



ELABORACIÓN DEL PLAN DE PERFORACIÓN DEL POZO CANAGUAY 1.

LUIS JAIME ROMERO ARIAS

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

2009



ELABORACIÓN DEL PLAN DE PERFORACIÓN DEL POZO CANAGUAY 1

LUIS JAIME ROMERO ARIAS

Trabajo de Grado como requisito para optar por el título como Ingeniero de
Petróleos

Tutor:

FERNANDO CALVETE

Msc. Ingeniero de Petróleos

Escuela de Ingeniería de Petróleos- UIS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2009

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero William Blackburn y a la empresa CleanEnergy Resources S.A. por darme la oportunidad de realizar este trabajo, por su predisposición permanente e incondicional en aclarar mis dudas y por sus substanciales sugerencias durante el desarrollo del mismo.

Al Ingeniero Jules Díaz Barrera por su valiosa contribución y apoyo para la realización de este proyecto.

A mi hermana María Alejandra Romero Arias, por su gran apoyo y diligencia a lo largo de este proyecto.

A la señorita Julia María Hernández Mancipe por siempre estar a mi lado apoyándome y aportando su potencial a la redacción de este proyecto.

DEDICATORIA

A Dios y a mi hermosa Madre María Elena Arias Duran!

Luis Jaime Romero Arias

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. CLEANENERGY RESOURCES S.A.	3
1.1. INFRAESTRUCTURA PETROLERA DE CLEANENERGY RESOURCES S.A.	3
1.1.1. CAMPO TOCA (POZO TOCA 1).....	3
1.1.1.1. Localización.....	3
1.1.1.2. Prognosis.	5
1.1.1.3. Perforación.....	6
1.1.1.4. Estado actual.....	6
1.1.1.5. Actividades realizadas en el pozo toca 1.	8
1.1.1.6. Estado mecánico.....	9
1.1.2. QUEBRADA ROJA (QUEBRADA ROJA 1).....	10
1.1.2.1. Localización.....	10
1.1.2.2. Prognosis.	11
1.1.2.3. Perforación.....	12
1.1.2.4. Estado actual.....	13
1.1.2.5. Operaciones realizadas en el pozo quebrada roja 1.	14
1.1.2.6. Estado mecánico.....	15
1.1.3. CAMPO CANAGUARO	16
1.1.3.1. POZO TEQUES 1	16
1.1.3.1.1. Localización.....	16
1.1.3.1.2. Prognosis.	17
1.1.3.1.3. Perforación.	18
1.1.3.1.4. Estado mecánico.....	19
1.1.3.2. POZO FORTALEZA 1A.....	20

1.1.3.2.1.	Localización.....	20
1.1.3.2.2.	Prognosis.	21
1.1.3.2.3.	Perforación.	22
1.1.3.2.4.	Estado actual de los pozos Teques 1 y Fortaleza 1A/B. ..	23
1.1.3.2.5.	Operaciones realizadas en los pozos Teques 1 y Fortaleza 1 A/B. 23	
1.1.3.2.6.	Estado mecánico.....	24
1.1.4.	NUEVOS PROYECTOS.....	25
1.1.4.1.	FLAMENCO 1.	25
1.1.4.1.1.	Localización.....	25
1.1.4.1.2.	Prognosis.	26
1.1.4.1.3.	Perforación.	26
1.1.4.1.4.	Estado actual.....	27
1.1.4.1.5.	Estado mecánico.....	28
1.1.4.2.	CANAGUAY 1.	29
1.1.4.2.1.	Localización.....	29
1.1.4.2.2.	Prognosis.	33
1.1.4.2.3.	Perforación.	33
1.1.4.2.4.	Estado actual.....	34
1.1.4.2.5.	Estado mecánico.....	35
2.	ESTUDIOS PREVIOS A LA PERFORACIÓN DEL POZO CANAGUAY 1.	
	36	
2.1.	GESTIÓN AMBIENTAL	36
2.1.1.	Descripción para la elaboración de una perforación.....	36
2.1.1.1.	Marco de referencia de la gestión ambiental.....	38
2.1.1.2.	Planificación ambiental del proyecto	40
2.1.1.3.	Descripción de la actividad.....	43
2.1.1.4.	Manejo ambiental del proyecto.....	46
2.1.1.4.1.	Fase preoperativa.....	47
2.1.1.4.2.	Construcción.	48

2.1.1.4.3. Recuperación.....	50
2.1.2. RECURSOS NATURALES DEL BLOQUE CANAGUARO.....	53
2.1.2.1. Características climatológicas.....	53
2.1.2.1.1. Precipitación.....	54
2.1.2.1.2. Temperatura.....	55
2.1.2.1.3. Humedad relativa.....	55
2.1.2.1.4. Evaporación.....	55
2.1.2.2. Hidrología.....	56
2.1.2.2.1. Subcuenca del rio Tua.....	57
2.1.2.3. Aspectos bióticos.....	58
2.1.2.3.1. Flora.....	58
2.1.2.3.2. Fauna.....	60
2.1.2.4. Manejo ambiental de residuos.....	62
2.2. GEOLOGÍA.....	64
2.2.1. GEOLOGÍA GENERAL.....	64
2.2.1.1. Geología petrolera de la cuenca.....	67
2.2.2. GEOLOGÍA REGIONAL.....	70
2.2.2.1. Descripción Municipal.....	70
2.2.2.1.1. Estratigrafía.....	71
2.2.3. GEOLOGÍA DEL ÁREA.....	76
2.2.3.1. Estilo estructural interpretado para el área.....	78
2.3. POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET).....	84
2.3.1. FORTALEZA 1A/B.....	84
2.3.1.1. Perforación y revestimiento de huecos, conductor y de 20”.....	84
2.3.1.2. Perforación y revestimiento de hueco de 13 3/8”.....	85
2.3.1.3. Perforación y revestimiento de hueco de 9 5/8”.....	87
2.3.1.4. Perforación y revestimiento de hueco de 7”.....	88
2.3.2. POZO DIRECCIONAL FORTALEZA 1B (<i>SIDE TRACK</i>).....	89

2.3.3.	TEQUES 1.....	90
2.3.3.1.	Perforación y revestimiento de hueco conductor de 30”.....	90
2.3.3.2.	Perforación y revestimiento de hueco de 20”.....	91
2.3.3.3.	Perforación y revestimiento de hueco de 13 3/8”.....	92
2.3.3.4.	Perforación y revestimiento de hueco de 9 5/8”.....	93
2.3.3.5.	Perforación y revestimiento de hueco de 7”.....	94
3.	PLAN DE PERFORACIÓN CANAGUAY 1.....	95
3.1.	SERVICIOS OPERACIONALES DE UNA PERFORACIÓN.....	95
3.2.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SERVICIOS PARA UNA PERFORACIÓN.....	99
3.2.1.	BROCAS.....	99
3.2.1.1.	Brocas triconicas.....	99
3.2.1.2.	BROCAS DE ARREGLO DE CORTADORES.....	104
3.2.2.	TALADRO.....	106
3.2.2.1.	Sistema de Levantamiento.....	106
3.2.2.2.	Sistema de Circulación.....	108
3.2.2.3.	Sistema Rotatorio.....	110
3.2.3.	SARTA DE PERFORACIÓN.....	111
3.2.4.	CABEZAL (BLOW OUT PREVENTOR-B.O.P.).....	115
3.2.5.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	119
3.2.5.1.	Balancear la presión de Formación.....	120
3.2.5.2.	Limpieza del Pozo.....	121
3.2.5.3.	Limpieza Bajo la Broca.....	121
3.2.5.4.	Enfriar y Lubricar la Broca y la Sarta de Perforación.....	122
3.2.5.5.	Sellar Formaciones Permeables.....	122
3.2.5.6.	Estabilizar el pozo.....	123

3.2.6.	REVESTIMIENTOS.....	123
3.2.6.1.	Revestimiento conductor.....	124
3.2.6.2.	Revestimiento de Superficie.....	124
3.2.6.3.	Revestimiento Intermedio.....	125
3.2.6.4.	Revestimiento de Producción.....	125
3.2.6.5.	Liner.	126
3.2.7.	CEMENTACIÓN.....	127
3.2.7.1.	Cementación primaria.	128
3.2.7.2.	Cementación secundaria.....	129
3.2.7.3.	Aditivos al cemento.	130
3.2.8.	REGISTRO DEL LODO (MUD LOGGING)	131
3.2.9.	CONTROL DE SÓLIDOS.....	133
3.2.10.	REGISTROS ELÉCTRICOS	135
3.2.10.1.	Registros resistivos.	137
3.2.10.2.	Registros de porosidad.	137
3.2.10.3.	Registros acústicos.	137
3.2.11.	CAÑONEO	138
3.2.11.1.	Densidad del disparo.....	139
3.2.11.2.	Angulo fase.	139
3.2.11.3.	Profundidad de penetración.	140
3.2.11.4.	Diámetro de penetración.....	140
3.2.12.	PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING).....	140
3.3.	DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS PARA EL POZO CANAGUAY 1	
	144	
3.3.1.	BROCAS	144
3.3.1.1.	Sección de 17 ½”.....	144

3.3.1.2.	Sección de 12 ¼"	145
3.3.1.3.	Sección de 8 ½"	146
3.3.2.	SARTA DE PERFORACIÓN (BHA)	148
3.3.2.1.	Perforación hueco de 17 ½"	149
3.3.2.2.	Perforación hueco de 12 ¼"	151
3.3.2.3.	Perforación hueco de 8 ½"	153
3.3.3.	TALADRO	154
3.3.4.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	155
3.3.5.	CABEZAL	158
3.3.6.	REVESTIMIENTOS	160
3.3.6.1.	Tipo de revestimiento, 13 3/8"	161
3.3.6.2.	Tipo de revestimiento, 9 5/8"	161
3.3.6.3.	Tipo de revestimiento, 7"	162
3.3.7.	CEMENTACIÓN	163
3.3.7.1.	Cementación revestimiento de 13 3/8"	163
3.3.7.2.	Cementación revestimiento de 9 5/8"	165
3.3.7.3.	Cementación Liner de 7"	167
3.3.8.	CONTROL DE SÓLIDOS	169
3.3.9.	REGISTRO DEL LODO	170
3.3.10.	REGISTROS ELÉCTRICOS	170
3.3.10.1.	Registros para la sección 8 1/2" Hueco Abierto.	170
3.3.10.2.	Registros para la sección 8 1/2" Hueco Revestido.	172
3.3.11.	CAÑONEO	172
3.3.12.	PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING)	173
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO	176
	CONCLUSIONES	180

RECOMENDACIONES.....	181
BIBLIOGRAFÍA	182
ANEXOS.....	183

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Mapa de Ubicación del Campo Toca	4
Figura 2 Grafico de Producción Promedio del Campo Toca.....	8
Figura 3 Estado Mecánico del Pozo Toca 1.	9
Figura 4 Mapa de Ubicación del Campo Quebrada Roja.....	10
Figura 5 Grafica de Producción Promedio Campo Quebrada Roja.	14
Figura 6 Estado Mecánico del Pozo Quebrada Roja 1.	15
Figura 7. Mapa de Ubicación del Campo Canaguaro.	16
Figura 8 Estado Mecánico del Pozo Teques 1.	19
Figura 9 Estado Mecánico del Pozo Fortaleza 1 A/B.....	24
Figura 10 Mapa de Ubicación del Pozo Flamenco 1.....	25
Figura 11 Estado Mecánico del Pozo Flamenco 1.....	28
Figura 12 Ubicación del Bloque Canaguaro.	29
Figura 13 Ubicación en el Departamento del Casanare.	30
Figura 14 Ubicación con respecto a Campos Petroleros de la Zona.	31
Figura 15 Oleoducto Central de los Llanos.....	32
Figura 16 Estado Mecánico del Pozo Canaguay 1.	35
Figura 2. 1 Requerimientos ante la Autoridad Ambiental. 39	
Figura 2. 2 Definición de Área de Interés.....	41
Figura 2. 3 Proceso de Planificación Ambiental.....	43
Figura 2. 4 Secuencia de Ejecución de la Actividad.	45
Figura 2. 5 Esquema de Actividades de Construcción.....	46
Figura 2. 6 Componentes del Plan de Restauración y Abandono.....	51
Figura 2. 7 Desmantelamiento de Instalaciones.	51
Figura 2. 8 Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales.	65
Figura 2. 9 Corte Esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales.	66
Figura 2. 10 Corte Esquemático del Bloque Canaguaro.....	66
Figura 2. 11 Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales. ...	69
Figura 2. 12 Mapa Geológico de la Región.....	74
Figura 2. 13 Columna Estratigráfica de la Región.....	75
Figura 2. 14 Sísmica 2D.	78

Figura 2. 15 Línea Sísmica 1.	79
Figura 2. 16 Línea Sísmica 2.	79
Figura 2. 17 Corte Transversal del Bloque Canaguaro.	80
Figura 2. 18 Interpretación 3D del Tope de la Formación C7.	81
Figura 2. 19 Tope de Carbonera 7, Bloque Canaguaro.	81
Figura 2. 20 Interpretación 3D del Tope de la Formación Mirador.	82
Figura 2. 21 Tope de Mirador, Bloque Canaguaro.	82
Figura 2. 22 Interpretación 3D del Tope de la Formación Areniscas Inferiores.	83
Figura 2. 23 Tope de Areniscas Inferiores, Bloque Canaguaro.	83
Figura 3. 1 Canales de Flujo de una Broca.	100
Figura 3. 2 Soporte del Cono de una Broca.	101
Figura 3. 3 Diagrama Offset de la Broca.	102
Figura 3. 4 Grafico de Brocas de Dientes para Moler.	103
Figura 3. 5 Grafico de Broca con Insertos.	103
Figura 3. 6 Grafico de Broca de Arrastre.	104
Figura 3. 7 Grafico de Brocas de Diamante.	105
Figura 3. 8 Esquema del Sistema de Levantamiento.	107
Figura 3. 9 Esquema del Sistema de Circulación.	109
Figura 3. 10 Esquema del sistema de Rotación.	111
Figura 3. 11 Grafico de Sarta Doblada en Compresión.	113
Figura 3. 12 Grafico de tipo de Estabilizadores.	114
Figura 3. 13 Esquema del Preventor Anular.	116
Figura 3. 14 Esquema preventora de ariete de tubería.	117
Figura 3. 15 Esquema de Preventora de Ariete Ciego.	118
Figura 3. 16 Distribución de los Sensores en la Operación.	133
Figura 3. 17 Esquema del Control de Sólidos.	135
Figura 3. 18 Angulo fase del Cañoneo.	139
Figura 3. 19 Esquema del separador de Fluidos.	142
Figura 3. 20 Broca Triconica Sección 17 ½”	145
Figura 3. 21 Broca PDC Sección 12 ¼”	146
Figura 3. 22 Broca PDC Sección 8 ½”	147
Figura 3. 23 Esquema de distribución de las brocas para Canaguay 1.	148

Figura 3. 24 Distribución del lodo en el pozo.	158
Figura 3. 25 Esquema del cabezal de Canaguay 1.	159
Figura 3. 26 Esquema de la prueba del pozo Canaguay 1.	174

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Prognosis del Pozo Toca 1.	5
Tabla 1.2 Producción del Campo Toca año 2008.	7
Tabla 1.3 Prognosis del Pozo Quebrada Roja 1.	12
Tabla 1.4 Producción del Campo Quebrada Roja año 2008.	13
Tabla 1.5 Prognosis del Pozo Teques 1.	17
Tabla 1.6 Prognosis del Pozo Fortaleza 1A/B.	21
Tabla 1.7 Prognosis Pozo Flamenco 1.	26
Tabla 1.8 Coordenadas del Boque Canaguaro.	31
Tabla 1.9 Prognosis Pozo Canaguay 1.	33
Tabla 2. 1 Principios Generales de la Política Ambiental Colombiana.	37
Tabla 2. 2 Manejo de Residuos.	63
Tabla 3. 1 Rango del Revestimiento.	126
Tabla 3. 2 Grado del Revestimiento.	127
Tabla 3. 3 Sensores del Registro del Lodo.	132
Tabla 3. 4 Descripción del BHA para la Sección de 17 ½".	149
Tabla 3. 5 Características del BHA para la sección de 17 ½".	150
Tabla 3. 6 Descripción del BHA para la Sección de 12 ¼".	151
Tabla 3. 7 Características del BHA para la sección de 12 ¼".	152
Tabla 3. 8 Descripción del BHA para la Sección de 8 ½".	153
Tabla 3. 9 Características del BHA para la sección de 8 ½".	154
Tabla 3. 10 Distribución de los Taladros.	155
Tabla 3. 11 Características del lodo según la sección.	157
Tabla 3. 12 Características del revestimiento de 13 3/8".	161
Tabla 3. 13 Características del revestimiento de 9 5/8".	162
Tabla 3. 14 Características del revestimiento de 7".	163
Tabla 3. 15 Características del Cemento para la sección de 17 ½".	165
Tabla 3. 16 Características del Cemento para la sección de 12 ¼".	167
Tabla 3. 17 Características del Cemento para la sección de 8 ½".	168
Tabla 3. 18 AFE del pozo Canaguay 1.	178

LISTA DE ANEXOS

Anexo. A	184
Anexo. B	185
Anexo. C	186

RESUMEN

TITULO: ELABORACIÓN DEL PLAN DE PERFORACIÓN DEL POZO CANAGUAY 1*.

AUTOR: LUIS JAIME ROMERO ARIAS*

PALABRAS CLAVE: Perforación, Bloque Canaguaro, Gestión Ambiental, Estudio Geológico, Servicios Operacionales, Análisis Económico.

DESCRIPCIÓN:

El contenido de este trabajo tiene como objetivo elaborar el plan de perforación del pozo Canaguay 1 ubicado en el bloque Canaguaro. La empresa CleanEnergy Resources S.A. ha venido realizando operaciones para la perforación de este pozo desde el año 2007, basándose en estudios, los cuales se deben llevar a cabo, para cumplir a cabalidad con los requerimientos de las leyes colombianas, esto incluye el estudio ambiental, por medio del cual se determinan las aéreas de impacto del proyecto y como se piensan compensar los posibles daños al medio ambiente. Estudios geológicos, que se llevan a cabo en el área otorgada para realizar la perforación, con el fin de determinar la zona prospecto para perforar y producir hidrocarburos. Estudios operacionales, para determinar cuáles serán los servicios que se necesitaran, para llevar a cabo la perforación. Finalmente, evaluar cómo se llevaran a cabo los servicios operacionales, en el momento de la perforación, en el caso específico del pozo Canaguay 1.

En este documento se pueden encontrar datos teóricos y prácticos de cada una de las actividades previas, realizadas por parte de una compañía operadora, para la perforación de un pozo exploratorio. Se realizó un estudio económico del valor que representa perforar un pozo en la industria petrolera, el cual es altamente representativo, por lo tanto, el estudio de las fases previas a la perforación debe realizarse minuciosamente.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Tutor: Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: ELABORATION OF THE DRILLING PROGRAM OF THE CANAGUAY 1 WELL*.

AUTHOR: LUIS JAIME ROMERO ARIAS**.

KEYWORDS: Drilling, Canaguaro Block, Environmental Management, Geological Studies, Operational Services, Economical Analysis.

DESCRIPTION:

The content of this work aims to the development of the Drilling Program for Canaguay 1 well located in Block Canaguaro. The company CleanEnergy Resources S.A. has been conducting operations for the drilling of this well since 2007, based on surveys, which should be carried out, to fulfill the requirements of the Colombian laws, including, the environmental management, through which determine the impact areas of the project and how is intended to compensate the potential damage to the environment. Geological studies, which where carried out in the area provided for the drilling in order to determine the prospectus area to drill and produce hydrocarbons. Operational studies, to determine what the services are needed to carry out drilling. Finally, assess how they carry out operational services at the time of drilling in the specific case of the well Canaguay 1.

In this document you can find theoretical and practical information, of each of the previous activities undertaken by an operator company, for the drilling of an exploratory well. A study of the economic value that represents a well drilled in the oil industry, which is highly representative, therefore, the study of the previous phases to the drilling must be done meticulously.

* Degree Thesis.

** Physico - Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Tutor: Fernando Calvete.

INTRODUCCIÓN

Desde el inicio de las perforaciones petroleras, se han establecido por parte de los gobiernos de los países en donde se desea realizar la perforación, ciertas reglas, normas y compromisos han sido establecidas para poder llevar a cabo el proyecto de un nuevo pozo petrolero. En este estudio se hace referencia a la estructura de una de las compañías operadoras de Colombia, la empresa CleanEnergy Resources S.A., también a los servicios previos a la perforación de un pozo petrolero y a los servicios operacionales que se necesitan para la perforación del mismo, en particular el pozo Canaguay 1. Los servicios previos son aquellos que se cumplen con el fin de evaluar la zona a perforar y determinar la viabilidad del proyecto, nos referimos a los Estudios Geológicos, también dentro de estos servicios se encuentran aquellos que se deben cumplir de acuerdo a reglamentos gubernamentales, es decir la Gestión Ambiental (definición de la Línea Base Ambiental-LBA, Estudio de Impacto Ambiental-EIA y Plan de Manejo Ambiental-PMA). Adicionalmente los servicios operacionales a llevar a cabo durante la perforación, estos servicios son definidos de acuerdo a las características particulares de cada pozo, ya que todos los pozos petroleros son diferentes, por lo tanto los servicios y las propiedades del mismo también lo son. Dentro de los servicios a utilizar en la perforación tenemos: Brocas, Sarta de Perforación. Taladro, Fluidos de Perforación, Cabezal, Revestimientos, Cementación, Control de Sólidos, Registro del Lodo, Registros Eléctricos, Cañoneo y Pruebas de Pozo.

La característica principal para el estudio de estos servicios, se debe a que el pozo a perforar es un pozo Exploratorio, el cual posee características completamente diferentes a los pozos de desarrollo, ya que todas las operaciones geológicas y ambientales además de los servicios operacionales, se basan en una zona inexplorada, con una gran incertidumbre, al contrario de los pozos de desarrollo, los cuales se perforan con el fin de explotar la zona, no de determinar la presencia o no de hidrocarburos.

Para determinar qué servicios se van a utilizar, es indispensable tener en cuenta los recursos económicos que se van a invertir, ya que la perforación de un pozo petrolero representa un gasto muy elevado cerca de 10 millones de dólares o más, por lo tanto, la buena selección y funcionamiento de estos servicios representa un gran reto y responsabilidad para las compañías operadoras.

La investigación al rededor de estos servicios, se realizó por el interés de las compañías operadoras, debido a que el realizar grandes inversiones, implica tener la mayor seguridad posible sobre la calidad de los servicios a solicitar.

El interés académico dentro de este estudio se resalta, debido a que no se estudia una línea en particular de la industria petrolera, sino por el contrario, se logra tener detalle en todos y cada una de las líneas de la industria, lo cual conlleva a una mejor comprensión de las operaciones, y una mejor desenvolvura en el medio.

El método usado para realizar este estudio, se basó inicialmente en determinar cuáles son las necesidades básicas para la perforación de un pozo petrolero, partiendo de esto se adentró en un estudio más detallado a nivel teórico de cada una de estas necesidades, para finalmente aplicar todos estos fundamentos a un caso en particular, el pozo Canaguay 1.

1. CLEANENERGY RESOURCES S.A.

La empresa CleanEnergy Resources S.A. es una empresa operadora Colombiana que desarrolla sus actividades actualmente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se encuentran ubicados los campos Quebrada Roja y Toca, localizados en los bloques Demares y Playón Norte respectivamente. Adicionalmente, en la cuenca de los Llanos Orientales cuenta con el Campo Canaguaro contrato con la ANH y cuya Fase III de Exploración esta en ejecución. De otra parte, actúa como operador logístico de la empresa Omimex Oil & Gas Ltda, en el Bloque Tiburón, localizado en la Cuenca de la Guajira.

A continuación se realizará un análisis completo de cada uno de los pozos con los que cuenta la empresa CleanEnergy Resources S.A., para así tener un conocimiento global de cuáles son las características y cuál es el estado en el cual se encuentra actualmente cada uno de los pozos.

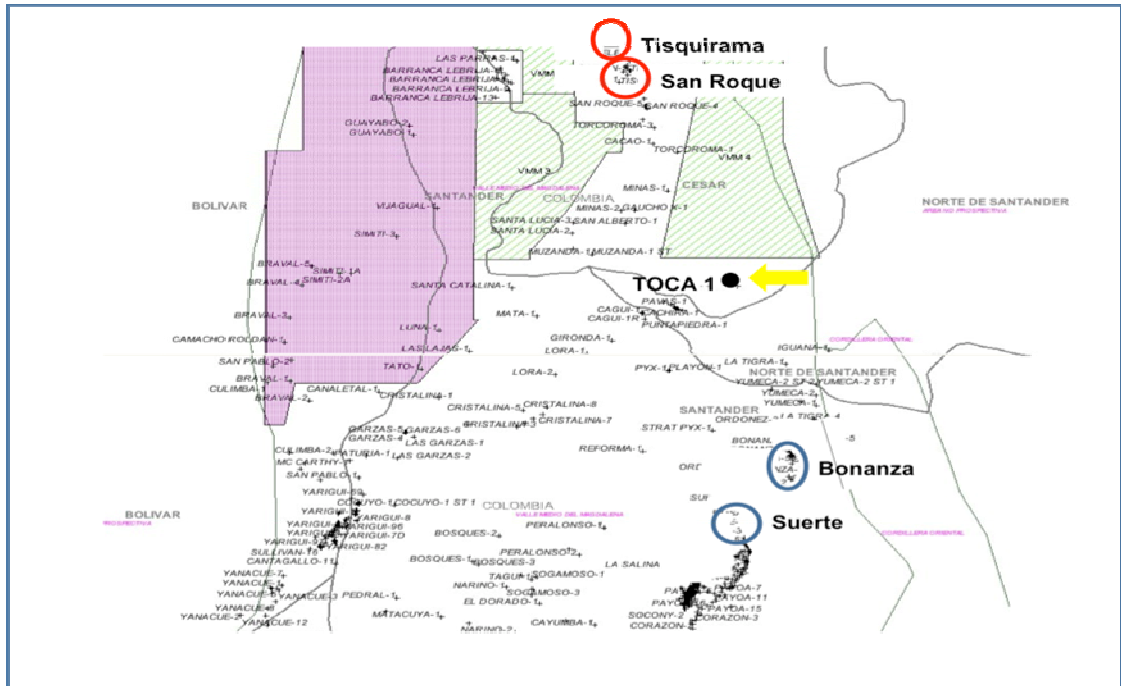
1.1. INFRAESTRUCTURA PETROLERA DE CLEANENERGY RESOURCES S.A.

1.1.1. CAMPO TOCA (POZO TOCA 1).

1.1.1.1. Localización.

El campo de Toca 1 se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el bloque Playón Norte, en cercanías del municipio de San Alberto (Cesar).

Figura 1 Mapa de Ubicación del Campo Toca



Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

El pozo Toca 1, se encuentra ubicado a unos 32Km al sureste de los Campos Tisquirama y San Roque y a unos 26Km al noroeste de los Campos de Bonanza y Suerte. El pozo Toca 1 es un pozo productor, su perforación se inicio el 29 de septiembre del 1959. La descripción de corazones mostró que los intervalos productores se encuentran a 13253-13293 y 13448-13468 pies de profundidad, litológicamente son arenas de grano medio a grueso con trazas de petróleo y fluorescencia sobre las fracturas, pertenecientes a la Formación La Paz.

1.1.1.2. Prognosis.

Tabla 1.1 Prognosis del Pozo Toca 1.

FORMACIÓN	TOPE-BASE
Grupo Real	0-5756
Colorado	5756-9218
Mugrosa	9218-12565
Esmeralda	12565-13000
La Paz	13000-13760

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

Los intervalos abiertos a producción están asociados a las formaciones Esmeralda y La Paz, estos intervalos se pueden ver de una mejor manera por medio del estado mecánico del pozo. Los resultados mostrados en este intervalo son los siguientes:

- El primero comprende entre 13155'-13218', el cual tiene una producción promedio de 50BOPD con una gravedad API de 21, el cual fluye por flujo natural a través del Revestimiento.
- El segundo intervalo abierto comprendido entre 13420'-13485' trabaja con una unidad de bombeo mecánico y tiene una producción promedio de 70BOPD con una gravedad API de 27.

El O.O.I.P. calculado para la Formaciones Esmeralda y La Paz, solo contempla las zonas abiertas, lo cual nos da 17,8MMBls, con un factor de recobro (FR) promedio de los campos maduros de la zona de 18% los cual expresado en barriles da 3,2MMBls.

1.1.1.3. Perforación.

El Completamiento del pozo se realizó de la siguiente manera: se perforó con broca de 17 ½” hasta una profundidad de 1.000 pies, se corrió Revestimiento de Superficie de 13 3/8” y se sentó a una profundidad máxima de 985 pies, se realizó trabajo de cementación del revestimiento de superficie, seguidamente a esto se perforó con broca de 12 1/2” hasta una profundidad 7180 pies, se corrió Revestimiento Intermedio de 9 5/8” y se sentó a una profundidad de 7165 pies, se realizo trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio, posteriormente se perforo con broca de 8 ½” hasta una profundidad de 13760 pies, se corrió Revestimiento de Producción de 5 1/2” y se sentó a una profundidad de 13749 pies y se realizo el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

1.1.1.4. Estado actual.

El pozo Toca 1 cuenta con una producción promedio 65 BOPD, esta producción se da por Flujo natural independientes tanto el anular como el tubing, en anular tenemos una producción de 10 BOPD con la válvula de salida chocada ¾ y las características del crudo son: 22.5 API @ 60, 7PSI de salida, 25% BS&W y 89 °F.

A través del tubing de 2 7/8” se producen 55 BOPD con un promedio de presión 250 psi y las características de ese crudo son: 31.6 API @60, 0.4% BS&W y 90°F. El sistema de producción es en flujo natural por el anular y bombeo mecánico a través del tubing con una bomba de referencia C640 D-305-120 de la empresa Shandong Kerui Petroleum Equipment Co., Ltd. Además contamos con una batería de producción que está compuesta por un (1) Gun Barrel de 510 Bbls capacidad nominal y dos tanques de fiscalización de 300 Bbls cada uno (Ver Fotos Anexas). El sistema de tratamiento químico se realiza utilizando un rompedor de emulsión (chemibreak 2611 tratamientos de aguas en crudo) y la dosificación es de 1 ½ gls por día según resultados de

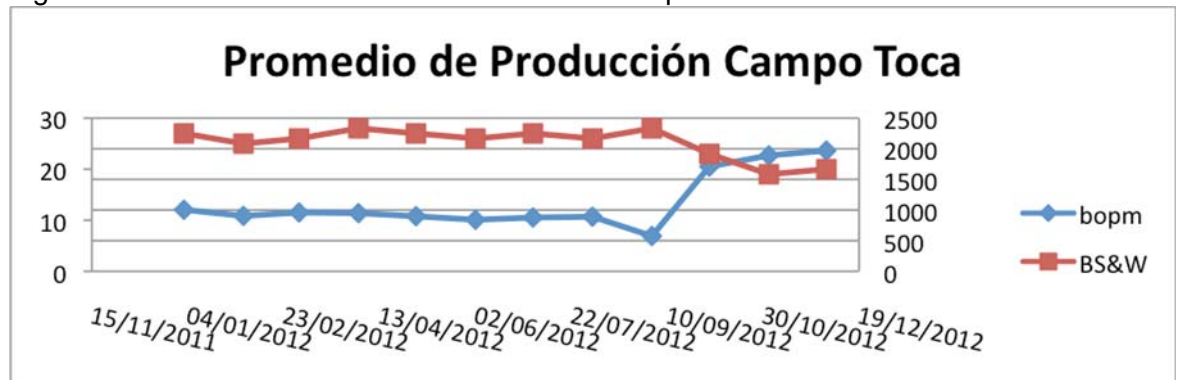
pruebas de campo. Esta química se inyecta mediante bombas de inyección química, en el punto de inyección localizado después de la válvula cheque de la cabeza de pozo sobre la línea de producción. La producción promedio del campo toca durante el año 2008 fue:

Tabla 1.2 Producción del Campo Toca año 2008.

CAMPO TOCA							
Fecha	bfpm	API @ 60°F	bopm @ 60°F	CHP (psi)	Temp (F)	BS&W (%)	Salinidad (ppm Cl-)
01/01/08	1374	22,50	1004	9,00	88,00	27,00	14650
01/02/08	1207	22,70	904	6,00	91,00	25,00	14650
01/03/08	1296	22,50	960	7,00	91,00	26,00	14600
01/04/08	1316	22,50	949	7,00	89,00	28,00	14650
01/05/08	1308	22,50	899	8,00	87,00	27,00	14600
01/06/08	1270	22,50	841	8,00	86,00	26,00	14650
01/07/08	1332	22,50	878	8,00	86,00	27,00	14600
01/08/08	1324	22,50	891	8,00	85,00	26,00	14650
01/09/08	844	22,50	576	7,00	86,00	28,00	14600
01/10/08	2196	22,90	1709	8,00	84,00	23,00	14650
01/11/08	2377	23,00	1891	7,00	83,00	19,00	14650
01/12/08	2466	23,00	1970	7,00	84,00	20,00	14650
PROMEDIO	1526	22,50	1123			25,17	14620

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2 Grafico de Producción Promedio del Campo Toca.



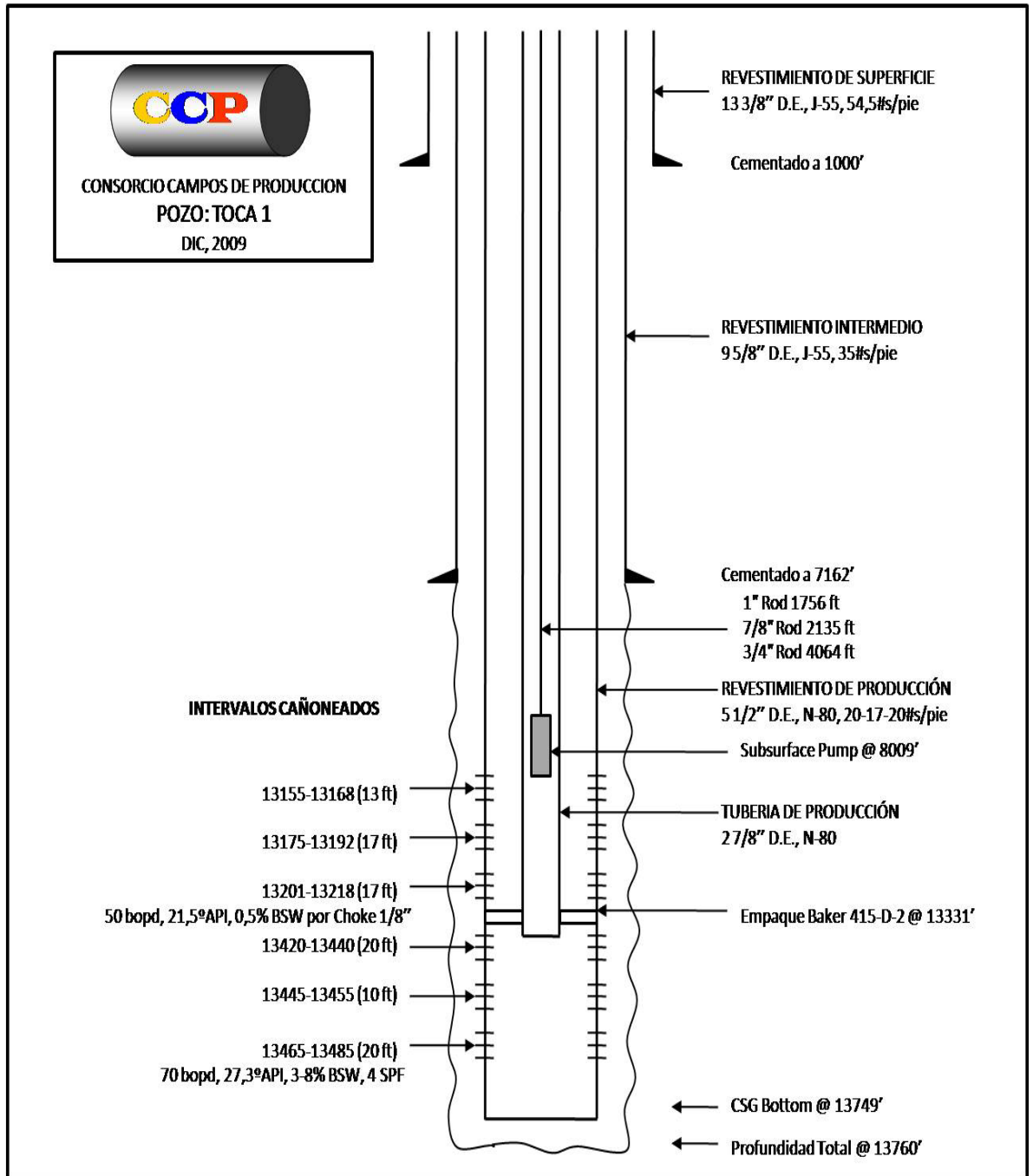
Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

1.1.1.5. Actividades realizadas en el pozo toca 1.

- En Febrero de 2006 se realizo un estudio Geológico y de Yacimientos en el campo Toca 1 por parte de la empresa Ansell Ltda. De la interpretación sísmica se logro determinar que el campo toca presenta un estilo estructural predominante de tectónica compresiva, con fallas inversas que tienen una orientación preferencial Norte-Sur y un buzamiento hacia el Este.
- El 9 de Septiembre de 2008 se realizaron los trabajos concernientes a la instalación de la unidad de Bombeo C640-D305-120 al pozo Toca 1 con un motor de 60 Hp y un variador de frecuencia ABB ACS 800 de 75 Hp, iniciando con algunos trabajos de obras civiles y adecuación de contrapozo entre el 1 y el 13 de Septiembre de 2008.
- El 14 de Septiembre de 2008 se bajaron memorias para tomar registros de presión y temperatura.
- El 15 de Septiembre de 2008 se iniciaron los trabajos de varilleo con unidad de Flush-by de Weatherford, se sentó bomba insertable a 8009' API 20-125RHBM 18-5-4 con sarta de varillas.

1.1.1.6. Estado mecánico.

Figura 3 Estado Mecánico del Pozo Toca 1.



Fuente. El Autor.

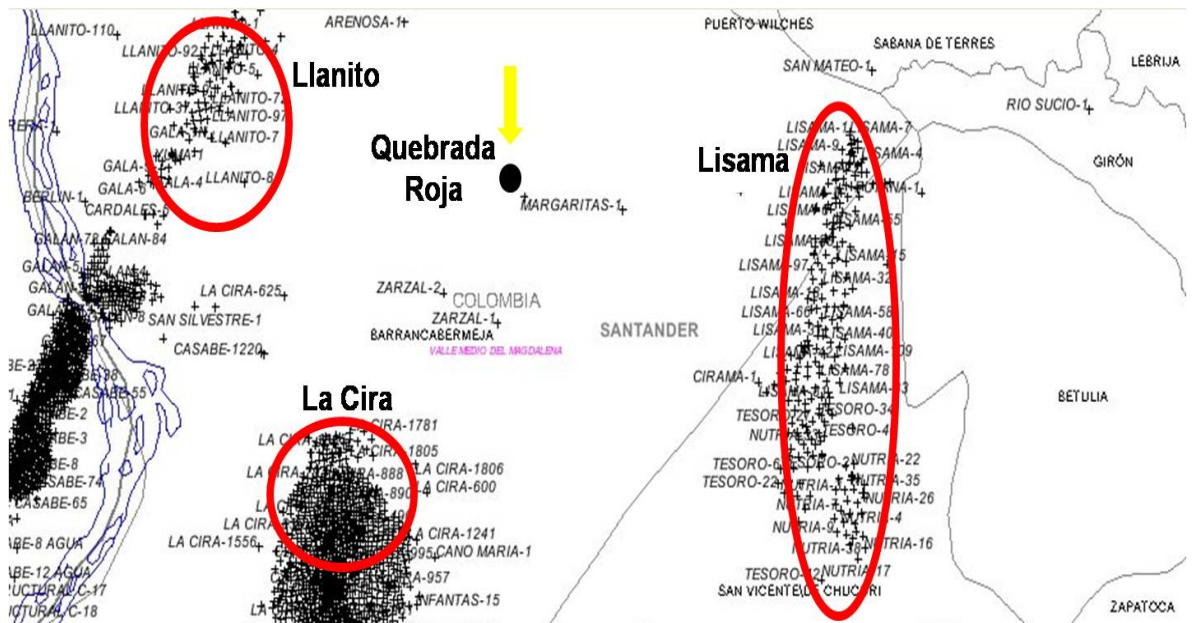
1.1.2. QUEBRADA ROJA (QUEBRADA ROJA 1).

1.1.2.1. Localización.

El campo Quebrada Roja se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el bloque Demares, ubicado entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente, en cercanías del municipio de el Llanito(Santander).

Los pozos Quebrada Roja 1 y 2 se encuentran posicionados entre los campos del Llanito, La Cira y Lisama, a una distancia aproximada y equidistante de 13Km. Las coordenadas de estos pozos en referencia al origen Bogotá D.C. son para Quebrada Roja 1 (1042557mts, 1279210mts) y Quebrada Roja 2(1042899mts, 1280503mts).

Figura 4 Mapa de Ubicación del Campo Quebrada Roja.



Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

La perforación del pozo Quebrada Roja 1 comenzó el 14 de Febrero de 1956, el pozo empezó a producir en forma continua en flujo natural entre el 38 de Julio y el 28 de Agosto de 1956, aportando 590 Bbls, para un total de 961 Bbls de aceite entre mecanismo de flujo natural y suabeo. Debido a la poca permeabilidad de la arena productora y su alta saturación de aceite mostrada cuando se corazonó, el 21 de Septiembre de 1960 se realizó un fracturamiento Hidráulico con arena y aceite; en el intervalo 8910'-8950', luego se sentó Full Bore a 7974', pero no fue posible romper la Formación a pesar de haberse alcanzado una presión de 6900psi. Finalmente y para agotar las posibilidades de petróleo comercial en este pozo se abrieron 3 arenas adicionales el 12 de Noviembre de 1960 entre 8536'-8246', que mostraron una precaria capacidad productora. Por lo tanto se suspendieron las actividades en este pozo.

La perforación del pozo Quebrada Roja 2 el cual es un pozo exploratorio se inició el 22 de Septiembre de 1956 y su perforación terminó el 15 de Noviembre de 1956, en Noviembre 28 se determino el abandono del pozo mediante memorando No 1000 del departamento de Geología de Explotación al presidente general de ECOPETROL.

1.1.2.2. Prognosis.

Por medio de muestras de zanja se pudieron observar arenas de grano fino con aceites en los intervalos (8400-8635), (8759-8756) y (8835-8845), los cuales pertenecen a la Formación Esmeralda - La Paz. Estas posibilidades de aceite mostraron una permeabilidad nula de acuerdo a los registros eléctricos. Debido a esto fue que se tomo la decisión de Abandonar el pozo Quebrada Roja 2, ahora teniendo en cuenta que estas mismas arenas con aceite se pueden observar igualmente en el Pozo Quebrada Roja 1 pero a diferentes profundidades, 8924-8944 pies de profundidad.

Tabla 1.3 Prognosis del Pozo Quebrada Roja 1.

FORMACIÓN	TOPE-BASE
Grupo Real	0-2300
Colorado (Zona A)	2300-4830
Mugrosa (Zona B)	4830-8130
La Paz (Zona C)	8130-9010
Discordancia Eoceno	9010-9150
Formación Rosablanca	9150-9450

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

Con respecto a las zonas que han mostrado mayor prospección de Hidrocarburos las cuales hacen parte de la Formación Esmeralda donde se ha determinado el O.O.I.P. de 6,9 MMBbls. El Factor de Recobro (FR) promedio de campos maduros en la zona es del 18%, con lo cual se podrían estimar un volumen de reservas recuperables de 1,256 MMBbls para las zonas abiertas a producción y de 0,164 MMBbls para los intervalos nuevos a cañonear para un total de Reservas Posibles de 1,42MMBbls.

1.1.2.3. Perforación.

El Completamiento del pozo se realizó de la siguiente manera: se perforó con broca de 17 ½” hasta una profundidad de 1420 pies, se corrió Revestimiento de Superficie de 13 3/8” y se sentó a una profundidad máxima de 1406 pies, se realizó trabajo de cementación del revestimiento de superficie, seguidamente a esto se perforó con broca de 8 ½” hasta una profundidad de 9750 pies, se corrió Revestimiento de Producción de 6 5/8” y se sentó a una profundidad de 9009 pies y se realizó el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción y dejó el pozo abierto hasta una profundidad de 9750 pies.

1.1.2.4. Estado actual.

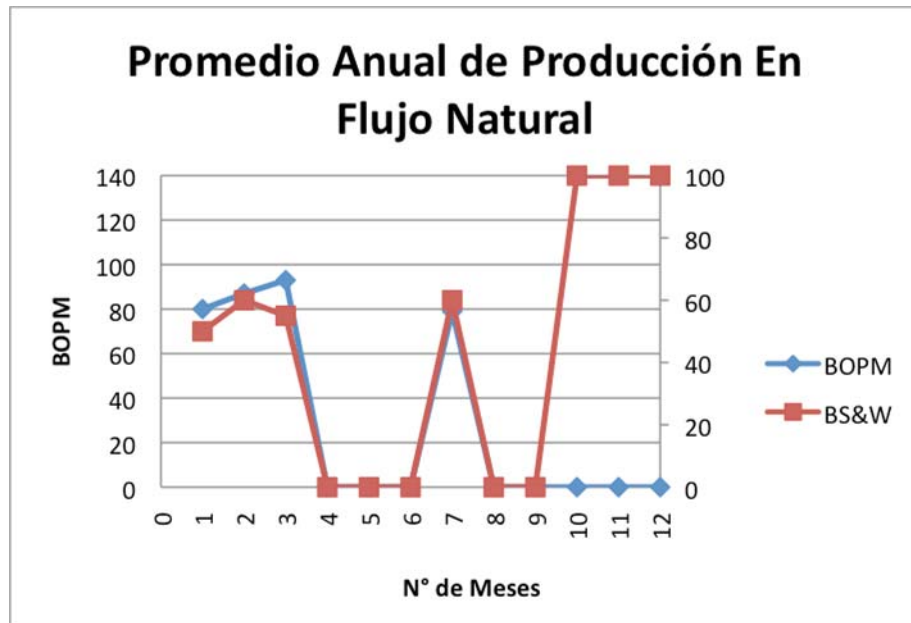
Pozo cerrado temporalmente en espera del sistema de bombeo mecánico que se encuentra en proceso de importación. Por las características del completamiento y propiedades de los fluidos la unidad que se utilizara es una C640 D-305-120. Esperamos para el mes de mayo de 2009 poner el pozo en producción. Esperamos una producción de 30-40 BOPD de este pozo.

Tabla 1.4 Producción del Campo Quebrada Roja año 2008.

CAMPO QUEBRADA ROJA-1							
FECHA	BFPM	API @60°F	BOPM @60°F	CHP (Psi)	TEMP (F)	BS&W (%)	SALINIDAD (ppm Cl⁻)
01/01/08	160	22,9	80	5	80	50	18
01/02/08	217	22,9	87	5	80	60	18
01/03/08	207	22,9	93	5	80	55	18
01/04/08	0	22,9	0	0	80	0	0
01/05/08	0	22,9	0	0	80	0	0
01/06/08	0	22,9	0	0	80	0	0
01/07/08	197	22,9	79	5	80	60	18
01/08/08	0	22,9	0	0	80	0	0
01/09/08	0	22,9	0	0	80	0	0
01/10/08	29	22,9	0	0	80	100	0
01/11/08	30	22,9	0	0	80	100	0
01/12/08	31	22,9	0	0	80	100	0
339							

Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

Figura 5 Grafica de Producción Promedio Campo Quebrada Roja.



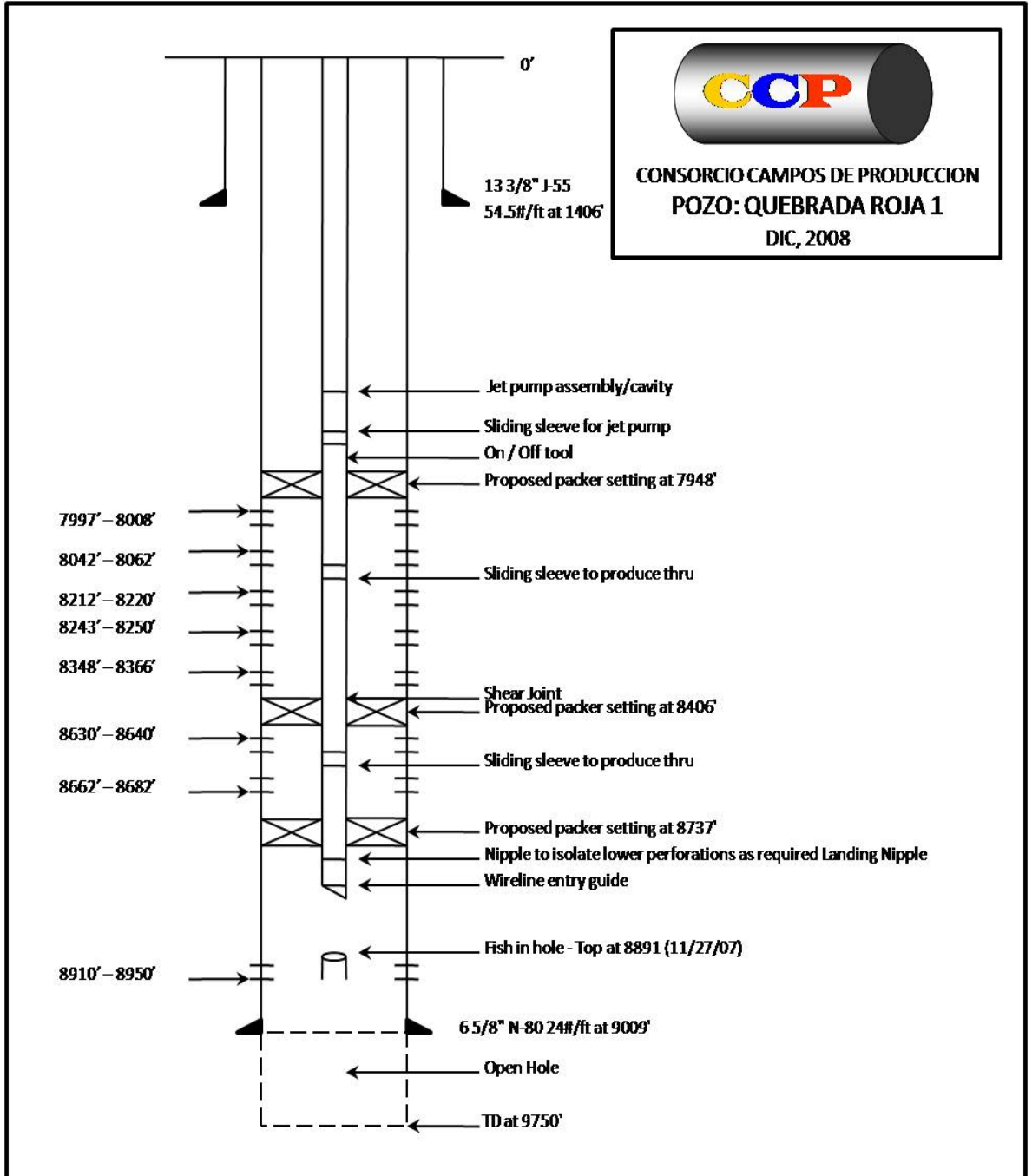
Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

1.1.2.5. Operaciones realizadas en el pozo quebrada roja 1.

- El 21 de Noviembre de 2007 con el equipo de Ismocol 4 de 480Hp se realizaron obras de Workover con el fin de perforar nuevos intervalos los cuales fueron, 7997'-8008' y 8630'-8640'. Además de esto se reperforaron los intervalos, 8042'-8062', 8212'-8220', 8243'-8250', 8348'-8366' y 8662'-8682'.
- El 10 de Junio de 2008 se inició un trabajo de workover con el equipo Marenfox Z-3, este trabajo de workover es un recompletamiento que se realizó con el objetivo de aislar zonas de agua y medir el potencial de casa zona mediante suabeo. Estas zonas fueron aisladas por medio de empaques asentados en, 7948', 8406' y 8737' como se puede ver en el estado mecánico.

1.1.2.6. Estado mecánico.

Figura 6 Estado Mecánico del Pozo Quebrada Roja 1.



Fuente. Autor.

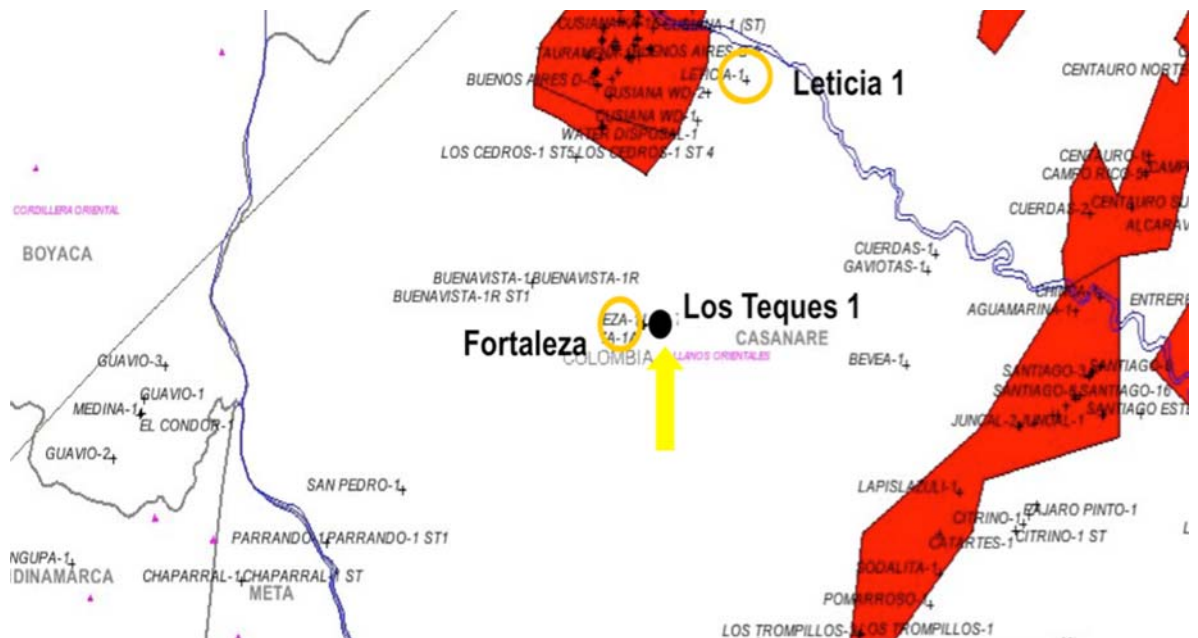
1.1.3. CAMPO CANAGUARO

1.1.3.1. POZO TEQUES 1

1.1.3.1.1. Localización.

Tiene una profundidad de 16.017 ft, está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en la intendencia del Casanare, en la vereda El Viento en la jurisdicción municipal de Tauramena, a 32Km al este del Municipio de Monterrey, con coordenadas en Origen Bogotá D.C. Este 1153548 y Norte 1021510. El pozo esta a 283 m al oriente del pozo Fortaleza 1A y a 22,5Km hacia el sur del pozo Leticia 1. La perforación del pozo se llevó a cabo con el equipo OIME 2000 de Parker Drilling Co., No. 216 y se inició el día 12 de marzo de 1989 y terminó después de 100 días, el día 19 de junio de 1989, alcanzando los objetivos programados.

Figura 7. Mapa de Ubicación del Campo Canaguaro.



Fuente. Base de datos CleanEnergy Resources S.A.

El fin era detectar la calidad y cantidad de los Hidrocarburos en la formación Mirador, Gacheta y Areniscas inferiores del Cretáceo Superior. Desafortunadamente si bien operacionalmente y geológicamente se lograron los objetivos propuestos, los resultados desde el punto de vista de producción de hidrocarburos fueron negativos. Se logró determinar por medio de registros y pruebas realizadas a la Formación Mirador que algunos niveles dentro de las arenas con menos de 5 pies de espesor presentan una saturación de hidrocarburos entre 60 y 80% pero la poca porosidad efectiva (aprox. 5% por la presencia de arcillas) hace que esta saturación tenga un carácter residual con un volumen bruto de hidrocarburos entre 2 y 4%.

Los bajos valores de volumen bruto de hidrocarburos, la baja porosidad efectiva y la mayor saturación del agua con respecto a los hidrocarburos son coherentes con el resultado de las pruebas de formación (alta proporción agua-aceite y baja recuperación de fluidos como resultado de una baja permeabilidad posiblemente por la presencia de arcillas).

1.1.3.1.2. Prognosis.

Tabla 1.5 Prognosis del Pozo Teques 1.

FORMACIÓN	OBTENIDOS
Arcilla León	9.020'
Carbonera	10.937'
Mirador	14.316'
Cretáceo	14.911'
Gacheta	15.284'
Areniscas Inferiores	15.601'
Profundidad Final	16.017'

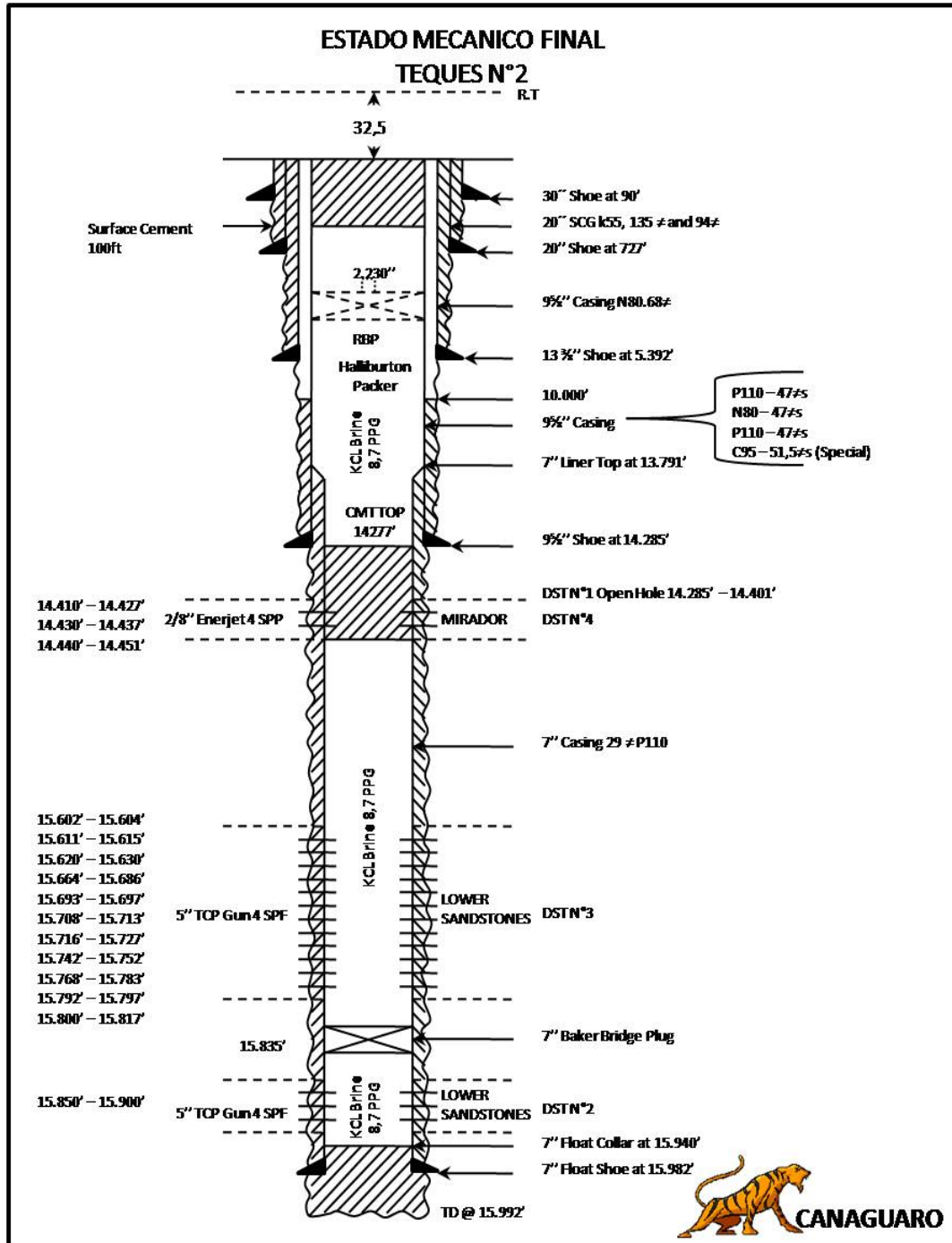
Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

1.1.3.1.3. Perforación.

El Completamiento del pozo se realizó de la siguiente manera: se hincó el Revestimiento Conductor de 30" a una profundidad de 90 pies, seguidamente se perforó con broca de 21 3/4" hasta una profundidad de 727 pies, se corrió Revestimiento de Superficie de 20' y se sentó a una profundidad máxima de 715 pies, se realizó trabajo de cementación del revestimiento de superficie, seguidamente a esto se perforó con broca de 17 1/2" hasta una profundidad 5407 pies, se corrió Revestimiento Intermedio de 13 3/8" y se sentó a una profundidad de 5392 pies, se realizó trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio, posteriormente se perforó con broca de 12 1/2" hasta una profundidad de 14300 pies, se corrió Revestimiento Intermedio de 9 1/2" y se sentó a una profundidad de 14285 pies, se realizó el trabajo de cementación de este Revestimiento de Intermedio y por último se perforó con broca de 8 1/2" hasta una profundidad de 15992 pies, se corrió Revestimiento de Producción de 7" y se sentó a una profundidad de 5982 pies y se realizó el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

1.1.3.1.4. Estado mecánico.

Figura 8 Estado Mecánico del Pozo Teques 1.



Fuente. El Autor.

1.1.3.2. POZO FORTALEZA 1A.

1.1.3.2.1. Localización.

Está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en la intendencia del Casanare, en la vereda El Viento en la jurisdicción municipal de Tauramena, al este del Municipio de Monterrey, con coordenadas en Origen Bogotá D.C. Este 1153248.40m y Norte 1021528.57m.

El pozo Fortaleza 1 se perforó el 17 de Marzo de 1978. El pozo fue perforado por Elf Aquitaine Colombie como parte del pozo exploratorio en el Sector 3, Casanare; el objetivo era probar hidrocarburos en la Formación Mirador. El pozo original fue perforado a 623 pies, siendo forzado su abandono debido a que se encontró un colapso en el revestimiento. Se colocó un tapón de cemento y el equipo se desplazó a Fortaleza 1A, reiniciando la perforación el 21 de Abril de 1978. El pozo encontró el tope del yacimiento a 14,301pies MDbrt y TD fue hasta 15,018 pies MDbrt. El pozo se revistió hasta 14,765pies. El pozo probó aceite de 26° API de la Formación Mirador. El pozo se suspendió el 5 de Diciembre de 1978.

1.1.3.2.2. Prognosis.

Tabla 1.6 Prognosis del Pozo Fortaleza 1A/B.

FORMACIÓN	OBTENIDOS
Guayabo	Superficie
Charte	4495'
León	9020'
Carbonera	110181-14056'
Mirador	14301'
Los Cuervos	14640'
Guadalupe	14791'
Profundidad Total	15018

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

Debido a la cercanía de este pozo con el Teques 1 es que se ve gran similitud en los resultados obtenidos, teniendo como zona de interés la Formación Mirador se logró determinar para el pozo Fortaleza 1A/B y, que la arena superior presenta una saturación de hidrocarburos entre 20 y 50% pero la poca porosidad efectiva (aprox. 5% por la presencia de arcillas hace que esta saturación tenga un carácter residual con un volumen bruto de hidrocarburos entre 1 y 2%. En el caso de las arenas de la zona inferior presenta saturación de hidrocarburos en promedio entre 30 y 40% con una porosidad efectiva alrededor del 10% lo que da un volumen bruto de hidrocarburos de alrededor del 40 5%.

Los bajos valores de volumen bruto de hidrocarburos, la baja porosidad efectiva y la mayor saturación del agua con respecto a los hidrocarburos son coherentes con el resultado de las pruebas de formación (alta proporción agua-aceite y baja recuperación de fluidos como resultado de una baja permeabilidad posiblemente por la presencia de arcillas).

1.1.3.2.3. Perforación.

El Completamiento del pozo se realizó de la siguiente manera: se perforó con broca de 21 3/4" hasta una profundidad de 865 pies, se corrió Revestimiento de Superficie de 20" y se sentó a una profundidad máxima de 850 pies, se realizó trabajo de cementación del revestimiento de superficie, seguidamente a esto se perforó con broca de 17 1/2" hasta una profundidad 5.265 pies, se corrió Revestimiento Intermedio de 13 3/8" y se sentó a una profundidad de 5.250 pies, se realizó trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio, posteriormente se perforó con broca de 12 1/2" hasta una profundidad de 12.070 pies, se corrió Revestimiento Intermedio de 9 5/8" y se sentó a una profundidad de 12058 pies, se realizo trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio y se perforó con broca de 8 1/2" hasta una profundidad de 15.018 pies, se corrió Revestimiento de Producción y se sentó a una profundidad de 15.005 pies y se realizo el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

Posteriormente se realizó un re entry al pozo Fortaleza 1A para realizarle un Side Track, el cual fue denominado Fortaleza 1B, esta perforación fue realizada por parte de la empresa LASMO Oil Colombia Limited, como operadora, esta desviación será efectuada aproximadamente a las 11.200' de profundidad para con esta obtener una profundidad total de 14.550, a una distancia lateral de 1.400' desde la superficie de la locación del pozo con un rumbo de desviación de 108° E.N. y un ángulo de desviación máximo de 30°. Esta perforación tiene como objetivo es tener acceso a la Formación Mirador cuyas arenas mostraron arenas en el pozo Fortaleza 1A.

Durante la perforación se presentaron varias complicaciones dentro de las cuales se logró demostrar que el revestimiento de 9 5/8" estaba partido a 324' y además se hizo un corte a 525' y al extraer esta sección se logró demostrar que el desgaste de algunas secciones había causado huecos. Debido al mal estado del revestimiento se decidió abandonar el pozo.

1.1.3.2.4. Estado actual de los pozos Teques 1 y Fortaleza 1A/B.

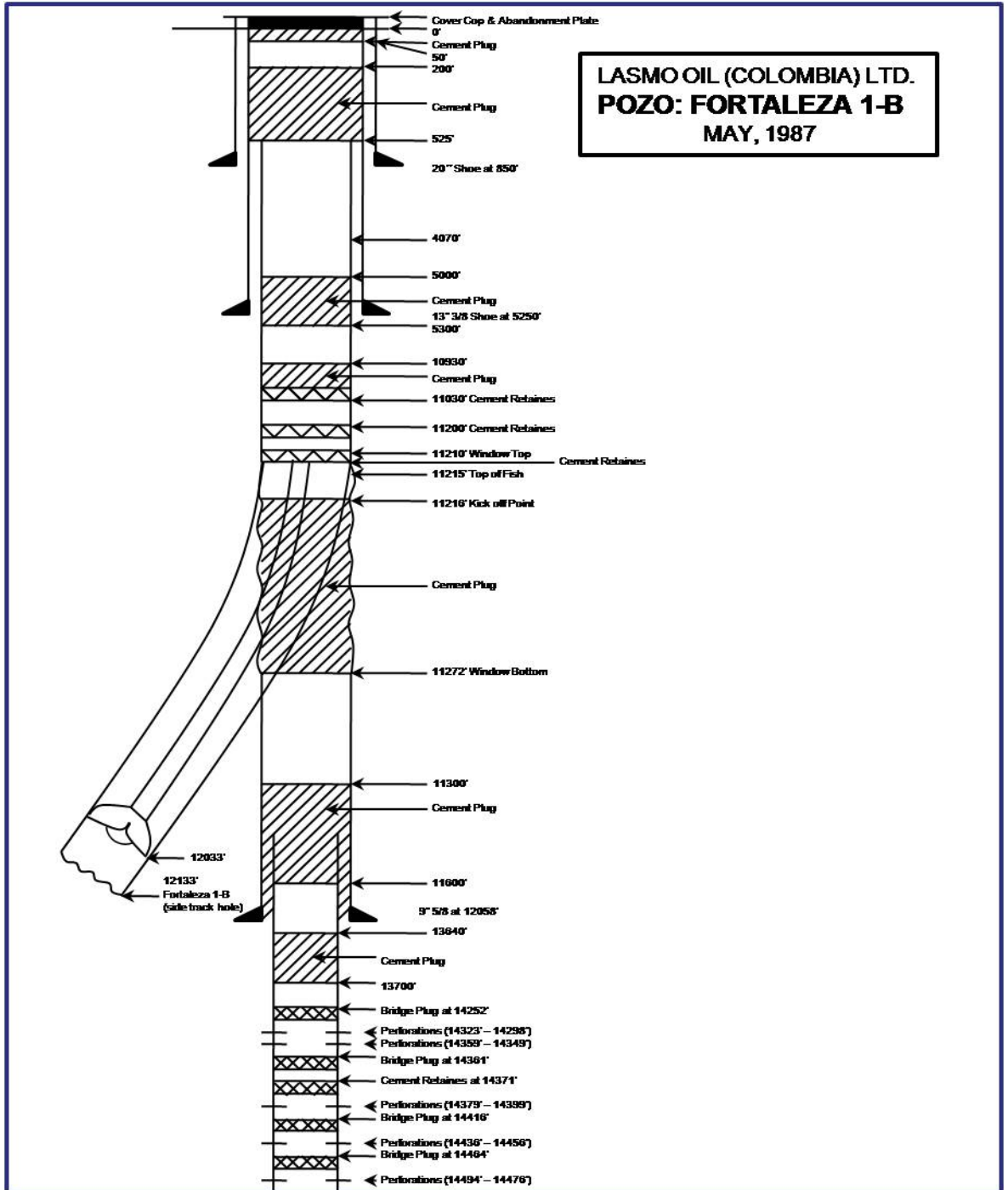
Debido a la gran proporción de producción de agua con respecto al aceite en las pruebas realizadas a estos pozos, sugiere que estos estarían cerca del contacto agua-aceite del yacimiento, lo cual está de acuerdo con la escasa diferencia estructural entre los pozos y la cercanía de estos, y también con la posibilidad de que estos se encuentren hacia un flanco y no en la cresta de la estructura como se creía inicialmente.

1.1.3.2.5. Operaciones realizadas en los pozos Teques 1 y Fortaleza 1 A/B.

- Debido a las condiciones mecánicas de Fortaleza 1 A/B hace inviable económica y técnicamente un re-entry a este pozo (ver estado mecánico Figura 9) por lo tanto se decidió realizar esta operación en el pozo Teques 1.
- El 17 de Mayo de 2007 se realizó el re-entry en el pozo los Teques 1 con el fin de probar la Formación Mirador para lo cual se cañoneó el intervalo entre 14.375'-14.392', obteniendo como resultado 99% de corte de agua y crudo de 19,6 grados API.
- En el mes de Diciembre de 2007 se realizaron trabajos Rigless con el fin de evaluar las posibilidades de producción de hidrocarburos, se sacó la bomba jet, se chequeó fondo, se tomó registro RST de saturación, se aislaron arenas de Mirador Inferior con un empaque inflable sentado a 14.361', se cañonearon los intervalos entre 14.350'-14.353,5' y 14.327'-14.333' y se realizó la prueba de producción de 5 días con resultado de 100% agua y trazas de aceite.

1.1.3.2.6. Estado mecánico.

Figura 9 Estado Mecánico del Pozo Fortaleza 1 A/B.



Fuente. El Autor.

1.1.4. NUEVOS PROYECTOS.

1.1.4.1. FLAMENCO 1.

1.1.4.1.1. Localización.

Se va a realizar la perforación de este pozo en la alta Guajira en la Subcuenca de Chimare, en la cuenca del Caribe, en el bloque tiburón de una extensión de 199,753 Hectáreas con el nombre de Flamenco 1, en cercanías al municipio de Uribia, su ubicación en coordenadas con Origen en Bogotá D.C. son, Este 1°298.043m y Norte 1°852.905m, este pozo es exploratorio de tipo A-3 y va a ser perforado verticalmente con una profundidad total de 8000ft. Está ubicado geográficamente al Sureste de los pozos Ushir a 13,5Km y Tarashi a 16,5Km adicionalmente ubicado en posición Sur a 1,4Km del pozo Puerto Estrella.

Figura 10 Mapa de Ubicación del Pozo Flamenco 1.



Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

1.1.4.1.2. Prognosis.

Tabla 1.7 Prognosis Pozo Flamenco 1.

FORMACIÓN	TOPE-BASE
Sedimentos Plioceno	Superficie-80'
Sedimentos Mioceno Medio	80'-2581'
Jimol	2581'-4694'
Uitpa(Arenas Intermedias)	4694'-5910'
Uitpa Basal	5910-6665'
Siamana Superior	6665'-8000'
Profundidad Total	8000'

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

Las Formaciones que van a ser explotadas por parte de este pozo serán Uitpa y Siamana donde la trampa es de tipo estructural, donde las reservas esperadas recuperables de estas formaciones son respectivamente, 30-40MSCF y 170-225MSCF.

1.1.4.1.3. Perforación.

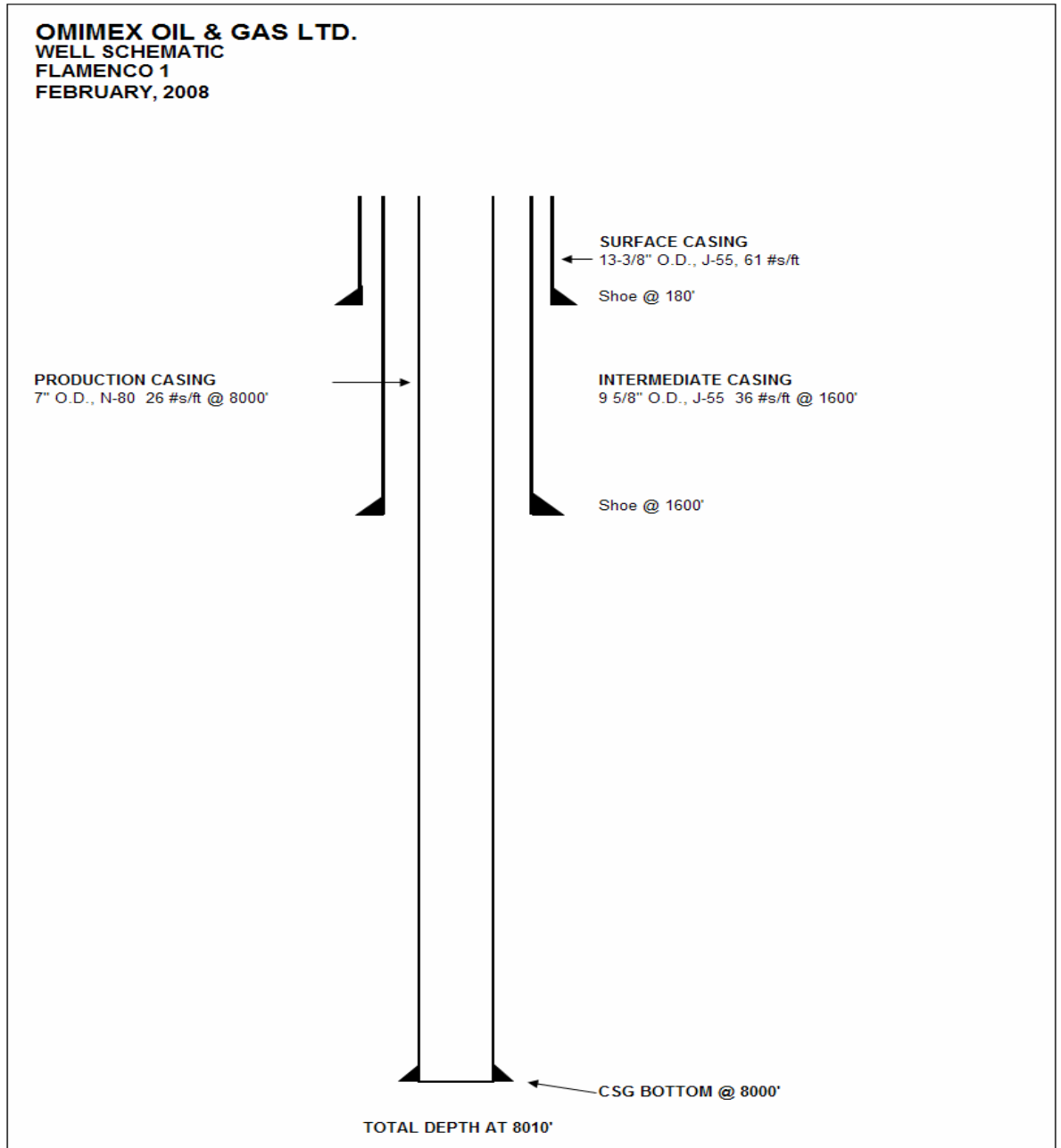
El Completamiento del pozo se realizará de la siguiente manera: se perforará con broca de 17 ½" hasta una profundidad de 195 pies, se correrá Revestimiento de Superficie de 13 3/8" y se sentará a una profundidad máxima de 180 pies, se realizará trabajo de cementación del revestimiento de superficie, seguidamente a esto se perforará con broca de 12 1/2" hasta una profundidad 1.615 pies, se correrá Revestimiento Intermedio de 9 5/8" y se sentará a una profundidad de 7.165 pies, se realizará trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio, posteriormente se perforará con broca de 8 ½" hasta una profundidad de 16.015 pies, se correrá Revestimiento de Producción de 7" y se sentará a una profundidad de 16.000 pies y se realizará el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

1.1.4.1.4. Estado actual.

Para el pozo Flamenco 1 se tiene actualmente el permiso del E.I.A. (Estudio de Impacto Ambiental), y nos encontrábamos en el proceso de obtención de permisos debido a que es una locación remota, adicionalmente de que en esta zona de la Guajira se encuentran varias comunidades indígenas las cuales han representado un gran reto en nuestra logística, aun cuando ya se llegó a un acuerdo con ellos para poder realizar la perforación y la obtención de garantías para ellos. Actualmente nos encontramos en el Proceso licitatorio para la realización de las operaciones, en la actualidad este proceso se encuentra en el etapa de solución de preguntas por parte de la empresa para con las empresas contratistas, adicional a esto, estamos en la espera de las cotizaciones por parte de estas compañías para así poder empezar el proceso de estudio de las cotizaciones para así adjudicar la compañía prestadora del servicio.

1.1.4.1.5. Estado mecánico

Figura 11 Estado Mecánico del Pozo Flamenco 1.



Fuente. El Autor.

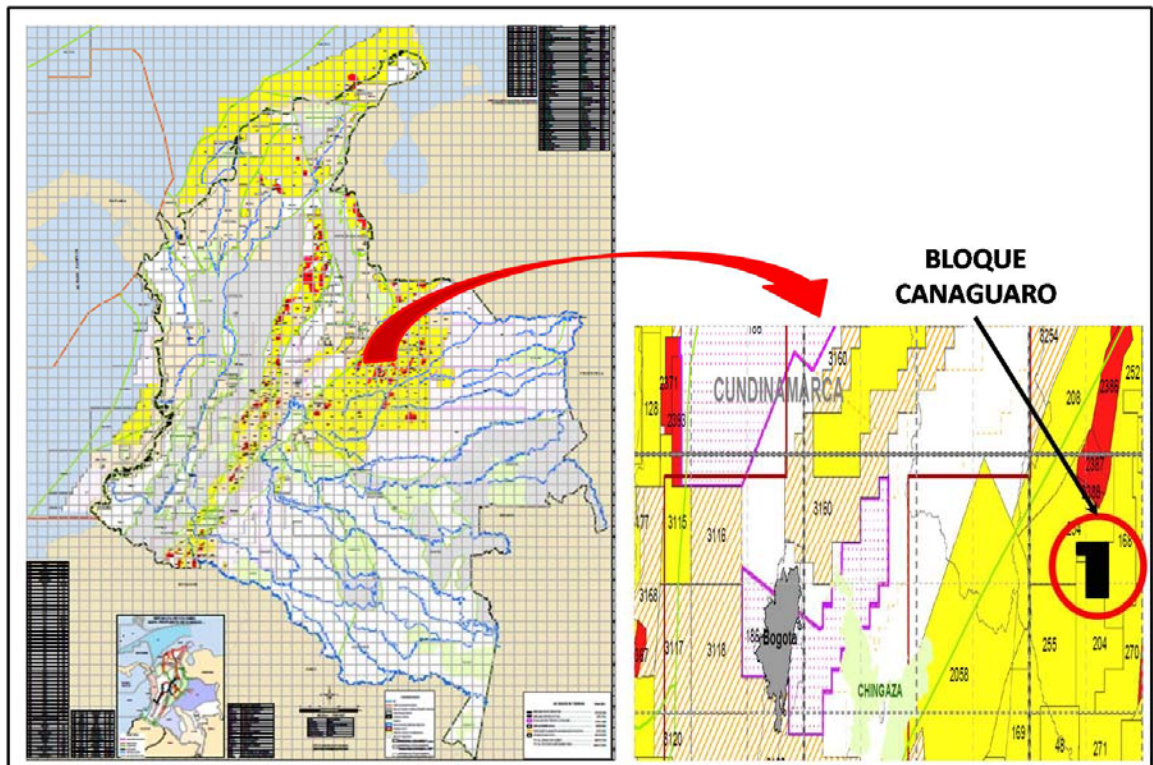
1.1.4.2. CANAGUAY 1.

1.1.4.2.1. Localización.

El pozo Canaguay 1, es el caso estudio, razón de este proyecto, por lo tanto se va a hacer una descripción más detallada de la ubicación de este pozo.

El bloque Canaguaro está ubicado a 40 Kms de Tauramena y 26 Kms de Monterrey (ver Figura 13), Departamento de Casanare, en la cuenca de los Llanos Orientales Colombianos, a unos 140 Km al este de la ciudad de Bogotá D.C. Esta es una de las cuencas que ha mostrado mayor potencial para la producción de hidrocarburos en el país, donde se encuentran entre otros campos como Cusiana, Cupiagua, Santiago y la Gloria como se puede observar en la Figura 14, todos ellos localizados en cercanías del Bloque Canaguaro que cubre un área total de 9,754 has.

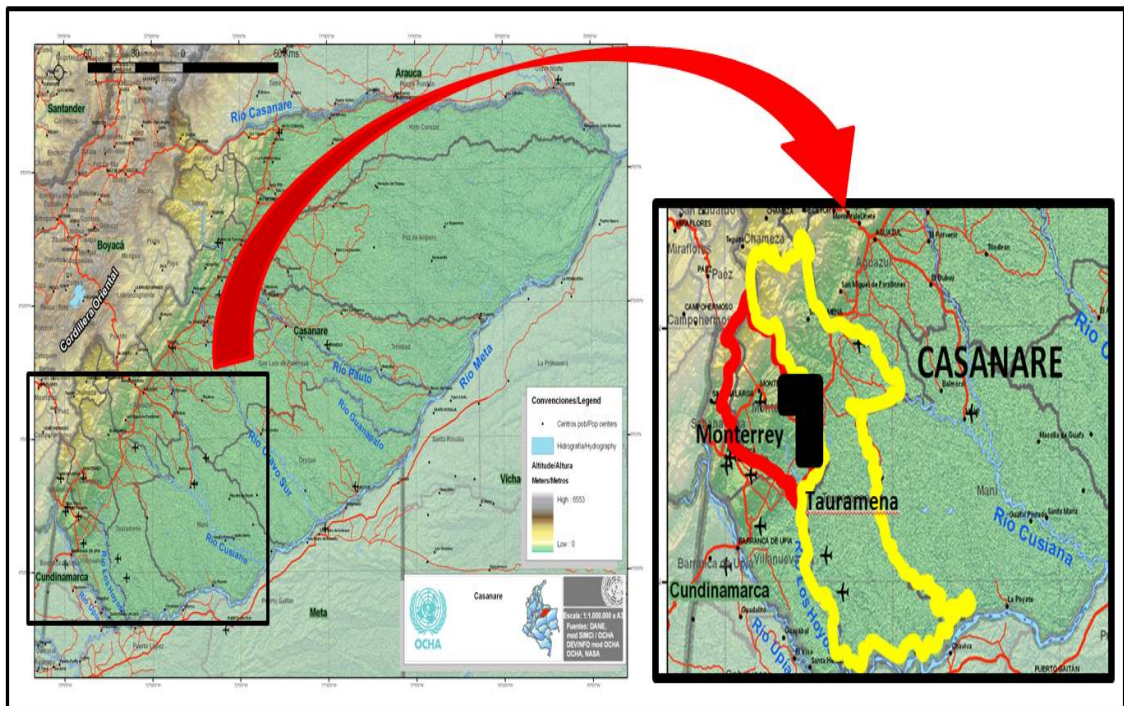
Figura 12 Ubicación del Bloque Canaguaro.



Fuente: www.epis.com.co

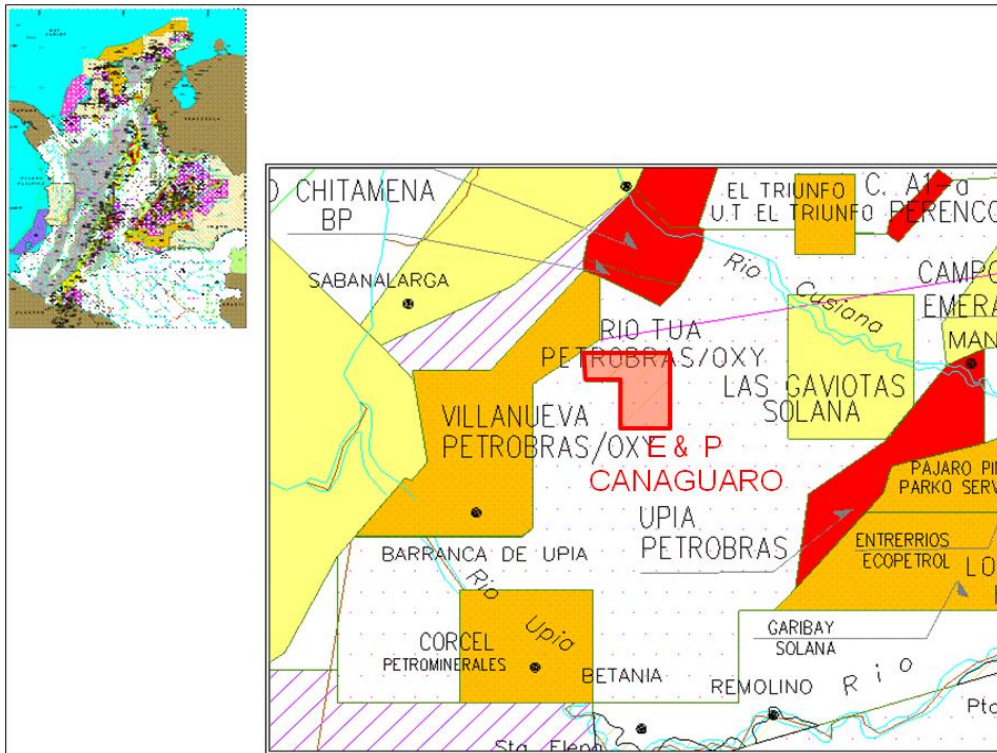
El Bloque Canaguaro es un proyecto de tipo exploratorio, donde solo se han perforado dos (2) pozos, Teques 1 y Fortaleza 1A/B, en los cuales se presentaron trazas de hidrocarburo no comerciales. En este bloque se perforará el Pozo Canaguay 1.

Figura 13 Ubicación en el Departamento del Casanare.



Fuente: www.colombiassh.org

Figura 14 Ubicación con respecto a Campos Petroleros de la Zona.



Fuente: www.epis.com.co

Las coordenadas del Bloque Canaguaro son las siguientes (Ver Tabla 1.8):

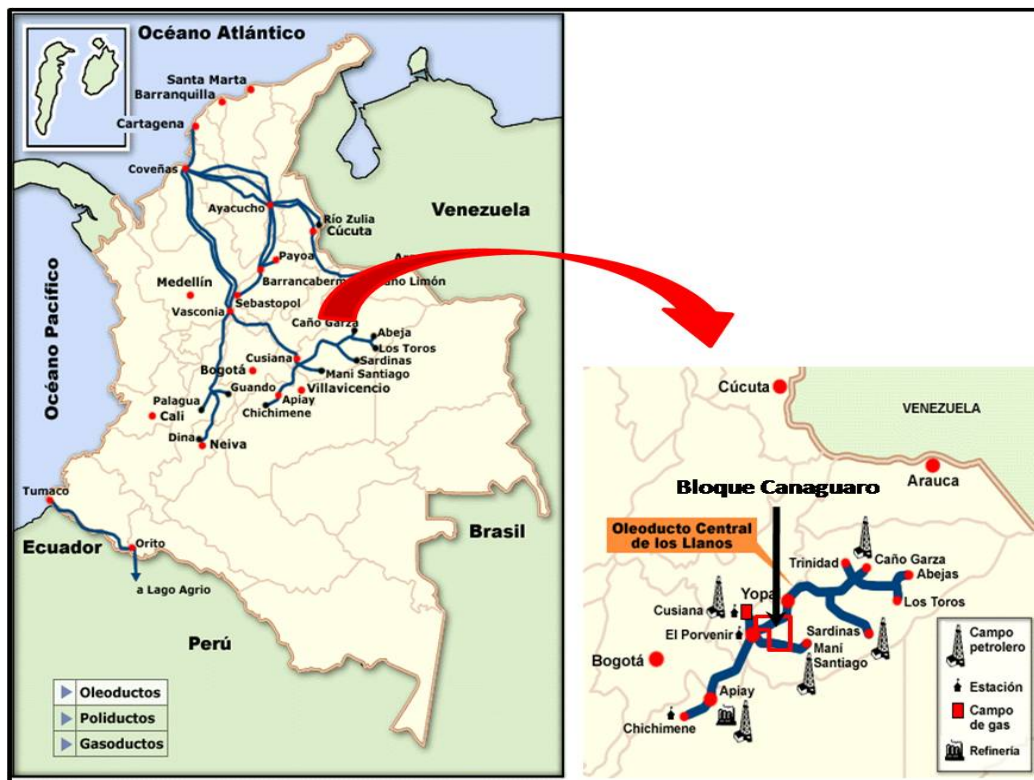
Tabla 1.8 Coordenadas del Boque Canaguaro.

PUNTO	ESTE	NORTE
VERT	1.080.347,999	1.188.026,360
A	1.026.056,913	1.154.987,196
B	1.014.999,723	1.154.994,540
C	1.014.999,732	1.147.994,788
D	1.021.999,653	1.147.994,795
E	1.021.999,659	1.142.978,602
F	1.026.028,782	1.142.978,563
A	1.026.056,913	1.154.987,196

Fuente: Base de Datos CleanEnergy Resources S.A.

Gracias a su ubicación, el bloque Canaguaro cuenta con muy buenas vías de acceso, las cuales se encuentran en excelentes condiciones, la vía principal es, la marginal de la selva, se encuentra a 7Km de los pozos existentes en este bloque, lo cual hace que la adecuación del lugar y la movilización de los equipos, se pueda realizar de una manera sencilla. Adicionalmente en el área también se cuentan con líneas de transmisión de energía eléctrica y el anillo nacional de interconexión, así como también terminales y estaciones de entrega de hidrocarburos, redes de comunicación y por último se encuentra cerca al Oleoducto Central de los llanos (ver Figura 15), además en esta parte del país las empresas prestadoras de servicios poseen bases operativas en Yopal y Tauramena, por lo cual la se hace muy viable la prestación de los diferentes servicios de perforación .

Figura 15 Oleoducto Central de los Llanos.



1.1.4.2.2. Prognosis.

Tabla 1.9 Prognosis Pozo Canaguay 1.

FORMACIÓN	PROGRAMADO
Arcilla León	9,000'
Carbonera	10,900'
Mirador	14,275'
Cretáceo	15,030'
Gacheta	15,500'
Areniscas Inferiores	15,800'
Profundidad Total	16,000'

Fuente. Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

El objetivo principal de este pozo es llegar a las Formaciones Carbonera, Mirador y Areniscas Inferiores, con gran interés en la Formación Mirador, la cual a mostrados trazos de aceite tanto en el pozo Fortaleza como en el pozo Teques, adicionalmente en estudios anteriores de estos pozos, se tiene como hipótesis el hecho de que están ubicados hacia un flanco de la zona de Almacenamiento de Hidrocarburo por lo tanto este pozo está diseñado para estar ubicado en la cresta de la misma.

1.1.4.2.3. Perforación.

Este pozo está diseñado a llegar a una profundidad total de 16000 pies y se va a perforar de la siguiente manera: se hincará Revestimiento Conductor de 20" hasta una profundidad de rechazo de la Formación, posteriormente se

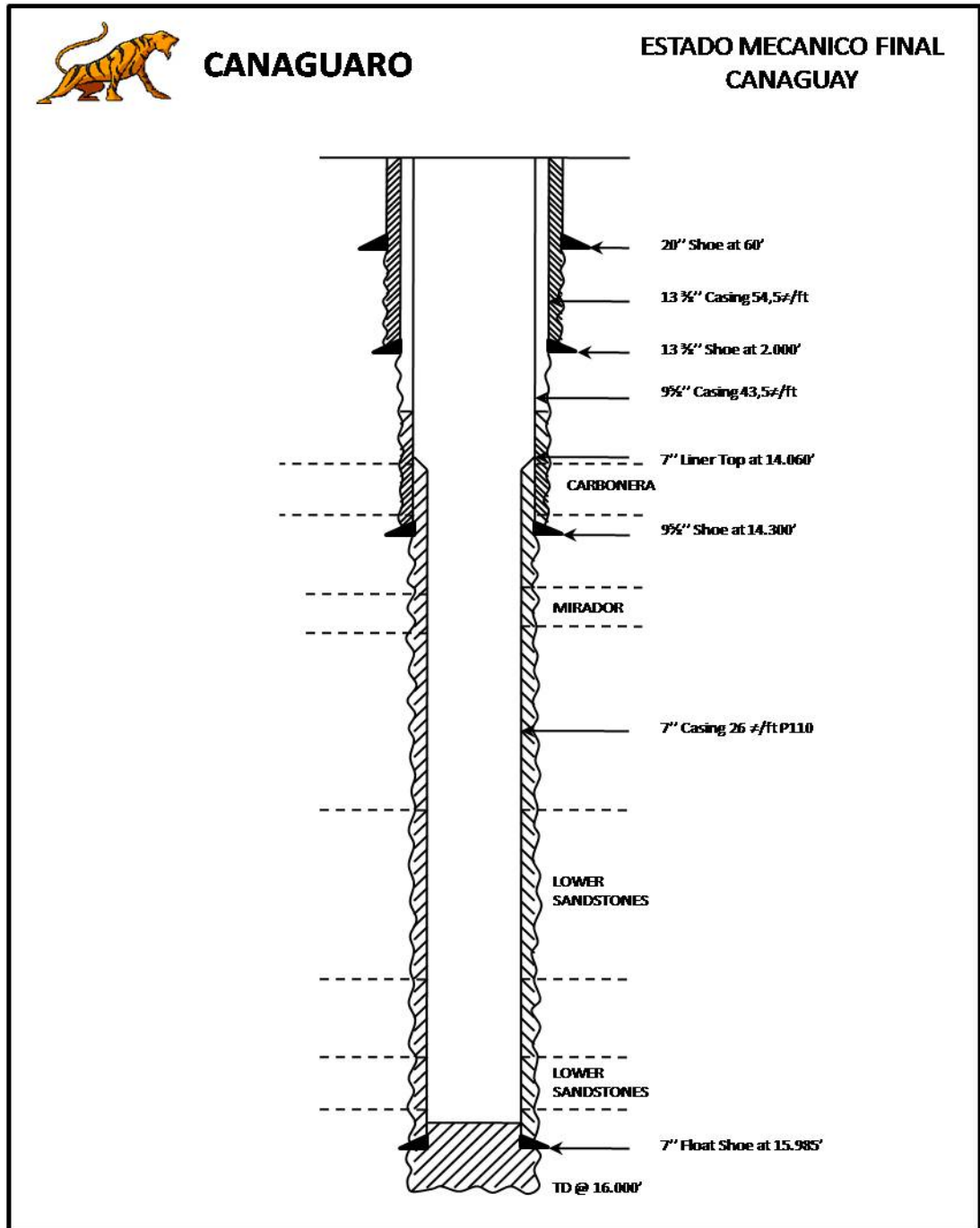
perforara con broca de 17 ½” hasta una profundidad de 2015 pies, se correrá Revestimiento de Superficie de 13 3/8” y se sentará a una profundidad máxima de 2000 pies, se realizará trabajo de cementación del Revestimiento de Superficie, seguidamente a esto se perforará con broca de 12 1/2” hasta una profundidad 14315 pies, se correrá Revestimiento Intermedio de 9 5/8” y se sentará a una profundidad de 14300 pies, se realizará trabajo de cementación del Revestimiento Intermedio, posteriormente se perforará con broca de 8 ½” hasta una profundidad de 16000 pies, se correrá Revestimiento de Producción de 7” y se sentará a una profundidad de 15985 pies y se realizará el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

1.1.4.2.4. Estado actual.

Este pozo se encuentra en el proceso de desarrollo del E.I.A. (Estudio de Impacto Ambiental) y además de esto esperando el permiso de perforación por parte del Ministerio del Medio Ambiente. Adicionalmente se están adelantando los procesos licitatorios para determinar las compañías que presentaran los servicios requeridos al momento de realizar la perforación conjunto con esto se está llevando a cabo el proceso de logística.

1.1.4.2.5. Estado mecánico.

Figura 16 Estado Mecánico del Pozo Canaguay 1.



Fuente. El Autor.

2. ESTUDIOS PREVIOS A LA PERFORACIÓN DEL POZO CANAGUAY 1.

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

2.1.1. Descripción para la elaboración de una perforación.

En el sector ambiental existen ordenamientos jurídico–ambientales colombianos, los cuales se derivan de la Constitución Política de 1991, donde se establecen los derechos y deberes del Estado y de los particulares frente a los recursos Culturales y naturales de la Nación². En 1993 se expidió la Ley 99, que define los principios de la gestión ambiental del país, crea el Ministerio del Medio Ambiente y organiza el Sistema Nacional Ambiental – SINA. Adicionalmente, crea la Licencia Ambiental como instrumento de gestión y planificación para que desde la etapa inicial se contemplen las medidas de prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de efectos ambientales. La Licencia Ambiental previa se estableció como requisito para toda obra, industria, actividad o proyecto que cause. (a) Un deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente y/o, (b) Modificaciones notorias o considerables al paisaje. La Ley 99/93, en su artículo 1º, estableció los principios generales que rigen las Política Ambiental Colombiana y que, por lo tanto, orientan la gestión ambiental de las actividades industriales. Estos principios pueden verse más claramente en la Tabla 2.1.

² Ministerio del Medio Ambiente (1999). Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas (Versión 1).

Tabla 2. 1 Principios Generales de la Política Ambiental Colombiana.

PRINCIPIO	COMENTARIOS
El proceso de desarrollo económico y social se orientará según los principios del desarrollo sostenible (Declaración de Río de Janeiro).	Reconoce la necesidad de utilizar recursos del ambiente para el desarrollo económico y social, pero establece el uso racional ya que los recursos son finitos.
La biodiversidad del País, por ser patrimonio nacional y de interés de la humanidad, deberá ser protegida prioritariamente y aprovechada en forma sostenible.	El concepto de biodiversidad se aplica también a la diversidad de razas y culturas del país.
Las zonas de páramos, subpáramos, los nacimientos de agua y las zonas de recarga de acuíferos serán objeto de protección especial.	En la práctica estas áreas están vedadas a la actividad industrial o exploratoria.
En la utilización de los recursos hídricos, el consumo humano tendrá prioridad sobre cualquier otro uso.	Obliga, en los proyectos, a estudiar usos del agua para decidir sobre captaciones.
Principio de precaución.	La adopción de medidas para evitar la degradación ambiental no requiere certeza científica.
El paisaje, por ser patrimonio común, deberá ser protegido	La afectación del paisaje debe ser analizada en los proyectos.
El EIA será el instrumento básico para la toma de decisiones.	Define el peso de la variable ambiental en la toma de decisiones sobre los proyectos.
El manejo ambiental del país será descentralizado, democrático y participativo.	Reafirma la participación ciudadana en las decisiones ambientales relacionadas con la ejecución de proyectos que puedan afectar el medio ambiente.

Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

Cuando se va a ejecutar la perforación de un pozo petrolero se deben tener en cuenta ciertos aspectos que se deben cumplir como requisito ambiental, los cuales son:

- Marco de referencia de la gestión ambiental y perforación.
- Planificación ambiental del proyecto.
- Descripción de la actividad.
- Manejo ambiental del proyecto.

Se realizará una breve introducción de cada uno de estos puntos para determinar cuáles son los pasos a seguir en este proyecto.

2.1.1.1. Marco de referencia de la gestión ambiental.

Los proyectos de perforación de pozos pueden clasificarse en tres grupos:

- Perforación de Pozos Exploratorios en Áreas Nuevas. Se ejecutan en áreas en donde no se ha desarrollado ninguna actividad de explotación de hidrocarburos, o en áreas diferentes a aquellas Licenciadas para actividades de perforación exploratoria³. Este es el tipo de perforación a desarrollar en el bloque Canaguaro aun cuando ya se encuentran los pozos Teques y Fortaleza, los cuales fueron perforados hace muchos años por lo tanto ahora este bloque es considerado como un área nueva.
- Perforación de Pozos Exploratorios o de Desarrollo en Campos Existentes. Son los proyectos de perforación de pozos exploratorios de desarrollo,

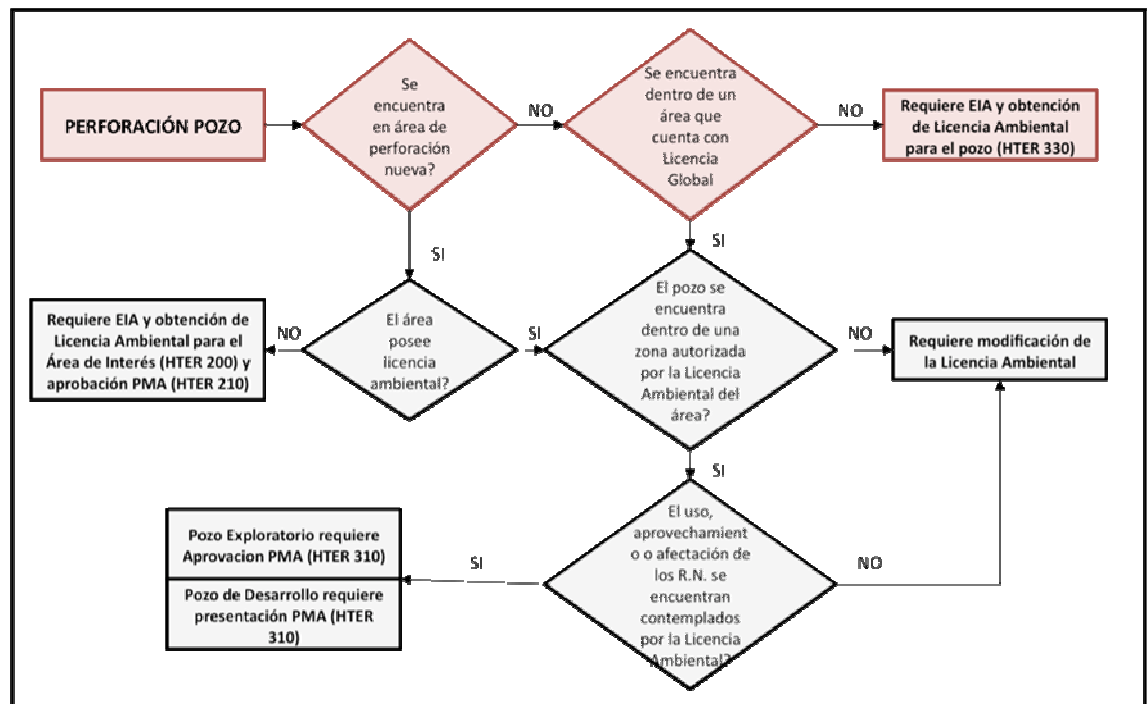
³ Ministerio del Medio Ambiente (1999). Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas (Versión 1).

localizados dentro de áreas en donde se desarrollan actividades de explotación de hidrocarburos.

- Perforación de Pozos Exploratorios en Áreas que Cuentan con Licencia Ambiental para el Área de Perforación Exploratoria. Son los proyectos de perforación exploratoria localizados dentro de áreas con Licencia Ambiental para el área de interés para perforación exploratoria. Si se obtiene resultado positivo en la etapa exploratoria, la perforación de los primeros pozos de desarrollo puede realizarse mediante la elaboración de un EIA (Estudio de Impacto Ambiental) y obtención del correspondiente.

En la Figura 2.1 se ilustra el procedimiento y los estudios requeridos ante la autoridad ambiental para los casos anteriormente mencionados. En la Figura 2.1 el camino que se encuentra referenciado con color rojo representa el curso de los procedimientos necesarios para la realización del proyecto del Bloque Canaguaro.

Figura 2. 1 Requerimientos ante la Autoridad Ambiental.



Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

Además de esto se deben tener en cuenta la participación ciudadana en estos proyectos y se debe prestar particular atención cuando estas actividades se desarrollan en territorios pertenecientes a minorías étnicas, ya sean comunidades indígenas o Negras. Dado que la realización de este proyecto no se da en territorios pertenecientes a este tipo de comunidades no se tendrá en cuenta en la elaboración de este informe.

2.1.1.2. Planificación ambiental del proyecto

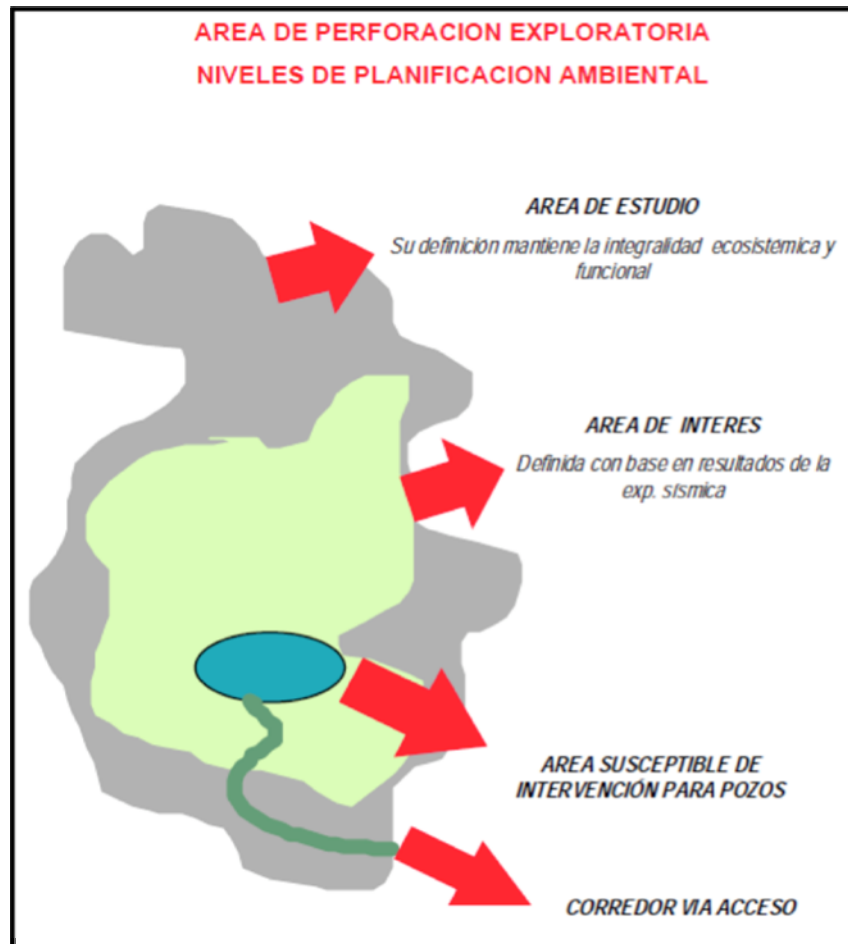
A continuación se tendrán en cuenta los aspectos y criterios relevantes para la planificación ambiental de los proyectos de perforación de pozos. La gestión ambiental de la perforación de pozos prevé la elaboración de estudios diferentes que dependen de la etapa de desarrollo de la actividad.

Cuando la perforación a realizar se da bajo las características que posee el bloque Canaguaro, en donde, se han realizado perforaciones con anterioridad pero no se encuentran dentro de las referencias que determinan las leyes colombianas, para ser considerado un bloque explotado, ya que estas perforaciones fueron realizadas antes de los años 90's, por lo tanto se puede considerar como un área nueva y no posee licencia ambiental global, con todo y lo anterior, la planificación ambiental para el desarrollo del proyecto se realizara teniendo en cuenta los lineamientos de los HTER330.

Para implementar la perforación se debe inicialmente definir el área de interés, lo cual será realizado por parte del dueño del proyecto (CleanEnergy Resources S.A.) con base en estudios sectoriales previos (exploración sísmica), y de la determinación del área de estudio, la cual engloba el concepto de área de influencia cuya definición (espacial y funcional) se deriva del mantenimiento de la integridad de los ecosistemas naturales presentes, las unidades de paisaje, la unidad político administrativa (Departamento,

Municipio) de planificación (región) y las entidades vigentes como se puede observar de mejor manera en la Figura 2.2.

Figura 2. 2 Definición de Área de Interés.



Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

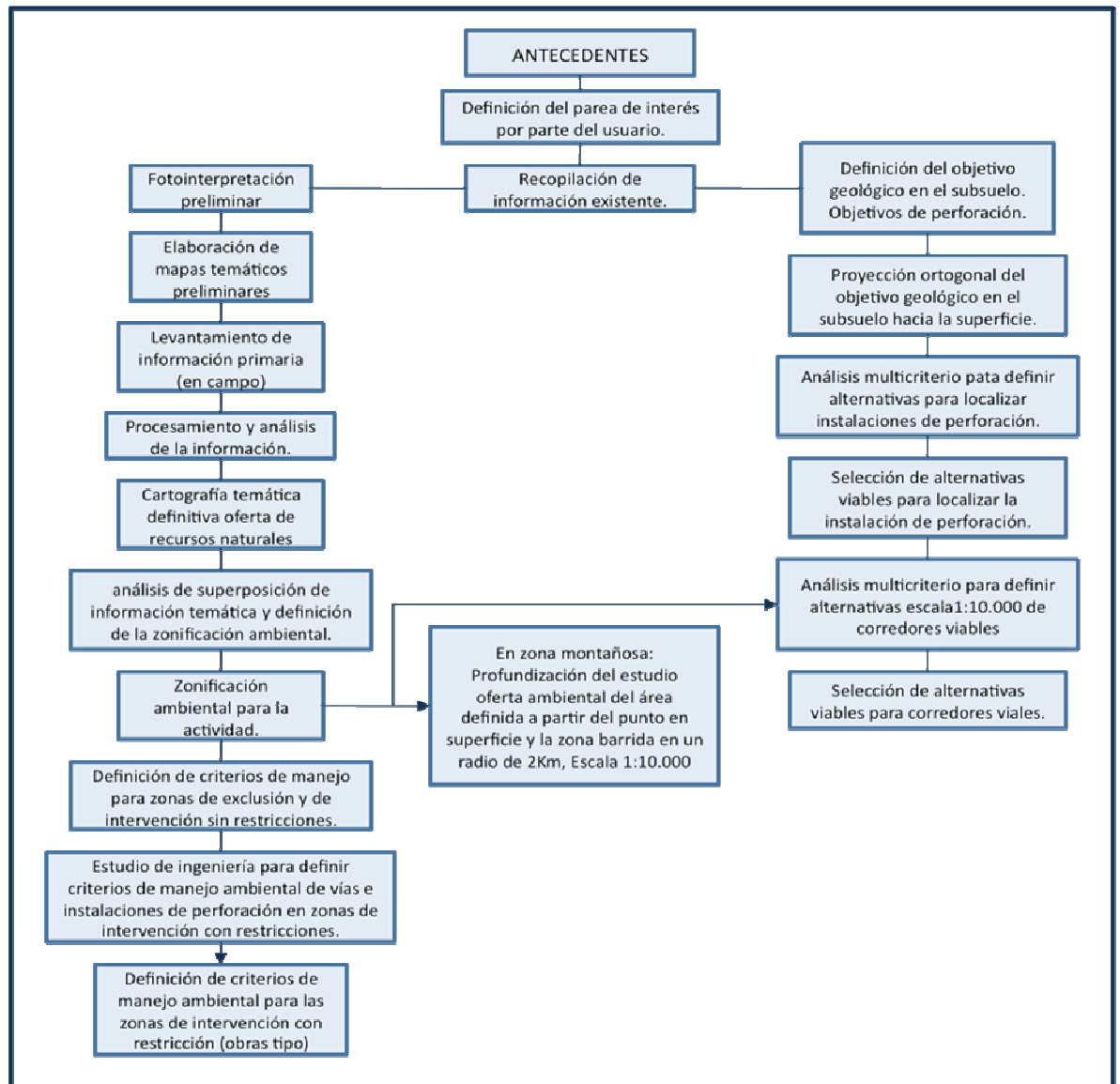
El concepto de Licencia Ambiental para el área de perforación exploratoria determina una clara connotación de ordenamiento y planificación de un área relativamente extensa, que podrá ser intervenida durante el tiempo que dura la exploración.

En este mismo sentido, el uso, aprovechamiento o afectación de recursos naturales, se convierte en un ejercicio de planificación de la oferta de recursos disponibles en el área, en el que el usuario deberá realizar con carácter regional y con la mayor precisión posible, la evaluación del estado, condiciones y disponibilidad de los recursos naturales (se hará una breve descripción de los recursos naturales en el Capítulo X) y en el que la autoridad ambiental, deberá definir los requisitos, obligaciones o restricciones que el usuario deberá cumplir durante el desarrollo del proyecto.

Una vez obtenida la Licencia Ambiental para el área de perforación exploratoria, se debe realizar el Plan de Manejo Ambiental (PMA) para la perforación del pozo y la construcción de la vía de acceso (HTER 210), el cual debe presentar en detalle la localización del pozo, el diseño de la vía de acceso, los impactos puntuales, el diseño de las medidas de manejo ambiental y el uso, aprovechamiento o afectación puntual de los recursos naturales; estos aspectos que deben estar amparados dentro de la Licencia Ambiental otorgada para el área de perforación exploratoria⁴. El proceso de planificación ambiental del proyecto se puede ver de manera esquemática por medio de la Figura 2.3, cuyos lineamientos se encuentran definidos por los términos de referencia HTER 200 y HTER 210.

⁴ Ministerio del Medio Ambiente (1999). Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas (Versión 1).

Figura 2. 3 Proceso de Planificación Ambiental.



Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

2.1.1.3. Descripción de la actividad.

Los proyectos de perforación de pozos petroleros pueden corresponder a la fase de exploración (pozos exploratorios), o estar dentro de las actividades de desarrollo del campo (pozos de desarrollo o producción), cuando se realizan en la fase culminante de la búsqueda y aprovechamiento de los hidrocarburos.

Cualquiera que sea el momento en que se hace la perforación, o el tipo de pozo, las actividades y su secuencia de ejecución son aproximadamente las mismas.

- **Planeación**

- Definición de la localización del pozo.
- Definición del tipo de acceso que se puede implementar.
- Planificación ambiental de la actividad.
- Tramite de la licencia ambiental o de aprobación del PMA.
- Gestión social.

- **Construcción**

- Vía de acceso (en el caso de ser conveniente).
- Construcción de la localización del pozo.
- Gestión social.
- Gestión de residuos.
- Monitoreo y seguimiento.

- **Operación**

- Gestión de recursos naturales.
- Gestión de residuos.
- Gestión social.
- Monitoreo y seguimiento.

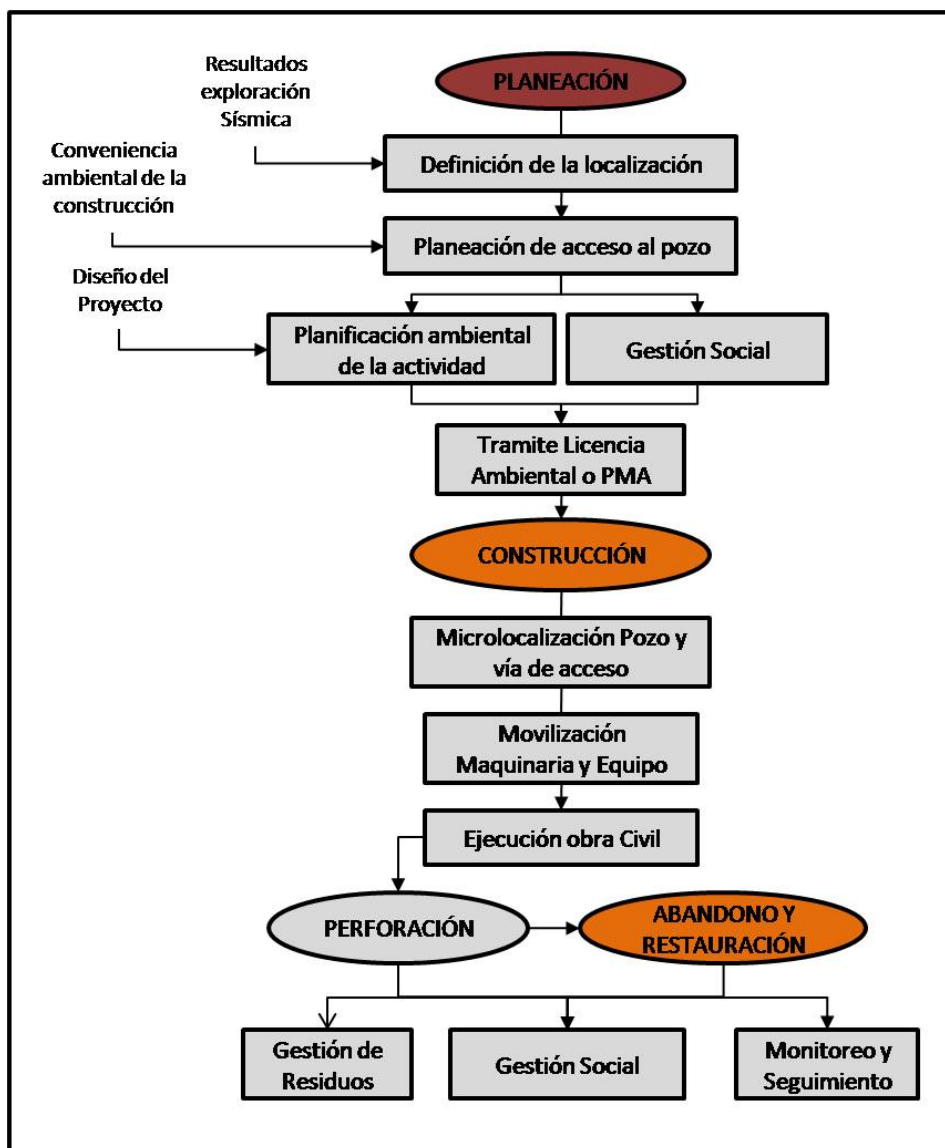
- **Desmantelamiento y Restauración**

- Desmantelamiento de instalaciones.

- Reconocimientos y saneamiento de pasivos ambientales.
- Evaluación *expost*.

Todas estas actividades y su secuencia se pueden observar por medio de la figura 2.4.

Figura 2. 4 Secuencia de Ejecución de la Actividad.

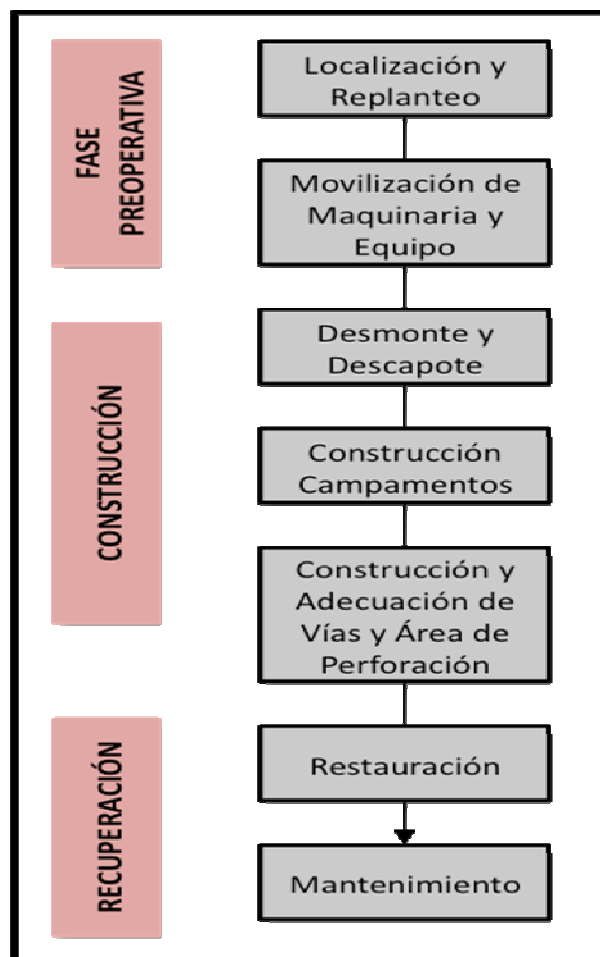


Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

2.1.1.4. Manejo ambiental del proyecto.

Toda obra que se realice dentro del proyecto debe ser monitoreada de forma ambiental por lo tanto se realizó un esquema general (Figura 2.5) de las actividades de construcción que se realizan durante la ejecución del proyecto para tener en cuenta y hacer un seguimiento adecuado a cada una de estas actividades.

Figura 2. 5 Esquema de Actividades de Construcción.



Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

2.1.1.4.1. Fase preoperativa.

a. Localización y replanteo.

Delimitar sobre el terrero las áreas a utilizar o intervenir, con el propósito de disminuir la afectación de los recursos naturales.

Los impactos ambientales que se deben prevenir o mitigar son:

- Intervención de áreas no cubiertas por la negociación de predios.
- Afectación de la cobertura Vegetal.
- Generación de posibles inestabilidades por remoción de la cobertura vegetal.
- Contaminación del agua por disposición inadecuada del material cortado.

b. Movilización de maquinaria.

Establecer las condiciones necesarias en la movilización de maquinaria, equipo y materiales para prevenir y disminuir la afectación de los recursos naturales.

Los impactos ambientales que se deben prevenir o mitigar son:

- Riesgos de seguridad vial derivados del incremento en el tráfico vehicular o de las variaciones en las especificaciones de los vehículos y de la carga movilizada.
- Deterioro de la calidad del agua y del aire como consecuencia de la circulación de maquinaria en condiciones mecánicas deficientes, la emisión de partículas al transitar por vías destapadas o la dispersión de materiales granulares transportados.
- Afectación a la infraestructura (vías, puentes, otros) causados por el tráfico de maquinaria pesada.

Generación de expectativa y conflictos con la comunidad del área de influencia.

2.1.1.4.2. Construcción.

a. Desmonte y descapote.

Minimizar la afectación a los recursos naturales, promoviendo el aprovechamiento racional de los materiales de desmonte y descapote y estableciendo medidas que permitan la conservación del suelo para su utilización en labores de restauración de las áreas afectadas⁵.

Los impactos ambientales que se deben prevenir o mitigar son:

- Afectación de la infraestructura existente.
- Ocurrencia de daños a la vegetación, al suelo, a los cuerpos de agua producidos por la actividad (corte de vegetación mayor).
- Degradación de las condiciones del suelo.
- Fraccionamiento del ecosistema.
- Afectación de cuerpos de agua.
- Generación de expectativas y conflictos con la comunidad.

b. Instalación y operación de campamentos.

La necesidad de establecer un campamento, y su localización, durante la construcción de la vía o de la instalación de perforación, obedece a criterios tales como la accesibilidad, bodegaje de equipos y materiales, alojamiento del personal e instalaciones de oficinas para la administración de la construcción.

Pueden existir dos tipos de campamentos:

⁵ Ministerio del Medio Ambiente (1999). Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas (Versión 1).

- Fijos o Principales: Caracterizados por ser de larga duración y por proveer servicios de apoyo tales como administración, bodega de materiales, parque de maquinaria, reparaciones mecánicas, etc.
- Móviles (o temporales): tienen carácter provisional y son de corta duración en un mismo sitio, desplazándose con el frente de trabajo. Proveen alojamiento nocturno a cuadrillas que laboran en la obra y facilidades mínimas de almacenamiento, entre otras. Para la realización de este proyecto este es el tipo de campamento que se va a utilizar.

Para la ubicación de estos campamentos se debe tener en cuenta:

- Los objetivos y requerimientos del proyecto.
- Minimizar los impactos sobre la calidad fisicoquímica, biótica y socioeconómica del área afectada.
- Las restricciones legales a la ocupación del espacio.
- La restauración del área afectada.
- Los derechos de las poblaciones asentadas.

Esto se tiene en cuenta en el ámbito ambiental con el objetivo de minimizar el daño ambiental durante la adecuación del sitio para instalar el campamento y reducir las necesidades de restauración del área afectada. Los impactos ambientales que se deben prevenir o mitigar son:

- Remoción de la cobertura vegetal
- Generación, expectativas y conflictos con las comunidades del área de influencia.
- Deterioro de la calidad del suelo y pérdida de estabilidad del terreno.

- Deterioro de la calidad del agua.
- Contaminación derivada del manejo inadecuado de residuos.
- Alteración del paisaje.
- Afectación de los recursos naturales.

2.1.1.4.3. Recuperación.

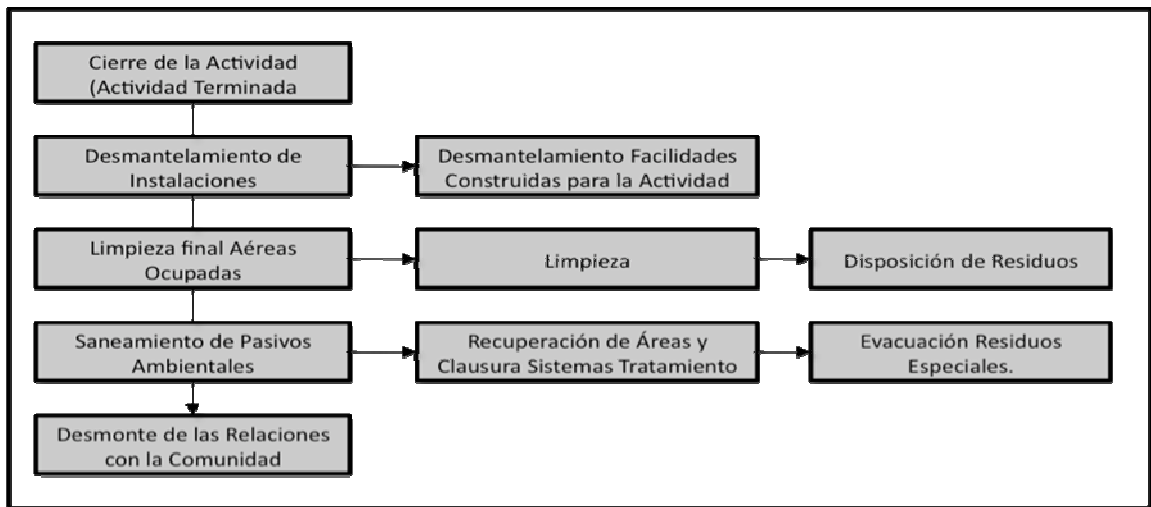
a. Plan de abandono y restauración.

Con esto se quiere, establecer un plan que permita el desmantelamiento ordenado del proyecto, o de sus partes, y la reparación de los efectos causados por las diferentes actividades desarrolladas o por el desmonte de las mismas, además definir los objetivos de calidad para la recuperación que tiene que adelantar el operador.

- **Componentes del Abandono y la Restauración.**

El proyecto de perforación conlleva diferentes actividades, varias de ellas con carácter temporal (P.e. construcción de vías de las localización) que requieren cerrarse en el momento oportuno (a su terminación). Otras van hasta el final del proyecto, cuando se determina si la perforación ha sido o no exitosa. Por ello, con el fin de garantizar que se tomaran las medidas adecuadas y necesarias conducentes al control o eliminación de los pasivos ambientales que acompañan el desarrollo del proyecto, el interesado debe establecer desde el comienzo, y mantener durante su ejecución, un plan de restauración y abandono, ejemplo Figura 2.6.

Figura 2. 6 Componentes del Plan de Restauración y Abandono.

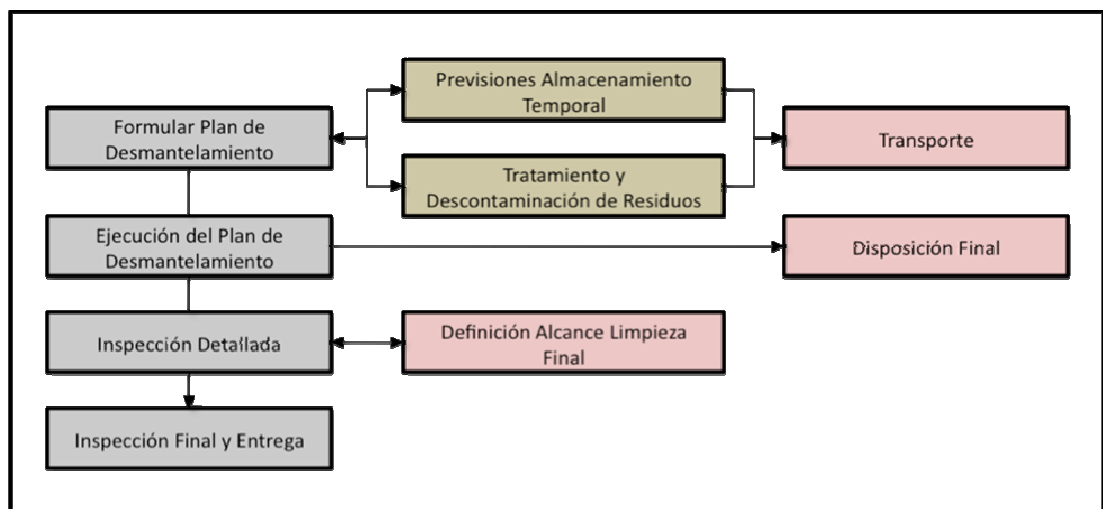


Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

- **Desmantelamiento de Instalaciones.**

El desmantelamiento procederá para todas las instalaciones, con excepción de aquellas cuya permanencia haya sido acordada con la comunidad o la autoridad ambiental. La Figura 2.7 muestra la manera en que se procederá a realizar el desmonte.

Figura 2. 7 Desmantelamiento de Instalaciones.



Fuente: Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas.

- **Limpieza final del área.**

Consiste en retirar las áreas ocupadas por el proyecto todos los materiales ajenos a las mismas, residuales o no, en consecuencia, la limpieza se extenderá a los sitios ocupados por instalaciones, así como a los demás sitios intervenidos por el proyecto. En el caso de las actividades temporales como la construcción de la vía y de la instalación de perforación, la limpieza final se realizara luego de concluir la construcción y desmantelamiento; también se hará limpieza durante la ejecución de los trabajos a medida que avancen y se desarrollen las diferentes etapas o actividades. Habrá una inspección final por parte del operador y del interventor ambiental para constatar el cumplimiento de esta obligación.

Esta inspección final servirá también para determinar efectos ambientales producidos por la construcción y determinar la efectividad de las medidas de restauración que se hayan aplicado durante el trabajo. Si se constata la ocurrencia de afectos adversos imputables al proyecto se procederá a aplicar las medidas de mitigación que sean pertinentes al caso.

- **Evaluación Ex – Post.**

Esta evaluación se realiza fundamentalmente para determinar, la eficacia de las medidas de prevención, mitigación o control incluidas en el Plan de Manejo Ambiental (PMA), determinar impactos residuales imputables a la actividad e identificar otros no previstos, y generar información para orientar las futuras actividades de la industria petrolera en el área.

El análisis de los resultados de la evaluación Ex – Post debe enmarcarse dentro de los objetivos de la gestión ambiental y ser concordante con los impactos previsibles y su manejo. Por lo tanto con las características del proyecto y su ejecución, los elementos del medio ambiente que deben ser objeto de evaluación son:

- Agua (Superficial y Subterránea).
- Suelo.
- Vegetación.
- Las comunidades, administración local, organizaciones e instalaciones garantes ubicadas en el área de influencia del campo.

2.1.2. RECURSOS NATURALES DEL BLOQUE CANAGUARO.

Después de haber definido todos los requerimientos exigidos por los entes ambientales, ahora se procede a realizar una descripción de estos aspectos, para así mitigar cualquier daño ecológico que se pueda presentar durante la ejecución de toda operación en esta región. La información aquí registrada se logra tras la consolidación de información secundaria tanto de las entidades ambientales regionales y nacionales, como de la observación directa de elementos socio-ambientales realizados en el área de estudio.

En un trabajo de estudio ambiental se tienen que tener en cuenta las siguientes generalidades.

2.1.2.1. Características climatológicas.

Se tienen en cuenta los siguientes elementos climáticos de la zona como, precipitación, temperatura, humedad relativa del aire y evaporación, los dos primeros son los más importantes por cuanto permiten definir, clasificar y zonificar el clima de la región. En tanto que los otros se presentan como caracterizadores de las unidades ya definidas.

2.1.2.1.1. Precipitación.

Este parámetro se emplea en la determinación de la caída de los hidrometeoros (lluvia) proveniente de la atmosfera, que finalmente alcanzan la superficie terrestre en forma de lluvia, llovizna, nieve o granizo. Además de ser un factor determinante de la erosión, es importante en la determinación de agua disponible para el desarrollo de los cultivos, en la planificación de los distritos de riego y en los proyectos de extracción de hidrocarburos, entre otros.

En los municipios de Tauramena y Monterrey en especial en la zona de influencia para este programa de estudio, se observa de acuerdo con los registros pluviométricos de la zona, una prolongada estación de lluvias de siete meses que se extiende desde abril a octubre, siendo mayo y junio los meses más lluviosos con valores que oscilan entre 372 y 438mm., de precipitación media mensual respectivamente. La temporada de baja precipitación (sequía), se presenta de diciembre a marzo, siendo enero el mes más seco con valores de 8,8, 14 y 18mm, de precipitación media mensual, los meses de noviembre y abril se consideran de transición entre la temporada seca y húmeda.

El régimen pluviométrico de la zona es aproximadamente bimodal, con dos descensos considerables en los meses de diciembre a febrero y en el mes de julio. La primera temporada lluviosa comienza en marzo y se extiende hasta junio, siendo más prolongada y homogénea con valores que oscilan entre los 135,2mm y 352,3mm y la segunda inicia en agosto y se extiende hasta el mes de noviembre con registros que varían entre los 223,7mm 442,8mm. Los primeros secos van de diciembre a febrero y en el mes de julio y se caracterizan por una disminución muy pronunciada de la precipitación, teniendo al mes de enero como el más seco con valores que no superan los 60mm. La precipitación anual oscila entre los 2396mm y los 2906mm.

2.1.2.1.2. Temperatura.

La temperatura del aire es un carácter climatológico importante por la influencia que ejerce sobre los factores hidrológicos, biológicos y económicos de una región. Está determinada por la cantidad de energía procedente del sol recibida durante un periodo de tiempo determinado, e indica el grado de calor o frío sensible en la atmósfera, está influenciado por la altitud, sobre el nivel del mar. La temperatura máxima es de 26,4°C y la mínima 24,5°C con una temperatura promedio anual de 25,4°C. Estas temperaturas corresponden a un clima cálido; por la poca variación durante el transcurso del año, se ajusta a un régimen de tipo isotérmico.

2.1.2.1.3. Humedad relativa.

Este parámetro hace referencia a la humedad presente en la atmósfera y muestra una relación inversamente proporcional a la temperatura, es decir a mayor temperatura menor humedad y es expresada en porcentaje de vapor de agua presente en un sitio. La humedad relativa promedio anual para el área de influencia es porcentaje de vapor comparación con la saturación en condiciones de presión y temperatura es de 81%, con un periodo de máxima humedad, comprendido entre los meses de junio a agosto 8 con mayor registro en julio con 84% y de 83% para junio y agosto, que son meses muy lluviosos, con baja temperatura. El mes más seco es marzo con 76% de humedad relativa.

2.1.2.1.4. Evaporación.

La evaporación es el movimiento del agua, desde aéreas superficiales hacia la atmósfera, sin pasar a través de las células de los seres vivos. Es indispensable conocer la capacidad para provocar la evaporación por cuanto hace parte de las condiciones meteorológicas que caracterizan en determinado

momento. Como temperatura, precipitación, vientos, suelo, vegetación, entre otros. En el área de influencia tiene un valor anual de 1.402,5mm., de evaporación registra un máximo en febrero con 196mm, y mínimo 65,9mm en julio.

2.1.2.2. Hidrología.

La hidrología en la zona está basada en el comportamiento hídrico que presenta la cuenca medio del río meta y localmente la de los ríos Tua y Tacuya; en este sector se establecen variaciones en su topografía y climatología que inciden en los aspectos hidrológicos del área.

Adicional a este sistema de corrientes naturales, se observan en el área de estudio numerosos jagüeyes, que sirven para el almacenamiento de aguas lluvia, los cuales son utilizados especialmente para abrevaderos del ganado.

La escasa población asentada en la zona de estudio, constituida por los habitantes de grandes fincas, utiliza para el consumo la explotación de aguas subterráneas, mediante la perforación de pozos o la implementación de pozos artesanos (aljibes), aprovechando el nivel freático. Los esteros han creado su propio ecosistema a la vez que cumplen la función de proteger a la llanura de permanentes u no deseadas inundaciones, que produzcan malestar a la población y al ganado, principal fuente de sustento del área.

El sistema hidrológico cuenta con áreas de inundación bien definidas, que van a amortiguar las crecidas que se presenten al momento de llegar la época de lluvias que generan gran cantidad de excesos de agua en la región, las cuales tienen que ser evacuadas de la zona por la red de drenaje del área y en vista de que en ocasiones esta es insuficiente para tal propósito, las quebradas han generado su propia solución con estas zonas de inundación formando una cantidad considerable de esteros. Durante los meses de verano estas zonas permanecen secas o con bajos niveles de agua, pero con la llegada de la

temporada de lluvias cambian de aspecto para dar paso a un paisaje tipo acuático.

2.1.2.2.1. Subcuenca del río Tua.

- **Río Tua**

El río Tua desemboca en la Cuenca del Río Meta a 175m,s.n.m. Bordea el Municipio en el sector suroriental, definido el límite entre Monterrey, Villanueva y Tauramena; presenta un área de drenaje de 1.056,3Km², con una longitud de 72Km en su cauce principal; recibe el aporte de las aguas de río Tacuya, Cañada el Chaparrito, Cañada los Chuaros, entre otros.

Presenta un patrón meándrico, caracterizado por una serie de curvas originadas por acumulación de sedimentos al margen del río. El afluente más importante del río Tua es el río Tacuya.

- **Río Tacuya**

Nace en la cuchilla Buenavista a 600m.s.n.m., recorre 46Km recubriendo el aporte de Caño El Araca, Caño Cotudo, Caño Gaumal y Caño el Huevo en el sector dos de Tauramena con un área parcial del drenaje de 67Km², dentro del Municipio. Desemboca en la subcuenca del Río Tua, al oeste del Municipio.

- **Caño El Huevo**

Nace y desemboca en la vereda La Lucha sobre los 230m.s.n.m., recorre alrededor de 40Km bordeando el sector occidental del municipio de Tauramena con un lecho de entre 2-2,5m de longitud. Desemboca en la subcuenca del Río Tacuya, al oeste del Municipio. Esta bordeado por vegetación de estrato arbustivo y arbóreo generando al interior microclimas favorables para el mantenimiento de una estructura vertical con individuos representativos en cada uno de sus niveles de desarrollo formando lo que se conoce como un bosque de galería con condiciones particulares diferentes al medio en el que se encuentra.

2.1.2.3. Aspectos bióticos.

Los aspectos bióticos más relevantes analizados en el área de estudio son la flora y la fauna dada su importancia y manejo durante las actividades de todos los trabajos y su afectación.

2.1.2.3.1. Flora.

Para la identificación y caracterización de las distintas unidades de cobertura vegetal y uso del suelo en aérea de influencia del programa de estudio en el bloque Canaguaro, en el Municipio de Tauramena, se elaboro el mapa respectivo mediante fotointerpretación y verificación de campo dentro del tipo especial de vegetación sabana húmeda tropical, que hace parte de los ecosistemas no boscosos.

El área corresponde a una superficie que en conjunto se define como un extenso paisaje de sabana conocido como “llanos orientales”, dominada por una vegetación típica de gramíneas, que se desarrolla en elevaciones menores a los 150m sobre el nivel del mar aproximadamente, en la denominada sabana mal drenada. Esta vegetación corresponde a una cobertura vegetal de tipo abierto, con algunos pequeños relictos boscosos alrededor de las márgenes de las corrientes de agua, mata de monte, y en sitios mal drenados o morichales. Dentro del área de influencia se lograron determinar 5 tipos de cobertura a saber.

- **Sabana natural no inundable. Sn**

Son conocidas como sabanas de gramíneas con bosque de galería. Este tipo de vegetación especial se desarrolla en un paisaje de relieve plano a ligeramente ondulado, con pendiente entre 3 y 7%, en alturas menores a los 150m de elevación. El área de pasto natural en toda su extensión presenta un

color verde claro, hasta una tonalidad amarilla grisácea, que es indicativo de los periodos lluviosos y secos en la región; presenta buen drenaje.

El principal uso de estas sabanas es el sostenimiento de una ganadería tipo extensiva. Está compuesta principalmente por pasto natural conocida como rabo de zorro. Se localiza en la microcuenca de la quebrada El Huevo en una extensión de 541,3 Has aproximadamente.

- **Sabana natural inundable. Sin**

Este tipo de sabana plana cubre la mayor extensión del área de influencia del programa. Se localiza en el paisaje de terrazas bajas inundables gran parte del año, especialmente en la temporada de lluvias entre abril y octubre, que favorece la formación de esteros o zonas más drenadas; presenta relieve plano cóncavo con pendientes menores de 3%. En algunos sitios se observa en estas zonas mal drenadas una vegetación acuática, con palma moriche, que crece a su alrededor y que sirve de hábitat a la fauna silvestre: aves, reptiles y algunos mamíferos, como venados y tigrillos.

Especies predominantes: cola de mula y pasto guaratara, entre otras especies de gramíneas. La ganadería extensiva se maneja en la temporada seca a finales y comienzo del año.

- **Sabanas con pastos manejados. Sm**

Se presenta en la misma altitud que las anteriores unidades de cobertura vegetal y uso, en donde las condiciones de mejor drenaje favorece el establecimiento de pastos mejoradas principalmente de las especies *Baricharia humidicula* y *brachiaria decumbens*, que son resistentes a la humedad y a los prolongados meses de sequia, lo cual lo hace rentable en pequeñas aéreas para una ganadería semiextensiva e intensiva.

- **Bosque de galería. Bg**

Es el bosque natural intervenido (degradado), pro acción antropica, se localiza al borde de los cursos de agua para regulación y preservación del recurso hídrico. Presenta una escasa vegetación compuesta por árboles y arbustos de bajo porte, con una regeneración natural escasa por el grado de intervención al que han sido sometidos estos bosques.

- **Cultivos agrícolas. Ca**

Son pequeñas aéreas destinadas como cultivos de subsistencia de maíz, plátano, yuca y algunos frutales como guayaba cultivadas cerca de las casas.

2.1.2.3.2. Fauna.

Para caracterizar en forma general la composición de la fauna silvestre presente en el área de influencia del bloque Canaguaro, se verificaron ciertos aspectos relativos a distribución de especies y algunas consideraciones sobre hábitat y hábitos de las mismas.

- **Mamíferos.**

La mayor parte de los mamíferos reportados por los pobladores y observadores dentro de la zona de influencia, corresponden a especies cuyo habitat esta relacionado con los bordes de bosque de galería como son ñeque, chigüiro, tinajo, oso palmero, venado, armadillo, canaguaro, tigrillo, marrano cerrero, al igual que las especies de primates.

La destrucción del hábitat original ha afectado fuertemente a las especies que requieren bosques para su supervivencia, ya sea porque necesitan grandes extensiones o porque la fragmentación no permite que una población residente perdure en el tiempo con las condiciones actuales. En sectores estrechamente

asociada a parches de vegetación arbórea y arbustiva, con drenajes naturales o esteros y en los cinturones de protección de los caños, se presenta concentración de fauna.

- **Reptiles.**

Varias especies de repíteles cuyo hábitat es el bosque aun se presentan en la zona de influencia, encontrándose principalmente junto a los cursos de agua con vegetación persistente y zonas de estero. Sin embargo, existen muchos más reptiles que pertenecen a zonas abiertas y corresponden a aéreas de sabana donde son típicos la Iguana, Lagartija y el lobo pollero.

- **Anfibios.**

Dado que los individuos pertenecientes a esta clase son por lo general de hábitos nocturnos, es casi imposible los avistamientos realizados durante las actividades desarrolladas en el día; y la información que manejamos son algunas descripciones de pobladores, y literatura especializada, entre estos encontramos: Rana Blanca o Tigre, Sapo común, Rana y Ranita.

- **Aves.**

Las especies más comunes en la zona, de acuerdo con los pobladores, y que lograron ser identificados usando sus nombres comunes y algunas descripciones, al igual que mediante la revisión de reportes para la zona del Casanare, junto con algunas características referidas a la distribución altitudinal, biotipo, nivel trófico y periodo de actividad son: Miria, Arrendajo, Toche, Turpial, Búho y Garza Real. El número de especies es relativamente alto. Las más abundantes en las zonas de influencia del bloque Canaguaro corresponden a fauna asociada a aéreas de humedades o esteros y aéreas de sabana; generalmente estas sometidas a factores de disturbio por actividades antrópicas. En los ecosistemas de sabana, el estudio de la diversidad biológica ha recibido menos atención, probablemente debido a que este bioma ha sido considerado de baja diversidad en comparación con las selvas tropicales. Esta

aproximación es equivocada si consideramos que la diversidad de los mamíferos de sabana es mayor que la de selva.

No hay que olvidar que el ecosistema de sabana esta casi siempre atravesado por formaciones vegetales representadas por los bosques de galería o “matas de monte”, los cuales tienen un efecto de aumento en la diversidad biológica del sistema, en este tipo de bioma, la presencia de bosque de galería incrementa la diversidad debido a la presencia de especies de fauna propias de los bosques húmedos, los cuales se encuentran estrictamente ligadas con las franjas de bosque a lo largo de los ríos. Este tipo de bosques representan “corredores biogeográficos” en el sentido en que han permitido la dispersión de la fauna típicamente amazónica, tanto al sur como al norte de su área de extensión continua. Entre algunos de estos grupos se encuentran lapas, armadillos, zarigüeyas, monos y venados.

2.1.2.4. Manejo ambiental de residuos.

- **Residuos sólidos.**

Para el manejo de residuos sólidos se realizó una clasificación en la fuente y su respectiva entrega al hospital local y planta de tratamiento del municipio de Tauramena, ver Tabla 2.2.

Tabla 2. 2 Manejo de Residuos.

Tipo de Residuo	Almacenamiento	Disposición Final
Orgánicos	Bodega de Residuos	Planta de tratamiento de Tauramena
Reciclables	Bodega de Residuos	Planta de tratamiento de Tauramena
Residuos Quirúrgicos	Bodega de Residuos	Imec S.A E.S.P. Villavicencio

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

- **Residuos sólidos domiciliarios.**

Los residuos sólidos orgánicos reciclables generados en el campamento base y en cada una de las tres casas tomadas para personal calificado, se clasificaron en la fuente y se llevaron posteriormente a la planta de tratamiento del municipio de Tauramena para su disposición final previo pesaje del material y llenado de las respectiva planilla. (Papel, cartón, vidrio, plástico, quirúrgicos entre otros.

- **Residuos sólidos hospitalarios.**

Los residuos generados en consultorio médico fueron dispuestos en bolsas grises y entregadas al Hospital Local de Tauramena para la gestión de su transporte y disposición final por la empresa IMEC S.A. E.S.P. de la ciudad de Villavicencio. En total se entregaron los siguientes materiales, guantes, algodón y material corto punzante.

- **Residuos líquidos.**

Los residuos líquidos domiciliarios generados en campamento base procedentes de sanitas y duchas fueron dispuestos en tanques sépticos que se encontraban en el sitio previo ingreso del personal de la empresa, adicional a esto, dichos tanques fueron evacuados y transportados a la planta de

tratamiento de agua residuales de Yopal (Casanare), trabajo realizado por la empresa SERPET JR quien cuenta con licencia para evacuación, transporte y disposición final de residuos líquidos especiales. Los residuos generados en casino se conectaron a trampa de grasas y posterior campo de infiltración para la máxima remoción de partículas y grasas, sistema de remoción que se instalo a 200m de cuerpo de agua ubicado en la zona (lago).

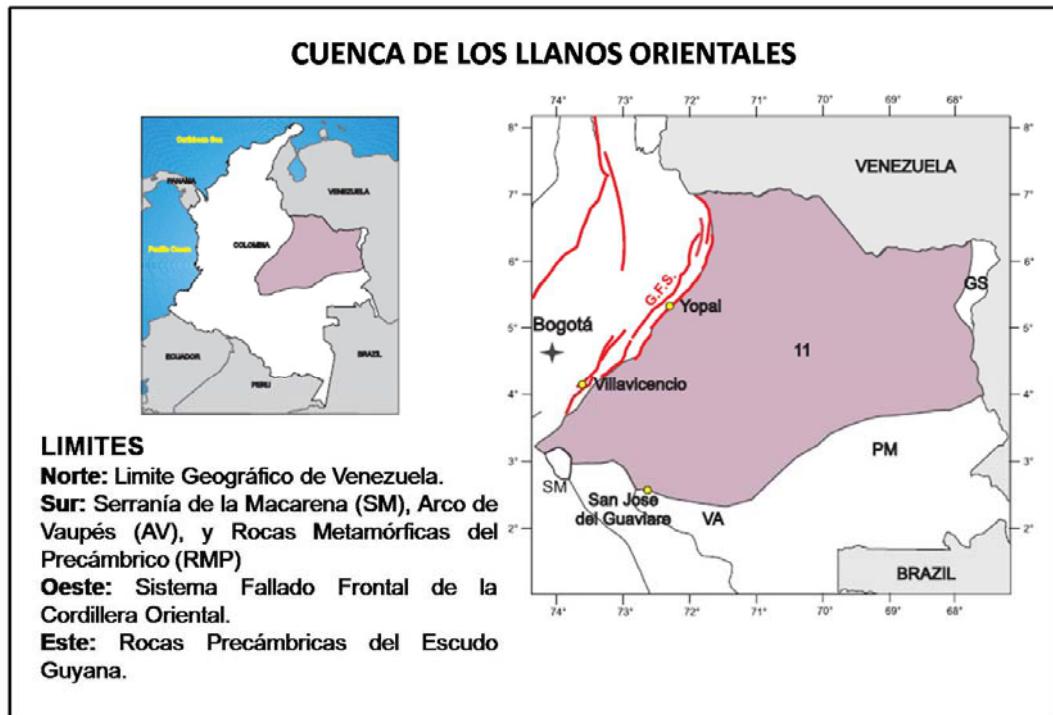
2.2. GEOLOGÍA

En este capítulo se va a realizar un estudio geológico esquematizado de la zona, empezando desde los aspectos más generales, hacia los más específicos, para así lograr un enfoque detallado de la geología del proyecto del Bloque Canaguaro.

2.2.1. GEOLOGÍA GENERAL.

La cuenca de los Llanos se encuentra localizada en la región Oriental de Colombia. Los límites Geomorfológicos son, limite de Venezuela-Colombia en el Norte, la serranía de la Macarena y el arco del Vaupés hacia el Sur, el sistema de fallas de Guaicaramo hacia el Oeste, y el escudo de la Guyana hacia el Este. Como se puede observar en la Figura 2.8.

Figura 2. 8 Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales.

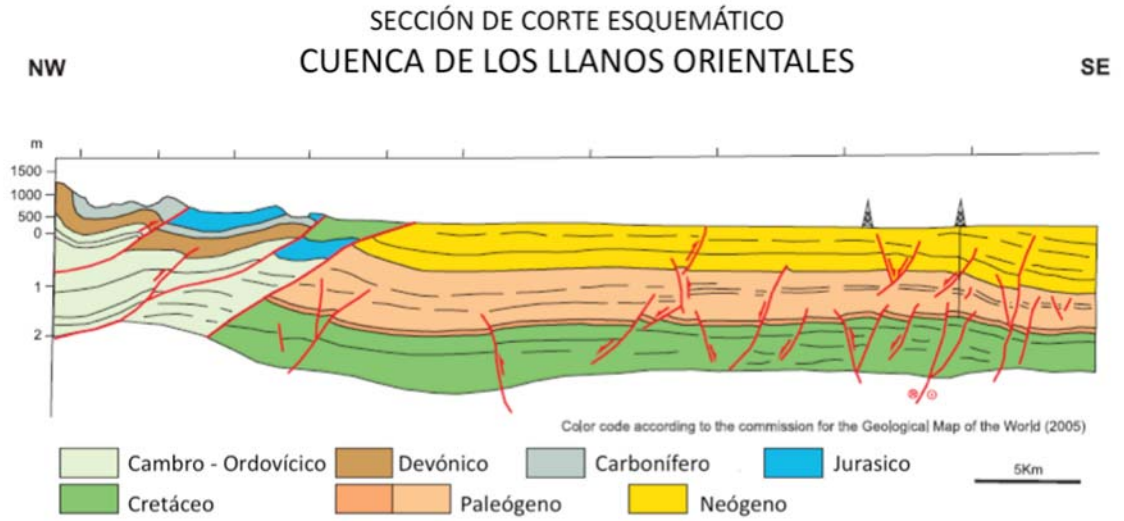


Fuente: www.anh.gov.co

La evolución de esta cuenca inicia en la edad del Paleozoico con una fase de levantamiento de agrietamiento. Sedimentos siliclasticos se depositaron sobre el basamento cristalino del Precámbrico, desde el Triásico hasta el Cretáceo tardío, la cuenca era el hombro del este de una estructura fallada más importante.

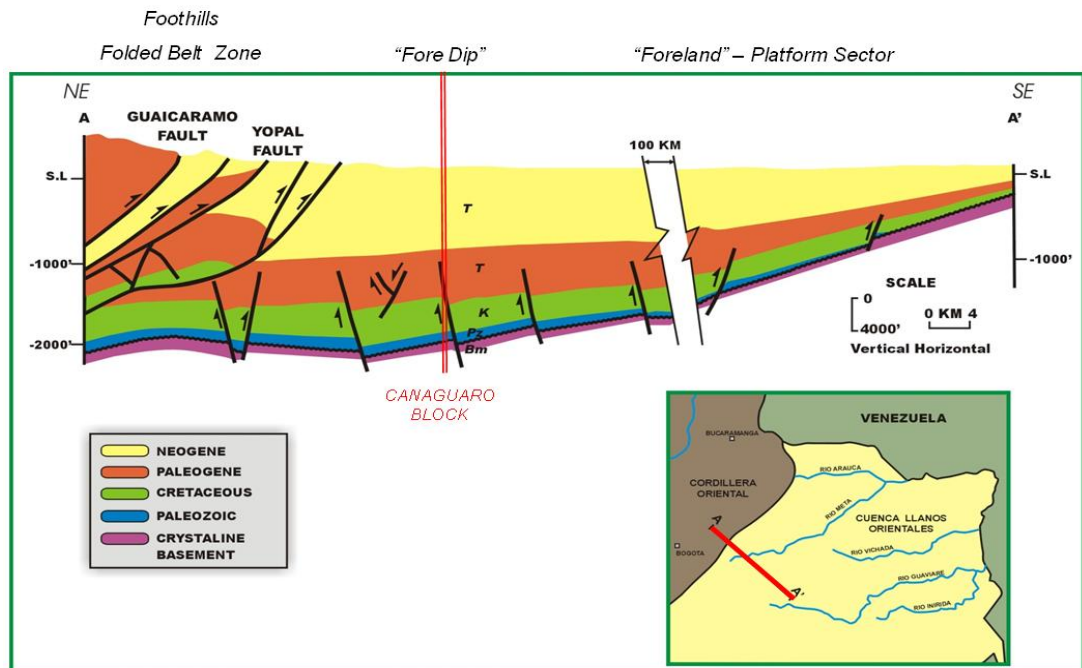
Esta cuenca se convirtió en, desde el Mioceno hacia tiempos recientes esta cuenca ha sido un depósito de residuos de melaza espesa. Las rocas fuentes del Cretáceo poseen un rango desde inmaduras hasta maduras marginales entre la región del este de la falla frontal. Algunos reservorios son unidades siliclasticas de las eras del Cretáceo tardío y el Paleógeno. Análisis de componentes individuales del sistema de migración de la cuenca es complicado debido al adelgazamientos de la sección estratigráfica, y el desarrollo de mas capas de arenas hacia del escudo de la Guyana.

Figura 2. 9 Corte Esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: www.anh.gov.co

Figura 2. 10 Corte Esquemático del Bloque Canaguaro.



Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

2.2.1.1. Geología petrolera de la cuenca.

- **Evidencias de hidrocarburos.**

En esta cuenca se han descubierto oficialmente más de 1500MMBO de crudo recuperable. Se tienen actualmente dos campos gigantes (Caño-Limón y Castilla), tres campos Mayores (Rubiales, Apiay y el Complejo Tame), y se han descubierto más de 50 campos menores.

- **Fuente.**

La roca fuente para la cuenca de los Llanos Orientales se encuentran de hecho localizada entre el flanco Este de la Cordillera Oriental. Arcillas mezcladas entre marinas y continentales de la formación Gacheta con Kerogeno de tipo II y III, y un espesor efectivo entre 150-300ft en la fuente principal.

- **Migración.**

Dos tiempos de migración han sido identificados, el primero durante la parte más alta del Eoceno-Oligoceno, el segundo tipo de migración empezó en el tiempo del Mioceno y esta continuando en el presente.

- **Almacenadora.**

Las arenas del Paleógeno, Carbonera (C-3, C-5 Y C-7) y Mirador son excelentes unidades almacenadoras. Entre la secuencia del Cretáceo varios intervalos de arenas también son excelentes almacenadoras. La Porosidad disminuye en la misma dirección desde 30% a cerca de 10%. El espesor neto varía desde algunos pies a cerca de 180 pies, dependiendo de la localización del pozo en la cuenca. La gravedad API varía entre 120 y 42°.

- **Sello.**

La unidad C-8 de la Formación Carbonera ha sido considerada tradicionalmente como el sello regional de la cuenca, pero debido a su

extensión el mejor sello es la unidad C-2 de Carbonera. Los varios números de unidades de la formación Carbonera se reconocen como sellos locales como las formaciones del Cretáceo, Gacheta y Guadalupe que pueden ser autosellos.

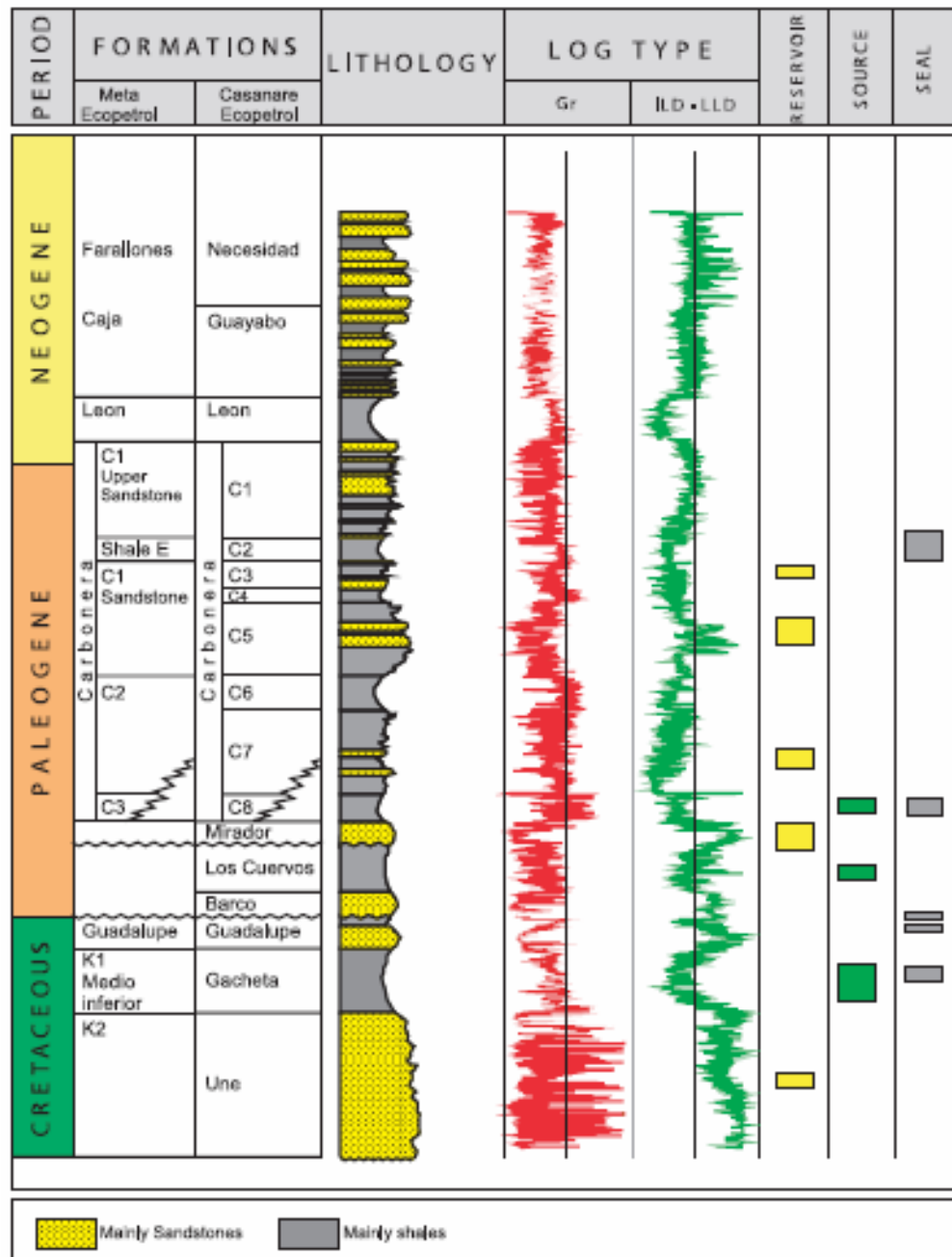
- **Trampa.**

La exploración ha sido concentrada en normal, arriba de las fallas de la cuenca (antítesis). Se han probado pobremente las fallas inversas anticlinales, bajo aligeramiento de anticlinales y trampas estratigráficas (Pinchamientos, canales, etc) todas son objetivos de exploración con altos potenciales.

- **Prospectividad.**

La cuenca ha sido perforada moderadamente y trampas estratigráficas sutiles no han sido estudiadas en profundidad. Aéreas potenciales de acumulación de hidrocarburos se encuentran localizadas en la parte Sur y Oeste de la cuenca donde los límites del yacimiento son afectados por agua meteórica formada en trampas hidrodinámicas. La parte Suroeste, al sur del campo de Castilla, también es un área altamente prospectiva.

Figura 2. 11 Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: www.anh.gov.co

2.2.2. GEOLOGÍA REGIONAL.

El bloque Canaguaro se encuentra ubicado en el medio de dos (2) municipios, Monterrey y Tauramena los cuales presentan una estructura geológica similar, y la distribución de estas facies es la siguiente:

2.2.2.1. Descripción Municipal.

Geológicamente los municipios de Tauramena y Monterrey se encuentran localizados dentro del cinturón plegado y fallado de la cordillera oriental de Colombia, principalmente en el paisaje del piedemonte, donde predominan sedimentos de edad Terciaria y Cuaternaria limitados por dos sistemas de fallas regionales: el sistema de fallas Guaicaramo al noroeste y el sistema de fallas de Yopal al sureste. El área se caracteriza por presentar una actividad tectónica intensa con una dinámica comprensiva manifestada por pliegues sinclinales, anticlinales y fallas de cabalgamiento.

Cronológicamente, las rocas afloran en fajas más o menos regulares siguiendo la misma dirección de las principales estructuras del país, es decir, SW-NE. Las rocas más antiguas afloran hacia la parte alta de la cordillera, o bien hacia el NW del municipio progresivamente, van apareciendo las secuencias de rocas más jóvenes en el mismo sentido en que la pendiente disminuye hacia los llanos. Así, los materiales se ubican en una secuencia que se extiende desde el cretáceo hasta el cuaternario, correlacionándose con los distintos paisajes que se han separado; de esta manera, en la montaña predominan materiales del cretáceo, en el piedemonte, lomerío y altiplanicie abundan materiales terciarios, en tanto que la planicie aluvial y los valles están constituidos por sedimentos del cuaternario.

2.2.2.1.1. Estratigrafía.

a. Cretáceo.

- **Formación Fomeque (Kif):** Representada por una secuencia sedimentaria con predominio de lutitas carbonosas, interestratificadas con calizas y areniscas. La Formación constituye el miembro inferior del Grupo Villeta y su espesor se ha calculado den 400m. Se encuentra en las veredas Monserrate, San José, Guafal del Caja, El Oso, Bendiciones, Zambo y Aguamaco en la zona montañosa de Tauramena.
- **Formación Une (Kiu):** Está constituida por areniscas, las cuales presentan una morfología escarpada, desarrollando macizos rocosos continuos y valles profundos en “V” con procesos leves de erosión y deslizamientos asociados al sistema de fallas de cabalgamiento de Guaicaramo. Los patrones de drenaje son subparalelos y subdendriticos. El espesor reportado para las areniscas es de 760m (Ulloa & Rodríguez, 1981). El Oso, Monserrate, Bendiciones, Visinaca, Lagunitas y Zambo.
- **Formación Chipaque (Ksch):** corresponde a una sucesión sedimentaria de arcillolitas y limolitas que desarrollan una morfología suave hacia el eje del pliegue sinclinal. Ulloa & Rodríguez dan un espesor variable entre 350 y 500m. Lagunitas, Guafal, Monserrate y El Oso.
- **Grupo Palmichal (Ktp):** Con este nombre se denominan las Formaciones del Grupo Guadalupe y Barco, caracterizadas por macizos continuos que conforman un paisaje de montaña con pendientes altas, valles profundos en “V”, procesos leves de erosión y deslizamientos asociados a trazos de falla. El grupo está conformado es subparalelo y subdendritico con control estructural. El Oso, Aguamaco, Zambo, Bendiciones y Visinaca.
- **Formación Cuervos (Kpc):** Conforman un paisaje montañoso denudado con pendientes moderadas a altas y varios fenómenos de remoción en masa asociados. El drenaje es en general subdendritico con control estructural. La

Formación está constituida por lutitas grises a negras y limolitas grises, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino y niveles de liditas. Visinaca, Zambo y Bendiciones.

b. Terciario.

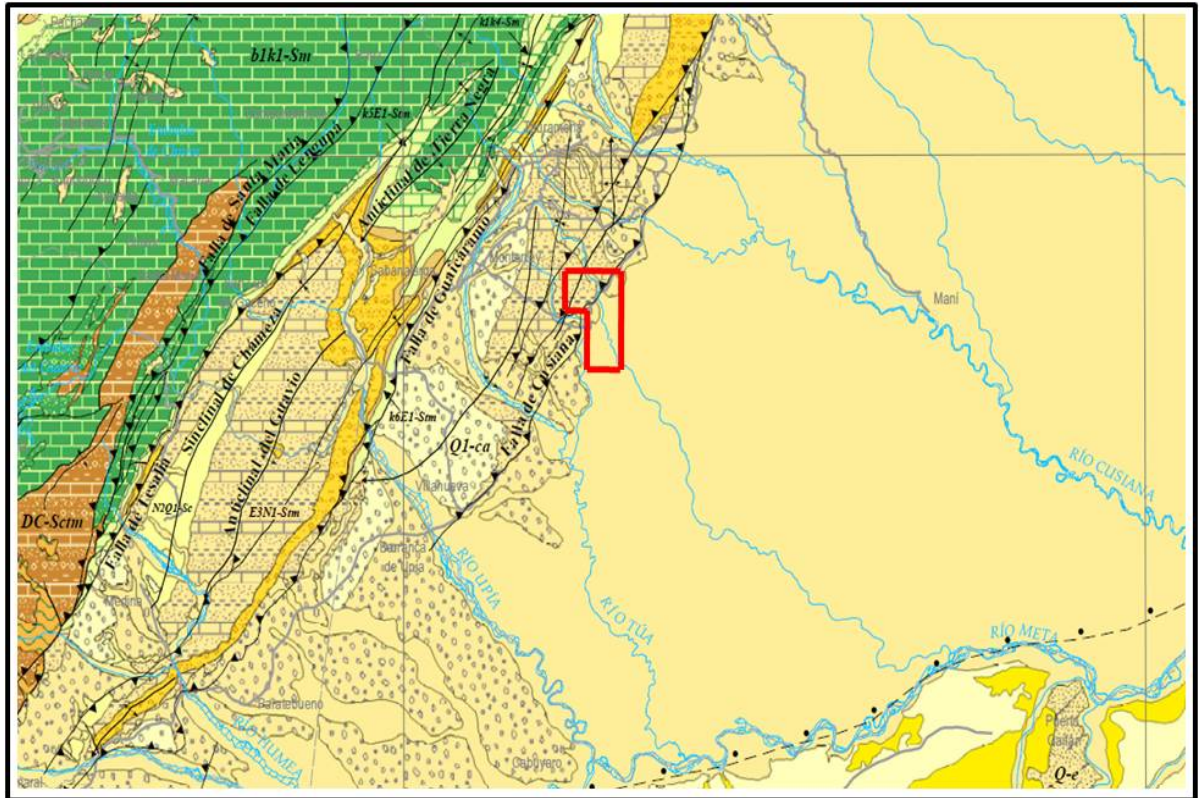
- **Formación Mirador (Tem):** Desarrolla pendientes fuertes alineadas. Está compuesta por conglomerados cuarzosos en matriz arenosa, areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, friables, arcillolitas y lutitas, con estratificación cruzada. Bendiciones, Zambo y Visinaca.
- **Formación Carbonera (Toc):** Presenta una topografía ondulada a escarpada con intensa erosión y fenómenos de remoción den masa. Se caracteriza por la interestratificación de areniscas de grano fino y medio, con arcillolitas de color gris amarillento a verdoso y mantos de carbón. El Oso, Bendiciones, Zambo y Visinaca.
- **Formación Guayabo Medio (Tmgm):** Sobre la unidad de desarrolla gran cantidad de cárcavas y surcos de erosión, aun en pendientes moderadas a bajas. La unidad está compuesta por arcillolitas y limolitas rojizas con algunas intercalaciones de areniscas arcillosas rojizas de grano fino a medio y areniscas conglomeraticas. El espesor considerado de la unidad es de 1600m a 2500m. Se encuentra en las veredas: Bendiciones, Jaguito, Bendiciones, Aguamaco, Palmar, Guichire, Delicias, Batallera, Raizal y Chaparral.

c. Cuaternarios.

- **Terrazas Aluviales y Fluviotorrenciales (Qt):** Se localizan principalmente en la parte alta del río Cusiana y en ellas se registra actividad neotectónica. Los depósitos están poco consolidados y las terrazas de origen aluvial son importantes como acuíferos por presentar un espesor considerable de material permeable. Aguablanca, Chaparral, Cabañas, Jaguito, Juve, Palmar, Paso Cusiana, Yaguaros, Iquia, Villa Rosa y en bloques muy dispersos en las veredas Batallera, Palmar, Aguamaco y Bendiciones.

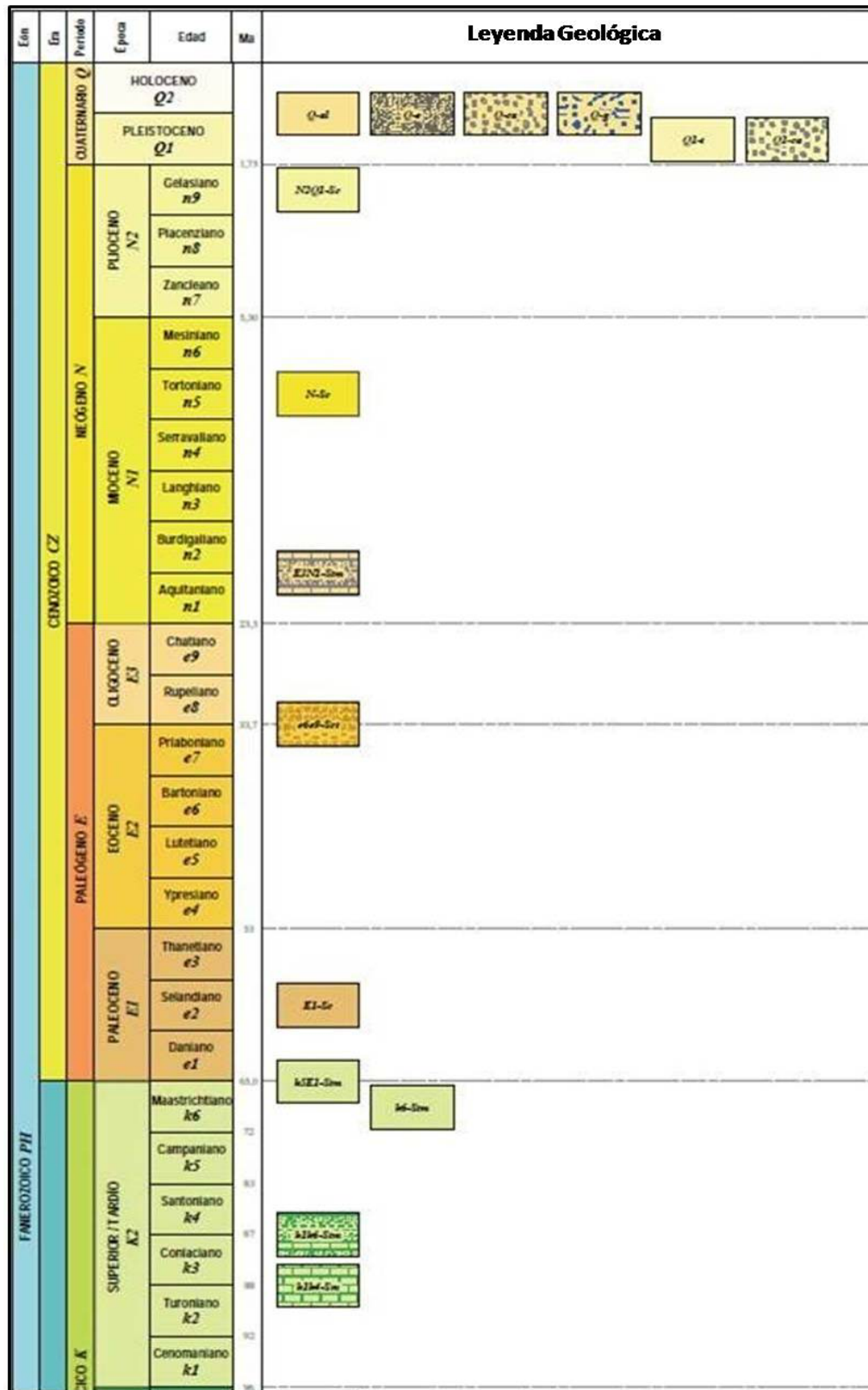
- **Depósitos Eólicos (Qeo):** Corresponden a arenas transportadas por el viento desde los playones de los ríos, en época de verano, las cuales forman fajas curvadas subparalelas anchas y de poca altura denominadas escarceaos y depósitos de arena ordenados en forma alargada de acuerdo con la dirección predominante del viento, llamados médanos. Parte baja del Chitamena, Raizal, Cuemavaca, Alto Guira, La Lucha, El Guira, Puente Guira, La Esmeralda, Vigia Trompillos, LA Urama, Piñalito, Tunupe y Carupana.
- **Depósitos Aluviales Recientes (Qal1):** Corresponden a la carga sedimentaria transportada por los ríos y acumulada en pequeñas depresiones cuando se presenta disminución del caudal. Están constituidos por bloques, cantos, guijos, arenas, arcillas y limos. Se encuentran en las cuencas de los ríos Cusiana y Chitamena y Tua particularmente.
- **Depósitos de Origen Mixto (Qal2):** Son acumulaciones de arenas, limos y arcillas transportadas por flujos superficiales y depósitos en bajos de terreno (cubeta aluvial). En estos depósitos se desarrollan turbas a partir de la descomposición de materia orgánica, debido a que el área permanece inundada durante la mayor parte del año. Se localiza en la zona de llanura de las veredas Guira, Puente Guira, Esmeralda, Corocito, Urama y Vigia Trompillos.

Figura 2. 12 Mapa Geológico de la Región.



Fuente: www.ingeminas.gov.co

Figura 2. 13 Columna Estratigráfica de la Región.



Fuente: www.ingeminas.gov.co

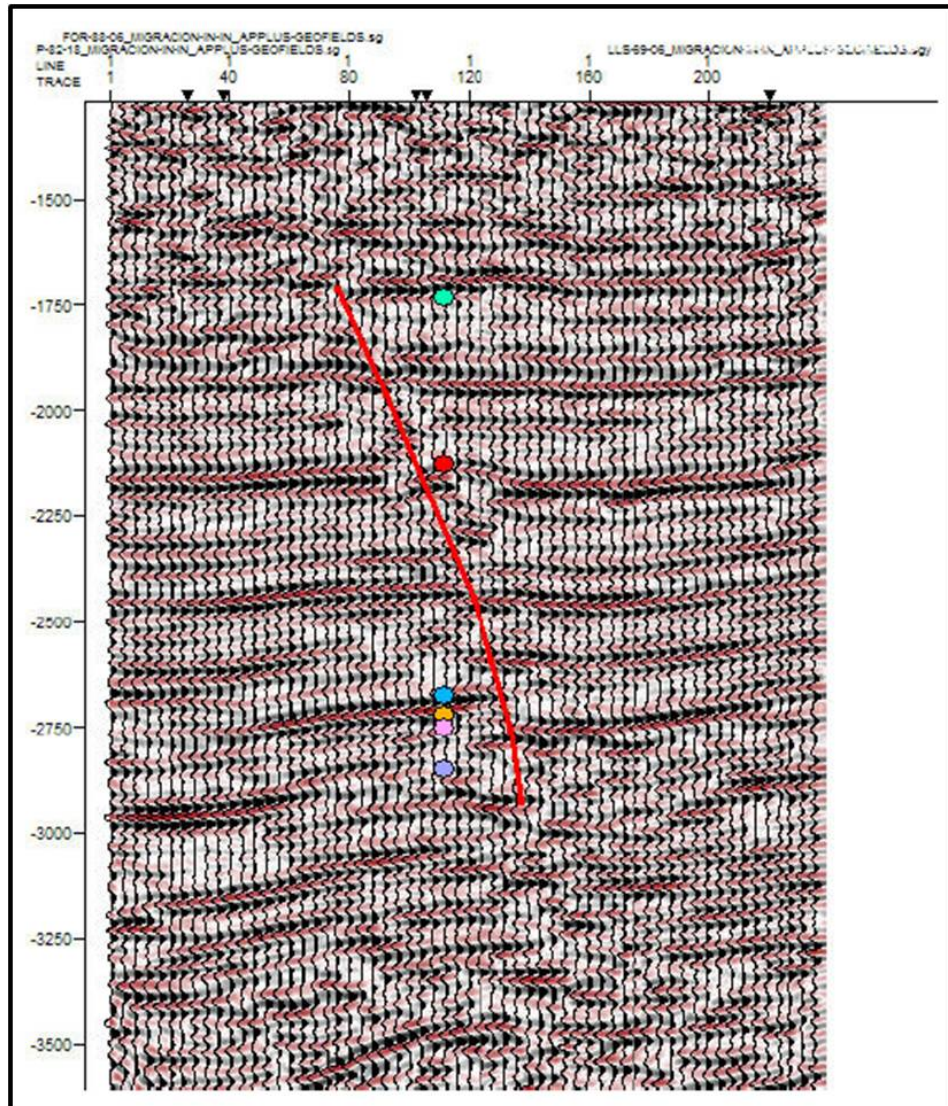
2.2.3. GEOLOGÍA DEL ÁREA.

Se realizó un estudio de acuerdo con datos obtenidos de los pozos Fortaleza 1A/B y Teques 1, dentro de esta información se encuentra el *Master Log* pozo Fortaleza 1A/B (Anexo A), correlación pozos Teques 1 y Fortaleza 1A/B (Anexo B) y la Línea Arbitraria Corte Transversal de pozos Correlación (Anexo C), registros que brindan total caracterización de la geología presente en la zona de interés, el *Master log* está seccionado al intervalo prospecto, el cual se encuentra delimitado entre los 14.200 pies y los 15.300pies de profundidad. De las zonas presentes en el área se encuentra la siguiente secuencia estratigráfica completa de la cuenca de los Llanos Orientales.

- **Formación Guayabo:** Consiste de una secuencia muy espesa de depósitos continentales (fluviales) que se manifiestan en la sísmica como una zona con abundantes reflexiones discontinuas lateralmente.
- **Formación León:** Consiste de una secuencia espesa de arcillas en la mayor parte de la cuenca, aunque en el sector occidental de la misma presenta el desarrollo de niveles de arenas intercaladas con arcillas de ambientes transicionales costeros. En la sísmica (Figura 2.14) el tope de esta formación corresponde con el círculo verde claro que marca el cambio de zona con múltiples reflectores de la Formación Guayabo a una zona con menos reflexiones más continuas. En la parte media se observa un reflector fuerte y continuo que marca el límite entre la zona predominantemente arcillosa a la base y la zona más arenosa al tope.
- **Formación Carbonera:** Consiste de una secuencia espesa formada por intercalaciones de niveles espesos de arenas y arcillas. Esto en la sísmica (Figura 2.14) se refleja en una sucesión de reflectores continuos de variada amplitud que muestra el contraste entre las arenas y las arcillas. El tope de esta Formación lo marca el círculo rojo.

- **Formación Mirador:** Consiste de una secuencia predominante arenosa depositada en un ambiente estuario costero. En la sísmica (Figura 2.14) se refleja como un reflector fuerte que marca el contraste litológico entre estas arenas y un nivel arcilloso a la base de la formación Carbonera. El tope de esta unidad está marcado por el círculo azul claro.
- **Formación Cuervos:** Consiste en una secuencia arcillosa que infrayace a la Formación Mirador y su tope corresponde en la sísmica (Figura 2.14) con el círculo amarillo.
- **Formación Guadalupe:** Consiste en una secuencia de arenas depositadas en ambientes costeros y su tope corresponde en la sísmica (Figura 2.14) con el círculo rosado. Entre este tope y el tope de las infrayacentes formaciones Gacheta y Areniscas Inferiores no se observa el desarrollo de reflectores que indiquen marcados contrastes litológicos y el desarrollo de importantes espesores de estas unidades.
- **Areniscas Inferiores:** Conforman la base de la secuencia cretácica en la cuenca y como su nombre lo indica es una secuencia arenosa que reposa discordante sobre depósitos sedimentarios del Paleozoico. Su tope corresponde en la sísmica (Figura 2.14) con el círculo violeta al cual parece coincidir con un reflector fuerte que se observa hacia el oeste.

Figura 2. 14 Sísmica 2D.



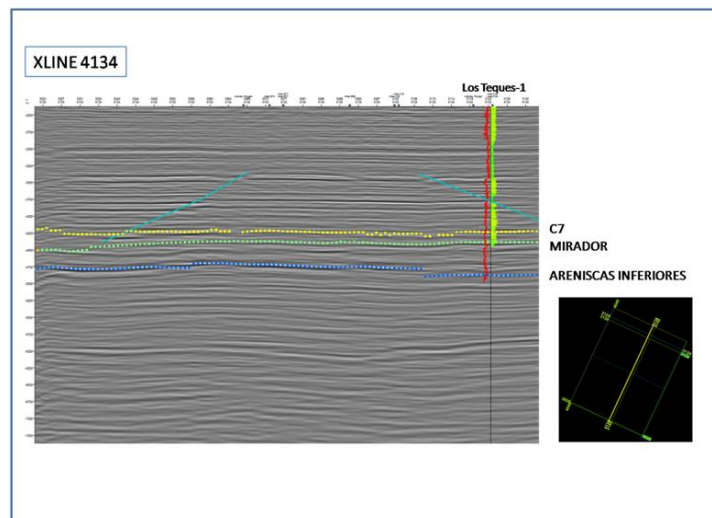
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

2.2.3.1. Estilo estructural interpretado para el área.

El estilo estructural del área es sencillo y consiste de una secuencia sedimentaria que buza regionalmente hacia el oeste en dirección a la cordillera Oriental y que presenta el desarrollo del fallamiento normal con vergencia oeste, que afecta la mayor parte de la secuencia sedimentaria desde la Formación León hasta el Paleozoico. Lo anterior es el resultado de la carga tectónica y extensión producidas por el levantamiento de la Cordillera.

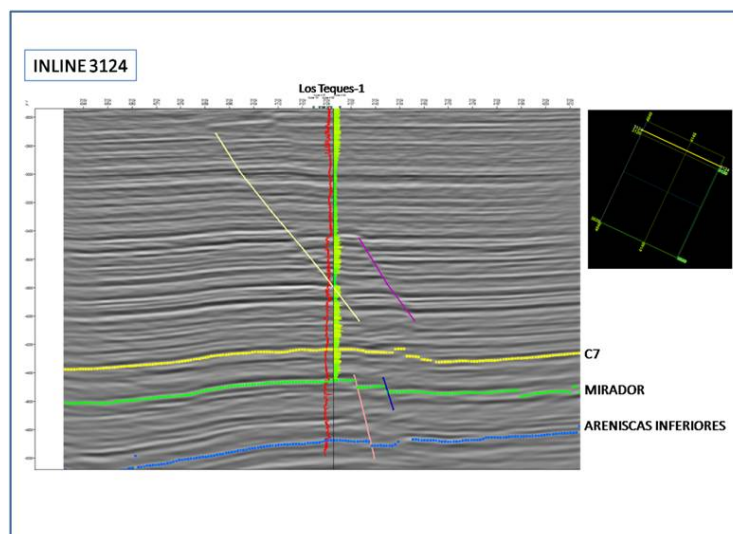
La estructura interpretada gracias a la información sísmica corresponde con un pliegue anticlinal de bajo relieve estructural con orientación NE-SO, limitado al este por una falla normal de desplazamiento moderado, esta estructura se observa involucrando en su cierre las Formaciones C7, Mirador y Areniscas Inferiores. Figuras 2.15 y 2.16.

Figura 2. 15 Línea Sísmica 1.



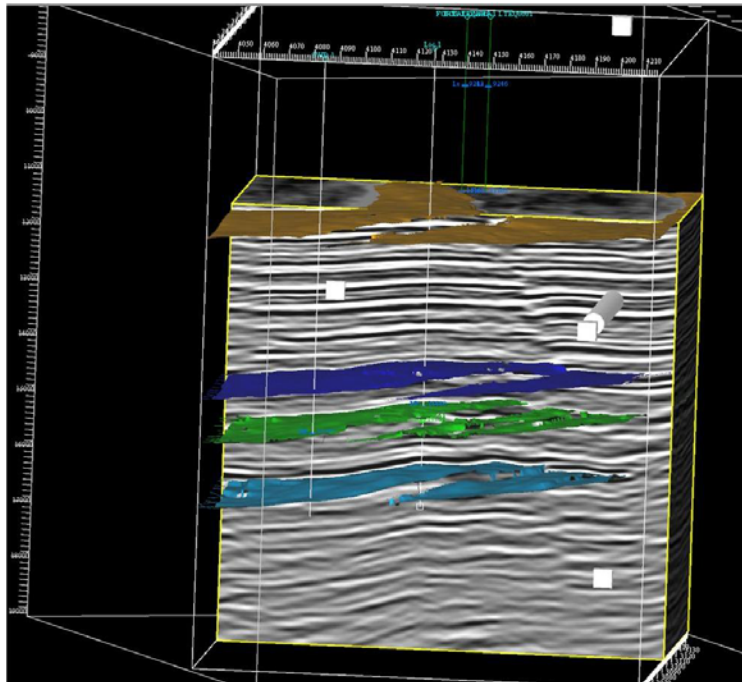
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 16 Línea Sísmica 2.



Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 17 Corte Transversal del Bloque Canaguaro.

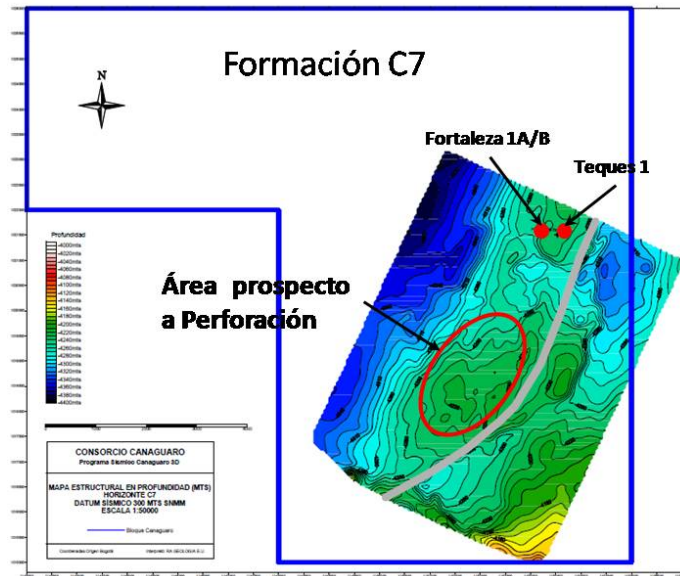


Fuente: Base de Datos CleanEnergy Resources S.A.

Toda esta información adquirida gracias a la sísmica realizada en la zona, corroboran la presencia de una estructura prospectiva en la parte Sur del bloque con cierre estructural a nivel de las formaciones C7, Mirador y Areniscas Inferiores, todas productoras de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales, y a su vez corrobora que los pozos Fortaleza 1A/B y Los Teques 1 fueron perforados en una posición estructuralmente baja con respecto a la estructura observada hacia el sur por lo tanto presentaron trazas de hidrocarburo no comerciales, lo cual abre buenas posibilidades a la producción de hidrocarburos de la nueva ubicación, ya que estos pozos se ubicaron casi al nivel del cierre estructural más bajo de esta nueva estructura prospectiva y ambos presentaron muestras de hidrocarburos y producción no comercial en la Formación Mirador, lo que sugiere la posibilidad de encontrar hidrocarburos en la estructura delineada al sur para esta formación ya que se encuentra estructuralmente más alta que la perforada por los pozos, esto se puede

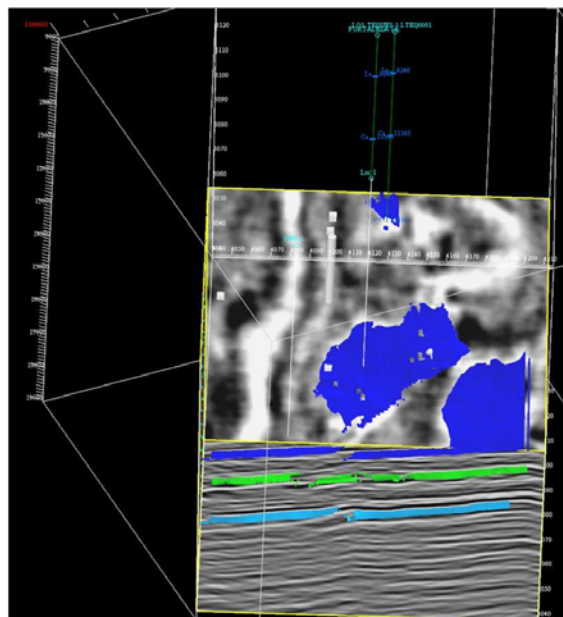
observar por medio de las Figuras 2.18, 2.20 y 2.22 donde se encuentran la interpretación sísmica 3D para las formaciones de interés.

Figura 2. 18 Interpretación 3D del Tope de la Formación C7.



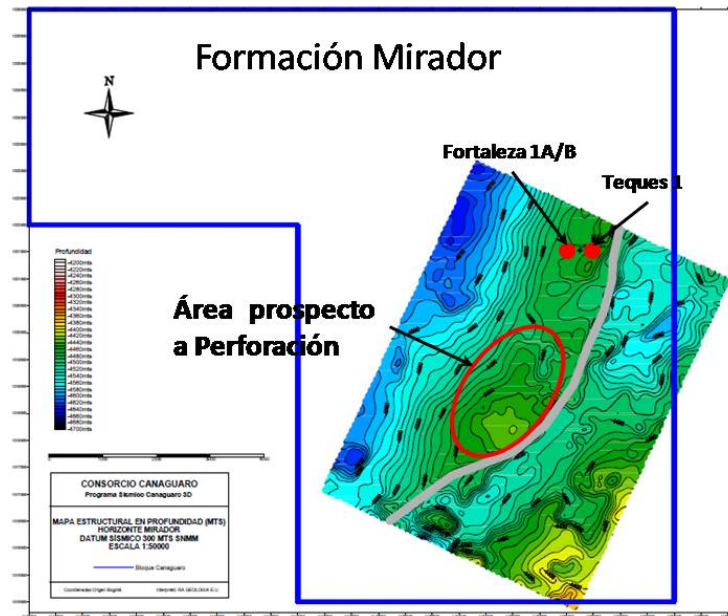
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 19 Tope de Carbonera 7, Bloque Canaguaro.



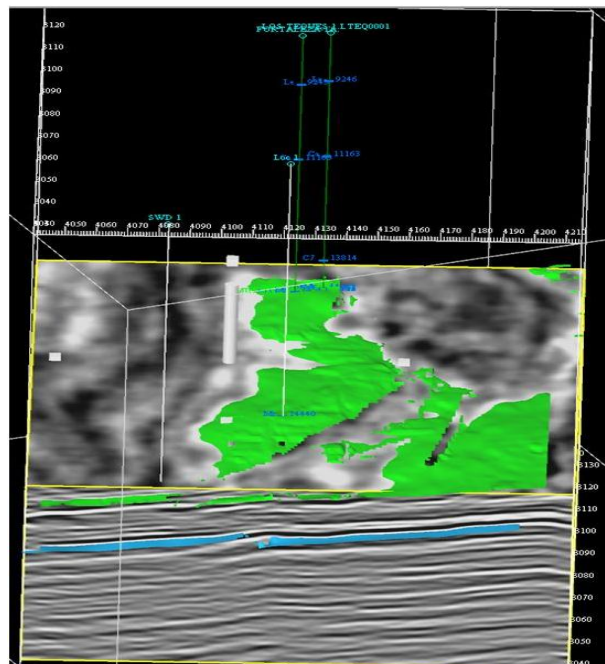
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 20 Interpretación 3D del Topo de la Formación Mirador.



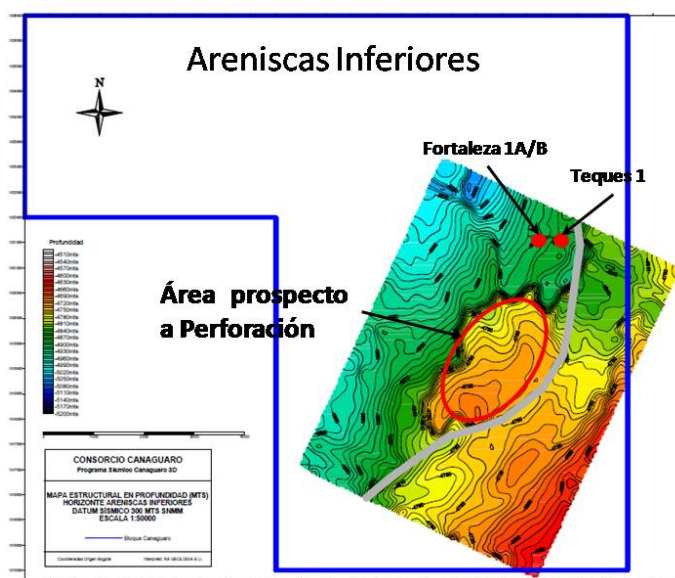
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 21 Topo de Mirador, Bloque Canaguaro.



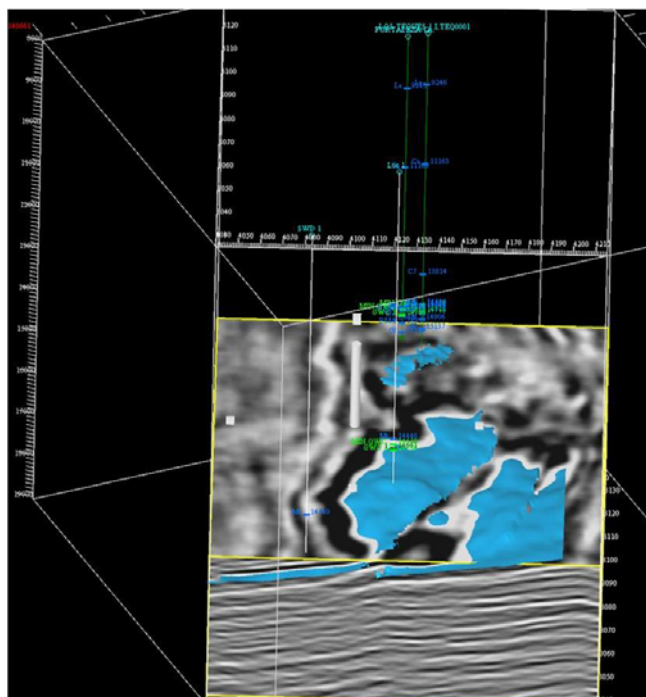
Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 22 Interpretación 3D del Topo de la Formación Areniscas Inferiores.



Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Figura 2. 23 Topo de Areniscas Inferiores, Bloque Canaguaro.



Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

2.3. POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET)

Los pozos aledaños o los pozos *Offset* a los que se determino hacer referencia son aquellos que se encuentran en el bloque Canaguaro, que ahora hacen parte de la empresa CleanEnergy Resources S.A., dentro de estos pozos tenemos a Teques 1 y Fortaleza 1A/B, los cuales fueron perforados por Parker Drilling Co en 1989 y Elf Aquitaine Colombie en 1978 respectivamente. A estos pozos ya se les hizo referencia en el primer informe, donde se brindan todos los aspectos técnicos más relevantes de estos pozos dentro de los cuales se tiene, la localización, la perforación y completamiento de estos pozos de una forma general, también el estado actual en el que se encuentran y la prognosis presentada durante la perforación de estos pozos. Para este informe se ha considerado relevante exponer aspectos más técnicos del diseño y del como fueron perforados estos pozos.

2.3.1. FORTALEZA 1A/B

2.3.1.1. Perforación y revestimiento de huecos, conductor y de 20”.

- **Perforación y revestimiento.**

Al inicio de las operaciones se ancó un revestimiento conductor de 30” a una profundidad de 15 pies. Seguidamente se perforó entre el revestimiento conductor con una broca de 17 ½”, el diseño del BHA (*Bottom Hole Assembly* –Arreglo de fondo de pozo) fue, broca de 17 ½”, 9 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro y tubos de perforación de 4 ½” de diámetro. Posteriormente se perforo entre el revestimiento conductor con broca de 26” con el fin de ensanchar el hueco, el diseño del BHA (*Bottom Hole Assembly* – Arreglo de fondo de pozo) fue, broca de 26”, 9 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro y tubos de perforación (*Drill Pipe*) de 4 ½” de diámetro. En esta sección se asentó un Zapato de 20” y un revestimiento de 20”, con las siguientes características, H40 y 94Lbs/pie.

- **Hidráulica.**

La hidráulica para la sección de 17 ½” fue diseñada para utilizar 5 bombas las cuales brindaran un volumen de 1.000GPM, el lodo usado para este intervalo tiene las siguientes características, una Viscosidad de 50cp y un peso de 9,0Lbs/Galón, el consumo total para este intervalo fue de 80Sx de Gel y 200Lbs de Soda Caustica. Ahora para la sección de 26” la hidráulica fue diseñada de tal manera que se usen 4 bombas que brindaran una capacidad de 850GPM con una velocidad anular de 70’ por minuto, el lodo usado para este intervalo tiene las siguientes propiedades, una Viscosidad de 50cp y un peso de 9,0Lbs/Galón el consumo total para este intervalo fue de 100Sx de Kwick Thick (Viscosificante) y 400Lbs de Soda Caustica.

- **Cementación.**

Para sostener el revestimiento de 20” de diámetro se cemento esta sección desde fondo hasta superficie con una cantidad de 1.500Sx de cemento clase A. Para cementar esta sección se introdujo un bache de cemento, seguido por el tapón de tope (Top Plug) que controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan perdidas, para empujar todo este sistema se usa el lodo.

2.3.1.2. Perforación y revestimiento de hueco de 13 3/8”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició esta sección con la perforación del pozo de 12 ¼” desde los 600 pies hasta los 5500 pies con dos diferentes tipos de brocas del mismo tamaño la tipo 111-4 y la tipo 114’1. El peso sobre la broca usado varia de 30 a 30.000Lbs. el diseño de BHA (*Bottom Hole Assembly* – Arreglo de fondo de pozo) fue, las brocas de 12 ¼”, 3 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro, un estabilizador (*Stabilizer*) de un diámetro de 12 ¼”, 15 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro y tubería de perforación (*Drill Pipe*) de 4 ½” de diámetro. Seguidamente con el fin de

ensanchar el hueco se perforó con broca de 17 ½” la misma sección anterior, los tipos de broca usada fue tipo 111-3. el diseño del BHA (*Bottom Hole Assembly* – Arreglo de fondo de pozo) fue, la broca de 17 ½”, 3 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro, un estabilizador (*Stabilizer*) de 17 ½” de diámetro, 15 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro y tubería de perforación (*Drill Pipe*) de 4 ½” de diámetro. Seguidamente a esto después de tener listo el hueco se bajo el zapato de 13 3/8” a una profundidad de 5.500’ y se bajo revestimiento de 13 3/8” de diámetro con la siguiente distribución, para las profundidades de 5.500 - 4.940 pies un revestimiento K55 de 68Lbs/pie, de 4940 – 3370 pies un revestimiento J55 de 61Lbs/pie y para 3370 – 0 pies un revestimiento J55 de 54,5Lbs/pie.

- **Hidráulica.**

La hidráulica para la primera sección de 12 ¼” fue la siguiente, se utilizaron 4 bombas para tener una capacidad de inyección de 600GPM, la presión ejercida fue de 1500psi y la velocidad anular de 95’ por minuto, el lodo usado en esta sección tenía las siguientes propiedades, una Viscosidad de 45cp, un peso de 9,0 – 10,0Lbs/Galón y un WL de 10cc. Ahora para la perforación del hueco de 17 ½” la hidráulica se diseñó así, se utilizaron 4 bombas para una brindar una capacidad de 700GPM, la presión de inyección fue de 2.400psi y la velocidad anular de 60’ por minuto. El lodo usada en esta sección tenía las siguientes características, una Viscosidad de 45cp, un peso de 9,0 – 10,0Lbs/Galón y un WL de 10cc, para esto se consumieron 220Sx de *Kwick Tic* (viscosificante) y 250Sx de Gel.

- **Cementación.**

Para el trabajo de cementación de la sección de 13 3/8” de diámetro de revestimiento se usaron 1.600Sx de cemento clase G con un 4% de Bentonita desde los 5.500 hasta 2.000 pies de profundidad. Para cementar esta sección se introdujo un bache de prelavado seguido por un bache de espaciador, después se insertó el tapón de fondo (*Bottom Plug*) el cual

controla la entrada del siguiente bache de cemento a utilizar, y por último se introduce el tapón de tope (Top Plug) que también controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan pérdidas, para empujar todo este sistema se usa lodo.

2.3.1.3. Perforación y revestimiento de hueco de 9 5/8”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició esta sección con la perforación del pozo de 12 ¼” desde los 5.500 pies hasta los 12.000 pies con diferentes tipos de brocas del mismo tamaño, se usaron 6 de tipo 114, 6 de tipo 135, 2 de tipo 517 y 2 de tipo 527. El peso sobre la broca usado varía de 30 a 60.000Lbs con revoluciones por minuto de 120 a 150. El diseño de BHA (*Bottom Hole Assembly* – Arreglo de fondo de pozo) fue, las brocas de 12 ¼”, 15 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro, un estabilizador (*Stabilizer*) de un diámetro de 12 ¼”, 15 collares de perforación (*Drill Collars*) de 8” de diámetro, un martillo de perforación (*Drilling Jar*) de 6 ¼” de diámetro, 12 juntas de tuberías de perforación pesada (*Heavy Weight Drill Pipe*) de 4 ½” de diámetro y tubería de perforación (*Drill Pipe*) grado E de 4 ½” de diámetro, luego de la perforación alcanzó los 7.000’ de profundidad la tubería de perforación (*Drill Pipe*) se cambió a tipo S-105 y de esta profundidad se mantuvo un peso sobre la broca de 90.000Lbs. Seguidamente a esto después de tener listo el hueco se bajó el zapato de 9 5/8” a una profundidad de 12.000 pies y se bajó revestimiento de 9 5/8” de diámetro con la siguiente distribución, para las profundidades de 12.000 - 10.230 pies un revestimiento N80 LTC de 47Lbs/pie, de 10.230 - 5.460 pies un revestimiento N80 LTC de 43,5Lbs/pie, para 5.460 – 40 pies un revestimiento N80 LTC de 40Lbs/pie y para 40 – 0 pies se usó un revestimiento N80 LTC de 47Lbs de peso.

- **Hidráulica.**

La hidráulica para la sección de 12 ¼” fue, se utilizaron 3 bombas para tener una capacidad de inyección de 478GPM, la presión ejercida fue de 2.500psi y la velocidad anular de 90 pies por minuto, este diseño fue utilizado para la profundidad de 5.500 pies hasta 9333 pies, para el restante de profundidad es decir de 9.333 pies hasta 12.000 pies se usaron 3 bombas para brindar una capacidad de inyección de 452GPM la presión ejercida fue de 2500psi y la velocidad anular de 85 pies por minuto. El lodo usado en esta sección tenía las siguientes propiedades, una Viscosidad de 45cp a 50cp, un peso de 10,5 – 11,5Lbs/Galón y un WL de 6cc a 10cc. Para esto se consumieron 600Sx de Gel, 120Sx de LC, 60Sx de LFC, 25Sx de Soda Caustica, 60Sx de Drispac, 2.500Sx de Barita, 4Sx de Bicarbonato y 1Sx de Al. Stereate.

- **Cementación.**

Para el trabajo de cementación de la sección de 9 5/8” de diámetro de revestimiento se usaron 1.300Sx de cemento clase E desde los 12.000 pies hasta 8.000 pies de profundidad. Para cementar esta sección se introdujo un bache de prelavado seguido por un bache de espaciador, después se insertó el tapón de fondo (*Bottom Plug*) el cual controla la entrada del siguiente bache de cemento a utilizar, y por último se introduce el tapón de tope (*Top Plug*) que también controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan pérdidas, para empujar todo este sistema se usa lodo.

2.3.1.4. Perforación y revestimiento de hueco de 7”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició esta sección con la perforación del pozo de 8 ½” desde los 12.000 pies hasta los 15.000 pies con diferentes tipos de brocas del mismo tamaño,

se usaron 6 de tipo 134, 6 de tipo 135, 3 de tipo 517, 5 de tipo 527, 3 de tipo 537 y 2 de tipo 632. El peso sobre la broca usado varia de 20 a 40.000Lbs con revoluciones por minuto de 80 a 100. El diseño de BHA (*Bottom Hole Assembly* – Arreglo de fondo de pozo) fue, las brocas de 8 ½”, 3 collares de perforación (*Drill Collars*) de 6 ½” de diámetro, un rimador (*Reamer*) de un diámetro de 8 ½”, 18 collares de perforación (*Drill Collars*) de 6 ½” de diámetro, un martillo de perforación (*Drilling Jar*) de 6 ½” de diámetro, 12 juntas de tuberías de perforación pesada (*Heavy Weight Drill Pipe*) de 4 ½” de diámetro y tubería de perforación (*Drill Pipe*) grado E de 4 ½” de diámetro. Seguidamente a esto después de tener listo el hueco se bajo el zapato de 7” a una profundidad de 15.000 pies y se bajo *Liner* de 7” de diámetro con las siguientes características, P110 LTC de 29Lbs/pie, para las profundidades de 12.000 - 15.000 pies.

- **Hidráulica.**

La hidráulica para la sección de 8 ½” fue, se utilizaron 2 bombas para tener una capacidad de inyección de 290GPM, la presión ejercida fue de 2.500psi y la velocidad anular de 13 pies por minuto. El lodo usado en esta sección tenía las siguientes propiedades, una Viscosidad de 50cp a 60cp, un peso de 10,0 – 10,5Lbs/Galón y un WL de 5cc a 7cc. Para esto se consumieron 200Sx de Gel, 90Sx de LC, 60Sx de LFC, 13Sx de Soda Caustica, 30Sx de Drispac, 500Sx de Barita, 6Sx de Bicarbonato y 1Sx de Al. Stereate.

- **Cementación.**

No hay datos sobre la cementación de esta sección.

2.3.2. POZO DIRECCIONAL FORTALEZA 1B (*SIDE TRACK*).

Seguido a estas operaciones se diseño una nueva perforación del pozo (*Side Track*) de manera direccional, la perforación del pozo direccional se inicio con

broca de 8 ½” para perforar los tapones de cemento que indicaban el abandono del pozo después de haber notado que el pozo no tenía muestras de aceite comercial. Se perforó el revestimiento de 9 5/8” a una profundidad de 11.210 pies para realizar una nueva ventana para la realización del pozo direccional (Side Track), esta perforación debía continuar hasta los 15.000’ de profundidad, pero solo fue perforado hasta los 12.133 pies de profundidad debido a que se presentó pega de la sarta y quedando un pescado de entre las profundidades de 12.033 y 11.215 pies, por estos motivos fue que se tomó la decisión de abandonar nuevamente el pozo. El lodo usado para la realización de esta sección tenía las siguientes características, era base agua-bentonita, peso de 9,0ppg, viscosidad funnel de 455Seg, filtrado de 16cc y un PH de 10.

2.3.3. TEQUES 1.

2.3.3.1. Perforación y revestimiento de hueco conductor de 30”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se Inició perforación del hueco con broca de 12 ¼” de diámetro hasta una profundidad de 90 pies, seguidamente se realizó ensanchamiento del hueco, primeramente con broca de 17 ½” de diámetro, después con broca de 26” de diámetro y por ultimo con broca de 36” de diámetro, posteriormente a esto se bajó y se asentó tubo Conductor de 30”.

- **Hidráulica.**

La Hidráulica para esta sección fue diseñada para mantener una presión de 2300psi, una capacidad de inyección de 850 - 1.000 GPM de un lodo con las siguientes características, base bentonita mas soda caustica, densidad de 8,5 - 9,2Lbs/Gal, viscosidad de 80 -100cp, porcentaje de sólidos de 6 – 8% y un filtrado de 12 – 18cc.

- **Cementación.**

La cementación de esta sección se realizó desde una profundidad de 90 pies hasta 0 pies, es decir hasta que el cemento retorne en superficie con 250Sx de cemento clase A. Para cementar esta sección se introdujo un bache de cemento, seguido por el tapón de tope (Top Plug) que controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan pérdidas, para empujar todo este sistema se usa el lodo.

2.3.3.2. Perforación y revestimiento de hueco de 20”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició perforación de hueco con broca de 17 ½” de diámetro hasta una profundidad de 727 pies, seguidamente se procedió a ensanchar el hoyo hasta lograr el diámetro requerido por lo tanto se perforó con broca de 26”, posteriormente se procedió a bajar y asentar el zapato de 20” para posteriormente bajar y asentar el revestimiento K55 con un peso de 94Lbs/pie de 20” de diámetro.

- **Hidráulica.**

La Hidráulica para esta sección fue diseñada para mantener una presión de 2300psi, una capacidad de inyección de 850 - 1.000 GPM de un lodo con las siguientes características, base bentonita mas soda caustica, Densidad de 8,5 - 9,2Lbs/Gal, Viscosidad de 80 -100cp, porcentaje de sólidos de 6 – 8% y un filtrado de 12 – 18cc.

- **Cementación.**

La cementación de esta sección se realizó desde profundidad de 727 pies hasta 0 pies o superficie con 2500Sx de cemento clase G. Para cementar esta sección se introdujo un bache de cemento, seguido por el tapón de tope (Top

Plug) que controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan pérdidas, para empujar todo este sistema se usa el lodo.

2.3.3.3. Perforación y revestimiento de hueco de 13 3/8”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició perforación de hoyo con broca de 17 ½” de diámetro hasta una profundidad de 5.392 pies, seguidamente se bajó y asentó zapato de 13 3/8” para posteriormente bajar y asentar el revestimiento N80 con un peso de 68Lbs/pie de 13 3/8” de diámetro.

- **Hidráulica.**

La Hidráulica para esta sección fue diseñada para mantener una presión de 2300psi, una capacidad de inyección de 850 - 1.000 GPM de un lodo con las siguientes características, base Lignosulfonato, Densidad de 8,5 - 9,2Lbs/Gal, Viscosidad de 45 -50cp, porcentaje de sólidos de 6 – 10% y un Filtrado de 8 – 10cc.

- **Cementación.**

Posteriormente se cementa el revestimiento de 13 3/8” desde una profundidad de 5.392 hasta 2.500 pies con 2.500Sx de cemento clase G. Para cementar esta sección se introdujo un bache de prelavado seguido por un bache de espaciador, después se insertó el tapón de fondo (Bottom Plug) el cual controla la entrada del siguiente bache de cemento a utilizar, y por último se introduce el tapón de tope (Top Plug) que también controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan pérdidas, para empujar todo este sistema se usa lodo.

2.3.3.4. Perforación y revestimiento de hueco de 9 5/8”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se Inició perforación de hoyo con broca de 12 ¼” de diámetro hasta una profundidad de 14.285 pies, seguidamente se bajó y asentó el zapato de 9 5/8” para posteriormente bajar y asentar el revestimiento de 9 5/8” de diámetro que cuenta con la siguiente distribución, revestimiento P110 con un peso de 53.5Lbs/pie, revestimiento P110 con un peso de 47Lbs/pie y por ultimo revestimiento N80 con un peso de 47Lbs.

- **Hidráulica.**

La Hidráulica para esta sección fue diseñada para mantener una presión de 2600psi, una capacidad de inyección de 500 - 600 GPM de un lodo con las siguientes características, base Lignosulfonato, Densidad de 9,2 - 11,3Lbs/Gal, Viscosidad de 40 -50cp, porcentaje de sólidos de 6 – 10% y un Filtrado de 5 – 8cc.

- **Cementación.**

Posteriormente se cementó el revestimiento de 9 5/8” desde una profundidad de 14.285 hasta 10.000 pies con 1600Sx de cemento clase G. Para cementar esta sección se introdujo un bache de prelavado seguido por un bache de espaciador, después se insertó el tapón de fondo (Bottom Plug) el cual controla la entrada del siguiente bache de cemento a utilizar, y por último se introduce el tapón de tope (Top Plug) que también controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan perdidas, para empujar todo este sistema se usa lodo.

2.3.3.5. Perforación y revestimiento de hueco de 7”.

- **Perforación y revestimiento.**

Se inició perforación de hoyo con broca de 8 ½” de diámetro hasta una profundidad de 15.992 pies, seguidamente se bajó y asentó zapato de 7” para posteriormente bajar y asentar el Liner P110 con un peso de 29Lbs/pie de 7” de diámetro.

- **Hidráulica.**

La Hidráulica para esta sección fue diseñada para mantener una presión de 3.000psi, una capacidad de inyección de 260 GPM de un lodo con las siguientes características, base Lignosulfonato, densidad de 8,5 - 9,2Lbs/Gal, viscosidad de 40 - 45cp, porcentaje de sólidos de 6 – 10% y un filtrado de 4 – 6cc.

- **Cementación.**

Posteriormente se cementó el Liner de 7” desde la profundidad total 15.992’ hasta donde se ancló el Liner a 13.791 pies con 400Sx de cemento clase G. Para cementar esta sección se introdujo un bache de prelavado seguido por un bache de espaciador, después se insertó el tapón de fondo (Bottom Plug) el cual controla la entrada del siguiente bache de cemento a utilizar, y por último se introduce el tapón de tope (Top Plug) que también controla la entrada del cemento desde la parte superior para que no existan perdidas, para empujar todo este sistema se usa lodo.

3. PLAN DE PERFORACIÓN CANAGUAY 1.

3.1. SERVICIOS OPERACIONALES DE UNA PERFORACIÓN

Para realizar un análisis completo de los servicios requeridos para perforar un pozo petrolero, se hace necesario partir inicialmente de las necesidades básicas que se deben suplir para realizar una perforación. Por lo tanto, a continuación se elaborara un resumen esquematizado, dando a conocer cada uno de los servicios que se deben tener en cuenta en la perforación de un nuevo pozo, en adición a esto se realizará un análisis técnico de cada uno de ellos.

El objetivo principal de una perforación, es hacer un hueco en el suelo hasta cierta profundidad para encontrar hidrocarburos almacenados en el subsuelo, para cumplir con este objetivo se hace indispensable el uso de una **broca**, la cual romperá o triturará el suelo, y así realizar satisfactoriamente la perforación, para introducir esta broca en el subsuelo y poder llevarla hasta la profundidad requerida, se necesita de una **sarta de tuberías**, las cuales deben ir adjuntas a esta broca, y pueden ser extraídas o insertadas en el hueco a medida que se necesita lograr menor o mayor profundidad respectivamente.

Para realizar la extracción o inserción de los tubos se necesita de un **taladro** de perforación, en el cual se encuentran los operarios que realizan las actividades de extracción o inserción de tubería, el taladro también cuenta con la capacidad de sostener todo el peso que representan la sarta de tuberías junto con la broca, adicionalmente el taladro es quien brinda a la broca el torque necesario para realizar la perforación del subsuelo.

Para poder realizar la perforación adicionalmente a las herramientas mencionadas anteriormente, se debe contar con ciertos servicios como, el servicio de **lodos de perforación**, por medio de los cuales se controla la presión que se ejerce hacia la estructura del subsuelo, debido a que se está generando un hueco en esta estructura, lo cual conlleva a un aumento de

presión, además cabe mencionar, que se están alcanzando grandes profundidades, el alcance de dichas profundidades conlleva un aumento en la presión, partiendo del principio básico, a mayor profundidad se tiene una mayor presión, este control de presión se obtiene administrando la fuerza del peso hacia la estructura por medio del peso hidrostático, que se obtiene obedeciendo a las características que posea el lodo de perforación, adicionalmente a esto, el lodo de perforación también cumple con una función muy importante, ayudar a expulsar fuera del hueco los ripios que está generando la broca a medida que se está rompiendo el subsuelo, logrando así evitar estancamientos de la tubería gracias a la acumulación de estos ripios.

Partiendo de todos los servicios mencionados, debemos referirnos, de igual forma, a la extracción y el control del lodo que estamos insertando en el hueco, para de esta forma controlar el pozo. Este se hace por medio de un **cabezal**, el cual cuenta con las líneas de flujo necesarias para controlar la salida de este lodo con ripios, adicionalmente cuenta con las válvulas de cierre requeridas para mantener la presión y controlar estos fluidos dentro del pozo, añadido a estas funciones, el cabezal además cuenta con el sistema para cargar o sostener los revestimientos que van a cubrir y soportar este pozo. **Los revestimientos**, son tuberías de gran tamaño y con la capacidad necesaria para soportar altas presiones, presentan alta dureza y flexibilidad lo cual permite como su nombre lo dice revestir el pozo y controlar el desprendimiento de las capas de subsuelo próximas a él.

Para lograr una adherencia del revestimiento a la estructura del subsuelo y así un mejor control del pozo, se utiliza el servicio de **Cementación**, este cemento cuenta con ciertas propiedades que deben ser controladas, para lograr obtener una máxima adherencia al revestimiento, al igual que a las paredes de subsuelo. Estas propiedades no deben afectar a las paredes, ya que puede el cemento filtrarse a la formación y perderse, afectando tanto las características del subsuelo como el diseño de la cementación dentro del pozo.

Posterior a esto, se deben tener en cuenta todos los servicios que se prestan suplementarios a aquellos mencionados previamente, los cuales se enfocan en

el control del pozo internamente. Ahora se tendrán en cuenta aquellos externos al pozo entre ellos; el **control de sólidos**, esto se refiere al manejo de los sólidos que se extraen del pozo con el lodo y los ripios de perforación, los cuales al momento de su extracción deben ser depositados o almacenados adecuadamente y bajo las referencias ambientales establecidas, mencionadas previamente en el segundo informe. Simultáneamente al control de sólidos y de todos los fluidos residuales a la perforación se debe tener un **registro del lodo (Mud Logging)**, para así monitorear todos los residuos que lleva consigo el lodo y determinar en qué estructuras geológicas se encuentra la perforación, además de esto, controlar las características del lodo para que estas no afecten de forma adversa a la formación y/o al mismo pozo.

Dentro de los servicios de monitoreo están los **registros eléctricos**, los cuales se toman a hueco abierto y a hueco revestidos. Estos registros cumplen la función de mostrar cómo están variando las propiedades del hueco y todos los factores anexos a él, adicionalmente, se encargan de supervisar la satisfactoria realización del pozo, revelándonos características internas del pozo las cuales no pueden ser monitoreadas externamente sino gracias al uso de estos registros eléctricos, entre ellas; la ubicación exacta de los revestimientos dentro del hueco, cómo está adherido el lodo al revestimientos, los fluidos presentes en la perforación y muchos otros aspectos relevantes que serán mencionados en capítulos posteriores.

Gracias a los registros eléctricos podemos determinar qué fluidos se encuentran en la formación y a qué profundidades, así, cuando se ha determinado una profundidad objetivo donde es altamente factible encontrar hidrocarburos, el cual es el objetivo principal de la perforación, entonces se procede a hacer una perforación en la formación o **Cañoneo**, el cual se realiza directamente a la formación o al subsuelo cuando se cañonea a hueco abierto, o a través del revestimiento cuando el revestimiento está asentado en el pozo. La utilización de una u otra posibilidad depende de varios factores, los cuales serán tenidos en cuenta en capítulos posteriores en este informe.

Cuando se ha determinado una zona prospecto de hidrocarburos y esta zona ha sido cañoneada para poder extraer los fluidos a través del pozo, se debe realizar una prueba o análisis de estos fluidos, esto se hace por medio del servicio de Pruebas de Pozo (***Well Testing***), este servicio nos ayuda identificar crudo, agua o gas, adicionalmente permite la completa separación de estos fluidos, posteriormente también nos permite realizar un análisis de las propiedades de cada uno de estos fluidos, y así observar si son o no productos comerciales.

Añadido a los servicios mencionados anteriormente, que básicamente son los más relevantes dentro de la perforación de un pozo petrolero, existen otros servicios que sirven de complemento a los anteriores: la Inspección de Tuberías y Equipos, el Hot Hed, Herramientas y los Martillos entre otros.

3.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SERVICIOS PARA UNA PERFORACIÓN

3.2.1. BROCAS.

La broca es probablemente el recurso más crítico de las operaciones de perforación, es la herramienta que requiere de mayor estudio y diseño, además se encuentra especializada para diferentes condiciones de perforación⁶. Para seleccionar la broca adecuada para la perforación, se debe conocer cierta información acerca de las rocas que se van a perforar, después de conocer las características de estas rocas se puede disponer de dos tipos de brocas, de estas dos variaciones de brocas existen grandes, principalmente basadas en la estructura de corte usada para perforar la roca, tenemos las brocas de Conos Rotatorios y las brocas de Arrastre.

3.2.1.1. Brocas tricónicas.

Estas brocas poseen este nombre basado en la estructura de corte que usan, el cual consta de tres (3) conos adheridos al cuerpo de la broca los cuales se encuentran en constante rotación. Las características de las brocas son las siguientes:

- **Canales de Flujo:** Estos canales permiten que el fluido de perforación abandone la broca y arrastre los cortes fuera del hueco. Estos canales inicialmente se encontraban en el centro del cuerpo de la broca, a medida que los pozos se han hecho más profundos, con el tiempo se ha hecho necesario ejercer mayor presión para retirar los cortes de perforación, por lo tanto se hizo necesario el uso de boquillas (Jet Nozzles), las cuales se encuentran en el contorno de la broca (ver

⁶ Baker HughesInteq(1996).Oil Field Familiarization (Training Guide)

Figura 3.1) y estas pueden variar dependiendo de los requerimientos de presión y flujo del pozo.

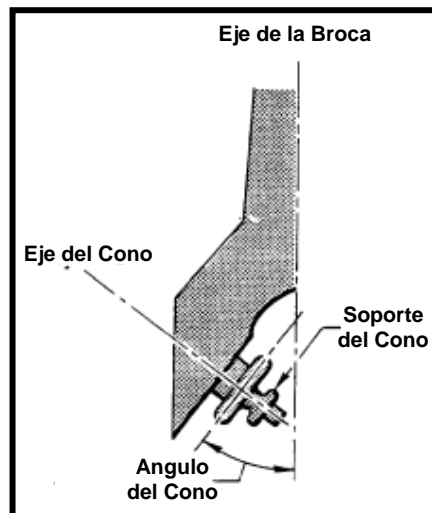
Figura 3. 1 Canales de Flujo de una Broca.



Fuente: www.sandia.gov/.../files/images/pdcbt.jpg.

- **Protección del Calibrador:** Los dientes mas externos de los conos son los que reciben el mayor daño, esto se debe a que estos dientes se encuentran siempre en contacto con la formación, para compensar este daño existen varios métodos para proteger estos dientes, uno es recubrir estos dientes con una capa de tungsteno de carbono, otro es darle una forma de T al diente para darle una superficie mucho más larga y por último es insertar tungsteno de carbono dentro del diente mas externo.
- **Soporte del Cono (Journal):** Es el soporte metálico sobre el cual se encuentran los conos. Están diseñados de tal manera, que contengan los rodamientos que permiten los giros de los conos, este soporte metálico tiene un ángulo sobre la horizontal el cual determina qué tipo de formación se va a perforar (ver Figura 3.2). Para formaciones blandas tiene un ángulo de 33 a 34 grados, para formaciones semiduras un ángulo de 36 grados y para formaciones duras un ángulo de 39 grados.

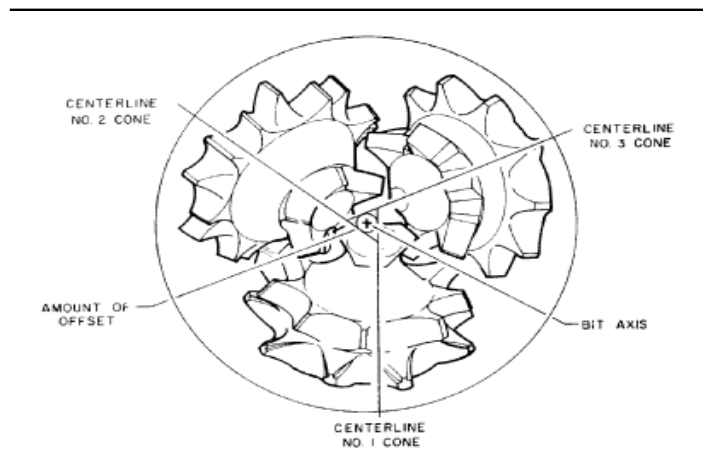
Figura 3. 2 Soporte del Cono de una Broca



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

- **Rodamientos (Bearings):** Se usan dos tipos de rodamientos en las brocas tricónicas, Rodamientos en forma de bolas, se usan cuando la vida de la broca no es un problema, Rodamientos de fricción, es un anillo de metal especializado, mejora el rendimiento de la perforación debido a que permiten mayor duración. Para soportar las altas temperaturas y presiones, los rodamientos deben ser lubricados.
- **Offset:** Se trata de una alineación fuera de centro en la cual se encuentran distribuidos los conos (ver Figura 3.3), lo cual le permite a los dientes raspar la formación mientras los conos giran. La cantidad de raspado, por parte de los dientes depende de la configuración Offset, a medida que la formación a perforar tenga una configuración más dura entonces la alineación Offset será menor

Figura 3. 3 Diagrama Offset de la Broca.

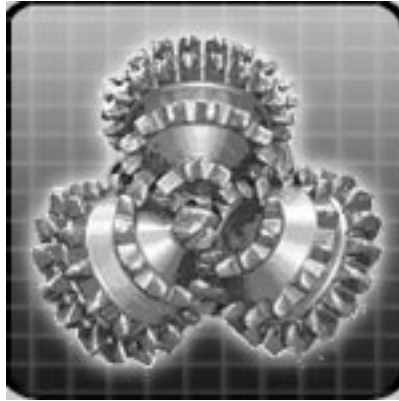


Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

Existen dos variedades de brocas tricónicas las cuales son, las de Dientes para Moler (Milled-Tooth Bit) y las brocas con Insertos (Insert Bits).

- **Brocas con Dientes para Moler:** Consta de dientes de acero los cuales están en los conos (Ver Figura 3.4), estos dientes tienen diferentes variaciones en forma y tamaño dependiendo de las características de la formación a perforar. Los dientes pueden ser largos y afilados para formaciones suaves y cortas, para formaciones duras se utilizan dientes más anchos.

Figura 3. 4 Grafico de Brocas de Dientes para Moler.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

- **Brocas con Insertos:** Estas brocas a diferencia de las anteriores no cuentan con dientes de aceros, sino que por el contrario cuentan con insertos de Tungsteno de Carbono (ver Figura 3.5) que cumplen la función de los dientes, estos se encuentran adheridos a los conos. Estos insertos son mucho más duros y de mayor duración que los dientes de acero cuando se usan para perforar formaciones duras. Los insertos poseen variaciones de acuerdo a la formación que se desea perforar, pueden ser largos y de forma afilada para formaciones consolidadas, también pueden ser cortos y redondeados para formaciones duras y quebradizas.

Figura 3. 5 Grafico de Broca con Insertos.



Fuente: www.meincoinc.com/.../focus/ilustra%20focus.jpg

3.2.1.2. BROCAS DE ARREGLO DE CORTADORES.

Estas brocas no cuentan con partes en movimiento, el cuerpo de la broca y los cortadores rotan como una sola estructura (no presenta conos). Las principales categorías de las brocas de arreglo de cortadores son, las brocas de arrastre, las brocas de diamante, las brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) y por último las brocas TSP (Thermally Stable PDC)⁷.

- **Brocas de Arrastre:** Este fue el primer tipo de broca, los cortadores eran aceros afilados, por lo tanto solo se podía utilizar en formaciones blandas y actualmente son poco utilizadas.(ver Figura 3.6)

Figura 3. 6 Grafico de Broca de Arrastre.



Fuente: www.bitbrokers.com/images/bearings/journal_be...

- **Brocas de Diamante:** Estas brocas usan Diamante natural (el material más duro hasta ahora conocido) como estructuras de corte, estas brocas son ligeras y pequeñas en contraste con las brocas triconicas para evitar

⁷ Baker Hughes Inteq (1996). Oil Field Familiarization (Training Guide).

daño en el diamante en el hueco (ver Figura 3.7). El diseño de la cabeza de la broca difiere de las demás, con respecto al tamaño y distribución de los diamantes, además de los canales de flujo para el enfriamiento de la broca, la ventaja de estas brocas es que no cuentan con rodamiento (bearings), pueden ser corridas por largos periodos de tiempo y pueden perforar casi cualquier formación.

Figura 3. 7 Grafico de Brocas de Diamante.



Fuente: www.smith.com.

- **Brocas PDC:** La estructura de estas brocas consta de cortadores de diamantes manufacturados por el hombre enlazado a tachuelas de Tungsteno de Carbono, estas tachuelas son moldeadas o presionadas a el cuerpo de la broca. Estas brocas son usadas en formaciones que van desde blandas a medio duras.
- **Brocas TSP:** La estructura de estas brocas es la misma que las brocas PDC con la diferencia que los cortadores no están enlazados a las tachuelas, ya que se ha demostrado que el material de enlace es la parte más débil de la estructura de corte, además que las altas temperaturas causan un desprendimiento del cortador PDC a la tachuela.

3.2.2. TALADRO

Básicamente el Taladro está compuesto por una torre de perforación (Derrick), un Malacate (Drawworks) con su línea de perforación, el bloque corona (Crown Block) y el Bloque Viajero (Traveling Block), un sistema de circulación de fluido con su respectivo Standpipe, manguera de rotación, piscinas de fluido de perforación y las bombas⁸.

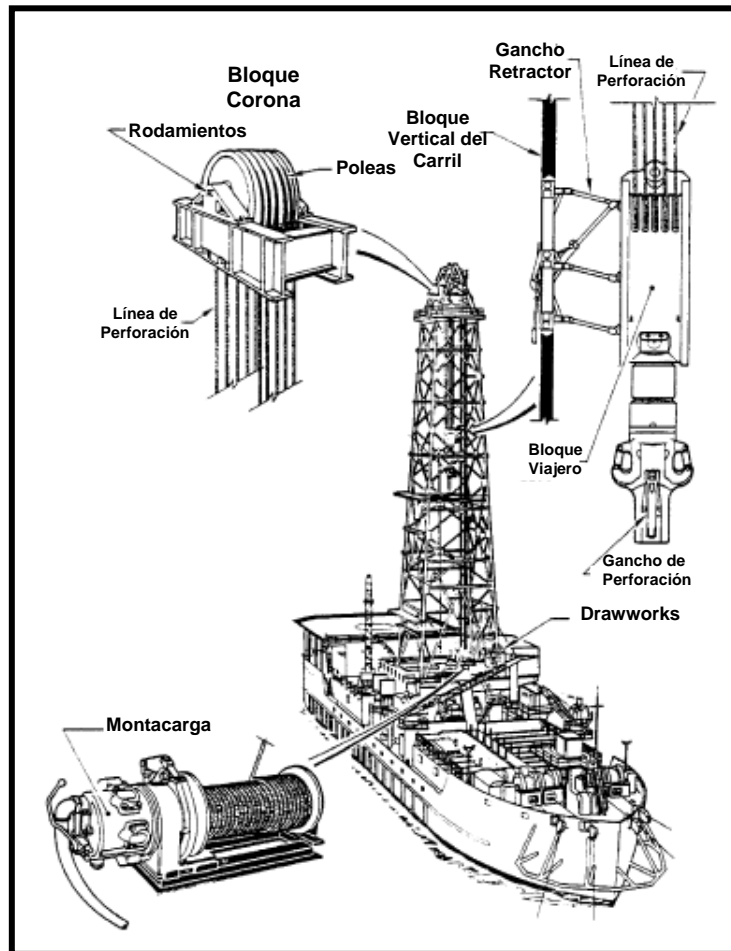
Los componentes que actúan durante la perforación son, la sarta de perforación la cual está suspendida desde el gancho (Hook) por debajo del bloque viajero, la Swivel la que permite que la sarta de perforación gire gracias a la mesa rotaria (Rotary Table) mientras se transmite el fluido de perforación dentro del pozo a través de la sarta de perforación. Todos estos componentes mencionados anteriormente trabajan en conjunto para cumplir con las tres (3) funciones fundamentales de un taladro.

3.2.2.1. Sistema de Levantamiento.

El sistema de levantamiento consta del Derrick o Mástil en donde se soportan, el gancho y los elevadores, el bloque viajero, las líneas de perforación, el bloque corona y el malacate (drawwork) (ver Figura 3.8). Este Derrick o Mástil es una pirámide que consta de cuatro (4) pilares que soportan toda la estructura, esto va ubicado sobre una subestructura que soporta la mesa rotaria y el piso del taladro. La altura del mástil no afecta la carga que pueda soportar, pero si es un factor que limita la altura de las secciones de sarta de perforación que puede ser removida del pozo (paradas sencillas, dobles o triples).

⁸ Baker Hughes Inteq (1996). Oil Field Familiarization (Training Guide).

Figura 3. 8 Esquema del Sistema de Levantamiento.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

El bloque viajero, el bloque corona, la línea de perforación y el gancho, son usados para conectar al Mástil con la carga de sarta de perforación, para que así esta pueda ser bajada o sacada del pozo. El Malacate (Drawwork) es el mecanismo que levanta o permite el ingreso de la sarta de perforación al pozo mediante la línea de perforación que levanta el bloque viajero, además el malacate (drawwork) consta de un sistema de frenado de la sarta de perforación, este sistema se divide en dos secciones, el sistema mecánico y el hidráulico o eléctrico, el hidráulico permite un completo pare de la sarta de perforación, el sistema eléctrico es un sistema de frenado que permite controlar la velocidad pero no da un freno completo de la sarta, en muchas ocasiones se

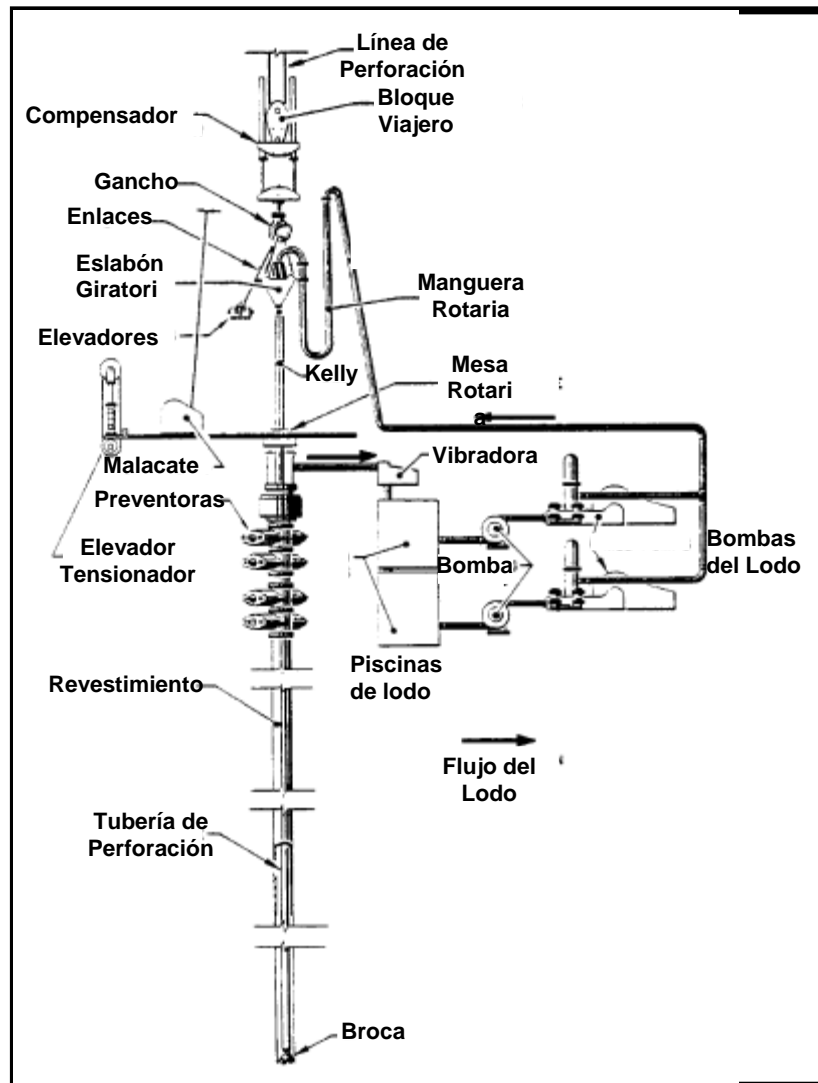
usa para disminuir la fricción para un freno posterior total por parte del sistema hidráulico.

3.2.2.2. Sistema de Circulación.

El sistema de circulación consta del sistema de levantamiento y las bombas de lodo (ver Figura 3.9), los cuales son usados para circular fluido de perforación desde las piscinas de lodo a través de la sarta de perforación y fuera de la broca, esto con el fin de remover los ripios generados por la broca al romper las formaciones del subsuelo y llevarlos a superficie.

Estas bombas pueden ser duplex, bombas reciprocas de doble acción o triplex, bombas de acción simple. Las bombas duplex son denominadas de esta manera ya que cuentan con dos pistones, los cuales cumplen una doble acción, cuando el pistón esta expulsando fluido por un lado al mismo tiempo está acumulando fluido en su otro extremo para ser expulsado posteriormente, por esto un ciclo de estas bombas representa una descarga de 2 veces el volumen del cilindro.

Figura 3. 9 Esquema del Sistema de Circulación.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

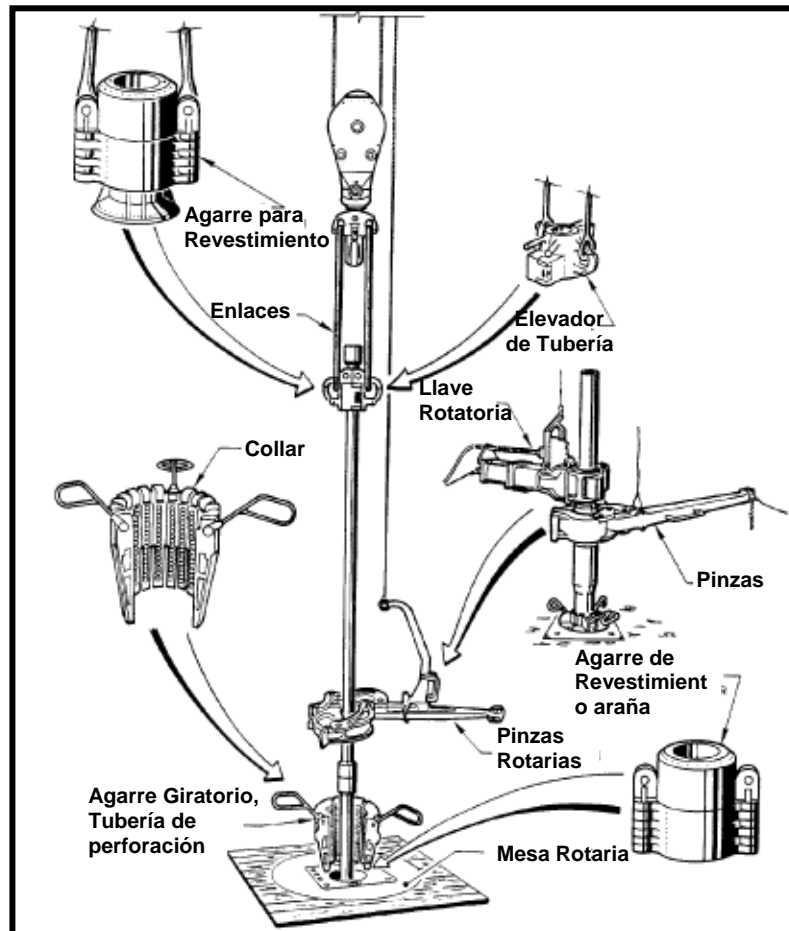
Las bombas triplex o de acción simple, acumulan fluido sólo de un lado del pistón, pero, cuentan con tres (3) pistones, en contraste con las bombas duplex, estas son más ligeras, además de que la velocidad a la que trabajan es más grande que la de las duplex, por esto se puede obtener más poder de estas bombas.

3.2.2.3. Sistema Rotatorio.

El sistema de rotación (ver Figura 3.10) de un taladro puede ser de dos formas: un sistema de rotación bajo (Kelly Drive Bushing) o sistema de rotación de conductor de tope (Top Drive).

- **Sistema de Rotación Bajo:** En este sistema la mesa rotaria, hace girar el Kelly la cual transmite este moviendo a la sarta de perforación y a la broca. La Mesa Rotaria cumple con dos funciones principales: rotar la sarta de perforación y sostener a la sarta misma cuando esta no esta enganchada a los elevadores o al gancho. Este sistema de rotación también cuenta con el buje maestro (Master Bushing), el cual transmite este torque al buje conductor Kelly, esta Kelly también llamada “Rotary Kelly Bushing” es la que ajusta el buje maestro a través de 4 clavos que se encuentran en la Kelly con 4 aberturas correspondientes que van en el buje maestro, además unos rodachines presentes en el buje maestro, permiten el libre moviendo de la Kelly verticalmente, cuando esta se encuentre girando o estacionada.
- **Sistema de Rotación de Conductor Tope:** En este sistema toda la rotación es brindada por un motor ubicado debajo o adjunto al swivel, en este sistema no se requiere de Kelly o Kelly Bushing, y el buje maestro y la mesa rotaria sirven únicamente como conductos por medio de los cuales pasa la sarta de perforación.

Figura 3. 10 Esquema del sistema de Rotación.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

3.2.3. SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación consta de tubos de perforación, collares de perforación y substitutos especiales, estas herramientas en conjunto forman la sarta de perforación⁹, que cumple las siguientes funciones:

- Proveer una robusta conexión de la mesa rotaria a la broca
- Facilitar la transmisión de la fuerza rotatoria a la broca
- Permitir la circulación de fluido de perforación.

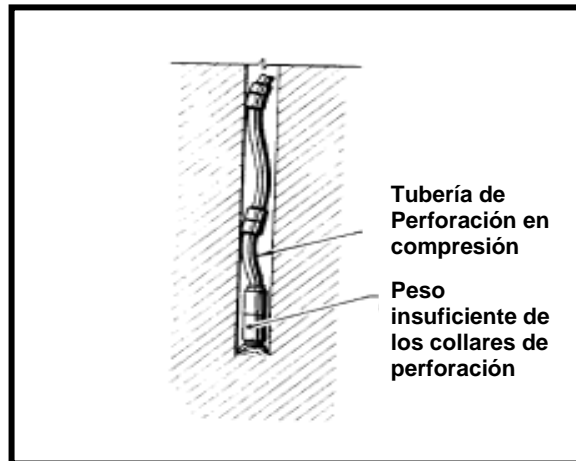
⁹ Baker Hughes Inteq (1996). Oil Field Familiarization (Training Guide).

En el arreglo de una sarta de perforación siempre los tubos de perforación van en la parte superior de la sarta, es la primera tubería por medio de la cual se transmite el troqué a la broca y los fluidos a la formación. Usualmente seguido de las tuberías de perforación se ubican la tubería de perforación pesado (HWDP-Heavy Weight drill Pipe), la cual se usa para darle mayor estabilidad a la sarta, ya que es de mayor peso, además de tener un diámetro interno menor que la tubería de perforación, por lo tanto es menor la flexibilidad que posee, es una herramienta más firme, esta rigidez y firmeza se necesita para evitar que la broca pierda su eje al momento de perforar. Los collares de perforación es la otra herramienta importante dentro de la sarta de perforación y son similares a la tubería de perforación, los diferencia sus largos diámetros exteriores y sus pequeños diámetros internos al igual que las tuberías de perforación pesado, sus principales funciones son:

- Controlar el peso y así mantener la tubería de perforación en tensión.
- Proveer el efecto del péndulo a la broca para que esta perforo lo más verticalmente posible.

El efecto de Flotabilidad hace que el peso de la sarta de perforación sea menor que el verdadero, este efecto lo genera la densidad del fluido de perforación, entre más denso el fluido de perforación, mayor será el efecto sobre la tubería de perforación. Esto es importante para determinar la cantidad de collares de perforación a usar en la perforación, ya que el peso de estos debe exceder el peso ejercido sobre la sarta de perforación, para así ,mantener la tensión entre la tubería, por esta razón, es que se agregan los tuberías de perforación pesadas a la sarta, de esta manera la parte inferior de collares se encuentra en compresión junto con el peso que se soporta en la broca y la parte superior de la sarta de perforación permanece en tensión soportada por el gancho del taladro. La razón por la cual se debe controlar que la sarta de perforación permanezca siempre en tensión se debe a que la compresión hace que la sarta de perforación se doble (ver Figura 3.11).

Figura 3. 11 Grafico de Sarta Doblada en Compresión.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

El efecto de péndulo es la tendencia de la sarta de perforación de permanecer en una posición vertical, gracias al efecto de la gravedad. Entre mayor sea el efecto del péndulo, mayor será la tendencia a permanecer verticalmente, de tal manera, será mayor la fuerza necesaria a aplicar sobre la sarta para sacarla de su eje. Otro factor que se debe controlar para lograr una perforación lo más verticalmente posible, es la estabilización de la broca, que ayuda a una mayor eficiencia de la broca al momento de perforar, evitando que esta se mueva de su eje. Si una broca no es controlada o no es mantenida sobre su eje puede causar la perforación de huecos de tamaños más grandes de los estimados. Además de generar un mayor desgaste de la misma, y disminuye la tasa de penetración.

La parte más débil de los collares de perforación es la unión de los mismos, por eso se dice que entre más simple sea el diseño de este, serán menores los problemas a encontrar al momento de perforar. Por lo tanto para controlar esta parte de la sarta tenemos los substitutos, los cuales, son tuberías de pequeños tamaños que cumplen las siguientes funciones:

- **Substituto crossover (XO sub):** Está diseñado para unir tubos o collares de perforación de diferentes tamaños y roscas.
- **Substituto de impacto (Shock sub):** esta se instala inmediatamente detrás de la broca, es un empaque de caucho el cual cumple con la función de absorber el impacto de rebote de la broca cuando esta se encuentra en formaciones duras, lo cual impide el daño de la sarta de perforación.
- **Sustitutos estabilizadores (stabilizers):** son sustitutos cortos que cuentan con aletas las cuales llenan el tamaño completo del diámetro interno del hueco, usualmente tiene pequeñas incrustaciones de tungsteno, que raspando la formación le dan un gauge preciso al hueco (in gage). Los estabilizadores usualmente se ubican entre los collares de perforación y su principal función es mantener recta la sarta mediante la centralización de los collares, estas aletas pueden ser rectas o en forma de espiral (ver Figura 3.12). La forma de espiral es la más utilizada ya que cumple con la función de ayudar la remoción de cortes de formación.

Figura 3. 12 Grafico de tipo de Estabilizadores.



Fuente: www.vanriposa.com/image/Stabilizer-Spiral-1.jpg

- **Substituto de la broca (Bit sub):** Ya que la broca junto con los collares de perforación terminan en conexión rosca tipo regular, por lo tanto, es imposible la unión de los mismos, se hace necesario el uso de una junta (caja – caja) que tenga caja como final de cada extremo.

Todas estas herramientas mencionadas anteriormente cuando se juntan se denominan arreglo de fondo de pozo (BHA - Bottom Hole Assembly), este arreglo de fondo de pozo tiene un diseño especial para cada pozo en particular.

3.2.4. CABEZAL (BLOW OUT PREVENTOR-B.O.P.)

Normalmente la presión hidrostática brindada por la columna de fluidos de perforación presentes en el pozo, es mayor que la presión de los fluidos de formación, esto con el fin de prevenir que estos fluidos entren al pozo¹⁰. Cuando esta presión no es bien controlada y una cantidad considerable de los fluidos de formación entran al pozo, se considera esto como una patada (Kick); cuando la cantidad de fluidos que entran al pozo es mínima de tal manera que solo causa un pequeño descenso de la densidad del fluido de perforación, a esto se le denomina corte de gas (gas cut) o corte de aceite (oil cut) o corte de agua salada (saltwater cut) esto depende del fluido que haya ingresado al pozo; cuando una cantidad incontrolable de estos fluidos entran al pozo se denomina reventón (Blowout), a medida que la presión hidrostática controle el pozo ninguno de estos eventos ocurrirá.

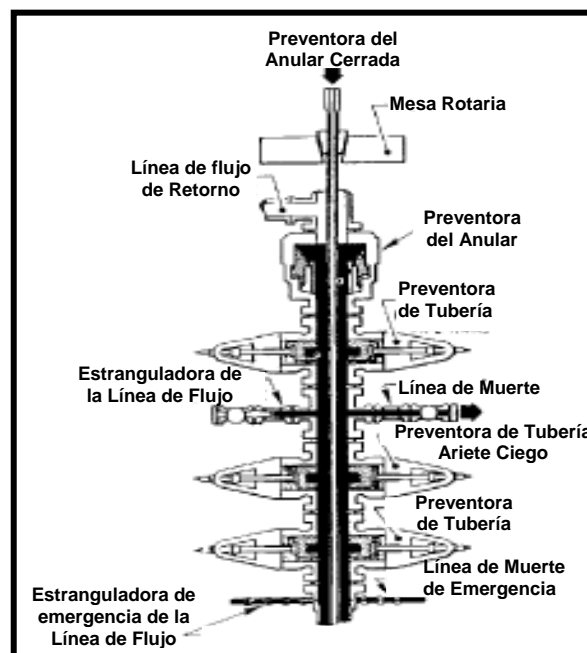
Cuando una patada (kick) ocurre, un equipo de prevención de patadas debe estar debidamente instalado, con el fin de cerrar (shut in) el pozo. Esto se logra mediante un preventor anular (annular preventor), preventoras tipo ariete de tubería o si la tubería de perforación esta fuera del pozo las preventoras tipo ariete a ciegas. Además de esto se debe insertar fluido al pozo para controlar el escape de los fluidos de formación, la inyección de fluidos se puede lograr por medio de la tubería de perforación o a través de la línea muerta (Kill Line). El fluido del pozo es controlado mediante un orificio variable, línea de choque (Choke line), esta línea lleva el fluido a una piscina de reserva, donde los fluidos indeseados son descartados o se trasladan a un separador donde el fluido es desgasificado y almacenado.

¹⁰ Baker Hughes Inteq (1996). Oil Field Familiarization (Training Guide).

El grupo de Preventoras de Reventones (BOP Stack) consiste en un número determinado de preventoras tipo ariete. El número de preventoras usadas depende de la necesidad de protección que requiera el pozo y del tipo y tamaño de los revestimientos y de la sarta de perforación. Los tipos de preventoras son:

- **Preventora Anular (Annular Preventor):** Consiste de un elemento anular sellador de goma el cual, cuando la presión es ejercida se cierra alrededor de la sarta de perforación (ver Figura 3.13) o del Kelly, como este cierre es progresivo, entonces, el anular se puede usar para cualquier tamaño de sarta de perforación. Además, el anular permite por medio de una pequeña relajación de presión el escape de una pequeña cantidad de fluido y ayuda al giro de la sarta de perforación.

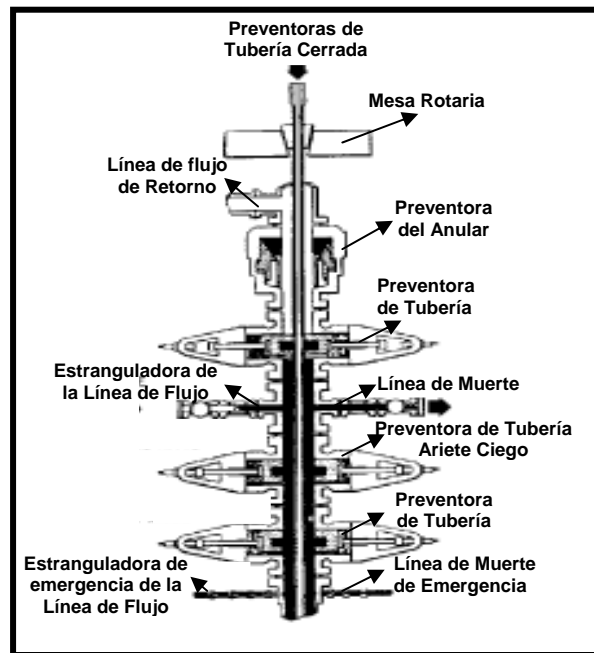
Figura 3. 13 Esquema del Preventor Anular.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

- **Preventora de tipo Ariete de Tubería (Pipe Rams):** Estas tienen una cara moldeada de goma, lo cual le permite encajar alrededor de algún tipo de sarta de perforación, cerrando el flujo de fluidos a través del anular (ver Figura 3.14).

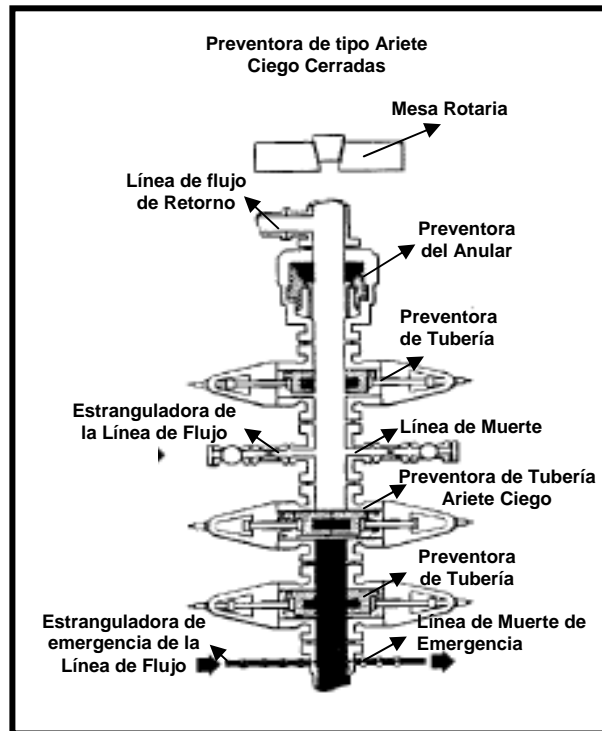
Figura 3. 14 Esquema preventora de ariete de tubería.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

- **Preventora de tipo Ariete Ciego (Blind Rams):** Estas son preventoras hidráulicas, que cierran el pozo de manera completa (ver Figura 3.15). Por lo tanto solo se usan cuando no se encuentra sarta de perforación.

Figura 3. 15 Esquema de Preventora de Ariete Ciego.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

- **Preventora de tipo Ariete de Corte (Shear Rams):** Estas preventoras tienen diseñadas especialmente con estructuras de corte, que al ser cerradas, con sarta de perforación en el pozo, esta será cortada por estas estructuras, cerrando así el pozo completamente.

Estas preventoras son cerradas mediante presión hidráulica, brindada por parte de los llamados acumuladores “accumulators”, quienes contienen nitrógeno presurizado. En caso de emergencias las preventoras deben cerrarse de forma manual, pero, esto solo se puede realizar en taladros de tierra o en Jack-Ups. Además de las preventoras, se tienen que tener en cuenta otros componentes para poder controlar el pozo:

- **Tubería Conductora:** Es un pedazo de revestimiento adherido al tope del BOP, con el fin de extender el anular justo debajo del piso del

taladro. La parte superior de este tubo es puntiaguda, para evitar que las herramientas queden colgando cuando son bajadas, a través de la mesa rotaria. A un costado del revestimiento se encuentra adherida la línea de retorno del fluido de perforación, mediante el cual este fluido es llevado hacia el equipo de limpieza de superficie.

- **Línea de Choque (Choke Line):** Después de que el BOP es cerrado, fluidos a altas presiones pueden ser liberados a tasas controladas cuidadosamente, mediante el uso de una válvula de control. Esta línea de choque transporta los fluidos presurizados, lejos del taladro de perforación.
- **Línea de Muerte (Kill Line):** Fluidos de perforación pesados pueden ser insertados, a través de una válvula de choque, para poder controlar las altas presiones de formación. Estos fluidos llenan el hueco desde el tope, en vez de usar la sarta de perforación para llenar el hueco desde el fondo.

3.2.5. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El primer objetivo del diseño de un lodo de perforación es minimizar la cantidad de tiempo de la perforación. Generalmente un buen lodo de perforación es tan simple como se pueda, con la cantidad mínima de solventes posible, así es menor la cantidad de propiedades que se deben controlar. El lodo de perforación es una herramienta clave en las operaciones, pero esto no significa que teniendo un buen lodo se solucionen todos los problemas que se pueden tener en una perforación.

El lodo de perforación está acompañado íntimamente con dos servicios en particular, el control de sólidos y las facilidades del taladro. Se debe manejar un buen control de sólidos para un excelente manejo de los ripios de perforación presentes en el lodo. Las facilidades del taladro brindan los equipos necesarios

para el almacenamiento del lodo, además de las facilidades para la mezcla del mismo, lo cual ahorra mucho tiempo de perforación.

Las funciones principales de un lodo de perforación son las siguientes¹¹:

- Balancear la presión de formación.
- Evacuar los ripios de perforación del pozo.
- Realizar limpieza debajo de la broca.
- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Sellar formaciones permeables.
- Estabilizar el pozo.

Dada la cantidad de funciones que debe cumplir un lodo de perforación y la importancia de estas, es claramente un factor fundamental el buen diseño de un lodo de perforación.

3.2.5.1. Balancear la presión de Formación.

La densidad del fluido de perforación debe ser tal que la presión hidrostática ejercida sobre el pozo no permita la entrada de fluidos en él. Esta es la propiedad más importante, por lo tanto debe ser controlada como prioridad. Cuando la presión ejercida sobre el pozo es menor que la de los fluidos de yacimiento, se genera una infiltración de estos fluidos dentro del pozo, lo cual puede generar kick o reventones. Cuando la presión es mayor que la de formación el lodo de perforación, se puede adentrar en la formación causando pérdidas de fluido, por estas razones es tan importante tener un control de la densidad del lodo.

Normalmente en una perforación, la presión debe ser un poco mayor que la requerida para mantener el pozo controlado, esto se usa como un margen de seguridad en eventuales casos de patadas o reventones. Otro factor que causa

¹¹ Max R. Annis, Martin V. Smith (1996). Drilling Fluid Technology.

caídas o aumentos en la presión y que debe ser controlado, es la inserción o extracción de los revestimientos en el pozo, esto puede ser controlado con la velocidad en que insertan estos revestimientos, además de un manejo de la densidad del mismo lodo.

3.2.5.2. Limpieza del Pozo.

La habilidad de levantar o llevar partículas de varios tamaños fuera del pozo es una función muy importante del lodo de perforación¹². Cuando el lodo entra en contacto con estas partículas puede que aumente su densidad y su viscosidad lo cual conllevaría a un daño en el trabajo de extracción de estos cortes, además, que al aumentar la viscosidad, aumentaría la fuerza ejercida sobre la formación, lo que puede conllevar a pérdidas de fluido. Por lo tanto es muy importante mantener un control en la tasa de circulación del fluido lo cual aliviaría este efecto en el lodo de perforación. Otro efecto que se presenta en la limpieza del pozo, es que los cortes no salgan completamente del pozo, una de las razones, se refiere al hecho que las partículas más pequeñas son aquellas fácilmente removidas, mientras que las partículas grandes quedan suspendidas y el lodo no es capaz de sacarlas del pozo, esto se debe a la diferencia entre la densidad del lodo y la de la roca. Cuando la densidad es igual la roca se suspenderá en el lodo y seguirá el flujo que este lleve, de lo contrario, permanecerá en el fondo del pozo.

3.2.5.3. Limpieza Bajo la Broca.

La limpieza bajo la broca depende directamente de la tasa de penetración, además se necesitan propiedades contrarias a aquellas mencionadas en la limpieza del pozo, es decir, el arrastre de los cortes, ya que para la limpieza de la broca buscamos baja viscosidad. Esto es logrado gracias a que la tasa a la que sale el fluido de la broca, es muy alta, y puede llevar una viscosidad baja lo

¹² Max R. Annis, Martin V. Smith (1996). *Drilling Fluid Technology*.

cual ayuda a la limpieza debajo de ella, pero posteriormente la tasa disminuye, a medida que se almacenan partículas, lo cual aumenta un poco la viscosidad y ayudaría a una buena limpieza del pozo.

3.2.5.4. Enfriar y Lubricar la Broca y la Sarta de Perforación.

Estas funciones son realizadas automáticamente por el lodo, no depende de una propiedad o características en específico del lodo de perforación, esto gracias a que el lodo cuenta con la suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica, que absorbe el calor presente en estas herramientas y lo lleva a superficie para ser disipado en la atmósfera.

3.2.5.5. Sellar Formaciones Permeables.

Cuando se trabaja con lodos de perforación en formaciones del subsuelo, este tiende a entrar o filtrarse en dichas estructuras, lo cual genera una pérdida de fluido, adicionalmente generan cambios en las propiedades de la formación, por tal motivo es de gran importancia controlar de manera eficaz la entrada de este fluido dentro de la formación. El sello de una formación se da gracias a los sólidos agregados al lodo, los cuales parcialmente se van adhiriendo a la pared del pozo, generando una capa impermeable, que no permite la entrada de estos fluidos, esto depende del espesor que tenga esta capa o torta "cake". Cuando este es muy delgado, se genera una pequeña intrusión a la formación por ende pérdida de fluido de perforación, cuando la torta es muy gruesa puede generar problemas de estancamiento de las herramientas, por estas razones es de gran importancia controlar el espesor de la torta, lo cual representa un gran reto en las operaciones.

3.2.5.6. Estabilizar el pozo.

Las paredes de la formación normalmente después de ser perforadas, permanecen estables sin presentar ningún tipo de colapso, para mantener esto se debe controlar la presión de pozo. Generalmente la inestabilidad en la presión de pozo se debe a la interacción entre la formación y el fluido de perforación, la principal causa es la entrada de agua a la formación, la cual es absorbida por la arcilla, esto genera dos efectos importantes que al combinarse ocasionan la falla de la roca: primero la absorción, induce a un aumento en la tensión de la roca, que al llegar al máximo soportado por la roca es liberado por medio de la falla de la misma; el segundo efecto causado por la absorción de agua es la debilitación de la arcilla, una vez mas al aumentar el agua absorbida por la arcilla aumenta la debilitación de la misma, a mayor debilidad, mayor facilidad de que se presente fractura en la roca.

3.2.6. REVESTIMIENTOS

Son tubulares especiales introducidos al pozo para protegerlo y permitir posteriormente el flujo de fluidos, el revestimiento cumple varios propósitos durante la perforación y en la producción del pozo, esto incluye¹³:

- Evitar derrumbes de formaciones inconsolidadas mientras el pozo se está perforando.
- Servir como conducto de flujo por medio del cual los fluidos de formación suben a superficie.
- Evitar contaminaciones de fluidos.
- Proveer soporte a los equipos de cabeza de pozo para controlar la presión de cabeza.
- Proveer un espacio seguro por medio del cual se pueden correr equipos de medición en el pozo.

¹³ S.S. Rahman, G.V. Chilingarian (1995). Casing design theory and practice.

- Prevenir la contaminación de zonas productoras con fluidos ajenos a ella.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.

Los revestimientos se dividen en diferentes tipos, con el fin de prevenir los problemas de derrumbe de formaciones, mientras se perfora. Para esto se introducen revestimientos de diferentes tamaños en el pozo, a medida que se va perforando y se van encontrando mayores profundidades, el diámetro de estos revestimientos se va reduciendo, por esto los revestimientos se dividen en:

3.2.6.1. Revestimiento conductor.

Este tubo es el de mayor diámetro en la perforación, el diámetro se encuentra entre 16-30” dependiendo de las características del pozo, usualmente, este revestimiento se introduce en el subsuelo hasta rechazo, y se hace por medio de martillos, no se perfora el subsuelo. Este revestimiento cumple con las siguientes funciones:

- Evitar que las formaciones someras y poco consolidadas se derrumben.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales para que estas no se contaminen con fluido de perforación.
- Permitir la instalación del preventor.

3.2.6.2. Revestimiento de Superficie.

Es el revestimiento que sigue al conductor, su profundidad de asentamiento varia de entre 300-3500’, generalmente este revestimiento va desde superficie a la profundidad deseada. Para introducir este revestimiento se perfora el subsuelo. Las funciones de este revestimiento son:

- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación de próximo hueco.
- Soportar el peso de las siguientes tuberías que serán asentadas en el pozo (razón por lo cual este revestimiento es cementado hasta superficie).

3.2.6.3. Revestimiento Intermedio.

Este revestimiento tiene una profundidad de asentamiento que varía entre 3500-12000' y se ubica en la parte inferior del revestimiento de superficie, puede o no ser cementado hasta superficie, esto depende de las características del pozo, sus funciones son:

- Aíslan zonas problemáticas como lutitas o formaciones con agua salada, que pueden contaminar los fluidos de perforación.
- Permite bajar lodos de altas densidades para perforar zonas de presiones anormales en la perforación del siguiente hueco.

3.2.6.4. Revestimiento de Producción.

Es la sarta a través de la cual se produce y se controla el pozo durante su vida productiva, este revestimiento se puede asentar desde superficie o anclado al revestimiento antecesor a él, las profundidades que se pueden alcanzar con este revestimiento van de 12000' en adelante, sus funciones son:

- Aislar formaciones para realizar producción selectiva.
- Evitar migración de fluidos entre zonas productoras.

3.2.6.5. Liner.

Este tipo de revestimiento se usa para pozos exploratorios, ya que el daño de los mismos mediante el cañoneo para la producción de fluidos, no representa el mismo gasto que una sarta de revestimiento normal, este revestimiento se ancla (traslapo) unos 200' por encima del zapato del revestimiento antecesor o intermedio.

Estos tipos de revestimientos además cuenta con una clasificación dependiendo de la longitud de los mismos el cual se subdividió en tres rangos como se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Rango del Revestimiento.

RANGO	LONGITUD PROMEDIO (ft)
1	22
2	31
3	42

Fuente: Casing Desing

Además del rango de los revestimientos también es importante a tener en cuenta el grado de los mismos, ya que este se refiere a la fuerza del acero del cual el revestimiento esta hecho y está clasificado como se puede observar por medio de la tabla 3.2.

Tabla 3. 2 Grado del Revestimiento.

GRADO API	FUERZA (psi)		FUERZA DE TENSIÓN MÍNIMA (psi)	MÁXIMA ELONGACIÓN (%)
	MÍNIMA	MÁXIMA		
H-40	40.000	80.000	60.000	29,5
J-55	55.000	80.000	75.000	24,0
K-55	55.000	80.000	95.000	19,5
L-80	80.000	95.000	95.000	19,5
N-80	80.000	110.000	100.000	18,5
C-90	90.000	105.000	100.000	18,5
C-95	95.000	110.000	105.000	18,0
T-95	95.000	110.000	105.000	18,0
P-110	110.000	140.000	125.000	15,0
Q-125	125.000	150.000	135.000	14,0

Fuente: Casing Desing

3.2.7. CEMENTACIÓN

Este proceso se realiza mediante la mezcla de lechada de cemento e introducción de la misma a través del revestimiento, para que esta suba por el anular, entre el revestimiento y las paredes del pozo, lo cual permite la adhesión del revestimiento a la formación¹⁴. El objetivo principal de la cementación es obtener una zona de separación efectiva (sello hidráulico), además de proteger el revestimiento, otros de los objetivos de la cementación son los siguientes:

- Proteger las formaciones productoras.
- Ayudar a controlar los reventones en zonas de altas presiones.
- Sellar zonas de alta pérdida de circulación.

¹⁴ Baker Hughes Inteq (1996). Oil Field Familiarization (Training Guide).

- Brindar soporte al revestimiento.
- Prevenir la corrosión del revestimiento.

La cementación se subdivide en dos: la cementación primaria, la cual es ejecutada tan pronto es bajado el revestimiento en el pozo y la cementación secundaria que se lleva a cabo después de la cementación primaria.

3.2.7.1. Cementación primaria.

Esta se lleva a cabo dadas las necesidades del pozo, por lo tanto existen variaciones en el método de ejecución de la misma.

- **Cementación en una etapa a través del revestimiento (Desplazamiento normal):** Después de que el revestimiento se encuentre asentado y ajustado en el pozo; se procede a la inyección de un bache de lavador, el cual limpia el pozo de los restos de lodo que pueden quedar en las paredes del revestimiento; seguidamente se introduce un bache espaciador (spacer) el cual es un poco más pesado (denso) que el lavador, con el fin de un mejor lavado al revestimiento; posteriormente se lanza el tapón de fondo (Bottom Plug), el cual sirve para aislar el cemento de los baches anteriores, para así prevenir cambios en las propiedades del cemento, este tapón tiene cuerpo de aluminio encerrado en goma, cuando este tapón llega al collar flotador se rompe para así permitir la entrada del cemento por el anular desde abajo hacia arriba del mismo.

Posteriormente se agrega el bache de cemento seguido por el tapón superior (Top Plug) el cual delimita la cantidad de cemento insertada, este tapón posee una estructura solida por lo cual al alcanzar el collar flotador genera un cierre completo, además aísla al cemento del siguiente bache para así no afectar sus propiedades, este tapón se desplaza mediante un bache espaciador, por medio de este se ejecuta

limpieza de las paredes del revestimiento del cemento remanente en estas, ya que seguidamente se agregara también como fluido de desplazamiento (lodo) lo cual podría generar cambios en las propiedades de este.

- **Cementación multietapa a través del revestimiento:** este se usa cuando las longitudes de revestimiento son muy amplias para cubrirlas completamente con cemento, debido a que se aumentaría la presión hidrostática lo cual generaría una fractura en la formación, por lo tanto es necesario introducir el cemento por fases de diferentes densidades para así poder disminuir el efecto de la presión hidrostática, para esto se adiona una herramienta en el revestimiento (DV Tool), la cual permite la entrada del cemento al espacio anular.

La cementación se efectúa de forma similar a la de desplazamiento normal, con respecto a los baches usados para realizar la operación, pero el cemento es agregado de forma diferente, el cemento en primera instancia se inyecta en el anular, de la misma manera que en la de desplazamiento normal ,en esta etapa se inyecta al anular el cemento con mayor densidad o cemento de cola (tail slurry), el cual se ubicará en la parte inferior del revestimiento, posteriormente para agregar el siguiente bache de cemento con una densidad menor al anterior, por medio de la herramienta hidráulica adjunta al revestimiento, se genera un aumento de presión el cual rompe las boquillas (puertos) con las que cuenta esta herramienta para así permitir a través de estas la inyección del cemento al anular.

3.2.7.2. Cementación secundaria.

Esta cementación se realiza posterior a la primaria como se advirtió anteriormente, pero se realiza para cumplir los siguientes objetivos:

- Bloquear otras posibles zonas productivas en el pozo.
- Bloquear un pozo que a resultado seco.
- Cementación “squeeze” a la formación.

La más usada es aquella para separar zonas productoras dentro de un mismo pozo, o para separar zonas de producción de diferentes hidrocarburos. La cementación “squeeze” es usada para:

- Cementación suplementaria al trabajo de cementación primaria o reparar una falla de la misma.
- Reparar revestimientos defectuosos o cañoneos ubicados erróneamente.
- Minimizar las probabilidades de pérdida de circulación en algunas zonas.
- Abandonar permanentemente una zona productora depletada.
- Aislar zonas previamente a trabajos de cañoneo o de fracturamiento.

3.2.7.3. Aditivos al cemento.

Al momento de realizar la mezcla de la lechada, se agregan aditivos químicos al cemento para afectar sus propiedades y cumplir eficientemente las condiciones del pozo, ya que todos los pozos son diferentes y las propiedades del cemento cambian constantemente con las necesidades del mismo. Los aditivos químicos son usados para:

- Disminuir la densidad de la lechada y aumentar su volumen (aditivos de pérdida de peso)
- Aumentar el tiempo de fragüe y retardar su asentamiento (Retardadores).
- Reducir el tiempo de fragüe y aumentar un temprano compactamiento (Aceleradores).

- Reducir la pérdida de agua, esto ayuda a formaciones sensibles, y prevenir la deshidratación prematura (Fluidos de pérdida de aditivos).
- Aumentar la densidad de la lechada para controlar presiones (Aditivos de aumento de peso).

3.2.8. REGISTRO DE LODOS (MUD LOGGING)

Es una actividad muy importante en las operaciones de perforación, sirve como herramienta que brinda una gran fuente de información del pozo, además de ser una herramienta de gran ayuda a correlacionar registros adicionales. Esta herramienta cuenta con tres (3) secciones de estudio: el control geológico, control de parámetros de perforación y del lodo y la detección de gas¹⁵. Control geológico. Dependiendo del programa de perforación el control geológico se realizará a cada unidad de pies determinados, se realiza por medio de cortes obtenidos de las mesa vibratoria, usando un microscopio, se realiza una descripción de la muestra y se plasma en un masterlog que contiene la interpretación geológica de los cortes, además de esto nos brinda los topes reales de las formaciones mientras se está perforando.

Control parámetros de la perforación y del lodo. Estos parámetros son medidos mediante sensores (ver Tabla 3.3) ubicados en diferentes partes del taladro de perforación como se muestra en la Figura 3.16, el parámetro más importante a determinar es el ROP (rate of penetration - tasa de penetración).

¹⁵ Ali Azzouz (2008). Drilling & Mud Logging.

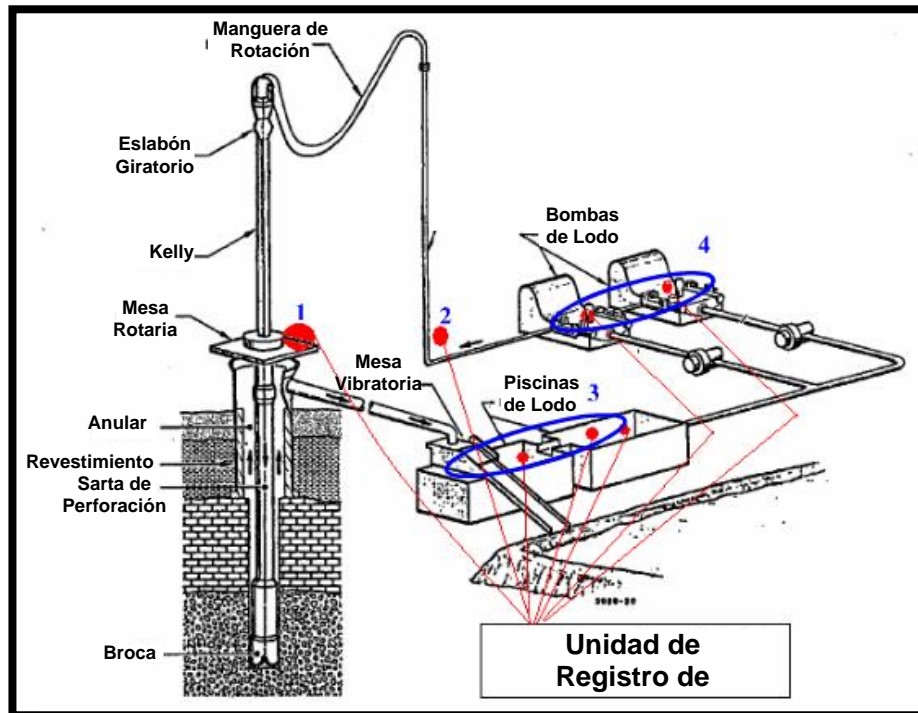
Tabla 3. 3 Sensores del Registro del Lodo.

SENSOR	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1	Peso y profundidad	Determina la profundidad a la que se encuentra y el peso sobre la broca
2	Presión del standpipe	Mide la presión a la cual está pasando el lodo a través del standpipe
3	Nivel de la piscina	Determina el nivel de lodo presente en las piscinas.
4	Stroke por minuto	Da una medida del número de strokes a los cuales fluye el lodo.

Fuente: Ali Azzouz, Drilling and Mud Logging.

Además de los sensores mencionados también existen aquellos para la medida de, densidad, torque temperatura del lodo y muchos más. A través de estos sensores se envían unas señales hacia la unidad de registro del lodo, en la cual después de calibrar estas señales son adaptadas a parámetros reales.

Figura 3. 16 Distribución de los Sensores en la Operación.



Fuentes: Ali Aziz, Drilling and Mud Logging.

Control de gas. Consta de una serie de sensores conectados entre ellos, que permiten la separación y determinación del porcentaje de gases presentes en el lodo de retorno, este gas, por medio de una bomba centrífuga es extraído del lodo, consecutivamente, este el lodo extraído pasará a través de un cromatógrafo el cual nos dará una información más detallada del contenido del gas.

3.2.9. CONTROL DE SÓLIDOS

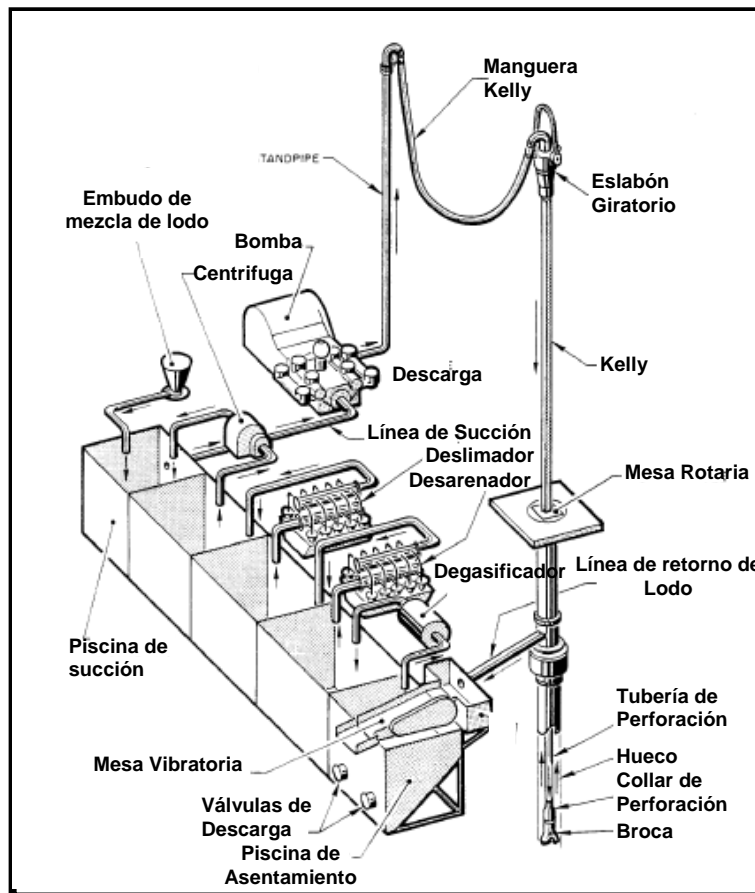
El control de sólidos se caracteriza por la extracción de sólidos de perforación mientras se minimiza la pérdida de fluidos, debido a que el tamaño de los sólidos tiene una gran variación se hace necesario el uso de varios tipos de equipos, el principal objetivo de este servicio, es remover sólidos, para así, reducir los costos de lodo y de disposición de desechos. Para lograr este

objetivo, las herramientas a usar utilizan el mecanismo de fuerza centrífuga, por medio del cual separan los líquidos de las partículas sólidas. La eficiencia de un sistema de control de sólidos puede ser evaluada de dos formas:

- Eficiencia de partículas sólidas retiradas.
- Eficiencia de conservación de fluidos.

Las herramientas del servicio de control de sólidos están conectadas en serie (ver Figura 3.17), por lo tanto, cada operación realizada por cierta herramienta es altamente importante, ya que la siguiente herramienta basa su funcionamiento en la eficiencia de la anterior. Usualmente la primera herramienta de control de sólidos es una mesa vibratoria, la cual cuenta con unas mallas, si los sólidos son de mayor tamaño que el de los agujeros de la malla estos serán removidos por esta herramienta. La parte del proceso consta de la remoción de partículas de sal, limo y arcilla, los cuales no son removidas por parte de la mesa vibratoria, esto se logra por medio hidrociclones, los cuales son denominados desarenadores (partículas de 6-12pulgadas de diámetro) o deslimadores (partículas de menos de 6 pulgadas de diámetro), la unión de la mesa vibratoria y los hidrociclones se denomina acondicionador de lodo.

Figura 3. 17 Esquema del Control de Sólidos.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

La última herramienta se utiliza para remover partículas ultra finas de sólidos de arcilla y limo mediante el uso de centrifugas decantadoras.

3.2.10. REGISTROS ELÉCTRICOS

Para determinar las características de las formaciones y fluidos del subsuelo, es necesario llevar a cabo la toma de registros, para esto se utiliza una unidad móvil que contiene sistemas computarizado para la obtención y el procesamiento de los datos, también desde esta cabina se monitorean las herramientas de toma de registros que se bajan en el pozo. Dentro de los

objetivos de los registros se tienen, Delimitación de litología, Tipo de Fluidos de Formación, Desviación y rumbo del agujero, Evaluación de la cementación entre otras.

El equipo que toma esta medida es una sonda que consta de varios sensores, estas sondas se clasifican en función de su fuente de medida, en:

Resistivas (corriente eléctrica)

- Inducción
- Doble Inducción
- Doble Laterolog
- Microesferico
- Microimagenes resistivas de formación

Porosidad (capsulas radioactivas)

- Neutrón Compensado
- Litodensidad compensada
- Espectroscopia de rayos gamma
- Rayos gamma naturales

Sónicas (Emisor de sonido)

- Sónico de porosidad
- Sónico bipolar de imagenes
- Imágenes ultrasónicas

Mediante una cuidadosa interpretación de la respuesta de los registros, es posible evaluar el potencial productivo de la formación, además se tiene sistemas de cómputo avanzado para la interpretación.

3.2.10.1. Registros resistivos.

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos, los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son, porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua, la saturación obtenida se las resistividades somera y profunda se comparan para evaluar la productividad de la formación.

3.2.10.2. Registros de porosidad.

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas, las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas, mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características como la arcillosidad, contenido de minerales radiactivos de la roca, detección de gas y identificación de litología.

3.2.10.3. Registros acústicos.

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano, el sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido, como un movimiento molecular del medio, este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su energía a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original, cuando una molécula transfiere su energía a otra. Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Determinación de porosidad primaria y secundaria.
- Detección de gas
- Detección de fracturas
- Características mecánicas de la roca
- Estabilidad del agujero.

Estos registros se pueden tomar a hueco abierto o en hueco entubado.

Hueco Abierto (Open Hole)

- Inducción
- Doble Laterolog
- Neutrón Compensado
- Densidad compensada
- Sónico Digital
- Imágenes de Pozo

Registros de Hueco Entubado (Cased Hole)

- Evaluación de la cementación
- Pruebas de formaciones
- Desgaste en tubería

3.2.11. CAÑONEO

Esta operación se realiza después de que el pozo a sido revestido y cumple básicamente con la función de poner en contacto al pozo con los posibles fluidos presentes en formación, mediante aberturas hechas a través del revestimiento y el cemento, estos agujeros se crean mediante el uso de explosivos conocidas como cargas. Cuando se ha tomado la decisión de cañonear, se deben tener en cuenta ciertas características del hueco a realizar

por medio del cañoneo con el fin de obtener la máxima eficiencia de flujo de la zona, estas características son, densidad de disparo, ángulo fase, distancia de penetración y el diámetro de penetración.

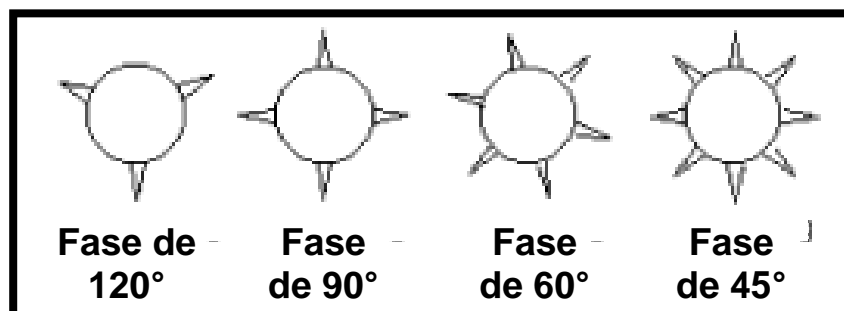
3.2.11.1. Densidad del disparo.

La densidad de disparo es la cantidad de disparos que se realizan por pies (spf-Shots per foot) en la formación, para alcanzar la tasa de flujo deseada, cuando se realiza esta operación, se debe tener en cuenta la eficiencia de limpieza de la zona perforada.

3.2.11.2. Angulo fase.

El ángulo fase es la dirección en la cual son disparadas las cargas, en relación con las otras cargas disparadas en la pistola, las ángulo fase más comunes son 45°, 60°, 90° y 120° (ver Figura 3.18).

Figura 3. 18 Angulo fase del Cañoneo.



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Oil Field Familiarization.

3.2.11.3. Profundidad de penetración.

La profundidad de penetración es tal vez el factor más relevante para el rendimiento de la producción, por lo tanto, en la mayoría de los casos obtener la mayor profundidad es la mejor opción al momento de realizar un cañoneo. Esta profundidad de penetración se puede alcanzar por medio del tamaño de la carga, material a perforar (cemento o areniscas) y tipo de disparo (carga en empaque de grava o carga de penetración profunda), con la carga de penetración profunda podemos obtener túneles de 1 a 2ft de profundidad, mientras que la carga de empaque de grava brinda un paquete de 8 pulgadas de profundidad.

3.2.11.4. Diámetro de penetración.

El diámetro de penetración alcanzado por medio de las cargas anteriormente propuestas es, con una carga de penetración profunda se alcanzan huecos de diámetro de entre 0,5 y 0,75 pulgadas por el contrario el diámetro alcanzado por las cargas de empaque de grava logra huecos de hasta 1 pulgada.

3.2.12. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING)

En la superficie, los fluidos producidos por el pozo son manipulados por equipos temporales o paquete de pruebas de superficie, estos equipos deben ser ensamblados y diseñados para que de manera segura y fiable se cumplan varias funciones¹⁶:

- Proveer la manera de manejar y controlar la presión del pozo.

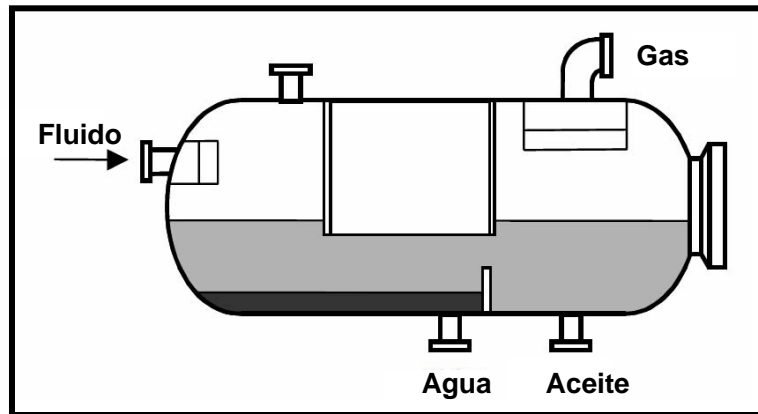
¹⁶ Ken Arnold, Maurice Stewart (1999). Surface Production Operations, Design of Oil-Handling System and Facilities.

- Separar los fluidos producidos en fases separadas de gas, aceite y agua, para permitir la medida de los mismos.
- Permitir la toma de muestras de los fluidos producidos.
- Disposición de los fluidos producidos de una forma ambientalmente aceptable.

Los equipos mínimos para realizar las pruebas de pozo se expondrán seguidamente, aun cuando es importante resaltar que estos equipos pueden variar dependiendo de las características del pozo y de las necesidades del mismo. Para controlar los fluidos que produce el pozo existe un esquema básico, el cual consta de, el árbol de navidad “christmas tree” y se usa para controlar el flujo de salida del pozo. El árbol de navidad es un paquete de válvulas, las cuales son usadas para cerrar el pozo, según la necesidad. De seguida se encuentra el choque de superficie “surface Choke”, el cual se usa para controlar el flujo, es decir, el volumen que permite pasar a través de él, este flujo se restringe ajustando el Choke de la válvula el cual tiene varias tamaños, este arreglo del flujo reduce la presión de la cabeza de pozo y aumenta la tasa de producción de crudo.

Después de que el flujo ha sido restringido, se dirige a un separador, ya que los fluidos producidos usualmente son mezclas de aceite, gas y agua. Los separadores se dividen en 3 tipos: el horizontal, el vertical y el esférico. El más usado es el horizontal, ya que representa menores costos, además, el gas fluye horizontalmente, mientras los líquidos caen al fondo del separador, por lo tanto la separación es relativamente sencilla, el gas se dirige a la parte superior del tanque, el agua al ser más denso que el aceite sale por la parte inferior del tanque, mientras el aceite se dirige por la parte central del separador como se puede observar en la Figura 3.19.

Figura 3. 19 Esquema del separador de Fluidos.



Fuente: Well Testing and Interpretation, D Bourdet

Después de que el fluido ha sido separado, el crudo debe ser transportado a través de las líneas de flujo, para llevarlo a almacenamiento y posteriormente a su distribución. Para brindarle la energía mecánica necesaria para su movimiento en las líneas de flujo se usa una bomba; la mas usada es la reciproca. Si la separación no ha sido la necesaria, se usan otros equipos para controlar los residuos de agua o gas que el crudo lleve consigo.

Además del transporte del aceite, como pudimos observar anteriormente, el flujo se divide también en gas, el cual debe ser transporta de igual manera a través de líneas de flujo, para tal objetivo, el gas es pasado inicialmente por un compresor de gas, el cual le brinda la presión necesaria para movilizarse entre las líneas de flujo, los compresores de gas más usados son los reciprocantes, debido a que son construidos en todos los tamaños y capacidades. Usualmente el gas lleva consigo partículas de agua o aceite por lo tanto es necesario realizar una posterior separación, pero esto no se da en todos los casos, es algo específico, y generalmente se hace solo como contingencia. Después de que este gas ha sido debidamente separado, y se encuentra como una solo fase, es quemado por medio de la tea, este gas es quemado si el pozo es de petróleo y dicho volumen de gas es insignificante, también, en algunas, ocasiones este gas extraído del pozo puede ser usado para brindar energía en la locación. El agua también debe ser tratada, si su separación no

ha sido lo eficientemente necesaria, y se presentan varias opciones para su manejo, ya puede ser disposición en la locación por medio de vertimiento, como también puede ser tratada retirándole todas las partículas de hidrocarburo u otro tipo de componentes para luego ser reinyectadas en el pozo a través del anular.

3.3. DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS PARA EL POZO CANAGUAY 1

3.3.1. BROCAS

Para la descripción de las brocas de perforación a utilizar en un pozo, se hace una delimitación de las secciones a perforar, y se determina que brocas cuentan con las mejores características para la perforación de dicha sección.

3.3.1.1. Sección de 17 ½”.

La perforación de esta sección, en un intervalo de 0-2000', el cual corresponde a la formación Guayabo, cuyo intervalo estratigráfico está caracterizado por la presencia de areniscas poco consolidadas y amarillentas con estratificación cruzada y arcillas azulosas; adicionalmente de sedimentación irregular, y en la parte superior, se señalan discordancias intraformacionales y conglomerados, así como la presencia de lentes de carbón, con intercalaciones de arcilla. Dadas las características de esta estructura se recomendó perforar con una broca triconica (ver Figura 3.20) ideal para perforar formaciones blandas o no consolidadas con compresibilidades bajas como arcillolitas, margas, lutitas blandas, arenas y conglomerados.

Figura 3. 20 Broca Triconica Sección 17 ½”.



Fuente: Formato de Licitación empresa Halliburton.

3.3.1.2. Sección de 12 ¼”.

La perforación de esta sección, en un intervalo de 2000-14300’, el cual corresponde a las formaciones, guayabo descrita para la sección de 17 ½”, león shale unidad que consiste casi totalmente de lutitas duras grises y gris verdosas, que tienden a limolitizarse hacia la base y el tope; contiene escasas capas delgadas de areniscas de color gris y crema con láminas carbonáceas, y los miembros de carbonera C1-C7 , estructura que se compone principalmente de arcillitas y lutitas grisáceas, que meteorizan en tonos abigarrados de rojo y amarillo, irregularmente estratificadas, con areniscas arcillosas de 5 a 10 metros de espesor. La formación contiene capas de lignito y algunas calizas. Los miembros pares de carbonera poseen alto contenido de shale, mientras que los miembros impares, contienen areniscas. Para esta perforación, se utilizará una broca PDC (ver broca 3.21) ya que es adecuada para la evacuación de cortes en las zonas arcillosas y resistencia a la vida de la estructura de corte para las intercalaciones duras y abrasivas de arenas y conglomerados.

Figura 3. 21 Broca PDC Sección 12 ¼”.



Fuente: Formato de Licitación empresa Halliburton.

3.3.1.3. Sección de 8 ½”.

Para la perforación de esta sección, en un intervalo de 14300-16000’; el cual corresponde a las formaciones Mirador, la cual está compuesta por areniscas duras y, Cretáceo compuesto por areniscas y la formación Gacheta compuesta por areniscas con intercalaciones de shale; se utilizará la broca PDC (ver Figura 3.22) con altas velocidades de rotación a través de las formaciones más duras y abrasivas.




Figura 3. 22 Broca PDC Sección 8 ½”.



Fuente: Formato de Licitación empresa Halliburton.

En la Figura 3.23, se puede observar, la distribución de estas brocas con respecto a la profundidad y a la formación que se tiene planeando sea perforada.

Figura 3. 23 Esquema de distribución de las brocas para Canaguay 1.

	Litholo	Size	Type	Depth	Fig	Hrs	ROP	WOB	DESIGN
0	Fm Guayabo	17.5"	EBMT105BC	0	2000	57	35	7-12	
1000									2000
9000	Fm León	12 1/4	FMR3565ZR	2 000	12300	386	37	7-12	
10000	Fm Carboneras								11000
15000	Mirad	8.5"	FMR3685ZR	14300	1700	68	25	15-25	
16000	Cretác								

Fuente: Formato de Licitación empresa Halliburton.

3.3.2. SARTA DE PERFORACIÓN (BHA)

El diseño de la sarta de perforación que se desea utilizar en el pozo Canaguay 1 será el siguiente:

3.3.2.1. Perforación hueco de 17 ½”.

- 17 ½” Arreglo de Fondo de Pozo (BHA)

Tabla 3. 4 Descripción del BHA para la Sección de 17 ½”.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	17-1/2” Broca
1	Substituto de Broca
1	8” Collar de Perforación
1	17 1/2" STB
2	8" Collar de Perforación (espiral)
6	6-1/4" Collar de Perforación (espiral)
12	5" HWDP
	5" Tubería de Perforación

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

- **Fase de 17 ½”, Cálculos del BHA**

Tabla 3. 5 Características del BHA para la sección de 17 ½”.

Sección	Longitud (ft)	Peso (lb/ft)	Flotabilidad (Lbs) B.F. = 0.862	Peso Total (Lbs)
5" G-105	1485	19.50	24980	60802
5" HW	335	49.00	14160	35822
6"1/4 DC	30	87.00	2252	21661
8" DC	150	150.00	19410	19410
P.T.	2000			
Peso debajo del Martillo			(Lbs)	
A.W.O.B.			(Lbs)	21661
MW			(PPG)	9

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.2.2. Perforación hueco de 12 ¼”.

- 12 ¼” Arreglo de Fondo de Pozo (BHA)

Tabla 3. 6 Descripción del BHA para la Sección de 12 ¼”.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	12-1/4” PDC Broca
1	Substituto de Broca
1	8" Collar de Perforación Corto
1	8" Collar de Perforación (Espiral)
1	12 3/8" STB
1	8" Collar de Perforación (Espiral)
1	12-3/8” STB
4	8" Collar de Perforación (Espiral)
1	8” Martillo Hidráulico
1	8" Collar de Perforación (Espiral)
1	XO (CrossOver)
2	6 ¼” Collar de Perforación
12	5” HWDP
	5” DP

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

- **Fase 12 ¼”, Cálculos del BHA.**

Tabla 3. 7 Características del BHA para la sección de 12 ¼”.

Sección	Longitud (ft)	Peso (lb/ft)	Flotabilidad (Lbs) B.F. = 0.8549	Peso Total (Lbs)
5” S-135	2225	19.50	37097	253203
5” G-105	10000	19.50	166729	216106
5” HWDP	360	49.00	15083	49377
6 ¼” DC	60	84.00	4309	34295
8” DC	30	150.00	3848	29986
8” Martillo	30	44.00	1129	26138
8” DC	180	150.00	23086	25009
8” SDC	15	150.00	1924	1924
P.T.	12900			
Peso debajo del Martillo			(Lbs)	25009
A.W.O.B.			(Lbs)	25009
MW			(PPG)	9.5

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.2.3. Perforación hueco de 8 ½”.

- 8 ½” Arreglo de Fondo de Pozo (BHA)

Tabla 3. 8 Descripción del BHA para la Sección de 8 ½”.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	8-1/2" PDC Broca
1	Substituto de Broca
1	6-1/4" Collar de Perforación Corto
1	6-1/4" Collar de Perforación (Espiral)
1	8-7/16" STB
1	6-1/4" Collar de Perforación (Espiral)
1	8-7/16" STB
4	6-1/4" Collar de Perforación (Espiral)
1	XO
10	5" HWDP
1	6 ½" Martillo hidráulico
8	5" HWDP
	5" DP

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

- **Fase de 8 ½”, Cálculos del BHA.**

Tabla 3. 9 Características del BHA para la sección de 8 ½”.

Sección	Longitud (ft)	Peso (lb/ft)	Flotabilidad (Lbs) B.F. = 0.862	Peso Total (Lbs)
5” S-135	3430	19.50	57698	260335
5” G-105	10000	19.50	168217	202636
5” HW	150	49.00	6340	34420
8” JAR	30	44.00	1139	28079
5” HW	300	49.00	12681	26941
6 ¼” DC	180	87.00	13509	14260
6 ¼” SDC	10	87.00	751	751
T.D.	14100			
Peso debajo del Martillo			(Lbs)	26941
A.W.O.B.			(Lbs)	25000
MW			(PPG)	9

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.3. TALADRO

El taladro de perforación es una de las herramientas fundamentales en la realización de un nuevo pozo. Los taladros comúnmente cumplen con todos los requerimientos necesarios para realizar dicha operación. El factor que hace un taladro diferente de otro, es la fuerza. Esta fuerza, se define como la capacidad de sostener la sarta de perforación a utilizar en el pozo. Por lo tanto a mayor profundidad del pozo, es mayor el peso de sarta que deben sostener, entonces es mayor la fuerza que poseen los taladros que perforaran pozos profundos,

Siendo así, esta fuerza se expresa en Horse Power (Hp) y por medio de esto se clasifican los taladros de la siguiente manera:

Tabla 3. 10 Distribución de los Taladros.

RANGO	PROFUNDIDAD	
	PIES	METROS
Liviano	3.000-5.000	1.000-1.500
Medio	4.000-10.000	1.200-3.000
Pesado	12.000-16.000	3.500-5.000
Ultra Pesado	18.000-25.000	5.500-7.500

Fuente: El Autor.

Por lo tanto para la perforación del pozo Canaguay 1, que tiene una profundidad estimada de 16.000 pies, el tipo de taladro más adecuado, es uno dentro de la categoría de pesado. El taladro pesado seleccionado para la perforación del pozo Canaguay es un taladro entre 1.500 y 2.000 Hp (Horse Power). Este taladro cumple con todas las características, como el peso a soportar o las revoluciones por minutos a las cuales perfora.

3.3.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Todos los lodos a utilizar en la perforación del pozo Canaguay 1, serán base agua, ya que los lodos base agua son mas amigables al ambiente, lo cual genera de igual manera, una reducción de costos de manejo ambiental de estos lodos, ya que el pozo es muy profundo, estamos hablando a 16.000' de profundidad, las temperaturas y presiones que se encontrarán son muy altas, por lo tanto estos lodos son excelentes para trabajo en estas condiciones. Otros tipos de lodos, como los base aceite pueden generar gases, debido a las

elevadas condiciones de presión y temperatura y generar problemas durante la perforación.

El intervalo de 17 ½", 0-2000', se perforará con un sistema de fluidos de perforación Agua Bentonita, extendida en concentraciones suficientes para obtener una buena reología. Se utilizará una densidad de 8,6ppg, al iniciar la sección, y se hará un incremento sin exceder los 9,1ppg, de acuerdo a la estabilidad que presente el pozo; para alcanzar mayor limpieza del hueco se bombearán píldoras viscosas. Se agregará un extendedor para mejorar el rendimiento de la bentonita, obteniendo una buena capacidad de arrastre con bajas concentraciones de bentonita. La concentración de calcio no debe exceder de 200ppm, para facilitar el total rendimiento del extendedor, por lo tanto el lodo y el agua de preparación, deben ser tratados con bicarbonato de sodio cuando el agua tenga una concentración mayor a la establecida.

Para el intervalo de 12 ¼", 2000-14300', se utilizarán dos tipos de fluidos de perforación, inicialmente se utilizará el fluido con el que se perforó la primera sección, hasta alcanzar la formación León, donde se cambiará a lodo base polímero. Para la primera sección, se tendrá un control del filtrado dentro del rango de 8-12cc. Cuando se alcancen las formaciones de interés, se cambiará a lodo base polímero, donde se controlará el filtrado con aditivo para que este no exceda 4,5cc, además para disminuir al máximo el daño a la formación y la posible reacción con las arcillas por invasión del fluido. Adicional a lo anterior, se agregarán agentes reológicos y lubricantes, para reducir el torque y la fricción, logrando así una buena conservación de las herramientas de perforación. La densidad de este fluido debe ser lo menor posible y se debe incrementar en pequeñas proporciones según condiciones del pozo y posible presencia de gas, esta densidad no podrá exceder los 9,5ppg.

Para el intervalo de 8 ½", 14300-16000' se utilizará un fluido base Polímero como el usado en el intervalo interior. En esta sección, la mayor preocupación es controlar la densidad del lodo, la cual no puede exceder 9,4ppg, además de esto, se debe llevar un estricto seguimiento de los cortes de perforación y el control de filtrado, que no puede exceder los 4,5cc, para evitar no causar daño

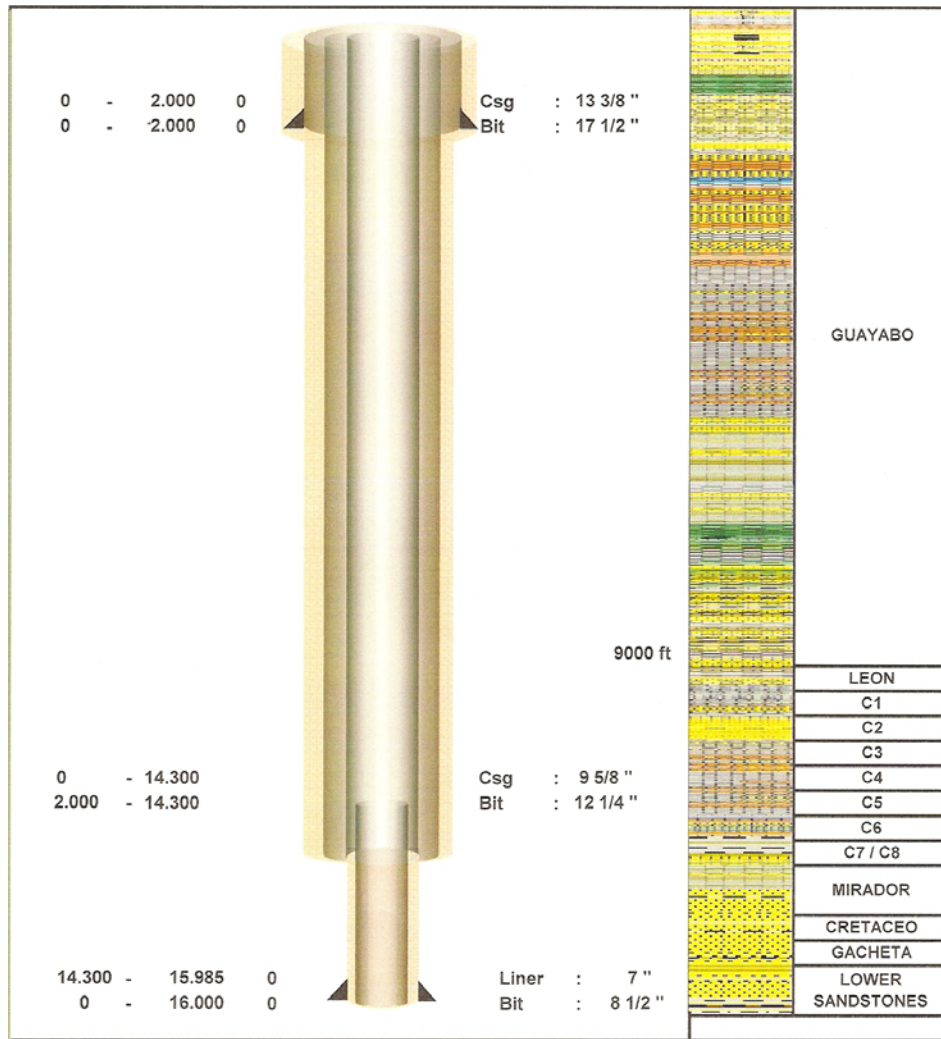
a la formación. Adicionalmente, la densidad debe ser monitoreada constantemente con el fin de evitar también empaquetamientos de las tuberías.

Tabla 3. 11 Características del lodo según la sección.

TAMAÑO HUECO	FORMACIÓN	TIPO DE LODO	DENSIDAD MÁXIMA	VISCOSIDAD MARSH	VISCOSIDAD PLÁSTICA	API FILTRADO	PH
17 ½"	Guayabo Superior	Bentonita, Soda Caustica	8,6-9,1	80-100	20-25	No-Control	8,5-9,1
12 ¼"	Guayabo Medio Inferior	Bentonita Soda Caustica	9,1-9,5	45-50	15-19	8-12	10,2
	Leon Shale y Carbonera (C1-C8)	Polimero	9,1-9,5	45-50	17-19	4,0-4,5	10,4-10,2
8 ½"	Mirador, Cretaceo, Gacheta	Gilsonita Polimero	9,4	45-50	17-19	4,0-4,5	9,0

Fuente: Formato de Licitación empresa Qmax.

Figura 3. 24 Distribución del lodo en el pozo.

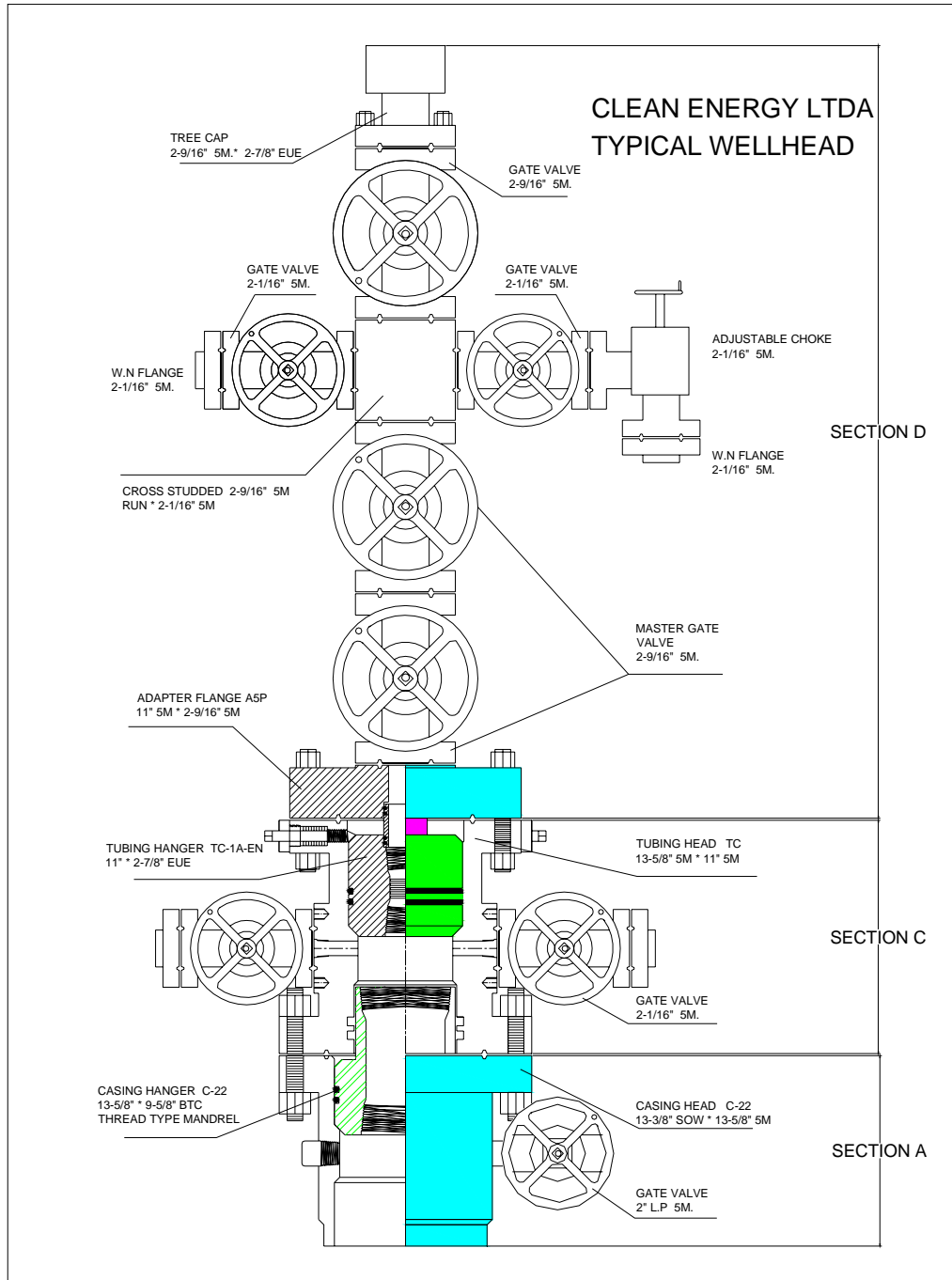


Fuente: Formato de Licitación empresa Qmax.

3.3.5. CABEZAL

Para el cabezal del pozo Canaguay 1, se diseñó la estructura reflejada en la Figura 3.25, en donde podemos observar, claramente las características del mismo.

Figura 3. 25 Esquema del cabezal de Canaguay 1.



Fuente: Formato de licitación empresa Best Tool's.

Se puede observar, adicionalmente, la presencia del anular preventer al inicio de la sección C. Como sabemos, este anular cumple con la función de cerrar el

pozo, aun cuando hay tubería dentro del pozo. Este anular se instaló, ya que el cierre al ser progresivo, permite el cierre del pozo con tubería de cualquier tamaño, es decir para cualquier sección de perforación del pozo.

Este cabezal, como se ve en la Figura 3.25 solo cuenta con unas preventoras de tipo ariete de tubería (Sección C), la cual cerrará el pozo, bajo determinadas condiciones como reventón (Blowout), permitiendo el cierre del mismo con la sarta de perforación adentro.

En la sección A de la Figura 3.25, podemos observar la herramienta que sostiene el revestimiento de 13 3/8", para nuestro caso en particular el revestimiento de mayor diámetro, así el diseño de este cabezal, permitirá la inserción de cualquier tipo de revestimiento de diámetro menor a 13 3/8. Para el pozo Canaguay 1, los revestimientos que van hasta superficie son el de 13 3/8" y el de 9 5/8", por lo tanto esta sección se ajusta de tal manera, que puede soportar ambos revestimientos.

3.3.6. REVESTIMIENTOS

El diseño de los revestimientos se basa en las correlaciones realizadas con los pozos perforados en la zona, ya que los problemas encontrados no se debieron a la estructura del pozo, por el contrario a problemas netamente operacionales. Basados en esta información se diseño un estado mecánico modelo en el cual se puede ver la distribución de los revestimientos en el pozo (ver Figura 1..).

Basados en el estado mecánico las características de los revestimientos serán las siguientes:

3.3.6.1. Tipo de revestimiento, 13 3/8”.

Para esta sección el revestimiento ideal es de grado K-55, este revestimiento se utilizará ya que no es mucha la profundidad a la cual se asentará. La presión a la que estará expuesto es relativamente poca, este revestimiento soporta presiones de hasta 80.000psi y la tensión máxima a la que puede estar expuesto es de 95.000psi, el peso de este revestimiento es de 68ppf.

Este revestimiento cuenta con las siguientes propiedades:

Tabla 3. 12 Características del revestimiento de 13 3/8”.

PROPIEDAD	MEDIDA
Colapso	1950 Psi
Burst	3450 Psi
Tensión	1069 Klb.
Volumen Interno	0.1497 BPF

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.6.2. Tipo de revestimiento, 9 5/8”.

Para esta sección los revestimientos ideales a utilizar son de grado P110. Se utilizaron dos tipos de revestimiento del mismo grado pero con diferentes pesos. Se consideró necesario hacer esta subdivisión, ya que la profundidad que va a recubrir es muy alta, cerca de los 12.300ft. Considerando lo anterior, se estableció un peso de 47Lb/ft, menor que el utilizado para la sección inferior, es menor debido a las condiciones a las que estará expuesto, ya que las presiones serán menores debido a la longitud. La parte inferior de la sección se recubrirá con un revestimiento del mismo grado, pero de un peso de 53,5Lb/ft, este peso se usará ya que se encontrará a grandes profundidades por lo tanto la presión a soportar es mayor.

Este revestimiento cuenta con las siguientes propiedades:

Tabla 3. 13 Características del revestimiento de 9 5/8”.

PROPIEDAD		MEDIDA
Colapso	47 lb/ft / 53.5 lb/ft	5310 psi - 7930 psi
Burst	47 lb/ft / 53.5 lb/ft	9440 psi - 10900 psi
Tensión	47 lb/ft / 53.5 lb/ft	1 213 000 Lbs - 1 422 000 Lbs
Volumen Interno		0.0732/0.0708 BPF

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

La distribución de los revestimientos desde el fondo hasta superficie, se hará de la siguiente manera:

- +/-212 juntas (8500 ft) 53.5# P110 (Rango 3, es decir 40 ft de longitud por junta)
- +/-145 juntas (5800 ft) 47 # P110 (Rango 3).

3.3.6.3. Tipo de revestimiento, 7”.

Para esta sección se usará un revestimiento de 7”. Este revestimiento al ser este, un pozo exploratorio va a ser un Liner, el grado a utilizar es P-110, el cual brinda la resistencia a la presión necesaria para recubrir estas profundidades, pero será de 29Lb/ft, un peso menor a los de la sección anterior, ya que la longitud a cubrir es menor. El Liner va colgado o soportado al revestimiento inmediatamente anterior a él. La distancia a la cual se soporta este liner generalmente es de 100-300ft, para nuestro caso en particular usaremos una distancia de 180ft por encima del revestimiento de 9 5/8”.

Este revestimiento cuenta con las siguientes propiedades:

Tabla 3. 14 Características del revestimiento de 7”.

PROPIEDAD	MEDIDA
Colapso	7020 psi
Burst	8165 psi
Tensión	660 000 Lb.
Volumen Interno de 7” csg	0,0372 BPF

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.7. CEMENTACIÓN

La cementación de las tres secciones del pozo se realizará de la siguiente manera:

3.3.7.1. Cementación revestimiento de 13 3/8”.

Esta cementación se realizará desde el fondo del revestimiento hasta superficie, para dar un buen soporte a este revestimiento y a los que lo siguen, además de brindar un excelente aislamiento entre este revestimiento y el conductor de 20”. El hueco será perforado con una broca de 17 ½”, por lo tanto el cálculo de volumen de exceso de cemento para el anular in-gauge es de un 100%. Esta sección se cementará con dos tipos de cemento el de relleno y el de cola, se distribuirán desde superficie 1.800’ de cemento de relleno y los últimos 200’ con cemento de cola, estas lechadas serán de 13,6ppg y 15,8ppg respectivamente, esto con el fin de que la lechada de cola tenga un mayor peso para un mejor soporte del revestimiento. Los cálculos de volumen para estas lechadas son:

Lechada de relleno

$$V = 2 * \pi * \left((17.5 \text{ pulg} - 13,375 \text{ pulg}) * \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} \right) \right)^2 * 1800 \text{ ft}$$

$$V = 1336,4 \text{ ft}^3$$

$$V = 1336,4 \text{ ft}^3 * \left(\frac{1 \text{ Bbl}}{5,6146 \text{ ft}^3} \right)$$

$$V = 238,023 \text{ Bbl}$$

Con un exceso de 100% serian, 476,046Bbl. Lechada de Cola

$$V = 2 * \pi * \left((17.5 \text{ pulg} - 13,375 \text{ pulg}) * \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} \right) \right)^2 * 200 \text{ ft}$$

$$V = 148,48 \text{ ft}^3$$

$$V = 148,48 \text{ ft}^3 * \left(\frac{1 \text{ Bbl}}{5,6146 \text{ ft}^3} \right)$$

$$V = 26,44 \text{ Bbl}$$

Con un exceso de 10% serian, 29,09Bbls.

Tabla 3. 15 Características del Cemento para la sección de 17 ½”.

DISEÑO DE LECHADA	PRINCIPAL	COLA
Intervalo	1800 – superficie	2000 - 1800
Porcentaje de Exceso	100 %	10 %
Densidad	13.5 ppg	15.8 ppg
Tipo de Cemento	Class G	Class G
ADITIVOS		
Cemento	100 %	100 %
Bentonita (Extendedor)	1.0 %	
Control de Agua Libre	0.03 %	
Antiespumante	0.01 gal/sks	0.01 gal/sks
Agua	8,68 gal/sks	5,01 gal/sks
Preparación	Directa	Directa
Volumen de Lechada	476,04Bbls	29,09
Temperatura	°F	109,2
(G=1,16°F/100ft)		109,2

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.7.2. Cementación revestimiento de 9 5/8”.

Esta cementación se realiza con el fin de tener buena integridad y estabilidad en el zapato, para poder continuar la perforación. Esta sección será perforada con una broca de 12 ¼” a una profundidad 14.300’, por lo tanto los cálculos de volumen de cemento en el anular in-gauge, se realizarán con un exceso de 30% (el calculo final dependerá del registro Caliper + 20% adicional), además no irá hasta superficie, debido a que excedería la presión de fractura de la formación, por lo tanto la cementación se realizará así. Una lechada principal desde el fondo del revestimiento hasta 2000’ y una lechada de relleno que estará por encima del tope de la lechada principal y cubrirá 4470’ de revestimiento, estas lechadas serán de 15,8ppg y 13,6ppg respectivamente. Los cálculos de volumen para estas lechadas son:

Lechada de relleno

$$V = 2 * \pi * \left((12,5 \text{ pulg} - 9,625 \text{ pulg}) * \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} \right) \right)^2 * 4470 \text{ ft}$$

$$V = 1612,13 \text{ ft}^3$$

$$V = 1612,13 \text{ ft}^3 * \left(\frac{1 \text{ Bbl}}{5,6146 \text{ ft}^3} \right)$$

$$V = 287,13 \text{ Bbl}$$

Con un exceso de 30% (o Caliper + 20%) serian, 373,269Bbl.

Lechada de Cola

$$V = 2 * \pi * \left((12,5 \text{ pulg} - 9,625 \text{ pulg}) * \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} \right) \right)^2 * 2000 \text{ ft}$$

$$V = 721,31 \text{ ft}^3$$

$$V = 721,31 \text{ ft}^3 * \left(\frac{1 \text{ Bbl}}{5,6146 \text{ ft}^3} \right)$$

$$V = 128,47 \text{ Bbl}$$

Con un exceso de 30% (o Caliper + 20%) serian, 167,011Bbls.

Tabla 3. 16 Características del Cemento para la sección de 12 ¼”.

DISEÑO DE LECHADA	PRINCIPAL	COLA
Intervalo	12300 - 7830'	14300 - 12300'
Porcentaje de Exceso	30 %	30 %
Densidad	13.6 ppg	15.8 ppg
Tipo de Cemento	Class G	Class G
ADITIVOS		
Cemento	100 %	100 %
Bentonita (Extendedor)	1.0 %	
Control de Filtrado	0,6%	0,35
Antiespumante	0.01 gal/sks	0.01 gal/sks
Retardador	0.02 gal/Sx	0,03
Dispersante	0.1 gal/Sx	0,1
Agua	10,6gal/sks	5,88gal/sks
Preparación	Directa	Directa
Volumen de Lechada	373,269Bbls	167,011Bbls
Temperatura (G=1,16°F/100ft)	°F 251,8	251,8

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.7.3. Cementación Liner de 7”.

Esta cementación se realizará con el fin de brindar excelente integridad para aislar la Formación Mirador, además de ofrecer óptima calidad a través de las zonas productivas. Esta sección del pozo se perforará con una broca de 8 ½”, hasta una profundidad de 16.000’. Por lo tanto el hueco in-gauge se cementará con un 30% de exceso. Se cementará todo el liner ya que la profundidad neta es de 1900’ (el liner se cuelga 200 pies por encima del fondo del revestimiento de 9 5/8”) lo cual no excede la presión de fractura de la Formación, se

inyectará cemento de 16,0ppg a través de toda la sección. El cálculo de volumen de lechada principal es el siguiente:

Lechada Principal

$$V = 2 * \pi * \left((8,5 \text{ pulg} - 7 \text{ pulg}) * \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} \right) \right)^2 * 1880 \text{ ft}$$

$$V = 184,56 \text{ ft}^3$$

$$V = 184,56 \text{ ft}^3 * \left(\frac{1 \text{ Bbl}}{5,6146 \text{ ft}^3} \right)$$

$$V = 32,87 \text{ Bbl}$$

Con un exceso de 30% serian, 42,73Bbl.

Tabla 3. 17 Características del Cemento para la sección de 8 ½”.

DISEÑO DE LECHADA	PRINCIPAL
Intervalo	16000 – 14120'
Porcentaje de Exceso	30%
Densidad	16.0 ppg
Tipo de Cemento	Class G
ADITIVOS	
Cemento	100 %
Control de Filtrado	0,4%
Control de Gas	0,5 Gal/Sks
Antiespumante	0.02 gal/sks
Retardador	0.06 gal/Sx
Dispersante	0.4 gal/Sx
Agua	4,78gal/sks
Preparación	Premezclado
Volumen de Lechada	42,73Bbl
Temperatura	°F 272
(G=1,16°F/100ft)	

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

3.3.8. CONTROL DE SÓLIDOS

Es muy importante reducir el volumen de generación de desechos por diversas condiciones como: el área en la locación, logística del transporte de químicos y el área destinada para la disposición de estos desechos, además de cuidar el medio ambiente y ayudar al control de costos del proyecto.

Para el control de sólidos se contará con dos (2) centrifugas decantadoras (HGS/LGS). La configuración de instalación permitirá el trabajo en serio, cuando se requiere recuperar sólidos HGS y eliminar sólidos de baja gravedad específica (LGS), o en paralelo para eliminar los sólidos HGS y/o LGS, succionando el lodo y descargando el efluente en el tanque de succión todo esto para un adecuado mantenimiento del fluido de perforación.

Para el manejo de estos cortes se instalarán tres (3) catch tank en U de 200Bbbls: uno en paralelo al tanque de recibo de lodo, en donde se encuentran las zarandas vibratorias (shale shakers), trampa de arena, hidrociclones y limpiadores de lodo, para recoger todos los sólidos descartados de estos equipos; otro para recoger los sólidos provenientes de las centrifugas del sistema activo y/o Dewatering y el ultimo para secado de cortes con Cal viva y/o tierra nativa.

El proceso de "dewatering" se usa para la deshidratación del lodo con una capacidad de almacenamiento de fluidos de 228 Bbls. Para la deshidratación se utilizan productos químicos, los cuales son ácidos débiles y polímeros floculantes aniónicos y catiónicos, estos productos químicos son compatibles con el lodo de perforación, de tal manera que el agua obtenida de este proceso pueda ser reutilizada en el sistema de lodos.

3.3.9. REGISTRO DEL LODO

El registro del lodo (Mud Logging) es una operación que se realiza de forma generalizada en todos los pozos petroleros, por lo tanto las especificaciones técnicas expuestas anteriormente serán las mismas aplicaciones que se harán para el caso en específico del pozo Canaguay 1. Se realizará registro de lodo en la sección de 12 ¼" y 8 ½".

3.3.10. REGISTROS ELÉCTRICOS

La toma de registros eléctricos en el pozo Canaguay 1 serán corridos solamente en la zona de interés, donde pensamos podemos encontrar hidrocarburos. Lo anterior hace referencia a que los intervalos de 17 ½" y 12 ¼" no se tomara ningún tipo de registro, el programa de registros a tomar en la sección de 8 ½" se tomaran en dos condiciones diferentes, primero con el hueco abierto (sin revestimiento) y con el hueco revestido (con revestimiento).

3.3.10.1. Registros para la sección 8 1/2" Hueco Abierto.

Se tomara el siguiente paquete de registros, el PLATFORM EXPRESS (AIT/MSFL/CNL/LSS/LDL/SP/CAL) el cual se correrá en el intervalo de 16,000 (PT-Profundidad Total, TD) a 14.300 ft (zapato del revestimiento de 9 5/8"). Este paquete de registros es el más indicado para determinar todas las características del hueco, la descripción de los registros a correr en este paquete es el siguiente:

- El registro AIT (Sonda de Inducción) se corre para medir con exactitud la conductividad de la formación en hueco abierto, por lo tanto es una herramienta que nos da la saturación de agua en la formación.

- El registro MSFL (SPHERICALLY FOCUSED RESISTIVITY TOOL) se corre para brindar información de resistividad cerca de la pared del pozo, una de las medidas que se pueden obtener gracias a este registro es el Rxo (Resistividad de la zona invadida).
- El registro CNL (Compensated Neutron Log) se corre para determinar la cantidad de hidrógenos en la formación, por medio de lo cual se puede determinar un valor de porosidad. Además de brindar una identificación de la litología, detectar el gas y da un análisis de la arcilla presente.
- El registro LSS (Long Spacing Sonic) se corre para determinar características de la formación con mayor exactitud, ya que este registro tiene un sistema de transmisor receptor de mayor longitud, esto se hace, ya que cerca del hueco, este se altera debido a los fluidos de perforación, esto genera una pequeña zona en la cual las propiedades de la formación cambian y la toma de registros puede ser errada.
- El registro SP (Spontaneous Potential) se corre para determinar zonas permeables y para dar un estimado de la salinidad del agua de formación de igual manera que el contenido de arcilla en la formación.
- El registro CAL (Caliper) se corre para determinar el tamaño del pozo, lo cual es fundamental para hacer los cálculos de cantidades de cemento a utilizar para cementar el pozo, además de dar una base sobre cómo se está realizando la perforación y el gauge de la misma.
- El registro GR (Gamma Ray) se corre para determinar la radioactividad de la formación, es efectivo en cualquier situación y se usa también como una herramienta para correlacionar los registros de hueco abierto con los registros a hueco revestido, sus principales aplicaciones es determinar las arcilla presentes en el pozo y localiza los materiales radiactivos en la formación.

3.3.10.2. Registros para la sección 8 1/2" Hueco Revestido.

El registro a correr es el paquete CBL/VDL/CCL/GR desde el fondo del pozo hasta el tope del liner de 7", este es el paquete ideal a correr en un pozo revestido. Los registros a correr y su descripción son:

- El registro CBL (Cement Bond Log) se corre para determinar el enlace o la homogeneidad del cemento en todo el liner, para detectar fracturas o posibles problemas mecánicos.
- El registro CCL (Casing Collar Locator-Localizador de Collares de Revestimiento), como su nombre lo indica, es para determinar la ubicación exacta de los collares del revestimiento.
- El registro VDL (Variable Density Log) se corre para determinar el enlace o la homogeneidad del cemento y la formación para detectar fracturas o posibles problemas mecánicos.
- El registro Gamma Ray se explico anteriormente.

3.3.11. CAÑONEO

El tipo de cañoneo a utilizar en el pozo Canaguay 1, no se ha establecido actualmente, ya que el uso este servicio depende claramente de las condiciones que se presenten en el pozo, después de la toma de registros. Si los registros eléctricos tomados para el pozo, no muestran presencia de hidrocarburos en la zona, ni se logra determinar un posible intervalo de formación productor, entonces este servicio no será llevado a cabo, ya que representaría un gasto innecesario.

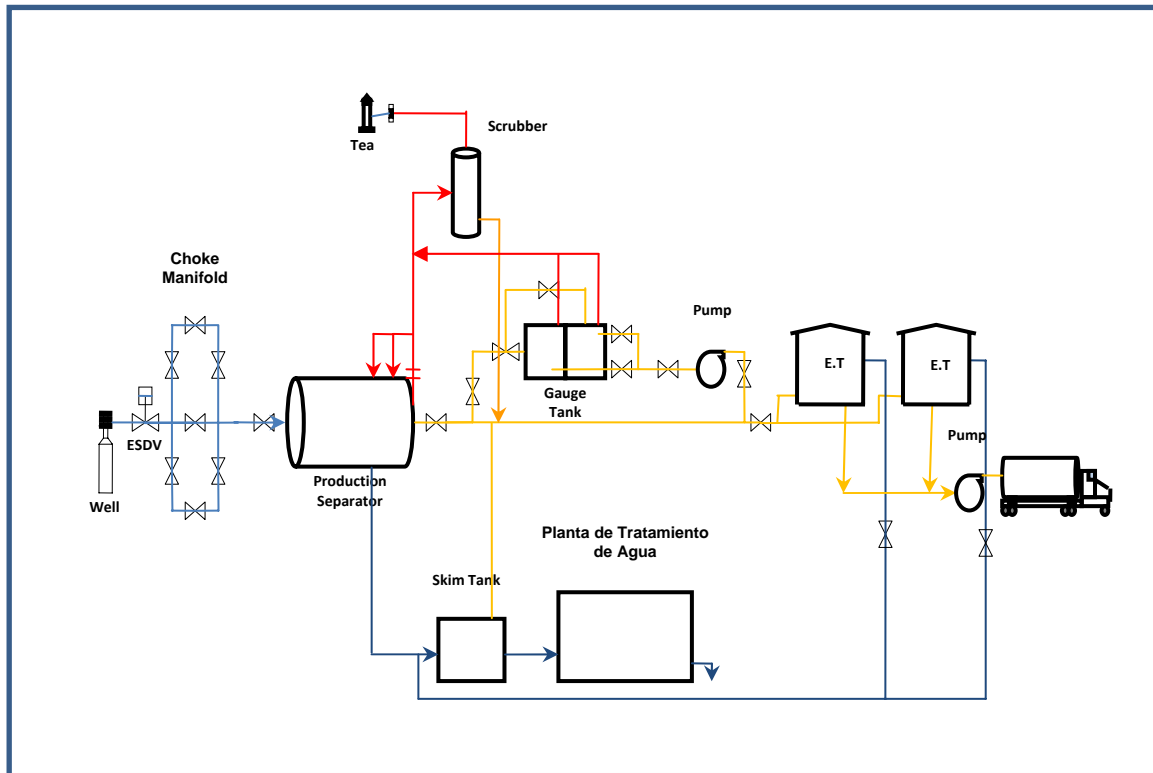
Dado el caso en el que los registros eléctricos nos muestren zonas con presencia de hidrocarburos, entonces lo que se busca, básicamente, en un cañoneo es: una gran profundidad de penetración, esto se puede obtener ya que las formaciones presentes en la sección de 8 ½”, son formaciones consolidadas y duras, por lo tanto generan un impacto en profundo en estas formaciones, es posible, si se tratara de formaciones poco consolidadas, posiblemente la integridad del disparo se podría ver en riesgo. De igual manera se busca un diámetro de penetración amplio, esto también se puede obtener dadas las características de la formación en esta sección del pozo. Generar un disparo de gran diámetro es posible y no se presentara daño a la integridad del mismo, este gran diámetro se busca ya que entre más grande sea el disparo, más amplio será el canal de flujo de los fluidos posibles a producir para su extracción en profundidad. La otra característica que se busca, es que la densidad del disparo sea amplia. Esta densidad es determinada por la cantidad de disparos realizados en la formación de un intervalo determinado, se busca tener gran densidad del disparo, para que la cantidad de conductos de flujo sea mayor lo cual generara una mayor producción de hidrocarburos.

Estos son los factores más buscados cuando se realiza un cañoneo en una formación basados en las características de la formación anteriormente mencionadas. En todo caso, en su momento se definirá si el cañoneo se hace TCP ó Casing Gun, dependerá del numero de formaciones y los intervalos dentro de cada formación que se pondrán a prueba.

3.3.12. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING)

Para la producción del pozo Canaguay 1, se diseñó el esquema ilustrado en la Figura 3.26, como se puede observar mediante esta grafica. El diseño se basó un pozo productor de hidrocarburos por encima de los 1,200 bfpd con 35% de BS&W, teniendo en cuenta los pozos de correlación de la zona y típicos productores de la cuenca de los Llanos Orientales área “fore dip”.

Figura 3. 26 Esquema de la prueba del pozo Canaguay 1.



Fuente: El Autor.

Por estos motivos, tenemos un well testing en el cual inicialmente contamos con la ESDV (Emergency Shut Down Valve – Válvula de Cierre de Emergencia), adherida para controlar la producción del crudo o cerrarla; esta sólo se usa para seguridad de la operación, por lo tanto el cierre de esta solo se realiza en casos de emergencia.

Seguidamente en el grafico, tenemos el chokee Manifold, el sistema de válvulas que controla la producción con respecto al flujo, ya que restringe o aumenta el flujo hacia el separador. Cabe la posibilidad que el pozo fluya naturalmente por lo que sería necesario diseñar una prueba “multi step rate” con diferentes tamaños de choke.

El separador de producción es el próximo equipo por el cual pasan los fluidos, como se había mencionado anteriormente, el objetivo de esta herramienta será separar todos los fluidos presentes en el flujo proveniente del pozo, separando el aceite, el gas y el agua si estos se presentan. Como podemos ver por medio de la grafica, este flujo se representa por las líneas Roja para el gas, Naranja para el aceite y Azul para el agua. El flujo de gas (Línea Roja) saldrá del separador y se dirigirá al scrubber, donde se realiza una separación más minuciosa del aceite y del gas, esta separación llevará el gas a la tea donde este será quemado y el crudo se dirigirá al gauge tank.

Siguiendo la línea de flujo del aceite (Línea Naranja) se dirige posterior al separador al gauge tank, donde los fluidos son almacenados para realizar una separación gracias a la fuerza de gravedad, esto para algunos fluidos que requieren de tiempos de asentamiento para separación más prolongados. Del gauge tank saldrán dos líneas de flujo el gas y el aceite, el cual posteriormente será almacenado en tanques para su posterior distribución y venta, de estos mismos tanque de almacenamiento se separara agua en pequeñas proporciones, la cual será enviada hacia el skim tank.

La línea del flujo del Agua (Línea Azul) que sale del separador, se dirige al skim tank, donde gracias a largos tiempos de residencia, se separan el aceite del agua, esto llevará la separación en dos (2) corrientes, la de aceite que se dirigirá al gauge tank, para realizar el proceso de separación, anteriormente mencionado, y la del agua que se dirigirá a una planta de tratamiento de aguas residuales, donde se tratará el agua, de tal manera que se le remueva la mayor cantidad de contaminantes, para así poder ser vertida en una zona de aspersión determinada por el plan de manejo ambiental.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico realizado en este informe, se basó inicialmente, en determinar cuáles serían los servicios a tener en cuenta para la perforación del pozo Canaguay 1 mediante la elaboración del “well planning” y programa de perforación, seguidamente se ejecutó un proceso licitatorio, en el cual se realiza una invitación formal a las compañías de servicio de la industria petrolera. Esta invitación se basa en los servicios que estas podían prestar, (cualquiera de los anteriormente expuestos en el capítulo 3).

Posterior al envío de las invitaciones, se estableció un periodo de espera de las ofertas oficiales, por parte de cada empresa prestadora de servicios. En este periodo de espera las empresas prestadoras de servicio estudian las características y propiedades del pozo Canaguay 1, para así, presentar una oferta técnica y económica a la compañía CleanEnergy Resources S.A. Durante el periodo de espera, se programó una fecha límite de presentación de inquietudes, por parte de las empresas prestadoras de servicios. Estas inquietudes fueron recibidas y estudiadas, enviando posteriormente su respectiva respuesta a todas las empresas en su línea en particular.

Al momento de culminación del periodo de espera, las propuestas son recibidas en las oficinas de la empresa CleanEnergy Resources S.A., donde posteriormente serán estudiadas minuciosamente, con el fin de determinar cuál es la empresa que en conjunto presenta la mejor oferta. Primero se realiza la evaluación técnica, a las empresas que pasen dicha evaluación técnica y garanticen la calidad de los servicios ofertados, se les abrirá la oferta económica que al final debe determinar cuáles son las compañías que participarán en la perforación del pozo Canaguay 1.

Una vez analizados estos factores, la empresa operadora determina cuáles serán las compañías adjudicadas, es decir las compañías que han presentado

la mejor propuesta Técnico-Económica y que poseen la mayor experiencia en el medio.

En el estudio económico se puede ver plasmado en el AFE (Authorization for Expenditure - Autorización de Gastos), archivo que la empresa operadora realiza con el fin de determinar todos y cada uno de los gastos que se presentaran durante la realización del proyecto. Es también una medida de control por parte de la empresa operadora para determinar finalmente cómo será distribuida la inversión.

Tabla 3. 18 AFE del pozo Canaguay 1.

DRILLING AND COMPLETION ESTIMATED COST				
Well: Canaguay 01			AFE: C20521- 0515	Depth: 16.000'
COD.	DESCRIPTION	QTY	VALUE (US\$)	
			UNIT	TOTAL
PERSONNEL TRANSPORTATION				
5902	Tiquetes Comerciales (Flight Tickets)	1	6.900	6.900
5904	Servicio de taxi (Taxi Transportation)	1	1.725	1.725
CONTRACTS AND SERVICES				
5301	Arrendamiento Equipo Estacionario/Rental of Stationary Equip.	100	460	46.000
5302	Alquiler de Herramientas / Tools Rental		0	166.274
5602	Servicio de Personal Temporal / Temporary Personal)		0	198.375
5608	Transporte de Carga / Load Transportation	1	115.000	115.000
5609	Transporte de Líquidos / Liquid Transportation)	1	23.000	23.000
5612	Servicio Personal Técnico / Service of Technical Personal)		0	147.200
5615	Contratista de Perforación / Drilling Rig Contractor)	85	27.543	2.341.113
5616	Inspection and Maintenance of Tubulars and Equipment.		0	0
5618	Mobe, Demobe, Rig Up and Rig Down of Rigs		0	851.000
5619	Carreteras y Explanación (Roads and Location), Detail Engeneering	1	1.035.000	1.035.000
5623	Registros Eléctricos (Electrical Logs)		0	367.529
5625	Servicio de Cañoneo y Pruebas (Perforating Job and Well Testing)		0	259.885
5627	Servicio de Cementación (Cementing Service)	1	400.952	400.952
5631	Drilling Rig in Completion Mode	15	27.370	410.550
5632	Servicio de Perforación Direccional (Directional Service)		0	48.358
5633	Servicio Geológico Continuo de Lodos / Mud Logging-Wellsite		0	139.955
5634	Servicio de Ing. de Lodos / Mud Engineer	1	0	0
5636	Serv. Sistemas y Comunicaciones (Communication´s Service)	100	138	13.800
5641	Evaluación y control ambiental (Environmental Evaluation and Control)		0	140.672
5642	Slick Line Service (to run Jet Pump)	1	17.250	17.250
5643	Servidumbre y Danos a Terceros (Lands Negotiation)	1	97.750	97.750
5649	Servicio de Campamento / Cathering and Camp Service	100	1.150	115.000
6302	Brocas, Ampliadores y Boquillas / Bits, Underreamers and Jets		0	138.000
6308	Materiales para Cementación (13 3/8", 9-5/8" y 7") / Cementing Materials	1	0	0
6317	Otros consumibles de Perforación / Others Drilling Consumptions	1	34.500	34.500
6319	Químicos para Perforación y Compl. (Hyflo IV 15 gal) /Chemical for Drilling and Completion	1	139.648	139.648
6326	Software	2	2.875	5.750
OTHER OIL & GAS EXPLORATION				
9205	IVA (16 % sobre utilidad) / VAT	-		370.489
TUBULARS, WELL HEAD AND COMPLETION MATERIALS				
6303	Cabeza de Pozo y Accesorios / Well Head and Accesories	1	50.282	50.282
6333	Materiales electricos (Surface Connections)	1	1	17.250
6310	Equipo de Completamiento (Subsurface Jet Pump)	1	1	40.250
6322	Conductor Pipe (20")	200	115	23.000
6323	Surface Casing (13 3/8")	2.600	75	194.350
6324	Intermediate Casing (9 5/8")	14.800	58	851.000
6325	Production Casing (7")	2.000	35	69.000
6328	Production and Flow Lines Tubulars and Accesories	16.000	0	214.475
Sub Total				11.197.401
Contingency (5%)		5%		559.870
Total				11.757.271

Fuente: Base de Datos de CleanEnergy Resources S.A.

Los costos totales para la perforación del pozo Canaguay 1, no solo representan los servicios mencionados anteriormente en este informe, sino por el contrario tienen contemplado todos los servicios adicionales de mantenimiento y transporte del personal en la locación, como se puede observar en la Tabla 3.18, pero para los fines de este estudio solo se tuvieron en cuenta los servicios que representan un reto para un Ingeniero de Petróleos, al referirse a esto se habla de los servicios operacionales expuestos en el capítulo 3.

Por medio del AFE se puede observar que, los valores que detallan la logística de la operación, no son altamente representativos, los verdaderos valores a tener en cuenta, son las operaciones técnicas de la propia perforación del pozo. El precio total en dólares es de US\$ 11'757.271 (once millones setecientos cincuenta y siete mil doscientos setenta y un dólares), este valor en pesos colombianos representa, \$ 23.514'542.000 (veintitrés mil quinientos catorce millones quinientos cuarenta y dos mil pesos), a una tasa representativa de 2.000 pesos el dólar. Como podemos observar el valor en pesos de la perforación de un pozo petrolero es un gasto muy elevado, por lo tanto no solo representa un reto a nivel ingenieril, sino que también es un riesgo económico, por lo tanto el detalle y la logística de una operación de este tipo requiere de la mayor calidad posible.

CONCLUSIONES

- El bloque Canaguaro operado por la empresa CleanEnergy Resources S.A. tiene alta prospectividad ya que cuenta con la roca generadora, trampa de tipo estructural y los pozos existentes en la estructura probaron Hidrocarburos.
- La empresa CleanEnergy Resources S.A. cuenta no solo con proyectos de Explotación sino también de Exploración, lo cual le permite tener un portafolio balanceado en el sector E&P de Colombia.
- La estructura del bloque Canaguaro es un pliegue anticlinal, esto se concluye como resultado de los estudios geológicos (sísmica 2D y 3D) realizados en la zona y de la correlación realizada en los pozos offset de la misma.
- Se demostró que los pozos offset de la zona fueron perforados en la parte baja “down dip” del anticlinal, cerca del contacto agua – aceite y por lo tanto se evidenció producción de crudo en estos pozos con alto corte de agua.
- Gracias a la sísmica 2D y 3D adquirida por la empresa, se logró determinar la mejor ubicación para el pozo Canaguay 1, que será perforado en la parte alta del anticlinal, en la parte SW de la estructura Canaguaro. Reduciendo la incertidumbre y riesgo al prospecto.
- La selección apropiada de los diferentes servicios involucrados en la perforación de un pozo Exploratorio, son pieza crucial para incrementar las probabilidades de éxito operacional de un proyecto de esta índole.
- La perforación del pozo Canaguay 1 será una operación con un alto requerimiento de inversión de capital, dadas las características del pozo.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que para toda operación de perforación se realicen todos y cada uno de las operaciones previas necesarias para hacer cumplimiento de las normas gubernamentales, delimitación del área de impacto, estudios hidrológicos, hidrología, Aspectos Bióticos. Todo esto mediante la realización de un LBA (Línea Base Ambiental), un EIA (Estudio de Impacto Ambiental) y un PMA (Plan de Manejo Ambiental).
- Se debe realizar un estudio Geológico en el área, para determinar la zona prospecto a la producción de hidrocarburos, dentro de este estudio se encuentra la realización de un estudio de suelos, un estudio de sismica (puede ser sismica 2D o 3D) y interpretación de todos estos datos. El estudio a realizar debe ser lo más completo posible, para de esta forma eliminar la mayor cantidad de variables que pueden generar incertidumbre.
- Para la perforación de un pozo petrolero se debe llevar a cabo un gran análisis de los servicios operacionales necesarios para la operación, este estudio es basado en las características propias del pozo y de los resultados mostrados por parte de los estudios geológicos. Un excelente estudio de los servicios conllevara un gran ahorro económico, por parte de la compañía operadora y adicionalmente conllevara una operación segura.

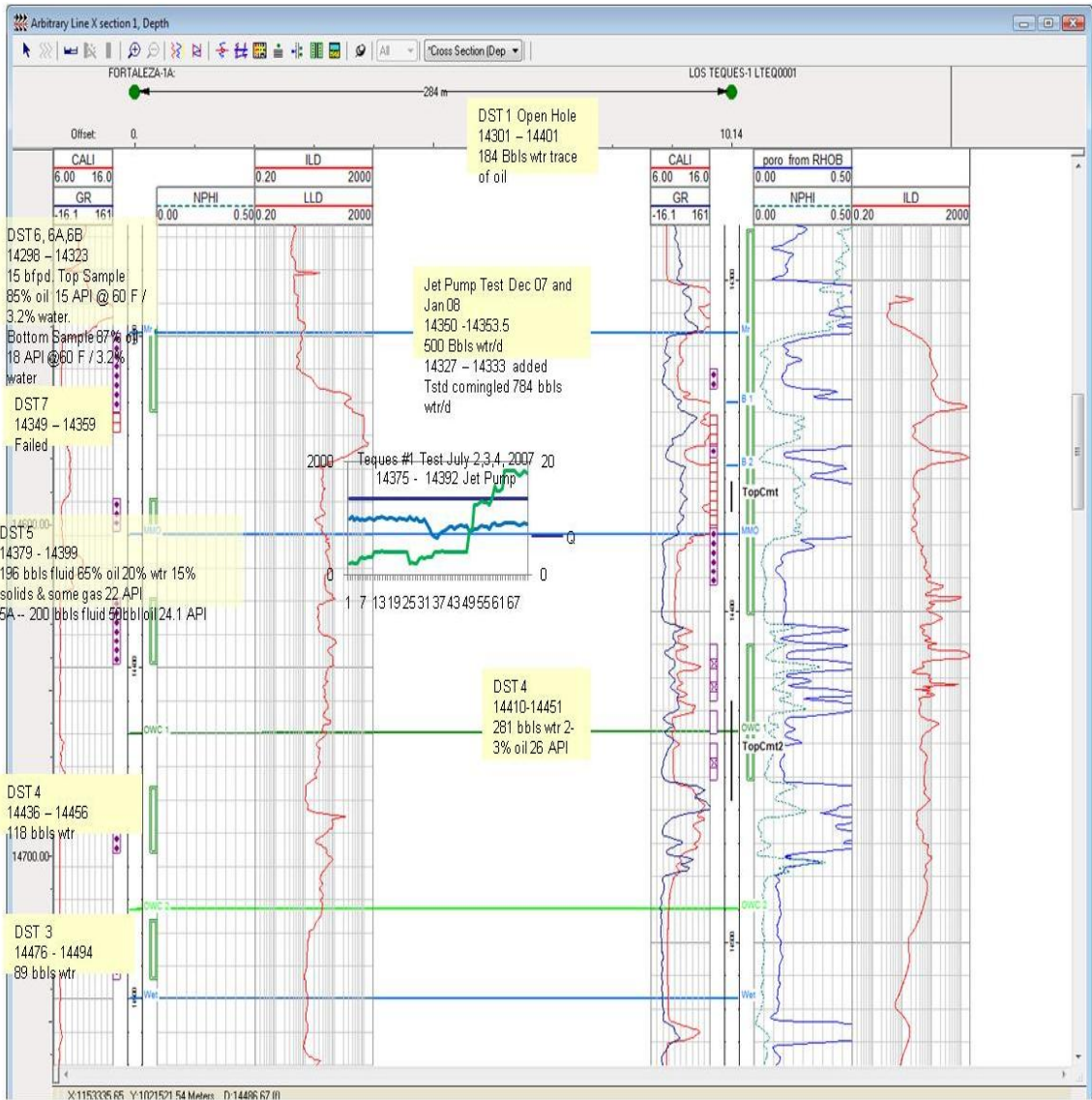
BIBLIOGRAFÍA

- **Baker Hughes Inteq, (1996).** Oil Field Familiarization (Training Guide).
- **Ministerio del Medio Ambiente, (1999).** Guía de Manejo Ambiental para proyectos de Perforación de pozos Petróleo y Gas (Versión 1).
- **Max R. Annis, Martin V. Smith, (1996).** Drilling Fluids Technology
- **International Association of Drilling Contractors, (2000).** IADC Drilling Manual (Version 11)
- **S.S. Rahman, G.V. Chilingarian, (1995).** Casing design theory and practice.
- **Ken Arnold, Maurice Stewart, (1999).** Surface Production Operations, Desing of Oil-Handling System and Facilities.
- **D. Bourdet, (2001).** Well Testing and Interpretation.
- **Ali Azzouz, (2008).** Drilling & Mud Logging.
- **Baker Hughes Inteq, (1996).** Surface Logging Systems (TrainingGuide).
- **CleanEnergy Resources, (2009).** Archivo Central y Base de Datos CleanEnergy Resources S.A.

ANEXOS

Anexo. B

Correlación Pozos Teques 1 y Fortaleza 1 A/B.



Anexo. C

Línea Arbitraria, Corte Transversal de Pozos Correlación.

