,54	2,69	17,23	15,06	
D2	PC7	787	967	1,80		1,80	0,186	0,100	1,18	2,69	3,86	2,06	
D2	PC7-1	4.460	967	1,84		1,84	0,186	0,100	6,66	2,69	9,35	7,51	
D2	PC7-2	9.460	967	1,59	0,58	2,17	0,186	0,100	14,13	2,69	16,81	14,64	
D3	PC7	544	300	1,80		1,80	0,186	0,100	0,81	0,83	1,65	-0,15	
D3	PC7-1	4.217	300	1,84		1,84	0,186	0,100	6,30	0,83	7,13	5,29	
D3	PC7-2	9.217	300	1,59	0,58	2,17	0,186	0,100	13,76	0,83	14,60	12,43	
D4	PC7-1	2.357	875	1,84		1,84	0,186	0,100	3,52	2,43	5,95	4,11	
D4	PC7-2	7.357	875	1,59	0,58	2,17	0,186	0,100	10,99	2,43	13,42	11,25	

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.27. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 8

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 8													
D1	PC8-2	314	459	1,75		1,75	0,058	0,100	1,50	1,28	2,78	1,03	Zona inundable
D2	PC8-2	933	189	1,75		1,75	0,058	0,100	4,47	0,53	4,99	3,24	Zona inundable
D3	PC8'	546	0	1,68		1,68	0,058	0,100	2,61	0,00	2,61	0,93	Zona inundable
D4	PC8-2	475	252	1,75		1,75	0,058	0,100	2,27	0,70	2,97	1,22	Zona inundable
D5	PC8-1	449	136	1,72		1,72	0,133	0,100	0,94	0,38	1,32	-0,40	
D5	PC8-2	1.209	136	1,75		1,75	0,058	0,100	5,79	0,38	6,17	4,42	Zona inundable
D6	PC8	1.534	165	1,74		1,74	0,095	0,100	4,49	0,46	4,94	3,20	
D6	PC8-1	2.839	165	1,72		1,72	0,133	0,100	5,93	0,46	6,39	4,67	
D6	PC8-2	3.599	165	1,75		1,75	0,058	0,100	17,24	0,46	17,69	15,94	Zona inundable
D7	PC8	644	185	1,74		1,74	0,095	0,100	1,88	0,51	2,40	0,66	
D7	PC8-1	1.949	185	1,72		1,72	0,133	0,100	4,07	0,51	4,58	2,86	
D7	PC8-2	2.709	185	1,75		1,75	0,058	0,100	12,97	0,51	13,49	11,74	Zona inundable

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

Tabla 3.28. Tiempo de Viaje de la Mancha y de Reacción en Zona 9

PUNTOS DE DERRAME	PUNTO DE CONTROL	DISTANCIAS DEL PD-PC		TIEMPO DE LLEGADA AL PC + INSTALACION			VELOCIDAD DE LA MANCHA		TIEMPO DE LLEGADA DE LA MANCHA AL PC			TIEMPO DE REACCION (H)	OBSERVACIONES
		EN AGUA (M)	EN SUELO (M)	VIA TERRESTRE (HORAS)	VIA FLUVIAL (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)	VELOCIDAD AGUA(M/S)	VELOCIDAD EN TIERRA(M/S)	EN AGUA (HORAS)	EN SUELO (HORAS)	TIEMPO TOTAL (HORAS)		
ZONA 9													
D1	PC9'	0	858	1,74		1,74	0,000	0,100	0,00	2,38	2,38	0,64	Zona inundable
D2	PC9"	0	927	1,77		1,77	0,000	0,100	0,00	2,58	2,58	0,81	Zona inundable
D3	PC9	1.561	468	1,77		1,77	0,062	0,100	6,99	1,30	8,29	6,52	
D3	PC9-1	5.655	468	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	25,34	1,30	26,64	24,62	
D3	PC9-4	11.156	468	1,77	0,47	2,24	0,062	0,100	49,98	1,30	51,28	49,04	
D4	PC9-1	3.196	602	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	14,32	1,67	15,99	13,97	
D4	PC9-4	8.697	602	1,77	0,47	2,24	0,062	0,100	38,97	1,67	40,64	38,40	
D5	PC9-4	3.353	1.809	1,77	0,47	2,24	0,062	0,100	15,02	5,03	20,05	17,81	
D6	PC9-1	815	479	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	3,65	1,33	4,98	2,96	
D6	PC9-4	1.861	479	1,81	0,46935	2,28	0,062	0,100	8,34	1,33	9,67	7,39	
D6	PC9-5	3.361	479	1,77	0,55	2,32	0,062	0,100	15,06	1,33	16,39	14,07	
D7	PC9-1	2.204	440	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	9,87	1,22	11,10	9,08	
D7	PC9-1'	3.250	440	1,81		1,81	0,062	0,100	14,56	1,22	15,78	13,97	
D8	PC9-1	3.854	282	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	17,27	0,78	18,05	16,03	
D8	PC9-1'	4.900	282	1,81		1,81	0,062	0,100	21,95	0,78	22,74	20,93	
D8	PC9-2	811	282	1,84		1,84	0,062	0,100	3,63	0,78	4,42	2,58	
D9	PC9-1	520	1.983	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	2,33	5,51	7,84	5,82	
D10	PC9-1	6.293	835	1,77	0,25	2,02	0,062	0,100	28,19	2,32	30,51	28,49	
D10	PC9-2	2.379	835	1,84		1,84	0,062	0,100	10,66	2,32	12,98	11,14	
D11	PC6		647	1,90		1,90		0,100		1,80	1,80	-0,10	Zona inundable
D12	PC7		403	1,94		1,94		0,100		1,12	1,12	-0,82	Zona inundable

TIEMPO DE REACCION = 90 MINUTOS + TIEMPO DE TRANSPORTE A 50 KM/HORA
90 MINUTOS = 30 CARGADA DE EQUIPOS+30 DESCARGA+30 DE INSTALACION EN EL PUNTO DE CONTROL
VELOCIDAD DE VIAJE DE LA MANCHA = VELOCIDAD DEL RIO * 0.67

3.8.5 LOCALIZACIÓN DE LOS PUNTOS DE CONTROL

A continuación se presentan cartillas con la información básica de los puntos de control establecidos y los sugeridos en este Proyecto de Titulación con la finalidad de brindar una ayuda de fácil entendimiento y rápido acceso a las Brigadas de Contención de Derrames.

Para la elaboración de estas cartillas se realizó una visita a los puntos de control previamente establecidos, se tomaron datos de ubicación con la ayuda de un GPS y así se validaron los puntos de control que son hasta la fecha operativos.

De la misma manera, se tomaron datos de ubicación de los puntos de control sugeridos en lugar de los anteriores, dadas las condiciones topográficas del terreno y gracias información de miembros de la cuadrilla que han trabajado en derrames localizados en estos puntos.

Se tomaron datos de la ubicación sugerida para dos nuevos puntos de control ubicados cerca a los nuevos pozos: Auca Sur 3 y Auca Sur 4

Las cartillas que se presentan contienen datos de los puntos de control considerados como principales, pudiendo existir para un mismo punto de control principal, varios puntos de control secundarios que desempeñan una labor importante en caso de que el derrame pase el punto de control principal.

La ubicación de los puntos de control, principales y secundarios, con sus respectiva zonificación, se presentan en las cartillas del Anexo.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC1

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18289221 E
	9934652 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	5.5
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO S/N. PUENTE DEL 40
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA PRINCIPAL
ACCESO AL LUGAR	VÍA PRINCIPAL
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	CONSTRUIR ESCALINATA

BRIGADA TIPO B (10 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

Este punto está localizado hacia el norte de la estación Auca Central, sobre el río s/n conocido por los pobladores del sector como el río del 40 (refiriéndose al pozo Auca 40); es operativo para controlar posibles derrames del pozo Auca 40 y el pozo Auca 2. Es de fácil acceso.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC2

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18290357 E
	9932108 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	3.1
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RIO S/N. POZO AUCA 05
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	MALO
OBSERVACIONES	ZONA PANTANOSA

BRIGADA TIPO A (8 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
2	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

La nueva ubicación del punto de control es producto del trabajo de campo. Además de considerar que la anterior localización del punto de control, a pesar de que cometía su objetivo, estaba ubicado muy lejos de donde se podría tener otro punto de control de más fácil acceso. Este nuevo punto de control se ubica aproximadamente a 400 mts desde la plataforma del pozo Auca 05, y de la experiencia de miembros de la cuadrilla de Protección Ambiental, es perfectamente operativo; siendo así que en el pasado ya se han contenido derrames en este punto. Es operativo para los posibles derrames del pozo Auca 05.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC3

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18291168 E
	9930463 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	2.2
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	ESTERO S/N POZO 39
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	MALO
OBSERVACIONES	ZONA PANTANOSA

BRIGADA TIPO A (8 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
2	Instalación de barreras/Aplicar absorbentes
2	Aplicar absorventes

El punto de control se localiza a unos 300 mts aguas abajo de la plataforma del pozo Auca 39; el acceso a este punto es difícil al tratarse de una zona de quebradas con espesa vegetación. La calidad del punto de control es mala y el sendero delimitado con machete es muy angosto para los equipos que se requieren para el control y la recuperación. Por ello la cuadrilla debe ser especializada y conocer bien el terreno.

Este punto de derrame es operativo para posibles derrames del pozo Auca 39.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC4

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18291051 E
	9930463 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	1.5
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO SALADO. POZO 6
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	ABUNDANTE VEGETACION

BRIGADA TIPO A (8 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
2	Instalación de barreras/Aplicar absorbentes
2	Aplicar absorventes

El punto de control se localiza adjunto a la plataforma del pozo Auca 06, aproximadamente a 40 mts aguas abajo. Es de fácil acceso aunque es una zona pantanosa, el estado del punto de control es bueno. Pese a estar ubicado adjunto a la plataforma del pozo Auca 06, ya no es operativo para este pozo ya que se lo cerró; pero es perfectamente operativo para posibles derrames de los pozos Auca 10, Auca 55 y para derrames en la estación Auca Central.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC5

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18290391 E
	9927580 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	2.4
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO SALADO
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA PRINCIPAL
ACCSESO AL LUGAR	VÍA PRINCIPAL
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	FÁCIL ACCESO

BRIGADA TIPO B (10 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

El punto de control número 5 se ubica sobre el río conocido como “El Salado”, aproximadamente a 1 Km. del río Rumiyacu (PC6). Es de fácil acceso y es operativo para los posibles derrames de los pozos Auca 34 y Auca 31.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC6

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18291269 E
	9926687 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	3.0
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO RUMIYACU
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA PRINCIPAL
ACCSESO AL LUGAR	VÍA PRINCIPAL
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	FÁCIL ACCESO

BRIGADA TIPO C (12 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes
1	Operador Bote
1	Ayudante Operador Bote

El punto de control está ubicado sobre el río Rumiyacu y es de fácil acceso. Es operativo para los posibles derrames de los pozos Auca 32, Auca 26, Auca 09 y Auca 33. Por estar ubicado sobre el río Rumiyacu, que es uno de los más grandes del Área Auca, se necesita el trabajo de una cuadrilla Tipo C.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC7

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18293827 E
	9925321 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	6.0
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO CONDE
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	REGULAR
OBSERVACIONES	ZONA DE QUEBRADAS

BRIGADA TIPO C (12 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes
1	Operador Bote
1	Ayudante Operador Bote

El punto de control se localiza cerca a la plataforma del pozo Auca Este 1, aproximadamente a 500 mts. aguas abajo; el estado del punto de control es aceptable aunque el sendero que conduce hasta el punto es de difícil acceso. Este punto de control es operativo para los posibles derrames de los pozos Auca 19, Auca 29, Auca 01, Auca 42 y Auca Sur 5. Pese a estar ubicado cerca al pozo Auca Este 1, ya no resulta operativo para este pozo ya que fue cerrado tiempo atrás.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC8

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18291171 E
	99224400 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	10.0
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO S/N POZO 35
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	MALO
OBSERVACIONES	ZONA DE QUEBRADAS

BRIGADA TIPO B (10 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

Localizado aproximadamente a 150 mts de la plataforma del pozo Auca 35, es un punto de control con un acceso malo al ser una zona con abundante vegetación y quebradas. Es operativo para posibles derrames de los pozos Auca 35, Auca 12 y Auca 30; y posibles derrames de la estación Auca Sur.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC9

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18290257 E
	9919372 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	12
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO TIPUTINI
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA PRINCIPAL
ACCSESO AL LUGAR	VÍA PRINCIPAL
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	FÁCIL ACCESO

BRIGADA TIPO C (12 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes
1	Operador Bote
1	Ayudante Operador Bote

Se ubica sobre el río Tiputini, es un punto de fácil acceso pero es muy difícil trabajar en él por lo correntoso de sus aguas. Es operativo para los posibles derrames del pozo Auca 14. Es importante prevenir contingencias por derrame en esta zona, ya que no solo se afecta al medio ambiente sino también a la gente que usa este río como medio de subsistencia.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC-DIRECCIONAL

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18291391 E
	9933168 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	4.5
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	RÍO S/N POZO AUCA 51
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	SENDERO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	FÁCIL ACCESO

BRIGADA TIPO B (10 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

Nuevo punto de control sugerido; resultado del trabajo de campo considerando aspectos como: accesibilidad al lugar y al punto de control, terreno estable y facilidad de maniobra de equipos. Se encuentra entre las zonas 1 y 2 y es operativo para derrames de los pozos direccionales (Auca 60D, 61D y 62D) y del pozo Auca 51.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC-AS4

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18290285 E 9912197 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	17.0
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	PANTANO S/N POZO AS4
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA DEL POZO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	ZONA DESPEJADA

BRIGADA TIPO A (8 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
2	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

Nuevo punto de control sugerido. Para ello se consideraron aspectos como la facilidad de la llegada al sitio y terreno despejado para la facilidad de maniobra de los equipos. También se contó con la opinión de miembros de cuadrilla especializados sobre su ubicación más conveniente. Se ubica aproximadamente a 10 mts de la plataforma del pozo Auca Sur 4.

CARTILLA DE LOCALIZACIÓN E INFORMACIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONTROL PC-AS3

IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL

INFORMACIÓN BÁSICA	
COORDENADAS DEL PTO DE CONTROL	18290160 E
	9911476 N
DISTANCIA DESDE AUCA CENTRAL AL PC (KM)	17.4
NOMBRE DEL CURSO HÍDRICO	PANTANO S/N POZO AS3
ACCESO AL PUNTO DE CONTROL	VÍA DEL POZO
ACCSESO AL LUGAR	VÍA DEL POZO
CALIDAD DEL PUNTO DE CONTROL	BUENO
OBSERVACIONES	ZONA DESPEJADA

BRIGADA TIPO B (10 obreros calificados)	
No	Actividad
4	Anclar barreras/excavación de fosas
4	Instalación de barreras/Aplicar absorventes
2	Aplicar absorventes

Al igual que los puntos de control anteriormente sugeridos, este punto de control contiene las características más óptimas en cuanto a ubicación, facilidad de maniobra y de llegada al punto y terreno estable. Está ubicado aproximadamente a 40 mts de la plataforma del pozo Auca Sur 3 y es operativo para posibles derrames en dicho pozo. Para su ubicación se consideró también la opinión de miembros de cuadrilla especializados.

CAPITULO IV

DESARROLLO DE PROGRAMAS PARA CONTROL DE DERRAMES, INCENDIOS Y/O EXPLOSIONES

4.1 OBJETIVO

Elaborar un documento que disponga las estrategias de respuesta para atender una contingencia ocasionada por derrame, incendio y/o explosión en las áreas operativas del Campo Auca.

Establecer responsabilidades del personal y entidades involucrados durante el operativo de activación de los programas para el control de contingencias.

Suministrar un documento que sirva de guía y establezca las acciones y procedimientos que deben seguirse frente a una contingencia por derrames, incendios y/o explosiones, permitiendo así organizar y optimizar el tiempo, así como el empleo de personal, equipos e insumos disponibles.

4.2 METODOLOGÍA

Un Plan de Contingencias es un conjunto de programas y actividades preparados para atender incidentes, propios de la actividad petrolera, como derrames, incendios y/o explosiones. Un Plan de Contingencias normalmente incluye un Plan Estratégico, uno Operativo, uno Informativo y un Manual Operativo o de Bolsillo.

El Plan Estratégico es el que desarrolla la parte preventiva y la fase de preparación. Aquí se definen las bases de diseño y alcance del plan, los objetivos, lineamientos, ubicación geográfica del área donde se implementará el plan, se realiza un análisis y evaluación de los riesgos, vulnerabilidades y amenazas, se establecen las responsabilidades del personal y entidades involucradas en las operaciones, niveles y estrategias de preparación y niveles de las acciones de respuesta.

En el Plan Operativo se incluyen las técnicas y tareas a utilizarse en las acciones de control. Se definen los procedimientos de notificación y activación de la respuesta de control ante una contingencia. Contiene la información básica de las líneas de comunicación y soporte tanto en los equipos como en el personal

En el Plan Informativo se recopila toda la información necesaria para atender de manera oportuna y eficiente una contingencia. Contiene información sobre equipos, infraestructura y logística de la zona y áreas de influencia, áreas sensibles, listados de contratistas, etc.

Estos tres planes se condensan en un solo documento, que es el Plan Estratégico, Operacional e Informativo.

El Manual Operativo o de Bolsillo contiene la información básica de manera que se convierta en un medio de consulta rápida, oportuna y eficaz, para enfrentar una contingencia.

4.3 INTRODUCCIÓN

Dentro de la planificación de los incidentes que puedan generarse en las actividades hidrocarburíferas se incluye la elaboración de un instrumento que defina los lineamientos de actuación y respuesta frente a una contingencia; cuyo ámbito de aplicación está dado por el área de influencia de estas actividades y de los componentes ambientales que la integran. Existen tres elementos estructurales que constituyen este plan, y son:

1. **Organización para las Contingencias:** se determinan los niveles de activación de la respuesta acorde con la severidad del riesgo, también la clase de organización requerida y las funciones de todo el personal involucrado.

2. **Operación frente a Contingencias:** se describe paso a paso los procedimientos para la oportuna movilización del personal y los recursos

existentes, y la puesta en marcha de los procedimientos y programas de control. Se identifican los puntos de control para derrames.

3. **Implementación para las Contingencias:** conjunto de medidas a ser implementadas, tanto de respuesta como de remediación, ante una contingencia por derrame, incendio y/o explosión. Se definen las responsabilidades operativas, programas de mantenimiento y reposición de equipos, se incluyen los aspectos básicos para el proceso de entrenamiento y preparación de las comunidades ante emergencias, programas de seguimiento y evaluación del Plan de Contingencias.

Este Proyecto de Titulación, “Actualización del Plan de Contingencias para las Actividades Hidrocarburíferas en el Campo Auca”, fundamenta su estudio en el análisis de programas para el control de Derrames, Incendios y/o Explosiones; aspecto que está inmerso dentro el Plan Estratégico, Operacional e Informativo

4.4 PLAN ESTRATÉGICO, OPERACIONAL E INFORMATIVO

Un Plan de Contingencia es un documento que contiene información, en el cual:

- Se establecen responsabilidades y se define una organización de respuesta
- Se provee información básica sobre las características del área afectada durante una contingencia, y de los recursos disponibles para enfrentar la misma.
- Se sugieren lineamientos a seguir para enfrentar un derrame, un incendio y/o una explosión.

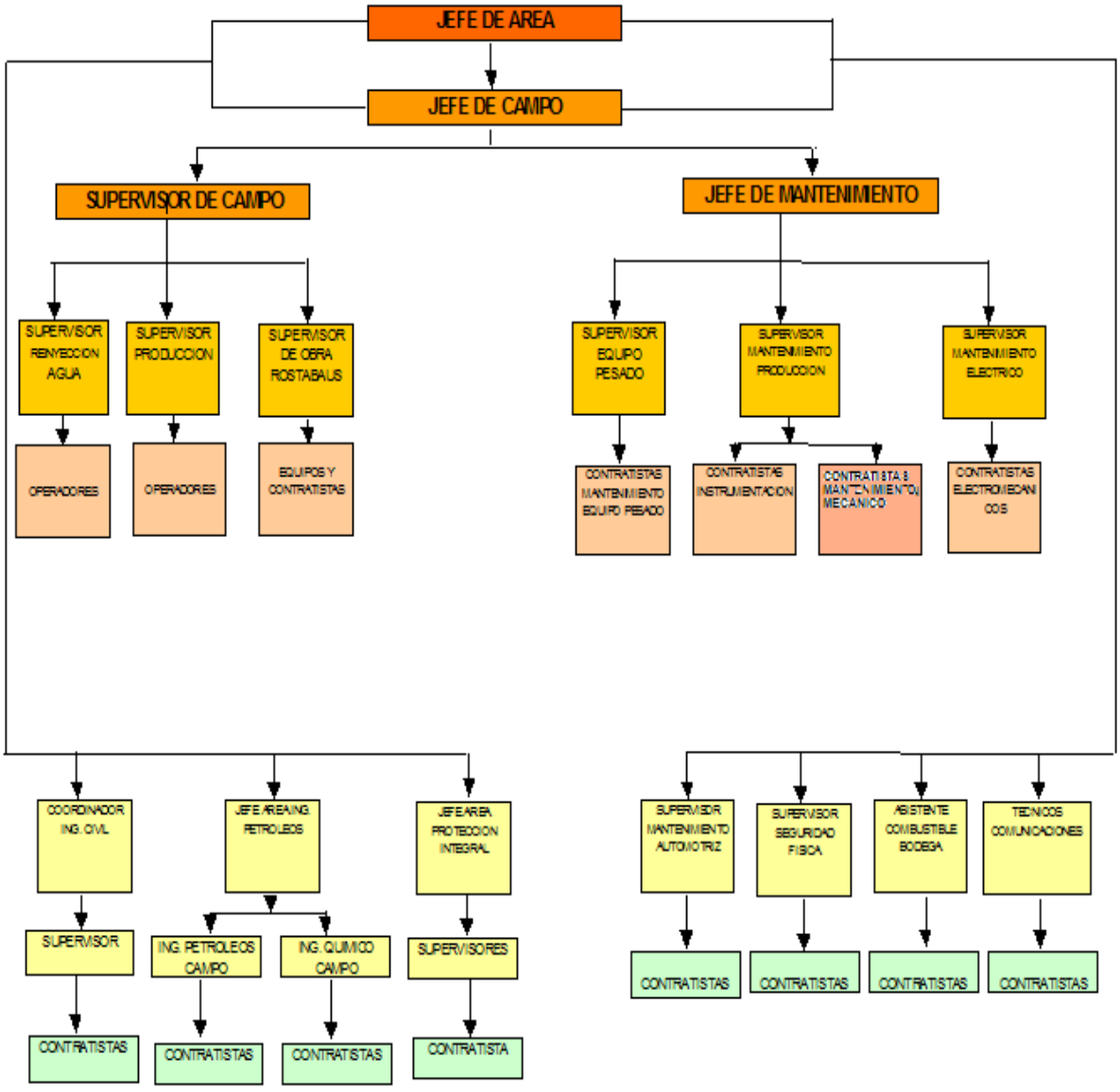
Al ser el Plan Contingencia un conjunto de estrategias, necesita ser planificado para poder así anticipar las posibles emergencias.

Por ello, en el presente capítulo, se analiza el sistema organizacional que se desarrolla en las operaciones de producción; tanto en las operaciones

normales como en las de contingencias, y establecer las funciones y operaciones requeridas para la ejecución de las actividades de respuesta a las contingencias.

El campo, operativa y administrativamente se maneja desde la Estación Auca Central, Base de Operaciones de Auca Central y Auca Sur. En la Figura 4.1 se presenta el organigrama del Campo Auca.

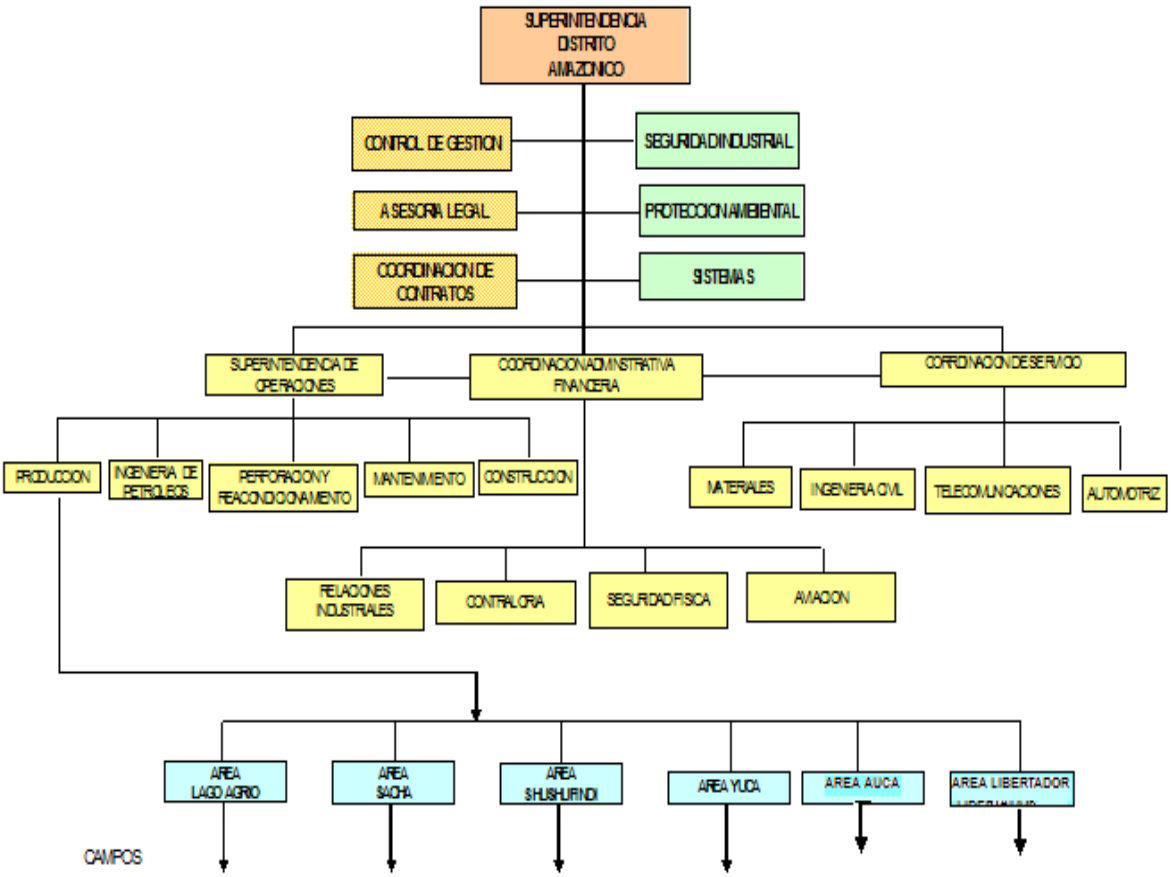
Figura 4.1 Organigrama Operacional del Campo Auca



Considerando que las actividades del Área Auca se desarrollan enmarcadas dentro de las operaciones hidrocarburíferas que Petroproducción maneja en

todo el distrito amazónico, es necesario conocer el organigrama administrativo funcional de la Superintendencia del Distrito Amazónico; ver Figura 4.2.

Figura 4.2. Organigrama Operacional de la Superintendencia Distrito Amazónico

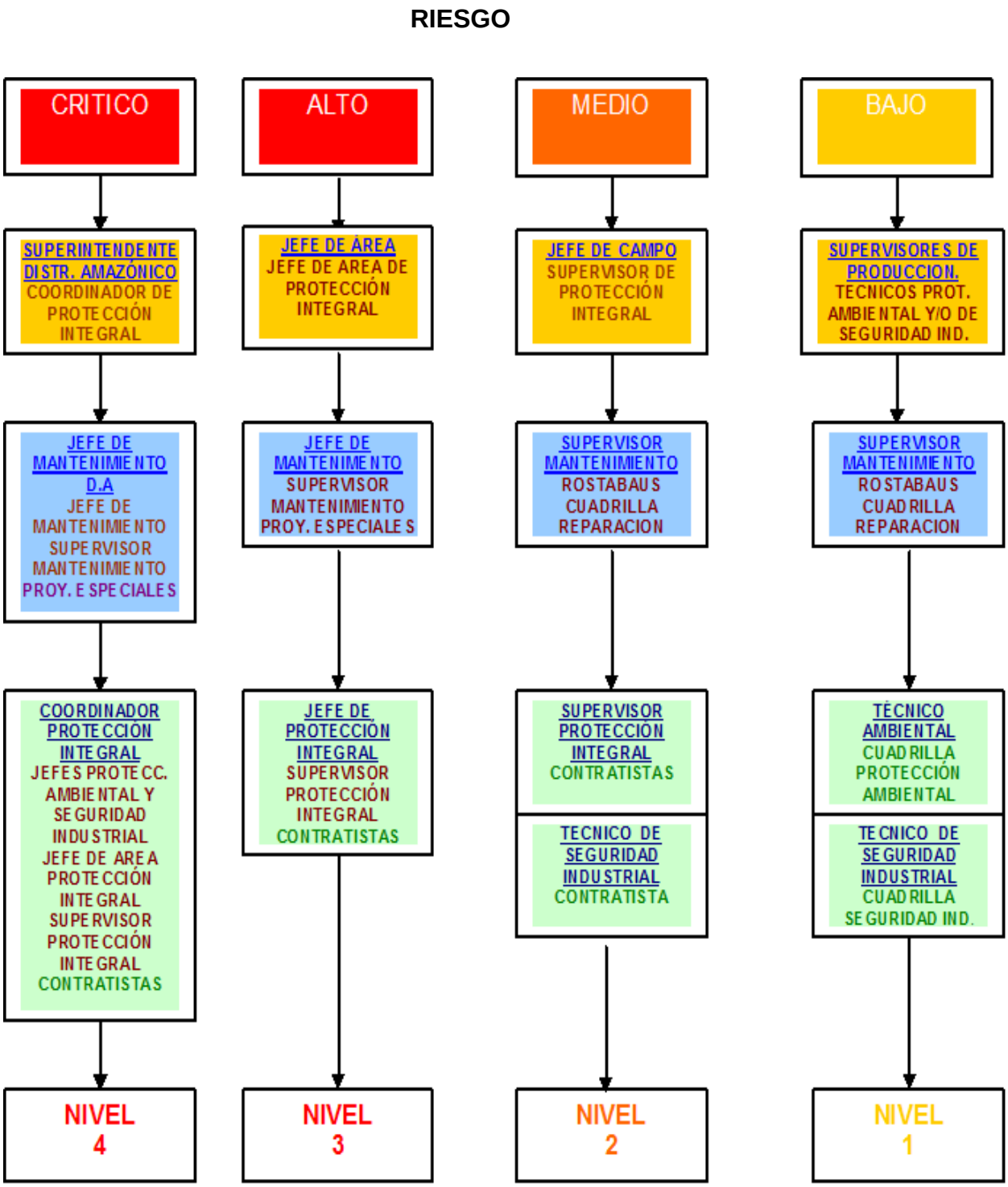


4.4.1 NIVELES ORGANIZACIONALES Y ADMINISTRATIVOS EN BASE A LA CLASIFICACIÓN DEL RIESGO

Las acciones que deben tomarse frente a incidentes de contingencias deben estar enmarcadas en función de la magnitud del riesgo que estos presenten y, dependiendo el caso, a su vez ser manejadas por las autoridades pertinentes; aspecto conocido como respuesta escalonada a las contingencias; ver Figura 4.3.

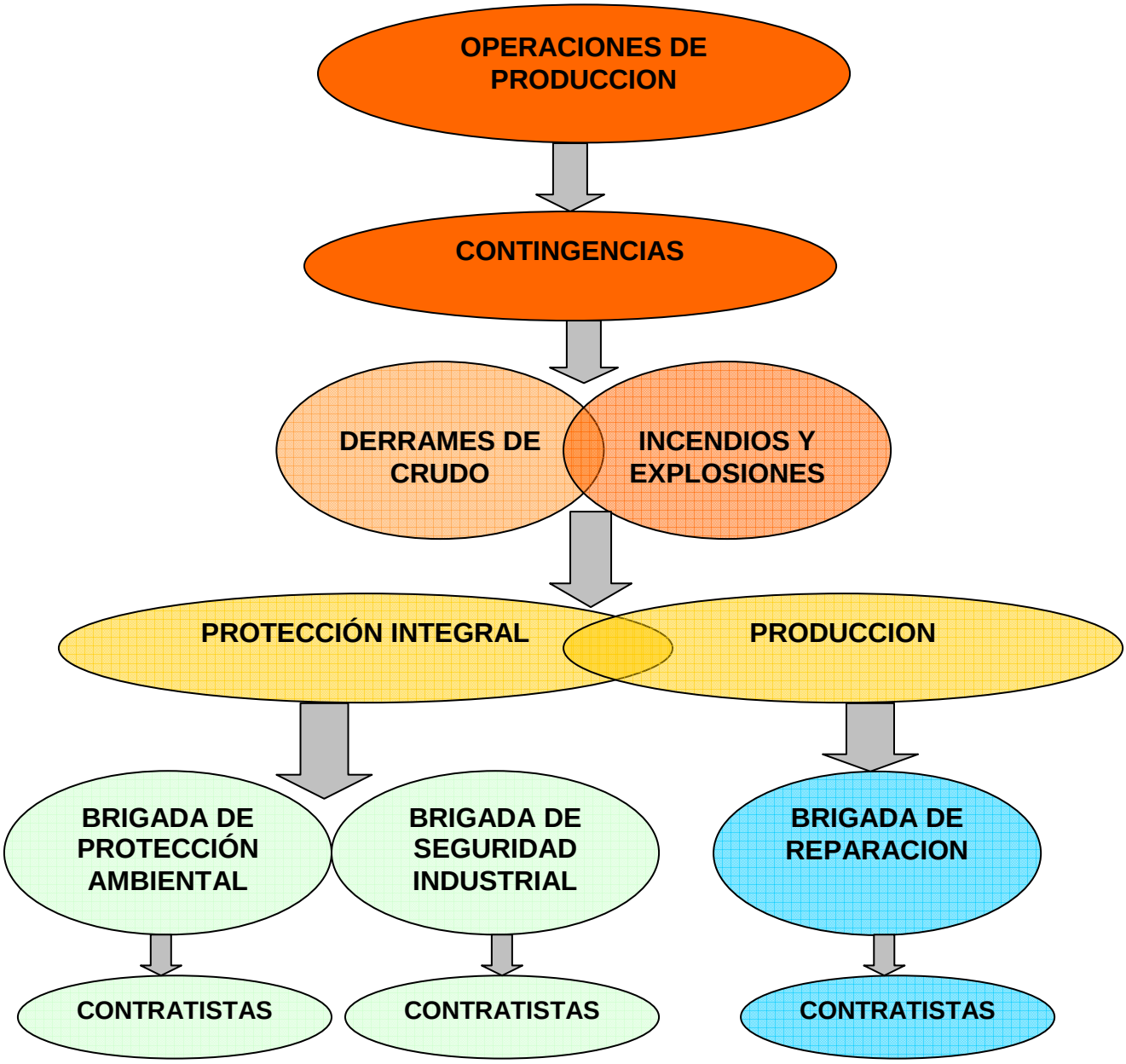
En la figura se detallan los niveles organizativos y administrativos de acuerdo a la calificación de riesgo definida en el capitulo de Análisis de Riesgos.

Figura 4.3. Niveles Organizacionales en base a la Calificación del Riesgo (Respuesta Escalonada de la Contingencia.



En la Figura 4.4 se esquematiza, de manera general, la competencia de las Áreas de Producción y de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial para el control de las contingencias.

Figura 4.4. Competencias de las Áreas de Producción y de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial para el Control de las Contingencias



NOTA: La esquematización de la Figura 4.4, parte de la determinación de los niveles de riesgo y los escenarios de la Tabla 3.11 y Gráfico 1 del Capitulo Análisis de Riesgos.

4.4.2 PROCEDIMIENTOS DE NOTIFICACIÓN DE CONTINGENCIA

De acuerdo con el Nivel de Organización definido en la Figura 4.3, y en el organigrama esquematizado en la Figura 4.1, se define los niveles de notificación:

4.4.2.1 NIVEL 1 - Riesgo Bajo

Para el control de derrames pequeños y/o fugas de gases volátiles. El Supervisor de Producción es quien toma la decisión y a su vez activa el Plan de Contingencias. El Supervisor y/o el equipo de Rostabaus coordina las operaciones. Según el evento ocurrido se realizará la limpieza por parte de las Brigadas especializadas bajo la dirección de los Técnicos de Protección Ambiental y Seguridad.

Las contingencias identificadas en este nivel se controlan en su propio sitio.

Ejemplo de Contingencia: Liqueo y/o fugas en válvulas y accesorios.

4.4.2.2 NIVEL 2 – Riesgo Medio

El Supervisor de Producción toma la decisión y activa el Plan de Contingencia para el control de derrames medianos y/o fugas de gases volátiles. Las Brigadas de Reparación son coordinadas por el Supervisor y/o el equipo de Rostabaus. La limpieza la realizan las Brigadas especializadas bajo la dirección del Supervisor de Protección Integral.

Las contingencias identificadas en este nivel se controlan en su propio sitio y/o en los puntos de control (PDC).

Ejemplo de Contingencia: la rotura de línea de flujo, incendios menores en las estaciones.

4.4.2.3 NIVEL 3 – Riesgo Alto

Aquí se identifican derrames de volumen mayor en donde existen riesgos asociados (incendio, deslave, etc.) con tendencia a ser crítico. El Jefe de Área es el encargado de tomar la decisión y a su vez activar el Plan de Contingencia. Las Brigadas de Reparación son dirigidas por el Jefe de Mantenimiento, sus Supervisores y Proyectos Especiales.

El Jefe de Protección Integral, sus Supervisores y las Brigadas especializadas son los encargados de la limpieza.

Las contingencias asociadas a este nivel se controlan en los puntos de control (PC), los incendios y/o explosiones se controlan con los equipos y sistemas de Seguridad Industrial instalados en las Estaciones.

Ejemplo de Contingencia: rotura de línea de oleoducto secundario, tanques de almacenamiento, incendios en reparaciones de tanques, bota de gas, atentados, etc.

4.4.2.4 NIVEL 4 - Riesgo Crítico

Se asocia a derrames mayores con afectación grave a la población civil dentro del Área (Dayuma) y/o a áreas de sensibilidad biológica, socioeconómica, ambiental e hídrica críticas. Por lo general, estas contingencias se asocian con explosiones, deslaves o incendios con tendencia a convertirse en desastre.

El Superintendente del Distrito Amazónico es quien toma la decisión y a su vez activa el Plan de Contingencia. Automáticamente, el Jefe de Mantenimiento del Distrito Amazónico, en conjunto con el Jefe de Mantenimiento de Auca y Proyectos Especiales, dispone las actividades de reparación.

El coordinador de Protección Integral está a cargo de la limpieza, en conjunto con el Jefe de Protección Integral Auca a través de las Brigadas

especializadas. Por su magnitud, este tipo de contingencias requiere la ayuda y participación de Brigadas de otros campos y de Empresas Especializadas.

Los Derrames se controlan en los puntos de control (PC), los incendios y/o explosiones se controlan con los equipos y sistemas de Seguridad Industrial propios del campo, equipos de otros campos, de otras operadoras y equipos contratados.

Ejemplo de Contingencia: rotura de tramos considerables de ductos por terremotos, deslaves, atentados.

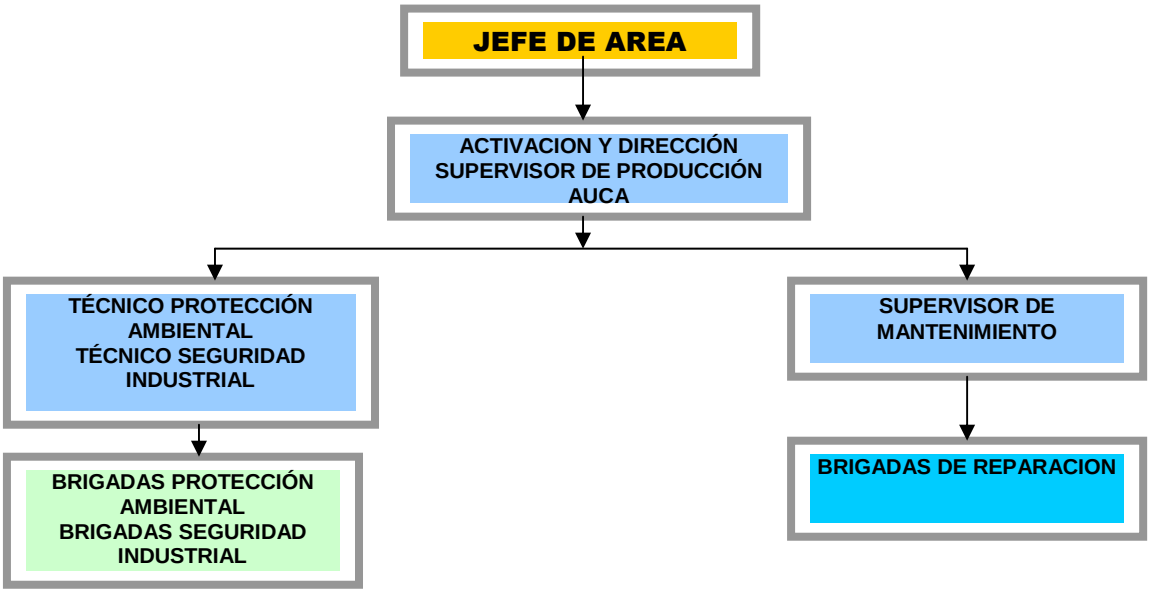
4.4.3 ORGANIZACIÓN DE LA RESPUESTA POR NIVELES

4.4.3.1 Organización y Funciones Nivel 1

Para las Contingencias asociadas al Nivel 1 no se requiere la puesta en marcha de la totalidad del plan. Se requiere la participación de personal de Petroproducción capacitado en reparación, control y limpieza de contingencias.

En este caso, se conforma una Brigada de Atención Inmediata (BAI) integrada por personal del Campo Auca, asistida por contratistas de servicios especialistas en el tema. Ver Figura 4.5

Fig. 4.5. Organización y Funciones Nivel 1



Los operadores de producción y/o los contratistas de mantenimiento notifican al Supervisor de Producción.

El Supervisor de Producción evalúa la contingencia y activa el Plan de Contingencias según el nivel (riesgo) del Nivel 1. Ordena a las Brigadas de Reparación y a las Brigadas de Protección Ambiental y/o de Seguridad Industrial, según el caso la reparación y control del evento.

La Brigada de Atención Inmediata tiene dos funciones básicas dentro del Plan de Contingencias:

- Atención de contingencias menores: la BAI podrá atender directamente contingencias cuya magnitud los califique como de Nivel 1.

- Evaluación de severidad, magnitud o peligrosidad de una contingencia: la BAI se activará ante cualquier llamado de alerta, y procederá a evaluar su magnitud. En base a su informe, el Supervisor de Operaciones y el Supervisor de Protección Integral tomarán la decisión de activar el Plan de Contingencia. En la tabla 4.1 se describen las funciones de la BAI.

Tabla 4.1. Funciones de la Brigada de Atención Inmediata.

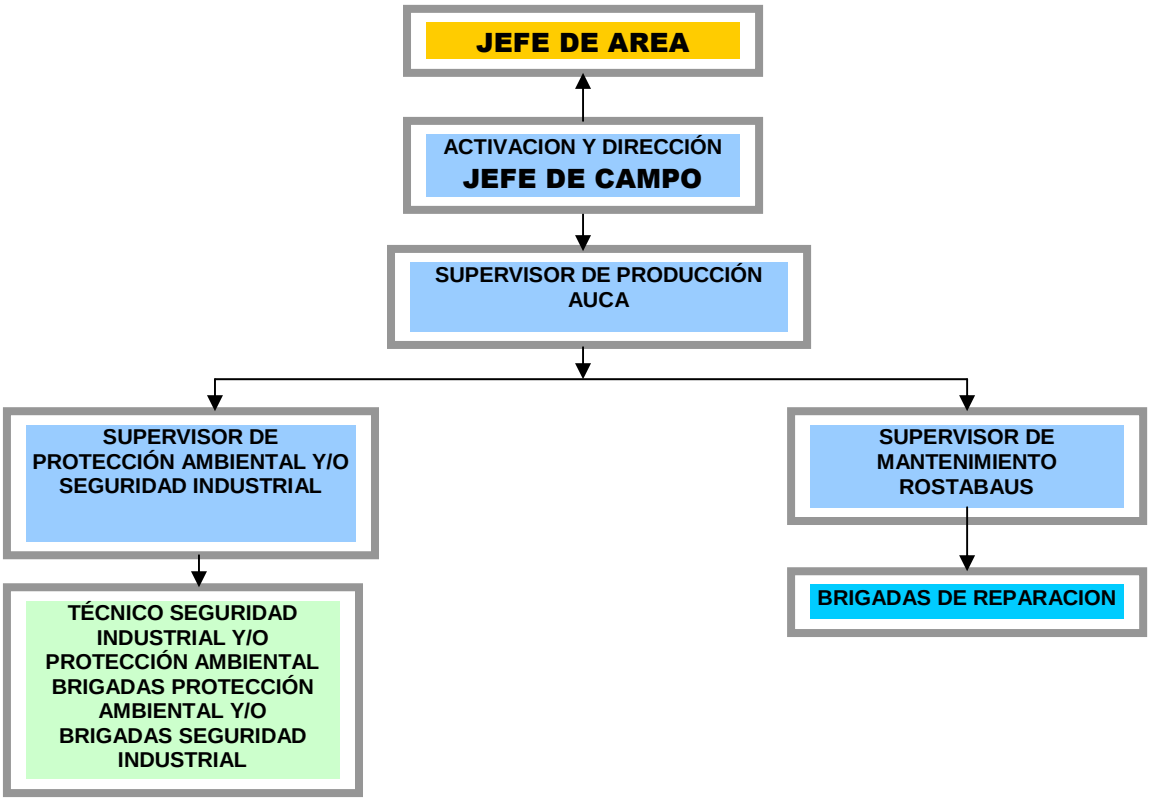
Asignación	Funcionario	Reporta a:	Funciones
Activación y Dirección Brigada de Atención Inmediata (BAI)	Supervisor de Producción de Campo y Supervisor de Protección Integral	Jefe de Área	**Tiempo Normal** - Velar por estado de entrenamiento del personal - Revisar el estado de actualización del PDC **Durante Emergencia** - Evaluación preliminar del derrame - Activación y convocatoria de la BAI - Logística y control de gastos **Después de Emergencia** - Evaluación de la respuesta - Preparación de reporte para Supervisor
Coordinador Grupo de Reparación	Asistente del Supervisor de Campo	Supervisor de Campo	**Tiempo Normal** - Estudiar y conocer el estado de pozos, líneas de flujo y estaciones - Identificar riesgos posibles de derrame en las instalaciones **Durante Emergencia** - Localizar la falla que produce el derrame - Controlar la falla *in situ* para minimizar pérdidas - Dirigir el grupo de reparaciones **Después de Emergencia** - Preparar informe sobre falla encontrada - Preparar recomendaciones sobre control de fallas - Dirigir las tareas de limpieza
Coordinador Grupo de Respuesta a Emergencia	Técnico Ambiental	Supervisor de Campo	**Tiempo Normal** - Conocer y probar los equipos de respuesta - Conocer y ensayar tácticas de control derrames **Durante Emergencia** - Dirigir salida de equipos de bodega - Dirigir y supervisar contención y recuperación - Dirigir y supervisar disposición final del crudo **Después de Emergencia** - Supervisar limpieza de área - Supervisar devolución de equipos a Bodega - Preparar informe de actividades
Cuadrilla de Reparaciones	Contratista	Asistente Supervisor de Campo	**Tiempo Normal** - Velar por disponibilidad elementos de reparación **Durante Emergencia** - Localización de falla - Reparación de falla **Después de Emergencia** - Realistamiento de equipos de reparación - Elaborar reporte de actividades y tiempo de personal
Grupo de Contención-Recuperación	Contratista de Recolección y Limpieza	Técnico Ambiental	**Tiempo Normal** - Entrenar al personal en labores de control de derrames - Mantener disponibilidad de equipos de apoyo **Durante Emergencia** - Recoger los equipos en bodegas - Transportar equipos hasta zona de control - Ejecutar trabajos de contención y recuperación - Ejecutar limpieza de zona de trabajo **Después de Emergencia** - Limpiar equipos y retornar a bodegas - Elaborar reporte de actividades y tiempo de personal

FUENTE: Plan de Contingencias Shushufindi

4.4.3.2 Organización y Funciones Nivel 2

Para las contingencias asociadas al Nivel 2 se pone en marcha el Plan de Contingencias según la estructura de la Figura 4.6.

Figura 4.6. Organización y Funciones Nivel 2



El Supervisor de Producción notifica al Jefe de Campo.

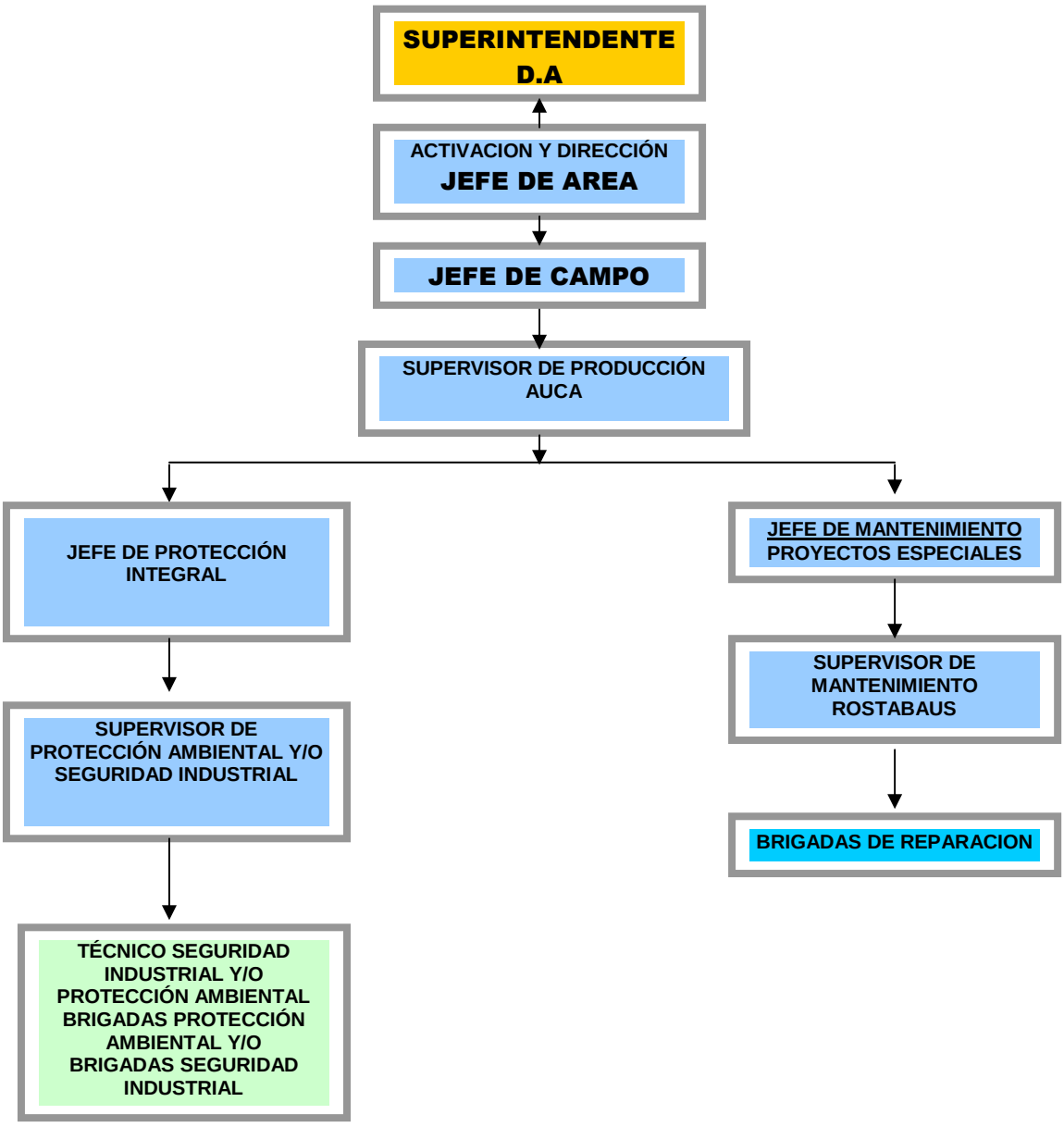
El Supervisor de Producción evalúa la contingencia y comunica al Jefe de Campo quien activa el Plan de Contingencias del Nivel 2. Ordena a las Brigadas de Reparación y Brigadas de Rostabaus, coordina con el Supervisor de Protección Integral quien activa a las Brigadas de Protección Ambiental y/o de Seguridad Industrial dirigidas por los Técnicos correspondientes, según el caso.

La Brigadas tienen dos funciones básicas dentro del PDC: detener el derrame in situ y/o en los puntos de control y reparar elementos de las facilidades.

4.4.3.3 Organización y Funciones Nivel 3

Para las contingencias asociadas al Nivel 3 se pone en marcha el Plan de Contingencias según la estructura de la Figura 4.7.

Figura 4.7. Organización y Funciones Nivel 3



El Jefe de Campo notifica al Jefe de Área.

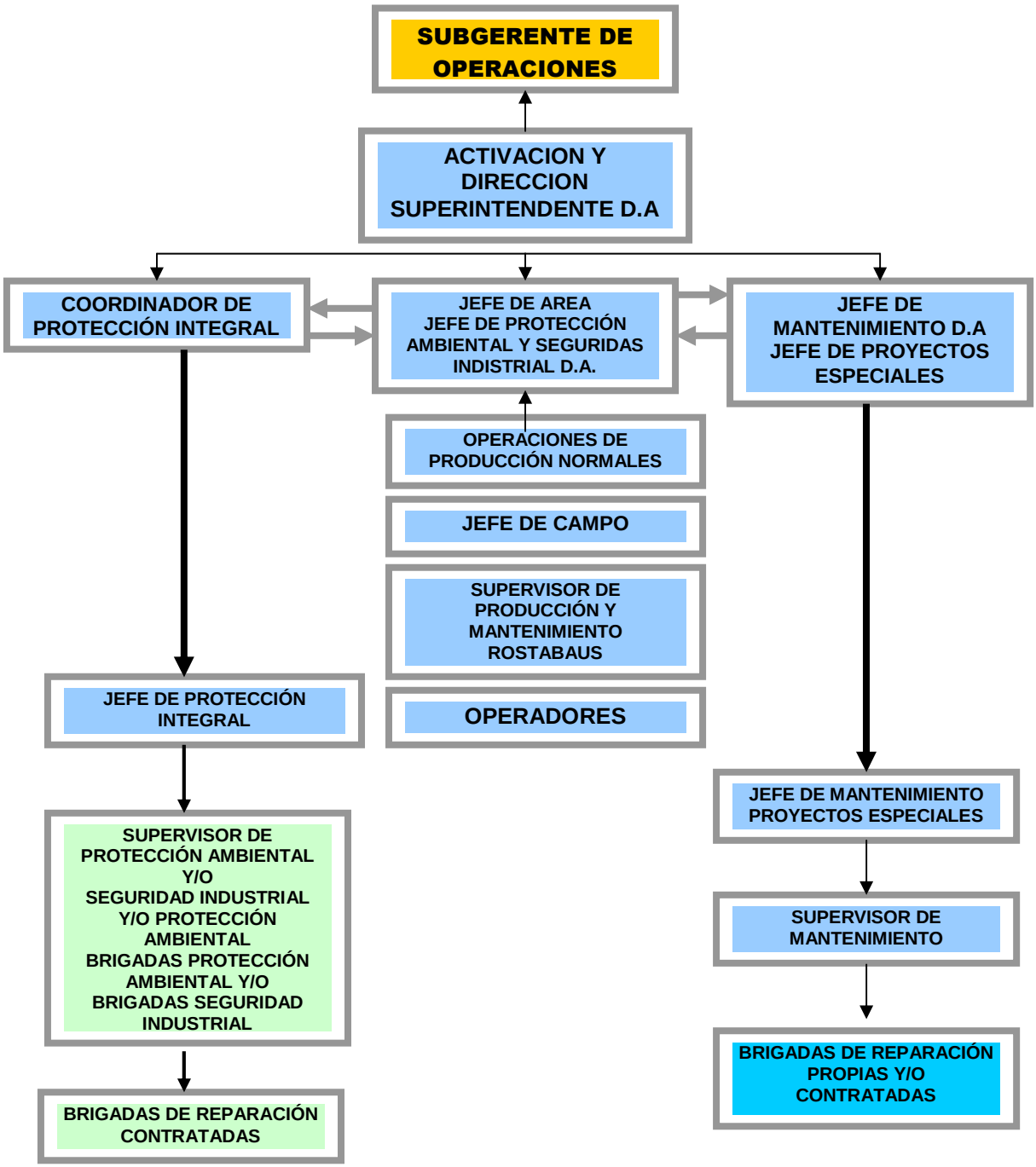
El Jefe de Campo evalúa la contingencia y comunica al Jefe de Área quien activa el Plan de Contingencias del Nivel 3, ordenando al Jefe de Mantenimiento la movilización de las Brigadas de Reparación y Proyectos Especiales que son dirigidas por los Supervisores de Mantenimiento. Además coordina con el Jefe de Protección Integral quien moviliza a las Brigadas de Protección Ambiental y/o de Seguridad Industrial dirigidas por los Técnicos correspondientes, según el caso.

La Brigadas tienen dos funciones básicas dentro del plan: detener el derrame in situ y/o en los puntos de control y reparar elementos de las facilidades. En caso de incendio (conatos), también se activa el Plan de Contingencias.

4.4.3.4 Organización y Funciones Nivel 4

Para las contingencias asociadas al Nivel 4 se pone en marcha el Plan de Contingencias según la estructura de la Figura 4.8.

Figura 4.8. Organización y Funciones Nivel 4



La notificación es conocida por el Superintendente del Distrito Amazónica través del Jefe de Área y activa el Plan de Contingencia.

El Jefe de Área, el Jefe de Mantenimiento, el Jefe de Proyectos Especiales y el Coordinador de Protección Integral evalúan y dirigen la contingencia a través de sus unidades.

Ordenan las contrataciones necesarias para las operaciones de reparación y recuperación del evento que generó la contingencia.

El Coordinador de Protección Integral contrata equipos y brigadas especializadas para limpieza y reparación ambiental, en coordinación con las unidades a cargo de él; Protección Ambiental y Seguridad Industrial.

Las operaciones de producción en el tiempo que dure la contingencia, están a cargo del Jefe de Campo, Supervisores, Rostabaus y operadores.

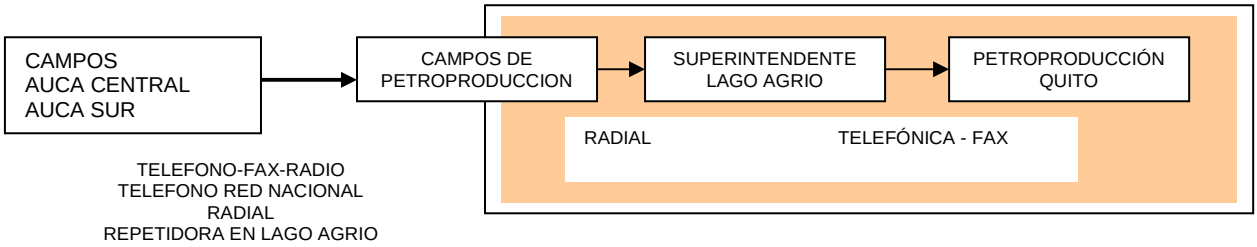
NOTA IMPORTANTE

Para el caso de activarse el Plan en la Estación Auca Sur y dependiendo la severidad del caso; es necesario establecer un grupo de respaldo en la Estación Auca Central en Alerta Amarilla, coordinado por el Jefe de Protección Integral y el Jefe de Área de Producción, el cual se mantendrá en comunicación con el Supervisor de Producción a fin de coordinar las actividades de apoyo para la contingencia.

4.4.4 SISTEMA DE COMUNICACIÓN

En la Figura 4.9 se presenta el sistema de comunicaciones de Petroproducción proporcionado por el Departamento de Telecomunicaciones de Lago Agrio.

Figura 4.9. Sistema de Comunicación de Petroproducción



4.4.4.1 Comunicación Radial

Funciona mediante un sistema coordinado desde repetidoras localizadas en Sacha y Lago Agrio por el Departamento de Telecomunicaciones de Petroproducción. Este sistema permite las comunicaciones entre los diferentes campos. Así mismo, la cobertura abarca los radios OB instalados en los vehículos de algunos funcionarios de los campos y en las Estaciones de Producción.

Existen dos canales de comunicaciones, los cuales son utilizados en forma abierta en caso de contingencia:

- Canal para operaciones de Perforación

- Canal para operaciones de Producción

Cuando ocurre una contingencia, las labores se coordinan por todos los canales, a menos que se acuerde previamente el uso exclusivo de uno de ellos.

Se recomienda que Petroproducción active una frecuencia exclusiva para emergencias, aprovechando la capacidad instalada del sistema propiedad de Petroproducción. La misma que puede tener alcance con la Operadoras Privadas y Entidades afines (Bomberos, Policía, Cuerpo de Ingenieros etc.)

4.4.4.2 Comunicación Telefónica y Fax

Se dispone de comunicación abierta interna entre todas las estaciones de producción y oficinas de Petroproducción en el Distrito Amazónico, y con las Instalaciones de Petroproducción en Quito.

4.4.5 FICHAS DE FUNCIONALIDAD DEL PLAN ESTRATÉGICO

A continuación se presentan las Fichas del Plan Estratégico que establecen los objetivos, lineamientos, alcance, responsabilidades, cobertura y estrategia del Plan de Contingencias; el mismo que se basa en los niveles establecidos en el análisis de riegos.

Las Fichas para el manejo operacional tienen el siguiente esquema:

- Ejecutor: es quien activa el plan en cada uno de los niveles.

- Brigadas de Reparación Mecánicas: que tienen el encargo de reparar los daños causados en las facilidades de producción; en algunos casos para recuperar la producción.

- Brigadas de Limpieza y Reparación Ambiental: que tienen como objetivo controlar los derrames, incendios y/o explosiones.

4.4.5.1 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 1

FICHA DE FUNCIONES PARA EL PDC AUCA NIVEL 1

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	EJECUTOR
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERVISOR DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL
SUPLENTE	SUPERVISOR DE PRODUCCIÓN AUCA SUR
REPORTA A	JEFE DE CAMPO AUCA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Evalúa la contingencia ➢ Activa el Plan ➢ Planifica y ordena la reparación de interconexiones y accesorios al Supervisor de Mantenimiento (Contratista) y/o Rostabaus ➢ Planifica y ordena la limpieza a las Brigadas de Limpieza
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Comunica al Supervisor de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Comunica al Supervisor de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial sobre las necesidades de limpieza
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Recopila los informes de reparación y limpieza ➢ Elabora el Informe Final de la Contingencia en donde se identifica las causas y el efecto ➢ Llena el formato preestablecido
CAUSAS DE LA EMERGENCIA	➢ Fugas menores de crudo o petróleo en válvulas e interconexiones ➢ Fugas menores en tomamuestras de cabezales de pozo ➢ Fugas menores en manifolds, separadores, etc.
EFECTOS	➢ Pequeños derrames in situ
CONTROL	➢ Reparación mecánica y soldaduras menores ➢ Limpieza

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	REPARACIÓN MECANICA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO
SUPLENTE	ENCARGADO DE MANTENIMIENTO
REPORTA A	SUPERVISOR DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	Organiza a la Brigada de Reparación y ejecuta la orden
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Dirigir a la Brigada para restitución y reparaciones mecánicas menores
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Elaboración del Informe Básico para el Supervisor de Producción previa revisión del Supervisor de Protección Ambiental
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Herramientas y soldadora ➢ Logística

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	LIMPIEZA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERVISOR DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y/O SEGURIDAD INDUSTRIAL
SUPLENTE	ENCARGADOS
REPORTA A	JEFE DE AREA DE PROTECCIÓN INTEGRAL
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	Organiza a la Brigada de Limpieza y reparación ambiental y ejecuta la orden
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Dirigir a la Brigada para Limpieza de petróleo o crudo, lubricantes, combustibles
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Elaboración del Informe Básico para el Supervisor de Producción para el Jefe de Area de Protección Integral
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Productos químicos de limpieza, baldes y herramientas menores ➢ Logística

4.4.5.2 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 2

FICHA DE FUNCIONES PARA EL PDC AUCA NIVEL 2

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	EJECUTOR
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE CAMPO
SUPLENTE	SUPERVISOR DE PRODUCCIÓN AUCA CENTRAL Y/O AUCA SUR
REPORTA A	JEFE DE AREA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Evalúa la contingencia ➢ Activa el Plan ➢ Planifica la reparación de interconexiones y accesorios al Supervisor de Mantenimiento (Contratista) ➢ Planifica al Supervisor de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial quien activa las Brigadas, dependiendo del caso
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena al Supervisor de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Ordena al Supervisor de Protección Integral sobre las necesidades de limpieza y reparación ambiental
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Recopila los informes de reparación y limpieza ➢ Elabora el Informe Final de la Contingencia en donde se identifica las causas y el efecto ➢ Llena el formato preestablecido previa revisión del Supervisión de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial. ➢ Comunica al Departamento de Tierras de la contingencia para su evaluación con fines de indemnización.
CAUSAS DE LA EMERGENCIA	➢ Rotura de líneas de flujo ➢ Rebosamiento de sumideros ➢ Rebosamiento de tanques ➢ Inundaciones de separadores ➢ Fugas de gas en separadores, bota de gas, generadores a gas
EFECTOS	➢ Derrames de petróleo o crudo y/o fugas de gas in situ ➢ Para parcial de la producción
CONTROL	➢ Reparaciones mecánicas, eléctricas y soldaduras ➢ Limpieza indistintamente desde el punto de derrame hasta el punto de control ➢ Contención de derrame en el punto de control

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	REPARACIÓN MECANICA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO
SUPLENTE	ENCARGADO DE MANTENIMIENTO
REPORTA A	JEFE DE CAMPO
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Dirige y fiscaliza a la Brigada para restitución y reparaciones mecánicas y eléctricas
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Elaboración del Informe Básico para el Supervisor de Campo en base al informe previa revisión del Supervisor de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial, presentado por el contratista
EQUIPOS REQUERIDOS	Equipo pesado, herramientas y soldadora

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERVISOR DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y/O SEGURIDAD INDUSTRIAL
SUPLENTE	ENCARGADO
REPORTA A	JEFE DE AREA DE PROTECCIÓN INTEGRAL
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Dirige y fiscaliza a la Brigada para la limpieza y su reparación ambiental
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Elaboración del Informe Básico para el Jefe de Area de Protección Integral
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Productos químicos de limpieza, fast tank, vacumm, bombas de succión, herramientas menores, barreras de contención, skimer, absorbentes, transporte

4.4.5.3 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 3

FICHA DE FUNCIONES PARA EL PDC AUCA NIVEL 3

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	EJECUTOR
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE AREA
SUPLENTE	JEFE DE CAMPO
REPORTA A	SUPERINTENDENTE DEL D.A.
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Evalúa la contingencia ➢ Activa el Plan ➢ Planifica y ordena la reparación al Jefe de Mantenimiento (Contratista) ➢ Realiza la reparación y ordena al Jefe de Campo la puesta en producción ➢ Coordina con el Jefe de Protección Integral quien activa las Brigadas de Control y limpieza a cargo de los Supervisores de Protección Integral
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena al Jefe de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Ordena al Jefe de Protección Integral sobre las necesidades de limpieza y reparación ambiental
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Recopila los informes de reparación y limpieza ➢ Elabora el Informe Final de la Contingencia en donde se identifica las causas y el efecto ➢ Llena el formato preestablecido ➢ En el Informe Consolidado establece el personal que trabajó y las horas laboradas por las Brigadas y equipos utilizados y detalla las partes y piezas reemplazadas ➢ Comunica al Departamento de Tierras de la contingencia para su evaluación con fines de indemnización.
CAUSAS DE LA EMERGENCIA	➢ Rotura de líneas de transferencia y/o oleoductos secundarios ➢ Rebosamiento de tanques ➢ Inundaciones de separadores e inundación de bota ➢ Conato de incendio (motores, generadores, bota de gas, tanques)
EFECTOS	➢ Derrames de petróleo o crudo ➢ Incendios y explosiones ➢ Afectaciones a terceros ➢ Para parcial de la producción
CONTROL	➢ Reparaciones mecánicas, eléctricas y soldaduras ➢ Limpieza detenidas indistintamente desde el punto de derrame hasta el punto de control ➢ Contención del derrame en el punto de control ➢ Control de incendios con los equipos fijos y móviles
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Equipo pesado, equipo caminero, herramientas, equipos de suelda ➢ Productos químicos de limpieza, fast tank, vacumm, bombas de succión y herramientas menores ➢ Barreras de contención, skimer, absorbentes, transporte ➢ Equipos fijos para control de incendios ➢ Autobomba y equipos móviles y fáciles de ser transportados para control de incendios

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	REPARACIÓN MECANICA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE MANTENIMIENTO
SUPLENTE	ENCARGADO DE MANTENIMIENTO
REPORTA A	JEFE DE AREA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Activa las Brigadas para restitución y reparaciones mecánicas y eléctricas ➢ Asigna la fiscalización al Supervisor de Mantenimiento
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Revisión y preparación del Informe Final para el Jefe de Área
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Equipo pesado, equipo caminero, herramientas, equipos de suelda

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE PROTECCIÓN INTEGRAL
SUPLENTE	ENCARGADO DE LA JEFATURA
REPORTA A	JEFE DE AREA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Activa las Brigadas limpieza y reparación ambiental ➢ Asigna la fiscalización al Supervisor de Protección Integral
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Revisión y preparación del Informe Final para el Jefe de Area

EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Productos químicos de limpieza, fast tank, vacum, bombas de succión y herramientas menores ➢ Barreras de contención, skimer, absorbentes, transporte ➢ Equipos fijos para control de incendios ➢ Autobomba y equipos móviles y fáciles de ser transportados para control de incendios ➢ Logística

4.4.5.4 Ficha de Funciones para el PDC Auca, Nivel 4

FICHA DE FUNCIONES PARA EL PDC AUCA NIVEL 4

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	EJECUTOR
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	SUPERINTENDENTE DEL D.A.
SUPLENTE	SUPERINTENDENTE DE OPERACIONES DEL D.A.
REPORTA A	SUBGERENTE DE OPERACIONES
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Activa el Plan ➢ Conforma el Comité de Alta Contingencia por: el Jefe de Mantenimiento D.A, al Jefe de Proyectos Especiales, el Coordinador de Protección Integral y el Superintendente de Operaciones D.A.
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ Ordena la evaluación de la contingencia al Comité de Alta Contingencia conformado ➢ Aprueba la evaluación y ordena su ejecución ➢ Solicita apoyo a otras Operadoras en el área
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Revisa el informe Final de contingencias preparado por el Comité
CAUSAS DE LA EMERGENCIA	➢ Rotura de líneas de transferencia y/o oleoductos secundarios en zonas de sensibilidad crítica, con incendio asociado, producidos por atentados, deslaves, terremotos
EFECTOS	➢ Derrames de petróleo o crudo ➢ Incendios y explosiones ➢ Afectación grave a terceros con perdidas humanas ➢ Para parcial o total de la producción
CONTROL	➢ Reparaciones mecánicas, eléctricas, soldaduras ➢ Limpieza detenidas indistintamente desde el punto de derrame hasta el punto de afectación ➢ Control de incendios con los equipos fijos y móviles
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Equipo pesado, equipo caminero, herramientas, equipos de suelda ➢ Productos químicos de limpieza, fast tank, vacumm, bombas de succión, herramientas menores ➢ Barreras de contención, skimer, absorbentes, transporte ➢ Equipos fijos para control de incendios ➢ Autobomba y equipos móviles y fáciles de ser transportados para control de incendios

Nota: Para este tipo de contingencia se requiere la conformación del Comité de Alta Contingencia

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	COMITÉ DE ALTA CONTINGENCIA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE MANTENIMIENTO D.A. JEFE DE PROYECTOS ESPECIALES COORDINADOR DE PROTECCIÓN INTEGRAL SUPERINTENDENTE DE OPERACIONES
SUPLENTE	ENCARGADO DE LA JEFATURA DE MANTENIMIENTO D.A. ENCARGADO DE LA JEFATURA DE PROYECTOS ESPECIALES ENCARGADO DE LA JEFATURA DE LA COORDINADOR DE PROTECCIÓN INTEGRAL ENCARGADO DE LA JEFATURA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES
REPORTA A	SUPERINTENDENTE DEL D.A.
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Evalúa la contingencia ➢ Planifica la reparación y la limpieza y reparación ambiental ➢ Elabora un informe de acciones de la contingencia para aprobación del Superintendente del D.A. ➢ De acuerdo a la aprobación del Informe actúan conforme a la capacidad de cada Unidad Operativa ➢ Preparan los requerimientos de contratación a terceros
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ El Comité comunica de las acciones ha ser tomadas al Jefe de Campo Auca ➢ Coordina con cada Unidad Operativa
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ Elabora el informe Final de contingencias para el Superintendente del Distrito Amazónico

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	REPARACIÓN MECANICA, ELECTRICA Y ELECTROMECANICA
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	JEFE DE MANTENIMIENTO D.A. JEFE DE PROYECTOS ESPECIALES JEFE DE SEGURIDAD INDUSTRIAL SUPERINTENDENTE DE OPERACIONES
SUPLENTE	ENCARGADO DE CADA JEFATURA
REPORTA A	COMITÉ DE ALTA CONTINGENCIA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Activa las Brigadas para restitución y reparaciones mecánicas, eléctricas, electromecánicas de cada una de sus unidades operativas. ➢ Asigna la fiscalización al Jefe de Mantenimiento del Campo Auca
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ El Jefe de Mantenimiento D.A. activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Jefe de Proyectos Especiales activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Jefe De Seguridad Industrial activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Superintendente de Operaciones reincorpora las actividades que se encuentra momentáneamente fuera de servicio
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ El Jefe de Mantenimiento D.A. elabora el informe de su unidad operativa ➢ El Jefe de Proyectos Especiales elabora el informe de su unidad operativa ➢ El Jefe De Seguridad Industrial elabora el informe de su unidad operativa ➢ El Superintendente de Operaciones elabora el informe de producción
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Equipo pesado, equipo caminero, herramientas, equipos de suelda, stock de repuestos (Bodega) ➢ Equipos Contratados y/o prestados de las Operadoras Privadas

FUNCION DURANTE LA EMERGENCIA	LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL
FUNCION EN TIEMPO NORMAL	COORDINADOR DE PROTECCIÓN INTEGRAL
SUPLENTE	JEFE DE PROTECCIÓN AMBIENTAL D.A.
REPORTA A	COMITÉ DE ALTA CONTINGENCIA
FUNCIONES DURANTE LA EMERGENCIA	➢ Activa las Brigadas para limpieza y reparación ambiental ➢ Asigna la fiscalización al Jefe de Protección Integral Auca
COMUNICACIÓN DE ACTIVACION DE LA CONTINGENCIA	➢ El Jefe de Protección Integral activa las Brigadas a cargo de su unidad
FUNCIONES DESPUÉS DE LA EMERGENCIA	➢ El Jefe de Protección Integral elabora el informe de su unidad operativa
EQUIPOS REQUERIDOS	➢ Productos químicos de limpieza, fast tank, vacumm, bombas de succión, herramientas menores ➢ Barreras de contención, skimer, absorbentes, transporte ➢ Equipos fijos para control de incendios ➢ Autobomba y equipos móviles y fáciles de ser transportados para control de incendios ➢ Equipos Prestados de Operadoras Privadas

4.5 COMUNICACIÓN INTERNA DE ACTIVACIÓN DEL PLAN

En las siguientes fichas se detalla la comunicación interna por cada nivel del manejo y ejecución de reparación mecánica, limpieza y reparación ambiental.

NIVEL 1

EJECUTOR	➢ Comunica al Supervisor de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Comunica al Técnico de Protección Ambiental y/o Seguridad Industrial sobre las necesidades de limpieza
REPARACIÓN MECANICA	➢ Organiza a la Brigada de Reparación y ejecuta la orden
LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL	➢ Organiza a la Brigada de Limpieza y reparación ambiental y ejecuta la orden

NIVEL 2

EJECUTOR	➢ Ordena al Supervisor de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Ordena al Supervisor de Protección Integral sobre las necesidades de limpieza y reparación ambiental
REPARACIÓN MECANICA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida

NIVEL 3

EJECUTOR	➢ Ordena al Jefe de Mantenimiento sobre necesidades de reparación ➢ Ordena al Jefe de Protección Integral sobre las necesidades de limpieza y reparación ambiental
REPARACIÓN MECANICA	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida
LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL	➢ Ordena a los contratistas la ejecución de la orden recibida

NIVEL 4

EJECUTOR	➢ Ordena la evaluación de la contingencia al Comité de Alta Contingencia conformado ➢ Aprueba la evaluación y ordena su ejecución ➢ Solicita apoyo a otras Operadoras del área
COMITÉ DE ALTA CONTINGENCIA	➢ El Comité comunica de las acciones ha ser tomadas por el Jefe de Campo Auca ➢ Coordina con cada Unidad Operativa
REPARACIÓN MECANICA	➢ El Jefe de Mantenimiento D.A. activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Jefe de Proyectos Especiales activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Jefe De Seguridad Industrial activa las Brigadas a cargo de su unidad operativa ➢ El Superintendente de Operaciones reincorpora las actividades que se encuentra momentáneamente fuera de servicio
LIMPIEZA Y REPARACIÓN AMBIENTAL	➢ El Jefe de Protección Integral activa las Brigadas a cargo de su unidad

4.6 PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE CONTINGENCIAS

Los procedimientos que aquí se mencionan son empleados en la industria hidrocarburífera, tanto nacional como internacional. Procedimientos producto del análisis de riesgos del área de influencia donde se desarrollan las actividades hidrocarburíferas del Área Auca y que también se ajusta al entorno operativo y ambiental de la referida área.

En las estaciones de producción del Área Auca es donde se presentan los principales riesgos de la infraestructura hidrocarburífera; principalmente por:

- Derrame de crudo por ruptura de los tanques de almacenamiento, de reposo y/o de lavado.
- Derrame de crudo por ruptura de tubería o de equipos que manejan o transportan productos con hidrocarburos.
- Derrame de residuos de hidrocarburos de piscinas por colapsamiento de las paredes de la piscina, por falla de operación de máximo y mínimo nivel de almacenamiento del residuo, por drenajes destruidos de las piscinas.
- Incendio en tanque que contiene productos con hidrocarburos.
- Incendio en líneas de tuberías y equipos que transportan o manejan productos con hidrocarburos.
- Derrame de productos químicos.

De éstas, la contingencia de mayor impacto sería la de un incendio generado en un tanque de almacenamiento de hidrocarburo. Esta contingencia puede verse agravada cuando no se aplican de manera correcta u oportuna los procedimientos para el control de contingencias a causa de un tardío corte de paso de crudo hacia el tanque, lo que genera una cantidad de crudo derramado mayor a la capacidad de contención del cubeto de dicho tanque.

4.6.1 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS EN LAS ESTACIONES ANTE CONATOS DE INCENDIOS

Los equipos para control de incendios incluyen:

- *Sistemas contra Incendios,* para el control de un conato de incendio en las estaciones Auca Central y Sur donde se tienen tanques de gran capacidad de almacenamiento de petróleo y tanques de combustible (diesel). El sistema está conformado por subsistemas básicos, que son: tanque de almacenamiento de agua, bombas eléctricas para impulsar el agua, red de tuberías de distribución de agua, monitores e hidrantes en los puntos de ataque, válvulas y demás accesorios necesarios para el funcionamiento del sistema.

Este sistema cumple con dos funciones principales: proporcionar agua para la formación de espuma que reduce el nivel de oxigeno en un incendio y proporcionar agua para enfriamiento.

De acuerdo con las normas de seguridad industrial, el sistema lo integra una bomba de accionamiento eléctrico y otra que funciona con combustible (diesel) para suplir fallas de la anterior o cortes de energía.

- *Sistema de espuma,* conformado por un tanque de almacenamiento, líneas de flujo, sistema de bombeo y los monitores e hidrantes. Este sistema sirve para evitar que el oxigeno, elemento necesario para la combustión y contenido en el aire, entre en contacto con el fluido incendiado.

Un ramal de la tubería del agua del sistema contra incendios pasa a través del tanque de concentrado de espuma, el que en su parte superior tiene un dosificador de presión balanceada. El chorro de agua al pasar por el ramal recto, captura el volumen de químico para formar el líquido espumógeno que se introduce en la parte inferior del tanque y llega a la superficie libre del

líquido, formando un colchón de espuma química, que aísla el oxigeno y ahoga las llamas.

- *Equipos portátiles de incendios,* para aplacar de manera rápida y efectiva cualquier conato de incendio. Generalmente son extintores portátiles de polvo químico seco y CO_2, ubicados en sitios estratégicos y de fácil acceso; por su peso (150 lbs) son fácilmente transportables, de accionamiento manual y sencillos de usar.

4.6.2 PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL DE CONTINGENCIAS EN ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

A una contingencia por derrame se asocia normalmente una contingencia por incendio y/o explosión. La acumulación de gases como el H_2S puede generar un ambiente explosivo en un derrame de crudo o de combustibles con alto poder de ignición.

4.6.2.1 Contingencias en Tanques de Lavado, Surgencia y de Almacenamiento de Combustibles

4.6.2.1.1 Contingencia por Derrame

Acorde a quien corresponda, las acciones a tomar son:

Operador

- Se debe suspender el flujo de crudo.
- Debe aislarse completamente el tanque y dique afectado y comunicar la contingencia al Jefe de Activación de Plan de Contingencias, según la severidad (niveles) del evento y de acuerdo a la magnitud del derrame debe suspender o no la operación.
- Debe preparar y guiar la operación de los equipos contra incendios (sistema de espuma, agua y extintores portátiles), en caso de conato de incendio.
- Confinar el derrame dentro del área afectada colocando barreras o construir zanjas.

- Verificar las medidas de seguridad industrial del área.
- Llenar formulario de notificación de la contingencia.

Jefe de Activación del Plan de Contingencias

- Comunicar la contingencia de acuerdo al organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Evaluar la magnitud de la contingencia y comunicar la gravedad de la misma.
- Solicitar y coordinar la ayuda de personal, equipos e insumos para el caso.
- Disponer de acciones y actividades para atacar la contingencia, como:

    - Verificar que los puntos de control sean operativos para el control de derrames.
    - Drenar el producto derramado a tanques de armado rápido (fast tank).
    - Proceder con las maniobras de recuperación y limpieza del área afectada.
    - Llenar los formularios y realizar la evacuación de daños.

4.6.2.1.2 Contingencia por Incendio

Acorde a quien corresponda, las acciones a tomar son:

Operador

- Comunicar la contingencia al Jefe de Activación de Plan de Contingencias, según la magnitud del evento.
- Poner en operación el sistema contra incendios: espuma, agua y extintores portátiles.
- Verificar las medidas de seguridad industrial en el área.
- Llenar formulario de notificación de contingencia.

Coordinador de Control Ambiental

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama, trasladarse al sitio del incendio, evaluar la magnitud de las contingencias y comunicar.
- Solicitar y coordinar acciones y actividades con la brigada contra incendios y de seguridad industrial.
- Realizar la limpieza del área afectada.
- Llenar los formularios de contingencias y evaluar daños.
- Efectuar seguimiento a la respuesta de la contingencia.

4.6.2.2 Contingencias en Patio de Bombas de Crudo

4.6.2.2.1 Contingencia por Derrame

Acorde a quien corresponda, las acciones a tomar son:

Operador

- Comunicar la contingencia al Jefe de Activación del Plan de Contingencias.
- Aislar la unidad afectada y en caso de conato de incendio, suspender las actividades en el sitio.
- Confinar el producto dentro del área afectada, para ello se debe colocar barreras.
- Llenar el formulario de notificación de la emergencia.

Jefe de Activación del Plan de Contingencias

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Disponer acciones y actividades para atacar la contingencia de acuerdo a contingencias en tierra.
- Llenar los formularios de contingencias y evaluar daños.
- Seguimiento y evaluación de la respuesta a la contingencia.

4.6.2.2.2 Contingencia por Incendio

Operador

- Parar la operación de la estación y comunicar la contingencia al Jefe de Activación del Plan de Contingencias.
- Poner en operación el sistema contra incendios: espuma, agua y extintores portátiles y verificar las medidas de seguridad industrial del área.
- Llenar formulario de notificación de contingencia.

4.6.2.3 Contingencias en Separadores de Crudo y Cabezales de recibo y envío de Crudo

4.6.2.3.1 Contingencia por Derrame

Acorde a quien corresponda, las acciones a tomar son:

Operador

- Suspender operación del grupo electrógeno o turbogenerador y el flujo de crudo.
- Comunicar contingencia al Coordinador de Control Ambiental y aislar la unidad afectada.
- Suspender todas las actividades que puedan producir incendio y confinar el producto dentro del área afectada con la colocación de barreras.
- Llenar el formulario de notificación de la emergencia.

Jefe de activación del Plan de Contingencias

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Disponer de acciones y actividades para atacar la contingencia.
- Bombear o succionar contenido de la piscina para depositarlo en otra piscina u otro lugar adecuado.
- Limpieza del área afectada.

- Llenar formularios de contingencia y evaluar daños.
- Seguimiento y evacuación de la respuesta de la contingencia.

4.6.2.3.2 Contingencia por Incendio

Operador

- Parar la operación de la estación y comunicar la contingencia al Coordinador de Control Ambiental.
- Poner en operación el sistema contra incendios: espuma, agua y extintores portátiles y controlar medidas de seguridad industrial del área.
- Llenar formulario de notificación de contingencia.

4.6.2.4 Contingencias en Generadores de Electricidad, Turbinas de Gas o Grupos Electrógenos

4.6.2.4.1 Contingencia por Derrame

Acorde a quien corresponda, las acciones a tomar son:

Operador

- Suspender operación del grupo electrógeno o turbogenerador.
- Comunicar la contingencia al Coordinador de Control Ambiental.
- Aislar la unidad afectada y suspender todas las actividades que puedan generar incendio.
- Colocar barreras para confinar el producto dentro del área afectada.
- Llenar el formulario de notificación de la emergencia.

Jefe de Activación del Plan de Contingencia

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Disponer acciones y actividades para atacar la contingencia

- Bombear o succionar contenido de la piscina para depositarlo en otra piscina u otro lugar adecuado y limpieza del área afectada.
- Llenar formularios de contingencia y evaluar daños.
- Seguimiento y evaluación de la respuesta a la contingencia.

4.6.2.4.2 Contingencia por Incendio

Operador

- Parar la operación de la estación y comunicar la contingencia al Coordinador de Control Ambiental.
- Poner en operación el sistema contra incendios: espuma, agua y extintores portátiles.
- Controlar medidas de seguridad industrial del área.
- Llenar formulario de notificación de contingencia.

4.6.2.5 Procedimiento de Operación y Mantenimiento de Piscinas

4.6.2.5.1 Operación de Piscinas

Para que las piscinas cumplan con el cometido de recolectar los posibles derrames que puedan generarse dentro de la estación se debe:

- Mantener el nivel de agua al mínimo; es decir, evacuar el agua periódicamente de acuerdo con los niveles establecidos máximos y mínimos.
- Así mismo se debe evacuar periódicamente el exceso de residuo en la piscina para tener una capa de espesor entre el máximo y mínimo establecido.
- Establecer un procedimiento específico de operación de válvulas para cada estación.

4.6.2.5.2 Mantenimiento de Piscinas

- Mantener limpias las tuberías y canales de drenajes.
- Controlar los taludes de la piscina y, si es posible, elevar los niveles de altura de los mismos.
- Mantenimiento preventivo de válvulas, controlando que cierren o abran completamente.
- Retirar sedimentos del agua de las piscinas principales para de esta manera mantener su capacidad de almacenamiento.

4.6.2.6 Contingencias en Piscinas de Recolección de Residuos y Teas

4.6.2.6.1 Contingencia por Derrame

Un derrame por el desbordamiento del producto contenido o por colapsamiento de las paredes de la piscina. Las acciones a tomar son:

Operador

- Comunicar la contingencia al Jefe de Activación del Plan de Contingencias.
- Suspender los drenajes a la piscina afectada.
- Colocar barreras en el canal de descarga.

Coordinador de Control Ambiental

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Solicitar la ayuda de personal, equipos e insumos requeridos para el caso.
- Disponer acciones y actividades para atacar la contingencia en tierra.

4.6.2.6.2 Contingencia por Incendio

Operador

- Aislar la piscina afectada y suspender drenajes de la misma.
- Comunicar contingencias al coordinador de control ambiental.
- Poner en funcionamiento el sistema contra incendios de la estación: sistema de espuma, agua y extintores portátiles.
- Llenar formulario de notificación de la contingencia.

Supervisor de Protección Ambiental y Jefe de Activación del Plan de Contingencias

- Comunicar contingencia de acuerdo a organigrama y trasladarse al sitio de la contingencia.
- Disponer de acciones y actividades para atacar la contingencia.
- Llenar los formularios de contingencias y evaluar daños.
- Seguimiento y evaluación de la respuesta a la contingencia.

4.6.3 PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CONTINGENCIA POR DERRAME DE CRUDO EN POZO

1. Alertar ante la emergencia.
2. Identificar el pozo, su número, situación, nombre del lugar y vía de acceso.
3. Detener el derrame y cerrar el pozo.
4. Trasladar al sitio de derrame la brigada de contención y recuperación de crudo; incluyendo todo el equipo, herramientas y maquinaria.
5. Contener el crudo, para esto se puede guiar el crudo hacia la piscina en caso de existir o hacia un hueco compacto previamente revestido de geomembrana construido en la locación; también podría confinarse el crudo mediante terraplenes.
6. Iniciar labores de recolección y transporte del crudo recuperado hacia la estación más próxima para su disposición final.
7. Proceder con las actividades de limpieza y remediación.

8. Transportar los residuos contaminantes hacia el Centro de Acopio y Tratamiento de Desechos (Estaciones de Producción).
9. Realizar un estimado del perjuicio ocasionado.
10. Utilizar los formularios de evaluación del derrame.

4.6.4 PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CONTINGENCIA POR DERRAME DE CRUDO POR RUPTURA DE OLEODUCTO SECUNDARIO (APLICADO TAMBIÉN A LÍNEAS DE TRANSFERENCIA)

1. Alertar a la Estación más próxima sobre la emergencia de un derrame, para la suspensión inmediata del bombeo o cierre del pozo; según sea el caso.
2. Identificar el lugar de la emergencia y contener el derrame.
3. Cerrar de inmediato las válvulas de seccionamiento del oleoducto para impedir de esta manera la salida de un mayor volumen de crudo. Si se trata de una línea de transferencia, cerrar las válvulas correspondientes.
4. Trasladar al sitio del derrame a las brigadas de contención y recuperación del crudo, incluyendo todo el equipo, herramientas y maquinaria predispuesta para el confinamiento del crudo.
5. Delimitar el área del derrame; acordonar poniendo las señales de peligro.
6. Desviar el tráfico de vehículos lo más alejado del sitio de confinamiento del crudo para el correcto y libre desempeño de la cuadrilla.
7. Asegurarse de que en el sitio no existan materiales como maquinaria defectuosa o equipo que puedan producir un incendio.
8. Si el derrame es de proporción y amenaza con la inminente contaminación de un cuerpo de agua, desplazar a la cuadrilla de contención y recuperación de crudo hasta el Punto de Control respectivo.
9. Proceder con las actividades de contención y recuperación del crudo derramado.
10. Trasladar el crudo recuperado hasta la estación más próxima para su disposición final.
11. Proceder con las labores de limpieza y reparación.
12. Realizar un estimado del perjuicio causado.
13. Utilizar los formularios de evaluación del derrame.

4.6.5 PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CONTINGENCIA POR DERRAME DE CRUDO POR RUPTURA DE OLEODUCTO SECUNDARIO EN CRUCE DE RÍO (APLICADO TAMBIÉN A LÍNEAS DE TRANSFERENCIA)

1. Alertar a la Estación más próxima sobre la emergencia de un derrame para la suspensión inmediata del bombeo o cierre del pozo; según el caso.
2. Identificar el lugar de la emergencia y contener el derrame.
3. Cerrar de inmediato las válvulas de seccionamiento del oleoducto para impedir la salida de un mayor volumen de crudo. Si se trata de una línea de transferencia, cerrar las válvulas correspondientes.
4. Desplazar inmediatamente a la brigada de contención y recuperación de crudo al Punto de Control correspondiente; incluyendo el equipo adecuado.
5. Realizar la colocación de las barreras y prohibir el paso a los usuarios del río en caso de que éste sea usado para la navegación comercial.
6. Delimitar el área del Punto de Control acordonando con señales de peligro.
7. Asegurarse de que en el sitio no existan materiales como maquinaria defectuosa o equipo que puedan producir un incendio.
8. Proceder con las actividades de contención y recuperación del crudo derramado.
9. Trasladar el crudo recuperado hasta la estación más próxima, para su disposición final.
10. Proceder con las actividades de limpieza y remediación.
11. Estimar el perjuicio ocasionado.
12. Utilizar los formularios de evaluación de derrame.

4.7 EQUIPOS PARA CONTROL DE DERRAME DE HIDROCARBURO

Se ha establecido una metodología universal en cuanto a derrames de petróleo en cuerpos de agua. Esta metodología considera aspectos como la contención, recuperación y técnica de limpieza, para controlar el riesgo de contaminación acuática que representan estos derrames.

Los métodos y procedimientos para la contención y recuperación de un derrame en un medio acuático varían en función de aspectos tales como:

- *Tipo de petróleo:* el cual al momento de un derrame sobre un cuerpo de agua y, dependiendo de la cantidad de crudo derramado, cubre un área considerable y tiende también a esparcirse formando una delgada película sobre la superficie del agua, dificultando las labores de limpieza.
- *Condiciones hidrográficas y meteorológicas:* se debe considerar aspectos tales como la velocidad del viento, oleajes, temperatura, etc.; ya que éstas estarán presentes al momento de realizar las tareas de limpieza.
- *Efecto de la velocidad de la corriente y del viento sobre la mancha:* la cual puede desplazarse hacia zonas críticas o ambientalmente sensibles. Esto quiere decir que si el derrame se produce sobre un río correntoso, éste puede trasladarse a zonas tales como playas recreacionales, parques nacionales, etc.; y esto puede traer grave implicación sobre estos biosistemas

4.7.1 CONTENCIÓN DEL DERRAME

Es el proceso que se utiliza para impedir la extensión del petróleo derramado sobre la superficie del agua, a fin de minimizar la contaminación del ambiente y facilitar de esta manera la recuperación del crudo.
La contención del petróleo, en el más amplio sentido, puede efectuarse con dos propósitos principales:

- Para mantener el petróleo en un lugar determinado.
- Para dirigir el petróleo hacia un punto específico.

El equipo básico en la contención de derrames de petróleo es la "barrera". De la forma organizada y rápida, con que se realiza su despliegue, dependerá la eficiencia de las labores de contención y recolección.

Los equipos comúnmente usados para contener el petróleo derramado en un cuerpo de agua son:

- Barreras mecánicas.
- Barreras neumáticas o de aire.
- Barreras sorbentes.
- Barreras improvisadas.
- Barreras químicas.

La contención del petróleo es solamente una fase de una operación completa, pero es tal vez la más importante. Por esto, en las labores de control de un derrame de petróleo pueden utilizarse simultáneamente diferentes técnicas y equipos.

4.7.1.1 Barreras Mecánicas

Estas pueden describirse como "cercas flotantes" sobre y por debajo de la superficie del agua, y su función es la de interceptar y evitar el desplazamiento y extensión de lo mancha del hidrocarburo derramado. Las barreras mecánicas se clasifican en tipo cortina y tipo valla, cuyas diferencias radican en el diseño, material y uso específico.

4.7.1.1.1 Elementos de una barrera

Una barrera de acuerdo al tamaño, uso, forma y material de construcción, consta de los siguientes elementos:

- Francobordo o cresta: tiene la función de prevenir que el petróleo confinado pase por encima de la barrera por efecto del oleaje.

- Flotador: permite que la barrera permanezca sobre lo superficie del agua. En algunos marcos comerciales de barreras, el elemento de flotación actúa también como francobordo.

- Falda o faldón: tiene la función de impedir que el petróleo pase por debajo del elemento de flotación.

- Lastre o peso muerto: es el responsable de proveer estabilidad a la barrera, manteniéndola en posición vertical, para contrarrestar la acción del viento y las corrientes.
- Tensor longitudinal: suministra la resistencia estructural longitudinal a la barrera. Dependiendo del fabricante, estos elementos toman diferentes formas, pero generalmente se presentan como cadenas, guayos y mecates de nylon.

- Conectores: permiten la unión o acoplamiento de varios tramos o secciones de barreras, para así alcanzar la longitud deseada y poder cubrir el área afectada.

4.7.1.1.2 Barreras de acuerdo a su uso

Las barreras de acuerdo a su uso se clasifican así:

Tipo	Descripción	Uso
A	Unidades de flotación simple	Aguas tranquilas
B	Flotadores conectados	Aguas tranquilas y bahías
C	Sección con tensor externo	Bahías y aguas tranquilas
D	Tipo valla, poca flotabilidad	Aguas tranquilas
E	Autoinflable	Bahías y alta mar
F	Inflable a presión	Alta mar
G	Instalaciones permanentes	Alta mar

4.7.1.1.3 Barreras mecánicas según su construcción

Se pueden clasificar en dos grupos: tipo valla y tipo cortina.

- Las barreras mecánicas tipo valla son construidas de material semi-rígido o rígido; tienen una pantalla vertical donde están acoplados los flotadores y los elementos de lastre están colocados en la parte inferior de la pantalla.

- Las barreras mecánicas tipo cortina son construidas de material más flexible, con un elemento flotante continuo unido a una falda o faldón y los pesos de lastre colocados en su parte inferior. Algunas de estas barreras son infladas con aire antes de su despliegue y vaciadas cuando son recogidas.

4.7.1.1.4 Materiales de fabricación

Los materiales de fabricación de las barreras son en general combinaciones de plástico, nylon, PVC, polietileno, neopreno, goma, fibras gruesas e implementos metálicos antioxidantes. Para seleccionar el material con el cual se fabricarán estas barreras se debe considerar las características físico – químicas del medio acuático donde serán empleadas, debe cumplir también los requerimientos para ser resistentes al petróleo, condiciones meteorológicas, acción del sol, olas y corrientes. También deben tener resistencia a la abrasión, penetración, cortes, raspaduras o pérdidas de rendimiento por prematura fatiga de material.

La barrera seleccionada debe ser de fácil reparación, mediante herramientas sencilla y aún cuando estén desplegadas en el agua.

4.7.1.1.5 Flotación y lastre

La cualidad de flotabilidad de las barreras viene dada por espuma plástica o materiales sintéticos, madera, corcho o mediante aire que está contenido en depósitos cerrados de la barrera.

La mayoría de las barreras utilizan elementos metálicos como lastre para mantener así el francobordo en forma vertical y para que la falda esté sumergida, aunque existen barreras que utilizan agua como elemento de lastre.

4.7.1.1.6 Factores de diseño de una barrera mecánica

Debe conocerse previamente los factores de fuerza a los que estará expuesta una barrera; esto es de utilidad para:

1. Determinar cuándo, cómo y dónde desplegar más fácilmente una barrera.
2. Asegurarse de usar la barrera de manera que resulte más conveniente.
3. Poder terminar con éxito una operación de contención del derrame.

4.7.1.1.7 Comportamiento y limitaciones del uso de barreras mecánicas

Obviamente las condiciones hidráulicas y los efectos físicos que actúan sobre la barrera determinan su capacidad para contener y cercar un derrame de petróleo en un cuerpo de agua.

El efecto de las corrientes sobre un derrame es un factor directo, razón por la cual el derrame navegará a la misma velocidad que la corriente del agua; el viento mueve el derrame aproximadamente al 0.03% de su velocidad. Debido a ello, si la velocidad de la corriente es muy fuerte, la porción sumergida (falda) de la barrera tratará de deflectarse y el petróleo pasará por debajo cuando la velocidad del agua sea superior a 0.30 m/seg (0.6 nudos) y cuando exista la suficiente profundidad del agua.

En el caso contrario, cuando la profundidad del agua es poca, por ejemplo dos veces la parte sumergida de la barrera, la velocidad del agua también se duplicará (0.6 m/seg).

Idealmente la profundidad del agua por debajo de la barrera debe ser como mínimo cinco veces la parte sumergida de una barrera grande.

4.7.1.1.8 Fuerzas en una barrera

El agua ejerce una presión sobre la barrera cuando ésta se despliega sobre una corriente de agua.

Esta presión o fuerza a la que la barrera esta sometida depende de varios factores y produce una tensión longitudinal en el cuerpo de la barrera, que en algunos casos puede sobrepasar su límite de resistencia y romperla.

Los principales factores que influyen en la fuerza de una barrera son:

1. La velocidad de la corriente del agua (velocidad de arrastre).
2. La fuerza Fc (Kg) ejercida sobre el área sumergida de una barrera As (m^2) por la velocidad de la corriente Vc (nudos) es:

   $Fc = 26 \times As \times (Vc)^2$ ..... Kg

3. La velocidad del viento no es tan relevante como la velocidad de la corriente del agua. Estadísticamente se ha demostrado que el efecto de la velocidad del viento es 40 veces menor que el efecto de la velocidad de la corriente al actuar sobre la barrera, por lo tanto:

   $$Fv = 26 \times Af \times \frac{(Vv)^2}{(40)^2} \quad \text{..... Kg}$$

4. Fuerza de diseño de una barrera (Fd). La Fd calculada debe ser siempre menor que la fuerza de tensión (Ft) de los fabricantes. Dependiendo del medio acuático en que se utilizará una barrera mecánica (ríos, bahías, mar, lago, etc.) se seleccionará el modelo adecuado de barrera para que cumpla con esas condiciones.

4.7.1.1.9 Barreras bajo condiciones adversas

Las barreras están sometidas a las acciones del viento y la corriente que actúan sobre el área del franco bordo o de la falda de la barrera, lo cual disminuye la efectividad de una barrera para contener y cercar un derrame. Por lo tanto, la mejor manera de colocar una barrera cuando la velocidad de la corriente del agua es mayor de 0.6 nudos (0.3 m/seg) es a un cierto ángulo aprovechando las orillas de los ríos o playas para la recolección del petróleo

derramado. Para estas condiciones, el ángulo más pequeño entre la barrera y la dirección de la corriente no debe ser menor de 14° para una velocidad crítica de 0.3 m/seg. Es decir:

$$\text{Sen } \alpha = \frac{0.3 \text{ m/seg}}{\text{Vmáx}}$$

La fórmula puede ser usada para determinar el ángulo entre la barrera y la corriente, el cual no debe ser excedido. Si $\alpha = 14°$, sen $\alpha = 0.24$, por lo tanto, la máxima velocidad de la corriente será:

$$\text{Vmáx} = \frac{0.3 \text{ m/seg}}{0.24} = 1.2 \text{ m/seg}$$

Para los derrames en ríos, la corriente del agua disminuye a medida que se aproxima a la orilla, debido a la disminución de la profundidad.

4.7.1.1.10 Manipuleo de las barreras de contención

La movilización del personal y equipos de apoyo están inmersos dentro de la manipulación de las barreras. Esta manipulación se deberá efectuar de manera organizada con el fin de evitar cualquier daño en las barreras, poder distribuir de manera adecuada el trabajo y así asignar tareas especificas a cada miembro del personal para evitar problemas posteriores por el olvido de algún elemento o material utilizado en el despliegue de las barreras.

La manipulación de las barreras de contención se la puede realizar de dos maneras:

Mecánicamente: en ocasiones las barreras vienen dispuestas en carretes, cajas o dispositivos que están diseñados con el propósito de facilitar su despliegue para almacenar varios tramos o secciones de barreras. En este caso, la movilización de las barreras requieren de la intervención de

montacargas, grúas y camiones con brazos hidráulicos que permitan el rápido montaje de las barreras sobre cualquier embarcación.

Manualmente: para manipular barreras de contención de manera manual se requiere de la intervención de 3 a 5 personas, las que deberán levantar la barrera por las asas (generalmente de nylon). Para barreras que carecen de asas, el procedimiento se lo debe realizar levantando la barrera por los cabos con los que se la amarrará, para evitar rasgaduras y deterioros por fricción se debe tener en cuenta que las barreras no deben ser arrastradas.

4.7.1.1.11 Recuperación y limpieza de una barrera

La recuperación, limpieza y almacenamiento de las barreras debe realizarse inmediatamente después de finalizada la operación de contención y recolección del derrame de petróleo.

Si se tienen barreras flotantes livianas se las puede sacar a mano y en el mismo lugar o remolcar hasta un lugar donde se las pueda levantar con facilidad; en el caso de tener barreras pesadas, se hace necesario el uso de grúas para poder sacarlas. Por lo tanto, se debe considerar la ubicación del lugar de despliegue de las barreras para su maniobrabilidad.

El equipo de recuperación probablemente estará contaminado con petróleo, para lo cual se usarán diversas técnicas y equipos de limpieza como mangueras de lavado, detergentes y/o solventes.

Cuando se disponen de barreras acopladas a un carrete, éstas pueden ser enrolladas mecánica o eléctricamente para recogerlas del agua.

4.7.1.2 Barreras Neumáticas

Este equipo consiste en una línea con perforaciones por donde se dejan escapar burbujas de aire bajo el agua, éstas suben hasta la superficie y se expanden. Durante su desplazamiento generan una corriente ascendente de agua, la misma que al llegar a la superficie se transforma en corrientes

superficiales que se alejan del punto de afloramiento y pueden servir para contener una mancha de petróleo.

La ventaja de las barreras neumáticas es que no interfiere con el paso de cualquier tipo de embarcación. Las principales desventajas son:

- Solo resultan operativas bajo condiciones ambientales estables y con aguas tranquilas.
- La corriente natural del agua pueden producir efectos en el desplazamiento de las burbujas hacia la superficie y si este desplazamiento es mayor de 30°, el efecto de la cor tina se rompe permitiendo el paso de gotas de petróleo.

Se soluciona este problema aumentando la velocidad de ascenso de las burbujas hacia la superficie, esto se logra de dos maneras: a) aumentando la presión de bombeo o b) aumentando la cantidad de aire que pasa a través del tubo.

La superficie de esta barrera es directamente proporcional a la profundidad del agua.

4.7.1.3 Barreras Sorbentes

Son equipos de fácil maniobrabilidad que se utilizan para proteger la orilla costeras o las playas.

Existen varios tipos de barreras flotantes confeccionadas con materiales sorbentes que pueden ser utilizadas tanto en el agua como en la playa para proteger la orilla.

4.7.1.4 Barreras Improvisadas

La experiencia ha demostrado que cuando se produce un derrame y no se dispone de barreras comerciales, se puede utilizar como equipo de contención una barrera; es decir, que tenga un francobordo, un elemento de flotación y

lastre. En aguas tranquilas una barrera improvisada es tan eficiente como una de tipo comercial. Se puede idear rápidamente una barrera con simples troncos.

4.7.1.5 Barreras Químicas (Aglutinantes)

Estos productos son líquidos orgánicos con un alto peso molecular que, en comparación con el petróleo, poseen una mayor tendencia a la extensión por la superficie disponible del agua. De esta manera confinan la mancha de petróleo y previenen su extensión.

4.7.2 CONTENCIÓN DEL DERRAME EN RÍOS

El comportamiento de los derrames de petróleo en ríos está influenciado por la misma variedad de factores que actúan sobre los derrames en el mar, más los factores inherentes al río, tales como: el régimen hidrológico, que modifica la velocidad de las corrientes y que determina la distribución del petróleo en forma vertical sobre las márgenes de la ribera y en forma horizontal sobre la planicie de inundación. Este factor marca diferencias importantes en lo referente al impacto de un derrame que ocurre en época de agua altas, en transición hacia agua bajas, y/o en transición hacia agua altas, siendo mayor el impacto ambiental del derrame en transición hacía aguas bajas ya que el petróleo quedará depositado en la planicie de inundación o en la vegetación de las riberas del río.

En líneas generales, los derrames de petróleo en ríos se caracterizan principalmente por tener corta persistencia en un mismo lugar, dada la energía aportada por las corrientes.

Para la contención de derrames en ríos se tienen diversas técnicas que pueden ser aplicadas dependiendo de las circunstancias en las cuales se produce el derrame, así como de los factores físicos que se presentan alrededor del área afectada; estas técnicas son:

- Uso de agua o aire a presión
- Diques de tierra
- Diques de madera
- Barreras sorbentes
- Barreras de malla
- Vertederos y barreras de contención

4.7.3 CONTENCIÓN DEL DERRAME EN TIERRA

La primera acción a considerar cuando sucede un derrame en tierra, es detener el esparcimiento del mismo lo más cerca posible de la fuente del derrame y realizar una evaluación detallada de la situación antes de comenzar las labores de limpieza que permitan determinar el destino de la mancha de petróleo en lo referente a su extensión superficial, su infiltración en el suelo y las posibilidades de contaminación de cuerpos de agua.

Los materiales y equipos más recomendados para prevenir el esparcimiento del petróleo en la superficie del suelo son:

- Maquinaría para remoción de tierra
- Materiales para represamiento
- Bombas y tanques de almacenamiento
- Sorbentes naturales y artificiales

Todos estos materiales deben ser utilizados independientemente de la naturaleza del suelo.

4.7.3.1 Contención del derrame en el subsuelo

El método más utilizado para interceptar el movimiento horizontal del petróleo en el subsuelo es la construcción de zanjas en su trayectoria. Para ello se necesita:

- Excavaciones y equipo manual

- Material de soporte
- Bombas de agua

Dependiendo de la profundidad de la zanja se colocan soportes a los lados, preferiblemente entablado vertical o recubrimiento de las paredes con material impermeable, para evitar que el petróleo contamine las áreas vecinas.

Estas zanjas de intercepción pueden ser construidas si el nivel freático está situado a menos de 3 metros por debajo de la superficie del terreno.

4.7.4 RECOLECCIÓN DEL DERRAME

4.7.4.1 Recolección del Derrame en Ríos

Los equipos de recolección de petróleo en ríos se pueden definir como aquellos diseñados mecánicamente para remover el petróleo desde la superficie del agua.

En caso de que se produzca un derrame accidental de crudo, la forma en que se logra que éste no alcance proporciones mayores es mediante la contención y recuperación del crudo. Esto se logra con el uso de barreras de contención, equipos recolectores de bombeo, equipos mecánicos y técnicas manuales.

En general, los equipos de recolección de derrames en ríos pueden ser clasificados de acuerdo a sus principios básicos de operación y son:

- Vertedero estacionario
- Vertedero dinámico
- Correa oleofílica inclinada, autopropulsada
- Soga oleofílica estacionaria
- Disco oleofílico estacionario
- Unidad de succión estacionaria, cabezal de recolección estacionario y centrífugo dinámico
- Correa dinámica de plano inclinado, autopropulsada

- Soga oleofílica autopropulsada

4.7.4.2 Recolección del Derrame en Tierra

Unos de los métodos más empleados para efectuar la recolección es la excavación de fosas para concentrar el petróleo y su posterior remoción mecánica.

Los principales materiales y equipos requeridos son:

- Máquinas excavadoras
- Camiones de volteo
- Palas y rastrillo manuales
- Desnatadores portátiles
- Camiones de vacío

4.7.4.2.1 Recolección del petróleo en el subsuelo

Para remover el petróleo del nivel freático se utilizan distintos sistemas de bombeo. El tiempo requerido en las labores de recolección es mayor que el necesario para el combate de un derrame en la superficie, ya que la tasa de movimiento del petróleo es menor en el acuífero y deberá pasar mucho tiempo para que todo el petróleo que haya penetrado al subsuelo llegue al lugar de recolección.

Los materiales y equipos más utilizados son:

- Excavadoras
- Anillos de concreto perforados prefabricados o tubos
- Filtros para construir un sumidero
- Bombas sumergibles con control de nivel
- Desnatadores
- Separadores de petróleo/agua
- Surtidores de potencia

- Mangueras

El método consiste en construir una zanja para incrementar la tasa de recuperación a la que se le acondiciona un sumidero central recubierto por un anillo de concreto o por tubos filtros. Las bombas y los desnatadores se instalan en el sumidero.

4.8 TÉCNICAS DE CONTROL DE DERRAMES

Los siguientes procedimientos se prepararon para controlar una contingencia por derrame ya sea en agua (esteros y ríos) ó en tierra; en cada caso las técnicas y equipos de manejo, recuperación y control son diferentes. Además de que cada derrame de productos tiene características propias, por lo cual las técnicas que se empleen deben modificarse para ajustarla según las necesidades. A continuación se da una guía de acciones o pasos para el control de las principales situaciones y los principales equipos que se usarán para controlar los derrames en tierra y en ríos.

4.8.1 ACCIONES PREVIAS ANTE UNA CONTINGENCIA

Primero se debe reportar la contingencia a las oficinas de la Estación Central, que es el centro de operación del Área Auca.

A continuación se describen las consideraciones generales a ser tomadas:

- Acceso a los puntos de control: ubicarse en el mapa correspondiente.

- Organización del sitio: antes de la llegada del equipo, el Coordinador debe inspeccionar el sitio y decidir: **1)** Equipo que será necesario (carros, tanques de almacenamiento, fosas); **2)** Sitio de localización de equipos; **3**) Identificar si existen problemas con gases tóxicos ó peligro de incendio); **4)** Contactos iniciales con propietarios de tierras, si existen daños a terceros; y, **5)** Determinación del área receptora de la contingencia.

4.8.2 CONTROL DE DERRAMES EN TIERRA

Los principales parámetros físicos que inciden en el desplazamiento del crudo sobre el suelo son, la gravedad (desnivel del piso), su capilaridad, el tipo de hidrocarburo y la vegetación existente; el crudo es absorbido con mayor rapidez en suelos porosos y con alta permeabilidad, como son los suelos aluviales de los ríos. En suelos saturados, como es el caso de los existentes en el Área Auca, la cantidad de producto retenido está entre 15 y 40 litros por metro cúbico de suelo. Esta dará una idea inicial sobre la velocidad de esparcimiento del crudo y del tiempo requerido para acudir al sitio.

4.8.3 CONTENCIÓN SUPERFICIAL

4.8.3.1 Materiales y Equipos Requeridos

Maquinaria liviana y herramientas manuales para movimiento de tierra, material para conformar presas, bombas manuales, skimmer, camiones de vacío, sistemas de almacenamiento, absorbentes, pañales, aserrín, etc.

4.8.3.2 Derrames en Suelos Impermeables

Los procedimientos a seguir son:

- Se debe bloquear la ruta de derrame utilizando barreras absorbentes y evitando así que se contaminen cuerpos de agua.
- Debe concentrarse el crudo en una cuneta perimetral para que no avance el derrame. Para facilitar la posterior recolección del hidrocarburo la fosa debe estar protegida con geomembrana o plástico. Luego el hidrocarburo se lo lleva a los sistemas de almacenamiento (piscinas, fast tank).
- Cercar el área para prevenir la posibilidad de algún incendio, se deben cerrar pasos peatonales y prohibir estrictamente fumar. Se tendrá a mano extintores manuales de 150 lbs.

4.8.3.3 Derrames en Suelos Permeables

Para la contención de derrames en suelos aluviales se procederá a:

- Bombear agua en el área del derrame con el objetivo de formar un colchón por debajo del crudo, reduciendo de esta manera su penetración en el suelo.
- Bloquear todas las posibles rutas del crudo (excepto el drenaje de agua) usando para ello barreras. Colocar barreras flotantes antes del drenaje de salida del agua para retener el crudo derramado.

4.8.3.4 Derrames en Suelos en General

Las acciones a tomar son:

- Bloquear todos los drenajes cercanos que puedan contaminarse, con barreras y represas naturales.
- Retirar el crudo de los pozos que se formen, tan rápido como sea posible, con sistemas de recuperación y recolección: Skimers y Fast Tank.
- Favorecer la expansión de la mancha en tierra para impedir ó minimizar la penetración del producto en las áreas sobresaturadas.
- Adicionar absorbentes como paja o aserrín para aumentar la capacidad de absorción de las capas superficiales.

4.8.3.4.1 Advertencias:

Empezar la operación de retención inmediatamente, para impedir que el producto llegue a cuerpo de agua o aguas subterráneas con fosas para recuperación de crudo con vacumm.

Tomar precauciones para no causar incendios: evitar la circulación de vehículos, personas y poner señalización (PELIGRO, PARE, NO CRUCE) en sitios de circulación pública.

4.8.3.4.2 Ventajas:

Se puede contener y confinar fácilmente utilizando materiales absorbentes disponibles en el área, aunque se debe sacar y bombear el producto recuperado en el sitio tan pronto como sea posible.

4.8.3.4.3 Desventajas:

El material derramado se extiende a una mayor área en caso de tener suelos permeables.

Para impedir la penetración profunda se debe utilizar mayor cantidad de material absorbente, esto es preferible en lugar de tener que realizar operaciones de limpieza en el subsuelo y aguas subterráneas.

4.8.4 INTERCEPCIÓN DE DERRAMES EN EL SUBSUELO

4.8.4.1 Materiales y Equipos:

Excavadores y palas de mano.
Para zanjas profundas se necesita material de soporte lateral, como madera.

4.8.4.2 Método:

La zanja se excava mecánicamente, perpendicular al sentido de la mancha. Dependiendo del volumen derramado y a ser drenado, los lados de la fosa pueden necesitar de un entablado, de preferencia con tableros verticales. La zanja (piscina recolectora) debe ser impermeabilizada menos el lado por donde se espera el escurrimiento del derrame.

4.8.4.3 Advertencias:

Los interceptores se pueden construir únicamente si el nivel freático está situado a menos de 3 metros de la superficie del suelo como es el caso de las zonas pantanosas.

El movimiento del crudo en el subsuelo se puede interceptar cuando el fondo de la fosa está a 1 metro por debajo del nivel piezométrico, el cual varía de acuerdo a las condiciones topográficas.

El nivel de agua en la fosa debe estar 30 a 40 centímetros por debajo del borde, para prevenir escapes del producto. Para esto debe colocarse un tubo de desfogue en un costado.

Una fosa ancha no tiene ventaja alguna sobre una angosta; lo único que tiene es una mayor capacidad volumétrica. La fosa ancha tiene desventaja si llueve. En caso de lluvia se debe cubrir el área de la fosa con cobertores impermeables.

El producto que se vaya recolectando en la fosa debe ser evacuado de manera constante para poder seguir recolectando mas crudo derramado y drenado.

4.8.4.4 Ventajas:

Se pueden construir fácilmente.

4.8.4.5 Desventajas:

Como ya se dijo, bajo condiciones lluviosas es de difícil trabajo, y para su localización y optimización se requiere investigación y muestreo por parte de hidrólogos.

4.8.5 RECUPERACIÓN DEL CRUDO EN TIERRA

4.8.5.1 Material y Equipo

Excavadoras y camiones al vacío (vacumm), palas, tanques portátiles, tubos y material plástico.

4.8.5.2 Método

El suelo contaminado se retira mecánicamente y el crudo superficial se recupera mediante drenaje a piscinas y recolectores.

4.8.5.3 Advertencias:

Es apropiado para grandes derrames pero se corre el peligro de causar más daños.

Los costos de excavación se incrementan con el aumento de la profundidad.

No debe hacerse si la excavación afecta una capa impermeable (natural), debido a que ésta forma una barrera contra el paso del hidrocarburo.

Es aconsejable tener cuidado por si hay posibilidad de dañar equipos subterráneos, como tuberías, cables eléctricos.

No usar si se puede contaminar a las aguas subterráneas ó si el producto ya llegó a ellas.

El trabajo en una excavación exigirá verificaciones con el exposímetro y, posiblemente, el uso de aparatos para respirar.

Debe retirarse solamente el suelo contaminado.

4.8.5.4 Ventajas:

Puede evitar operaciones que tomarían mucho tiempo, siempre y cuando el crudo no haya llegado a aguas subterráneas. Evita también la contaminación de acuíferos superficiales.

4.8.5.5 Desventajas:

Si se afectan capas impermeables naturales, el producto penetrará más profundamente.

El retiro del suelo contaminado será tratado a través de Land Farming, tecnología de fácil tratamiento y control en la remediación del suelo contaminado utilizando bacterias autóctonas rompedoras de la cadena de hidrocarburos.

4.8.6 RECUPERACIÓN POR BOMBEO

La finalidad es retirar el crudo de aguas subterráneas que resulten contaminadas. El tiempo que se emplea para esto es mucho mayor que el utilizado para derrames en superficie, debido a que la velocidad de movimiento del crudo es mucho menor. Esto da tiempo que se realice estudios hidrogeológicos y se encuentre la mejor forma y sitios para recobrarlo. Las técnicas para cumplir éste propósito son variadas y las hay muy simples hasta muy complejas.

4.8.6.1 Materiales y Equipos

- Excavadoras.
- Anillos de concreto o tubería perforada prefabricada.
- Bombas sumergibles con control por niveles.
- Skimmer, separadores agua - aceite, grava para rellenos, fuente de energía, suficiente manguera.

4.8.6.2 Método:

Se realizan perforaciones para aumentar la tasa de recuperación. El orificio se recubre con anillos perforados de concreto. Las bombas se instalan con la técnica apropiada, en una variedad de formas. Para dar mayor estabilidad y seguridad a la construcción, las excavaciones se pueden rellenar con el material de desalojo.

4.8.6.3 Advertencia:

El fondo de las perforaciones no debe alcanzar las aguas subterráneas.

Los niveles de control de las bombas deben ser suficientemente sensibles para mantener una depresión constante en el nivel del agua subterránea en el pozo.

El orificio debe ser suficientemente profundo para permitir que la bomba de succión de agua opere sin succionar arena o producto de la superficie.

La inyección de agua en sitios apropiados tiene un efecto de arrastre y mejora el recobro.

4.8.6.4 Ventajas:

Con materiales disponibles comercialmente, su empleo es fácil.

4.8.6.5 Desventajas:

La construcción del pozo requiere de un estudio cuidadoso de la hidrogeología del sector, además de que la recuperación del crudo puede tomar mucho tiempo. Se producen grandes cantidades de desecho (agua, lodo).

4.8.7 CONTROL DE DERRAMES EN AGUAS SUPERFICIALES

4.8.7.1 Técnicas de Contención

Básicamente hay dos procedimientos de contener el flujo de crudo en un río ó en un cuerpo de agua: el primero se emplea en ríos entre 5 y 30 m y el segundo en cuerpos de agua pequeños y de bajo caudal. En el Campo Auca se tienen ríos de menos de 20 metros de ancho que pueden verse comprometidos en caso de derrame, como son los ríos Tiputini y Rumiyacu.

4.8.7.2 Técnicas de Control de Derrames con Barreras en Ríos Medianos

La barrera se coloca de un lado al otro, fijándola en troncos de árboles en las orillas.

Es preferible disponer de pilotes en forma permanente, con espacio 20-30 metros entre sí para tener varias alternativas de amarre del cable. Para lograr mayor éxito en la contención es recomendable colocar las barreras en curvas del río. La mancha dirigida hacia un costado podrá ser recuperada con skimmer u otro método.

4.8.7.3 Técnicas de Control de Derrames con Barreras en Ríos Grandes

Las técnicas que se presentan a continuación son generales pues hay variabilidad en el empleo.

Los ríos que tienen más de 30 metros de ancho son considerados como grandes. En estos casos se hace difícil la colocación de barreras y su fijación a las orillas por lo que es necesario proceder a colocar un cable de un lado a otro o localizando anclas en los sitios deseados. Por tratarse de un procedimiento más complejo se necesita tener personal especializado en el tema.

Para la colocación de barreras se debe considerar:

a. El ancho del río en el que colocará la barrera; se debe tratar de cubrir todo el ancho del mismo.
b. El ángulo al que se debe colocar la barrera es respecto de la corriente; es preferible elegir en una curva del río en donde se tenga acceso y facilidades para maniobrar.

Debe seleccionarse el ángulo de colocación y el tipo de barrera que se empleará pues siempre se necesita varios tipos de barreras, sin olvidarse que se debe colocar barreras absorbentes para atrapar el crudo que se escape de la barrera de contención principal.

Se requerirá un skimmer para recuperar el crudo que se quede retenido en la barrera flotante y absorbente. El tipo y número de skimmer dependerá del volumen del derrame y de la velocidad de la corriente.

Dependiendo de la profundidad de las aguas se podrá colocar tubos en aguas no profundas (entre 1 y 1.5 m) y anclas en caso de aguas profundas (mayor a 1.5 m) para amarrar boyas de advertencia del peligro. En caso de emplear anclas, éstas deben quedar señaladas con boyas con un anuncio para evitar que se produzcan accidentes con botes o canoas a motor que puedan circular por el sitio.

Para señales de advertencia se deberá colocar boyas a 500 m. hacia arriba y hacia abajo del sitio de contención; éstas deberán tener luces de aviso de peligro por si se utilicen en la noche.

4.8.7.4 Métodos de Anclaje

Existen varios métodos de anclaje por lo que para determinar el método apropiado para cada punto de control se deberá considerar lo siguiente:

- Ancho del río, material del lecho y velocidad de la corriente.
- Tamaño de la barrera que se desea anclar.
- Sitio de colocación de la barrera, que debe ser el mejor ángulo, preferiblemente en una curva.
- Tiempo del que se dispone para la instalación antes de que la mancha llegue al lugar.
- Condiciones del río (si arrastra palos o malezas).

4.8.7.4.1 Anclaje con Cable

Se extiende el cable desde un lado del río hasta el otro. Puede ser un cable de 6 a 12 mm de calibre. Para que los resultados sean los esperados, se coloca un extremo opuesto del cable aguas arriba del punto de recobro deseado, formando una línea oblicua respecto de la corriente del río, de tal manera que cuando se

amarren la barrera y el desnatador, el punto de recobro esté en la posición deseada.

Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Se deben escoger dos puntos para el anclaje. El punto de inicio para la colocación debe estar a 20 metros aguas arriba del sitio de anclaje en el lado opuesto. Se amarrará el cable firmemente a un árbol cercano.

2. El extremo libre del cable se pasa al otro lado del río, atándolo con una cuerda. Para esto se puede usar una wincha, en caso de no contar con una el procedimiento se lo deberá realizar manualmente, tomando las debidas precauciones.

3. El extremo libre del cable se amarra a un árbol. Con el cable ya asegurado, se lo puede atar hasta lograr la tensión requerida; el cable no debe estar por fuera del agua, se sugiere que esté a unos 5 centímetros de profundidad. De ser posible, se colocarán boyas de ubicación amarradas al cable.

4. De no haber árboles disponibles, se contará con barras de hierro o acero que pueden ser clavadas en el suelo; asegurándolas bien.

5. Cuando se haya finalizado la operación, se procede a soltar el amarre en un costado para retirar el cable, previamente se debe retirar las barreras. Luego se recoge todo.

4.8.7.5 Barreras Flotantes

Las barreras flotantes son utilizadas generalmente para dirigir la mancha hacia el sitio de recolección para luego retirarla con skimmer.

Toda barrera debe tener:

- Una parte flotante sobre el nivel del agua, para impedir que el crudo la rebase.
- Una falda que impida el flujo del crudo por debajo.
- Peso suficiente en la falda para evitar que se mueva con la corriente.
- Suficiente flexibilidad, ser manejable y de costos razonables.
- Cierta fortaleza para resistir el trabajo.
- Facilidad de transporte.
- Fácil conexión entre sí, en tramos.

Como se mencionó, lo importante de una barrera es que debe permanecer vertical bajo la acción de la corriente del río o de viento fuerte.

A más de las barreras flotantes, se tienen otros tipos de barreras, como:

4.8.7.6 Barreras de Malla y Absorbentes

Estas barreras se emplean indistintamente en ríos de poco ancho y en sitios donde sea dificultoso el empleo de las otras barreras. Para colocarlas se clavan palos en el lecho del río y se coloca redes o mallas delgadas. Luego se colocan palos o ramas contra la malla para que actúen como barrera y desviar la mancha hacia donde se quiera recuperarla. Si la corriente del río es muy fuerte, la mancha de crudo puede sobrepasar la barrera por lo que se deberá elaborar dos o tres en seguidilla, para rebajar la fuerza de la corriente y detener el flujo.

4.8.7.7 Barreras Improvisadas

Si no se dispone de barreras comerciales y en caso de emergencia, se pueden improvisar barreras de diversos tipos en ríos pequeños:

- con malla (de preferencia con orificios de 25 cm) y sorbentes.
- con palos y mallas; se coloca los palos en el lecho y maleza y hojas contra la malla.
- barreras con palos bien unidos entre sí o barreras con tablas.
- presas con sacos de arena o tierra.

4.8.7.8 Despliegue de Barreras en Lagunas

El método común empleado en lagos y otras áreas abiertas, como pantanos es encerrar en un círculo formado por barreras a la mancha de crudo y dirigirla hacia el sitio de recobro o recuperarlo en el mismo sitio. Si existe cierta corriente de agua, se deberá dirigir la mancha directamente hacia el sitio de recobro.

4.8.8 TÉCNICAS DE LIMPIEZA EN MÁRGENES DE RÍOS, LAGUNAS Y PANTANOS

Por efecto de un derrame puede ocurrir que se contaminen las corrientes de agua, esteros o lagunas y sus orillas. A continuación se determina las acciones a desarrollar para la recuperación de crudo en estos casos.

4.8.8.1 Equipo y técnicas de recolección

Las técnicas de recolección y la eficiencia de las mismas depende de factores como el espesor de la capa de crudo depositada, la presencia de basura, la ubicación del crudo, las condiciones climáticas ambientales (lluvias, sol) y la accesibilidad.

4.8.8.2 Recuperación Mecánica

Se puede recuperar mecánicamente el crudo si existe la posibilidad de acceso de vehículos recolectores hasta la orilla, luego de haber “lavado” con agua y dispersantes a presión las zonas contaminadas.

4.8.8.3 Recuperación Manual

Para la recolección se debe, en lo posible, emplear baldes, palas y otros recipientes. De ser necesario se mezclará el crudo con absorbentes para facilitar su recolección. Posteriormente se deberá proceder a lavar el área con mangueras para dispersar totalmente el crudo restante para su degradación natural.

4.8.8.3.1 Técnica de uso de sorbentes

Los absorbentes actúan por absorción o adsorción del crudo. Pueden ser de origen natural como paja, aserrín, ó sintético como espuma de poliuretano y fibras de polipropileno.

Se los aplicará según la forma y tipo del absorbente (pañales); pero si es granulado o tipo aserrín o ceniza, se esparce sobre el área contaminada y luego se recolecta en forma manual o mecánica para ser depositado en rellenos y ser degradados y/o incinerados.

Los absorbentes tienen la ventaja de ser aplicables en áreas poco accesibles como son precisamente las orillas de ríos, pantanos, esteros y lagunas.

El inconveniente es la recuperación para su tratamiento y/o incineración. Situación no siempre fácil en el lugar del derrame ya que puede generar contaminación del aire; algunos tipos de fibras pueden ser reutilizadas después de lavarlas. Esta clase de sorbentes vienen señalados en la etiqueta.

4.8.8.3.2 Remoción manual

La remoción manual del crudo acumulado en las orillas es lo más conveniente ante la dificultad de acceso de maquinaria.

La limpieza a mano la realizará personal especializado, utilizando herramientas menores, absorbentes, etc. El crudo recolectado será depositado en fundas resistentes de plástico o en fast tank. En ocasiones, y cuando el acceso lo permita, será necesario utilizar equipo mecanizado (cargadoras frontales) para colaborar con los trabajos de recuperación, especialmente cuando hay que remover grandes masas vegetales y es necesario cargar a camiones o trasladar las fundas hasta lugares más accesibles para su evacuación donde se procederá al tratamiento y disposición final. El empleo de equipos pesados en áreas sensibles también genera degradación ambiental.

4.8.8.4 Disposición del crudo recuperado

Realizada la recolección del crudo, existen dos posibilidades para su disposición:

- Disposición del crudo limpio y;
- Disposición del crudo mezclado con tierra, basura o vegetación.

Para la disposición del crudo limpio se contará con: tanques plásticos, vacumm o camionetas acondicionadas con tanques en el balde. La disposición del crudo mezclado con basura y otros materiales necesariamente tendrá que sujetarse a otras alternativas como:

4.8.8.4.1 Biodegradación

El petróleo que se ha mezclado con tierra u otro producto y los desperdicios impregnados, pueden ser descompuestos mediante procesos biológicos. Se contará con fosas acondicionadas para el efecto, naturales o artificiales.

En caso de escoger el método de ***Biodegradación,*** la aplicación de los agentes que contienen los micro-organismos que provocan la descomposición solo puede ocurrir en la interfase hidrocarburo - agua, por lo que resulta aplicable a crudo recuperado en orillas húmedas. El producto resultante puede ser útil como abono.

4.8.8.4.2 Empleo de productos degradantes

Estos productos contienen bacterias (esporas) y otros microorganismos degradadores de hidrocarburos. Algunos están elaborados para ser aplicados al caso que se menciona y otros para ser utilizados en forma directa sobre el suelo, junto con nutrientes para mantener el proceso de biodegradación.

Se aconseja emplear los que están conformados por bacterias que eliminan residuos de hidrocarburos sin contaminar las aguas. La aplicación se realiza

en las cantidades que las instrucciones técnicas del producto lo indican; es recomendable la aplicación con bombas de desplazamiento manual.

4.9 DISPOSICIÓN DE RESIDUOS DE HIDROCARBUROS

Recuperado todo el crudo producto de la contingencia, se debe proceder a la recolección y disposición de residuos de hidrocarburos que aún hayan quedado en el área.

4.9.1 TIPOS DE RESIDUOS

En la mayoría de casos, los residuos de hidrocarburo que pueden ser recogidos poco después del derrame, serán viscosos como consecuencia de la oxidación provocada por la intemperie.

En el caso del hidrocarburo recogido del agua probablemente contenga grandes cantidades de agua en forma de emulsión, además de arena, aserrín u otro.

Por otra parte, el hidrocarburo recuperado de las orillas de ríos y esteros normalmente viene acompañado de sólidos (arena, piedras) y es difícil separarlo de manera que se requiere un adecuado tratamiento para su reciclaje.

4.9.2 ACCIONES

4.9.2.1 Almacenamiento Temporal

En caso de que se tenga grandes volúmenes de material impregnado de hidrocarburos que requieren de eliminación será necesario primeramente almacenar la mezcla en forma temporal hasta seleccionar el método de eliminación final más apropiado.

Hasta cuando se disponga de tanques para este propósito, el hidrocarburo mezclado puede ser dispuesto en fosas de paredes de tierra compactada o

simples fosos de tierra cubiertos o forrados con geomembrana, y si no existiera éste oportunamente, con plásticos (polietileno), o cualquier otro material adecuado disponible. Debido a la conformación de los suelos del área, se recomienda fosas de almacenamiento que sean largas y estrechas, de aproximadamente 2 m de ancho, 1 m de profundidad y 6 m de largo. Por existir la posibilidad de lluvias fuertes, los fosos no deben ser llenados por completo, para asegurar que no rebosen a más que deben ser cubiertas hasta su desalojo a las piscinas recolectoras.

Después de disponer (evacuar) el petróleo, los fosos se rellenarán con tierra vegetal y el área se revegetará con plantas del sitio.

4.9.2.2 Separación de crudo

El técnico a cargo de la operación analizará la posibilidad de recuperar hidrocarburo a partir de material contaminado. Esto requiere de un lavado del material contaminado empleando bioproductos y agua, con mangueras a baja presión en el foso de almacenamiento temporal con el fin de aflojar y desprender el hidrocarburo impregnado en los desechos. El bioproducto se encargará de lavar y separar el hidrocarburo, el mismo que puede ser eliminado luego con bacterias digestoras.

4.9.2.3 Métodos de eliminación directa

4.9.2.3.1 Rellenos de Tierra

Si la recuperación del hidrocarburo no es práctica, se colocarán los residuos producto de la limpieza en un relleno. Para esto, los materiales contaminados tendrán un contenido máximo de 20% de hidrocarburos; los sitios deben estar localizados lejos de los ríos o cuerpos de aguas para evitar el riesgo de contaminación de acuíferos superficiales y subterráneos, especialmente si el agua es empleada para uso doméstico o agropecuario en cercanías al sitio de la contingencia. De no disponerse de un sitio adecuado para este fin, se tomará otra alternativa.

4.9.2.3.2 Uso de agentes aglutinantes

Se puede emplear una sustancia orgánica como la cal (óxido de calcio) para aglutinar arena impregnada, siempre y cuando no contenga grandes trozos de desperdicios; así se forma un producto inerte, evitando que el petróleo se filtre. El material estabilizado puede ser eliminado bajo condiciones menos estrictas que la arena contaminada no estabilizada y también puede ser utilizada en cualquier relleno y en la construcción de caminos, donde no se requiera de propiedades muy altas de soporte.

4.9.2.3.3 Incineración

Esta técnica servirá en áreas donde el traslado de equipos sea dificultoso. Tiene el inconveniente de que el petróleo puede ser absorbido por la tierra; además, puede quedar algún residuo de alquitrán, ya que pocas veces se obtiene una combustión completa.

Por lo tanto, es necesario contar con incineradores portátiles que generan las altas temperaturas necesarias para la combustión total de los desperdicios contaminados; los hornos de tipo rotatorio y de reverbero son los más apropiados para la incineración de los hidrocarburos con alto contenido de sólidos.

4.9.2.3.4 Biodegradación

Esta técnica consiste en descomponer el crudo mediante procesos biológicos. En este proceso existe un factor limitante y es que el hidrocarburo debe ser mezclado con un sustrato húmedo. La aceleración de la biodegradación depende de la temperatura y la disponibilidad de oxígeno y nutrientes apropiados que contengan nitrógeno y fósforo.

Productos comerciales: se puede acelerar la degradación del hidrocarburo empleando productos comerciales de aplicación directa sobre el suelo junto con nutrientes para mantener el proceso de biodegradación.

Compostaje: se puede acelerar la degradación del crudo distribuyéndolo en áreas destinadas para este propósito. Para acelerar la degradación se puede emplear absorbentes naturales como paja o ceniza que se degradan rápidamente.

4.10 USO DE PRODUCTOS DE LIMPIEZA Y RECUPERACIÓN DEL SUELO

Con la finalidad de mejorar las condiciones físico-químicas de los suelos y puedan soportar el crecimiento adecuado de la vegetación

4.10.1 PROCEDIMIENTO

Una vez que se ha concluido con el proceso de descontaminación y retiro del petróleo presente en el suelo, con los procedimientos anteriores propuestos, se inicia la fase de recuperación de los suelos.

Las acciones tendientes a recuperar el suelo afectado por derrames de crudo, empleando productos biodegradables, son.

4.10.2 LIMPIEZA DEL SUELO

Si el crudo se ha diseminado cubriendo amplias áreas de suelo, luego de aplicar las técnicas de recuperación y recuperar todo el crudo que sea posible, se procederá a remover el sobrante empleando mangueras con agua a presión. La emulsión se captará en zanjas y será recogida para su tratamiento. Esta remoción superficial servirá si se realiza inmediatamente. Si el derrame tiene ya varias horas de ocurrencia y se ha producido filtración del crudo en el suelo se tendrá dos opciones: si el crudo ha penetrado más de 20 cm se deberá emplear zanjas de filtración con el fin de captar el drenaje de crudo hacia las zanjas; si en caso contrario la penetración del crudo no se ha producido más allá de la dimensión señalada se procederá a remover la capa de suelo empleando maquinaria o herramientas manuales y la capa se tratará con *biodegradantes*, hasta obtener compost que será aplicado luego en el sitio de donde se retiró.

4.10.3 ACELERACIÓN DE LA BIODEGRADACIÓN

Otra alternativa para limpiar el suelo es provocar la descomposición del crudo sobre el piso contaminado empleando procesos biológicos; sistema conocido como *biodegradación*. Para esto se emplean microorganismos que actúan en la interfase hidrocarburo - agua, de manera que en la tierra, el hidrocarburo que está mezclado con agua, se combine y haga su efecto. La velocidad de biodegradación depende de la temperatura y la disponibilidad de oxígeno y nutrientes apropiados que contengan nitrógeno y fósforo.

4.10.3.1 Productos degradantes:

Existen productos comerciales en el mercado que contienen bacterias y otros micro-organismos degradadores de hidrocarburos. Algunos están destinados para la aplicación directa sobre el suelo, junto con nutrientes para mantener el proceso de biodegradación. Los intentos de utilizar estos productos en derrames grandes no ha dado resultados muy exitosos, principalmente a que las concentraciones de hidrocarburos son demasiado altas, por lo que primero es necesario limpiar el área con agua para tener éxito.

4.10.4 AGENTES BIODEGRADABLES USADOS EN BIOREMEDIACIÓN NATURAL

En la actualidad se está usando bioremediadores naturales de hidrocarburos in situ y ex situ para su bioestimulación. Este proceso se logra por la acción microbial de las bacterias propias de la zona contaminada con petróleo, ya sea en agua o en sólidos, favoreciendo la degradación parcial o total de los contaminantes y acelerando el proceso de la bioremediación natural.

Empleando éste método se tiene los siguientes resultados:

1. Rápida degradación microbiana del crudo
2. Los contaminantes son transformados, no transferidos
3. Costos efectivos no elevados
4. Simplicidad en su aplicación, no hay calor intenso

5. Convierte a los hidrocarburos en ácidos grasosos, bióxido de carbono y agua

4.10.4.1 Aplicación

4.10.4.1.1 En tierra:

De acuerdo con las especificaciones técnicas de cada producto, éstos se deben aplicar sobre el área de derrame, en mayor cantidad donde el derrame sea de mayor profundidad ya que se debe preparar la cama de tratamiento; y al requerirse oxigenación, esparcir a una altura no mayor de 15 cm.

4.10.4.1.2 En agua:

Se puede diseminar o expandir manual o mecánicamente aplicando hacia arriba de las mallas o barreras de contención, para evitar la difusión del derrame.

Las mezclas de estos productos se realizarán de acuerdo con las especificaciones técnicas del producto.

Son productos que tienen una larga ida útil, siempre y cuando se mantenga como se disponga en las especificaciones del producto.

Estos productos dispersantes son biodegradables, no tóxicos en su utilización.

Usar los procesos recomendados para el trabajo con químicos que pueden ser absorbidos; considerándose productos de uso delicado.

4.10.4.2 Recomendaciones para su uso:

Su uso será de acuerdo con la localización de derrame y su magnitud. Como primera medida, contactar con la gente que va a utilizar para las recomendaciones e instrucciones iniciales.

4.11 RECUPERACIÓN DE ÁREAS DEFORESTADAS

Las actividades petroleras causan deforestación por varias razones; además, en caso de derrames y contingencias, el crudo causará contaminación de suelos por lo que se hace necesario reponer la cobertura vegetal de bosques, pastos y cultivos.

4.11.1 OBJETIVOS

Restablecer la base de recursos naturales forestales, pastos o cultivos en las áreas donde se haya producido derrames y se haya contaminado el suelo.

4.11.2 PROCEDIMIENTO

Las áreas de mayor riesgo en lo que se refiere a cobertura vegetal en el Área Auca, son los bosques, cultivos y pastos.

Independientemente del tipo de cobertura vegetal afectado, se procederá a establecer primeramente una recuperación del suelo; para lo cual es necesario efectuar los siguientes pasos:

- Eliminación del crudo de la superficie del área contaminada mediante los métodos explicados anteriormente.
- Disminución de los niveles de crudo depositado en el suelo para aumentar su aireación.
- Eliminación de los desechos vegetales contaminados.
- Determinación de los niveles de pH.
- Mejorar la textura del suelo.
- Preparar el sitio a revegetar.

Luego de haber realizado las acciones de recuperación del suelo, se entrará a la etapa de revegetación propiamente dicha. En lo que se refiere a los cultivos y pastos, primero se pondrán de acuerdo entre el propietario del área afectada

y la empresa encargada de la revegetación respecto al tipo de cultivo a implantar, por ejemplo: maíz, café, cítricos, plátano, pastos, etc.

Se deberá aprovechar la ocasión para promover e implantar los sistemas agrosilvopastoriles de producción. Estos sistemas son muy adecuados al tipo de suelo que existe en la amazonía, pues aportan nutrientes nitrogenados en gran cantidad y brinda una agricultura más rentable y sustentable. Se fundamenta en el uso de plantas leguminosas para cobertura del suelo. Su descomposición aporta los nutrientes necesarios al suelo.

Para el caso de bosques, a más de las etapas de recuperación de suelo, se hace necesario proceder a la eliminación del crudo de los fustes de los árboles, y proteger con plástico dichos fustes, sobre todo durante la fase de lavado del suelo.

En las áreas afectadas por la muerte del bosque se procederá a su recuperación en base a dos métodos:

Incentivar la regeneración natural, seleccionándose especies forestales del bosque secundario.

Enriquecimiento en líneas del bosque con especies forestales propias del bosque afectado.

Transcurrido un año de efectuada la revegetación es necesario realizar una evaluación del proceso y de las técnicas empleadas en la recuperación y revegetación, así como de la estabilización del ecosistema, a fin de alimentar un banco de datos, para establecer experiencias ganadas y correctivos técnicos.

4.11.3 PROCEDIMIENTO DE REVEGETALIZACIÓN

4.11.3.1 Preparación del suelo

4.11.3.1.1 Eliminación del Crudo de la Superficie del Área Contaminada

La limpieza se realizará empleando procesos físicos - mecánicos que consisten en succionar el crudo de superficie y enviarlo a piscinas construidas para la emergencia; el hidrocarburo es dirigido mediante una red de canales en forma de espinazo de pescado.

Estas piscinas deberán tener un recubrimiento de geomembrana.

4.11.3.1.2 Disminución de los Niveles de Crudo Ubicado dentro de los Espacios del Suelo para Aumentar su Aireación

Esta práctica consiste en un lavado del suelo y el uso de productos biodegradables y no cancerígenos.

4.11.3.1.3 Eliminar los Desechos Vegetales Contaminados

La eliminación de los desechos vegetales se efectuará mediante cremación. Las cenizas hay que ubicarlas en un relleno sanitario.

4.11.3.1.4Determinar los Niveles de pH

Sacar muestras aleatorias, tanto del área afectada como de su entorno, a fin de determinar los niveles de pH con el objeto de conocer si es necesario cambiar la acidez del suelo; en pH bajos el aluminio se vuelve soluble y es tóxico para la mayor parte de plantas.

4.11.3.1.5 Mejorar las Condiciones Físico - Químicas del Suelo

Dadas las características de los suelos tropicales húmedos, como los del Área Auca, es necesario mejorarlos mediante la adición de materia orgánica proveniente de leguminosas para que el proceso de recuperación sea

adecuado. Si se tienen posibilidades y existen facilidades se acudirá a la obtención de humus mediante lombricultura; se puede colocar también ceniza (tiene que ser de origen vegetal, no sirve la que proviene de plásticos y cauchos quemados) y carbonato de calcio (CO_3Ca).

4.11.3.1.5 Preparar el Sitio a Revegetar

Consiste en la apertura de hoyos en donde de colocará la planta, sacando la tierra a un lado para su aireación. Se debe colocar al fondo del hueco una capa de materia orgánica (compost, carbonato de calcio o ceniza), de acuerdo a la profundidad del hoyo y al tipo de cultivo. En el caso de los suelos del Área Auca, que son arcillosos, la tierra deber ser enriquecida con arena para favorecer el crecimiento y evitar la acumulación de agua en la corona.

4.11.4 REVEGETACIÓN

4.11.4.1 Sistemas

La variedad de especies para cultivos de revegetación procederán de la zona misma, y del semillero que deberá implementarse en el campamento de la Estación Central. Los cultivos deberán preferentemente ir asociados con árboles, bajo el sistema agrosilvopastoril conocido también como agroforestería; la densidad por ha recomendada es de 100 árboles a una distancia de 10 m x 10 m entre plantas.

En cuanto a la afectación del bosque, si el daño no es mayor se procederá al enriquecimiento del mismo plantando árboles con hijuelos procedentes del mismo bosque a distancias de 10 m en líneas separadas cada 100 metros.

Si el daño es mayor, con claros dentro del bosque, se ayudará a la regeneración natural empleado semilla de especies de rápido crecimiento proveniente del bosque secundario, o del bosque primario residual, adyacente al área afectada. De ser conveniente, será considerada la posibilidad de plantar especies de alto valor comercial.

Para la obtención de material vegetativo o semilla de las especies forestales, se deberá instalar un vivero con gran variedad de especies del medio en el campamento de la estación Central.

4.11.4.2 Especies Vegetales

Las especies vegetales recomendadas para la revegetación son:

4.11.4.2.1 Especies Forestales para Sistemas Agroforestales

LAUREL	*Cordia alliodora*
CEDRO	*Cedrela odorata*
FOSFORO	*Scheffera sp.*
GUARANGO	*Parkia nitida*
MANI DE ARBOL	*Caryodendron orinocence*

4.11.4.2.2 Especies Forestales para Recuperación del Bosque

LAUREL	*Cordia alliodora*
BALSA	*Ochroma pyramidales*
GUARANGO	*Parkia nitida*
GUAPA	*Otova sp.*
MANZANO	*Guarea sp.*
UVA	*Pouroma sp.*
PEINE DE MONO	*Apeiba aspera*
CAPIRONA	*Capirona sp.*
GUABO	*Inga sp.*
MASCAREY	*Heyronima chocoensis*

4.11.4.2.3 Pastos

DALLIS	*Brachiaria decumbens*
ELEFANTE	*Pennisetum purpureun*

4.11.4.2.4 Cultivos Transitorios (Estacionales)

MAIZ	*Zea mays*
PAPA CHINA	*Colocasia esculenta*

4.11.4.2.5 Cultivos Anuales y Perennes

CAFE	*Coffe canephora vr. robusta*
PLATANO	*Musa sp.*
YUCA	*Manihot esculenta*
PAPAYA	*Carica papaya*
CITRICOS	*Citrus sp.*

CAPITULO V

COSTO DE LOS EQUIPOS PARA EL CONTROL DE DERRAMES

5.1 OBJETIVO

Identificar y evaluar el estado de los equipos que se requieren para el control de derrames, incendios y/o explosiones que existen en el Área Auca, y con ello tener una visión de las necesidades que tiene la Unidad de Protección Ambiental de la Filial Petroproducción en cuanto a equipos necesarios para el control de contingencias.

5.2 METODOLOGÍA

Se tomó información acerca de los equipos existentes en la bodega de la Unidad de Protección Ambiental (UPA) en los campos del Área Auca y con ello se estableció un listado de equipos requeridos para el control de una contingencia, así como de sus costos.

Para establecer los equipos y maquinaria adicionales que se requieren para el adecuado control de una contingencia, se debe cuantificar la magnitud del siniestro ocurrido sobre el análisis de los riesgos

Equipos, que podrán ser adquiridos por la Filial Petroproducción, acorde a su capacidad de gasto y prioridades.

5.3 CONTROL DE DERRAMES

5.3.1 INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la explotación hidrocarburífera se manejan problemas relacionados con derrames de crudo, y a medida que la industria se ha ido desarrollando, también lo han hecho las técnicas y equipos para su control.

También es por todos conocido que la mejor forma para controlar un derrame es previniéndolo y esto se logra con un eficiente y continuo control de toda la infraestructura petrolera, aunque también se debe recalcar que existen situaciones que están fuera del control y que son causantes de derrames de crudo; como por ejemplo, atentados en las líneas de flujo o en las instalaciones.

Cualquiera que sea el motivo por el que se produzca una contingencia, es claro que las acciones posteriores a ésta son las de controlar de manera rápida y eficiente el derrame, así como remediar el área que ha sido afectada.

Un sitio de control de derrames son los denominados Puntos de Control, sean estos para el control de derrames en tierra o en ríos.

5.3.2 PUNTOS DE CONTROL

Se denomina “Punto de Control” a un lugar predeterminado como área estratégica para la recolección de un derrame de hidrocarburos. Generalmente los puntos de control son zonas localizadas en cuerpos de agua, aguas abajo de los puntos identificados como áreas de riesgo critico dentro de la zona de influencia de eventuales derrames, donde existen o deben implementarse las condiciones de accesibilidad y disponibilidad de terreno suficiente para la instalación de las medidas de contención, recuperación y limpieza.

Existen varios tipos de puntos de control:

5.3.2.1 Puntos de Control Improvisados en Tierra

Este tipo de punto de control es recomendado para derrames en tierra en los que el hidrocarburo avanza lentamente hacía algún cuerpo de agua. En este tipo de situaciones, el punto de control puede ser un hoyo cavado rápidamente con una retroexcavadora, o un vado natural aprovechado como zona de sacrificio para contener allí el derrame. En este tipo de lugares el procedimiento a seguir es:

Contención en Tierra - ***Recolección*** - ***Almacenamiento Temporal*** – ***Disposición Final***

La contención en tierra puede hacerse en sistemas improvisados de represamiento y drenaje que permiten recoger el hidrocarburo para luego bombearlo hacia un autotanque que lo transporte hasta un lugar de almacenamiento o disposición final. Este tipo de punto de control puede improvisarse en cualquier lugar del área, siempre que esté lo suficientemente lejos del punto de origen del derrame (para que se alcance a excavar el hoyo) y del cuerpo de agua (para que no haya riesgo de llegada al mismo en caso de lluvias fuertes). Si la excavación del hoyo se hace aprovechando un cuerpo de agua menor, se puede aprovechar el agua como un sello y construir un pequeño embalse de drenaje superficial que se comporte como un sumidero.

5.3.2.2 Puntos de Control Improvisados en Agua

En cuerpos de agua menores de caudal bajo, se puede improvisar un punto de control con tablas, material vegetal flotante, troncos, etc. El procedimiento básico consiste en montar un objeto que haga las veces de dique superficial, donde el agua pueda pasar por debajo. En casos de gran urgencia, personal contratista puede construir rápidamente este tipo de estructuras en los puntos de control pre - establecidos para el Campo.

5.3.2.3 Puntos de Control en Caudales Medianos y Regulares.

En lugares donde el ancho del cuerpo de agua es regular (riachuelo, estero), el punto de control debe contar con un número adecuado de “paquetes de limpieza” que facilite la continuidad de las operaciones de respuesta.

Las dimensiones de estos cuerpos de agua son:

Cuerpo de agua mediano: ancho de 2 – 5 m y profundidad de 0.1 – 0.3m.
Cuerpo de agua regular: ancho de 5 – 10 m y profundidad de 0.5 – 1m.

5.3.2.4 Puntos de Control en Cuerpos Mayores y Caudales Altos

Cuando el cuerpo hídrico tiene un ancho de 30 metros o más (ejemplos: ríos Rumiyacu y Tiputini) y puede esperarse un caudal alto; algunas veces el punto de control no tiene utilidad o no puede esperarse una gran eficiencia en el proceso de respuesta. Los ríos amplios y caudalosos son muy difíciles de manejar, y la colocación de barreras puede resultar muy problemática.

En estos casos se recomienda, si es posible, crear sistemas de desviación colocando las barreras separadas en escalera o “escamas’ para desviar el hidrocarburo hacia la orilla sin intentar contenerlo con tramos de barrera unidos, muy difíciles de manejar.

5.3.3 EQUIPOS NECESARIOS PARA EL CONTROL DE DERRAMES

El equipo utilizado para enfrentar y controlar eficientemente un derrame en el Área Auca se lo clasifica de acuerdo a las características del sistema hídrico y las características del cuerpo de agua en donde ocurre el derrame. De acuerdo a esto, los equipos se los divide en:

- Equipo Tipo “A”, para el control de derrames en ríos con un ancho de 2 a 5 mts y una profundidad de 0.3 a 0.5 mts

- Equipo Tipo “B”, para el control de derrames en ríos con un ancho de 5 a 15 mts y una profundidad de 0.5 a 1 mts

- Equipo Tipo “C”, para el control de derrames en el Río Rumiyacu y Tiputini.

En las tablas 5.1 a 5.3 se detallan los equipos para el control de derrames; éstos incluyen actividades como: contención, recuperación, almacenamiento temporal, transporte terrestre, transporte fluvial, limpieza y apoyo logístico.

Tabla 5.1. Equipo Requerido para el Control de Derrames en Ríos con Ancho de 2 a 5 m y Profundidad de 0.3 a 0.5 m

EQUIPO TIPO "A" Para Control de Derrames en Cuerpos de Agua Medianos					
FUNCION	**EQUIPO**	**ESPECIFICACION**	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**OBSERVACIONES**
CONTENCION	1-Barrera Mecánica autoinflable	Barrera de flotadores atornillados 4 * 8 in Tramos de 25 ft. Long. Material uretano 25 onz	Tramo	10	Tramo de 25 ft
	2- Tablones	Espesor 4 cm			Para montaje de diques
		Longitud 1 m	u	10	
		Longitud 2 m	u	10	
		Longitud 3 m	u	10	Para colocación diagonal
	3- Estacas metálicas	Tubo 6" de diámetro por 1.5 m. long.	u	4	Para anclaje de barreras
	4- Cuerdas (manila)	diámetro 1/2"	m	100	Para tensión de barreras en tramos de 10 m.
	5- Tubos PVC	PVC diámetro 4”	m	20	5 diferentes medidas para diques de tierra
	6- Barrera Absorbente	Barrera de polipropileno 8 in * 10 ft Amarres extremos: lateral extremo a Tipo OIL-DRI	Tramo	30	Tramo de 10 ft
RECUPERACION	1- Desnatador de tambor	Tipo Elastec TDS 118 Capacidad: 35 gal/mm (133 lt/mm) Numero Tambores: 2 Unidad de poder: Modelo hidráulico # 110-02-02-01 Tamaño (cm): 86L x 122W x 46H Peso: 30 Kg. Profundidad máxima: 8 cm. Marco de la unidad desnatadora: Aluminio marino Bomba de transferencia: S2E Mangueras hidráulicas 3-50’ Unidad de Poder D-10 Manguera de descarga 60´- 2" Unidad de poder: Motor Kubota Diesel	u	2	
	2- Baldes	Plásticos de aprox. 4 gal.	u	10	Para recolección manual
	3- Papel absorbente	Rollos de 40 m	u	4	Para colocar bajo la unidad de poder y mangueras de succión y descarga hacia piscina temporal

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACIONES
ALMACENAM. TEMPORAL	1- Piscinas de armado rápido	Tipo FasTank de 30 Bls de capacidad, con drenaje en el fondo	u	2	
	2-Piscinas de armado rápido	Tipo FasTank de 60 Bls. de capacidad, con drenaje en el fondo	u	2	
	3- Geomembrana	Tipo Permaflex resistente a hidrocarburos	m^2	200	
	4- Mangueras	Para drenaje 2" o diámetro correspondiente al de la válvula de drenaje	m	30	2 tramos de 15 m c/u
	5- Tambores	Capacidad 55 galones, limpios, rotulados	u	10	Sin tapa
TRANSPORTE TERRESTRE	1- Camión de Vacio	Capacidad: 60 Barriles Tanque: Acero Carbón ¼" con anillos reforzadores Bafle de 72", 2 entradas de hombre (20") con bisagra de presión, Tapa posterior de 72" para apertura total. Abridor hidráulico de doble acción, sostenedor de seguridad. Cúpula de vacio de 12" para bola interior, plomeria de 4", válvula mariposa de 4". Indicador de nivel 2". Guardafango con repisa para mangueras Mangueras resistentes a hidrocarburos con acople universal tipo "evertee". Caja de herramientas y botiquín de seguridad Cabezote: Ford 1T8613, Cat 3126 de 275 HP con bomba de vacío de 15" mercurio y bomba de transferencia de iodos tipo vórtice movida hidráulicamente por camión. 100' manguera hidráulica y capacidad 500 gpm.	u	Alquilar de acuerdo a requerimiento	
	2- Vehículos de operación	Camionetas 4 x 4	u	Se contrata según requerimiento	Incrementables según número de brigadas requeridas

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACIONES
LIMPIEZA	1- Porta mopas	Traperos	u	10	5 mopas por unidad
	2- Mopa oleofílica		u	50	
	3- Esprimidor de mopas		u	2	
	4- Skimer de cinta oleofílica		u	10	
	5- Palas		u	10	Pueden requerirse para la construcción de diques de tierra
	6- Baldes	5 gal	u	10	
	7- Rastrillos		u	10	
	8- Fundas plásticas	Para basura	u	100	
	9- Material absorbente or	Absorbent GP PBG 1050 gránulado	bolsas	10	25 kg
	10- Machetes		u	20	
	11- Tambores	Capacidad 55 galones	u	20	Sin tapa
APOYO LOGISTICO	1- Iluminación	Unidad remolcable de iluminación para 4			
		bombillos de 250 W a bateria.	u	2	
		Lámparas para centro de comando	u	4	
		Linternas personales	u	50	
	2- Comunicaciones	Central de radio portátil	u	1	
		Radios portátiles individuales (walkie - talkie)	u	1	1 unidad por jefe de brigada operativa
		Kit de señalizacion luminica	u	1	1 unidad por brigada
	3- Seguridad	Kit de primeros auxilios	u	2	
		Kit de seguridad personal (casco, guantes, botas antideslizantes, ropa de protección, mascarilla antigases, portector anti-ruido, etc.)	u	2	por persona

FUENTE: Planisoc

Tabla 5.2. Equipo Requerido para el Control de Derrames en Ríos con Ancho de 5 a 15 m y Profundidad de 0.5 a 1 m

EQUIPO TIPO "B" Para el Control de Derrames en Cuerpos de Agua Regulares					
FUNCION	**EQUIPO**	**ESPECIFICACION**	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**OBSERVACIONES**
CONTENCION	1- Barrera mecánica tipo Kolda OCB-18	Flotador 6" Falda 12" Flotador rectangular Tela Permaión, Evaloy o Uretano Conector universal ASTM "Z" Unidad de tensión superior. Cable Galvanizado Unidad de lastre: Pesas de Plomo Resistencia a tensión: 16.000 a 20.000 Ib. Ojos para amarre de tensores intermedios Resistente, liviana	Sección de 25 ft	30	30 secciones
	2- Estacas	Tubo 6" de diámetro por 1.5 m. long.	u	10	
	3- Cuerdas (manila)	ϕ=1/2" para tensión de barreras	m	400	2 carretes de 200 m c/u (tramos de 25m)
	4- Barrera Absorbente	Tipo Kolda Absorbent W (PB W-81 0) ϕ = 8" Longitud tramo: 10' Amarres extremos: lateral extremo a 15 cm de vértice	Tramo	30	Tramo de 10 ft
RECUPERACION	1- Desnatador	Capacidad: 35 gal/min (133 lt/mm) Unidad de poder: hidráulico Profundidad máxima: 8 cm. Marco de la unidad desnatadora: Aluminio marino Bomba de transferencia: 35 gal/mm. Mangueras hidráulicas de succión 3”-50’ Unidad de Poder D-1 O Manguera de descarga 2" x 30" con acoples rápidos Unidad de poder: Motor Kubota Diesel	u	2	Una operativa y una de respaldo con una unidad de poder c/u
	2- Papel absorbente	Rollos de 40 m c/u	u	10	Para colocar bajo la unidad de poder y mangueras de succión y descarga hacia piscina temporal

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACIONES
ALMACENAMIENTO TEMPORAL	1- Piscinas de armado rápido	tipo FasTank de 30 Bls de capacidad con drenaje en el fondo	u	2	
	2- Piscinas de armado rápido	Tipo FasTank 60 bIs de capacidad, con drenaje en el fondo	u	2	
	3- Geomembrana	Resistente a hidrocarburos	m^2	200	
	4- Mangueras para drenaje	2" diámetro correspondiente al de la válvula de drenaje	m	30	2 tramos de 15 m c/u
	5- Tambores	Capacidad 55 galones, limpios, rotulados	u	10	Sin tapa
TRANSPORTE TERRESTRE	1- Camión de Vacío	Capacidad: 60 Barriles Tanque: Acero Carbón ¼" con anillos reforzadores Bafle de 72", 2 entradas de hombre (20") con bisagra de presión. Tapa posterior de 72" para apertura total: Abridor hidráulico de doble acción, sostenedor de seguridad. Cúpula de vacio de 12" para bola interior, plomeria de 4", válvula mariposa de 4". Indicador de nivel 2". Guardafango con repisa para mangueras Mangueras resistentes a hidrocarburos con acople universal tipo "evertee". Caja de herramientas y botiquín de seguridad Cabezote: Ford 1T8613, Cat 3126 de 275 HP con bomba de vacio a 15"" mercurio y bomba de transferencia de lodos tipo vértice movida hidráulicamente por el camión. 100' manguera hidráulica y capacidad 500 gpm.	u	Se contrata segun requerimiento	Una en cargue mientras el otro en movimeinto
	2- Vehículos de operación	Camionetas 4 x 4	u	Se contrata según requerimiento	Incrementables según número de brigadas requeridas

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	STOCK	OBSERVACIONES
LIMPIEZA	1- Trapeadores	Traperos	u	10	5 mopas por unidad
	2- Mopa oleofílica		u	50	
	3- Esprimidor de mopas		u	2	
	4- Skimer de cinta oleofílica		u	10	Para extracción del aceite
	5- Palas		u	10	
	6- Baldes	5 gal	u	10	
	7- Rastrillos		u	10	
	8- Fundas plást¡cas	Para basura	u	100	
	9-Material absorbente orgánico a granel	Absorbent GP PBG 1050 gránulado	bolsas	10	
	10- Machetes y herramientas menores		u	20	
	11-Tambores	Capacidad 55 galones	u	20	Sin tapa
APOYO LOGISTICO	1- Iluminación	Unidad remolcable de iluminación para 4 bombillos de 250 W a bateria	u	2	
		Lámparas para centro de comando	u	4	
		Linternas personales	u	50	
	2- Comunicaciones	Central de radio portátil	u	1	
		Radios portátiles individuales (walkie - talkie)	u	1	1 unidad por jefe de brigada operativa
		Kit de señalizacion luminica	u	1	1 unidad por brigada
	3- Seguridad	Kit de primeros auxilios	u	2	
		Kit de seguridad personal (casco, guantes, botas antideslizantes, ropa de protección, mascarilla antigases, portector anti-ruido, etc.)	u	2	por persona

FUENTE: Planisoc

Tabla 5.3. Equipo Requerido para el Control de Derrames en los ríos Rumiyacu y Tiputini.

EQUIPO TIPO "C" Para el Control de Derrames en Cuerpos de Agua Mayores					
FUNCION	**EQUIPO**	**ESPECIFICACION**	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**OBSERVACIONES**
CONTENCION	1- Barrera Mecánica	Flotador 8", Falda 16" Flotador rectangular Tela Permalón, Evaloy o Uretano, Poliuretano Conector universal ASTM "Z" Unidad de tensión superior: Cable galvanizado Unidad de lastre: Pesas de Plomo Resistencia a tensión: mayor de 20.000 lb. Ojos para amarre de tensores intermedios Resistente, liviana	Sección de 25 ft	40	
	2- Anclas	Para embarcación con boyas para barreras	u	12	Para tres tramos de barrera en posición de desviación
	3- Estacas	6" de diámetro por 1.50 cm long.	u	20	
	4- Cuerdas	1/2" de diámetro para tension de barreras	m	400	2 carretes de 200m c/u
	5-Barrera Absorbente	Diámetro: 8" Longitud de tramo: 3m Amarres extremos: lateral extremo a 15 cm de vertice	Trama	40	
	6- Barcasa de quilla plana	Tipo Sea Lander (Versatech) 16 a 36', con cabina de control y pluma de izado de equipos. Parte trasera desmontable para descarga de barreras Cisterna con dispersor de espuma incorporado (contra incendios) Sistema de reflexión incorporado Lancha de fibra de vidrio incorporada para arrastre de barreras Motores incorporados para barcasa y bomba	u	1	
	7- Botes	Para arrastre 12' - 16' con cabina de control (recolectora) pluma de izado, quilla plana y proa desmontable. Motor: 75 HP, Propulsión: hélices de potencia	u	3	2 u para arrastre de barreras 1 para desnatador y/o vejiga - ojiva

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACIONES
RECUPERACION	1-Desnatador de tambor	Capacidad 100 gal/min (380 lt/min) Unidad de poder: D-1O Profundidad máxima: 8 cm. Marco de la unidad desnatadora: Aluminio marino Bomba de transferencia : 10 gal/min Mangueras hidraulicas succion 50´-3" Manguera de descarga 60´-2"	u	2	1 operativa y 1 de respaldo con 1unidad de poder c/u
	2-Papel absorbente	2 rollos de 40 m c/u	Rollo	20	Para colocar bajo la unidad de poder y manqueras de succión y descarga hacia piscina temporal
ALMACENAMIENTO TEMPORAL	1-Piscinas desarmables octogonales	tipo FasTank de 30 Bls de capacidad con drenaje en el fondo	u	2	
	2-Piscinas desarmables octogonales	Tipo FasTank 60 bIs de capacidad, con drenaje en el fondo	u	2	
	3- Geomembrana	Resistente a hidrocarburos	m^2	200	
	4- Mangueras para drenaje	2" diámetro correspondiente al de la válvula de drenaje con acople rápido para conexión con vacum	m	30	2 tramos de 15 m c/u
	5- Tambores	Capacidad 55 galones, limpios, rotulados	u	10	Con tapa

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANT.	OBSERVACIONES
TRANSPORTE TERRESTRE	1-Camión de Vacío	Capacidad: 60 Barriles Tanque: Acero Carbón ¼" con anillos reforzadores Bafle de 72", 2 entradas de hombre (20") con bisagra de presión. Tapa posterior de 72" para apertura total: Abridor hidráulico de doble acción, sostenedor de seguridad. Cúpula de vacio de 12" para bola interior, plomeria de 4", válvula mariposa de 4". Indicador de nivel 2". Guardafango con repisa para mangueras Mangueras resistentes a hidrocarburos con acople universal tipo "evertee". Caja de herramientas y botiquín de seguridad Cabezal de 275 HP con bomba de vacio a 15" mercurio y bomba de transferencia de lodos tipo vértice movida hidráulicamente por el camión. 100" manguera hidráulica y capacidad 500 gpm	u	2	Una en cargue mientras la otra en movimiento
	2-Vehículos de operación	Camionetas 4 x 4	u	Varios	Incrementables segun numero de brigadas requeridas

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANT.	OBSERVACIONES
TRANSPORTE FLUVIAL	1- Bote de quilla plana	Tipo Sea Lander (Versatech) 12 a 16', con cabina de control y pluma de izado de equipos Quilla de proa desmontable para cargue de ojivas de almacenamiento. Motor Yamaha o Evinrude con propela de potencia	u	1	
	2- Barcasa de quilla plana	Tipo Sea Lander (Versatech) 16 a 36', con cabina de control y pluma de izado de equipos Parte trasera desmontable para descarga de barreras Cisterna con dispersor de espuma incorporado (contra incendios) Sistema de reflexión incorporado Lancha de fibra de vidrio incorporada para arrastre de barreras Motores incorporados para barcasa y bomba	u	1	
	3- Bote de pasajeros	Material aluminio de 12 a 16', con techo de lona y motor Yamaha o Evinrude con propela de velocidad. (para transporte de personal, logística y control operativo)	u	1	

continuación …

FUNCION	EQUIPO	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD	OBSERVACIONES
LIMPIEZA	1-Trapeadores	Traperos	u	20	5 mopas por unidad
	2-Mopa oleofílica		u	50	
	3-Esprimidor de mopas		u	4	
	4-Palas		u	20	
	5-Baldes	5 gal	u	20	
	6-Rastrillos		u	20	
	7-Fundas plást¡cas	Para basura	u	500	
	8-Material absorbente orgánico a granel	Absorbent GP PBG 1050 gránulado	bolsas	20	
	9-Tambores	Capacidad 55 galones	u	20	Con tapa
APOYO LOGISTICO	1-Iluminación	Unidad remolcable de iluminación para 4 bombillos de 250 W a bateria.	u	2	
		Lámparas para centro de comando	u	4	
		Linternas personales	u	50	
	2-Comunicaciones	Central de radio portátil	u	1	
		Radios portátiles individuales (walkie - talkie)	u	1	1unidad por jefe de brigada operativa
		Kit de señalizacion luminica	u	2	1unidad por bote y sistema de transporte (mínimo 5)
	3-Seguridad	Explosímetro	u	1	
		Kit de primeros auxilios	u	1	
		Kit de seguridad personal (casco, guantes, botas antideslizantes, ropa de protección, mascarilla antigases, portector anti-ruido, etc.)	u	1	por persona

FUENTE: Planisoc

Tabla 5.4. Equipos Existentes para el Control de Derrames en la Bodega de la Unidad de Protección Ambiental (UPA) – Área Auca

EQUIPO	CANT	MARCA	MODELO	SERIE	MARCA MOTOR	SERIE MOTOR	PAM/PP	ESTADO
BOMBA DE AGUA	1	HALE				8178-2002	27310	EN REPARACION
BOMBAS DE FLUIDOS VISCOSOS	1	GODWIN PUMPS	CD100M4	9710275-3	JOHN DEERE	CH3015D0C0843	23196	BUENO
BOMBAS DE FLUIDOS VISCOSOS	1	GODWIN PUMPS		0125181-94	JOHN DEERE	CH3015D0499772	26510	MALO
VACUUM PORTATIL	1	HATZ DIESEL				92001710	16696	NUEVO
RECOLECTOR CINTA OLEOFILICA	1	BRIGGS STRATON				E199071459-A		BUENO
REMOLQUE (CON LLANTA DE EMERGENCIA)	1							BUENO
FASTANK (CAPACIDAD 2200 GLS)	1	VARICHEM						PARA REPARACION
FASTANK (CAPACIDAD 2200 GLS)	1	VARICHEM						BUENO
FASTANK (CAPACIDAD 2200 GLS)	1	VARICHEM						BUENO
MOTOR FUERA DE BORDA	1	JHONSON				5007743	27147	BUENO
GENERADOR PORTATIL	1	KUBOTA	ASK-R150			545899	18594	BUENO
MOTO FUMIGADORA	1	STHILL SR420						BUENO
MOTO SIERRA	1	STHILL	X-051-AV			50601481	25063	BUENO
SKIMMER (COMPLETO)	1	ELASTEC		H-1101316		XE1377	26431	MALO
SKIMMER (COMPLETO)	1	ELASTEC		H-119895			18538	MALO
SKIMMER (COMPLETO)	1	KUBOTA	OC-95-E				27525	BUENO
BOTE INFLABLE	1	MERCURY					27318	EN REPARACION
MOTO DESBROSADORA	1	STHILL	FS-280			354363085	27384	BUENO
TALADRO JARDINERO	1	STHILL					18995	BUENO

FUENTE: Bodega de Protección Ambiental

FECHA DE INVENTARIO: 04 de febrero del 2007.

En la tabla 5.5 se detalla el stock de material de contingencia existente en la bodega de Protección Ambiental de la Estación Auca Central.

Tabla 5.5. Stock de Material de Contingencia - Bodega de Protección Ambiental (PAM) Auca Central

ITEMS	DESCRIPCION	STOCK	UNIDAD
1	ALMOHADAS ABSORBENTES DE PETROLEO SPC-10	0	BULTO
2	ALMOHADAS PIL-10	0	CAJA
3	BARRERAS ABSORBENTES	50	FUNDAS
4	BARRERAS FLOTANTES	20	EA
5	BOYAS FLOTANTES	4	EA
6	PAÑALES ABSORBENTES (ROLLOS)	10	BULTO
7	PAÑALES ABSORBENTES P-100	5	FUNDA
8	ABSORBENTE EN POLVO	480	FUNDA
9	JUEGO DE ANCLAS	4	EA
10	AQUAFLEX	8	TAMBOR
11	MANGUERAS DE 4" PARA VACUUM	2	EA
12	MANGUERA DE SUCCION 4"	1	EA
13	MANGUERA DE SUCCION 2"	2	EA
14	MANGUERA DE ACOPLE DE 4"	2	EA
15	MANGUERA DE 1 1/2" (LONA)	1	EA
16	MANGUERA DE 2 1/2" (LONA)	2	EA
17	MANGUERA DE 1 1/2" CON REDUCCION	2	EA
18	MANGUERA DE 2 1/2" CON REDUCCION	2	EA
19	MANGUERA DE 2" (SKIMMER)	12	EA
20	ACEITE MOVIL DELVAC	55	GLS
21	ACEITE HIDRAULICO RANDO	55	GLS
22	DESENGRASANTE	1 1/2	TAMBOR
23	GEOMENBRANA	33	ROLLOS
24	GEOMENBRANA 20 X 40 MTS	8	BULTO
25	GEOMENBRANA 20 X 20 MTS	8	BULTO
26	GEOMENBRANA 20 X 10 MTS	8	BULTO

FUENTE: Bodega Unidad de Protección Ambiental Auca

FECHA DE INVENTARIO: 04 de febrero del 2007.

5.3.4 EQUIPO REQUERIDO

El equipo existente en la bodega de la UPA resulta insuficiente para controlar eficientemente una contingencia por derrame y/o incendio. Por lo que, a continuación se detalla un listado de equipos y material de contingencias necesarios para un adecuado manejo de los derrames ocurridos.

Algunos de estos equipos fueron pedidos mediante memorando a la UPA de Lago Agrio, luego del inventario realizado el 04 de Febrero del 2007; y otros equipos son los que se propone mediante este Proyecto de Titulación, luego de la observación y visita a la bodega de la UPA.

Tabla 5.6. Equipos de Contingencias Requerido por la UPA – Campo Auca

EQUIPOS DE CONTINGENCIAS REQUERIDOS					
ITEMS	**DESCRIPCIÓN**	**STOCK**	**SE REQUIERE**	**COSTO UNITARIO (USD)**	**COSTO TOTAL (USD)**
1	BOMBA DE AGUA DE 2"	0	3	76000	228000
2	BOMBAS DE FLUIDOS VISCOSOS	1	1	11000	11000
3	SKIMMER (COMPLETO)	1	3	60000	120000
4	BULBO DE MERCURIO DE 250W	0	4	50	200
5	FAST TANK CAPACIDAD 2200 GALONES	2	5	2300	6900
6	RECOLECTOR CINTA OLEOFÍLICA PARA DESNATADOR	1	3	9000	27000
7	BOTE INFLABLE	0	1	4000	4000
8	BOTE DE QUILLA PLANA	0	1	3000	3000
				TOTAL	400100

A más de los equipos de contingencias, para el eficiente trabajo en la recolección de un derrame, es necesario material de contingencias que

complementan el trabajo de los equipos. La lista del material de contingencias requerido por la UPA se detalla en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Materiales de Contingencias Requerido por la UPA – Campo Auca

MATERIAL DE CONTINGENCIAS REQUERIDO					
ITEMS	**DESCRIPCIÓN**	**STOCK**	**SE REQUIERE**	**COSTO UNITARIO (USD)**	**COSTO TOTAL (USD)**
1	ALMOHADAS ABSORBENTES DE PETRÓLEO SPC-10	0	100	70	7000
2	ALMOHADAS PIL-10	0	100	25	2500
3	BARRERAS ABSORBENTES	35	50	800	12000
4	RADIOS PORTÁTILES	0	5	50	250
5	KIT DE SEÑALIZACION LUMINICA	0	2	40	80
6	KIT DE PRIMEROS AUXILIOS	0	2	60	120
7	KIT DE SEGURIDAD PERSONAL	0	30	240	7200
				TOTAL	29150

El número de personas que laboran en la UPA, según la última orden de trabajo de Petroproducción, es de 40 personas (entre trabajadores de cuadrilla y oficina). El número de trabajadores disponibles para las cuadrillas es de 30.

5.4 SISTEMA CONTRA INCENDIOS

5.4.1 INTRODUCCIÓN

Las explosiones o incendios son una amenaza latente en toda instalación petrolera y pueden presentarse en cualquier momento.

Los factores por los cuales puede iniciarse un incendio son diversos, y van desde una falla en instalaciones eléctricas, así como mantenimiento deficiente de las instalaciones, hasta una fuga de gases altamente explosivos (como el H_2S).

Los incendios, a más de ser una amenaza constante para las instalaciones petroleras, también son un factor alto de riesgo para la vida humana, es por ello que todo el personal debe estar capacitado en cuanto a medidas y acciones a tomar en caso de incendio.

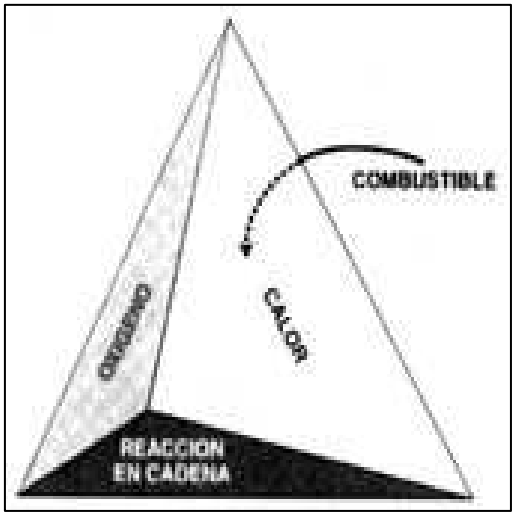
5.4.2 EL FUEGO

El fuego es una oxidación rápida que genera luz y calor. Se alimenta consumiendo todo tipo de combustible. El fuego se produce cuando están presentes en forma simultánea cuatro factores:

- Combustible
- Oxigeno
- Calor
- Reacción en cadena

Representados en una figura de cuatro caras iguales, conocida como tetraedro del fuego. Eliminando uno o más de dichos factores, el fuego se extingue.

Figura 5.1. Tetraedro del Fuego



5.4.3 COMBUSTIBLE

Este puede ser cualquier material combustible, ya sea sólido, líquido o gas. La mayoría de los sólidos y líquidos se convierten en vapores o gases antes de entrar en combustión.

5.4.3.1 Combustibles sólidos

Los materiales sólidos más combustibles son de naturaleza celulósica. Cuando el material se halla subdividido, el peligro de iniciación y/o propagación de un incendio es mucho más grande.

5.4.3.2 Combustibles líquidos

Los líquidos no arden, los que lo hacen son los vapores que se desprenden de ellos. Tales vapores son, por lo general, más pesados que el aire, y pueden entrar en ignición a considerable distancia de la fuente de emisión. Los combustibles líquidos más pesados -como los aceites- no arden a temperaturas ordinarias, pero cuando se los calientan desprenden vapores que, en forma progresiva, favorecen la posibilidad de la combustión, cuya concreción se logra a una temperatura suficientemente alta.

5.4.3.3 Combustibles gaseosos

Los gases inflamables arden en una atmósfera de aire o de oxígeno. Existen dos clases de gases no combustibles: los que actúan como comburentes (que posibilitan la combustión) y los que tienden a suprimirla. Los gases comburentes contienen distintas proporciones de oxígeno, y los que suprimen la combustión reciben el nombre de gases inertes.

5.4.4 OXÍGENO

El aire que respiramos esta compuesto de 21% de oxigeno. El fuego requiere una atmósfera de por lo menos 16% de oxigeno. El oxigeno es un carburante; es decir, activa la combustión.

5.4.5 EL CALOR

Es la energía requerida para elevar la temperatura del combustible hasta el punto en que se despiden suficientes vapores que permiten que ocurra la ignición.

5.4.6 REACCIÓN EN CADENA

Una reacción en cadena puede ocurrir cuando los otros tres elementos están presentes en las condiciones y proporciones apropiadas. El fuego ocurre cuando se lleva a cabo esta rápida oxidación o incendio.
Se le considera como incendio a todo tipo de fuego no controlado, cause o no daños directos.

5.4.7 CLASES DE FUEGO

Existen diversas clases de fuegos que se designan con las letras A, B, C y D; y son las siguientes:

5.4.7.1 Fuego Clase "A"

Son los fuegos que involucran a los materiales orgánicos sólidos, en los que pueden formarse brasas, por ejemplo, la madera, el papel, la goma, los plásticos y los tejidos.

5.4.7.2 Fuego Clase "B"

Son los fuegos que involucran a líquidos y sólidos fácilmente fundibles, por ejemplo: el etano, metano, la gasolina, parafina y la cera de parafina.

5.4.7.3 Fuego Clase "C"

Son los fuegos que involucran a los equipos eléctricos energizados, tales como los electrodomésticos, los interruptores, cajas de fusibles y las herramientas eléctricas.

5.4.7.4 Fuego Clase "D"

Involucran a ciertos metales combustibles, tales como el magnesio, el titanio, el potasio y el sodio. Estos metales arden a altas temperaturas y exhalan suficiente oxigeno como para mantener la combustión, pueden reaccionar violentamente con el agua u otros químicos, y deben ser manejados con cautela.

5.4.8 TIPOS DE FUEGO

Así como existen clases diferentes de fuego, también existen tipos diferentes de fuego. Desde el punto de vista de la forma en que se exteriorizan, los fuegos pueden ser clasificados en dos grandes grupos:

De llama: Pueden ser combustiones luminosas y no luminosas y son la evidencia directa de la combustión de gases o vapores de líquidos inflamables.

De superficie o sin llamas: Su característica fundamental es la ausencia de llamas. Este tipo de fuego también recibe el nombre de brasa, superficie al rojo, incandescencia, rescoldo, etc.

5.4.9 PREVENCIÓN DE INCENDIOS

Para prevenir un incendio de manera eficaz es necesario considerar los siguientes aspectos:
Se debe poder identificar los posibles focos de incendios.
Conocer que o quienes pueden generar estos incendios o explosiones (materiales o actividades).
Investigar y seleccionar los métodos de prevención más adecuados que se puedan implementar en la empresa o en la industria.
Realizar capacitaciones continuas del personal para que puedan actuar prontamente frente a un incendio y también puedan evitar una explosión.
Desarrollar un conocimiento del uso ya sea de mangueras, extintores u otros implementos.

Una constante revisión, manutención de mangueras, extintores redes húmedas o secas, etc.

5.4.10 CONTROL DE INCENDIOS

Para combatir incendios en los que se involucran químicos inflamables se necesita una espuma concentrada que es químicamente compatible con el material en llamas. Los incendios que involucran un derrame de líquidos inflamables, generalmente se controlan aplicando una espuma contra incendios a la superficie del material en llamas.

Hay dos tipos generales de espuma contra incendios: regular y resistente al alcohol. Ejemplos de espuma regular son la de base-proteína, la fluoroproteína y la espuma que forma una película acuosa (AFFF). Algunos líquidos inflamables, incluyendo muchos productos del petróleo, pueden ser controlados aplicando espuma regular. Otros líquidos inflamables, incluyendo los solventes polares (líquidos inflamables que son solubles al agua) tales como alcoholes y cetonas, tienen diferentes propiedades químicas.

Un incendio que involucre estos materiales no puede ser fácilmente controlado con espuma regular y requiere la aplicación de espuma tipo resistente al alcohol.

5.4.10.1 Uso del agua

El agua se utiliza para controlar fuegos de clase A, y solo con suficiente presión para el fuego clase B. En otros casos, no es conveniente su uso debido a la posible reacción con los elementos involucrados.

El agua se usa a veces para lavar derrames y para reducir o dirigir los vapores en situaciones de derrame.

5.4.10.2 Uso de Extintores

Todo el personal debe estar capacitado y entrenado en el uso correcto de los extintores portátiles, para en caso de un incendio, ayude en la contención del mismo, hasta que el equipo especializado actúe.

Existen diferentes tipos de extintores, para las diferentes clases de fuego.

Estos extintores son:

5.4.10.2.1 Extintores para fuego clase "A"

Con los que se puede apagar todo fuego de combustible común, enfriando el material por debajo de su temperatura de ignición y remojando las fibras para evitar la reignicion. Usan agua presurizada, espuma o químico seco de uso múltiple.

5.4.10.2.2 Extintores para fuego clase "B"

Con los que se puede apagar todo fuego de líquidos inflamables, grasas o gases, removiendo el oxigeno, evitando que los vapores alcancen la fuente de ignición o impidiendo la reacción química en cadena. La espuma, el Dióxido de Carbono, el químico seco común y los extintores de uso múltiple de químico seco, se pueden utilizar para combatir fuegos clase "B".

5.4.10.2.3 Extintores para fuego clase "C"

Con los que se puede apagar todo fuego relacionado con equipos eléctricos energizados, utilizando un agente extintor que no conduzca la corriente eléctrica. El Dióxido de Carbono, el químico seco común, los extintores de químico seco de uso múltiple, pueden ser utilizados para combatir fuegos clase "C". No utilizar los extintores de agua para combatir fuegos en los equipos energizados.

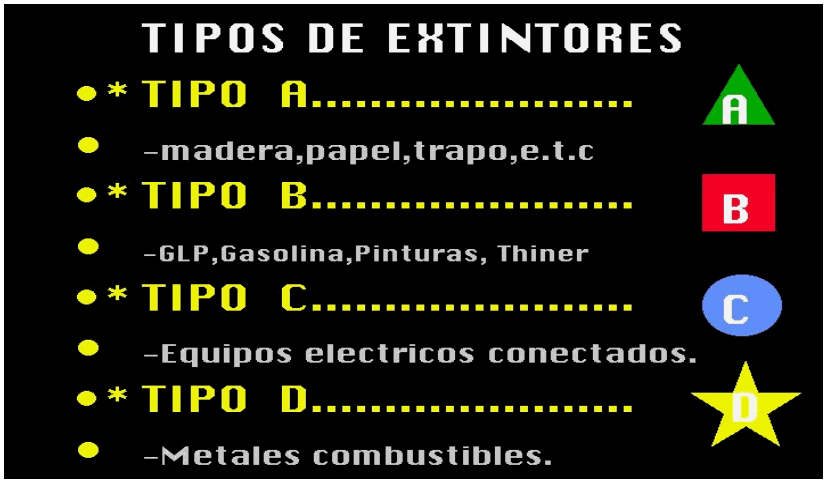
5.4.10.2.4 Extintores para fuegos clase "D"

Con los que se puede apagar todo tipo de fuego con metales, como el Magnesio, el Titanio, el Potasio y el Sodio, con agentes extintores de polvo seco, especialmente diseñados para estos materiales. En la mayoría de los casos, estos absorben el calor del material enfriándolo por debajo de su temperatura de ignición.

Los extintores químicos de uso múltiple, dejan un residuo que puede ser dañino para los equipos delicados, tales como las computadoras u otros equipos electrónicos. Los extintores de Dióxido de Carbono, se prefieren en estos casos, pues dejan una menor cantidad de residuo.

El equipo extintor adecuado para cada clase de fuego, se identifica con la misma letra, en forma destacada y sobre una figura geométrica de distinta forma y color, como lo indica la figura 5.2

Figura 5.2. Tipos de Extintores



5.5 EQUIPOS NECESARIOS PARA EL CONTROL DE INCENDIOS

Dado que un incendio puede originarse en cualquier lugar y en cualquier momento, es necesario contar siempre con el equipo necesario para su control.

Se ha verificado que en las instalaciones y oficinas del Área Auca se encuentran extintores, visiblemente ubicados. El mantenimiento del sistema contra incendios lo realiza una empresa tercerizadora.

Dentro de las Estaciones de Producción, los puntos más vulnerables a un incendio o explosión lo constituyen los tanques de lavado y surgencia, pero a más de éstos son además vulnerables las piscinas de crudo, separadores, bombas y compresores.

Todas las semanas se realiza una operación de rutina de mantenimiento del sistema contra incendios del Área Auca, aquí se revisan todos los hidrantes para verificar que no tengan taponamiento, también se revisa el motor, la bomba y el suministro de agua en fin de que, en caso de incendio, todos los equipos que conforman el sistema contra incendios funcionen de la mejor manera.

En las tablas 5.8 y 5.9 se especifican los equipos contra incendios existentes en los Campos Auca Central y Auca Sur.

Tabla 5.8. Equipos Contra Incendios Existentes: Estación Auca Central

ESTACION AUCA CENTRAL

EQUIPO	POTENCIA	MARCA	N°SERIE	MODELO / RPM	CAPACID AD
MOTOR DIESEL	470 HP	DETROIT	CD6VF214232	80637416	
BOMBA DE AGUA		PEERLES	13647 D	8AE20 2000 RPM	AGUA 1000 BLS
MOTOR ELECTRICO	350 HP	GENARAL ELECTRIC	PLG - 122006	5K511SN2314	
BOMBA DE AGUA		PEERLES		8AE20 2000 RPM	AGUA 2130
MOTOR DIESEL	43.5 HP	DEUTZ	89604	F2L4011F	
BOMBA DE ESPUMA		EMI	8157LR	80 - 432	ESPUMA 1200GLS

FUENTE: Unidad de Protección Ambiental Auca

FECHA DE INVENTARIO: 04 de febrero del 2007

Tabla 5.9. Equipos Contra Incendios Existentes: Estación Auca Sur

ESTACION AUCA SUR

EQUIPO	CAPACIDAD	MARCA	N°SERIE	MODELO	CAPACIDAD
MOTOR DIESEL N°I	325 HP	CATERPILLAR	90U14187	3406DI	AGUA 2850 BLS
BOMBA DE AGUA N°1		HALE	80974	FBS002	ESPUMA 1700GLS
MOTOR DIESEL N° 2	43,5	DEUTZ	902543	F - 3L9 - 2	
BOMBA DE AGUA N°2		VIKING	11LGT		

FUENTE: Unidad de Protección Ambiental Auca
FECHA DE INVENTARIO: 04 de febrero del 2007

Puede decirse que el sistema contra incendios en las estaciones Auca Central y Sur está en buenas condiciones. El mantenimiento rutinario es causa de que esto sea así. Comúnmente los materiales que se piden, mediante memorando, a la estación de Lago Agrio; son galones de pintura y polvo químico seco para los extintores.

La presencia de un sistema contra incendios o equipos extintores, son además necesarias en operaciones tales como:

- Mientras se realiza trabajos de reacondicionamiento en los pozos
- Pozos que trabajan bajo el sistema power oil
- En control de derrames, debido a que en algunos casos existe gas asociado que podría producir explosiones con una chispa

5.6 ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL Y CAPACITACIÓN

Con el objeto de controlar los incendios que pongan en riesgo tanto la salud de la población como la de los trabajadores, se deben implementar diversas estrategias para disminuir y evitar los siniestros y otras situaciones que afecten la salud laboral.
Por tales motivos para controlar los incendios se debe contar con personal capacitado para controlar un principio de incendio.

Para controlar los riesgos de incendios es necesaria la capacitación de todos los trabajadores en materia de uso de equipos de extinción de incendios.

Todos los proyectos industriales deben considerar la protección contra incendios de las instalaciones, cumpliendo estrictamente las consideraciones de seguridad respecto al control de incidentes y siniestros originados por incendios.

El objetivo es suministrar al personal que tiene la responsabilidad de intervenir en las operaciones de control de las emergencias que puedan resultar en las operaciones de Petroproducción en el Área Auca, herramientas de formación teórico-práctica adecuadas para que éste pueda adelantarlas en forma eficiente, rápida y segura.

Todas las personas involucradas en el Plan de Contingencia y especialmente en la Brigada de Atención Inmediata (BAI), deben ser entrenadas en el manejo de derrames y otras contingencias. Esto garantiza que cada persona tenga una idea completa de la importancia de su papel dentro del Plan y el manejo de las múltiples y variadas situaciones que se presentan durante una contingencia. Así mismo, el tiempo de respuesta ante la contingencia y la toma de decisiones se reducen considerablemente.

Como manera de prevención y control de incendios, se debería realizar cursos principalmente enfocados a:

- Seguridad industrial.
- Manejo de los equipos de control de derrames.
- Primeros auxilios.
- Uso correcto de extintores.
- Tipos de incendios.

Por lo tanto, la capacitación es un agente permanente de prevención y control en materia de incendios como así también la mantención de equipos y de los mismos sistemas contra incendios.
Debido a las distintas clases y tipos de fuego el estar preparado para su control dependerá exclusivamente de la capacitación sobre todo en la empresa.

Es en las situaciones de alto riesgo cuando se podrá determinar si la capacitación fue la correcta, como también si los equipos son los necesarios.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- Petroproducción acorde con su política de una extracción, explotación y transporte de petróleo ambientalmente amigable incluye en sus proyectos la realización de un Plan de Contingencias que prevea y controle los eventos y circunstancias que generen un riesgo para el medio ambiente, las personas y las instalaciones petroleras. Este Plan debe ser actualizado cada dos años.
- El Área Auca se encuentra ubicado dentro de la zona climática “Extremadamente Húmeda” con una serie de riachuelos que atraviesan toda el Área en donde su caudal depende principalmente del régimen de lluvias de la zona que presenta dos máximos y dos mínimos durante el año.
- De acuerdo al estudio realizado sobre la calidad del agua, no se encontraron residuos de agentes contaminantes por lo que se considera apta para el consumo humano.
- La causa principal de derrame en las tuberías y en los cabezales del pozo es la corrosión; lo que da cuenta de la antigüedad de las instalaciones que datan del año 1972. Otra causa de derrame, que se ha venido incrementando con los años, es el sabotaje a las líneas de flujo por parte de los habitantes del área, provocados muchas veces con la intención de cobrar algún tipo de indemnización por la contaminación de sus tierras o para que se contrate su mano de obra en labores de limpieza y remediación.
- Los Puntos de Control son lugares estratégicamente ubicados en donde por facilidad de acceso y topografía del terreno resulta más factible y rápido controlar y contener un derrame que pueda producirse en una línea de flujo o en el cabezal del pozo. La rápida contención del derrame evitará que se tengan consecuencias que puedan resultar en un desastre ambiental.

- El principal riesgo de una contingencia por derrame, explosión y/o incendio en las instalaciones hidrocarburíferas de las Estaciones Auca Central y Auca Sur se debe a la corrosión o falta de mantenimiento de los equipos; principalmente en los Tanques de Almacenamiento y Separadores de Producción y Prueba.
- Los programas para el Control de Derrames proporcionan un documento que sirve de guía ante una contingencia por derrame, incendio y/o explosión y brinda los lineamientos, acciones y procedimientos a seguir para de esta manera optimizar el tiempo, los insumos y el personal del área.
- Los niveles de acción ante una contingencia dependen de la magnitud del riesgo, pudiendo involucrar desde los niveles inferiores si la contingencia es de riesgo bajo; hasta los más altos dentro del organigrama operacional de Petroproducción si la contingencia es considerada un desastre.
- El material logístico para enfrentar de manera rápida y eficaz una contingencia en el Área Auca resulta insuficiente; por lo que, este Proyecto de Titulación hace una descripción del equipo existente en las bodegas de la Unidad de Protección Ambiental y el requerido por esta Unidad, así como de los costos para su adquisición, cuyo monto es de $429250.
- El Departamento de Protección Ambiental del Área Auca trabaja para controlar, contener y remediar un derrame de la mejor manera posible; para ello es necesario la colaboración de las autoridades de Petroproducción, Petroecuador y el Gobierno Nacional.

RECOMENDACIONES

- La eficiente contención y control de los derrames se logra con el conocimiento adecuado de las técnicas a emplearse, por lo que es recomendable capacitar a los miembros de las cuadrillas de Protección Ambiental en el uso adecuado de las barreras de contención y en técnicas de remediación de derrames.
- Para un oportuno y mejor control de los derrames, toda la Unidad de Protección Ambiental debería estar en permanente contacto con los miembros de las cuadrillas, por lo se recomienda la adquisición de equipos de comunicación y una línea interna de comunicación exclusiva para este propósito.
- Se recomienda poner mayor énfasis en lograr acuerdos con las comunidades o a su vez invertir en programas sociales con el fin de concienciar a las personas sobre el peligro de manipular las líneas de flujo por personal no capacitado.
- Este Proyecto de Titulación recomienda la ubicación de tres nuevos Puntos de Control y la Reubicación de un Punto de Control existente de acuerdo a las nuevas necesidades y nuevo pozos productivos del Área.
- Continuar con charlas permanentes sobre las acciones a tomar en caso de una contingencia por derrame, incendio y/o explosión en las Estaciones de Producción o en las Plataformas de los pozos, ya que por la naturaleza misma de la actividad hidrocarburífera nadie está exento de alguna vez verse involucrado en una contingencia , y en general todos los trabajadores deberían estar en capacidad de reaccionar de la mejor manera posible, evitando pérdidas humanas, materiales y un mayor daño al medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

- **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS,** "Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador", 2000

- **PETROECUADOR,** "Compendio de Normas de Seguridad Industrial", Quito 2000

- **PETROPRODUCCIÓN – EGINSECO,** "Plan de Manejo Ambiental Campo Auca", Marzo 2004

- **ECUAMBIENTE CONSULTING GROUP,** Estudio de Impacto Ambiental Programa Sísmico 3D Proyecto Auca", Abril 2002

- **DIRECCIÓN DE AVIACIÓN CIVIL,** Departamento de Hidrología, "Datos de Parámetros Climatológicos", Quito 2007

- **INAMHI,** "Datos de Parámetros Climatológicos", Quito 2007

- **INEC,** "Datos de Población y Situación Social de los Habitantes de la Provincia de Orellana", INFOPLAN, Versión Octubre del 2004, Quito 2007

- **INEC,** "Sistema Integrado de Indicadores Sociales del Ecuador (SIISE)", Versión 4.5, Quito 2007

- **DÍAZ CARRERA MARTHA VERÓNICA,** "Actualización del Plan de Contingencias para las Actividades Hidrocarburíferas en el Campo Lago Agrio", Proyecto de Tesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2005

- **AUDITORÍA INTERNA,** "Diagnóstico Ambiental del Campo Auca", Abril 2001

- **PLANISOC CIA. LTDA.,** “Plan de Contingencias del Campo Auca”, Enero 2001

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Plan de Contingencias del Campo Shushufindi”, Quito 2001

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Diagnóstico Ambiental del Área Sacha”, Quito 2001

- **PÁGINA WEB :** www.monografías.com, “Derrames Petroleros en el Agua”

- **PÁGINA WEB :** www.monografías.com, “Biorremediación de Suelos Impactados por Hidrocarburos”

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Datos de Producción”, Departamento de Producción Área Auca, Distrito Amazónico, 2007

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Datos de Producción”, Departamento de Ingeniería en Petróleos Área Auca, Distrito Amazónico, 2007

- **PETROPRODUCCIÓN,** Departamento de Protección Ambiental del Área Auca, Distrito Amazónico, 2007

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Mapa Vial del Campo Auca” Departamento de Ingeniería Civil del Área Auca, Distrito Amazónico, 2007

- **PETROPRODUCCIÓN,** “Datos de Reinyección de Agua”, Departamento de Yacimientos, Quito 2007

ANEXOS

Anexo A1. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DEL RECURSOS HIDRICOS						VAL. V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	1								
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	1								
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	3								
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	2								
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	2								
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	2								
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	1								
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	2								
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	3	4	1	**4**	***3***
ESTACION DE OLEODUCTO	Tanque de Oleoducto	Tanque, válvulas, cubeto e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***
	Bombas de Oleoducto	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de oleuducto secundario	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***
SISTEMA DE BOMBEO ELETRICO	Bombeo eléctrico	Transformador, generador, línea de alta tensión	1								
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A2. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VUL. DEL RECURSO HIDRICO						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
PLATAFORMAS Y POZOS	Plataforma	Plataforma	1								
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	1	1	***1***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	4	4	2	4	***2***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de oleuducto	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	X	4	3	2	4	***4***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A3. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para Piscinas en Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VUL. DEL RECURSO HIDRICO						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	X	1	1	1	1	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	X	1	1	1	1	***1***
PISCINA RECOLECTORA (AUCA 26)	Piscina	Drenaje	**4**	X	X	X	4	4	2	4	***4***
	Cuello de ganzo	Válvula	**4**	X	X	X	4	4	2	4	***4***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
Q = CAUDAL
C = GRADO DE CONTAMINACIÓN
P = PENDIENTE DEL CAUCE
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A4. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DEL RECURSOS HIDRICOS						VAL. V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	1								
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	1								
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	3								
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	2								
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	2								
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	2								
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	**4**	***2***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	1								
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	2								
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	3	4	1	**4**	***3***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***
SISTEMA DE REINYECCION (Pozo Auca 17)	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	3	4	1	4	***2***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.Anexo

Anexo A5. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VUL. DEL RECURSO HIDRICO						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
PLATAFORMAS Y POZOS	Plataforma	Plataforma	1								
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	1	1	***1***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	4	4	2	4	***2***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	4	3	2	4	***2***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	X	4	3	2	4	***4***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A6. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Recurso Hídrico para Piscinas en Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VUL. DEL RECURSO HIDRICO						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				Q	C	P	Q	C	P		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	X	1	1	1	1	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	X	1	1	1	1	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
Q = CAUDAL
C = GRADO DE CONTAMINACIÓN
P = PENDIENTE DEL CAUCE
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A7. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	**2**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	**2**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	1	1	3	**3**	***3***
ESTACION DE OLEODUCTO	Tanque de Oleoducto	Tanque, válvulas, cubeto e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Bombas de Oleoducto	Válvulas, bomba e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
	Línea de transferencia	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
SISTEMA DE BOMBEO ELETRICO	Bombeo eléctrico	Transformador, generador, línea de alta tensión	1								
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A8. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
PLATAFORMAS Y POZOS	Plataforma	Plataforma	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***1***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de oleuducto	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	2	2	1	**2**	***1***
	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	2	2	1	**2**	***1***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	2	2	1	**2**	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	2	2	1	**2**	***1***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	X	2	2	1	**2**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A9. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para Piscinas en Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
PISCINA RECOLECTORA (AUCA 26)	Piscina	Drenaje	**4**	X	X	X	1	1	3	**3**	***3***
	Cuello de ganzo	Válvula	**4**	X	X	X	1	1	3	**3**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
ZG = ZONA GEOMORFOLÓGICA
P = PENDIENTE
S = SUELO
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A10. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	**2**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	1	1	3	**3**	***2***
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	**2**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	1	1	3	**3**	***3***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***2***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A11. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
PLATAFORMAS Y POZOS	Plataforma	Plataforma	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	1	1	2	**2**	***1***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	2	2	1	**2**	***1***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	X	2	2	1	**2**	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	2	2	1	**2**	***1***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	X	2	2	1	**2**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A12. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Geomorfología y Suelos para Piscinas en Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. GEOMORFOLOGICA - SUELOS						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				ZG	P	S	ZG	P	S		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
ZG = ZONA GEOMORFOLÓGICA
P = PENDIENTE
S = SUELO
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A13. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna en la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	1								
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	1								
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	3								
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	2								
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	2								
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	2								
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	1								
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	2								
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
ESTACION DE OLEODUCTO	Tanque de Oleoducto	Tanque, válvulas, cubeto e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Bombas de Oleoducto	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de transferencia	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE BOMBEO ELETRICO	Bombeo eléctrico	Transformador, generador, línea de alta tensión	1								
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A14. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
PLATAFORMA Y POZO	Plataforma	Plataforma	1								
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	2	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	4	4	4	**4**	***2***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de oleuducto	Válvulas, líneas e interconexiones	***1***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	***1***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	***2***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	***1***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	***4***	X	X	X	4	4	4	***4***	***4***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A15. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna para Piscinas en Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	*CAL. R.*
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
PISCINA RECOLECTORA (AUCA 26)	Piscina	Drenaje	**4**	X	X	X	4	4	4	**4**	***3***
	Cuello de ganzo	Válvula	**4**	X	X	X	4	4	4	**4**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
USFF = USO DEL SUELO, FLORA Y FAUNA
EA = EXTENSIÓN DE LA AFECTACIÓN
FF = FLORA Y FAUNA
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A16. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna en la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	1								
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	1								
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	3								
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	2								
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	2								
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	2								
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Bombas de transferenicia	Válvulas, bomba e interconexiones	1								
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	1								
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	1								
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	2								
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	X	1	1	1	**1**	***2***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	1								
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	1								
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	X	1	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A17. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna para Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
PLATAFORMA Y POZO	Plataforma	Plataforma	1								
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	X	1	1	2	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	X	4	4	4	**4**	***2***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	1								
DUCTOS	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	***1***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	***2***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	***1***	X	X	X	4	4	4	***4***	***2***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	***4***	X	X	X	4	4	4	***4***	***4***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A18. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo de la Flora y Fauna para Piscinas en Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	V. DE FLORA Y FAUNA						V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION			CALIFICACION				
				USFF	EA	FF	USFF	EA	FF		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	1	X	X	X	1	1	1	1	*1*
	Cuello de ganzo	Válvula	1	X	X	X	1	1	1	1	*1*

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
USFF = USO DEL SUELO, FLORA Y FAUNA
EA = EXTENSIÓN DE LA AFECTACIÓN
FF = FLORA Y FAUNA
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A19. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; en la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				CP	GP	CP	GP		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**3**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	1	1	**1**	***1***
ESTACION DE OLEODUCTO	Tanque de Oleoducto	Tanque, válvulas, cubeto e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Bombas de Oleoducto	Válvulas, bomba e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de transferencia	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE BOMBEO ELETRICO	Bombeo eléctrico	Transformador, generador, línea de alta tensión	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A20. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; en Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				CP	GP	CP	GP		
PLATAFORMA Y POZO	Plataforma	Plataforma	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
DUCTOS	Línea de oleuducto	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	1	1	**1**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A21. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; para Piscinas en Auca Central.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				CP	GP	CP	GP		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
PISCINA RECOLECTORA (AUCA 26)	Piscina	Drenaje	**4**	X	X	1	2	**2**	***3***
	Cuello de ganzo	Válvula	**4**	X	X	1	2	**2**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
D.P. = DIVISIÓN POLÍTICA
G.P. = GRADO DE PREPARACIÓN
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

Anexo A22. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; en la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				DP	GP	DP	GP		
ESTACION DE PRODUCCION	Manifold	Válvulas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Inyección de Químicos	Válvulas, fugas de tanque o bombas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Separadores de prueba	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**3**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Separadores de producción	Válvulas de descarga, válvulas de alivio, fugas de separador.	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Bota de gas	Bota, válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Mechero y piscina de quemado	Fugas en los mecheros	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Tanque de lavado	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Tanque de reposo o surgencia	Tanque, válvulas, línea de venteo, cubeto	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Bombas de transferencia	Válvulas, bomba e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de transferencia de petróleo	Válvulas , línea e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Compresores	Válvulas, compresores e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Tanques de combustibles	Válvulas, tanques, bombas	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Sumidero de la estación	Válvula, línea e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Piscina API - sumidero	Válvulas, línea e interconexiones	**3**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	Tanque de agua	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Tanque de espuma	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Manifold	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cañones	Válvula, lineas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
SISTEMA DE REINYECCION	Bombeo	Bombas, válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

Anexo A23. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; en Plataformas, Pozos y Ductos de la Estación de Producción Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				DP	GP	DP	GP		
PLATAFORMA Y POZO	Plataforma	Plataforma	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cabezal	Toma muestras, válvulas y manómetros	**3**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Instalaciones de bombeo hidráulico	Válvula, lineas, interconexiones y VRF	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Instalaciones de bombeo electro sumergible	Transformador, regulador, controladores y panel de control	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
DUCTOS	Línea de transferencia	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de agua Formación	Válvulas, líneas e interconexiones	**2**	X	X	1	1	**1**	***2***
	Línea de fluido motriz	Válvulas, líneas e interconexiones	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Línea de flujo	Válvulas, líneas e interconexiones	**4**	X	X	1	1	**1**	***3***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

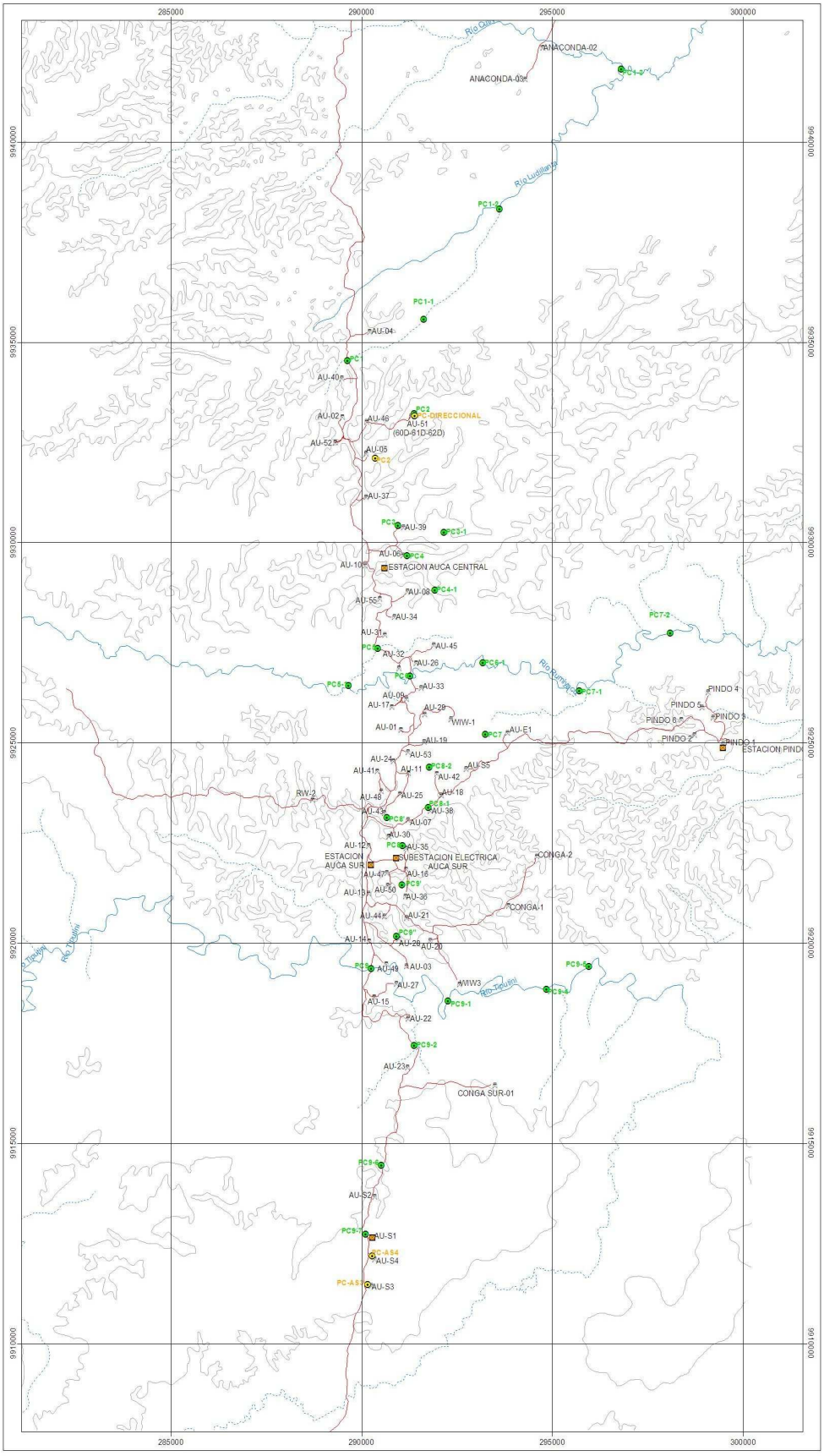
Anexo A24. Análisis de Amenaza, Vulnerabilidad y Riesgo del Medio Antrópico – Sociedad Civil; para Piscinas en Auca Sur.

LOCACION	FACILIDADES DE OPERACIONES DE SUPERFICIE	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS	CAL. A. DE LA IND. PETRO. AL ENTORNO	VULNERABILIDAD SOCIAL				V.	CAL. R.
				IDENTIFICACION		CALIFICACION			
				DP	GP	DP	GP		
PISCINA DE LOS POZOS	Piscina	Drenaje	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***
	Cuello de ganzo	Válvula	**1**	X	X	1	1	**1**	***1***

FUENTE: Planisoc Cia. Ltda.

NOMENCLATURA
D.P. = DIVISIÓN POLÍTICA
G.P. = GRADO DE PREPARACIÓN
V. = VULNERABILIDAD
A. = AMENAZA
R. = RIESGO
CAL. R. = CALIFICACIÓN DEL RIESGO
VAL. V. = VALOR DE LA VULNERABILIDAD

MAPA DE PUNTOS DE CONTROL



SIMBOLOGIA

- Red vial
- Curvas índice

Red hidrográfica

- Río perenne
- Quebrada

LEYENDA TEMATICA

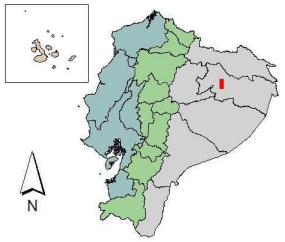
Facilidades

- Estación
- Pozo

Puntos de control

- Existente
- Sugerido

MAPA DE UBICACION EN EL ECUADOR



Escala: 1:75000

Proyección UTM PSAD56 - ZONA 18

FUENTE:
BASE CARTOGRAFICA IGM (1:50000), PETROPRODUCCION, TRABAJO DE CAMPO

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

PROYECTO:
ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIAS PARA LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS EN EL ÁREA AUCA

CONTIENE:
MAPA DE PUNTOS DE CONTROL

SUPERVISADO Y REVISADO:	REALIZADO:
ING. JHONNY ZAMBRANO	BAYRON DANIEL ASTUDILLO ORELLANA
FECHA: JULIO 2007	ESCALA: 1:75000

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANSI	:	American National Standard Institute.
API	:	American Petroleum Institute.
ASME	:	American Society of Mechanical Engineers.
ASTM	:	American Society for Testing and Materials.
DNH	:	Dirección Nacional de Hidrocarburos.
EIA	:	Estudio de Impacto Ambiental
EIAP	:	Estudio de Impacto Ambiental Preliminar
GLP	:	Gas Licuado de Petróleo.
GNL	:	Gas Natural Licuado.
H_2S	:	Acido Sulfhídrico, gas tóxico.
CO_2	:	Anhídrido Carbónico.
ISO	:	International Organization for Standardization.
MEM	:	Ministerio de Energía y Minas.
PAMA	:	Programas de Adecuación y Manejo Ambiental
PMA	:	Plan de Manejo Ambiental.
SPA	:	Subsecretaría de Protección Ambiental.
UPA	:	Unidad de Protección Ambiental.
PAM	:	Protección Ambiental.