



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL
DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS
AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR.”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES

**Ana Teresa Nieto Salvatierra
Geovanny Artemio Gavino González**

TUTOR:

ING. LUCAS GONZALO MATEO ALFONZO

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

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

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL
DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS
AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR”**

★ TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

**ANA TERESA NIETO SALVATIERRA
GEOVANNY ARTEMIO GAVINO GONZALEZ**

TUTOR:

ING. LUCAS GONZALO MATEO ALFONZO

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2013**

CERTIFICACIÓN

El profesor, José Palma Borbor,

Certifica:

Haber revisado y corregido, integralmente, en los aspectos: ortográfico, sintáctico y semántico, el trabajo de investigación titulado: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR, cuya autoría corresponde a los estudiantes de la UPSE, carrera de Ingeniería en Petróleo, Ana Teresa Nieto Salvatierra y Geovanny Artemio Gavino González; por tanto, acredítese su aceptación conforme a las normas gramaticales en las áreas especificadas.

Santa Elena, 28 de mayo del 2013

José Palma Borbor

DECLARACIÓN

Nosotros, Ana Teresa Nieto Salvatierra y Geovanny Artemio Gavino González, bajo juramento declaramos que el contenido del trabajo investigativo: Estudio de factibilidad para la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos en el Ecuador, aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este su desarrollo general; y, que tenemos a bien ceder los derechos de autoría y patrimonio intelectual a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Ana Teresa Nieto Salvatierra
C.I.: 0927269381

Geovanny Artemio Gavino González
C.I.: 0915887665

La Libertad, 30 de marzo del 2013

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del trabajo de investigación, **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR”** elaborado por la Srta. Ana Teresa Nieto Salvatierra y Geovanny Artemio Gavino González, egresados de la Escuela de Ingeniería en Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

ING. LUCAS GONZALO MATEO ALFONZO

DEDICATORIA

A Dios, mi fuente de fe, sabiduría y paciencia: quien en cada segundo de mi vida ha estado presente brindándome además de amor, las fuerzas necesarias para culminar mis estudios superiores, le dedico este trabajo reconocido como tesis de grado.

A Jacinta Inés Salvatierra Álvarez, mi madre, ángel que Dios eligió para cuidarme, orientarme y sustentarme en cada etapa de mi vida y con mayor esfuerzo en mis estudios universitarios.

De igual manera, con sublime amor, a mi padre Segundo Luis Nieto Cabrera, quien durante los pocos años que me acompañó supo inculcarme el afán y el deber de procurarme una profesión digna y esforzada; me asiste la fe que desde el cielo me acompaña en cada paso que doy en mi vida.

Ana

DEDICATORIA

Primero a Dios por ser el dador de vida y haberme brindado la sabiduría, paciencia, fuerzas y todo para poder llegar hasta obtener mi título.

A mis padres, Dolores y Artemio quienes me han inculcado valores éticos para convertirme en un hombre de bien, gracias a esfuerzo y sacrificio he logrado concluir con éxito la etapa de alcance profesional.

A mi esposa Jessica por su permanente e incondicional apoyo en todo la etapa de estudio universitario.

A mis hermanas, Mariuxi y Julia compañeras y amigas de mi vida, juntos hemos superado los malos momentos. A mis sobrinos Anthony y Angellene que tomen como ejemplo esta meta alcanzada.

A mis profesores por ser dignas personas quienes me han brindado sus conocimientos para convertirme en un buen profesional, y personas de la Facultad que nos han ayudado.

A mis compañeros con quienes he compartido estos años de estudio viviendo experiencias que jamás olvidarán. En especial a mis amigos y equipo de trabajo de la Society Engineers of Petroleum SPE UPSE, con los que he compartido momentos buenos y malos que nos dejaron verdaderas lecciones de vida.

Geovanny

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Lucas Mateo Alfondo
PROFESOR-TUTOR

Ing. Heinz Terán Mite
PROFESOR DEL ÁREA

Ab. Milton Zambrano Coronado
SECRETARIO - PROCURADOR

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

RESUMEN

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL
DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS
AUTOMÁTICOS EN EL ECUADOR.”**

Autores: Ana Nieto Salvatierra
Geovanny Gavino González

El objetivo de este estudio es determinar la factibilidad para la perforación vertical de pozos de petróleo con taladros hidráulicos automáticos, a través del estudio sistematizado, que permita optimizar los procesos de perforación de los pozos del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. La presente investigación se fundamenta en un marco teórico, situacional que analiza el estado actual de la cuenca Talara, Perú, con la aplicación de un taladros hidráulicos automáticos en yacimientos marginales, que sirve como modelo para los campos petroleros de la península de Santa Elena en Ecuador. El fin del estudio consiste en procurar que el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, adopte esta herramienta que reduce costos económicos, minimiza el impacto ambiental en el sector y mejora considerablemente el proceso operativo, haciéndolo más seguro en las actividades a desarrollar. El diseño de la investigación se encuentra dentro de un nivel descriptivo, tipo de campo con sustento documental, el cual permitió obtener la mayor información sobre las variables. Se emplearon los métodos inductivos y deductivos, con el fin de analizar las causas y efectos que incidieron en el problema. En el estudio se emplearon las técnicas de las entrevistas y las encuestas, las mismas que permitieron dar respuestas a la problemática presentada como es adoptar y aplicar la misma tecnología que se utiliza en la cuenca Talara del Perú, por las similitudes características que presentan ambos campos. El uso de esta tecnología permite la disminución de riesgos operativos; menor tiempo en el desmontaje, transporte y montaje; mejores tasas de construcción; mayor tasa de penetración en la perforación y mejores tasas de construcción a menor costo de operación.

INDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN	II
DECLARACIÓN	III
APROBACIÓN DEL TUTOR	IV
DEDICATORIA	V
TRIBUNAL DE GRADO	VII
RESUMEN	VIII
INDICE GENERAL	IX
INDICE DE CUADROS	XV
INDICE DE GRÁFICOS	XVII
INDICE DE ANEXOS	XIX
INDICE DE FOTOS	XIX
SIMBOLOGÍA	XX
INTRODUCCIÓN	1
MARCO CONTEXTUAL	3
1. TEMA	3
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	4
4. SISTEMATIZACIÓN	4
5. JUSTIFICACIÓN	4
6. OBJETIVOS	5
6.1. Objetivo General	5
6.2. Objetivos Específicos	5
7. HIPÓTESIS	5
7.1. Variable Independiente	5

7.2. Variable Dependiente	5
7.3. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES	6

CAPÍTULO I

LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN ECUADOR.

1.1. Antecedentes	7
1.1.1.- La explotación petrolera en el Ecuador.	8
1.1.2.- Análisis de las actividades de explotación hidrocarburífera en el Ecuador.	10
1.1.2.1.- Incremento de reservas	11
1.1.2.2.- Incremento de producción	11
1.1.2.3.- Perforación de pozos	12
1.1.2.4.- Reacondicionamiento de pozos	13
1.1.3.- Gestión Financiera	15
1.1.3.1.- Programa anual de inversiones	15
1.2.5.2.- Inversión con recursos externos	16
1.2.5.3.- Costos operativos y de producción	16

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TALARA, PERÚ Y CAMPO “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”, ANCÓN, SANTA ELENA.

2.1.- Diagnóstico de los campos: Talara, Perú y campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, Ecuador	22
-----------------------------------------------------------------------------------------------	----

2.1.1.- Descripción general del campo Talara, Perú	22
2.1.1.1.- Descripción geológica	23
2.1.1.2.- Características petrofísicas	24
2.1.1.3. Sistema Petrolero	25
2.1.1.3.1.- Elementos del Sistema Petrolero	25
2.1.2.- Descripción geológica y geofísica de la península de Santa Elena	36
2.1.2.1.- Dimensiones	37
2.2.2.2.- Análisis estructural	38
2.1.2.3.- Descripción general del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, Santa Elena, Ecuador	41
2.1.2.3.1.- Ubicación geográfica	42
2.1.2.3.2. Geología, Estratigrafía y Litología	44
2.1.2.3.3 Formaciones productoras	46
2.1.2.3.4 Reservas	47
2.1.2.3.5 Estado actual del campo	49

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1.- Etapas consideradas en la perforación del pozo.	56
3.1.1.- Procedimiento de perforación	56
3.1.2.- Programa de fluidos de perforación	57
3.1.2.1.- Características de los fluidos	58
3.1.3.- Propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación	63
3.1.4.- Clasificación de los fluidos	65

3.1.5.- Herramientas especiales del subsuelo	65
3.1.5.1.- Collares de perforación	65
3.1.5.2.- Crossovers	66
3.1.5.3.- Estabilizadores	66
3.1.5.4.- Broca, mecha o barrena	67
3.2.- Marco legal	68
3.2.1.- Constitución de la República del Ecuador 2008	69
3.2.2.- Ley de Hidrocarburos	70
3.2.3.- Ley de Gestión Ambiental del Ecuador	71

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INVESTIGACIÓN DE CAMPO

4.1.- Validación metodológica	73
4.1.1.- Métodos de investigación	73
4.1.2.- Técnicas de investigación	74
4.1.3.- Instrumentos de la investigación	75
4.1.4.- Población y muestra	76
4.1.5.- Presentación y análisis de datos de observación y de entrevista	76
4.1.5.1.- Análisis de la observación	76
4.1.5.2.- Análisis de las entrevistas	94
4.1.5.3.- Conclusiones y Recomendaciones	97

CAPÍTULO V

PROPUESTA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS AUTOMÁTICOS EN EL CAMPO “ING GUSTAVO GALINDO VELASCO”

5.1.- Presentación	99
5.2.- Objetivos	100
5.2.1.- Objetivo General	100
5.2.2.- Objetivos Específicos.	100
5.3.- Ubicación de la propuesta	101
5.4.- Descripción de tecnologías de perforación con taladros hidráulicos automáticos	104
5.4.1.- Orientación de los taladros automáticos	105
5.4.2.- Criterio de diseño y construcción	105
5.4.2.1.- Mástil telescópico	106
5.4.2.2.- Subestructura	107
5.4.2.3.- Semitráiler	108
5.4.2.4.- Piso de perforación	108
5.4.2.5.- Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)	109
5.4.2.6.- Unidad de Potencia Hidráulica Auxiliar	110
5.4.2.7.- Sistema hidráulico	110
5.4.2.8.- Sistema de rotación	111
5.4.2.8.1.- Poder de rotación de superficie	111
5.4.2.8.2.- Tubo lavador	112
5.4.2.8.3.- Flotación y rotación de gancho doble	113

5.4.2.8.4.- Tenaza de tubería de revestimiento	113
5.4.2.8.5.- Cuñas automáticas para tubería de revestimiento	114
5.4.2.8.6.- Llave de torque	114
5.4.2.8.7.- Cuñas automáticas para tubería de perforación	115
5.4.2.8.8.- Llaves de potencia	115
5.4.2.8.9.- Mesa rotaria	116
5.4.2.8.10.- Módulo de manejo vertical de tuberías (automatizado) y sistema de grapas	117
5.4.2.8.11.- Cabina de control del perforador (dog house)	118
5.4.2.8.12.-Planta eléctrica	118
5.5.- Descripción de actividades para la puesta en marcha de un pozo de petróleo	119
5.6.- Estudio económico - financiero	122
5.6.1.- Costos	122
5.6.2.- Gastos	124
5.6.3.- Ingresos	126
BIBLIOGRAFÍA	130
GLOSARIO	133
ANEXOS	137
FOTOS	154

INDICE DE CUADROS

		Pág.
Cuadro 1.1	Pozos completados, año 2011	12
Cuadro 1.2	Producción obtenida	14
Cuadro 1.3	Inversiones consolidadas	15
Cuadro 1.4	Ejecución presupuesto de gastos USD/BLS	16
Cuadro 1.5	Costos operativo y de operación 2011	17
Cuadro 2.1	Clasificación de áreas del Campo	43
Cuadro 2.2	Coordenadas UTM del Campo	43
Cuadro 2.3	Coordenadas geográficas del campo	43
Cuadro 2.4	Características petrofísicas de las formaciones del Campo	46
Cuadro 2.5	Clasificación de reservas del Campo	49
Cuadro 2.6	Declinación promedio	51
Cuadro 2.7	Resumen de trabajos realizados, 2010	52
Cuadro 2.8	Trabajos realizados, 2011	53
Cuadro 2.9	Producción en barriles de los diferentes tipos de levantamiento artificial del Campo	54
Cuadro 2.10	Producción en barriles de las diferentes zonas	54
Cuadro 3.1	Propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación	64
Cuadro 4.1	Área Morrillo	77
Cuadro 4.2	Monitoreo de suelo	78
Cuadro 4.3	Cuerpos hídricos	78
Cuadro 4.4	Fase perforación	79
Cuadro 4.5	Evaluación de impactos ambientales	80
Cuadro 4.6	Componentes ambientales evaluados	81
Cuadro 4.7	Evaluación de los componentes ambientales	81
Cuadro 4.8	Componente ambiental	82
Cuadro 4.9	Taladro utilizado	85
Cuadro 4.10	Litológica generalizada	85
Cuadro 4.11	Topes formacionales	88
Cuadro 4.12	Ventajas técnicas	94

Cuadro 4.13	Proceso hidráulico de perforación vertical	95
Cuadro 4.14	Reducción del impacto ambiental	96
Cuadro 5.1	Reservas del campo Ing. Gustavo Galindo Velasco	103
Cuadro 5.2	Descripción de actividades	119
Cuadro 5.3	Perforación	119
Cuadro 5.4	Terminación	120
Cuadro 5.5	Equipamiento	121
Cuadro 5.6	Costo por actividad	122
Cuadro 5.7	Costo de perforación	123
Cuadro 5.8	Costo de terminación	123
Cuadro 5.9	Costo de equipamiento	124
Cuadro 5.10	Gastos en transporte	125
Cuadro 5.11	Gastos en material de combustión	125
Cuadro 5.12	Ingreso por venta de barriles de petróleo	126
Cuadro 5.13	Ingreso primer año	126
Cuadro 5.14	Tasa de crecimiento	127
Cuadro 5.15	Flujo de efectivo	128
Cuadro 5.16	Recuperación de inversión	129

INDICE DE GRÁFICOS

		Pág.
Gráfico 1.1	Pozos completados, Año 2011	13
Gráfico 1.2	Producción	14
Gráfico 1.3	Costo operativo y de producción	17
Gráfico 1.4	Ingeniería de producción, servicio de datos	18
Gráfico 1.5	Diseño y planificación de pozos	19
Gráfico 1.6	Coordinación de trabajos de pozos	20
Gráfico 2.1	Ubicación geográfica	22
Gráfico 2.2	Cuencas sedimentarias del noroeste del Perú.	23
Gráfico 2.3	Diagrama de índice de hidrógeno	27
Gráfico 2.4	Perforación con equipo convencional	30
Gráfico 2.5	Perforación con equipo automático	30
Gráfico 2.6	Evolución de la perforación en el lote x.	31
Gráfico 2.7	Evolución de la tasa de construcción, fase de 8 ½" (pies/día)	34
Gráfico 2.8	La tasa de construcción, fase de 8 ½" con motor de fondo, LWD (pies/día)	35
Gráfico 2.9	Costo por pie perforado, (USD/pie)	35
Gráfico 2.10	Movimiento lateral de rocas	37
Gráfico 2.11	El Azúcar	38
Gráfico 2.12	Sección regional transversal	39
Gráfico 2.13	Columna estratigráfica y litológica	45
Gráfico 2.14	Estado actual de los pozos perforados	50
Gráfico 2.15	Declinación durante el tiempo de operaciones, (2002-2011)	50
Gráfico 2.16	Declinación promedio	51
Gráfico 3.1	Suspender las partículas	59
Gráfico 3.2	Control de presiones de fondo	59
Gráfico 3.3	Transporte de recortes de perforación	60
Gráfico 3.4	Enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación y la mecha	61

Gráfico 3.5	Cubrir la pared del hoyo con costra de lodo	61
Gráfico 3.6	Transmisión de energía hidráulica	62
Gráfico 3.7	Medio para la corrida de registros eléctricos	63
Gráfico 4.1	Tipos de suelo	77
Gráfico 4.2	Presencia de boro y coliformes fecales	79
Gráfico 4.3	Torre de perforación	80
Gráfico 4.4	Impacto ambiental	82
Gráfico 4.5	Componente ambiental	83
Gráfico 4.6	Ubicación del pozo Morrillo 01x	83
Gráfico 4.7	Profundidad	89
Gráfico 4.8	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 01x, arena C principal	90
Gráfico 4.9	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 02x, arena C principal	90
Gráfico 4.10	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 05x, arena C principal	91
Gráfico 4.11	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 01x, arena B principal	91
Gráfico 4.12	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 02x, arena B principal	92
Gráfico 4.13	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 04x, arena B principal	92
Gráfico 4.14	Corte de los registros eléctricos del pozo Morrillo 05x, arena B principal	93
Gráfico 4.15	Ventajas técnicas	94
Gráfico 4.16	Proceso hidráulico de perforación vertical	95
Gráfico 4.17	Reducción del impacto ambiental	96
Gráfico 5.1	Ubicación del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”	101
Gráfico 5.2	Producción por formación. Año 2010	103
Gráfico 5.3	Partes principales del taladro automático	104
Gráfico 5.4	Orientación del equipo	105
Gráfico 5.5	Precio por barril	127

INDICE DE ANEXOS

		Pág.
Anexo I	Guía de observación	137
Anexo II	Entrevista	139
Anexo III	Especificaciones técnicas del equipo automático hidráulico	140

INDICE DE FOTOS

		Pág.
Foto 1	Taladro automático de Drillmec	154
Foto 2	Comparación visual entre el equipo Rig HH200 y el Rig 2000 HP	155
Foto 3	Rig HH102 mientras es transportado	155
Foto 4	Mástil sobre un tráiler para una rápida mudanza	156
Foto 5	Llave de torque, pinzas de poder hidráulico y deslizamiento automático	156
Foto 6	Top drive del taladro hidráulico automático	157
Foto 7	Mástil telescópico del taladro hidráulico automático	157
Foto 8	Manipulador de tubería automático	158
Foto 9	Consola de los simuladores de perforación	158
Foto 10	Cabina de perforación del Rig HH220	159
Foto 11	HH102 en el sitio de la perforación	159
Foto 12	Manipulador de tuberías	160
Foto 13	Líneas hidráulicas del equipo	160
Foto 14	Llave power tong	161
Foto 15	Cestas para parar tuberías	161
Foto 16	Tanques de lodo	162

SIMBOLOGÍA

- PPM.-** Partes por millón
- BPD.-** Barriles por día
- MMBPD.-** Miles de millones de barriles por día
- SPM.-** Strokes por minuto
- PDC.-** Diamante policristalino
- BHA. -** Bottom Hole Assembly
- MWD.-** Measurement While Drilling
- LWD.-** Logs while drilling
- APWD.-** Annular pressure while drilling
- Φ.-** Porosidad
- K.-** Permeabilidad
- SW.-** Saturación de agua
- API.-** American Petroleum Institute
- Bo.-** Factor volumétrico del petróleo
- By.-** Factor volumétrico del yacimiento
- Bn.-** Factor volumétrico neto
- Pvt.** Presión, volumen y temperatura
- Dtm.** Desmontaje, transporte y montaje.
- Ing. G.G.V.-** Ing. Gustavo Galindo Velazco
- WOB.-** Peso sobre la broca
- RPM.-** Revoluciones por minuto
- WRP.-** Tapón sentado con cable
- Fm.-** Formación
- Mpa.-** Mega pascales
- Bar.-** Unidad de presión
- Kg/m.-** Kilogramos/masa
- HPU.-** Unidad de potencia hidráulica
- Md.-** Milidarcys
- Psi.-** Unidad de presión
- DC's.-** Drill Colars

BOP.- Preventor de reventones

PT.- Profundidad total

UTM.- Coordenadas

CPB.- Clay Pebbles Beds

NGL.- Gas licuado natural

BM.- Bombeo mecanico

HL.- Herramienta local

Fy.- Factor de boyantes

PH.- Presión hidrostática

DCC.- Cabina de control del perforador

INTRODUCCIÓN

La mejor forma de saber si hay petróleo en el sitio donde la prospección geológica y geofísica determina un reservorio de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo.

La perforación es una actividad que demanda tiempo y recursos financieros, por tal motivo, un equipo de perforación sólo se instala y comienza a perforar cuando mediante las técnicas de exploración se ha localizado un yacimiento petrolífero.

El presente anteproyecto de tesis, hace referencia al poco éxito de la perforación convencional realizado en la Península de Santa Elena, efectuada bajo el recobro de petróleo de los pozos ubicados en los bloques 1 y 2. En tal sentido es importante la búsqueda de nuevas alternativas para la perforación de pozos.

En base a un estudio de factibilidad determinaremos si la tecnología en perforación con sus sistemas de taladros hidráulicos automáticos, aplicada en Perú por la empresa **Petrobras S.A.** en el bloque X del campo Talara ubicado en Piura, puede contribuir significativamente al incremento de la producción con un bajo costo de operación, tiempo, inversión; y a su vez, garantizando el bajo impacto ambiental en los trabajos de perforación.

El presente estudio está estructurado de la siguiente manera:

Nuestro primer capítulo corresponde a la descripción de la explotación petrolera en nuestro país. Se demarcan los dos periodos durante los cuales se ha explotado el petróleo considerando las reservas existentes, como su producción. Se describen la perforación y el reacondicionamiento de los pozos de acuerdo al Plan Operativo 2011, en el que se programó ejecutar trabajos de reacondicionamiento en 315 pozos.

Después enmarcamos el estudio en la descripción de la cuenca Talara-Perú y campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” en Ancón, Santa Elena, en el segundo capítulo. Se detalla las características petrofísicas de los dos campos. Luego se

define la solución a los problemas y las oportunidades de mejoras en la perforación de pozos de la cuenca Talara-Perú, implementando tecnologías que impactan positivamente en el proceso operativo de perforación. También, se definen las formaciones productoras del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, sus reservas; y al mismo tiempo, se especifica el estado actual del Campo, con el fin de realizar comparaciones con la cuenca Talara-Perú y adoptar las mismas tecnologías que han solucionado inconvenientes presentados en la perforación de los pozos en dicha Cuenca.

El capítulo tres comprende el marco teórico; en él, se ilustra sobre las diferentes etapas consideradas en la perforación del pozo de petróleo. En cada fase se establecen las técnicas, procedimientos y herramientas a seguirse y usarse durante la operación correspondiente. Además, se incluye la fundamentación legal como aspecto importante para sustentar el presente estudio.

La presentación, análisis y discusión de los resultados obtenidos en la investigación de campo; luego descripción de las estrategias metodológicas aplicadas en la investigación; y, los datos observados en las técnicas empleadas, se presentan en el cuarto capítulo. Se considera el impacto ambiental que se genera a partir de la fase de perforación para la extracción del petróleo en los pozos del área del Morrillo del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”; además la actividad de perforación, las características petrofísicas de los pozos de petróleo.

Finalmente, en el capítulo cinco, se plantea la solución de los problemas presentados, en el contexto de la factibilidad para la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, cuyo objetivo consiste en aplicar técnicas operativas para la perforación vertical de pozos de petróleo que optimice su producción minimizando los costos de operación.

MARCO CONTEXTUAL

1. TEMA

Estudio de factibilidad para la perforación de un pozo de petróleo vertical con taladro hidráulico automático en el Ecuador.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mayoría de los pozos petroleros se perforan con el método rotatorio, en el que una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena gira unida al banco giratorio situado en el suelo de la torre; la broca de perforación, situada al final de la cadena, suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido.

Al perforar un pozo que llega hasta un depósito de petróleo a alta presión, este se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo comunicado con la superficie terrestre. Ya que ha pasado a esta zona, el gas existente empieza a expandirse provocando que el petróleo aflore a la superficie.

Cuando el petróleo ya no llega a la superficie es necesario instalar una bomba en el pozo para continuar la extracción.

La aplicación del método rotatorio para la perforación de los pozos en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”: genera más costos económicos, impacta negativamente en el medio ambiente, e incide en el proceso operativo de la respectiva perforación.

Es necesario utilizar una herramienta tecnológica, en la que, cuando se perfore el pozo se optimice todo el proceso productivo y por supuesto, minimice el impacto ambiental a la hora de demarcar el área de perforación.

3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Será factible la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladro hidráulico automático en Ecuador?

4. SISTEMATIZACIÓN

¿El campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” posee características petrofísicas similares con el de la cuenca Talara del Perú?

¿El uso de la tecnología tradicional en la perforación de pozos petroleros en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” impacta negativamente al medio ambiente?

¿La aplicación de un taladro hidráulico automático en yacimientos marginales, reducirá costos de producción?

5. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo de investigación establece la aplicación de la tecnología de perforación con taladros hidráulicos automáticos que se utilizan en el campo Talara, Perú como modelo para los campos petroleros de la península de Santa Elena en Ecuador.

Se consideran los requerimientos de las empresas y compañías petroleras para la minimización de costos operacionales, impacto ambiental, y reducción de tiempo de perforación, más aun, garantizando la seguridad laboral.

Esta tecnología, en breve, consiste en una torre que se levanta automáticamente en un tiempo óptimo, aplica aire comprimido para realizar las perforaciones, y su sistemas de lodos de perforación es recirculable, garantizando así, ninguna alteración al medio ambiente.

6. OBJETIVOS

6.1. Objetivo General

Determinar la factibilidad para la perforación de pozos de petróleo con taladro hidráulico automático, a través del estudio sistematizado, que permita optimizar los procesos de perforación de los pozos del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

6.2. Objetivos Específicos

Describir las características petrofísicas de la cuenca Talara del Perú, con el fin de compararlas a los del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” del Ecuador.

Analizar el impacto ambiental que ha habido al utilizar tecnología tradicional para la perforación de pozos de petróleo en un área del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

Determinar la viabilidad para la aplicación de un taladro hidráulico automático en yacimientos marginales del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, con el objeto de reducir costos de producción.

7. HIPÓTESIS

La perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos permitirá la optimización del proceso operativo en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

7.1. Variable Independiente

Perforación vertical de un pozo.

7.2. Variable Dependiente

Optimización del proceso operativo.

7.3. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Variables	Conceptualización	Dimensiones	Indicador	Ítems	Instrumentos
V.I. Perforación vertical de un pozo de petróleo.	Uso de la tecnología para controlar intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral para llegar al objetivo seleccionado.	Tecnología Grado de inclinación Objetivo seleccionado	Impacto ambiental Corte geológico Tecnología tradicional	¿Cuál es el impacto que han tenido los componentes ambientales con la perforación de pozos petroleros en el campo “Ing. G.G.V.”? ¿Cómo es el corte geológico al perforar el pozo de petróleo de un área del campo “Ing. G.G.V.”? ¿El empleo de la tecnología en el campo “Ing. G.G.V.” cumple con el propósito planteado?	Observación Entrevistas
V.D. Optimización del proceso operativo	La actividad que utiliza recursos y gestión para mejorar el proceso operante	Actividad Recursos Proceso operante	Perforación Técnicas Proceso hidráulico	¿Cuáles son las acciones llevadas a cabo en la perforación del pozo de un área del campo “Ing. G.G.V.”? ¿Cuáles son las ventajas técnicas en la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladro hidráulico automático? La aplicación del proceso hidráulico de perforación vertical tiene ventajas en yacimientos marginales en reducir costos de producción	

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino.

CAPÍTULO I

LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN ECUADOR.

1.1. Antecedentes

En Ecuador, la explotación del petróleo se realiza básicamente en dos zonas: la península de Santa Elena y la Región Amazónica. El crudo de la Amazonía, que es exportado, tiene 27.6 grados API en promedio y el de la península de Santa Elena, 34.5 – 35.5 grados API promedio.

El petróleo es la primera fuente de energía y la segunda de ingresos económicos para el País, por lo que, es imprescindible desarrollar estudios destinados a recuperar o a mejorar la productividad de los pozos petroleros viables. La tecnología extractiva ha evolucionado pero no al ritmo de las exigencias de la modernidad, actualizándose, pero conservando los mismos principios de operación. Con aplicación de la llamada: perforación rotativa, los perforadores han obtenido un mayor control para alcanzar el objetivo deseado de extracción.

El método de la perforación rotaria comenzó a utilizarse en 1850, adquiriendo gran auge en 1900, paralelamente, al desarrollo de la industria petrolera. Este tipo de perforación se realiza mediante el giro de una herramienta de corte y el material producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación.

Con el advenimiento del equipo rotatorio se inicia, también, el uso de los fluidos de perforación, así como la cementación de las tuberías de revestimiento de las paredes de los pozos y la terminación con aparatos de producción.

Los sistemas automatizados de perforación: mitigan los riesgos potenciales al personal operador del equipo de perforación; reducen los costos; y, mejoran la

eficiencia, en relación con el sistema anticuado de perforación de pozos petroleros, que aún se sigue usando en la actualidad en la península de Santa Elena.

Por lo señalado, se realiza el presente estudio de factibilidad técnico económico para la perforación vertical con taladros hidráulicos en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, con la finalidad de optimar el tiempo de perforación de pozos y minimizar los costos.

1.1.1.- La explotación petrolera en el Ecuador.

En Ancón, península de Santa Elena, es donde se desarrollaron las primeras actividades hidrocarburíferas nacionales, las mismas que, históricamente estuvieron marcadas por concesiones y privilegios a compañías extranjeras.

La explotación petrolera en el Ecuador tiene dos épocas claramente marcadas. La primera corresponde al período 1911-1960 en la península de Santa Elena, con la instalación en Ancón del primer campamento de la compañía inglesa: Anglo Ecuadorean Oil Fields. El país acaba de celebrar el centenario de la perforación del primer pozo petrolero en la península de Santa Elena, denominado Ancón 1, pozo ubicado en las cercanías de una pequeña población de pescadores, conocido con este nombre. Allí se explotó el petróleo de entre 30 y 40 grados API, pero por las características geológicas de esas estructuras, su producción promedio alcanzó sólo los 10 mil barriles diarios en 1955.

En los años 60, la actividad petrolera se concentró en los campos de la Península, con más de 2 mil pozos perforados por la compañía Anglo, pero la producción sólo cubría el consumo interno, con bajos volúmenes para exportación; en realidad, en treinta años, entre 1928 y 1957 el país exportó poco más de 42 millones de barriles de crudo.

En el año de 1967, la Compañía Anglo declara que los yacimientos petrolíferos de la península de Santa Elena, están casi agotados, por lo que su operación no era rentable; entonces, desde esa fecha se dedicaría a la refinación, mediante la importación de mezclas de crudos y a la distribución de gasolinas de 64 y 80 octanos.

En 1921, durante la presidencia de José Luis Tamayo “se otorgó la primera concesión petrolera en el Oriente ecuatoriano, en un área de 25.000 kilómetros cuadrados por 50 años, a la compañía Leonard Exploration Co. de New York.

En 1937, bajo la dictadura del Ing. Federico Páez, se expidió la Ley de Petróleos con grandes beneficios y una apertura ilimitada para las compañías extranjeras. Simultáneamente, se dio la mayor concesión a una empresa extranjera. The Anglo Saxon Petroleum Company, subsidiaria del grupo Royal Dutch-Shell, recibió 10 millones de hectáreas y, dos años después, los derechos de concesión fueron cedidos a The Shell Company Ecuador Limited.

En 1948, la empresa Shell devolvió al Estado parte de la concesión, argumentando que no había petróleo en la zona. Esta aseveración indujo a que, en 1952, el Presidente Galo Plaza Lasso, luego de una visita a la región amazónica, expresara la infortunada frase: “El Oriente es un mito, el destino ha querido que no seamos un país petrolero, sino agrícola”.

En 1964 empieza el segundo período que se extiende hasta 1972, ahora sí, en el Oriente ecuatoriano. Se otorga una concesión al Consorcio TEXACO-GULF y en marzo de 1967 se logra la exitosa perforación del primer pozo de Lago Agrio.

En 1972, las únicas compañías que producían petróleo en volúmenes importantes, eran TEXACO-GULF y su subsidiaria Aguarico-Pastaza. La producción combinada fue de 28'578.866 barriles, en tanto que la producción de los pozos de la Península, apenas fue de 1'144.494 barriles.

Ecuador había producido: desde 1918 al 31 de diciembre de 1971 un total de 104'326.000 barriles en la península de Santa Elena y sólo desde agosto hasta diciembre de 1972 la producción de la Amazonia llegó a 132'911.000 barriles, es decir, la diferencia de 28'585.000 barriles más de los que se produjo en los 53 años anteriores juntos.

Por lo antes expuesto, se debe recalcar que a partir de 1972, el Ecuador entra en una época en la cual, además de obtener petróleo para consumo interno, inicia el período así conocido como del boom petrolero, el mismo que otorgó un ingreso público que permitió impulsar un gran cambio, en la década de los 70, seguido de la década perdida de los 80 y la crisis de los 90 ocasionadas por deficiencias administrativas al más alto nivel.

1970, marca además el inicio de la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) de 503 kilómetros de longitud que fue inaugurado en junio de 1972. En agosto de ese año se efectuó por el puerto de Balao, en Esmeraldas, el primer embarque de 308.283 barriles de crudo, vendidos a US \$2.34 por barril.

En 1971, el presidente José María Velasco Ibarra, promulgó dos Leyes importantes: Ley de Hidrocarburos y la Ley Constitutiva de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, las que entraron en vigencia en 1972, durante la administración de una de las dictaduras militares de la época.

1.1.2.- Análisis de las actividades de explotación hidrocarburífera en el Ecuador.

La explotación hidrocarburífera ecuatoriana alcanzó resultados positivos en la producción de petróleo, con un promedio diario de 151.455 barriles, para lo que fue necesario contratar 10 torres de perforación adicionales para apoyar estas tareas extractivas. En el área de exploración, se confirmaron reservas probadas

por un total de 5,5 millones de barriles con la perforación de los pozos Cobra 1, Aguarico Oeste 1 y Chonta Este 1.

En 2011, PETROECUADOR efectuó negociaciones para la contratación de Prestaciones de Servicios Específicos con financiamiento para el incremento de producción de los campos maduros: Libertador-Atacapi y Shushufindi-Aguarico, en la Amazonía; lo cual captaría una inversión de USD 1.700 millones de dólares de capital privado que servirán para incrementar la extracción de las reservas de estos dos campos en aproximadamente 75 MMB en el período del contrato. Por tal razón, en el 2011, las exportaciones crecieron en un 13,83% con relación al año precedente, al llegar a un total de 105,5 millones de barriles de crudo, ingresando a las cuentas del Estado un monto global de USD 10.314,7 millones, que significa un incremento del 54,74% frente al 2010.

1.1.2.1.- Incremento de reservas

Dentro de las actividades exploratorias de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo se obtuvieron 35,0 millones de barriles de crudo en reservas probables y 5,5 millones de barriles de crudo en reservas probadas, que sumaron un total de 40,5 millones de barriles de reservas incorporadas.

Los pozos exploratorios perforados como ya se señaló antes, fueron Cobra 1, Aguarico Oeste 1, y Chonta Este 1.

1.1.2.2.- Incremento de producción

El incremento de la producción de crudo es uno de los objetivos primordiales de la Gerencia de Petroecuador, las actividades de operación se llevaron a cabo de manera concomitante al “Programa del Potencial de Producción del Crudo por Campo, año 2011, barriles-días calendario”, alcanzando una producción promedio diaria de 151.455,14 barriles de crudo.

Este volumen fue superior a la meta de producción promedio programada en 142.565 barriles de petróleo, y significó un excedente de 3'245.069 barriles de petróleo correspondiente a un promedio de 8.891 barriles por día.

La producción total generada para el país en el año 2011 fue 55'281.125 barriles de petróleo.

Las áreas Auca, Shushufindi y Libertador reportaron una mayor producción en relación a la proyectada, con un cumplimiento del 117,25%, 114,01% y 106,04%, respectivamente. El mayor volumen de producción se registró el 30 de diciembre del 2011 con 157.118 barriles superando con 14.553 barriles la meta promedio anual prevista de 142.565 barriles por día.

1.1.2.3.- Perforación de pozos

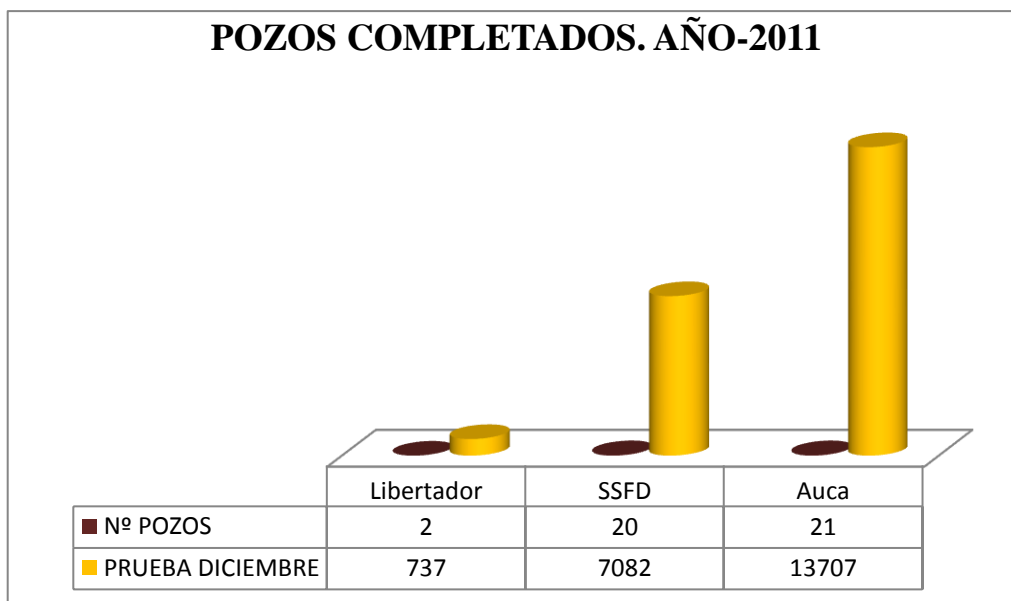
El gráfico 1.1 y el cuadro 1.1 muestran la distribución de los pozos completados durante el año 2011 por cada zona: Libertador, Shushufindi y Auca; en total se perforaron 43 pozos, de los cuales 2 fueron exploratorios, 1 reinyector, 1 de avanzada y 39 de desarrollo; de los cuales 37 pozos se realizaron con los taladros contratados por la Gerencia de Exploración y Producción. Mientras que a través de la alianza Culebra-Yulebra-Anaconda se perforaron 6 pozos.

CUADRO 1.1: POZOS COMPLETADOS, AÑO 2011

POZOS COMPLETADOS AÑO – 2011 (BARRILES/PETRÓLEO)		
ÁREA	Nº POZOS	PRUEBA DICIEMBRE
Libertador	2	737
SSFD	20	7.082
Auca	21	13.707
TOTAL	43	21.523

Fuente: Gerencia de Exploración y producción / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 1.1: POZOS COMPLETADOS, AÑO 2011



Fuente: Gerencia de Exploración y producción / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino.

1.1.2.4.- Reacondicionamiento de pozos

De acuerdo al Plan Operativo 2011 se programó ejecutar trabajos de reacondicionamiento en 315 pozos, sin embargo, se reacondicionaron 336 pozos; es decir, se obtuvo un cumplimiento del 106,7 % en relación a la meta establecida en esta estrategia. De los 336 trabajos efectuados, 43 corresponden a completación de pozos nuevos.

Cabe señalar que con los trabajos de reacondicionamiento se consiguió la producción de 40.080 BPPD adicionales, lo que permitió estabilizar y sostener la producción de acuerdo al siguiente detalle:

- 21.523 BPPD por completación de pozos nuevos, y,
- 18.557 BPPD por trabajos de pozos en producción.

En el cuadro 1.2 a continuación, se presenta la distribución numérica de trabajos realizados en cada área de producción:

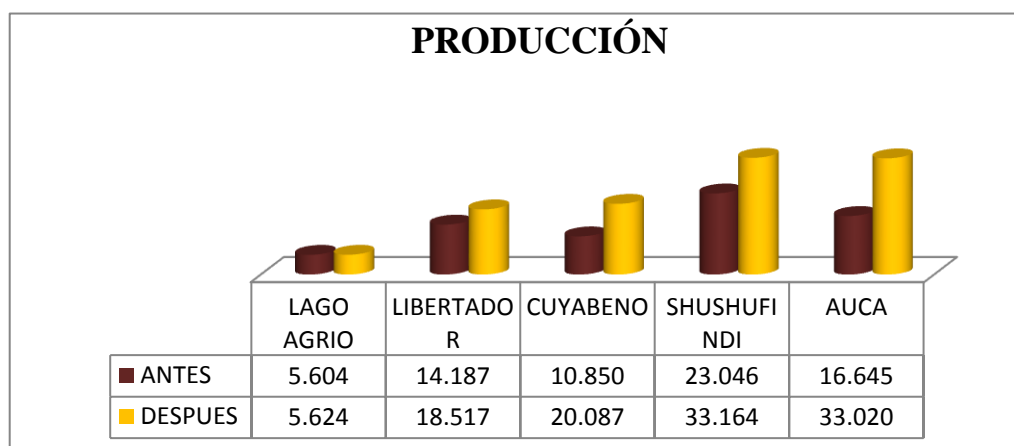
CUADRO 1.2: PRODUCCIÓN OBTENIDA

PRODUCCIÓN OBTENIDA POR TRABAJOS DE W.O. ENERO-DICIEMBRE			
ÁREA	POZOS REACONDICIONADOS	PRODUCCIÓN	
		ANTES	DESPUÉS
LAGO AGRIO	43	5.604	5.624
LIBERTADOR	81	14.187	18.517
CUYABENO	50	10.850	20.087
SHUSHUFINDI	77	23.046	33.164
AUCA	85	16.645	33.020
TOTAL	336	70.332	110.412

Fuente: Gerencia de Exploración y producción / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino.

El gráfico 1.2 hace comparación de la producción en años antes al 2011 y la producción del 2011 en los diferentes sectores petroleros.

GRÁFICO 1.2: PRODUCCIÓN



Fuente: Gerencia de Exploración y producción / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino.

Reinyección de agua de formación

Durante el año 2011, el volumen de agua de formación producida en las áreas operadas por la Gerencia de Exploración de Producción fue de 97'161.375 barriles que corresponden a un promedio diario de 266.196 barriles.

Al comparar volúmenes de petróleo producido con volúmenes de agua producida durante el 2011 en las cinco áreas operadas por la Gerencia de Exploración y

Producción, incluyendo Pucuna en el área Auca, se determina que de los fluidos totales, al agua le corresponde el 63,74%.

1.1.3.- Gestión Financiera

1.1.3.1.- Programa anual de inversiones

Conforme la Resolución DIR-EPP-32-2011 de 22 de julio de 2011, que aprobó la reprogramación de los Presupuestos del año 2011, se asigna a la Gerencia de Exploración y Producción el monto de USD. 416'461.083 de los Fondos del Estado, para la ejecución de 51 proyectos de inversión, adicionalmente el Directorio aprueba el financiamiento de un proyecto con recursos externos.

Se programó ejecutar en el año 2011 la cantidad de USD. 442,6 millones; efectivamente, se desembolsaron USD. 416,8 millones dando como resultado una ejecución anual del 94,20 %. (Ver cuadro 1.3).

CUADRO 1.3: INVERSIONES CONSOLIDADAS

INVERSIONES, CONSOLIDADO-GERENCIAL DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN Período: 1 de Enero al 31 de Diciembre del 2011 (cifras en miles de US\$)			
Concepto	Presupuesto codificado	Ejecución	Ejecución Porcentual
Proyectos de Arrastre	136.305	124.087	91
Proyectos Nuevos	184.185	184.185	100
Activos fijos	82.377	68.751	83,5
Proyectos de Arrastre financiamiento externo	39.783	39.783	100
TOTAL	442.649	416.806	94,2

Fuente: Coordinación de Planificación / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

1.2.5.2.- Inversión con recursos externos

En el presupuesto reprogramado consta la ejecución del proyecto Desarrollo del campo Culebra, Yulebra y Anaconda, financiado con recursos externos. La inversión prevista para este proyecto fue de USD 39.8 millones; en el año 2011 la contratista invirtió el 100% del valor presupuestado.

De un presupuesto anual, reprogramado, de USD. 649.6 millones, se ejecutó USD. 586.50 millones que corresponde a una ejecución anual del 90.3% (Ver cuadro 1.4).

CUADRO 1.4: EJECUCIÓN PRESUPUESTO DE GASTOS

CONSOLIDADO COSTOS Y GASTOS-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Período: 1 de Enero al 31 de Diciembre del 2011 (cifras en miles de US\$)			
Concepto	Presupuesto codificado	Ejecución	Ejecución Porcentual
Gastos de personal	65.180	64.999	99,7
Servicios generales	11.218	10.847	96,7
Servicios de operación y mantenimiento	438.701	378.156	86,2
Materiales y suministros	126.173	125.841	99,7
Impuestos y contribuciones	3.318	2.070	62,4
Gastos financieros.	4.925	4.592	93,2
TOTAL DE OPERACIONES	649.515	586.503	90,3

Fuente: Coordinación de Planificación / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

1.2.5.3.- Costos operativos y de producción

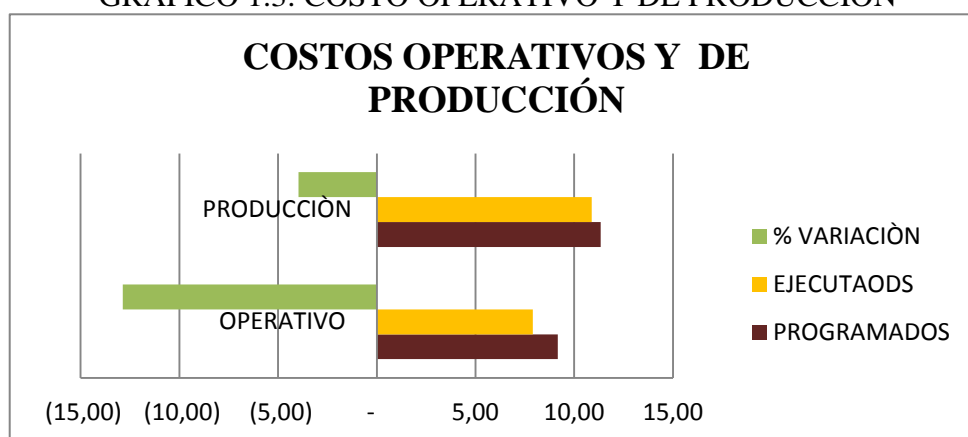
En el ejercicio económico, de los costos estimados tanto de los operativos y de los de producción del año 2011, se obtuvieron costos menores a los programados con una variación del 12,86% en los costos operativos y una variación del 3,97% en los de producción, conforme se demuestra en el cuadro 1.5.

CUADRO 1.5: COSTOS OPERATIVO Y DE OPERACIÓN – 2011 USD/BLS

COSTOS OPERATIVO Y DE OPERACIÓN – 2011 USD/BLS			
COSTOS	PROGRAMADOS	EJECUTADO	% VARIACIÓN
OPERATIVO	9,17	7,99	(12,86)
PRODUCCIÓN	11,34	10,89	(3,97)

Fuente: Coordinación de Planificación / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 1.3: COSTO OPERATIVO Y DE PRODUCCIÓN

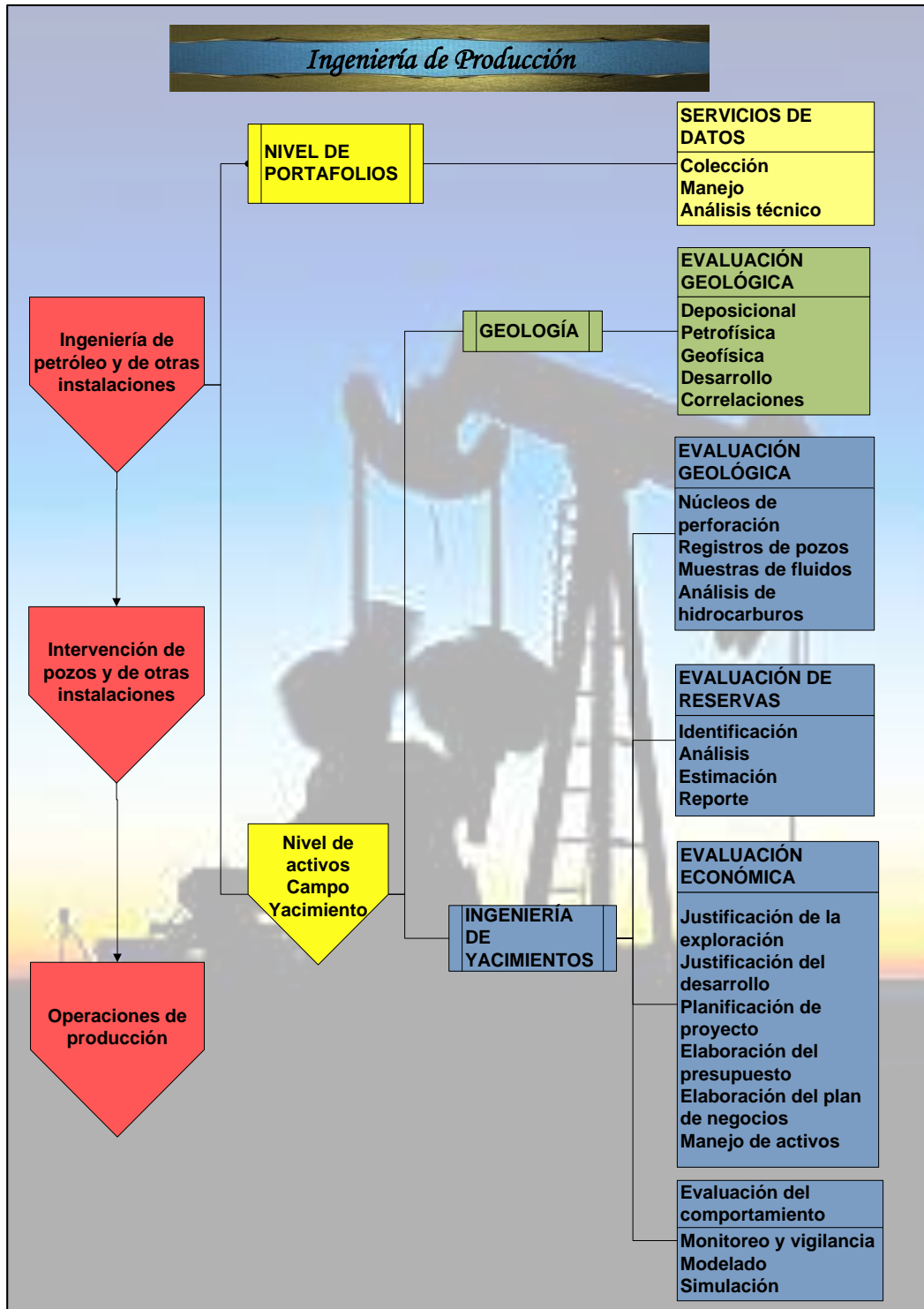


Fuente: Coordinación de Planificación / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Como se aprecia en el gráfico 1.3, los costos de operación son menores a los costos de producción. El manejo de la producción día a día es táctico, pero en la práctica, repercute en el manejo estratégico de los activos y el yacimiento. En los actuales momentos es importante proveer un proceso alternativo que soporte los esfuerzos para reducir los costos, ofreciendo asistencia al comienzo del proyecto para reducir los costos de levantamiento y más adelante ayudando a incrementar la eficiencia de la producción. Esta nueva manera de manejar la producción enriquece el valor de los activos, mediante el uso de tecnologías de vanguardias, los mejores productos y servicios, soluciones adaptadas a las necesidades del operador, servicio de consultoría y de un proceso integrado llevado a cabo en conjunto con organizaciones de compañías de petróleo.

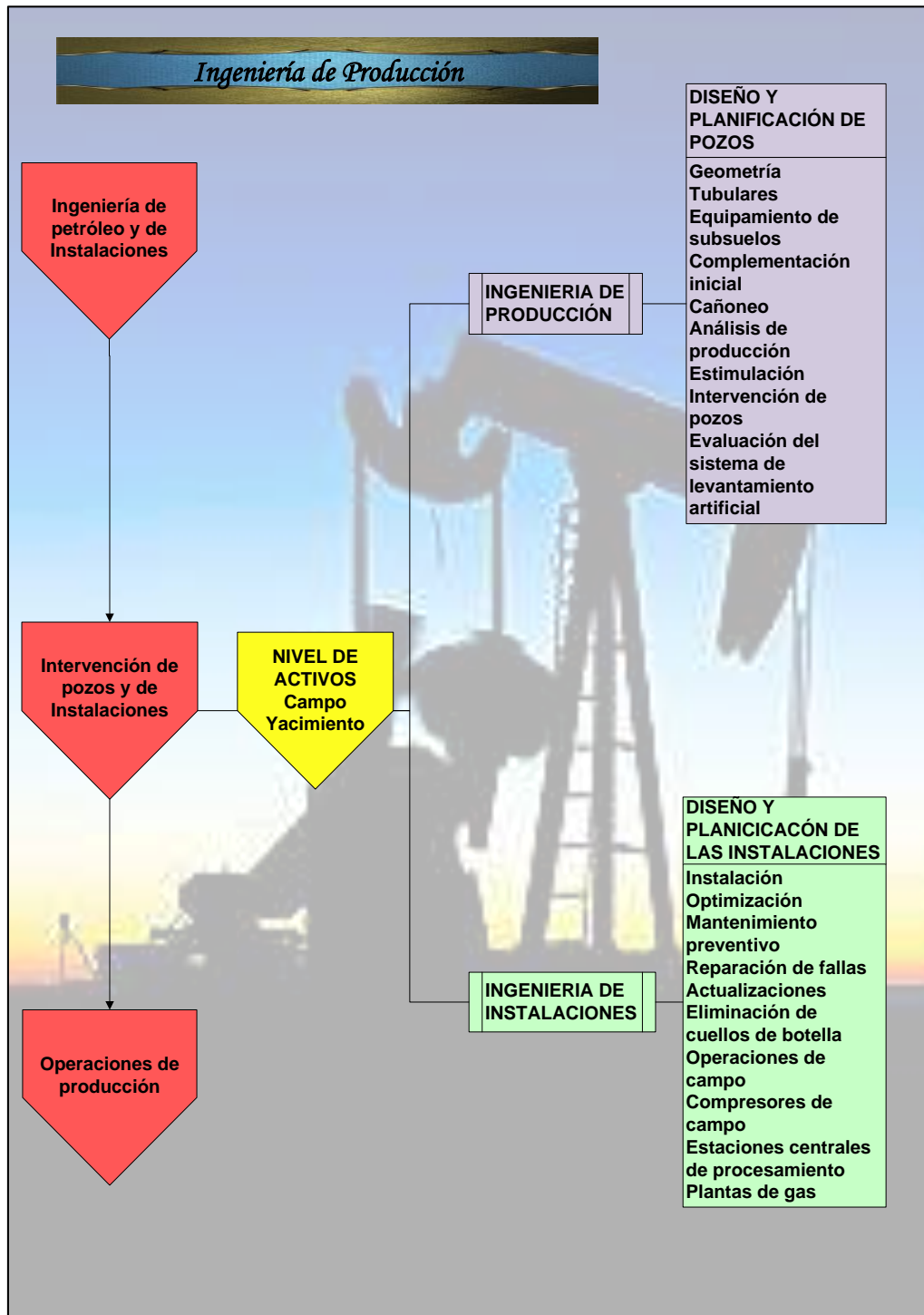
Las funciones del manejo de la producción, incluyen los recursos humanos, tecnología de la información, cuestiones financieras y contables, obtención de materiales o equipos y logística, servicio de campos petroleros entre otros.

GRÁFICO 1.4: INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN. SERVICIOS DE DATOS



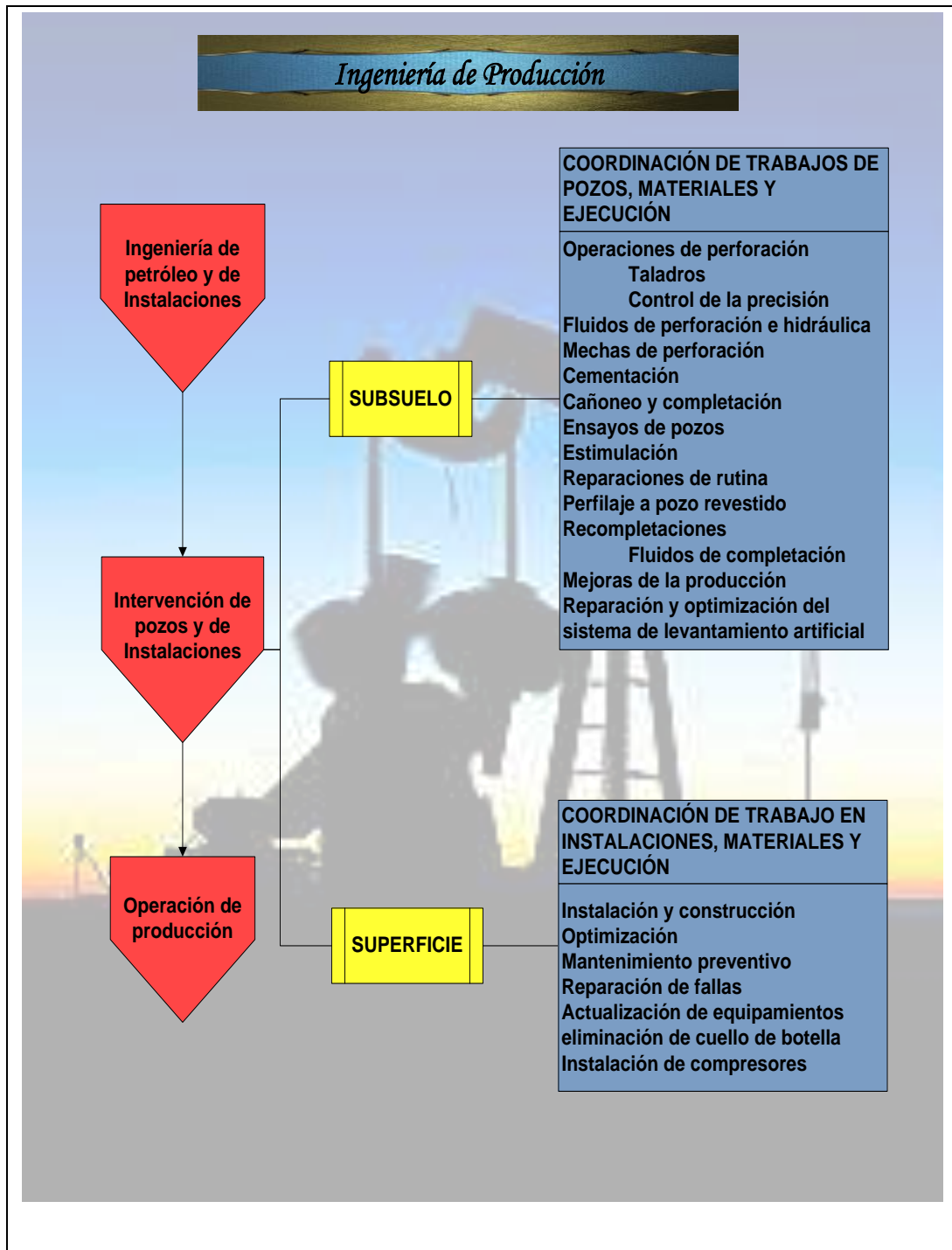
Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 1.5: DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE POZOS



Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 1.6: COORDINACIÓN DE TRABAJOS DE POZOS



Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

En el manejo de producción, la fase de ingeniería de petróleo y de instalaciones abarca las estrategias a nivel de activos corporativos, a nivel regional y a nivel de cuenca, como también las consideraciones a nivel de yacimiento. En un acuerdo de servicios para el manejo de la producción, los propietarios de los activos, generalmente encaran los asuntos de estrategias, mientras que los equipos de la alianza se dedican a actividades relacionadas a operaciones tácticas del campo para yacimientos específicos. Esta fase comprende el comportamiento del yacimiento y el análisis económico del proyecto, la caracterización y evaluación de las formaciones y la tecnología de la completación inicial.

El manejo de la producción en la fase de intervención del pozo, y de las instalaciones, consiste en la actualización o la nueva construcción de las instalaciones del pozo y de la superficie, del soporte a la evaluación de formaciones para la tecnología y diseño de completación, la obtención de permisos reglamentarios y aprobación del cliente, el manejo de riesgos y contingencias, la logística y la compra de materiales y la perforación de pozos o intervenciones correctivas.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TALARA, PERÚ Y CAMPO “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”, ANCÓN, SANTA ELENA.

2.1.- Diagnóstico de los campos: Talara, Perú y campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, Ecuador

2.1.1.- Descripción general del campo Talara, Perú

La cuenca Talara es de larga historia petrolera en el Perú, está ubicada en áreas costeras y costa afuera de Perú noroccidental. Esta Cuenca fue originada por el proceso de subducción de la placa oceánica de Nazca debajo de la placa continental sudamericana. Es considerada como una de las cuencas tipo “ante-arco” ubicadas en la fosa Perú-Chile.

Geográficamente la cuenca Talara se encuentra ubicada en el extremo noroeste del Perú en Piura y Tumbes. La Cuenca tiene una extensión longitudinal aproximadamente de 220 km y transversal de unos 50 km, ocupando una superficie de 14.500 km² de los cuales dos de sus tres partes se encuentran costa afuera (Ver gráfico 2.1).

GRÁFICO 2.1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA

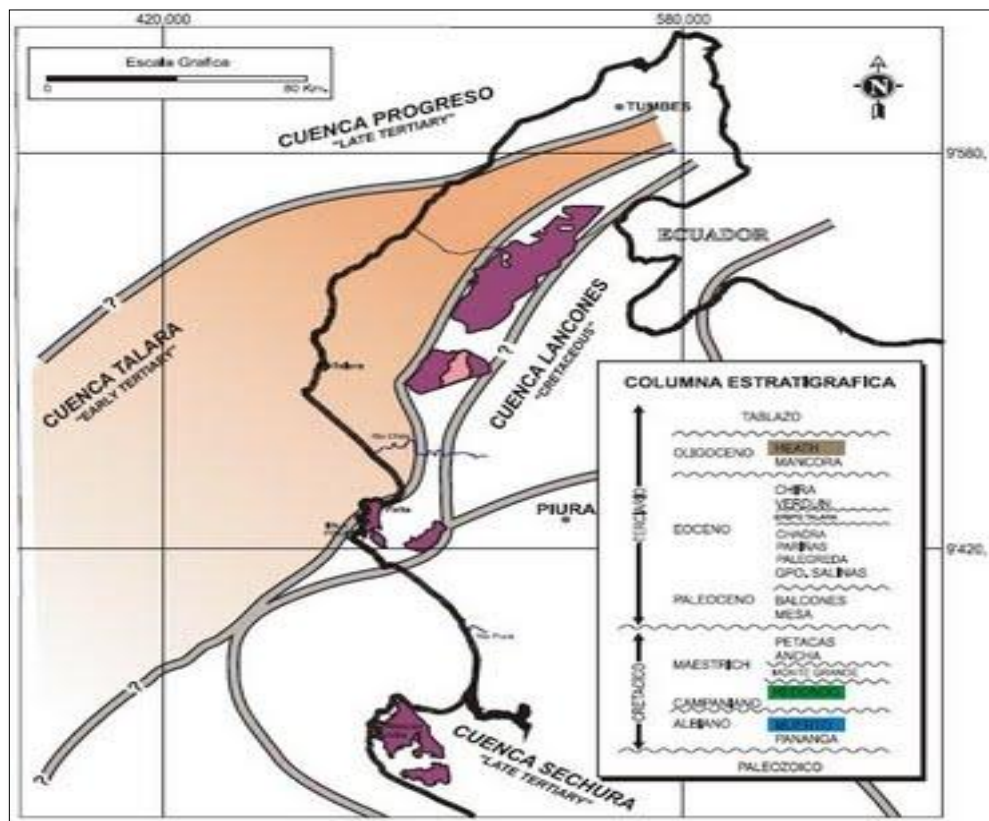


Fuente: Perupetro

2.1.1.1.- Descripción geológica

La cuenca sedimentaria Talara, ha sido clasificada estructuralmente como el tipo ante-arco, con un marcado estilo tectónico de fallamiento gravitacional, como respuesta a una intensa actividad tafrogénica, resultante de la orogenia Andina; son notorias: fallas normales, lítricas, transcurrentes y rotacionales, de características regionales y estructurales como bloques fallados en altos estructurales y plegamientos de suaves a moderados. La cobertura sedimentaria de esta Cuenca está construida por rocas del Paleozoico, Cretácico y Terciario (Gráfico 2.2).

GRÁFICO 2.2: CUENCAS SEDIMENTARIAS DEL NOROESTE DEL PERÚ.



Fuente: Rafael Osorio, UNI Perú. "Potencial hidrocarbúfero de la cuenca sedimentaria Talara".

El modelado geoquímico de la cuenca Talara muestra que las formaciones del Cretáceo terminal y del Paleoceno habrían ingresado a la ventana generatriz de petróleo durante la gran subsidencia del Eoceno superior, hallándose las

formaciones más antiguas del Cretáceo (Redondo, Muerto y Pananga) en una madurez más avanzada de ventana terminal (petróleo liviano a gas). Se estima que los focos de generación de hidrocarburos de la cuenca Talara se ubican en los depocentros axiales, en el mar en el talud superior. El principal sistema petrolero se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretáceo durante el Terciario.

2.1.1.2.- Características petrofísicas

Ortega, 1997, manifiesta que los principales reservorios desarrollados en el área son rocas sílico-clásticas de edad eocénica de mecanismo gas en solución, baja porosidad, muy baja permeabilidad (0.1 a 15 milidarcys) y de muy alta complejidad estructural y estratigráfica.

Hinostroza, 2001, resume las características petrofísicas y entre otras, de los reservorios del noroeste, del siguiente modo:

- Las profundidades de los reservorios productivos están comprendidas entre 500 pies (Verdun) a 8000 pies (Amotape) en promedio.
- Presentan alta complejidad estructural y estratigráfica.
- El sistema de impulsión predominante en los reservorios es el de gas en solución.
- Presenta bajos valores de porosidad y permeabilidad variando en el rango de 5% a 14% y 0.1md a 15 md respectivamente en sus distintos reservorios.
- Son fracturados hidráulicamente para ser puestos económicamente en producción.
- Producen de múltiples reservorios a la vez.
- La gravedad del petróleo varía entre 25° y 42° API, siendo el promedio de 33° API.
- La salinidad del agua varía entre 4.000 ppm a 60.000 ppm.
- Existen pozos activos, inactivos, abandonados temporalmente y abandonados permanentemente.

- Los pozos fueron perforados a partir del año 1910, algunos con equipo de percusión y completados con liners de diferentes diámetros.
- El método de extracción en la mayoría de los casos se realiza con equipo de bombeo mecánico, gas lift, plunger lift y swab.
- Los pozos ubicados en la zona de inyección de agua presentan severos problemas de formación de: carbonatos, corrosión, colapso, pesca de difícil recuperación, etc.
- Se cuenta con muy poca información de registros eléctricos, núcleos, presiones, ensayos PVT, etc.

2.1.1.3. Sistema Petrolero

La cuenca Talara tiene una producción acumulada de aproximadamente 1.400 MMBOE y 3,5 TCF de gas (Minem-Anuario Estadístico, 2000), lo que demuestra la ocurrencia de un sistema petrolero altamente eficiente. Los elementos y procesos de este sistema son descritos brevemente con el objetivo de sintetizar el conocimiento actual de la cuenca Talara.

2.1.1.3.1.- Elementos del Sistema Petrolero

a) Roca Madre.- Existen estudios realizados en los que se caracteriza la roca madre de la cuenca Talara. La compañía Mobil en el año de 1993 efectuó un estudio de muestras de canaleta en pozos ubicados en los campos de Portachuelo y Carrizo. Este estudio identificó que los mejores niveles en términos de contenido orgánico y, consecuentemente, mejor potencial de generación, corresponden las formaciones Heath, Chira y Montegrande. Heath y Chira presentaron querógenos del tipo II/III (petróleo/gas) y Montegrande, querógeno del tipo III.

Según Mobil se evidenció en el petróleo la presencia de materia orgánica mixta continental/marina depositada en ambiente deltaico.

Estudios geoquímicos y de modelado de Cuenca también fueron realizados por Alvarez *et al* (2001) con objetivos exploratorios. Como marco estratigráfico, fueron consideradas las 9 secuencias estratigráficas definidas por Serrane (1987). En este estudio se concluyó que la roca madre más favorable de la Cuenca es la Formación Muerto. También se identificaron niveles pelíticos que, potencialmente, podrían generar hidrocarburos en las 7 secuencias (Talara-Quemada). El inicio de generación de petróleo según este estudio habría ocurrido aproximadamente hace unos 50 millones de años y la de gas hace unos 40 millones de años, haciendo posible la migración hace 40 a 35 millones de años. Los picos principales de expulsión de gas y petróleo pueden haber ocurrido hacia fines del Eoceno. El resultado de este análisis estima que existe una tendencia de incremento de los niveles de maduración en la dirección suroeste colocando las rocas terciarias en ventana de generación. Como no fue posible comprobar la correlación entre la roca madre y el petróleo, los autores concluyen que el sistema petrolero hipotético Muerto-Pariñas sería el principal generador, esto no descarta que estudios posteriores puedan establecer la existencia de otros sistemas de diferentes edades.

En el mismo año de 2001, Perupetro divulga una extensa investigación sobre el potencial generador de las cuencas peruanas. En este trabajo, concluyeron que la mayor probabilidad de generación en la cuenca Talara se encuentra en el Cretáceo (Formación Muerto), compuesta por querógenos del tipo II y III.

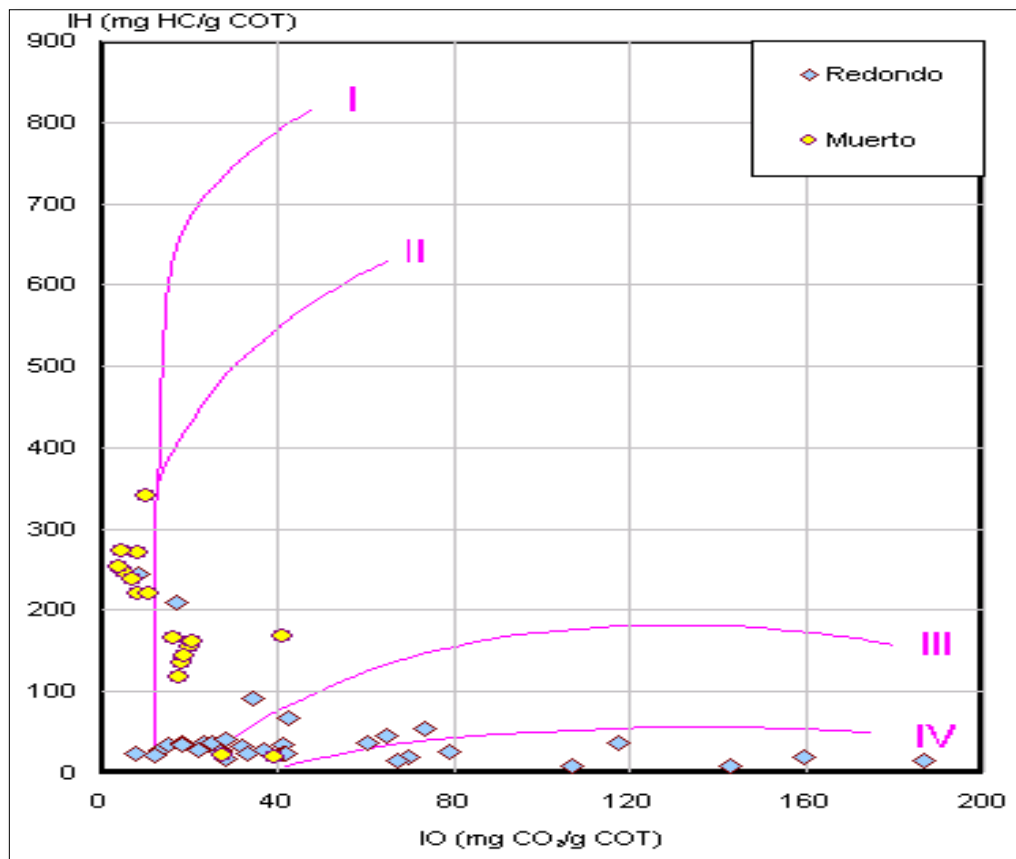
Higley (2002) publica un interesante artículo sobre el potencial de la cuenca Talara, estimando el volumen de reservas remanentes a ser descubiertas con relación a la roca madre, menciona la posibilidad de generación tanto en el cretáceo (formaciones muerto y redondo) como en el Terciario (formación San Cristóbal, unidades del grupo Talara inferior y formación heath).

En el 2005, Fildani publican los resultados de análisis de correlación roca-petróleo a través de biomarcadores moleculares. También se hicieron análisis empleando técnicas modernas de espectometría de masa para detectar diferentes índices en

esteranos C26 que presentaron valores correspondientes al Terciario. La cantidad de HBI (en alcanos C25) detectado en los petróleos de Talara sugiere una edad menor a 30MA en contexto de upwelling. El estudio concluye que los petróleos analizados corresponden a una misma familia y que la roca madre es predominantemente lutítica de origen marino.

En el gráfico N° 2.3 se presenta el diagrama de índice de Hidrógeno / índice de Oxígeno para muestras del Cretáceo en el zócalo continental y de tierra, cuenca Talara.

GRÁFICO 2.3: DIAGRAMA DE ÍNDICE DE HIDRÓGENO



Fuente Perupetro (2001)

Basado en las consideraciones anteriores, aún no fue posible establecer el origen del petróleo producido en la cuenca Talara. Sin embargo, todo apunta a una generación reciente (Oligo-Mioceno) a partir de sistemas deltaicos con aporte de materia orgánica continental que es preservada debido a un proceso de upwelling.

La existencia de más que un sistema petrolero, también es una posibilidad que no se descarta.

b) Rocas Reservorio.- Los reservorios en la cuenca Talara pueden ser encontrados a partir del basamento Paleozoico (Carbonífero Superior). Estas unidades son compuestas por rocas metamórficas naturalmente fracturadas cuya complejidad aún es un tema poco entendido en el área y requiere mayores estudios.

El potencial productivo de la sección Cretácica en la cuenca Talara no ha sido totalmente evaluado. Sin embargo, algunas áreas al Sur de la Cuenca (ej. Verdún Alto, La Brea, Zorro) tiene producción proveniente de reservorios de este periodo. Higley (2002) menciona producción comercial en areniscas de la Formación Redondo, conglomerados y areniscas fluviales de la Formación Ancha y areniscas marinas someras de la Formación Petacas en el área sur de la cuenca Talara.

c) Rocas Sello.- El sello para las trampas de hidrocarburos es mayormente definido por la presencia de niveles lutáceos de diferentes espesores. Para el intervalo de la base del Terciario hasta el tope de Echinocyamus los sellos son normalmente capas de lutitas de poco espesor (de 50 pies a 150 pies). Para el grupo Talara, sin embargo, los horizontes lutáceos son de mayor espesor (de 200 a 500 pies) ya que toda la sección fue depositada predominantemente en régimen de baja tasa de sedimentación y alta decantación.

d) Sobrecarga.- La posición de la cuenca Talara y las condiciones paleo-fisiográficas de la misma permitieron una alta tasa de sedimentación principalmente durante el Terciario. Espesos paquetes de sedimentos fueron depositados en cortos espacios de tiempo, proporcionando las condiciones ideales para la maduración de la materia orgánica.

El rejuvenecimiento de campos maduros, de muy baja productividad y con larga vida productiva, se ha logrado focalizando las acciones en la optimización de

costos de perforación y terminación, lo cual, ha permitido perforar económicamente más de 500 pozos “in field” entre intermedios y someros en los últimos 6 años, desarrollando reservas incrementales de petróleo superiores a los 20 MMBbbls, ahorro en inversión superiores a los 3.5 MMUS\$ y logrando tasas de rentabilidad por encima del 40%.

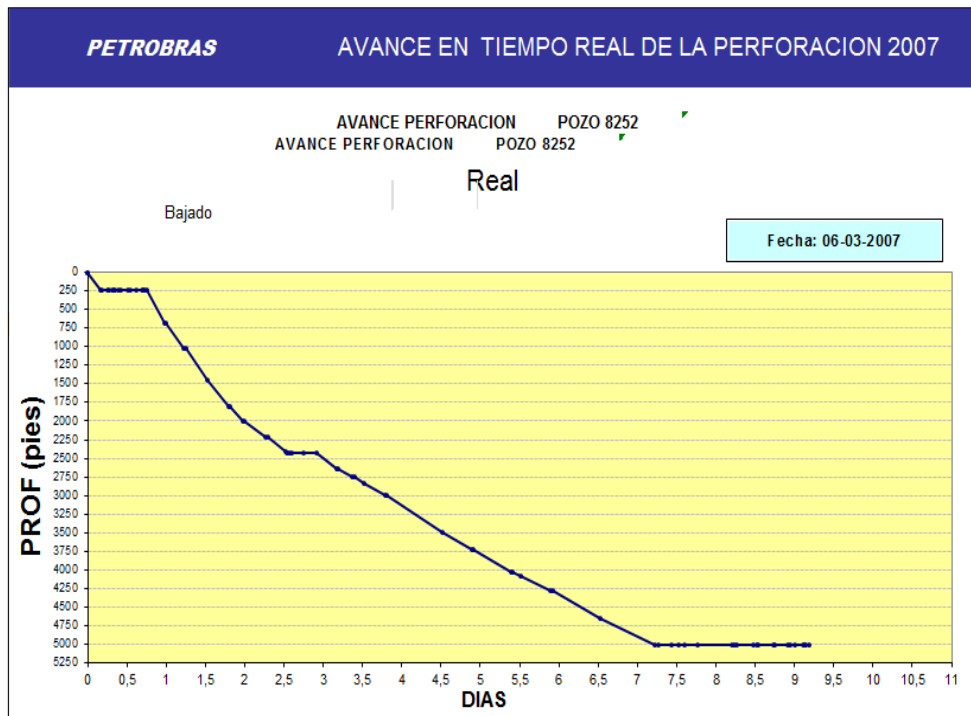
Los resultados alcanzados fueron mediante un nuevo enfoque, en el que se aplicó una tecnología moderna de perforación y practicas operativas innovadoras, que han permitido superar las expectativas de incremento de valor de los activos, en grado superlativo. Éste es el caso del Lote X (Campo ubicado en el noroeste peruano con más de 100 años de producción, operado por PETROBAS Energía Perú S.A.).

Las técnicas operativas implantadas posibilitan manejar tiempos de perforación de sólo 3.0 días (antes 5.5 días), con tasas de construcción de 1479 pies/día (antes 613 pies/día) y ratio de penetración ROP de 127 pies/hora (antes 60 pies/hora), para objetivos intermedios.

Las siguientes curvas comparativas son de dos pozos perforados por la empresa Petrobras en el Lote X de la cuenca Talara, donde, un pozo está perforado con el equipo convencional 5811; luego, en el 2012, perforado con el equipo automático que redujo el tiempo al máximo. Estas curvas nos darán una mayor claridad al tiempo optimizado en la perforación de pozos aplicando la tecnología hidráulica automática como recomiendan los expertos entrevistados en la investigación de este trabajo de tesis.

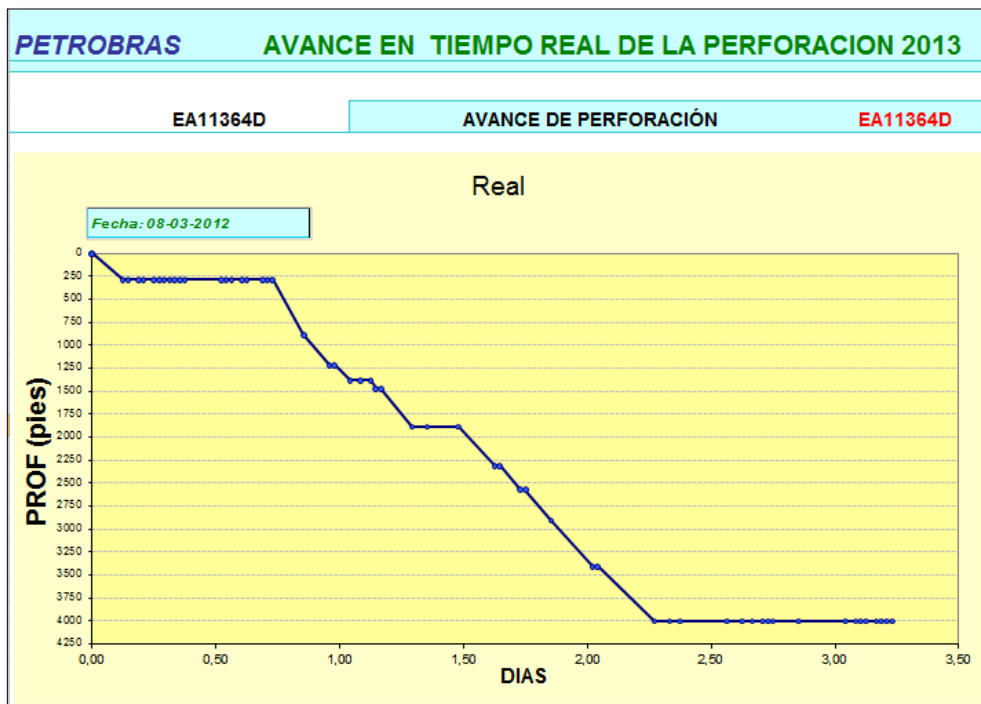
Como se puede observar en los gráficos 2.4 y 2.5 al perforar un pozo con el taladro hidráulico automático, se disminuye el tiempo y se alcanza mayor profundidad.

GRÁFICO 2.4: PERFORACIÓN CON EQUIPO CONVENCIONAL



Fuente: Petrobras / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 2.5: PERFORACIÓN CON EQUIPO AUTOMÁTICO



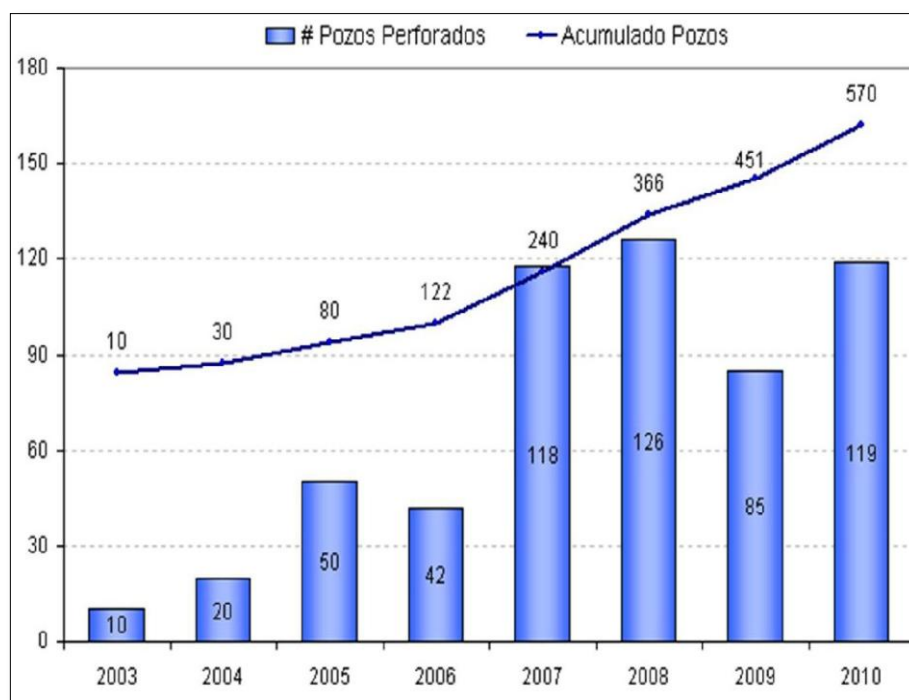
Fuente: Petrobras / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

En este contexto la perspectiva de crecimiento de la producción y reserva del Lote X, se muestra atractiva y asegura la consecución del siguiente paso: La perforación de objetivos profundos.

Un factor muy importante para dichos logros es: el compromiso constante, trabajo en equipo, gestión del conocimiento, habilidades y experiencia de todos los integrantes responsables de la perforación de pozos de la empresa así como la de las compañías de servicios.

La perforación masiva de pozos permitió optimizar procesos repetitivos enmarcados en una política de mejora continua. En el gráfico 2.6 se puede observar la evolución de la perforación en el Lote X.

GRÁFICO 2.6: EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN EN EL LOTE X.



Fuente: Petrobras / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Ante la visión gerencial y operacional de perforar masivamente pozos a corto espaciamiento (4 a 6 acres) con mayor seguridad y menor impacto ambiental, se efectuó un análisis de riesgos a los diferentes escenarios que se podrían presentar,

tales como: pérdidas de circulación, entrada de gas, zonas con altas tendencia a la desviación. La solución al problema y las oportunidades de mejoras se fueron implementando después de efectuar un relevamiento de información existente de pozos perforados en años anteriores bajo dicho contexto, se incorporaron las siguientes tecnologías.

a) Equipo automático, que permitió:

- Disminuir de riesgos operativos al eliminar al engrapador y los procesos, funciones de más alto riesgo en la perforación.
- Reducir de impactos al medio ambiente en la construcción de la plataforma, al reducir el área en 6.100 m², de 10.000 m² (100 mt x 100 mt) para equipos convencionales frente a 3.900 m² (60 mt x 65 mt) para el equipo automático, por tener menor número de cargas.
- Menor tiempo en el Desmontaje, Transporte Montaje (DTM) por tener cargas modulares (auto transportables) y menor número de cargas asociables.
- Control y comando centralizado, efectuado desde una cabina cerrada.
- El manejo de la tubería y bajada del casing, se efectúa con el top drive.
- Mayor rendimiento operacional.
- Durante las operaciones de enrosque y desenrosque de drill pipes y drill collars, el Power Tong se maneja desde el panel de control.
- Posee circuitos de lodos compactos
- Sistema digital y memoria para registrar los parámetros de perforación (WOB, RPM, SPM, Nivel de Piletas de Lodo, etc.).
- Equipos de control de sólidos de alta tecnología.
- El perforador automático instalado permite aplicar peso sobre la broca en forma constante y uniforme, que incide en una menor tasa de penetración.

b) Diseño de brocas

Se cambió las brocas de 8 ½ triconicas por PDC provistos de cortadores policristalinos de 16 mm., los cortadores son elaborados de diamantes artificiales

y de carburo de tungsteno con las cuales se incrementó las tasas de perforación (pies/hora).

c) Nuevos diseños de BHA

Ante el problema de altas desviaciones en pozos perforados se evaluaron diferentes conjuntos de fondo, siendo el BHA Pendular (60° - 90°) el más usado, reduciendo tiempos de viaje por cambio de BHA en más o menos 9 horas.

d) Motor de fondo: MWD, LWD Y APWD

El uso de esta herramienta permitió romper records en tasa de penetración a nivel internacional y por ende mejores tasas de construcción (pies perforados / día).

e) Equipo de perforación para la fase de superficie

Con el fin de poner el pozo en menor tiempo a producción se realizó la perforación de un proyecto piloto de 10 pozos para la perforación de la base de superficie a 277 pies, logrando reducir en 10 horas la perforación de la fase de producción con el equipo hidráulico.

f) Mejores prácticas de circulación.

1).- Control de pérdidas de circulación.- Uno de los problemas frecuentes que se presenta durante la perforación es la pérdida de circulación ya sea por depletación de formaciones someras debido a la alta producción de pozos cercanos o por inducción, lo que ocasionaba tiempos perdidos. Se estableció un procedimiento para el control de pérdidas de circulación, identificando las zonas de alto riesgo de ocurrencia para tomar las medidas preventivas.

Se optimizaron las concentraciones de los agentes inhibidores, para minimizar los riesgos de inestabilidad de las lutitas y problemas de embolamiento de broca y BHA.

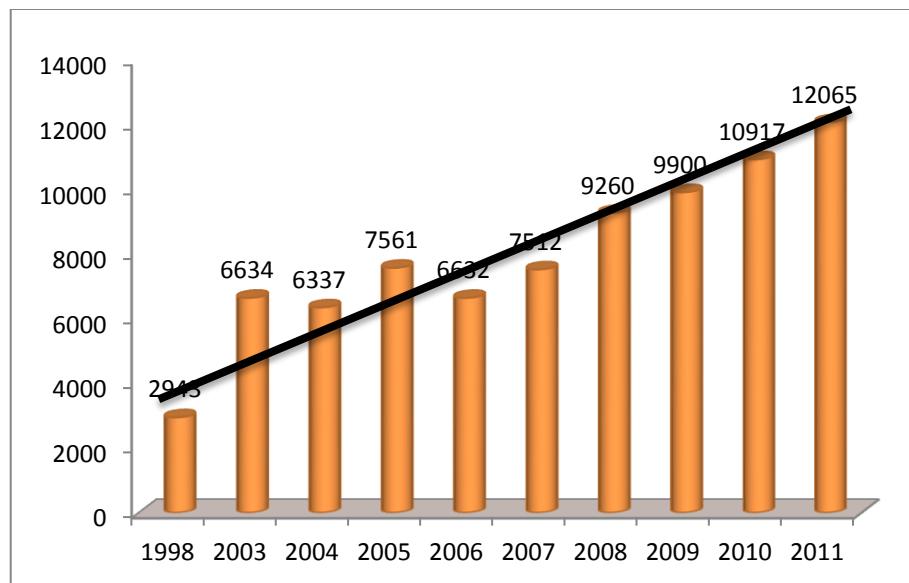
2). Uso del Quick Connector.- Permitted eliminar el tiempo de fragüe del cemento de 6 horas, logrando adelantar la instalación del preventor de reventones.

Con la velocidad de perforación alcanzada, la mejora de la calidad del fluido de perforación, más, la reducción de viajes a superficie por cambio de broca o cambio de conjunto de fondo, tenemos un diámetro de hueco menor, lo que nos da una reducción en volumen de lodo utilizado y volumen de cemento.

g) Mejoras en la terminación.

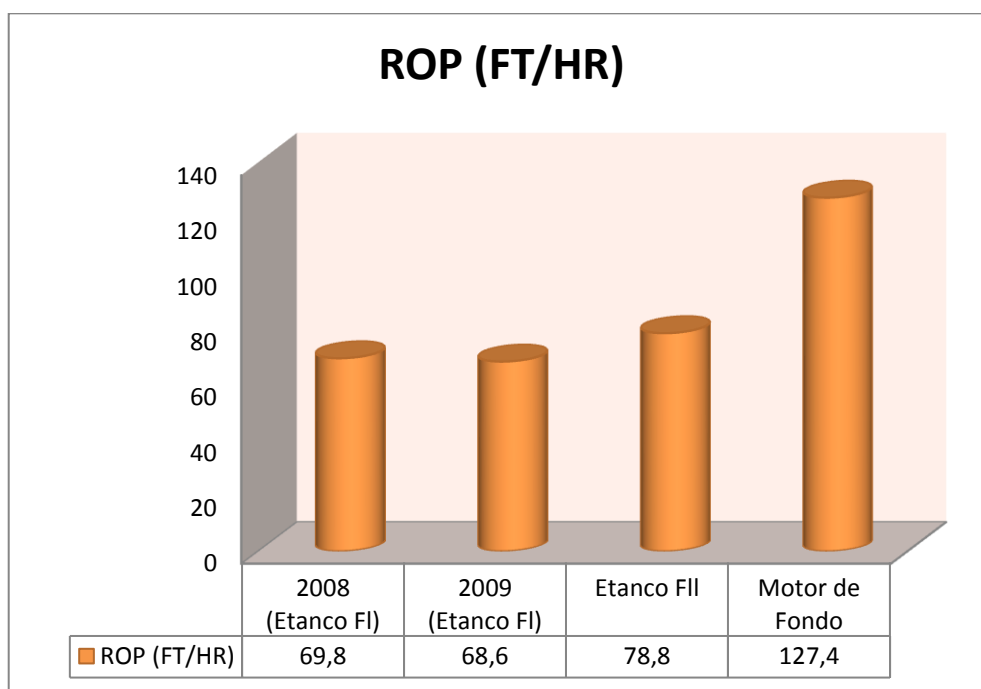
- 1) Utilización de arena nacional 16/30 para objetivos menores a los 200 pies.
- 2) Re-uso de arena de fracturamiento importada en aproximadamente una etapa/pozo
- 3) Uso de tapones tipo WRP (sentado con cable y recuperado con el equipo de Workover) que ha permitido efectuar el mayor número de etapas de fracturamiento hidráulico en operaciones rin less, reduciendo los tiempos de equipo de workover.
- 4) Optimización de los diseños de fracturamiento hidráulico a partir de análisis de declinación de la presión durante el minifrac (Step Rate Test, Flow back, Equilibrium Test)
- 5) Estimación de la gradiente poral a partir de la gradiente de fractura.

GRÁFICO 2.7: EVOLUCIÓN DE LA TASA DE CONSTRUCCIÓN, FASE DE 8 ½" (PIES/DÍA)



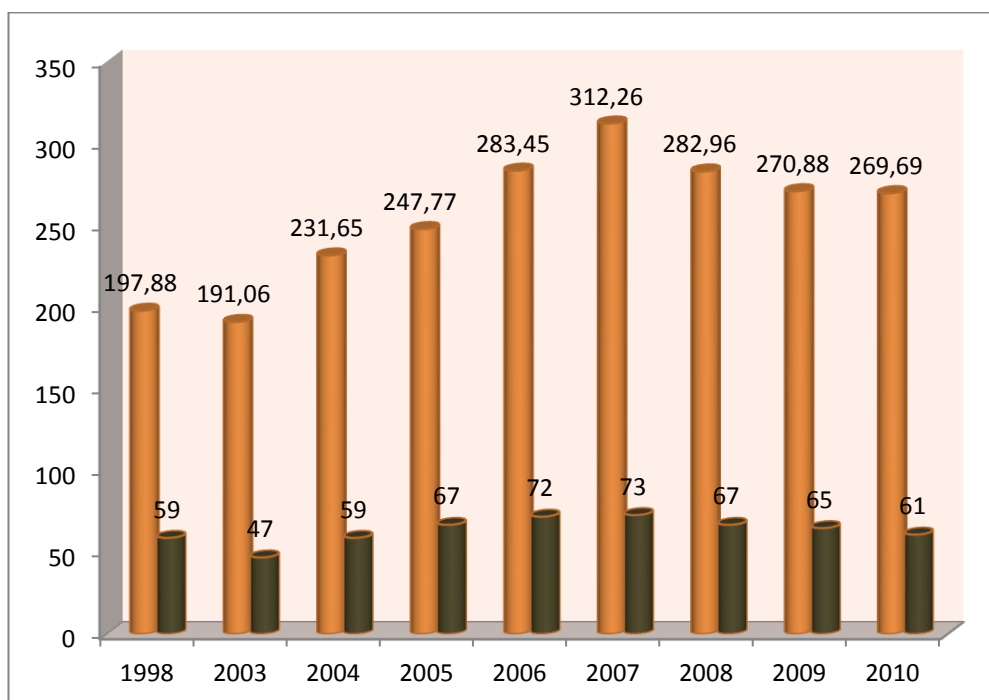
Fuente: Petrobras Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 2.8: LA TASA DE CONSTRUCCIÓN, FASE DE 8 ½" CON MOTOR DE FONDO, LWD (PIES/DIA)



Fuente: Petrobras Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 2.9: COSTO POR PIE PERFORADO, (US\$/PIE)



Fuente: Petrobras / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Resultados.

Los gráficos 2.7, 2.8 y 2.9 muestran el resultado en la incorporación de la nueva tecnología en la perforación de los pozos del Lote X en la cuenca Talara, es un record histórico de indicadores en construcción de pozos (pies perforados por día) y radios de perforación horaria (ROP).

2.1.2.- Descripción geológica y geofísica de la península de Santa Elena

Las rocas de la península de Santa Elena corresponden a dos grupos:

- a. El basamento, conocido en el subsuelo y parece estar representado por un geosinclinal volcánico y es la formación Cayo.

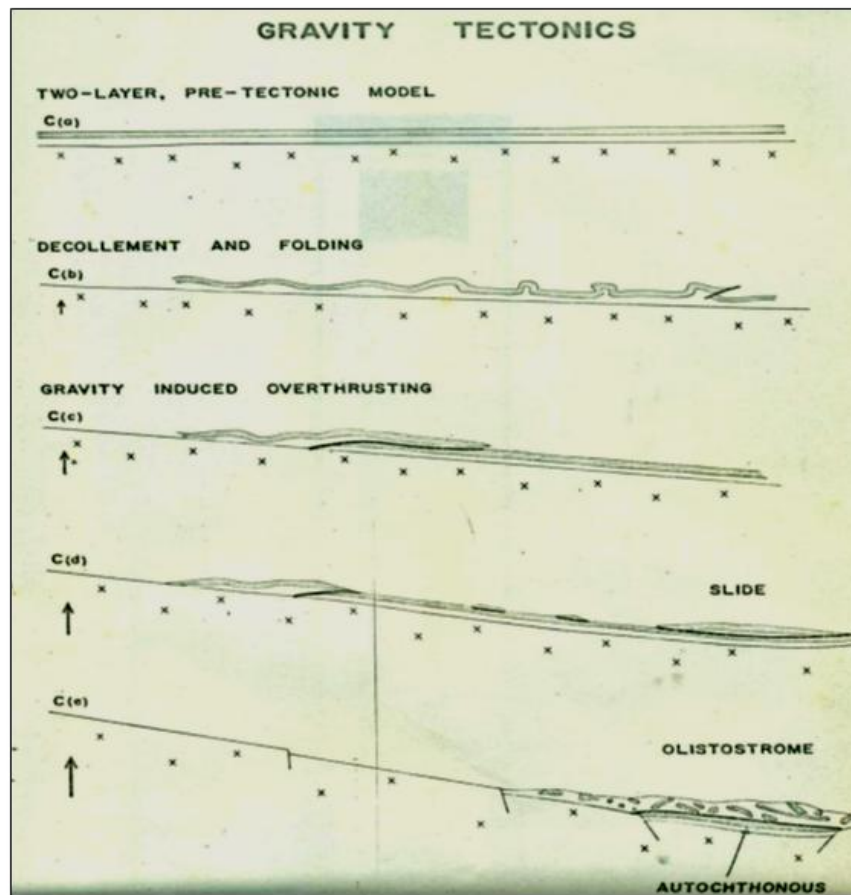
- b. Una secuencia gruesa aloctona que contiene una variedad grande de tipos de roca a partir del Medio al Eoceno Superior en la edad, este paquete se conoce como complejo Olistostromico Santa Elena.

Una pequeña secuencia superior del basamento ha sido penetrada por un número restringido de pozos y la mayor parte de la información sobre esta sección viene de una comparación de la muestras de sub-superficie con afloramientos reales en otra parte.

La mayor parte del informe presente, por lo tanto consiste en una descripción de las unidades que corresponden al Complejo Olistostrómico Santa Elena, seguidas de una cuenta de los yacimientos petrolíferos existentes en la Península y las futuras perspectivas.

Será apreciado que el aspecto completamente caótico individual interno de los olistostromas excluya reconocimiento de cualquier tendencia principal estructural en áreas geológicamente convencionales.

GRÁFICO 2.10: MOVIMIENTO LATERAL DE ROCAS



Fuente: Pacifpetrol S.A.

El concepto de tectónica de gravedad es el campo de gravedad de la tierra que causa el movimiento lateral de rocas abajo un substrato inclinado. Así, las masas unidas son disarmónicas en lo que concierne a su substrato alóctono (Ver gráfico 2.10).

2.1.2.1.- Dimensiones

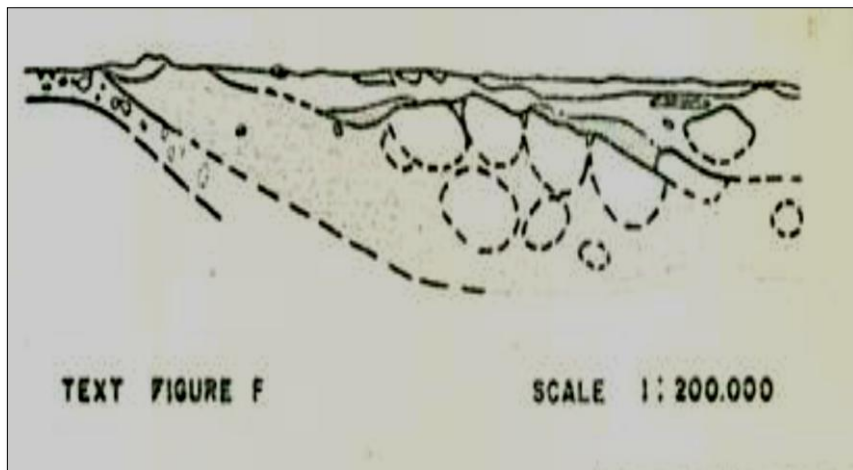
Olistolito

El tamaño del olistolito observado más grande aparece ser una losa de Atlanta con afloramiento al sudoeste de Zapotal y mide 6 km, de largo y es al menos 1 km de espesor. Es afectado por fallas, pero es, en general, bastante coherente.

Olistostromas

Sólo un olistostroma puede satisfactoriamente ser aislado y estudiado en el Complejo Olistostromico Santa Elena esto es El Azúcar. En la Península, el Olistostroma El Azúcar tiene una área de 72 kilómetros por 40 kilómetros por lo que se extiende fuera del área de la Península, pero da la impresión de ser más delgado y de haber perdido su continuidad. En la Península, el espesor máximo de El Azúcar es del orden de 3 kilómetros (Ver gráfico 2.11).

GRÁFICO 2.11: EL AZÚCAR

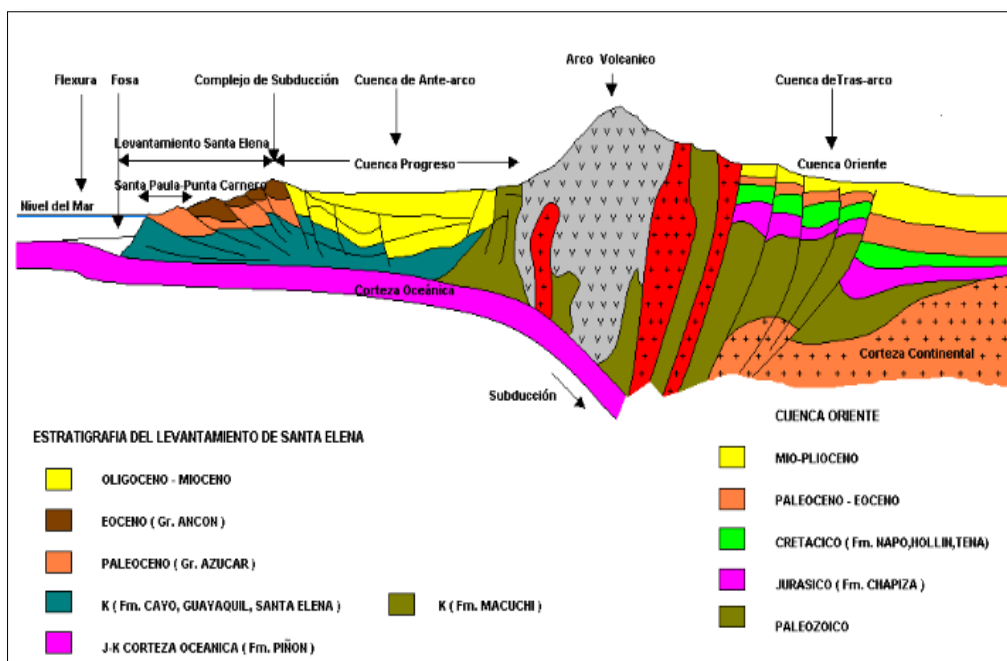


Fuente: Pacifpetrol S.A.

2.2.2.2.- Análisis estructural

El alto de Santa Elena se caracteriza por presentar un estilo estructural sumamente complejo, producto de la deformación polifásica, que afecta a la cobertura sedimentaria Cretácico-Terciaria. En función de los rasgos presentes determinados por la interpretación de líneas sísmicas y pozos, los elementos estructurales principales corresponden a una tectónica de desplazamiento de rumbo (*strike slip tectonics*) caracterizada por el desarrollo de patrones de fracturas complejos.

GRÁFICO 2.12: SECCIÓN REGIONAL TRANSVERSAL



Fuente: Pacifpetrol S.A.

En el mapa estructural al tope de la Fm. Atlanta se pueden evidenciar los siguientes rasgos diagnósticos propios de dicho estilo estructural:

- Las intersecciones de los planos de falla secundarias respecto a los lineamientos estructurales principales varían de alto ángulo a muy bajo ángulo.
- Las fallas producen fajas estrechas con pliegues en “*échelon*” y pequeños bloques fallados de características locales como consecuencia de problemas de espacio. También se producen fallas con cambios de vergencia “en tijera”, con cambio en la magnitud y sentido del rechazo a lo largo del rumbo de las fallas. Los pliegues son muy apretados, de radio de curvatura muy alto, afectados por fallas longitudinales ambos lados del pliegue.
- Algunos anticlinales son fuertemente asimétricos, afectados por fallas secundarias en la línea de charnela (Por ej. Tigre), con unos de sus flancos posiblemente recumbente.

- Los pliegues se disponen a ambos lados de las fallas maestras, presentando cambios en la vergencia de los mismos.
- También es característica la presencia de bloques levantados “*pop up’s*”, limitados por fallas, que presentan en planta geometrías triangulares a elongadas, de límites redondeados (Alto de Certeza, Prospecto Ascensión). Generalmente estos bloques levantados se encuentran aislados en corredores de fallas en zona de deformación por cizalla.
- Asociada a los bloques levantados del punto anterior se encuentran depresiones elongadas y estrechas (“*paired uplift and basins*”).

En secciones sísmicas se pueden apreciar los siguientes rasgos característicos:

- Estructuras en “Flor”, tipo positivas, que presentan raíz en el basamento Cretácico. Producto de un dominio convergente transpresivo. Con fallas de alto ángulo, subverticales, las que presentan un desplazamiento inverso dominante, y divergen hacia arriba desde una zona principal de desplazamiento de rumbo. En planta muestran ramificaciones complejas de varios órdenes.
- Debido al movimiento lateral entre bloques y al alabeo del plano de falla subverticales, una misma falla puede tener un carácter de falla inversa en una sección sísmica dada y de falla normal en otra sección.
- Zonas con ausencia de información sísmica debido a estructuras internas de gran complejidad en cercanías de fallas principales, o por intenso tectonismo.
- Variación de la magnitud del rechazo en una misma falla, para distintas unidades estratigráficas, denotando actividad tectónica sin sedimentaria.

Los movimientos de transcurrencia producen también efectos notables en la estratigrafía y sedimentación como ser:

- Zonas sobre elevadas, con predominio de procesos erosivos muy cercanos a zonas tectónicamente deprimidas que han servido como receptoras de grandes

espesores de sedimentos, en especial en aquellos casos que la sedimentación ha sido sintectónica (P ej. Fm. Passage Beds).

- Variaciones abruptas de espesor y facies dentro de una misma unidad estratigráfica a ambos lados de la falla (P Ej. Fm Atlanta, Fm Passage Beds).

2.1.2.3.- Descripción general del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, Santa Elena, Ecuador

El campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, comienza su actividad petrolera desde hace 100 años, con una explotación dada anteriormente por algunas compañías petroleras que cronológicamente se las nombran a continuación:

La compañía inglesa Anglo Ecuadorean Oilfields Ltda., que empieza el desarrollo del campo, perforando el primer pozo ANC-1, con una profundidad total de 2116 pies en el año 1911, cerca de Anconcito.

Después se descubrieron otros campos en las áreas del norte y oeste de la Península, los que fueron dados en concesión por el Estado a las compañías petroleras Ecuadorean Oil Fields Ltda., Manabí Exploration Company Inc., y Carolina Oil Company.

Luego la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), tomo el control de los campos Petroleros de la península de Santa Elena, campos que incluía a los de Carmela y Matilde.

Posteriormente, el 26 de septiembre de 1989, se reemplazó a CEPE por PETROECUADOR, quien continuaba con el mando de los campos de la Península.

El Estado entrega la concesión del bloque de la península de Santa Elena a la Escuela superior Politécnica del Litoral (ESPOL), institución que lo identifica oficialmente como campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, entonces, desde aquella fecha se lo conoce así. La ESPOL en consorcio con la operadora argentina

Compañía General de Combustibles C.A. (C.G.C) desde el 1 de mayo de 1996 explotaba el Campo.

Actualmente, este Campo es explotado y operado por la compañía PACIFPETROL S.A. El personal que conformaba el departamento geológico de la primera Compañía que perforó los campos de la península de Santa Elena correlacionaron bajo criterios paleontológicos y de secuencia lito-estratigráfica las rocas de Ancón con las de Monteverde y observaron que existía una similitud muy cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas.

Esto ayudó a determinar que la roca madre es el miembro Guayaquil de la formación Atlanta que corresponde a la edad del Paleoceno y ésta constituye el principal reservorio del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

El grupo Ancón del Eoceno Medio, en el área de Ancón excede a la formación Atlanta; este hecho y otros, como la composición mineralógica Atlanta, han llevado a considerar que esta formación pertenece a un bloque alófono que pudo haber sido transportado, desde el sur hasta la posición actual, por consecuencia de algún fenómeno de sobre corrimiento durante la fase tectónica del Eoceno inferior.

2.1.2.3.1.- Ubicación geográfica

El conjunto de las formaciones denominadas en general como campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, se encuentra ubicado en la península de Santa Elena a una distancia de 120 km de la ciudad de Guayaquil, Guayas.

La superficie total que cubre el campo es de 1200 km², cuya división en áreas de producción y cuyas coordenadas UTM y geográficas se detallan en los cuadros: en 2.1; 2.2 y 2.3.

CUADRO 2.1: CLASIFICACIÓN DE ÁREAS DEL CAMPO

ÁREAS	KILÓMETROS
Áreas productoras	80,23 Km ²
Áreas sin producir (Tierra)	603,99 Km ²
Mar afuera Norte (Salinas)	60,32 Km ²
Mar afuera Sur (Ancón)	455,46 Km ²
Superficie total	1.200 Km ²

Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

El área correspondiente al campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, está limitada por los siguientes puntos en coordenadas UTM como se muestra en el cuadro 2.2:

CUADRO 2.2: COORDENADAS UTM DEL CAMPO

LATITUD NORTE	LONGITUD ESTE
N9°751.000	E515.000
N9°747.000	E515.000
N9°747.000	E517.000
N9°751.000	E517.000

Fuente: José Luis García Jara, 2006 /. Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Y en coordenadas geográficas según el cuadro 2.3 son:

CUADRO 2.3: COORDENADAS GEOGRÁFICAS DEL CAMPO

LATITUD SUR	LONGITUD OESTE
2°15'8.11"	80°51'53".51"
2°17'17.8"	80°51'53".51"
2°17'17.8"	80°50'48".65"
2°15'8.11"	80°51'48".65"

Fuente: José Luis García Jara, 2006 /. Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

2.1.2.3.2. Geología, Estratigrafía y Litología

Geología

Para realizar la descripción geológica del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, se clasificó a las rocas de la península de Santa Elena en dos grupos: El basamento y una secuencia gruesa alóctona que contiene una variedad grande de tipos de roca, información que se encuentra en el ítem 2.12 de la presente tesis.

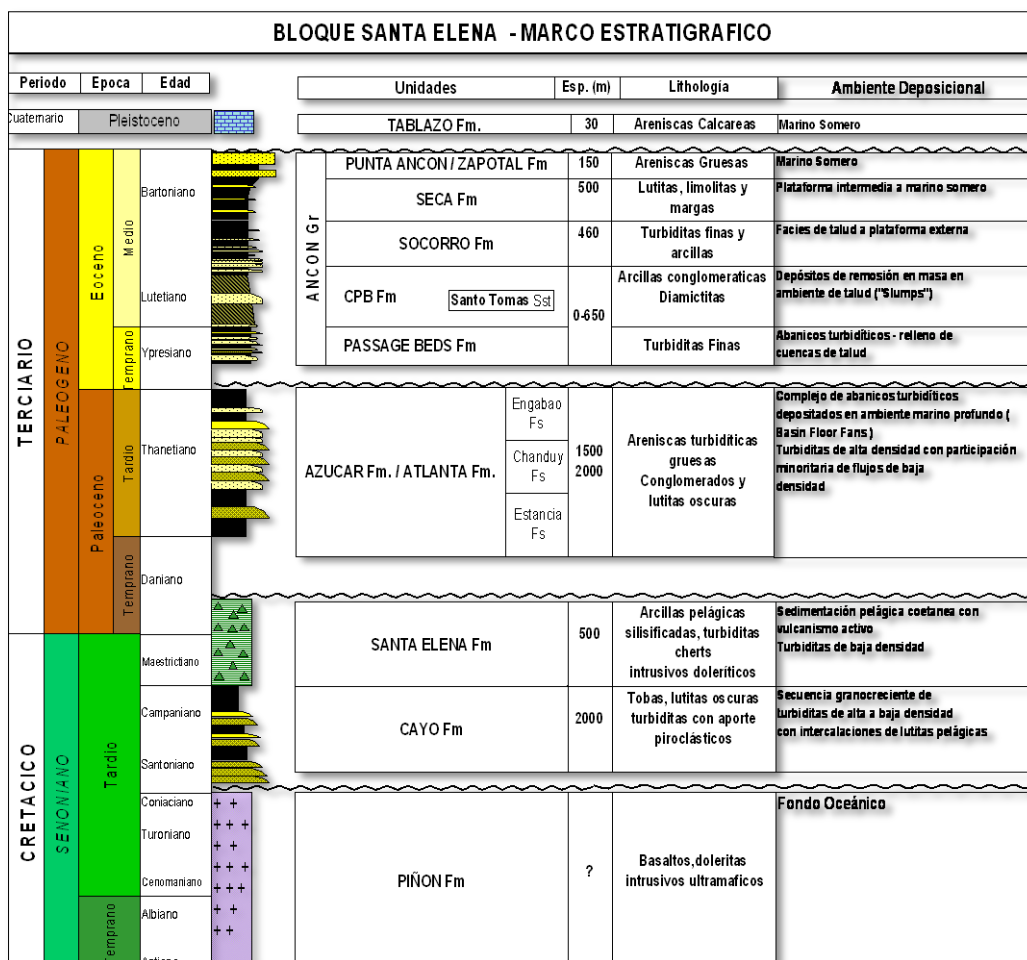
Estratigrafía y litología

La estratigrafía junto con la litología de las formaciones que conforman el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, se describe mediante el gráfico 2.13 donde se muestra la edad de los yacimientos que van desde el Cretácico y otras están en la edad del Terciario.

La zonificación de las formaciones productoras, mediante distribución de reservorios es la siguiente:

- Fms. Azúcar / Santa Elena
- Fm. Atlanta
- Morrillo (Fm Socorro)
- Grupo Ancón (Socorro /CPB / Sto. Tomás / PB / Atlanta)

GRÁFICO 2.13: COLUMNA ESTATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA



Fuente: Pacifpetrol S.A.

Características petrofísicas

El Campo tiene algunas formaciones mencionadas precedente, en el cuadro 2.4 se analiza las propiedades de las rocas de cada formación; propiedades como: porosidad (ϕ), permeabilidad (k), saturación de agua (S_w), peso específico expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), ésta escala es llamada densidad API, o comúnmente $^{\circ}$ API y el factor volumétrico de petróleo (β_o), en relación al factor volumétrico a condiciones del yacimiento (β_y), sobre el factor volumétrico a condiciones naturales (β_n), ($\beta_o = \beta_y / \beta_n$), de cada una de las formaciones que comprenden el Campo; es decir:

CUADRO 2.4: CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO

FORMACIÓN	ϕ	K (md)	Sw	°API	$\beta_o (\beta_y / \beta_n)$
Socorro	0,250	82	0,45	36,8	1.200
CPB	0,100	55	0,50	39	1.200
Santo Tomas	0,110	6	0,64	38,8	1.200
Passage Beds	0,075	5	0,64	39	1.200
Atlanta	0,100	3	0,64	40	1.200
Santa Elena	0,110	7.7	0,60	33,6	1.200

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

2.1.2.3.3 Formaciones productoras

En esta sección del capítulo se describen las formaciones productoras de petróleo, sus características principales con los datos de estudios realizados en los Campos. Las principales formaciones del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se mencionan a continuación:

- **Formación Socorro.-** La formación Socorro está constituida en su litología por intercalaciones de arcillolitas, limolitas y areniscas. Su medio de depositación es en la plataforma marina por medio de depósitos turbidíticos de baja densidad. Datos de septiembre del 2010 de estadísticas realizadas por la empresa Pacifpetrol S.A. indican que la producción de la formación Socorro representa un 30,43% con respecto a la producción total del Campo. Sus reservas totales son 33,47 MMBls.
- **Formación Atlanta.-** La formación Atlanta está constituida en su litología por areniscas turbidíticas de grano fino a grueso, conglomerados y lutitas. Su medio de depositación es en los abanicos submarinos; turbiditos de alta densidad. La producción de la formación Atlanta representa el 47,67% en referencia a la producción total del Campo y sus reservas totales son 73,53 MMBls.

- **Formación Santa Elena.-**La formación Santa Elena está constituida en su litología por lutitas silicificadas, areniscas turbidíticas de grano fino a medio y tobas. Su medio de depositación fue la llanura abisal en el abanico submarino distal. La producción de la formación Santa Elena representa el 10,07% de la producción total del Campo y sus reservas totales son 6,43 MMBls.

- **Formación Passage Beds.-** La formación Passage Beds está constituida en su litología por intercalaciones de areniscas turbidíticas de grano fino a medio y lutitas. Su medio de depositación es en los abanicos submarinos, turbiditas de baja densidad. La producción de la formación Passage Beds representa el 2,42% de la producción total del Campo y sus reservas totales son 2,42 MMBls.

- **Formación Clay Pebbles Beds.-** La formación CPB está constituida en su litología por arcillolitas, limolitas y areniscas. Su medio de depositación es en el talud, deslizamientos y canales de relleno.La producción de esta formación representa el 3,19% de la producción total del Campo y sus reservas totales son 2,33 MMBls.

2.1.2.3.4 Reservas

Las reservas son volúmenes o cantidades de hidrocarburos en estado líquido o gas natural, que se estiman se pueden recuperar de manera comercial en acumulaciones ya conocidas a una fecha futura. Para determinar una reserva se involucra la incertidumbre al descifrar los datos obtenidos mediante estudios que indican la presencia de reservas.

La clasificación de las reservas, según el grado de incertidumbre, es: reservas probadas, posibles, probables y remanentes. A continuación conceptualizaremos cada uno de estos términos.

- **Reservas Probadas.-** Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos asociados que se han estimado mediante una razonable certeza, dada por, el análisis de los datos de estudios geológicos; estas reservas serán recuperables comercialmente, de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada y bajo las condiciones económicas del momento, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas además pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

- **Reservas probables.-** Las reservas probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a formaciones conocidas. Tienen un grado menor de certeza que las reservas probadas, de ahí que también son conocidas como reservas no probadas ya que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas.

- **Reservas posibles.-** Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas; estas reservas, según el análisis de los datos geológicos e ingeniería, son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables.

Mediante el cuadro 2.5 indicamos los datos del último estudio realizado para cuantificar las reservas que posee el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, en sus diferentes zonas, con corte al 31 de diciembre del 2009.

CUADRO 2.5: CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES DE HIDROCARBUROS						
RED RALPH E.DAVIS ASSOCIATES, INC. (31 DE DICIEMBRE DEL 2009)						
TIPO DE RESERVA		ZONA	Petróleo (Mbbbl)	GNL (Mbbbl)	Gas (MMcf)	
RESERVAS PROBADAS	Desarrolladas	Centro-Oeste	826		637	
		Centro-Este	711		1.475	
		Sur	621		913	
		Norte	305		454	
		NGL PDP		126		
	Total de Reservas Desarrolladas			2.463	126	3.749
	No desarrolladas	WKO Zona 67	107		263	
		5 WKO Tigre	70		172	
		WKO Sta. Paula	16		24	
		WKO Zona 73/71/65/Sur	48		37	
		NGLPUD		53		
Total de Reservas No Desarrolladas			241	53	496	
Total de Reservas Probadas			2.704	180	4.245	
Reservas Probables	Piloto Inyección de Gas	4		6		
	IOD Projet PROB	7		17		
	Trasvaal/Creatacico	670				
	WKO Zona 73/71/65/74/Sur	57		44		
Total de Reservas Probables			739		68	
Reservas Posibles	IOD PROJECT POS	22		54		
	Gas Inyection POS	25		37		
TOTAL DE RESERVAS POSIBLES			46		91	
TOTAL DE RESERVAS			3.489	180	4.404	

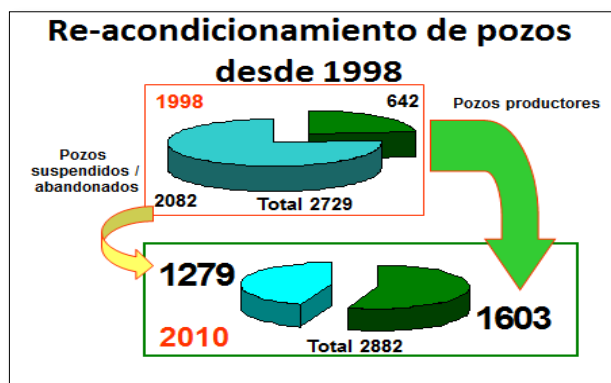
Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

2.1.2.3.5 Estado actual del campo

Describiendo el estado actual del Campo en estudio, consideraremos las operaciones realizadas por la compañía PACIFPETROL S.A.; ya que, es la que actualmente está operando en el lugar mencionado.

En un resumen, la compañía Pacifpetrol entre los años 1998 – 2004 junto con la empresa CGC perforó 19 pozos con un resultado de 279.770 barriles. También realizaron sísmica a 490 Km y sísmica 3D a 30 Km². Actualmente ha realizado reacondicionamiento a más de 1.000 pozos, como consecuencia, ha aumentado el número de pozos productores, según se indica en el gráfico 2.14:

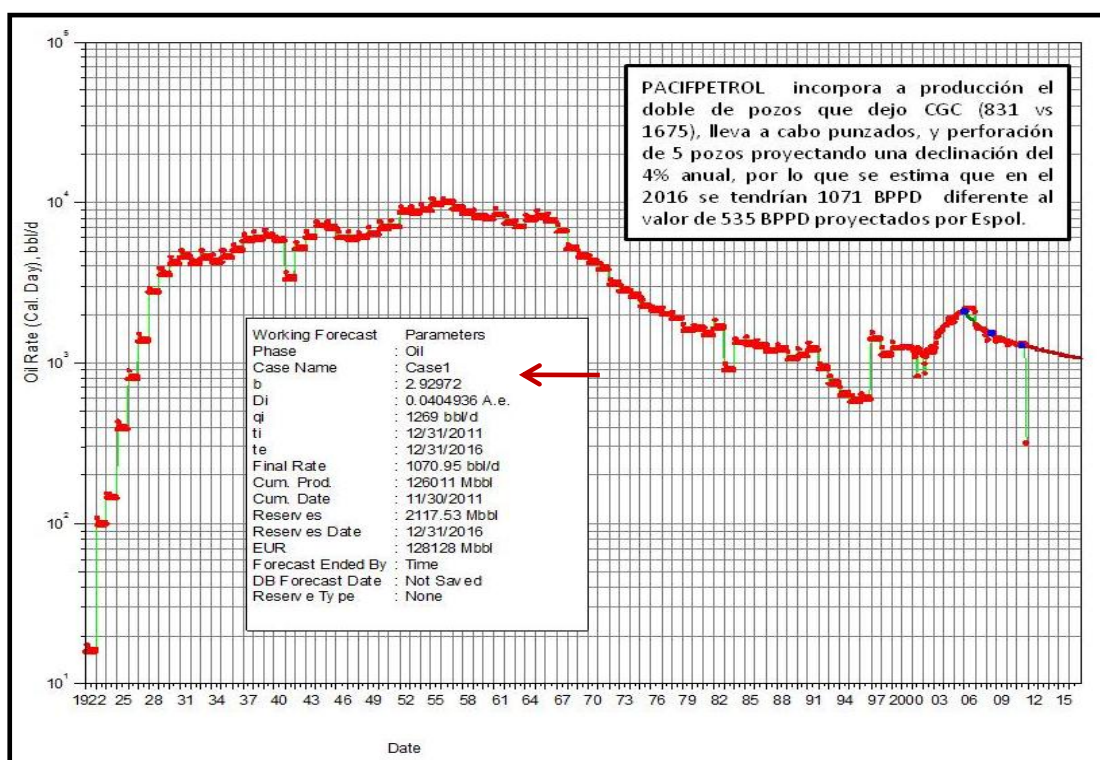
GRÁFICO 2.14: ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PERFORADOS



Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Los pozos que actualmente son productores están siendo explotados por la compañía PACIFPETROL mediante diferentes mecanismos. El 15% corresponden a Swab, 18% a Balancín Mecánico y el 67% a Herramienta Local. A continuación se muestra el gráfico 2.15 que indica la producción a enero de 2012 por sistema de levantamiento artificial.

GRÁFICO 2.15: DECLINACIÓN DURANTE EL TIEMPO DE OPERACIONES, (2002-2011).



Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

El cuadro 2.6 y el gráfico 2.14 se muestra la declinación promedio del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

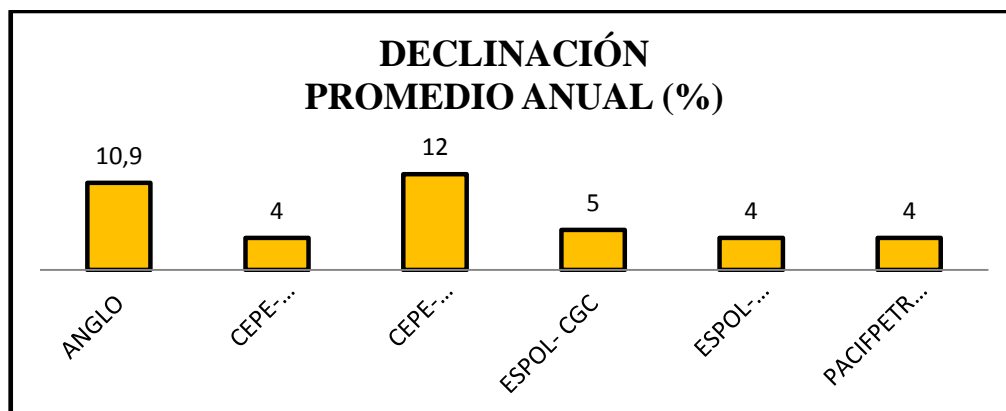
CUADRO 2.6: DECLINACIÓN PROMEDIO

COMPAÑÍA	AÑOS	DECLINACIÓN PROMEDIO ANUAL (%)	DECLINACION PROMEDIO MENSUAL (%)
ANGLO	1965-1976	10,9	0,790
CEPE-PETROPRODUCCION	1976-1989	4	0,333
CEPE-PETROPRODUCCION	1989-1996	12	1,000
ESPOL- CGC	1996-2002	5	0,417
ESPOL- PACIFPETROL	2002-2011	4	0,333
PACIFPETROL	2016	4	0,333

La declinación de 4% hasta el 2016 se considera siempre que se realicen trabajos que permitan sostener la producción para mantener esta tendencia.

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 2.16: DECLINACIÓN PROMEDIO



Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Debe considerarse que la proyección hasta el 2016 está realizada desde enero del 2011.

A partir del 2010 se han concretado trabajos como: pescas, achiques, limpieza mecánica, entre otros; trabajo que han permitido mantener la producción, por lo

que la declinación no ha sido tan alta. A continuación se presentan dos tablas que muestran algunos trabajos realizados.

La compañía PACIFPETROL S.A., en el año 2010, ha realizado diferentes trabajos en los diferentes pozos con la finalidad de mantener o, en lo posible, aumentar la producción de BPPD, en efecto, obtuvo un incremento total del 34,96% como se muestra en el cuadro 2.7; el cuadro 2.8, a su vez, muestra los trabajos realizados en el año 2011.

CUADRO 2.7: RESUMEN DE TRABAJOS REALIZADOS, 2010

POZO	TRABAJO REALIZADO	FECHA	SISTEMA ANTERIOR	BPPD ANTES	SISTEMA ACTUAL	BPPD ACTUAL	INCREMENTO (BPPD)
ANC0437	TRAT. PARAFÍNICO	FEBRERO	BM	7	BM	10	3
ANC0110	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0,07	PT	1	1
ANC0315	PESCAR	MARZO	PT	3	BM	3	3
ANC0426	ACHIQUE	MAYO	HL	0,05	HL	1	1
ANC0004	ANTI-PARAFINICO	JULIO	BM	9	BM	9,5	0,5
ANC0506*	LIMPIEZA MECÁNICA	AGOSTO	PT	0	HL	0,1	0,1
ANC1218*	REHABILITACIÓN	MAYO	PT	0	HL	7	7
	LIMPIEZA MECÁNICA	AGOSTA	HL	7	SW	12	5
ANC022*	PESCA	SEPTIEMBRE	PT	0	SW	2	2
ANC1645	LIMPIEZA MECÁNICA.	JUNIO	HL	0,02	BM	1	0,98
ANC0984	ACHIQUE	JULIO	HL	0,63	SW	3	2,38
ANC0911	ACHIQUE	JULIO	HL	0,07	BM	0,5	0,43
ANC1086	ACHIQUE	AGOSTO	PT	0	SW	1,5	1,5
ANC1265	LIMPIEZA MECÁNICA.	ENERO	SW	0,45	SW	3,02	2,57
ANC1677	CAMBIO DE SISTEMA.	NOVIEMBRE	SW	2	HL	3	1
ANC1908	ACHIQUE	NOVIEMBRE	HL	0,5	BM	4	3,5
						TOTAL INCREMENTO	34,96

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 2.8: TRABAJOS REALIZADOS, 2011

TRABAJOS REALIZADOS 2011							
POZO	TRABAJO REALIZADO	MES	SISTEMA ANTERIOR	BPPD ANTES	SISTEMA ACTUAL	BPPD ACTUAL	PRODUCCIÓN ADICIONAL ACUMULADA ARCH (BLS)
ANC1150	PASAR OBSTRUCCIÓN	ENERO	PT	0,00	SW	3,00	1.157,92
ANC0726	ACHIQUE	ENERO	HL	0,00	SW	0,50	242,34
ANC0746	PASAR OBSTRUCCION	FEBRERO	PT	0,00	SW	0,50	213,69
CAU0018	BELEO	MAYO	HL	1,00	HL	2,00	228,37
ANC1732	PASAR OBSTRUCCION	JUNIO	PT	0,00	SW	2,00	423,38
ANC1760	PASAR OBSTRUCCION	AGOSTO	PT	0,00	BM	8,00	1.317,68
ANC1756	TENSIONAR	OCTUBRE	PT	0,00	SW	3,00	87,25
SPA0244	TENSIONAR	OCTUBRE	PT	0,00	FY	8,00	500,93
ANC0315	PASAR OBSTRUCCION	MARZO	PT	0,00	BM	3,00	441,97
ANC0110	ACHIQUE	MARZO	HL	0,00	HL	0,50	65,00
ANC0426	ACHIQUE	JUNIO	HL	0,00	HL	0,50	49,49
ANC1930	FLUYENTE	ABRIL	PT	0,00	FL	0,25	23,50
ANC0504	TRATAMIENTO ANTIPARAFINICO (MANTENIMIENTO)	JUNIO	BM	30,00	BM	30,00	51,66
ANC0582	LIMPIEZA MECANICA	NOVIEMBRE	PT	0,00	SW	4,0	42,80
ANC0437	OPTIMIZACIÓN FACILIDADES	NOVIEMBRE	BM	6,00	BM	13,00	76,32
ANC1253	LIMPIEZA MECANICA	ABRIL	BM	5,00	BM	4,00	37,11
TIGRE	IOD	APLICADO HASTA SEPTIEMBRE					1.043,00
ANC1783	LIMPIEZA MECÁNICA.	ENERO	HL	1,00	BM	1,33	153,89
ANC1982	LIMPIEZA MECÁNICA.	FEBRERO	SW	0,04	BM	2,5	572,78
ANC1814	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0,25	HL	1,00	398,01
ANC1812	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0,07	BM	2,00	973,39
ANC1967	LIMPIEZA MECÁNICA.	ABRIL	HL	1,00	BM	5,00	2.361,19
ANC1712	ACHIQUE	JUNIO	PT	0,00	BM	3,00	1.028,78
ANCDD03	LIMPIEZA MECÁNICA..	JULIO	PT	0,00	FL	8,00	1.410,91
ANC1993	LIMPIEZA MECÁNICA..	AGOSTO	PT	0,00	SW	3,00	588,26
ANC1140	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	PT	0,00	HL	0,09	9,15
ANC1004	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	PT	0,00	HL	0,07	7,01
ANC1622	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	HL	2,00	BM	3,00	70,00
ANC1670	ACHIQUE	NOVIEMBRE	HL	2,00	BM	4,00	138,83
TOTAL BPPD						32,99	1.3714,61

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

El cuadro 2.9 describe: los diferentes sistemas de levantamiento artificial, y la producción total en bbls obtenidos, su promedio de producción por sistema y el porcentaje que representa a la producción total del Campo.

CUADRO 2.9: PRODUCCIÓN EN BARRILES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO

PRODUCCIÓN POR SISTEMA	BM	FY	GL	HL	PL	SW	TOTAL
Total MES (BLS)	1.9624,16	456,51	87,45	9.431,24	229,80	9.486,13	39.315,29
Promedio por sistema.	633,04	14,73	2,82	304,23	7,41	306,00	1.268,24
% Producción por sistema	49,91	1,16	0,22	23,99	0,58	24,13	100,00
Sistemas	280	7	2	961	3	257	1.510

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

También se muestra en el cuadro 2.10 el detalle de la producción por zona:

CUADRO 2.10: PRODUCCIÓN EN BARRILES DE LAS DIFERENTES ZONAS

PRODUCCION POR ZONA	CENTRAL	NORTE	SUR	TOTAL
Total MES (BLS)	15.389,07	13.310,77	10.615,44	39.315,29
Promedio por zona	496,42	429,38	342,43	1.268,24
% Producción por zona	39,14	33,86	27,00	100,00
Total de productivos por zonas.	497	448	565	

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

En los pozos del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, Santa Elena, Ecuador, se utiliza la perforación vertical convencional. La perforación vertical es la ciencia

de dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria hasta un objetivo subterráneo localizado a una profundidad dada.

Un pozo es vertical cuando está en posición recta, desde la superficie hasta donde se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada, con posibilidades de contener petróleo. Sin embargo, siempre existirá un grado de inclinación que dependerá de diferentes factores, tales como la dureza de las capas rocosas y las propiedades de los fluidos de perforación, entre otros.

En el siguiente capítulo describiremos las instrucciones y procedimientos, que sirven como guía a las diferentes etapas consideradas en la perforación del pozo.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1.- Etapas consideradas en la perforación del pozo.

Cuando se perfora un pozo de petróleo se realiza un programa de perforación, el mismo que es aprobado por el ente gubernamental respectivo; en este caso, por la Agencia Nacional de Regulación y Control Hidrocarburífero; dicho programa está constituido por instrucciones y procedimientos, que sirven como guía a los diferentes operadores en la ejecución de cada una de las etapas consideradas en la totalidad de la perforación del pozo, desde su inicio hasta el final, incorporando las normas y regulaciones de seguridad ambiental e industrial.

3.1.1.- Procedimiento de perforación

El procedimiento de la perforación es la parte más importante del plan de desarrollo respectivo, dado que, de manera pormenorizada, quedan implantados los procedimientos a seguirse durante todas las fases consideradas en la perforación de un pozo.

En cada fase se establecen: técnicas, herramientas, compañías de servicios responsables y procedimientos a seguirse durante la operación correspondiente.

Según las condiciones del yacimiento los procedimientos y elementos respectivos dependen de la trayectoria del pozo, para nuestro caso de estudio analizaremos la perforación vertical de un pozo.

3.1.2.- Programa de fluidos de perforación

El fluido de perforación o también llamado lodo, que puede ser una mezcla líquida o gaseosa, circula dentro del hoyo para desempeñar una serie de funciones vitales durante el proceso de perforación.

Las propiedades del lodo deben ser determinadas por distintos ensayos, es responsabilidad del Ingeniero de lodo; por tanto, debe comparar las propiedades de entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes pertinentes, de ser necesario, el especialista de lodo es, dentro del equipo de trabajo de un taladro de perforación, uno de los más importantes. Las mejoras que se han realizado en los sistemas de lodo de perforación han contribuido a la reducción de costos, seguridad y ambiente en la perforación de los pozos.

Dado que el fluido de perforación es considerado la sangre del pozo, podemos establecerlo como elemento de control primario de dichas operaciones y que la optimización de todas sus propiedades garantizará el cumplimiento de todas sus funciones.

Cabe recalcar que esta parte del trabajo de investigación es de considerable importancia, dado que el fluido de perforación es apreciado como la sangre del pozo, podemos establecerlo como el control primario de dichas operaciones y que la optimización de todas sus propiedades garantizarán el cumplimiento de todas sus funciones, puesto que, una mala formulación del mismo puede provocar muchos problemas, tales como: la de fricción en la sarta, mal funcionamiento de la broca, mala limpieza del hoyo y si este es muy pesado, daño a la formación. Tomando en cuenta estos aspectos definimos, la base teórica del lodo de perforación, para seleccionar el más adecuado.

El programa de fluidos de perforación debe establecer propiedades geológicas y los temas más importantes del lodo de perforación como: manuales, instrucciones del reporte diario, equipos, materiales, químicos requeridos, propiedades y formulaciones.

3.1.2.1.- Características de los fluidos

El lodo de perforación debe cumplir con las siguientes características:

- No debe ser tóxico; es decir, debe ser, ambientalmente, amigable.
- No debe ser corrosivo, ni inflamable; pero, sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales.
- Debe ser estable a las temperaturas.
- Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones.
- Debe ser inmune al desarrollo de bacterias.
- No debe causar daño a las formaciones.
- No debe causar erosión a los equipos de superficie y tubulares en el hoyo.

El lodo cumple con varias funciones, las cuales benefician de una manera directa a la optimización de los parámetros hidráulicos y mecánicos utilizados durante el proceso de perforación. A continuación mencionaremos y analizaremos algunos de ellos:

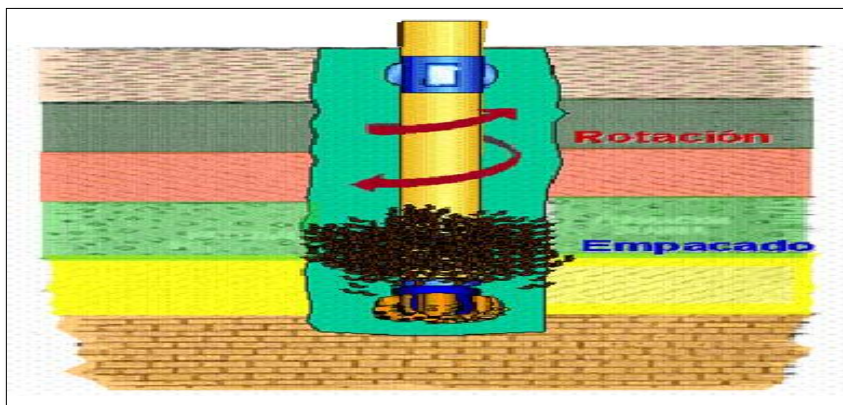
- **Suspender las partículas**

Cuando por diferentes motivos se debe detener la perforación, los ripios suspendidos en el lodo pueden caer en el fondo del hoyo, estancando a la mecha.

El lodo de perforación debe estar diseñado para evitar que los sólidos decanten.

Cuando el lodo se detiene, se forma un gel que mantiene en suspensión los ripios y para cuando el lodo fluye, nuevamente, este vuelve a su estado anterior, es decir, en forma líquida (Ver gráfico 3.1).

GRÁFICO 3.1: SUSPENDER LAS PARTÍCULAS

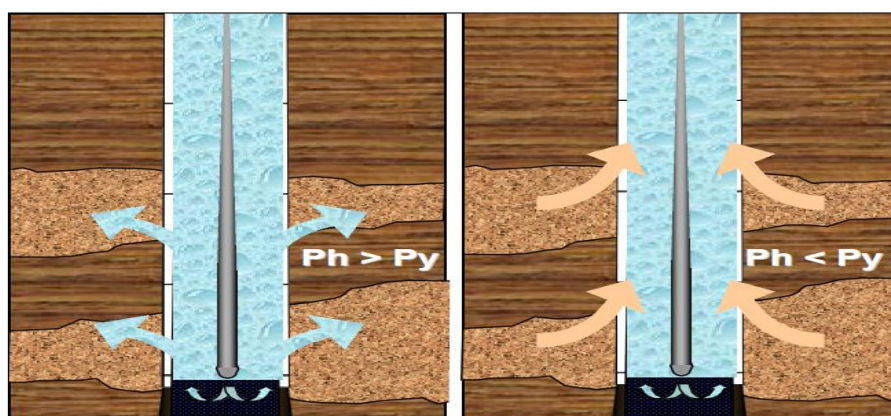


Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Control de presiones de fondo**

Esta función de los lodos de perforación es de suma relevancia, porque el lodo debe de alcanzar un equilibrio apropiado en el que, la presión de fluido de perforación contra las paredes del hoyo, sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones y el petróleo o gas, y no permitir que éstas, se deslicen hacia la superficie; mas aún, no debe exceder a la misma para que no emerja y dañe el pozo (Ver gráfico 3.2).

GRÁFICO 3.2: CONTROL DE PRESIONES DE FONDO

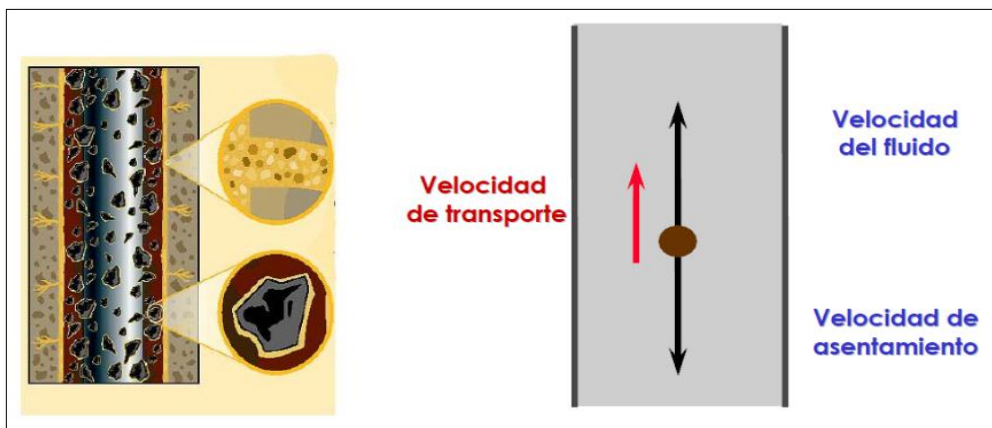


Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Transporte de recortes de perforación**

El fluido de perforación debe ser capaz de transportar todos los ripios, desde el fondo hacia la superficie, manteniendo así limpio el pozo. Ésta es una función importante para garantizar la continuidad de la perforación, y que la mecha no se atasque frente a las formaciones a perforar. El lodo cuando sale de las toberas de la broca realiza una acción de chorro que conserva la superficie del agujero y los filos de la broca limpios de ripios (Ver gráfico 3.3).

GRÁFICO N° 3.3: TRANSPORTE DE RECORTES DE PERFORACIÓN



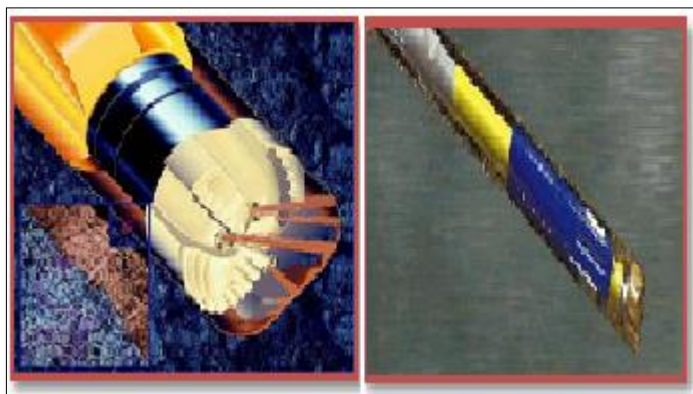
Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación y la mecha**

Al circular el lodo por la sarta hacia el fondo del pozo, pasando por la mecha y, luego, por el espacio anular hacia la superficie, va enfriando y lubricando a la mecha y sarta, ya que, la fricción originada por el contacto de la mecha y la sarta de perforación con las formaciones, genera calor. El lodo, debe absorber ese calor y conducirlo hacia la superficie.

Además, el lodo de perforación ejerce un efecto lubricante para la mecha, sarta y el revestimiento durante el proceso de perforación (Ver gráfico 3.4).

GRÁFICO 3.4: ENFRIAMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN Y LA MECHA

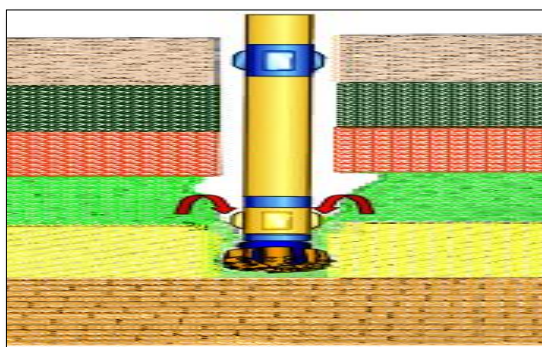


Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Cubrir la pared del hoyo con costra de lodo**

Esta función de los lodos de perforación consiste en cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable. El revoque que posee estas características va a ayudar a la perforación del pozo con la minimización de los problemas de derrumbes, atascamientos de la tubería e incluso a la invasión del lodo mismo hacia la formación (Ver gráfico 3.5).

GRÁFICO 3.5: CUBRIR LA PARED DEL HOYO CON COSTRA DE LODO



Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Transmisión de energía hidráulica**

Durante la circulación del lodo, éste, es expulsado a través de las boquillas de la mecha a gran velocidad. Esta es la fuerza hidráulica que hace que la superficie por debajo de la mecha quede sin ripios.

De no removerse los ripios de allí, éstos en muchos casos son pre-triturados por la mecha lo que reduce la velocidad de la penetración, por ende, aumenta el tiempo de perforación del pozo, en ciertos casos, al disminuir el diámetro de los ripios, estos pueden penetrar a los poros de la formación (Ver gráfico 3.6).

GRÁFICO 3.6: TRANSMISIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA



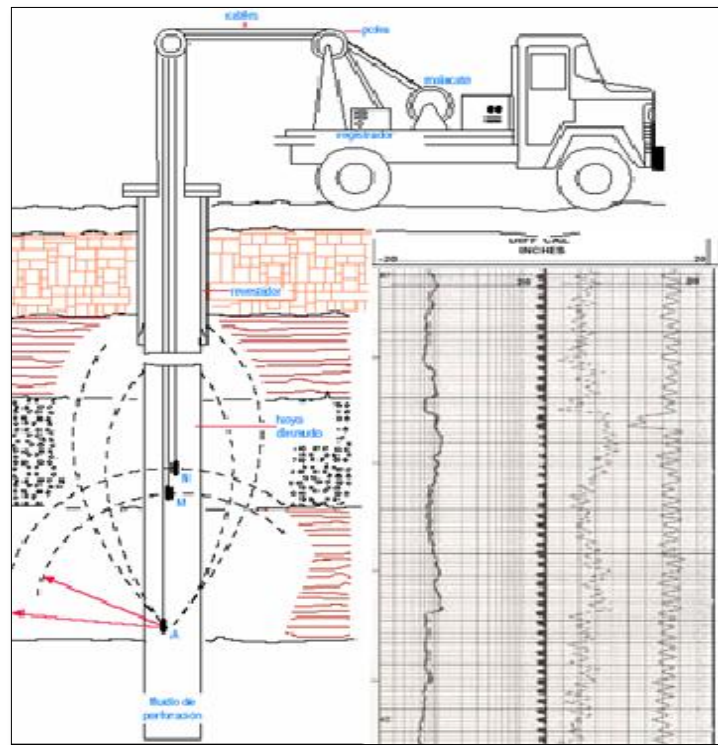
Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

- **Medio para la corrida de registros eléctricos**

Si bien el lodo altera las características originales de las formaciones, su presencia, es necesaria para efectuar muchos de los perfiles de cables que se manejan para la evaluación de la formación.

La utilización de esos perfiles requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad (Ver gráfico 3.7).

GRÁFICO 3.7: MEDIO PARA LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS



Fuente: MCCRAY, A. and Cole, Tecnología de la perforación de pozos petroleros. Schlumberger, drilling school

3.1.3.- Propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación

Durante la realización del programa de perforación, específicamente del programa de lodos, el Ingeniero de diseño y planificación debe de considerar las propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación, ya que, cada una de las funciones nombradas anteriormente, necesitan adecuación, la vigilancia permanente de sus propiedades, las cuales, cumplen con un objetivo específico durante la perforación de pozos petroleros.

A continuación, mediante el cuadro 3.1 exponemos las propiedades de los fluidos de perforación, así como, de los equipos necesarios para su determinación, unidades, usos y observaciones de las mismas.

CUADRO 3.1: PROPIEDADES FÍSICAS Y REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

PROPIEDAD	PRUEBA	UNIDADES	USO	OBSERVACIONES
PESO O DENSIDAD DEL LODO	Balanza de lodo despresurizado o presurizado.	Gravedad específica o libras por galón.	Para suministrar presión hidrostática en el fondo del hueco.	Balanza presurizada, usada principalmente lodo espumoso o gas-cortado.
VISCOSIDAD EL EMBUDO	Embudo MARSH	Segundos por cuarto.	Indica las tendencias en las condiciones del lodo.	
VISCOSIDAD PLASTICA PV	Reómetro (VG meter) de velocidad múltiple.	Centipoise.	Indica concentración de sólidos.	En los lodos base aceite, el agua actúa como un sólido, así un lodo 50/50 tiene mayor VP que un lodo 80/20.
PUNTO DE CEDENCIA	Reómetro (VG meter) de velocidad múltiple.	Libras por 100 pie ²	Indica la capacidad de arrastre del lodo.	Incrementa directamente por la adición de viscosidades. El lodero tiene control directo sobre el YP, pero indirecto sobre la PV.
GELES	Reómetro (VG meter) de velocidad múltiple.	Libras por 100 pie ²	Indica las cualidades de suspensión del lodo cuando está estacionado y es importante para la limpieza del hueco. Se mide normalmente después de 10 segundos y 10 minutos.	Los geles iniciales y finales deberán ser muy cercanos o iguales. Mostrando que el sistema no se ha espesado excesivamente.
PH	pH metro o papel tornasol	Ninguna.	Determinar si el lodo es ácido o alcalino.	Polímeros en lodo base agua requieren un pH alcalino para funcionar correctamente.
Pt/Mf/Pm	Pruebas químicas.	CC'S.	Determinar los diferentes niveles de alcalinidad del lodo.	Determina si la alcalinidad determinada por el pH es derivada de la fuente iónica correcta.
PÉRDIDA DE FLUIDO API	Celda de pérdida de fluido API.	CC'S.	Indica las características del filtrado del lodo.	El lodo es filtrado por 30 min @100 PSI.
PERDIDA DE FLUIDO HPHT	Celda HPHT	CC'S.	Indica las características del filtrado del lodo.	Normalmente se lleva a cabo a 500psi y 250°F. Usado en lodo base aceite y agua.
PORCENTAJES DE SÓLIDOS Y ACEITE	Retorta.	Porcentaje de volumen (%).	Determinar las concentraciones de agua, aceite y sólidos en el fondo.	Usado para dar advertencia de influjos de agua y también usado para determinar pérdidas de aceites en descarga de sólidos.
MBT	Prueba de azul de metileno.	Libra por barril.	Determinar las concentraciones de bentonita o sólidos equivalentes en lodos polímeros (en lodos base agua).	Indica que también el lodo está inhibiendo a la formación de dispersarse dentro del sistema.
CAL	Pruebas químicas.	Libras por barril.	Determinar el nivel de exceso de cal en lodos base aceite.	La cal tiene dos usos en lodos base aceite: a) proveer un pH alcalino en la fase agua, en caso de un influjo de gas ácido, y b) facilitar la acción de emulsificantes.
COLORO	Pruebas químicas.	Gramos por litro o parte por millón (ppm).	Determinar el nivel de cloruros en el lodo y de aquí su habilidad para inhibir hinchamiento de la arcilla en la formación.	Puede ser usado para lodos base agua o aceite, expresada también como salinidad.

3.1.4.- Clasificación de los fluidos

Son mezclas líquidas de varios componentes que pueden incluir: agua, aceite, arcilla, aditivos químicos, gas natural, aire, neblina, espuma o jabón. Se determina su composición por las condiciones que se presentan en el hueco perforado y por las formaciones que se perforan.

Hay tres tipos básicos de fluidos de perforación:

- Lodos a base de agua
- Lodos a base de aceite
- Lodos a base de aire o gas natural

Los que se usan con mayor frecuencia son los lodos a base de agua. Las cuadrillas de perforación deben mantener el sistema de circulación en buenas condiciones de funcionamiento.

Los programas generales de verificación consisten en:

- La prueba del embudo Marsh, mediante la cual se mide la viscosidad
- La prueba de balanza de lodo que mide la densidad.

3.1.5.- Herramientas especiales del subsuelo

En trabajos de perforación, normalmente, se conectan las herramientas del subsuelo en los últimos 120 pies de la sarta de perforación para dirigir o controlar el compartimento de la barrena. Otras herramientas especiales de subsuelo que complementan la sarta de tuberías, dependerán del tipo de trabajo que se quiera realizar.

3.1.5.1.- Collares de perforación

Los collares de perforación van en la parte inferior de la sarta, tienen paredes gruesas, y son muy pesados. Ellos colocan peso sobre la broca para hacer que los

cortadores de la misma perforen la formación; también, mantienen a la tubería de perforación en tensión.

La cuadrilla usualmente instala varios collares de perforación, pues, es evidente que la broca requiere bastante peso para perforar adecuadamente. La cantidad de peso depende del tipo de formación y del tamaño o tipo de broca; puede tratarse de varios miles de libras. Algunos collares de perforación son lisos, otros tienen estrías en forma de espiral.

3.1.5.2.- Crossovers

Los crossover van en la sarta de perforación entre la tubería de perforación y los collares de perforación, y en otros puntos. Cada crossover tiene roscas especiales en la caja y en el pin.

Los fabricantes los diseñan para unir partes de la sarta de perforación que tienen roscas de diferente diseño.

El pin de una tubería de perforación puede no enroscar directamente en la caja de un collar de perforación; por ello, la cuadrilla coloca un crossover en la última junta de la tubería de perforación, donde se une con la primera junta del collar de perforación.

3.1.5.3.- Estabilizadores

La cuadrilla frecuentemente conecta estabilizadores a la sarta de collares de perforación.

Por lo general, colocan uno o más estabilizadores en varios puntos en dicha sarta. Estas herramientas mantienen los collares de perforación lejos de las paredes del hueco para prevenir el desgaste, aún más importante, ayudan a guiar la broca para que perfora en la dirección deseada. Los estabilizadores tienen cuchillas que tocan la pared del hueco, pero no la cortan.

3.1.5.4.- Broca, mecha o barrena

La broca está conectada a la parte inferior de la sarta de perforación y es el implemento que realmente corta o perfora el pozo durante las operaciones de perforación. Existen dos tipos básicos de brocas en servicio: Brocas de rodillos y Brocas con cortadores fijos.

Brocas de rodillos:

Existen dos tipos de brocas de rodillos disponibles

- a) Brocas con dientes de acero
- b) Brocas con insertos de carburo de tungsteno

a) Brocas con dientes de acero

En una broca con dientes de acero, el fabricante forja los dientes en el acero de que está hecho el cono. Las brocas con dientes de acero son las más económicas; cuando se usan apropiadamente, pueden perforar por varias horas. Los fabricantes diseñan las brocas con dientes de acero para perforar formaciones blandas, medias y duras.

b) Brocas de carburo de tungsteno.

En las brocas con insertos de carburo de tungsteno, el fabricante introduce y presiona insertos muy duros de carburo de tungsteno en huecos perforados en el cono de la broca. El carburo de tungsteno es un metal muy duro.

Las brocas con insertos de carburo de tungsteno son más costosas que las brocas con dientes de acero. Sin embargo, usualmente duran más debido a que el carburo de tungsteno es más resistente al desgaste que el acero.

En general, las brocas de carburo de tungsteno perforan desde formaciones medianas hasta muy duras.

Brocas de cortadores fijos

Hay dos tipos de brocas con cortadores fijos que son:

a) Brocas policristalinas

La broca PDC tiene cortadores hechos de diamantes artificiales y de carburo de tungsteno. Cada cortador hecho de diamante y carburo de tungsteno se conoce como compacto. Los fabricantes colocan los compactos en la cabeza de la broca. A medida que la broca rota sobre la roca, los compactos cortan la formación.

b) Brocas de diamantes

Las barrenas de diamantes no tienen conos ni dientes. En vez de éstos, varios diamantes se incrustan en el fondo y los lados de la barrena. Ya que los diamantes son tan duros, las barrenas de diamante son especialmente efectivas para perforar formaciones duras.

La broca de diamante rompe la formación comprimiéndola, cortándola o raspándola. El diamante actúa como una lija, desgastando la formación.

3.2.- Marco legal

Desde principios de la década de los 70 hasta la presente fecha, el petróleo como recurso natural agotable, no renovable y estratégico, es de propiedad del Estado ecuatoriano. Este recurso, en décadas anteriores, se constituyó en la principal fuente de ingresos estatales; sin embargo, su manejo requiere de un marco jurídico e institucional que facilite un mayor control y participación del Estado.

Ley Reformativa a la ley de Hidrocarburos y a la ley de Régimen Tributario Interno, Registro Oficial No. 244, Ley s/n del 27 de julio del 2010 introduce disposiciones que permiten impulsar la actividad de hidrocarburos, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que se devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado, estableciendo, únicamente, el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de los contratistas, de tal manera, que no fluctúe en función del precio del petróleo, del cual se han beneficiado desproporcionalmente las compañías operadoras.

3.2.1.- Constitución de la República del Ecuador 2008

El art. 14 de la Constitución: “Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, *sumak kawsay*”.

Por su parte en el art. 317 de la Constitución: establece en lo que se refiere a los recursos naturales no renovables: “Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza,...”.

También en el Art. 408 se manifiesta: “Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos,... Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución”.

En todo caso, la Constitución, máxima Ley del Estado, establece y define con claridad el aspecto relacionado con la explotación petrolera en el Ecuador.

3.2.2.- Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos, tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de: exploración, desarrollo, producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines; todo lo cual, es susceptible de producir impactos ambientales en el área de influencia directa; en cada caso, por el estudio ambiental respectivo, se dan las oportunas definiciones.

Se establece en el art. 1 de la Ley en mención que “Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente”.

Art. 2.- “El Estado explorará y explotará los yacimientos [...] a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País”.

“Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 (316, inc. 2) de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal

actualmente explotados por PETROPRODUCCIÓN, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional”.

“Son campos marginales aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado”.

Cabe señalar que la Secretaria de Hidrocarburos es la administradora de los contratos antes mencionados, salvo en el caso de contratos de obras y servicios específicos.

En el Art. 17 de la ley de Hidrocarburos, se manifiesta que: “Los contratos de obras o servicios específicos a que se refiere el inciso segundo del Art. 2, son aquellos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para PETROECUADOR, obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley”.

3.2.3.- Ley de Gestión Ambiental del Ecuador

Los artículos de la Ley de Gestión Ambiental que se transcriben a continuación, ilustran sobre su ámbito y principios.

Art. 1.- “La presente Ley establece los principios y directrices de política ambiental; determina las obligaciones, responsabilidades, niveles de participación de los sectores público y privado en la gestión ambiental y señala los límites permisibles, controles y sanciones en esta materia”.

Art. 2.- “La gestión ambiental se sujeta a los principios de solidaridad, corresponsabilidad, cooperación, coordinación, utilización de tecnologías alternativas ambientalmente sustentables”.

Art. 3.- “El proceso de Gestión Ambiental, se orientará según los principios universales del Desarrollo Sustentable, contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de 1992, sobre Medio Ambiente y Desarrollo”.

Además, la Ley de Gestión Ambiental en el art. 19 establece que: “Las obras públicas privadas o mixtas y los proyectos de inversión públicos o privados que puedan causar impactos ambientales, serán calificados previamente a su ejecución, por los organismos descentralizados de control, conforme el Sistema Único de Manejo Ambiental, cuyo principio rector será el precautelatorio”.

Además en el Art. 23, puntualiza: “La evaluación del impacto ambiental comprenderá: a) La estimación de los efectos causados a la población humana, la biodiversidad, el suelo, el aire, el agua el paisaje y la estructura y función de los ecosistemas presentes en el área previsiblemente afectada; b) Las condiciones de tranquilidad pública, tales como: ruido, vibraciones, olores, emisiones luminosas, cambios térmicos y cualquier otro perjuicio ambiental derivado de su ejecución; y c) La incidencia que el proyecto, obra o actividad tendrá en los elementos que componen el patrimonio histórico, escénico y cultural”.

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INVESTIGACIÓN DE CAMPO

4.1.- Validación metodológica

La investigación se encuadra dentro de un nivel descriptivo, tipo de campo con sustento documental, el cual permitió obtener la mayor información posible sobre el problema planteado; al iniciar el diseño de la investigación, se propuso algunas interrogantes, cuyas respuestas indicaron las operaciones a realizar, las cuales se relacionaron con la organización y estructura del estudio

4.1.1.- Métodos de investigación

Método inductivo.

Se empleó en la investigación el Método Inductivo, con el objeto de analizar las causas y efectos particulares que respaldan el estudio de factibilidad para la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos en el bloque “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, ubicado en Santa Elena, Ecuador; se relaciona con la necesidad de minimizar el impacto ambiental, reducir costos y optimizar la producción. Este Campo cuenta con formaciones como: Socorro que representa el 30,43% de su producción total; Atlanta que representa el 47,67%; Santa Elena el 10,07%; Passage Beds representa el 2,42%; Clay Pebbles Beds representa el 3,19%. Se evidenció en la investigación que las causas del impacto ambiental, se relacionan con la no utilización de tecnología adecuada, además la técnica que se usa en la perforación de pozos es la convencional.

Método deductivo.

Al determinar la necesidad de utilizar métodos apropiados para perforación de pozos petroleros, se procedió a organizar la estructura funcional para la aplicación de la nueva tecnología que tendrá impactos positivos al ser implantada en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se consideró la carencia y la necesidad de herramientas que garanticen la prevención de problemas operativos y ambientales.

4.1.2.- Técnicas de investigación

La recopilación de datos para esta investigación se hizo a partir de herramientas cuantitativas y cualitativas. En la cuantitativa se utilizó la investigación por entrevista, y la aplicación del instrumento cualitativo se orientó a la observación directa.

La entrevista estuvo dirigida a expertos en materia de petróleo, los mismos que fueron los siguientes:

- Ing. Seferino Yesquen Gerente de Exploración – Petrobras.
- Ing. Marco Seminario – Petrobras.
- Tlgo. Fernando Aranea Pilay - Baker Hughes
- Tlga. Laura Troncoso – Schlumberger
- Ing. Pablo Erazo – Schlumberger.
- Tlgo. Héctor Suárez – Schlumberger
- Ing. Ramiro Mora – Weatherford
- Tlgo. Gabriel Carrera - Schlumberger

Los criterios que se utilizaron para la utilización de las encuestas fueron las siguientes:

- Ventajas técnicas en la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladro hidráulico automático.
- Aplicación del proceso hidráulico de perforación vertical tiene ventajas en yacimientos marginales en reducir costos de producción

- La utilización de la técnica de un taladro hidráulico automático disminuye el impacto ambiental

Observación directa.

La observación directa fue con el objeto de describir y analizar el impacto ambiental que se genera durante las fases de perforación; también, describir y evaluar la actividad de perforación del pozo Morrillo 01X.

Los indicadores que se observaron fueron los siguientes:

- Impacto ambiental. Área Morrillo: Aire, agua, suelo, flora, fauna y social.
- Actividad de perforación del pozo Morrillo 01X
- Descripción litológica generalizada
- Corte geológico

4.1.3.- Instrumentos de la investigación

Guía de la observación

La guía de observación llevó un control del objeto observado, en relación con el impacto ambiental que se produce por la perforación de pozos petroleros; además, se observaron las actividades desarrolladas en esta misma fase en el pozo 01X, del área de Morrillo.

Cuestionarios

Los instrumentos estuvieron orientados a obtener información de forma oral y personalizada sobre aspectos en relación a la situación en estudio.

Las preguntas que se elaboraron para dar inicio a la entrevista que se realizó, permitieron obtener información acerca de las ventajas técnicas en la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladro hidráulico automático.

4.1.4.- Población y muestra

La población a estudiar comprende 8 expertos en petróleo; el objetivo consiste en determinar la importancia que tiene la aplicación del taladro automático hidráulico en los campos maduros.

Además, se observaron documentos que reposan en Pacifpetrol; ellos tratan sobre las actividades desarrolladas antes y durante la perforación de pozos en el área del Morrillo.

4.1.5.- Presentación y análisis de datos de observación y de entrevista

4.1.5.1.- Análisis de la observación

Análisis del impacto ambiental del bloque “Ing. Gustavo Galindo Velásquez”

Objetivo: Identificar la dimensión de los impactos ambientales que se generan durante las fases de perforación, con el fin de proponer tecnologías que generen el menor impacto ambiental.

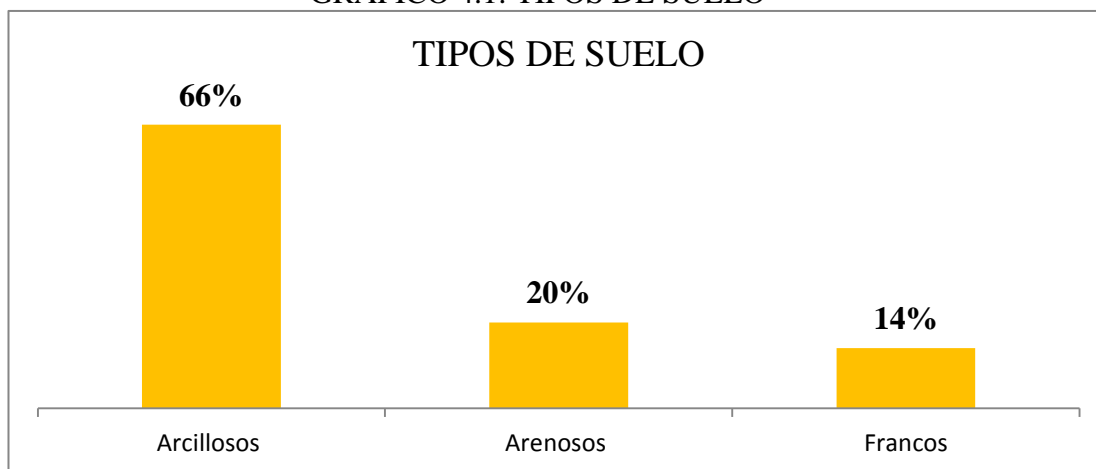
Se puede observar que en el área del Morrillo del bloque “Ing. Gustavo Galindo Velasco” existe un 90% presencia de vegetación tipo arbustiva; y, 10% sin vegetación, y su tipo de suelo se clasifica de la siguiente manera como se muestra en el cuadro 4.1.

CUADRO 4.1: ÁREA MORRILLO

TIPOS DE SUELO	
Arcillosos	66%
Arenosos	20%
Francos	14%

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Anita Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.1: TIPOS DE SUELO



Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Anita Nieto y Geovanny Gavino

Se evidencia la presencia de un mayor porcentaje de un tipo de suelo arcilloso, este suelo permite una elevada retención de agua y nutrientes. No obstante posee una baja porosidad y, por lo tanto, la consecuencia lógica es que son suelos que carecen de buenas posibilidades de aireación.

Por este motivo se dice que son terrenos difíciles de trabajar ya que poseen una elevada viscosidad que ofrece una gran resistencia a la penetración de raíces.

El 20% corresponden a suelos arenosos. Estos suelos presentan una textura gruesa, con predominio de arenas, lo cual les permite una gran aireación, y si bien, absorben bien el agua, no tienen capacidad para retenerla. El 14% es suelo franco; este tipo tiene una textura media y presenta las mejores condiciones tanto físicas como químicas (Ver gráfico 4.1).

CUADRO 4.2: MONITOREO DE SUELO

MONITOREO DE SUELO
Baja Presencia de Material Orgánico
Alta presencia de Minerales

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

En el cuadro 4.2 se observa la baja presencia de material orgánico. La materia orgánica tiene funciones muy importantes en el suelo y en general, en el desarrollo de una agricultura acorde con las necesidades de preservar el medio ambiente y a la vez, más productiva. La acción de las aguas subterráneas que se infiltran en el subsuelo, explican la presencia de tan alta concentración de minerales en este sector.

CUADRO 4.3: CUERPOS HÍDRICOS

CUERPOS HÍDRICOS
Río Grande 75 Km ²
Río Salado 100 km ²

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Este lugar es atravesado por dos ríos, pero debido al clima del lugar permanecen secos en casi todos los meses del año (Ver cuadro 4.3).

Monitoreo Aguas de Pozo

Presencia de Boro y Coliformes Fecales

La presencia de coliformes en los pozos de agua potable puede indicar que los gérmenes patológicos más peligrosos, en particular los coliformes *fecales*, han contaminado.

GRÁFICO 4.2: PRESENCIA DE BORO Y COLIFORMES FECALES



Fuente: Pacifpetrol S.A

La biología en el sector del Morrillo son: Especies vegetales que se dan en pocas regiones del Ecuador: entre las más significativas se encuentran: Muyuyo, Porotillo, Cardón, Algarrobo

Los principales cultivos de la zona son: Melón, Sandía y Maíz

Las principales actividades económicas que realiza la población de este sector se encuadra en la extracción de petróleo, ganadería y agricultura.

Análisis de la Fase Perforación

Para perforar un pozo de petróleo donde ya se han realizado estudios con anterioridad se deben considerar tres fases que se muestran en el cuadro 4.4.

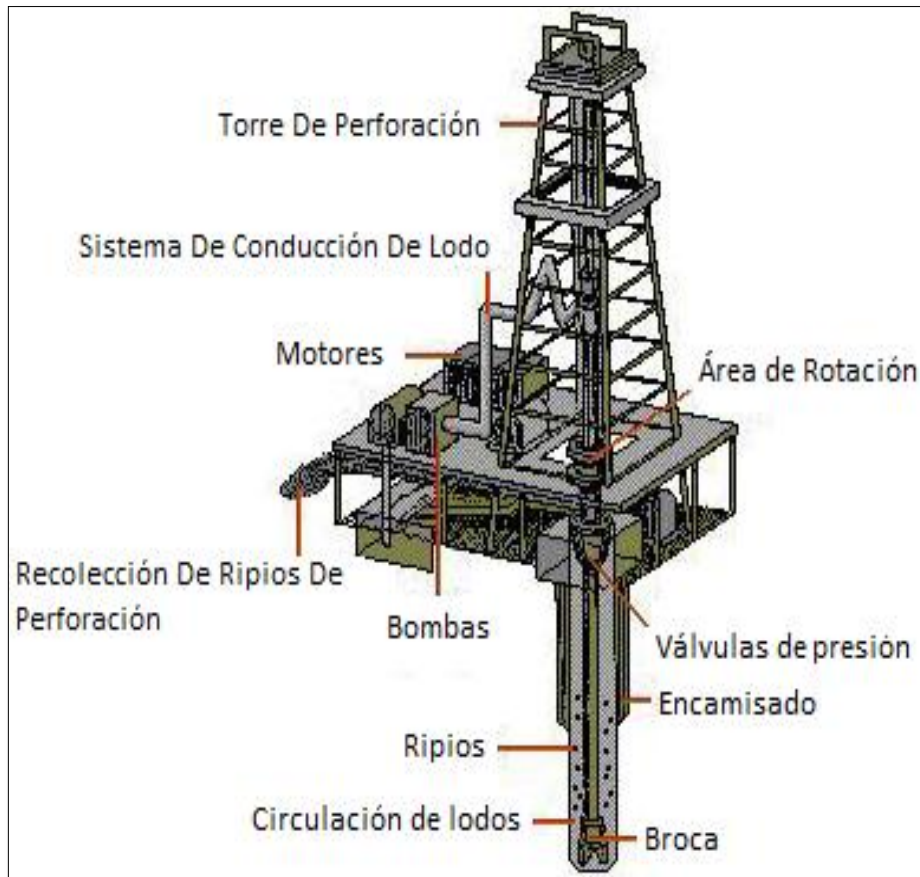
CUADRO 4.4: FASE PERFORACIÓN

FASE
1) Perforación
2) Camino de Acceso
3) Campamentos

Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

A continuación en el gráfico 4.3 se ilustra una torre de perforación convencional que se utilizará en la primera fase de la perforación.

GRÁFICO 4.3: TORRE DE PERFORACIÓN



Elaborado por: Ana Nieto Salvatierra y Geovanny Gavino González

Análisis de la Evaluación de Impactos Ambientales

CUADRO 4.5: EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

FASE	ACTIVIDADES
Perforación	Instalación plataforma perforación
	Construcción caminos de acceso
	Perforación
	Descarga lodos de perforación
	Descarga ripios de perforación

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Para evaluar los impactos ambientales, primero se identificaron las actividades de la fase de perforación, siendo las que indican en el cuadro 4.5

CUADRO 4.6: COMPONENTES AMBIENTALES EVALUADOS

COMPONENTE AMBIENTAL	AFECTACIÓN
Aire	Calidad del aire Niveles de ruido y vibraciones
Agua	Calidad del agua de pozo Patrones de drenaje superficial
Suelo	Calidad del suelo Estabilidad de taludes
Flora y Fauna	Flora y Fauna terrestre Avifauna
Social	Generación de empleo Salud y seguridad laboral Calidad visual y paisaje Sitios arqueológicos Culturales

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Los componentes ambientales que se evaluaron son el aire, agua, suelo, flora y fauna; también el componente social, generación de empleo y el entorno natural y cultural del sector (Ver cuadro 4.6).

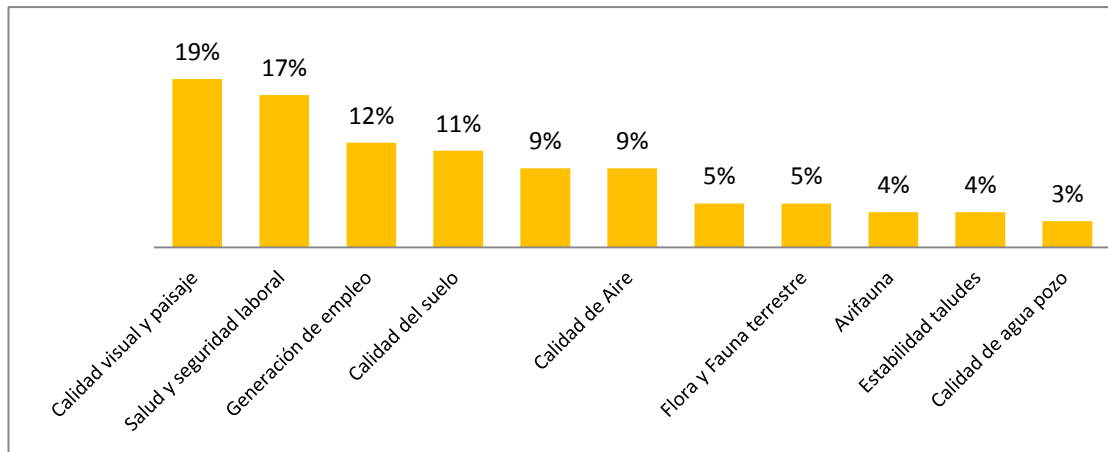
CUADRO 4.7: EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES AMBIENTALES

COMPONENTE AMBIENTAL	TIPO IMPACTO	SIGNIFICANCIA	%
Calidad visual y paisaje	Negativo	Alta	19,14%
Salud y seguridad laboral	Negativo	Alta	17,33%
Generación de empleo	Positivo	Alta	11,89%
Calidad del suelo	Negativo	Alta	11,40%
Niveles de ruido y vibraciones	Negativo	Alta	9,48%
Calidad de aire	Negativo	Alta	8,66%
Patrones de drenaje superficial	Negativo	Media	5,47%
Flora y Fauna terrestre	Negativo	Media	5,16%
Avifauna	Negativo	Media	4,48%
Estabilidad taludes	Negativo	Baja	3,82%
Calidad de agua pozo	Negativo	Baja	3,17%
TOTAL			100%

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Se observa que el impacto ambiental es negativo con posibilidades altas, medias y bajas. Solamente la generación de empleo tiene un impacto positivo según el cuadro 4.7.

GRÁFICO 4.4: IMPACTO AMBIENTAL



Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

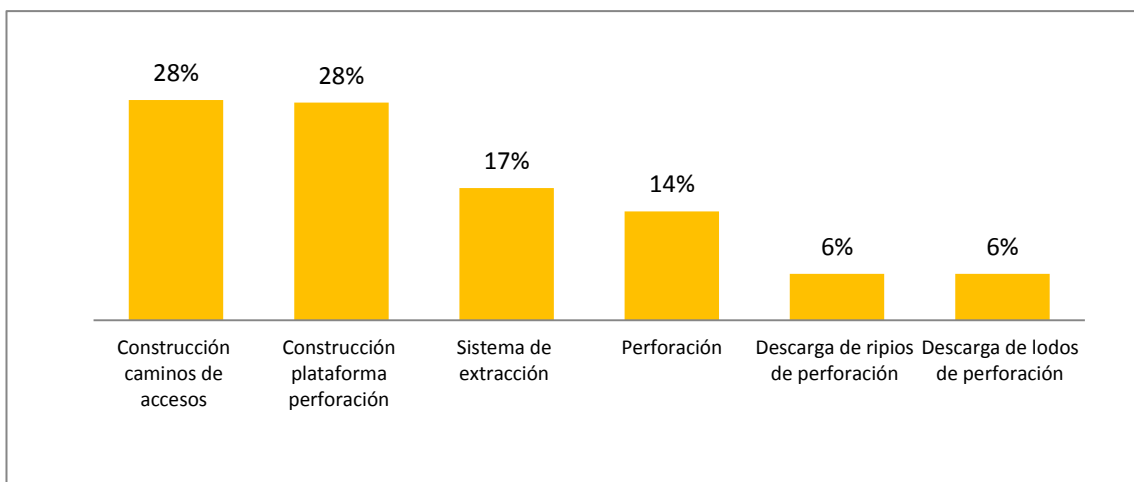
En el gráfico 4.4 observamos que la calidad visual y el paisaje es el más afectado con el 19%, seguido por la salud y seguridad laboral con el 17%; cabe indicar, que los trabajadores están expuestos a tener accidentes debido al manejo de los equipos de perforación tradicionales, ya que éstos no cuentan con la debida seguridad. La calidad del suelo y del aire también se ven afectadas, como los niveles de ruidos y vibraciones constantes que afectan a la población de este sector.

CUADRO 4.8: COMPONENTE AMBIENTAL

COMPONENTE AMBIENTAL	SIGNIFICANCIA	%
Construcción caminos de accesos	Alta	28,34%
Instalación plataforma perforación	Alta	27,87%
Sistema de extracción	Alta	16,90%
Perforación	Alta	14,47%
Descarga de ripios de perforación	Baja	6,21%
Descarga de lodos de perforación	Baja	6,21%
TOTAL		100%

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.5: COMPONENTE AMBIENTAL

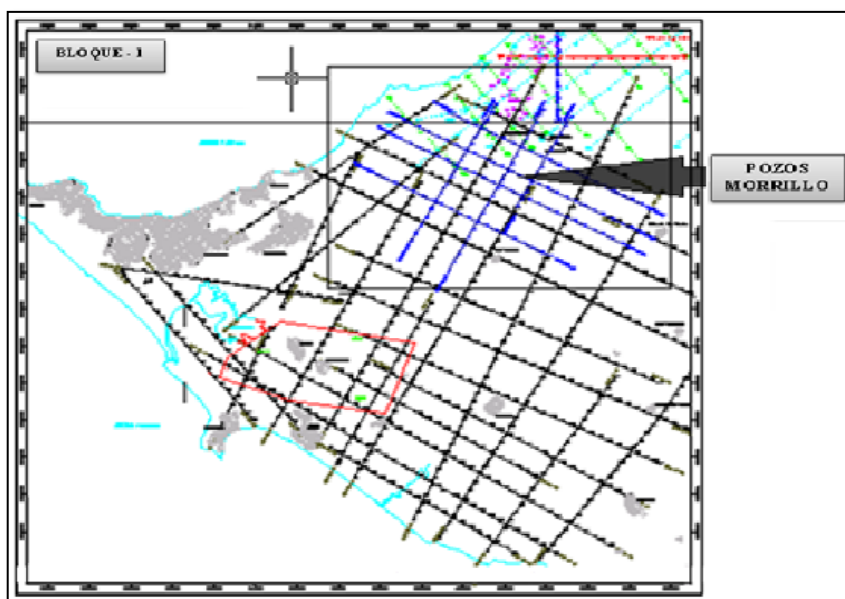


Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

La construcción de caminos de accesos es alta con un 28,34%, lo mismo sucede con la instalación de plataforma de perforación con probabilidad de 27,87%, la perforación tiene una probabilidad alta, con el 14,47%. Las que tienen probabilidades bajas son la descarga de ripios de perforación y la descarga de lodos de perforación con el 6% cada una. (Ver cuadro 4.8 y gráfico 4.5).

Análisis de la actividad de perforación del pozo Morrillo 01X

GRÁFICO 4.6: UBICACIÓN DEL POZO MORRILLO 01X



Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino.

En el grafico 4.6 se observa la ubicación donde se perforo el pozo Morrillo 01X.

- 1) Previa la observación de documentos proporcionados por Pacifpetrol, se inició la perforación del pozo Morrillo 01X desde superficie hasta 306', punto de revestimiento.
- 2) Continúa circulando hasta hueco limpio. Viaje a la superficie quebrando. Arma BHA de limpieza con la misma broca y baja hasta el fondo. Circula hasta limpiar el pozo. Saca hasta superficie y quiebra 2 DC'S. Sube herramienta para correr casing de 9 5/8. Corriendo casing. Sube cabeza de cementación y líneas. Cementa según programa.
- 3) Esperando por fraguado de cemento. Armado y pruebas de BOP
- 4) Trabajos en el BOP, se armó nuevo BHA con broca 2. Baja al fondo y perfora de 306' hasta 522'.
- 5) Continúa perforando hasta 935'. Viaje de control. Continúa perforando desde 935' hasta 1094'
- 6) Circula y saca tubería hasta el zapato. Pozo fluye y se lo controla (35 unidades de gas). Circula hasta normalizar y controlar el hoyo, 100 rpm y 200 psi. Reparando caja del anular del equipo, cambio de Kelly. Se retorna al hoyo hasta el fondo. Continúa perforando hasta 1290'. Circula y saca hasta el zapato. Reparando caja anular del equipo.
- 7) Se produjo un segundo flujo de gas (602 unidades) acompañado de petróleo en las zarandas. Después del segundo flujo de gas el background de gas subió de 2 unidades hasta 30-40 unidades.
- 8) Continúa reparando caja anular del equipo. Instalando bomba en caja anular. Bajando tubería desde 267' hasta 1290' normal. Perforando desde 1290' hasta 1354'
- 9) Circula y bombea píldora. Survey @ 1354' (1 3/4°). Sacando tubería hasta el zapato. Trabajos en la bomba de la caja anular. Instalando bomba. Bajando tubería de 267' hasta 1354' fondo. Perforando hasta 1411'. Reparando línea de inyección de la bomba 2. Continúa perforando desde 1411' hasta 1514'.
- 10) Continúa perforando desde 1514' hasta 2089' (tomando survey cada parada). Circulando para viaje. Sacando tubería hasta superficie. Armando nuevo BHA y bajando tubería.

11) Continúa bajando tubería desde 684' hasta 2089' (fondo). Circula para sacar burbuja de gas (11470 unidades). Perforando y tomando desviaciones con cable desde 2089' hasta 2467' (problemas con bomba 1). Circula para sacar burbuja de gas (10400 unidades). Incrementa peso de lodo a 10.2 ppg. Continúa perforando desde 2467' hasta 2547' (P.T.). Circula hasta hoyo limpio.

CUADRO 4.9: TALADRO UTILIZADO

BROCA #	MARCA	DIAMETRO	PROF. ENTRADA	TIPO	SERIE	BOQUILLAS
1	SDBS	12.25"	0'	XS1C	10623501	4x20
PARAMETROS DE PERFORACION:						
WOB		RPM		SPM	PP	GPM
1-3		50-120		290	250	450

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 4.10: LITOLÓGICA GENERALIZADA

DESCRIPCIÓN LITOLOGICA GENERALIZADA:	
40'-70'	Arcillolita (70-100%): café-café amarillo, firme-moderado dura, sub-bloque irregular, no calcáreo asociado con anhidrita
	Limolita (30-70%): gris verde, suave-moderado firme, poco calcáreo
70'-130'	Arenisca (10-20%): blanca, sulta-fria, sbang-sbred, grano fino-medio, grano regular, matriz arcilloso, contiene silíceo
	Limolita (30-40%): gris claro, rocas gris obscuro fm-moderado dura, sub-bloque-irregular no calcáreo grado arenoso muy fina
	Arcillolita (40-70%): gris verde, rocas gris obscuro moderado fm-fm, sub-bloque no calcáreo
130-220'	Limolita (40-60%): gris obscuro fm-dura, sub-bloque-irregular no calcáreo
	Arcillolita (40-60%): gris verde, rocas gris obscuro moderado fm-fm, sub-bloque no calcáreo.
	Caliza: trazas

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Análisis:

El servicio de control geológico de lodos fue realizado por la compañía PETROKEM, utilizando una cabina geológica, equipada con un cromatógrafo de gases y sensores de parámetros de perforación, realizando un completo registro para todo el pozo. Las muestras fueron recolectadas desde los 40 pies hasta la profundidad total de 2547 pies.

Las operaciones de perforación del pozo Morrillo 01X comenzaron el 1 de Noviembre del 2004, alcanzando el 2 de noviembre la profundidad de 306 pies. Este tramo fue perforado con una broca tricónica de 12 ½ ” y lodo KCl / Clayseal / PHPA. Se entubó un casing de 9 5/8 ”, 36 lb/pie con el zapato en 295 pies. Se tomó medida de inclinación con el Totco registrando 1° de desviación.

No se registró ningún problema en la perforación de este tramo, encontrándose litología de la formación Seca, es decir, arcillolitas y limolitas, y en menor grado tobos y areniscas. El segundo tramo fue perforado con una broca PDC de 7 7/8” desde 306’ hasta la profundidad final de 2547’ alcanzada el 11 de noviembre del 2004. Se entubó un casing de 5 ½”, 14 lb/pie. La herramienta tocto indicó un ángulo de desviación de 4°.

Se encontró la Fm. Socorro a la profundidad de 560’, perforando el miembro superior volcanoclástico, compuesto, principalmente, de arcillolitas, limolitas y tobos, con menor presencia de areniscas. Este tramo terminó en 1235’ donde comienza el miembro medio de la Fm. Socorro, caracterizado por la presencia de niveles de arenisca en mayor cantidad que en el miembro anterior

Los principales niveles de areniscas correlacionables en el área son las areniscas D, C, B y E, encontrándose otros niveles de areniscas pero de menor importancia que las anteriores.

La **arenisca D** fue encontrada a la profundidad de 1235’. Es una arenisca cuarzosa, subtransparente, ocasionalmente blanca y gris claro, grano muy fino a fino, suelta, en menor cantidad compacta, granos subangulares a subredondeados, buena clasificación, cemento no visible, matriz arcillosa, con una porosidad

inferida regular. Con presencia de hidrocarburos en forma de manchas negras a café oscuras, fluorescencia natural amarillo verdosa, corte rápido en forma de aureolas de color blanco azulado, anillo residual delgado blanco amarillento.

La rata de penetración promedio fue de 180 ft/hora. El background de gas fue de 38 unidades, con un pico máximo de gas de 41 unidades.

La **arenisca C** fue encontrada en 1835'. Es una arenisca cuarzosa, subtransparente, blanca, gris clara y opacos, suelta a consolidada, grano fino a medio, moderada clasificación, subangular a subredondeada, cemento silíceo, matriz tobácea, porosidad inferida regular. Presenta hidrocarburos en forma de manchas café oscuras a negras, fluorescencia natural amarillo verdoso, corte rápido en forma radial blanco azulado, anillo residual delgado blanco amarillento.

El cromatógrafo registró un pico máximo de gas de 228 unidades sobre un background de 120 unidades. La rata de penetración promedio fue de 90 ft/hora.

La **arenisca B** fue encontrada en 2006'. Es una arenisca cuarzosa, subtransparente, blanca, ocasionalmente gris clara y opacos, grano muy fino a fino, compacta, subangular a subredondeada, regular clasificación, cemento calcáreo y matriz tobácea, porosidad regular. Con presencia de hidrocarburos en forma de puntos a manchas de color negro a café oscuras, fluorescencia natural amarillo verdoso, corte rápido en forma de aureolas blanco azulado, anillo residual delgado blanco amarillento.

La rata de penetración promedio en esta sección fue de 70 ft/hora. El background de gas en esta sección fue de 120 unidades con un pico máximo de gas de 349'.

Inicialmente estaba programado perforar este pozo hasta la profundidad de 2140' una vez alcanzada la arenisca B, pero, por tratarse de un pozo exploratorio, se decidió continuar perforando a fin de encontrar la arenisca E, estimándose en encontrar este nivel en 2350', teniendo que haber, previamente, atravesado la caliza M en 2200'. Continuando con la perforación se encontraron niveles calcáreos desde 2280' hasta 2420'. Se continuó perforando hasta los 2547' sin

haber encontrado indicios de arenisca por lo que se dio por terminada la perforación.

La **caliza M** se encontró en 2375'. Es una caliza crema, en menor cantidad crema amarillenta, ocasionalmente blanca, subbloques a bloques, dura, textura arenosa-empaquetada, porosidad no visible. Con presencia de hidrocarburos en forma de manchas de color café oscuro a negro, fluorescencia natural blanca amarillenta, corte rápido en forma de nubes blanco azulado, anillo residual delgado amarillo verdoso.

En la zaranda se notó la presencia de petróleo, y el cromatógrafo detectó un pico máximo de gas de 384 unidades, sobre un background de 150 unidades. La rata de penetración promedio fue de 50 ft/hora.

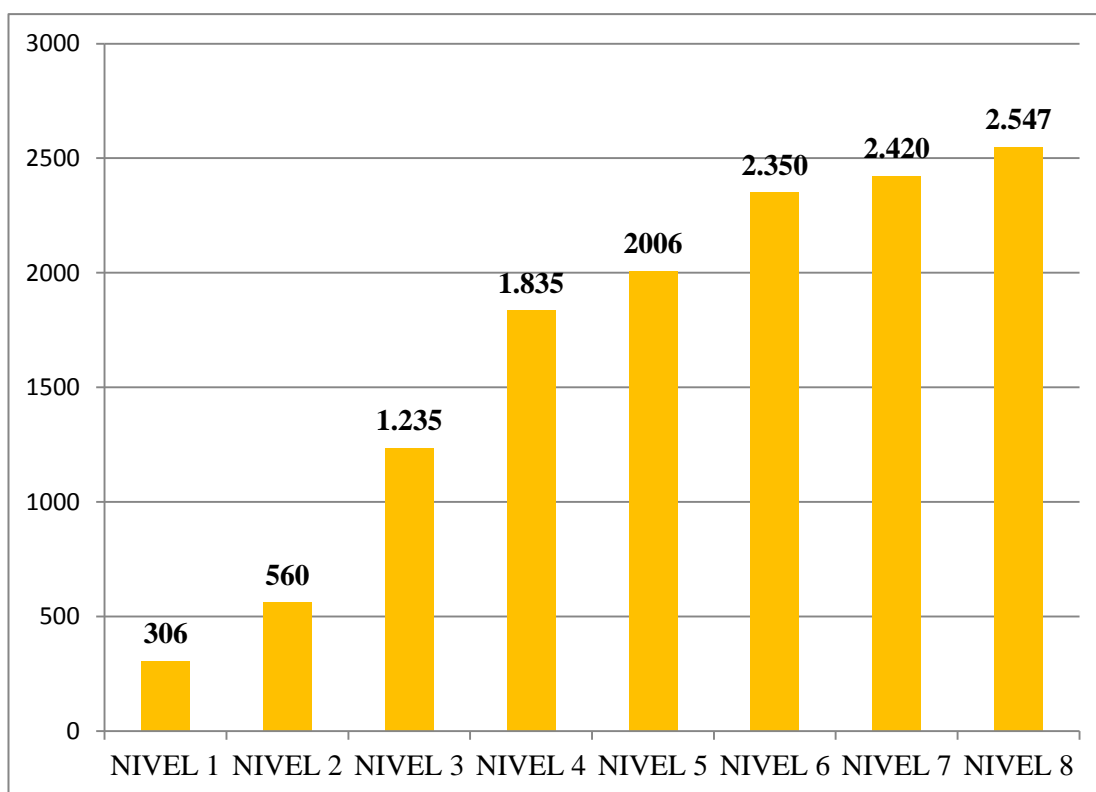
El cuadro 4.11 muestra los topes formacionales en el área de la perforación del pozo Morrillo 01X

CUADRO 4.11: TOPES FORMACIONALES

FORMACIÓN	TOPES PRONOSTICADOS (PIES)
Seca	0
Socorro Superior	586
Socorro Medio (S3)	1.249
Socorro Medio (S2)	1.805
Socorro Medio (S1)	1.977
Profundidad Total	2.140

Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.7: PROFUNDIDAD



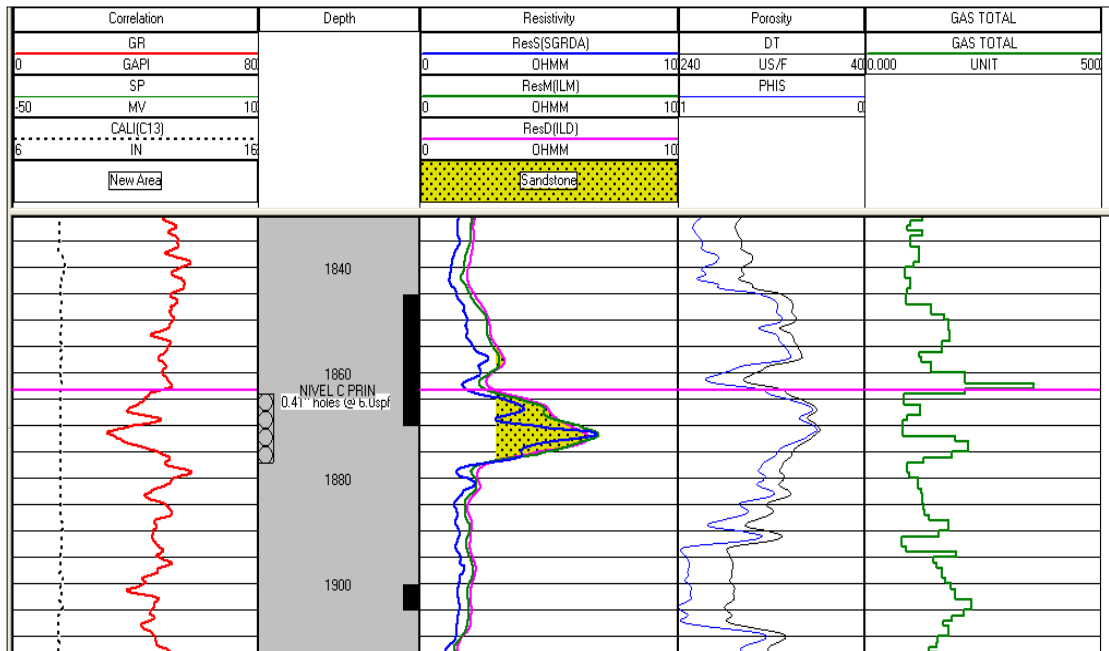
Fuente: Pacifpetrol S.A Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Los niveles de perforación en su profundidad se muestran en el grafico 4.7.

Corte geológico

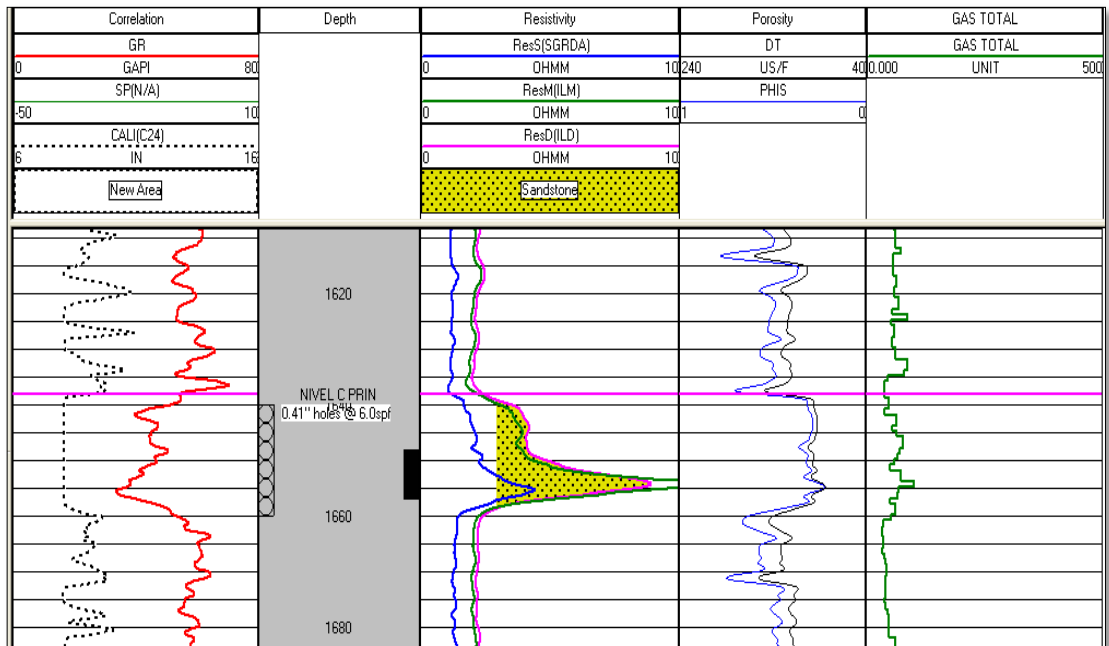
Desde el gráfico 4.8 hasta el cuadro 4.14 observamos que: En los pozos Morrillo 1 y 4, hay mayor porcentaje de niveles con hidrocarburos relativo a los pozos Morrillo 2 y 5. Los pozos Morrillo 2 y 5 están en la parte más alta de la estructura, sitio favorable para la migración de hidrocarburos, esta ubicación favorece la probabilidad de petróleo y gas, el problema es la falta de sello producto del intenso falla antitético, estos eventos que han facilitado para que en este sector se haya producido la migración de los hidrocarburos livianos, perdiendo presión.

GRÁFICO 4.8: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO MORRILLO 01X, ARENA C PRINCIPAL



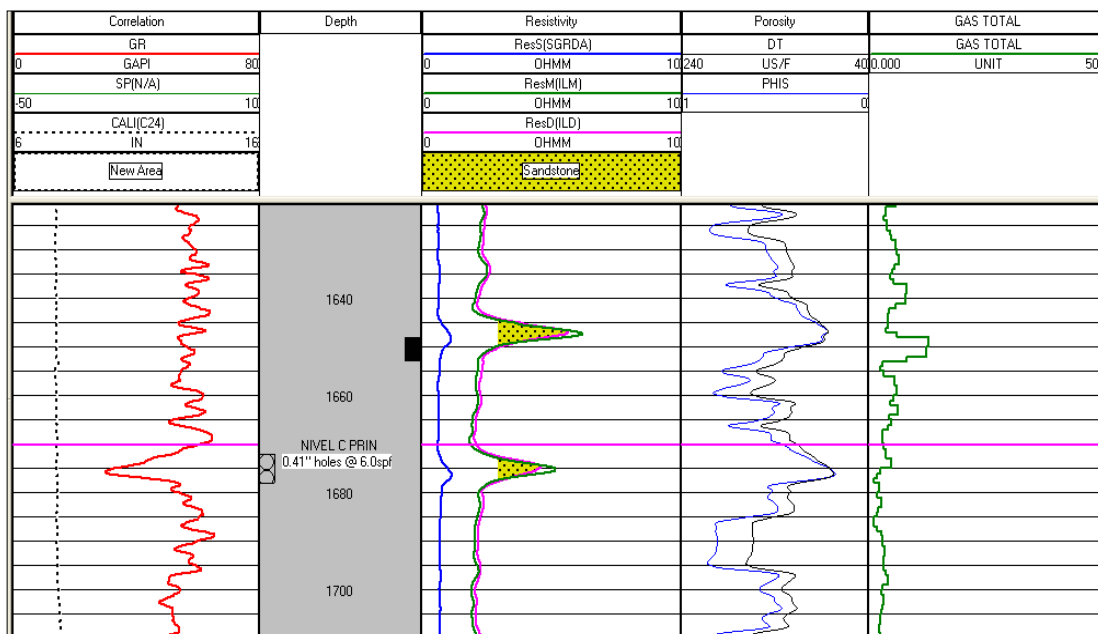
Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.9: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO MORRILLO 02X, ARENA C PRINCIPAL



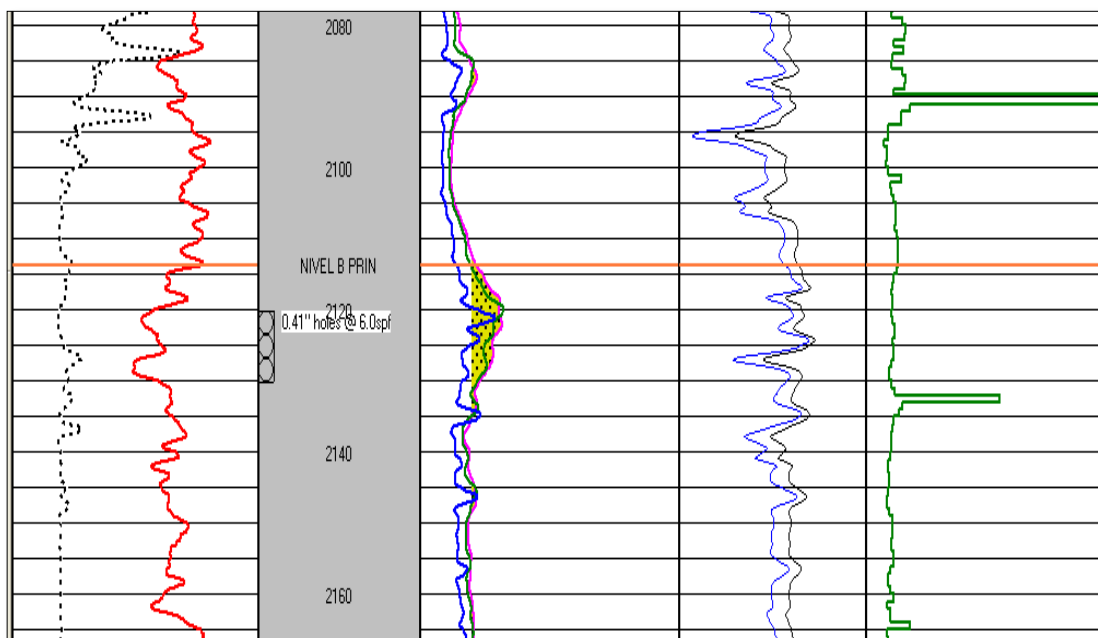
Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.10: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO
MORRILLO 05X, ARENA C PRINCIPAL



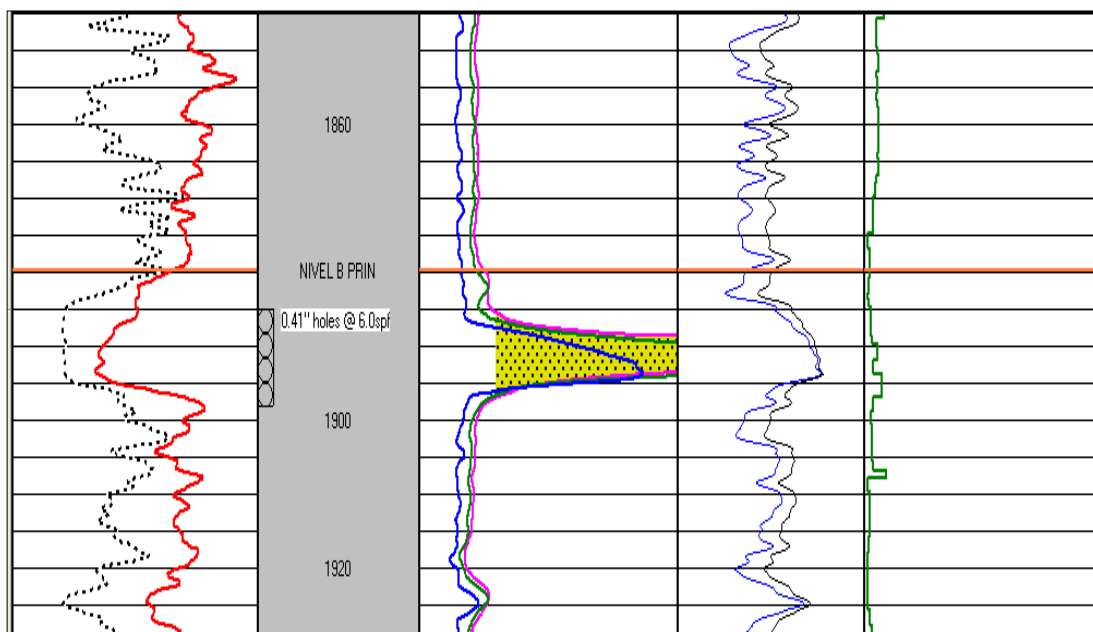
Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.11: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO
MORRILLO 01X, ARENA B PRINCIPAL



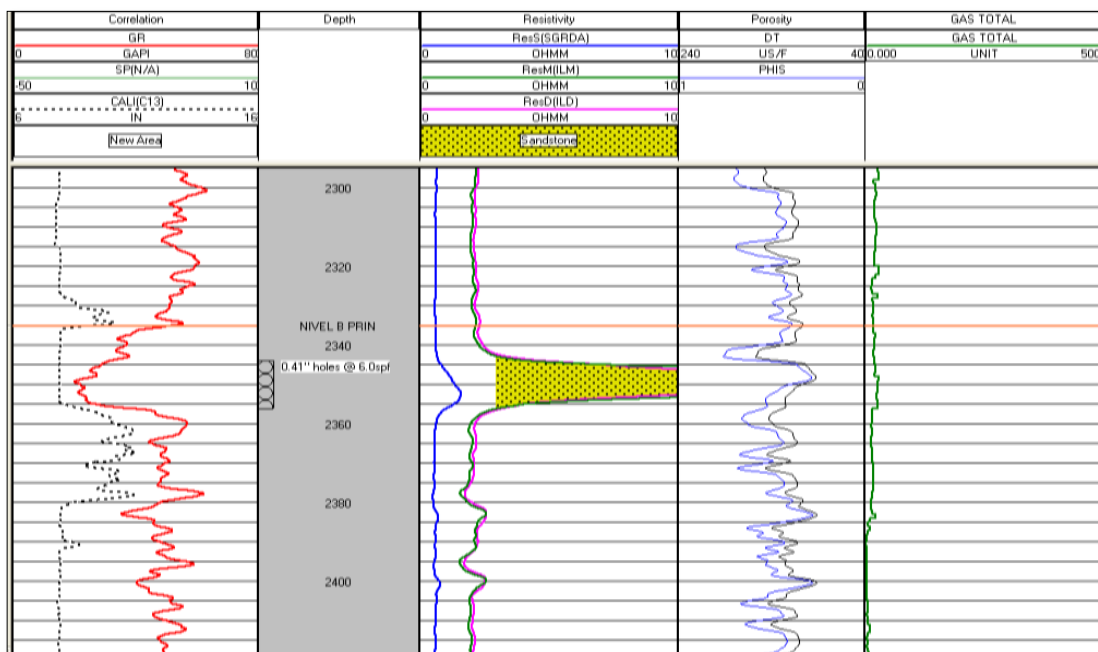
Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.12: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO MORRILLO 02X, ARENA B PRINCIPAL



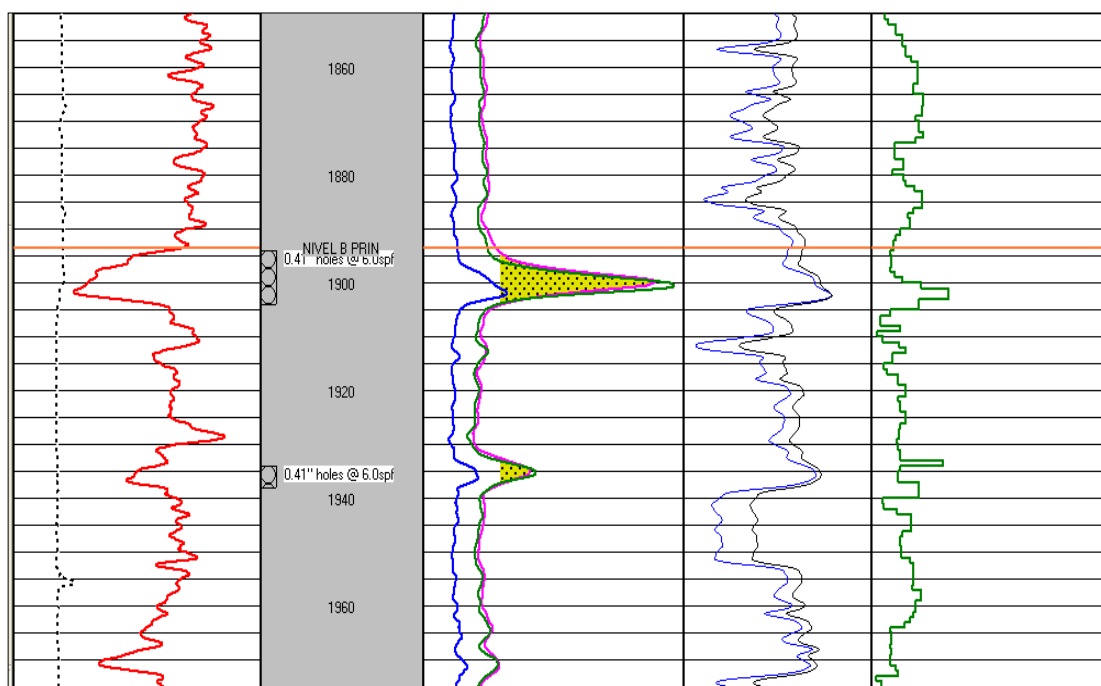
Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.13: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO MORRILLO 04X, ARENA B PRINCIPAL



Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.14: CORTE DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO MORRILLO 05X, ARENA B PRINCIPAL



Fuente: Pacifpetrol S.A / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Los pozos Morrillo 2 y 5 se encuentran en la parte más alta de la estructura, controlada por un mayor número de fallas antitéticas, existiendo la posibilidad de que los hidrocarburos livianos hayan migrado. Por lo que la ubicación de estos dos pozos favorece la migración pero no el entrapamiento de hidrocarburos livianos.

Mientras que los pozos Morrillo 1 y 4, cuyos bloques están gobernados por un tectonismo de fallas inversas antiguas que no llegan a la superficie, favorecen la migración y entrapamiento de los hidrocarburos.

En las pruebas de producción del pozo Morrillo 2 se determinó que ninguna de las arenas punzadas aporta, en los registros eléctricos se comprobó la presencia de hidrocarburos, aunque este pozo no produjo. Podemos asumir que existe daño de formación ya que se verificó que los punzados se encuentran a profundidad correcta.

4.1.5.2.- Análisis de las entrevistas

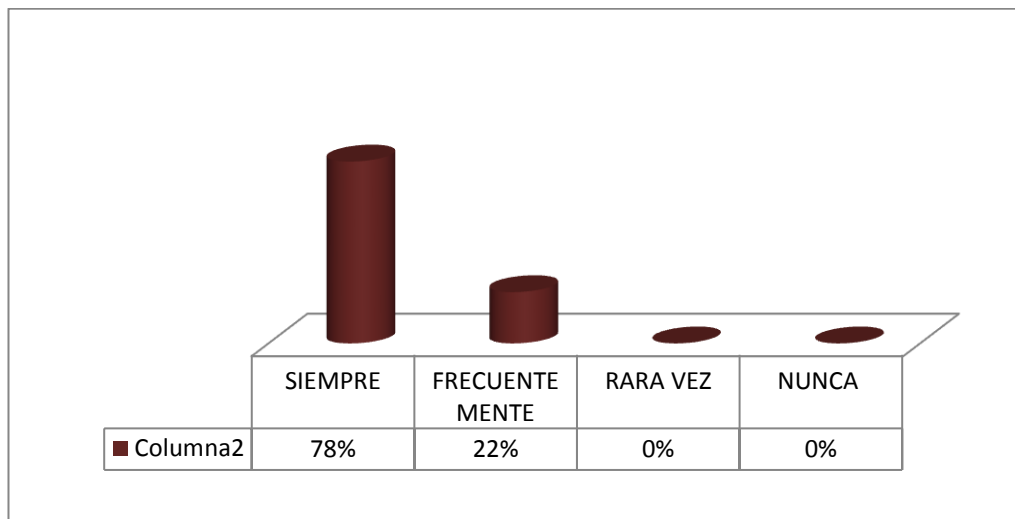
Objetivo: Determinar las ventajas que se transfieren al implantar técnicas de perforación hidráulica en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

CUADRO 4.12: VENTAJAS TÉCNICAS

¿Considera usted que existen ventajas técnicas en la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladro hidráulico automático?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SIEMPRE	7	78%
FRECUEENTEMENTE	2	22%
RARA VEZ	0	0%
NUNCA	0	0%
TOTAL	9	100%

Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.15: VENTAJAS TÉCNICAS



Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Análisis: De acuerdo a las respuestas de los encuestados se puede indicar que el 78% de los expertos en perforación de pozos, consideran que siempre existen ventajas técnicas al aplicar ésta técnica de perforación; el 22% manifestó que

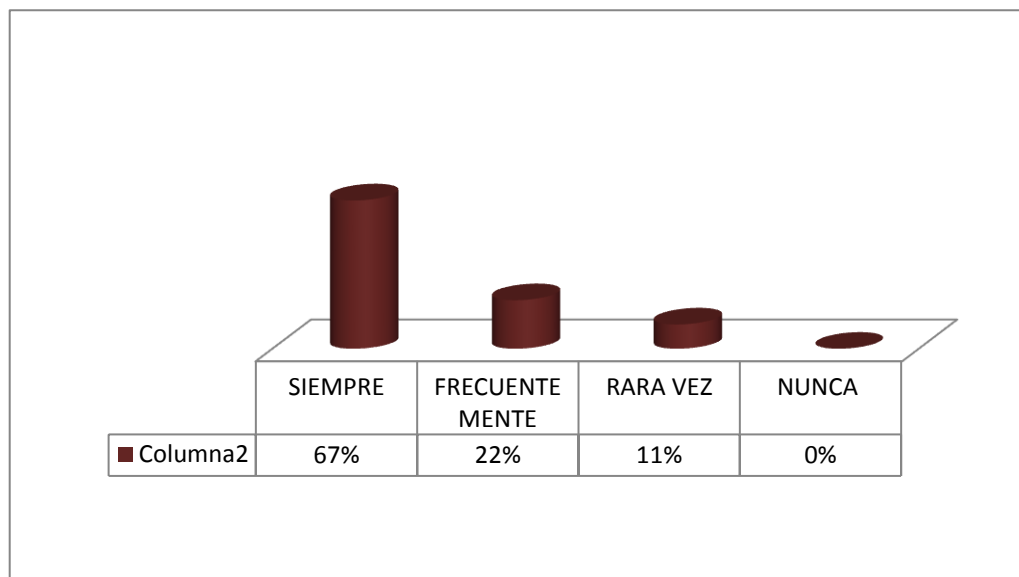
frecuentemente existen las ventajas técnicas (Ver cuadro 4.12 y gráfico 4.15). La utilización de nuevas tecnologías de perforación vertical, ofrecen un conjunto único de capacidades programadas desde la superficie para buscar y mantener automáticamente la verticalidad. Existen sistemas rotativos direccionales que ofrecen las ventajas de minimizar el riesgo y mejorar la calidad del pozo.

CUADRO N° 4.13: PROCESO HIDRÁULICO DE PERFORACIÓN VERTICAL

¿La aplicación del proceso hidráulico de perforación vertical tiene ventajas en yacimientos marginales en reducir costos de producción?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SIEMPRE	6	67%
FRECUENTEMENTE	2	22%
RARA VEZ	1	11%
NUNCA	0	0%
TOTAL	9	100%

Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.16: PROCESO HIDRÁULICO DE PERFORACIÓN VERTICAL



Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

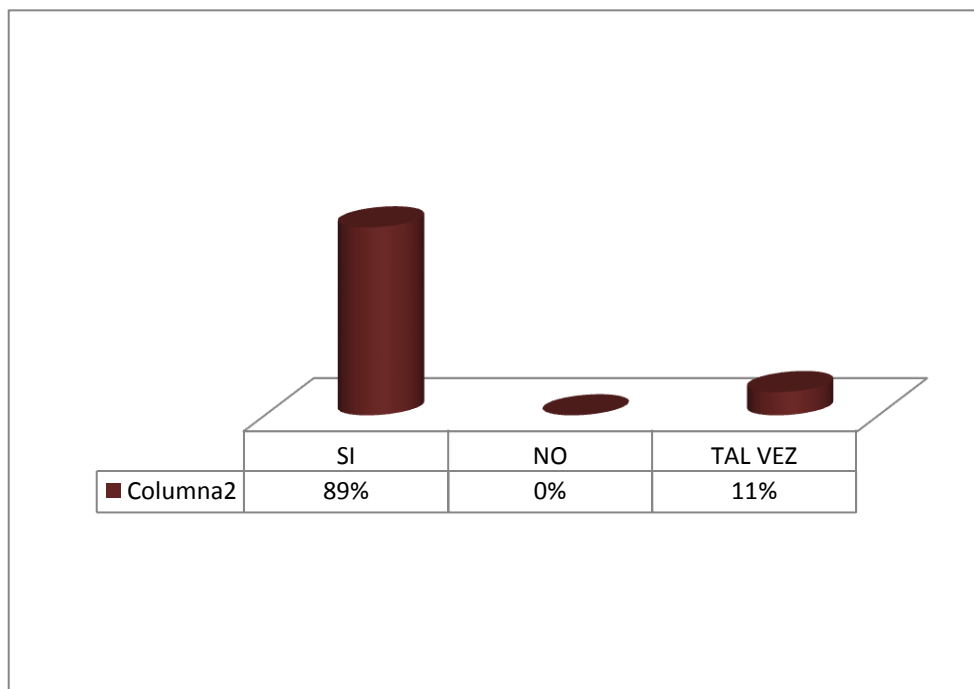
Análisis: El 67% de los expertos encuestados indicó que la aplicación del método de perforación vertical tiene ventajas en yacimientos marginales; el 22% sostuvo que, frecuentemente, existen estas ventajas en estos yacimientos.. (Ver cuadro 4.13 y gráfico 4.16).

CUADRO 4.14: REDUCCIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

¿Considera usted que la utilización de la técnica de un taladro hidráulico automático disminuye el impacto ambiental?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SI	8	89%
NO	0	0%
TAL VEZ	1	11%
TOTAL	9	100%

Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

GRÁFICO 4.17: REDUCCIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL



Fuente: Entrevista / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Análisis: El 89% de los encuestados manifestó que la aplicación de esta técnica reduce el impacto ambiental, el 11% indicó que tal vez. Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de perforación vertical, sin duda, reduce daños considerables hacia el medio ambiente. (Ver cuadro 4.13 y gráfico 4.17).

4.1.5.3.- Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- La aplicación de la tecnología tradicional en el bloque “Ing. Gustavo Galindo Velasco” ha tenido un impacto negativo con prevalencia de posibilidades altas en el componente ambiental en las actividades de la fase de perforación. El único impacto positivo, que en este sector, ha causado esta actividad, ha sido la generación de empleo en los habitantes de la comunidad del Morrillo.
- El campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, tiene similitud en sus características petrofísicas, con los de la cuenca Talara del Perú. Los principales reservorios desarrollados en el área son rocas silico-clásticas de edad eocénica de mecanismo gas en solución, baja porosidad, muy baja permeabilidad. En los dos campos Talara (Perú) y Galindo (Santa Elena), existen pozos activos, inactivos, abandonados temporalmente y permanentemente. Los pozos fueron perforados a partir del año 1910, algunos con equipo de percusión.

Recomendaciones.

- Emplear equipo automático, tecnología amigable con el medio ambiente, para minimizar el impacto ambiental.

- Adoptar y aplicar la misma tecnología que utiliza la cuenca Talara del Perú, por las similares características que presentan ambos campos; el uso de esta tecnología, permite: la disminución de riesgos operativos, menor tiempo en el desmontaje, transporte y montaje, mejores tasas de construcción, mayor tasa de penetración en la perforación, y por ende, mejores tasas de construcción.
- Optimizar: costos, procesos de perforación, y terminación, utilizando un taladro hidráulico automático que garantice la prevención de problemas y accidentes, con el fin de estimular los pozos de baja permeabilidad.

CAPÍTULO V

PROPUESTA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN VERTICAL DE UN POZO DE PETRÓLEO CON TALADROS HIDRÁULICOS AUTOMÁTICOS EN EL CAMPO “ING GUSTAVO GALINDO VELASCO”

5.1.- Presentación

La perforación vertical es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado.

Los primeros pozos petroleros del campo, “Ing. Gustavo Galindo Velasco” de Santa Elena, se perforaban mediante percusión, martillando una herramienta sujeta a un cable. Poco tiempo después las herramientas de cables fueron substituidas por la perforación rotatoria, que permitía perforar a mayor profundidad.

Los pozos petroleros se perforan verticalmente, aunque la diferente litología y las imperfecciones mecánicas causan que la mayoría de los pozos se desviarán, por lo menos levemente de la vertical. Sin embargo, la aplicación de herramientas modernas de perforación como el taladro hidráulico, permiten perforar pozos que pueden llegar a gran profundidad. Esta posibilidad es importante dado que las condiciones de los pozos que presenta el campo, “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, tienen similitud en sus características petrofísicas a los de la cuenca Talara del Perú; siendo sus principales reservorios desarrollados en el área, rocas silico-clásticas de edad eocénica de mecanismo gas en solución, baja porosidad, muy

baja permeabilidad (0.1 a 15 milidarcys) y de muy alta complejidad estructural y estratigráfica.

La importancia de utilizar la perforación hidráulica en los pozos de los campos petrolíferos de Santa Elena, consiste en que es ampliamente aplicada en operaciones de extracción de reservas de petróleo. Con características técnicas y un diseño especial, en una extensa variedad de procesos de perforación con eficiencia como el rejuvenecimiento de campos maduros de muy baja productividad en la cuenca Talara del Perú, se ha logrado, la optimización de costos de perforación y terminación, lo cual ha permitido perforar económicamente más de 500 pozos. Se empleó técnicas operativas que posibilitaron manejar en menor tiempo las perforaciones con mayor seguridad y menor impacto ambiental. Ya que la construcción de la plataforma se reduce en un 60% al aplicar el equipo automático, por tener menor número de cargas.

Es fácil de transportar por tener cargas modulares, incluye sistema digital y memoria para registrar los parámetros de perforación.

5.2.- Objetivos

5.2.1.- Objetivo General

Aplicar técnicas operativas en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, mediante la utilización de taladro hidráulico automático, para la perforación vertical de pozos de petróleo que optimicen su producción.

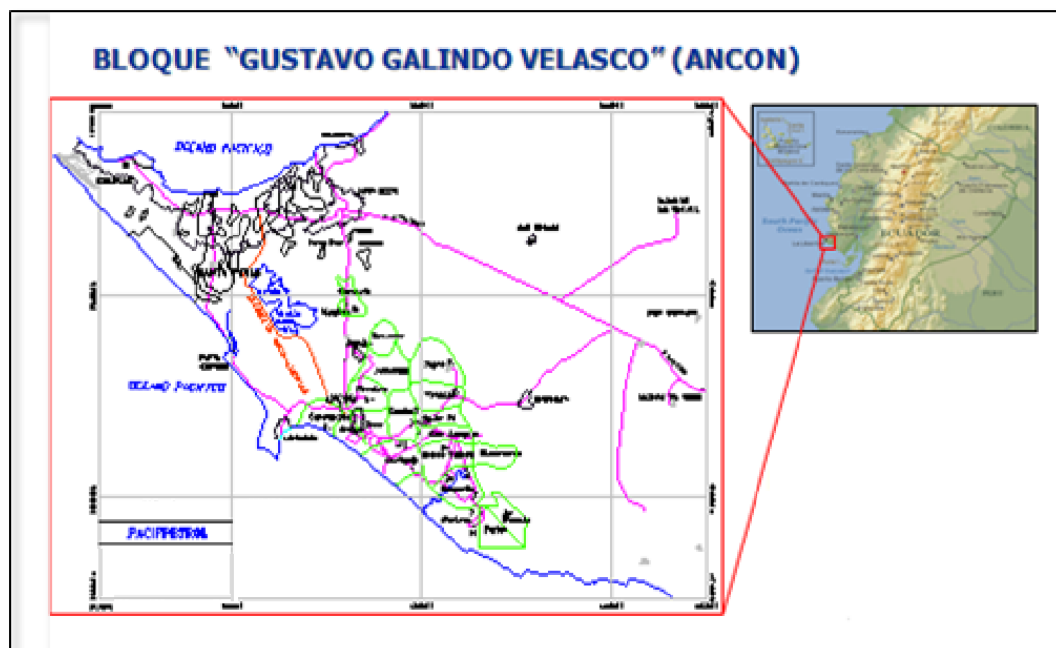
5.2.2.- Objetivos Específicos.

- Minimizar el impacto ambiental, mediante la perforación masiva de pozos a corto espaciamiento

- Optimizar los procesos de perforación del pozo, utilizando herramientas que garanticen la prevención de problemas operativos y accidentes.
- Incorporar tecnologías modernas en la perforación, como estimulación adecuada a los pozos de baja permeabilidad.
- Establecer un procedimiento para el control de pérdidas de circulación, identificando las zonas de alto riesgo de ocurrencia para tomar las medidas preventivas.

5.3.- Ubicación de la propuesta

GRÁFICO 5.1: UBICACIÓN DEL CAMPO “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”



Fuente: Pacifpetrol S.A.

El campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, se encuentra ubicado en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena con una distancia de 120 km de la ciudad de Guayaquil, Guayas (Ver gráfico 5.1).

La superficie total que cubre el campo es de 1200 km², con formaciones productoras como: Atlanta, Socorro, Santa Elena, Santo Tomas, Clay Pebbles BedS, Passage Beds,

Formación Atlanta: La producción de la formación Atlanta representa el 47,67% a la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 73,53 MMBls.

Formación Socorro: La producción de la formación Socorro representa un 30,43% a la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 33,47 MMBls.

Formación Santa Elena: La producción de la formación Santa Elena representa el 10,07% a la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 6,43 MMBls.

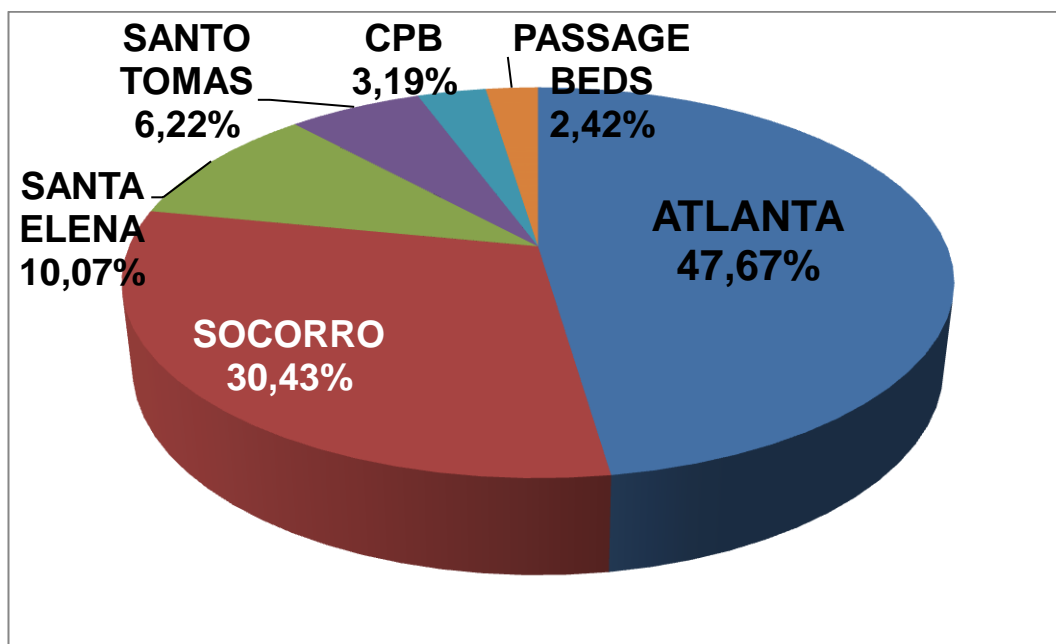
Formación Santo Tomas: La producción de la formación Santo Tomas representa el 6,22 % a la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 12,17 MMBls.

Formación Clay Pebbles Beds: La producción de esta formación representa el 3,19% de la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 2,33 MMBls.

Formación Passage Beds: La producción de la formación Passage Beds representa el 2,42% de la producción total del Campo. Sus reservas totales recuperadas en el año 2010 son 2,42 MMBls.

Las reservas explotadas por la empresa PACIFPETROL en el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” durante el año 2010 suman un total de 130.35 MMBls. (Ver gráfico 5.2).

GRÁFICO 5.2: PRODUCCIÓN POR FORMACION AÑO 2010



Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

La Compañía RED RALPH E.DAVIS ASSOCIATES, INC, indico en su estudio realizado en el año 2009 “Estimación de Reservas Probadadas, Probables y Posibles de Hidrocarburos” que el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, posee en su totalidad 2.704 MMbbl de reservas probadas, en el cuadro 5.1 se cuantifican.

CUADRO 5.1: RESERVAS DEL CAMPO “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”

Reservas	Miles de Millones de barriles
Reservas desarrolladas	2.463 MMbbl
Reservas no desarrolladas	241 MMbbl
Total de Reservas Probadadas	2.704 MMbbl

Fuente: Pacifpetrol S.A. / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

5.4.- Descripción de tecnologías de perforación con taladros hidráulicos automáticos

A continuación las partes principales de un taladro automático; no se menciona el sistema de control de sólidos (piletas, bombas de lodo, zarandas, desarenadores, deslimadores, manifold de bombas, etc.), debido a que dicho sistema tiene similitud a los equipos convencionales así como el sistema preventivo de reventones.

GRÁFICO N° 5.3: PARTES PRINCIPALES DEL TALADRO AUTOMÁTICO

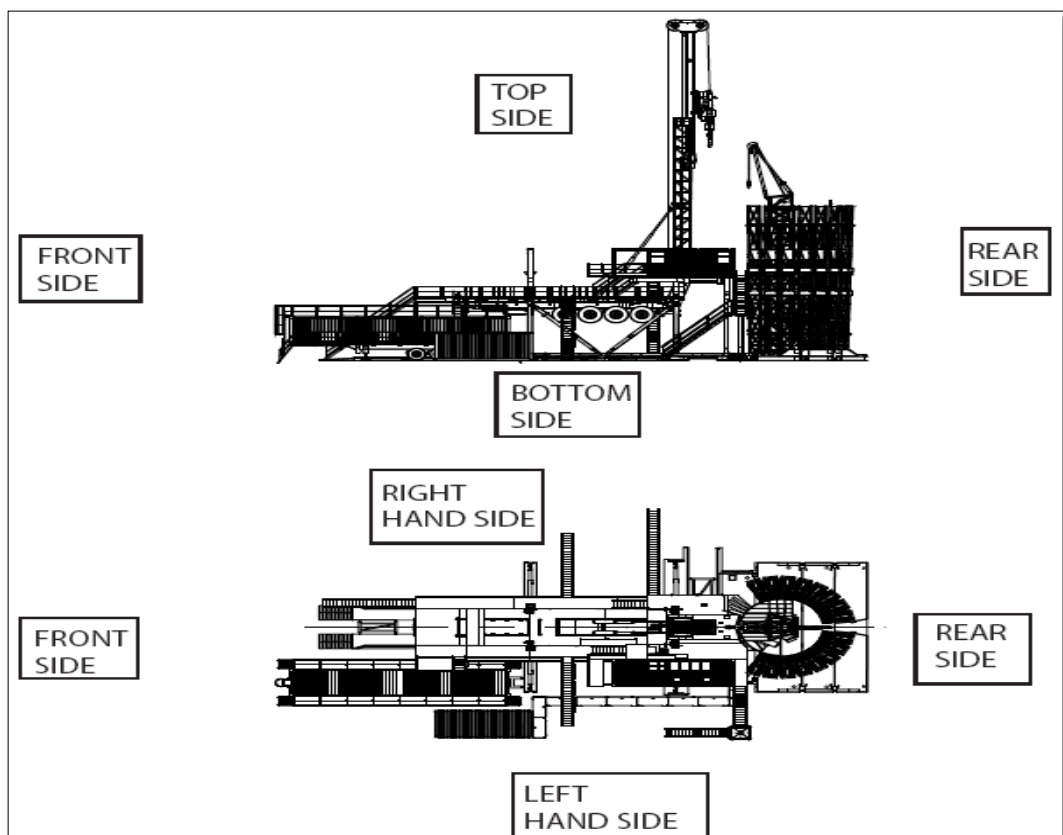


Fuente: Drillmec

5.4.1.- Orientación de los taladros automáticos

El equipo por convención debe ser considerado en la orientación representada en la figura que se muestra en el gráfico 5.3. Propósito de esta convención es que sea claro e inequívoco, por ejemplo, la parte delantera, parte trasera, etc. Es como se muestra y así debe ser ensamblado.

GRÁFICO 5.4: ORIENTACIÓN DEL EQUIPO



Fuente Drillmec / Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

5.4.2.- Criterio de diseño y construcción

El equipo de perforación hidráulico está diseñado de acuerdo con especificaciones API, así como toda la construcción está de acuerdo con las normas que

recomienda API: para fabricación, soldadura, revestimiento, almacenamiento, etc., de los equipos de perforación de tierra.

El equipo de perforación hidráulico está diseñado para funcionar en movimiento rápido con todos los componentes montados sobre ruedas. Para áreas peligrosas clasificación ver API RP 500. El equipo y sus accesorios están diseñados para trabajar en temperaturas de clima de -20° C hasta más de 40° C.

5.4.2.1.- Mástil telescópico

Como ya es conocido existen varios tipos de torres; el tipo convencional es el mástil o torre que está integrado por varias secciones para su fácil transportación e instalación; sirve de punto de soporte de las poleas que sostienen los cables del equipo de elevación; algo novedoso en el equipo es que el mástil es telescópico, es un gancho de 272 toneladas métricas de capacidad de carga y se compone de dos partes independientes de deslizamiento: una fija en el piso de perforación; la otra mueve hacia arriba y hacia abajo. El mástil telescópico está hecho de acero tensado y soldado eléctricamente y consta de las siguientes secciones:

- La sección de la base principal es donde se alojan las guías y partes telescópicas
- Esta sección está conectada a los dos (2) pistones hidráulicos para elevar las dos secciones.
- Sección telescópica, se desliza con los pistones hidráulicos que se encuentran dentro de la sección de la base principal.
- Un cilindro central deslizante que permite tanto tire-arriba (pull-up) y tire-abajo (pull-down).
- Bloque de Corona de acero tensionado, incluyendo el marco pivotante, ocho (8) poleas relacionadas en dos grupos paralelos de 4 poleas por grupo.

El mástil telescópico está diseñado para permitir el manejo y la recuperación de las tuberías de perforación API del rango 3 y “Drill Collars” de 30 ft. Además, cuenta con sensores y pantallas de tipo no EEXD así como HPU auxiliar.

Mástil de datos técnicos:

- ❖ - Carrera: 16 m (52 pies 6 pulgadas)
- ❖ - La capacidad carga estática del gancho: 272 toneladas métricas.
- ❖ - Capacidad de despliegue: 30 toneladas métricas.
- ❖ - Longitud máxima cubierta: 14,63 m.

5.4.2.2.- Subestructura

Conjunto de estructuras que se encuentran en la plataforma y que sirven para soportar la carga y el peso del equipo de perforación, está compuesto de la siguiente manera:

- a) Una estructura con una rampa adecuada para permitir anexar semi-remolques del equipo de perforación.
- b) Dos estructuras longitudinales con guías para las ruedas de los semi-remolques.
- c) Una estructura de bodega para ser conectado con el punto n ° 2.
- d) Un sistema de manejo de tubería que se apoya en la estructura y permite que el sistema de manejo de tuberías rote sobre su torre.

Todas las estructuras están cubiertas por placas de acero y equipadas por adecuados orificios para permitir que los montacargas o grúas los manejen o desplacen con comodidad.

Todos los bordes de las subestructuras cuentan con canales de placa de acero para permitir la recuperación de lodo.

La base de la subestructura del equipo se completa con un sistema compuesto de ocho (8) soportes telescópicos (brazos): cada uno está conectado a la base de la estructura del equipo y a la subestructura. Cada uno es capaz de ser tensado por medio de una conexión roscada entre el cuerpo y la terminal de la parte baja de los brazos. Este sistema permite la estabilidad lateral del equipo.

5.4.2.3.- Semitráiler

El grupo incluye el sistema hidráulico y neumático con regulación y distribución de sus componentes. La estructura principal es un diseño especial de un tráiler de cuatro ejes equipado con una serie completa de pasarelas y escaleras de servicio compuesto por:

- Estructura de acero de alta resistencia soldado eléctricamente de acuerdo con las especificaciones de DRILLMEC.
- El dispositivo de elevación operado hidráulicamente.
- El sistema de frenado a través de un doble circuito de aire.
- Suspensiones en los ejes para la distribución del peso
- Una rueda de repuesto completa con conector hidráulico de 30 toneladas para el cambio de neumáticos montado en el remolque.

5.4.2.4.- Piso de perforación

El piso de la torre está compuesto por los siguientes elementos:

- Una estructura principal con el “rotary housing” y el “mouse hole” están puestos en un semi-remolque del equipo
- Dos estructuras laterales.
- Dos plataformas de secundaria conectadas a las estructuras. Una plataforma de apoyo al “dog house” y la otra plataforma de apoyo al piso de trabajo que está situado al lado del mástil.

El hueco de ratón tiene 13" de apertura y está equipado con rolas centralizadoras.

Todos los pines de montaje del equipo (sea en rig up/rig down) tendrán una distancia adecuada en los orificios para una fácil instalación.

Cuenta con cuatro ojos o agujeros para instalación del BOP por seguridad durante la perforación.

Utiliza una alfombra de seguridad en el piso de perforación alrededor de la mesa rotaria.

5.4.2.5.- Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)

- Dos unidades de energía eléctrica de 575 kW cada una que en total entrega una potencia de 1.150 kW.
- Un tanque de aceite, 5.000 litros de capacidad, con alarma de nivel de aceite.
- Un conjunto de intercambiadores de calor de tipo EMMEGI modelo HPA 52/3.
- Un contenedor aislador de sonido.

Los calentadores dentro de las cajas eléctricas no deben tener o estar relacionados con los interruptores principales porque puede darse la posibilidad de que tenemos que apagar el sistema, pero siempre tenemos que mantener los calentadores prendidos.

El sistema de calefacción del tanque de aceite es controlado por un termostato y con un botón de empuje anular para arrancar la unidad en cualquier momento.

NOTA: Las dos unidades de energía están conectados con el "sistema hidráulico" con el fin de permitir que las operaciones de perforación trabajen aun a la mitad de la tasa si, en caso, se produce daños a una unidad de energía.

Principales datos técnicos:

- - Potencia Total (2 unidades de energía): 1150 kW o 1542 hp a 60 Hz
- - Capacidad del Tanque de aceite: 5000 lt.
- - Capacidad total de intercambio del enfriador de aceite: 420 KW (a 40° C / 104° F de temperatura exterior).

La unidad de potencia hidráulica está montada en un tráiler completo con: ruedas, frenos y luces de tráfico, estabilizadores y cuatro suspensiones neumáticas.

5.4.2.6.- Unidad de Potencia Hidráulica Auxiliar

Una unidad de potencia hidráulica auxiliar independiente, está montada en un tráiler y es impulsada por un motor de corriente alterna de 30 kW compuesta por:

- Una unidad de energía de 34,5 kW o 40 hp de CA del tipo ABB
- Una bomba de pistones hidráulicos.
- Un tanque de aceite 800 lt. de capacidad con alarma de nivel de aceite.

La unidad de potencia hidráulica auxiliar está diseñada para operar los cuatro estabilizadores y los dos pistones hidráulicos de elevación del mástil. A su vez tiene potencia adicional de despegue, esto para operaciones de izaje de la torre de manejo de las tuberías y las operaciones de brazo de grúa.

5.4.2.7.- Sistema hidráulico

Las siguientes características principales componen el sistema hidráulico:

- La unidad de potencia hidráulica.
- Un carrete o cilindro hidráulico que sirve para las operación de pull-up / pull-down y que está dentro de la estructura del mástil conectado al bloque de corona. Tiene la función para que el cilindro hidráulico se pueda detener en cualquier posición y mantenerse sin girar y así mantener el sistema en posición estática sin bajarse ni subirse.
- Una serie de motores y cilindros hidráulicos completos con todos los dispositivos de control para mover todos los equipos y para la funcionalidad total de bloque de corona completo.
- Sistema de maniobras de instalación de tuberías.
- Los dispositivos de seguridad.

Las envolturas de plástico se utilizan para proteger todas las cañerías hidráulicas flexibles externas.

La presión de trabajo: 35 Mpa. (350 bar).

5.4.2.8.- Sistema de rotación

El sistema de rotación es un sistema hidráulico de capacidad de carga en el gancho de 272 toneladas métricas (600.000 lbs.) y está formado de los siguientes componentes:

- Poder de rotación de superficie
- Tubo lavador
- Flotación y rotación de gancho doble
- Tenaza de tubería de revestimiento
- Cuñas automáticas para tuberías de revestimiento
- Llave de torque
- Cuña automática para tubería de perforación
- Llaves de potencia
- Mesa rotaria
- Módulo de manejo vertical de tuberías (automatizado) y sistema de grapas
- Cabina de control del perforador (dog house) y Panel de control
- Planta eléctrica.

5.4.2.8.1.- Poder de rotación de superficie

El Poder de rotación de superficie es impulsado por tres motores hidráulicos, instalados en su parte superior es de alta resistencia y gran potencia; está montado sobre el riel guía del mástil donde se desplaza hacia arriba y hacia abajo.

El Poder de rotación es un dispositivo patentado que se puede mover con cuerpo completo fácilmente, del centro del pozo al centro del hueco de ratón, controlado por el panel de control principal.

El Poder de rotación se completa con un cuello de cisne lavador reemplazable (“washpipe”) con 2 ½" de apertura para las herramientas, está hecho de acero resistente al desgaste y es roscado al Poder de rotación.

El sistema de rotación viene con su respectiva válvula IBOP que será acondicionada con un sustituto para proteger la rosca cuando se conecte a las tuberías o herramientas a usarse.

El Poder de rotación de superficie viene con sistema de frenado adecuado para mantener el torque máximo del sistema de rotación; además viene con un sistema de lubricación remoto.

Principales datos técnicos:

- Velocidad variable: 0-200 rpm.
- Rango Torque: 0 a 5000 da N.m (36200 lb.ft) @ 70 rpm con eficiencia de 100%.
- Stroke: 16 m (55 ').
- Max. Tiro: 272 toneladas métricas.
- Max. Poder: 503 hp.
- Presión Max. Circulando: 5.000 psi.

5.4.2.8.2.- Tubo lavador

El tubo lavador está diseñado para ser conectado rápidamente; las operaciones de mantenimiento son fácilmente ejecutas aun con operadores no expertos.

El manguerote es de in I.D de 3 1/2" y una presión de trabajo de 5000 psi y además es adecuado para mástil telescópico.

Principales datos técnicos:

- ID de apertura: 3 " (76 mm).
- Max. Presión de trabajo: 5.000 psi (345 bares).

5.4.2.8.3.- Flotación y rotación de gancho doble

Está construido de acuerdo con la norma API 8C y está instalado en la parte inferior del eje del poder de rotación, tiene las siguientes características:

- Resistencia a la tracción de hierro en acero forjado tratado térmicamente.
- Apropriado para utilizar con elevadoras de 350 toneladas.
- Equipado con cojinetes de rodillos.
- Cilindros de control remoto para la cubierta de tubos de revestimiento.

Principales datos técnicos:

- Capacidad de carga estática: 272 toneladas métricas (600.000 lbs.)

5.4.2.8.4.- Tenaza de tubería de revestimiento

Es el dispositivo que se encuentra por debajo del gancho doble con un dispositivo de agarre patentado, el accionamiento hidráulico se realiza desde DCC (cabina de control del perforador); este permite la elevación y la rotación de la tubería de revestimiento con un torque preciso.

Este dispositivo está diseñado para permitir la circulación del fluido o lodo en los viajes de tubería de revestimiento con el fin de evitar el bloqueo, y hacer frente con el funcionamiento de tiro de tubería de revestimiento en el hueco.

Este dispositivo está previsto para medidas de tubería de 13 3/8", 9 5/8", 7", 5 1/2", 4 1/2".

Es el dispositivo de accionamiento hidráulico situado por debajo del gancho doble, junto con un elevador estándar y brazos con un ajuste adicional con el propósito de deslizar (patentado por DRILLMEC), permite que la tubería se levante en conjunto y en movimiento con la fuerza rotatoria transmitida por el eje principal del poder de rotación.

Principales datos técnicos:

- Diámetro de Casing: 13 3/8", 9 5/8", 7", 5", 4 1/2".

5.4.2.8.5.- Cuñas automáticas para tubería de revestimiento

Se componen de los siguientes elementos:

- En dos piezas del cuerpo principal para permitir el cambio y el mantenimiento de los casings.
- Juegos de mordazas para forros de revestimiento dimensión de 5 1/2", 7", 9 5/8" y 13 3/8".
- Cuatro (4) pistones hidráulicos para mover arriba y abajo de las gradas y permitir el paso o el bloqueo de la sarta de tubería.
- Juegos de guías de cuñas.

Las cuñas son adecuadas para mantener la carga de tubería y proporcionar el torque adecuado.

Principales datos técnicos:

- Rango de Casing: 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8".
- Carga estática: 272 toneladas métricas.

5.4.2.8.6.- Llave de torque

La llave de torque hidráulico está montada en el cuerpo principal del sistema de rotación como elemento integrador.

Principales datos técnicos:

- Rango de medida del cople de tub.: 2 7/8" - 8"
- Max torque de ruptura: 14.700 Kg.m
- Max torque brindado: 10.300 Kg.m

La llave de torque hidráulico es alimentada directamente por la unidad de potencia hidráulica (HPU) suministrada por el sistema top drive.

5.4.2.8.7.- Cuñas automáticas para tubería de perforación

Las cuñas automáticas están suspendidas de un brazo elevador que se puede mover verticalmente a través de un cilindro hidráulico incorporado en una barra vertical situada fuera del centro del pozo. Las cuñas automáticas comprenden un aro que se localiza dentro del buje maestro y todas las mordazas forman un cono de deslizamiento asistido que permite la suspensión de todos los elementos de la sarta de perforación y/o tubería de revestimiento.

Los bujes tienen un espacio adecuado para poder instalar fácilmente en la mesa giratoria. Es operado desde el panel de control del perforador para sostener tuberías de diámetros que van desde 3 ½" y 5" y se completa con un interruptor en el panel de control con tres selectores (In - Neutral - Out). Un potente cilindro hidráulico operado para proporcionar aumento de la presión y ajuste de la presión en las cuñas.

5.4.2.8.8.- Llaves de potencia

Este componente incluye:

- Una unidad de tenazas o pinzas que consiste en dos tenazas hidráulicas, una fija y una tenaza giratoria de accionamiento hidráulico.
- Una barra vertical en la que la tenaza gira, a su vez, permite el movimiento vertical operado por un cilindro hidráulico.
- Este dispositivo es operado desde el panel de control del perforador, para el torque y torque máximo, pueden operar diámetros desde tuberías de perforación desde 3 1/2" hasta tuberías de revestimiento de 11", todo esto se logra conseguir debido a:

- - Doble rotación hidráulica de las tenazas para tubos de perforación y tuberías pesadas como las botellas de perforación
- - Set de cilindros hidráulicos para sacar o mover las tenazas del centro del pozo o fuera del lugar de las tenazas hidráulicas.
- -Cilindro hidráulico vertical que suspende las tenazas hidráulicas en cualquier posición.

Principales datos técnicos:

- Diámetro máximo de trabajo: 11 "
- Mínimo Diámetro de trabajo: 3 ½"
- Máximo torque de aplicación: 18.000 kg m (130.000 lbs .ft.)

5.4.2.8.9.- Mesa rotaria

Es una mesa rotatoria de 37 1/2" impulsada independientemente. La mesa rotatoria es accionada por un motor hidráulico, que en caso de fallo del poder de rotación puede girar lentamente la columna de perforación en el pozo. La mesa rotaria se completa con: el buje maestro, los bujes y las cuñas de tuberías de perforación, tubería pesada y de tubería de revestimiento de forma de cono que van en interior de los bujes. La mesa rotatoria tiene lo siguiente:

- Bujes maestros móviles, cuya apertura completa es 37 1/2" (952,5 mm).
- Conjunto de conos reductores adecuados para colgar tubería de perforación desde 3 1/2" y 5".
- Conjunto de conos reductores adecuados para colgar tuberías pesadas desde 6 3/4" y 8".

Principales datos técnicos (al 100% de eficiencia.)

- Máxima Velocidad de rotación: 45 rpm.
- Máximo Torque: 1.000 daN.m (7.527 ft. lbs).
- Máxima Apertura total: 37½"

La mesa rotatoria puede ser fácil y rápidamente, retirada dejando un paso libre de 43 1/4" (1.100 mm). Construida según API 7K

5.4.2.8.10.- Módulo de manejo vertical de tuberías (automatizado) y sistema de grapas

El sistema de grapas, está totalmente automatizado; está compuesto por una serie de contenedores verticales diseñados para almacenar y utilizar tubos de perforación y tuberías pesadas.

El sistema de grapas, así como el módulo de manejo de tuberías, es de fácil transporte; así como las operaciones de perforación y operaciones de viaje al pozo son completamente de un modo automático, tenemos que, las operaciones son seguras y rápidas.

El sistema se compone de 17 contenedores y estanterías cada una con su rejilla vertical con las siguientes cantidades:

- 272 tubos de perforación de 5" con longitud de (12.000 ft aprox. con DP de Rango 3).
- 18 tuberías pesadas de 6 1/2".
- 03 tuberías pesadas de 8"

El total de almacenamiento depende del tamaño y la longitud de tubos de perforación utilizados; mediante la sustitución de los contenedores vacíos por los que están cargados es posible alcanzar una mayor profundidad. El sistema está cubierto por una patente internacional.

La parte inferior de los contenedores se construye con el fin de fijar y desmontar rápidamente los elementos contenedores, cuando es necesario.

Los agujeros en los contenedores de tuberías deben estar limpios de hielo o tierra para que ingresen fácilmente en sus estantes. El sistema proveerá de un mecanismo de bloqueo y seguro en la tubería de perforación de los contenedores

para que el transporte sea justo y seguro. Cada recipiente está provisto de una protección contra el viento en la cara posterior. Los componentes son adecuados para el entorno de H₂S.

5.4.2.8.11.- Cabina de control del perforador (dog house)

Controles de instrumentación del equipo hidráulico son:

- Un indicador de presión de la bomba de lodo.
- Un indicador de peso del gancho tipo Martin Decker.
- Un indicador de peso sobre la barrena (W.O.B.).
- Un indicador de fuerza de pull-down.
- Un indicador de torque en el poder de rotación.
- Un indicador de velocidad del poder de rotación.
- Un indicador de torque de las tenazas hidráulicas.

Conjunto de indicadores de presión del sistema hidráulico para todos los circuitos instalados, motores y bombas. Una atracción adicional es que la visualización de los indicadores se instalará en la pantalla táctil. La información de tiro se puede calcular directamente a partir de la presión del cilindro principal a fin de indicar de inmediato su valor.

5.4.2.8.12.-Planta eléctrica

El control de la planta eléctrica muestra funciones del equipo de las cajas eléctricas y electrónicas.

- Servicios de sistema de iluminación: 230V - 60Hz
- Motores eléctricos para el circulación de lodo 460V - 60Hz
- Motor eléctrico para la potencia hidráulica 600V - 60Hz

Panel de Control

Una parte del panel de control, controla: la toma de nivelación, elevación y descenso del mástil, subir y bajar la subestructura, paradas de emergencia y el dispositivo de tensión de la línea muerta.

5.5.- Descripción de actividades para la puesta en marcha de un pozo de petróleo

CUADRO 5.2: DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN POZO DE PETRÓLEO	
PERFORACIÓN	256.069
TERMINACIÓN	137.899
EQUIPAMIENTO	69.007
TOTAL US\$	462.974

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 5.3: PERFORACIÓN

PERFORACIÓN
Obra Instrumentación
Equipo
Casing y Accesorios.
Instalaciones de Extracción / Inyección
Tuberías de superficie y accesorios
Otros materiales

Contratista
Ensayo de pozos (Registro RFT, ETC)
Cementación
Localizaciones
Servicio de cable
Servicio varios
Supervisión
Bombeo mecánico
Lodo de perforación
Locación seca
Trépanos
Herramientas de perforación
Control geológico
Perforación direccional
Ensayos de presión

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 5.4: TERMINACIÓN

TERMINACIÓN
Software
Obra Instrumentación
Equipo
Instalaciones de Extracción / Inyección
Tuberías de Superficie y Accesorios
Otros materiales
Contratista
Ensayos de pozos
Cementación
Estimulación fractura

Estimulación otros
Herramienta de ensayo
Localizaciones
Servicio de cable
Servicio de pesca
Servicio varios
Chupa y Cargas Líquidas
Fluido
Supervisión
Bombeo mecánico
Tubing y Accesorio

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 5.5: EQUIPAMIENTO

EQUIPAMIENTO
Casing y Accesorios.
Instalaciones de Extracción / Inyección.
Tuberías de Superficie y Accesorios
Otros materiales
Instrumental
Localizaciones
Bombeo Mecánico
Tubing y Accesorios.
Varillas y Accesorios.
Materiales de Boca de Pozo

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

5.6.- Estudio económico - financiero

La base fundamental de este estudio financiero consiste en reconocer el costo total del proyecto, con el objeto de canalizar el monto que se tiene que sustraer del total de las ganancias, bajo esa perspectiva se pretende demostrar la factibilidad del mismo por medio del cálculo de los futuros flujos y el periodo de recuperación de la inversión total.

5.6.1.- Costos

Cabe señalar que la maquinaria será rentada, proveniente de PERU, cuyo costo de alquiler por cada pozo se ha dividido en tres partes. El siguiente cálculo está proyectado para la obtención de 10 pozos: la perforación, con un monto de \$2'560.690,00, la terminación con un monto de \$1'378.990,00, y el equipamiento con un monto de \$ 690.070,00; donde el monto total del alquiler asciende a \$ 4.629.750,00 como se muestra en el cuadro 5.6.

CUADRO 5.6: COSTO POR ACTIVIDAD

INDICADORES	CADA POZO	10 POZOS
PERFORACIÓN	256.069,00	2'560.690,00
TERMINACIÓN	137.899,00	1'378.990,00
EQUIPAMIENTO	69.007,00	690.070,00
TOTAL US\$	462.975,00	4'629.750,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Se ha realizado un detalle de las actividades que comprenden estas tres etapas, en el cual se puede apreciar de forma minuciosa los costos en dicha operación. (Ver cuadro 5.7, 5.8 y 5.9).

CUADRO 5.7: COSTO DE PERFORACIÓN

PERFORACIÓN		
	CADA POZO	10 POZOS
Obra Instrumentación	245,00	2.450,00
Equipo	96.791,00	960.791,00
Casing y Accesorios Csg.	64.297,00	640.297,00
Cementación	27.562,00	270.562,00
Localizaciones	21.015,00	210.015,00
Servicio de cable	6.853,00	60.853,00
Servicio varios	6.173,00	60173,00
Supervisión	2.598,00	20.598,00
Lodo de perforación	19.908,00	190.908,00
Trépanos	8.876,00	80.876,00
Control geológico	1.751,00	10.751,00
TOTAL	256.069,00	2´560.690,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 5.8: COSTO DE TERMINACIÓN

TERMINACIÓN		
	CADA POZO	10 POZOS
Obra Instrumentación	245,00	2.450,00
Equipo	10.481,00	104.810,00
Instalaciones de Extracción / Inyección	3.691,00	36.910,00
Tuberías de Superficie y Accesorios	2.852,00	28.520,00
Estimulación Fractura	81.417,00	814.170,00
Herramienta de ensayo	3.060,00	30.600,00
Localizaciones	1.174,00	11.740,00
Servicio de cable	23.226,00	232.260,00
Servicios varios	4.770,00	47.700,00
Chupa y cargas líquidas	4.031,00	40.310,00

Fluido	992,00	9.920,00
Supervisión	1.959,00	19.590,00
TOTAL	137.898,00	1'378.980,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO 5.9: COSTO DE EQUIPAMIENTO

EQUIPAMIENTO		
	CADA POZO	10 POZOS
Instalaciones de Extracción / Inyección	40.203,00	402.030,00
Tuberías de Superficie y Accesorios	20.528,00	205.280,00
Localizaciones	5.346,00	53.460,00
Bombeo mecánico	2.929,00	29.290,00
TOTAL	69.006,00	690.060,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

5.6.2.- Gastos

Los gastos en los que incurre el proyecto se pueden separar en dos:

Gastos en transporte:

Estos gastos corresponden al costo de trasladar la maquinaria, ya sea tanto desde fuera del país como el recorrido interno.

Por el traslado desde fuera del país se ha presupuestado un monto de \$ 4.000,00 y para el transporte del recorrido interno un monto de \$ 5.000,00 lo cual suma un total de \$ 9.000,00 (Ver gráfico 5.10).

CUADRO 5.10: GASTOS EN TRANSPORTE

TRANSPORTE	
TRANSPORTE TRASLADO FUERA DEL PAIS	4.000,00
TRANSPORTE TRASLADO INTERNO	5.000,00
TOTAL TRANSPORTE	9.000,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Gastos en material de combustión:

El material de combustión a utilizarse es el Diesel, ya que la maquinaria en alquiler trabaja con este tipo de combustible. Por cada pozo se requiere 1.110 galones de diesel, por tal razón si son 10 pozos se ha calculado un total de gastos equivalente a \$ 48.285,00 como se muestra en el siguiente cuadro 5.11:

CUADRO 5.11: GASTOS EN MATERIAL DE COMBUSTIÓN

MATERIAL DE COMBUSTIÓN			
GALONES POR POZO	PRECIO DEL GALON	NUMERO DE POZOS	COSTO TOTAL
1.110	4,350	10	48.285,00

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

5.6.3.- Ingresos

Los ingresos se han calculado en relación precio del barril del petróleo con el número de pozos producidos. Si cada pozo produce 7 barriles diarios se tendrá una producción diaria de \$ 4.119,50 dándonos como resultado un ingreso anual de \$ 1'483.020,00 en 25.200 barriles producidos. (Ver cuadro 5.12).

CUADRO: 5.12 INGRESO POR VENTA DE BARRILES DE PETRÓLEO

INGRESO POR VENTA						
Número de barriles de petróleo producidos por día	No de pozos	Precio actual del petróleo	Total producción diaria	Total producción mensual	Total producción anual	Total de barriles producidos
7	10	58,85	4.119,50	123.585,00	1.483.020,00	25.200

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Es importante tomar en cuenta que mientras los pozos estén en proceso de perforación no habrá ingresos (por tal motivo se ha realizado el cuadro 5.13 que detalla en ingreso de primer año desglosado por meses.

CUADRO: 5.13 INGRESO EN EL PRIMER AÑO

Indicadores	INGRESO PRIMER AÑO												TOTAL
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.	
No de barriles	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Ventas Mensuales		61.793	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	123.585	1.297.643

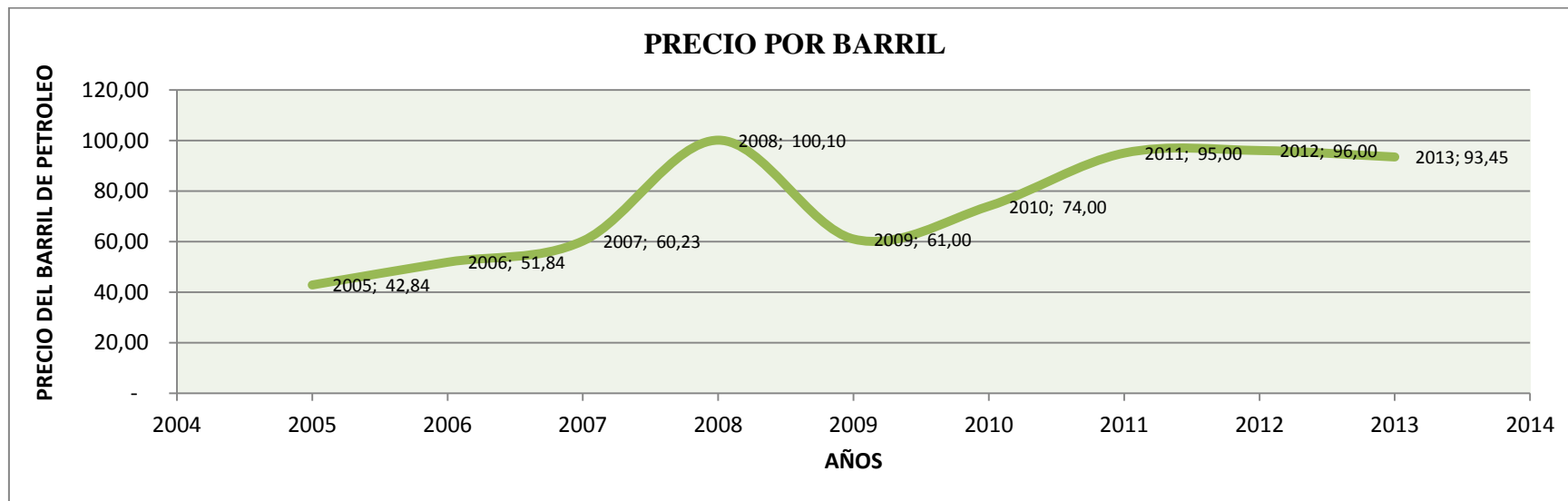
Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

CUADRO N° 5.14: TASA DE CRECIMIENTO

AÑOS	PRECIO POR BARRIL	TASA DE CRECIMIENTO
2005	42,84	
2006	51,84	17%
2007	60,23	14%
2008	100,10	40%
2009	61,00	-64%
2010	74,00	18%
2011	95,00	22%
2012	96,00	1%
2013	93,45	-3%
MEDIA DE LA TASA DE CRECIMIENTO		5,63%

El índice de crecimiento del precio del barril de petróleo es muy vulnerable al cambio, depende mucho de factores socioeconómicos mundiales, como es la demanda internacional y otros. Se ha realizado el cuadro 5.14 que refleja la conducta del precio en un rango de 9 años, esta establece un patrón de variaciones anuales que permite extraer un porcentaje del crecimiento y decrecimiento de precio para concluir en una media resultante de dichas tendencias. (Ver gráfico 5.5).

GRÁFICO 5.5: PRECIO POR BARRIL



Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

Una vez reconocidos los ingresos y egresos anuales, se puede realizar una proyección a 10 años para evaluar los beneficios económicos del proyecto. En el siguiente cuadro se ha considerado una tasa de crecimiento anual de ventas del 5,63%. Se debe acotar que los gastos en los que incurre el proyecto solo se efectúan dentro del proceso de elaboración de los pozos; en efecto, estos se realizarán dentro del primer año, específicamente en los 2 primeros meses. Lo que nos da como resultado para el año 1, una ganancia neta de \$ 1'240.358 y para el año 10 se tendrá \$ 2'297.821 (Ver cuadro 5.15).

CUADRO 5.15: FLUJOS DE EFECIVO

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
INGRESOS											
VENTAS		1.297.643	1.483.020	1.566.456	1.654.586	1.747.674	1.846.000	1.949.857	2.059.558	2.175.430	2.297.821
TOTAL INGRESOS		1.297.643	1.483.020	1.566.456	1.654.586	1.747.674	1.846.000	1.949.857	2.059.558	2.175.430	2.297.821
EGRESOS											
INVERSIÓN EN PERFORACIÓN	2.560.690										
INVERSIÓN EN TERMINACION	1.378.990										
INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO	690.070										
GASTOS TRANSPORTE		9.000									
GASTOS MATERIAL DE COMBUSTION		48.185									
TOTAL EGRESOS		57.285,0									
SOBRANTE O FALTANTE		1.240.358	1.483.020	1.566.456	1.654.586	1.747.674	1.846.000	1.949.857	2.059.558	2.175.430	2.297.821
SALDO FINAL		1.240.358	1.483.020	1.566.456	1.654.586	1.747.674	1.846.000	1.949.857	2.059.558	2.175.430	2.297.821

No obstante en el cuadro anterior se refleja una ganancia ya que no está considerada la inversión en el contrato del alquiler de la maquinaria, bajo dichas circunstancias se ha realizado un cuadro que demuestra la rentabilidad del proyecto propuesto, ya que, expone que la recuperación de la inversión es en el cuarto año desde la apertura del proyecto (Ver cuadro 5.16).

CUADRO 5.16: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN

RECUPERACION DE INVERSION										
INVERSION TOTAL	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
4.629.750	1.240.358	1.483.020	1.566.456	1.654.586	1.747.674	1.846.000	1.949.857	2.059.558	2.175.430	2.297.821
	-3.389.393	-1.906.373	-339.917	1.314.669						

Elaborado por: Ana Nieto y Geovanny Gavino

BIBLIOGRAFÍA

El Petróleo en el Ecuador, PETROECUADOR; Mercy Castro, Fernando Maldonado, Eduardo Naranjo, Ercilia Torres, Miguel Vásquez, Año 2009.

Plan Operativo Anual, EP PETROCUADOR, Gerencia de Planificación y Control de Gestión, Año 2011.

Estudios de Campos Maduros, Petrobras Energía S.A., Ing. Wilson Pescora, Año 2005.

Informe situacional Lote X, Petrobras Energía S.A., Ing. Karina Torres, Año 2006.

Optimización de las operaciones de perforación en campos maduros del Lote X, Talara – Perú, Petrobras Energía S.A., Ing. Marcos Seminario Saldarriaga, Ing. Manuel Chunga Espinoza, Año 2005.

Mejores prácticas y nueva tecnología en perforación incrementa el valor del Lote X – Cuenca Talara, Petrobras Energía S.A., Ing. Luis Sánchez Valqui, Ing. Javier Villaseca, Ing. Marco Seminario Saldarriaga, Daniel Palomino Basagoitia, Ing. Manuel Chunga Espinoza, Ing. Manuel Valladares Gómez, Ing. Tomas Díaz Del Águila, Año 2011.

Gestión de procesos Lote X SSR, Petrobras Energía S.A., Ing. Seferino Yesquen, Año 2003.

Costos de perforación del pozo Etanco, Petrobras Energía S.A., Año 2012.

Perforación de pozos Lote X, Petrobras Energía S.A., Ing. Edi Díaz Quinto, Año 2013.

Programa de Perforación Pozo EA 8983D PN, Petrobras Energía S.A., Departamento Ingeniería de Pozos, Año 2012.

Programa de Perforación Pozo EA11207D RE, Petrobras Energía S.A., Departamento Ingeniería de Pozos, Año 2012.

Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicios de Pozo, Petreven, Ing. Héctor Giordano, Año 2010.

Actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú; PERÚ-PETRO, Ing. Juan Albán;, Año 2012.

Potencial hidrocarburífero de la cuenca sedimentaria Talara, Petro-Tech Peruana S.A., Ing. Enrique González, Año 2009.

Cuencas sedimentarias del noroeste peruano, Geología de Talara. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. Ing. Linares Rojas, Año 2010.

Ancón: Prospección geológica & geofísica, PACIFPETROL S.A., Ing. Gino Hinojosa; Año 2008.

Ancón: Herramientas para la Exploración y Desarrollo, PACIFPETROL S.A., Ing. Gino Hinojosa; Año 2008.

Ancón: Oportunidades de exploración y desarrollo, PACIFPETROL S.A., Ing. Gino Hinojosa; Año 2008.

Geología de Ancón, CGC S.A., Año 2002.

Reservorios del Campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, PACIFPETROL S.A., Ing. Christian Sánchez, Ing. Elsa Cobos Montoya, Año 2012.

Tecnología de la perforación de pozos petroleros, Schlumberger, MCCRAY y Cole, Año 2000.

Ley de Hidrocarburos del Ecuador, Constitución de la República del Ecuador, Reforma 2010.

Perforación de pozos, Francisco Morros, Año 2003.

Perforación de pozos de petróleo, Ing. José Perdiz Dávila, Año 2007.

Curso Básico de Perforación, Weatherford, Efraín Casadiego Laborde; Año 2001.

Evaluación geológica Morrillo, PACIFPETROL S.A., Año 2005.

Reporte Geológico Pozo Morrillo 01X, PACIFPETROL S.A., Ing. Efrén Chuya, Ing. Javier Albuja, Año 2004

Programa De Perforación Pozo Morrillo 01x, PACIFPETROL S.A, Ing. Oswaldo OPICA CONSULTORES, Mendoza, Año 2004.

Una nueva forma de perforar, SCHLUMBERGER, Walt Aldred, Jim Belaskie, Rustam Isangulov, Año 2010.

Catálogo de Taladros Hidráulicos Automáticos, FORAJ SONDE Craiova, Año 2002.

HH102 Rig Information, GEOMETRIC COFOR, Año 2011.

HH600 Hydraulic Drilling Rig, PETREVEN, Año 2008.

HH102 Hydraulic Drilling Rig, DRILLMEC, Año 2012.

Automatic Hydraulic Drilling Rigs HH Series Catalog, DRILLMEC, Año 2012.

GLOSARIO

Acres.- Medida tradicional inglesa de superficie equivalente a 0,4 hectáreas o, a 4047 metros cuadrados. Históricamente se relata que esta unidad de medida hacía referencia al área que un par de bueyes podía arar en un día. A finales del siglo XIII, la ley inglesa uniformó el acre para su uso oficial.

Anhidrita.- La anhidrita es un mineral compuesto de sulfato de calcio anhidro (CaSO_4). Está formada por un 41,2% de CaO y un 58,8% de SO_3 . Es muy común en los depósitos de sal, pero es muy raro encontrarla bien cristalizada.

Arcilla.- Materia plástica, blanda, de varios colores, comúnmente compuesta de silicato de aluminio, formado por la descomposición del feldespato y de otros silicatos de aluminio.

Arenisca.- Roca sedimentaria compuesta de arena cementada por otros materiales.

Basamento.- Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

Biomarcadores moleculares.- Marcadores bioquímicos y genéticos aplicables en Biotecnología y Biomedicina. Cada vez es más frecuente el uso de biomoléculas para obtener información relativa al desarrollo de procesos biológicos, tanto aplicables a la producción industrial como al diagnóstico y pronóstico de enfermedades, la monitorización de tratamientos, o el diseño de nuevos medicamentos.

Caliza.- La caliza es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que modifican (a veces sensiblemente) el color y el grado de coherencia de la roca.

Cretácico.- El Cretácico, o Cretáceo, una división de la escala temporal geológica, es el tercer y último período de la Era Mesozoica; comenzó hace 145,5 ± 4,0 millones de años y terminó hace 65,5 ± 0,3 millones de años. Está comúnmente dividido en dos mitades, conocidas como Cretácico Inferior y Cretácico Superior. Con una duración de unos 80 millones de años, es el período Fanerozoico más extenso, y es, incluso, más largo que toda la Era Cenozoica.

Cuenca.- Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Diatomeas.- Las diatomeas son una clase de Algas unicelulares microscópicas. Conocidas también como Bacillariophyceae, son uno de los más comunes tipos de fitoplancton.

Estratigrafía.- Es el estudio de la historia, la composición, edad relativa y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para aclarar la historia de la Tierra. La comparación, o la correlación, de estratos separados puede incluir el estudio de su litología, el contenido de fósiles, y relativa o absoluta de edad, o litoestratigrafía, bioestratigrafía, y cronoestratigrafía.

Eoceno.- Se aplica a la época geológica que es la segunda del periodo paleógeno de la era cenozoica o terciaria, o, según las escuelas, la segunda del periodo terciario de la era cenozoica; sigue al paleoceno y precede al oligoceno, y se extiende desde hace unos 54 millones de años hasta hace unos 40 millones de años.

Espectrometría de masas.- La espectrometría de masas es una técnica experimental que permite la medición de iones derivados de moléculas.

Esterano.- Es químicamente el ciclopentanoperhidrofenantreno. Se trata de un hidrocarburo policíclico que se puede considerar un producto de la saturación del fenantreno asociado a un anillo de ciclopentano. Posee 17 átomos de carbono. De esta base estructural derivan los esteroides, que son la molécula base para multitud de moléculas de origen lipídico, como los esteroides (colesterol), ácidos biliares y hormonas esteroideas.

Fallas.- Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

Formación.- Es la unidad formal fundamental de la clasificación litoestratigráfica y es empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica.

Geosinclinal.- Faja alargada de subsidencia y sedimentación existentes durante largos periodos de tiempo. Los geosinclinales son grandes pliegues estructurales a escala subcontinental, estos comprenden de una cuenca o surco que sirve de receptáculo de sedimentos procedentes de la erosión de las tierras próximas.

Limolita.- La limolita es una roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo más fino que la arenisca y más grueso que arcillas.

Mioceno.- El Mioceno es una división de la escala temporal geológica, es la cuarta época geológica de la era Cenozoica y a la primera época del periodo Neógeno. Comenzó hace 23,03 millones de años y terminó hace 5,332 millones de años. En este período continuó la elevación de cordilleras como los Pirineos, los Alpes y el Himalaya. La erosión favorecida por estas orogénesis originó sedimentos y depósitos de petróleo en zonas que eran cuencas marinas de poca profundidad. La temperatura era más baja que la actual y se originaron las masas de hielo en la Antártida.

Milidarcy.- 1/1000 darcy. Son una unidad de medida de la permeabilidad, nombrada en honor a su creador, Henry D'Arcy. Dado que la permeabilidad promedio es frecuentemente menor de un darcy, la medición se expresa en milidarcys (md). No son unidades del SI, pero son ampliamente utilizados en ingeniería petrolera y geología.

Onda Sísmica.- Las ondas sísmicas son un tipo de onda elástica consistentes en la propagación de perturbaciones temporales del campo de tensiones que generan pequeños movimientos en un medio.

Paleozoico.- Paleozoico o era Primaria es una división de la escala temporal geológica de más de 290 millones de años (m.a.) de duración, que se inició hace $542,0 \pm 1,0$ m.a. y acabó hace unos $251,0 \pm 0,4$ m.a.

Permeabilidad.- Conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos; capacidad de los fluidos de desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

Peso específico.- Se le llama Peso específico a la relación entre el peso de una sustancia y su volumen.

Roca madre.- Lugar donde se formó el petróleo.

Roca metamórfica.- Es el resultado de la alteración de rocas ígneas o sedimentarias que experimentan cambios notables en sus características físicas y químicas por la acción del calor, presión, agentes químicos o una combinación de ellos.

Roca sello.- Capa relativamente impermeable que impide que los fluidos sigan migrando una vez que constituyen el yacimiento.

Saturación de agua.- Es el monto relativo de agua que se encuentra en los poros de la roca, generalmente se encuentra expresado en porcentaje del volumen total de la misma.

Somero.- Pozo de petróleo poco profundo.

Terciarios.- La Era Cenozoica, Cenozoico o Era Terciaria, una división de la escala temporal geológica, es la era geológica que se inició hace unos $65,5 \pm 0,3$ millones de años y que se extiende hasta la actualidad.

Turbidita.- Una turbidita es una facies sedimentaria que se deposita durante una corriente turbidítica, una avalancha submarina que redistribuye grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del continente en las profundidades del océano. Cuando se depositan sucesiones con secuencias alternantes de diferente composición se denominan flysch.

Yacimiento.- Acumulación de aceite o gas en roca porosa tal como arenisca.

ANEXOS

ANEXO I

GUIA DE OBSERVACIÓN

Impacto ambiental. Área Morrillo: aire, agua, suelo, flora y fauna y social.

TIPOS DE SUELO	
Arcillosos	
Arenosos	
Francos	

MONITOREO DE SUELO

CUERPOS HÍDRICOS

FASE DE PERFORACIÓN

COMPONENTE AMBIENTAL	AFECCIÓN
Aire	
Agua	
Suelo	
Flora y Fauna	
Social	

EVALUACIÓN AMBIENTAL	TIPO IMPACTO	SIGNIFICANCIA	%
Calidad visual y paisaje			
Salud y seguridad laboral			
Generación de empleo			
Calidad del suelo			
Niveles de ruido y vibraciones			
Calidad de Aire			
Patrones de drenaje superficial			
Flora y Fauna terrestre			
Avifauna			
Estabilidad taludes			
Calidad de agua pozo			
TOTAL			

ANEXO II

ENTREVISTA

¿Considera usted que existen ventajas técnicas en la perforación de un pozo de petróleo vertical con taladro hidráulico automático?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SIEMPRE		
FRECUENTEMENTE		
RARA VEZ		
NUNCA		
TOTAL		

¿La aplicación del método de perforación direccional tiene ventajas en yacimientos marginales en reducir costos de producción?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SIEMPRE		
FRECUENTEMENTE		
RARA VEZ		
NUNCA		
TOTAL		

¿Considera usted que la utilización de la técnica de perforación direccional disminuye el impacto ambiental?		
VARIABLE	FRECUENCIA	PORCENTAJE
SI		
NO		
TAL VEZ		
TOTAL		

ANEXO III

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO AUTOMÁTICO HIDRÁULICO

A. MAX. CONSIDERACIONES DE CARGA, MAX. N° DE LÍNEAS INSTALADAS		
ITEM	DESCRIPCION	Propuesto
1	MASTIL, capacidad nominal bruta (TM) Capacidad de carga del gancho (TM) Con máximo número de líneas (nr.)	100 N/A
2	BLOQUE CORONA, capacidad de carga (TM)	100
4	GANCHO DEL BLOQUE, capacidad de carga (TM)	N/A
5	TOP DRIVE, capacidad de carga (TM)	100
	Máxima carga de levantamiento (TM)	

B. ESPECIFICACIÓN DE LA UNIDAD		
B.1 DATOS Y LISTA DE COMPONENTES DEL TALADRO AUTOMÁTICO HIDRÁULICO		
B.1.1 DATOS GENERALES DEL TALADRO		Propuesto
1	Nombre	HH-102
2	Tipo	HIDRAULICO
3	Año de construcción o ensamblaje	-
4	Capacidad nominal de perforación	6500 ft
5	Cantidad de camiones requeridos para el movimiento del equipo entre locaciones	7
8	Tiempo estimado para mudar taladro.(horas)	24
10	Estatus actual de taladro (perforación-disponible-etc.)	CONSTRUCCION
11	Ubicación actual del taladro	CONSTRUCCION
12	Consumo promedio de combustible en operaciones normales de perforación (Gl/d)	1110

B.2. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO		
B.2.1 Combustible diesel		30 m ³
B.2.2 Agua para la perforación		
1	Capacidad total de agua de perforación (Bbl)	400
B.2.3 Fluido de perforación		
1	Capacidad total para lodo de perforación (Bbl) (en los tanques	800

	del sistema activo)	
2	Número de tanques para lodo de perforación (sin incluir el tanque de viaje)	2
1	Máximo nivel de ruido en el sitio de trabajo (dBa)	60

C. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE POTENCIA		
C.1 PLANTA DE PODER DEL TALADRO (adecuado al requerimiento del equipo)		Propuesto
C.1.1 Sistema generador Motor Diesel A.C		
1	Número de generadores diesel (los necesarios para accionar el sistema eléctrico del taladro, del equipo de control de sólidos y del campamento de viviendas)	2
2	Potencia continua de cada generador (HP)	500
3	Potencia continua Total (HP)	500
C.1.2 Motor Diesel		
1	Cantidad de motores Diesel	2
2	Marca y modelo	CATERPILLAR 3412TTA
C.1.3 Generador eléctrico A.C.		
1	Cantidad de generadores eléctricos A.C.	2
2	Marca y modelo	CATERPILLAR SR4B
3	Potencia Máxima de generación A.C. (KVA)	500
4	Tensión de salida AC (V)	440
5	Frecuencia generada A.C. (Hz)	60
C.2. POTENCIA ELÉCTRICA PARA TERCERAS PARTES		
C.2.1.Servicios para terceros		
1	Potencia disponible (KVA)	150
2	Tensión de salida (V)	220/440
3	Corriente de salida (A)	30
C.4 SERVICIO DE AIRE DEL TALADRO		
C.4.1 Compresor de aire eléctrico		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	ATLAS COPCO
3	Potencia del motor (HP)	30
5	Máxima presión de servicio (Kg/cm ²)	8,5

D EQUIPO DE LEVANTAMIENTO Y ROTACIÓN		
D.1 MÁSTIL Y EQUIPOS ASOCIADOS		
D.1.1 Mástil		Propuesto
1	Mástil telescópica, marca y modelo	DRILLMEC Telescopic
2	Altura de mástil	18 m
3	Máximo peso de carga en base a API en estado estático y resistencia a la velocidad del viento.	100 ton m
		115 Km/h

D.1.2 Capacidad de almacenaje de tubería (DP y DC)		
1	Marca y modelo	
2	Capacidad para tubería de perforación de 5"	4920 ft
3	Capacidad para porta mechas de 6 1/2 "	360 ft
4	Capacidad para porta mechas de 8"	48 ft
D.1.3 Subestructura		
1	Marca y modelo	DRILLMEC
3	API capacidad de carga en rotación	220000 lb
D.1.4 Piso del taladro		
1	Dimensiones del piso	4mx2,5m
2	Altura entre el piso del taladro y el nivel del terreno	15.98 ft
3	Altura libre por debajo de mesa rotaria y el nivel del terreno	14.34 ft
4	Sistema de drenaje de recolección del piso del taladro	SI
5	Sistema de drenaje de recolección de la mesa rotaria	SI
6	Drenaje de descarga	FLOW LINE
D.1.5 Cabina de perforación		
1	Dimensiones L-W-H	4mx2.5mx2.5m
D.1.6 Cabeza de inyección (Incorporado al Top Drive)		
		Comprendido en sistema top drive
1	Marca y modelo	DRILLMEC
2	Normas de construcción API	
3	Capacidad de carga	
4	Presión de trabajo	
5	Accesorios para cable	

D.2 SISTEMA DE ROTACION		
D.2.1 Conjunto de top drive		Propuesto
1	Marca y modelo	DRILLMEC Hidráulico
2	Normas de construcción API	ISO 9001 API 8C
3	Capacidad de carga	100 ton m
4	Máximo torque continuo –output-	26038 lb. ft
5	Velocidad de rotación	200 RPM
D.2.2 Sistema de rotación del Top Drive		
1	Tipo de motor (Eléctrico o hidráulico)	HIDRAULICO
2	Dirección principal de rotación del motor	
3	Caja de velocidad	3 VELOCIDADES
4	Marca y tipo de motor	DENNINSON
5	Potencia máxima producida por motores–continua-	400 HP
D.2.3 Sistema de orientación de top drive		
1	Definir tipo	DOBLE CARRIL
D.2.4 Válvula BOP interior de Top drive		
1	Cantidad	1 HID, 1 MANUAL
2	Marca y modelo	GREFFIT TOOL
3	Diámetro interno y presión de trabajo	3" 10000 psi
4	Normas de construcción API	API 7C
D.2.7 Mesa rotaria		Propuesto
1	Marca y modelo	DRILLMEC
2	API Capacidad de carga	220000 lb

3	Abertura máxima	20-1/2"
4	Movimiento a través de motor o cuadro de maniobra	INDEPENDIENTE
5	Marca y modelo de motor	DENINSON HIDRAULICO
6	Potencia máxima continua	7233 lb. ft
D.2.8 Buje maestro		
1	Marca y modelo	VARCO MSPC
2	Medidas API para insertos de tazas	1-2-3

D.3 COMPONENTES DEL PISO DE TALADRO		
D.3.1 Sistema de ajuste de alta potencia (Ezy-Torque)		Propuesto
1	Marca y modelo	DRILLMEC HIDRAULICO
2	Máxima tasa de tiro	2-3/8" - 8" 57864 lb. ft
D.4 COMPONENTES ÚTILES PARA IZAMIENTO		
D.4.1 Guinche para izar hasta el piso del equipo		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	DRILLMEC
3	Tipo de operación (hidráulico o aire)	HIDRAULICO
4	Capacidad de levantamiento	3 ton m

E SISTEMA DE LODO		
E.1 SISTEMA DE LODO A ALTA PRESIÓN		
E.1.1 Bombas de lodo		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca	DRILLMEC
3	Modelo	9T1000
4	Máxima potencia de entrada (HP)	1000
6	Marca de amortiguador de pulsación -Pulsation Dumpener-	HYDRILL
7	Modelo de amortiguador de pulsación -Pulsation Dumpener-	K20 5000
8	Marca de válvula de alivio	CAMERON
9	Modelo de válvula de alivio	C
10	Medidas de líneas disponibles	2"

E.1.2 Motores de impulsión de las bombas de lodo		
		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca del motor	CATERPILLAR
3	Modelo del motor	CAT 3512
4	Potencia continua de motores	1100
E.1.3 Bomba de sobrealimentación		
1	Marca y modelo	MISS 6x8
2	Diámetro del Impeller	14"
3	Tipo de sello	MECÁNICO
4	Potencia del motor (HP)	100
5	Velocidad de rotación	1150 RPM

E.1.4 Línea de succión de bomba de lodo		Propuesto
2	O.D de línea de succión	8"

E.1.5 Sección de línea flexible de descarga para bomba de lodo (Manguerote)		
		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Diámetro interno	4"
3	Presión de trabajo	5.000
E.1.6 Conjunto del Stand pipe		
1	Cantidad de Stand Pipe (m)	1
2	Diámetro interno	4"
3	Presión de trabajo	5.000 psi
E.1.7 Manguera rotaria (Rotary Hoses)		
1	Cantidad	1 + 1 RESERVA
2	Diámetro interno y longitud	4"
3	Presión de trabajo	5.000 psi

E.2 SISTEMA DE LODO DE BAJA PRESIÓN		
E.2.1 Sistema de tanque		Propuesto
1	Número total de tanques de lodo instalados	2
2	Capacidad total de tanques de lodo (Bbl)	730
3	Dimensiones de tanques de lodo (H-W-L) (mxmxm)	2.2mx2.6mx13.7m
4	Cantidad de agitadores eléctricos (N° suficiente para mantener en movimiento todos los compartimientos)	3
5	Marca y modelo de agitadores eléctricos	A/0-AFE grf2t
6	Motores de agitadores eléctricos	15 HP
E.2.3 Sistema de mezcla de lodo		
1	Cantidad de mezcladores (embudos)	2
2	Posibilidad de mezclar lodo nuevo	SI
3	Compartimiento para reserva de lodo (vol - bbl)	200
E.2.4 Bombas de mezcla		
1	Cantidad	2
2	Marca y modelo	MISSION 6x8
3	Diámetro de Impeller	13"
4	Velocidad de rotación	1750 RPM
5	Motores de impulsión - Cantidad	2
6	Potencia (HP)	100

E.3 SISTEMA DE SEPARACION DE RECORTES DE PERFORACION		
E.3.1 Tanque trampa arena		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Capacidad de c/u (M3)	4
3	Inclinación inferior (SI-NO)	SI
4	Descarga rápida (SI-NO)	SI

E.3.2 Zarandas Primarias -Shale shakers-		
1	Cantidad instalada	1
2	Tipo de Movimiento	LINEAL
3	Marca y modelo	SWACO MONGOOSE
4	Medidas de mallas (colocar mallas disponibles a cargo de la contratista)	40-60-80-120-140
E.3.3 Equipo de 3 en 1		Propuesto
1	Cantidad instalada	1
2	Tipo de Movimiento de zaranda	LINEAL
3	Marca y modelo	SWACO MONGOOSE
4	Medidas de mallas (colocar mallas disponibles a cargo de la contratista)	40-60-80-120-140
5	Desarenador (diámetro y número de conos)	20 x 4"
6	Desilter (diámetro y número de conos)	3 x 10"

E.3.4 Unidad de desgasificación		
		Propuesto
1	Marca y modelo	BURGESS MAGNAVAC 500
2	Capacidad	500 GPM
3	Marca y modelo de bomba de alimentación	AUTOALIMENTADO
4	Potencia de la bomba	N/A
E.3.4 Desgasificador Vertical (Poor Boy Degasser)		
1	Marca y modelo	DRILLMEC VERTICAL
2	O.D del cuerpo del separador	30"
3	Altura del separador	
4	O.D de línea de descarga del separador	6"
5	Altura inferior del sello líquido	1.5m
E.3.5 Tanque de viaje		
1	Capacidad (Bbl)	50
2	Capacidad linear (Gl x Ft)	523
3	Tipo de indicador de nivel	MECANICO
4	Visible en el sitio de perforación (si-no)	SI
6	Marca y modelo de la bomba de alimentación del tanque de viaje	MISSION 2x3

F. COMPONENTES PARA EL CONTROL DE POZO		
F.1 SISTEMA DEL CONJUNTO DE BOP		Propuesto
Preventor anular		
1	Marca y modelo	HYDRILL GK
2	Diámetro y presión de trabajo	11" - 5000 psi
3	Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
4	Tipo de conexión superior	STUDDER
5	Dimensiones de conexión superior	11" - 5000 psi
6	Tipo de conexión inferior	FLANGED

7	Dimensiones de conexión superior	11" - 5000 psi
F.1.2 Preventor de surgencia a esclusa 11"		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	SHAFFER LXT
3	Diámetro y presión de trabajo	11" - 5000 psi
4	Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
5	Tipo de cierre de esclusa –(Ram lock Type)	POST LOCK
6	Tipo de conexión superior	STUDED
7	Dimensiones de conexión superior	11" - 5000 psi
8	Tipo de conexión inferior	STUDED

F.2 VÁLVULAS LATERALES DEL CONJUNTO DE BOP

F.2.1 Válvula Hidráulica		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca y tipo	ANSON
3	Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
4	Tipo de conexión	BRIDA
5	Diámetro de conexión – presión de trabajo	3-1/8" - 5000 psi
F.2.2 Válvulas manuales		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca y tipo	ANSON
3	Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
4	Tipo de conexión	BRIDA
5	Diámetro de conexión – presión de trabajo	3-1/8" - 5000 psi
F.2.3 Válvula de Retención		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca y tipo	
3	Resistente al H ₂ S (si-no)	
4	Tipo de conexión	
5	Diámetro de conexión – presión de trabajo	3-1/8" - 5000 psi

F.3 LINEA DE AHOGO Y CHOKE

F.3.1 Línea de ahogo desde la salida de BOP hasta el Kill manifold		Propuesto
1	Cantidad (m)	1
2	Tipo	CHIKSAN
3	Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
4	Diámetro interno – presión de trabajo	2" - 5000 psi

F.4 CHOKE MANIFOLD

F.4.1 Choke manifold general		Propuesto
1	Descripción (N° y tipo de válvulas) - Presentar esquema	CAMERON
2	Choke manifold Resistente al H ₂ S (si-no)	SI
3	Diámetro interno – presión de trabajo	3-1/16" - 3000 psi
F.4.3 Válvula de ajuste manual del Choke		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	ANSON
3	Diámetro – presión de trabajo	3-1/8" - 3000 psi

F.5 CABEZA DE POZO Y ADAPTACIONES		
F.5.1 Carretel Espaciador (Adapter)		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Tipo de conexión superior (diámetro - presión // bridado - esparragado)	11" - 3000 psi DOBLE ESPARRAGADO
3	Tipo de conexión inferior (diámetro - presión // bridado - esparragado)	Según Requerimiento

F.6 HERRAMIENTAS AUXILIARES		
F.6.2 Herramienta para prueba de Casing (Casing Cup testers)		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca y modelo	CAMERON
3	Copa para casing de	7" - 9-5/8"
4	Copa para casing con peso de	29-23,38 40-36

F.7 SISTEMA DE CONTROL BOP		
F.7.1 Unidad acumuladora		Propuesto
1	Marca y modelo	KOOMEY TYPE
2	Capacidad para reserva de aceite	160 gal
3	Total de botellas instaladas	8
4	Capacidad Nominal de cada botella	10 gal
5	Capacidad nominal Total	80 gal
6	Máxima presión de trabajo	1500 psi
7	Ubicación del acumulador	Fuera del área de riesgo
F.7.2 Alarmas en el sitio de perforación		
1	Tipo de alarma para baja presión de aceite	NO
2	Tipo de alarma para baja presión de aire	NO
3	Tipo de alarma para bajo nivel de fluido	NO

G.1 TUBERÍAS		
G.1.1 Tubería de perforación -Drill Pipes-		Propuesto
1	Especificación API	API 5D - API 7
2	Grado de acero API	G-105
3	Longitud Total (FT)	4900 ft
4	Longitud de cada tubo (rango)	III
5	Peso nominal (lb/pie)	19,5
6	Protector interno de plástico	NO
7	Tool Joint hardfacing	SI
8	Conexión API del Tool Joint	NC-50
9	Angulo exterior del hombro de la conexión	18°
G.1.2 Tubería pesada de perforación -Heavy Wate Drill-		Propuesto
1	O.D. Nominal	5
2	Grado de acero API	AISI 1340
3	Cantidad de juntas	20
4	Longitud de cada una	31

5	Peso nominal (lb/pie)	49,7
6	Internal Plastic Coating	NO
7	Diámetro exterior del Tool joint	6-5/8"
8	Diámetro interior del Tool Joint	3-1/16"
9	Tool Joint hardfacing	FINE PARTICLES
10	Conexión API del Tool Joint	NC-50
11	Angulo exterior del hombro de la conexión	18°
G.1.3 Porta mecha -Drill Collars-		18
1	Diámetro exterior	6-1/2"
2	Diámetro interior	2-13/16"
3	Longitud de cada junta	31 ft
4	Cuerpo exterior	Espiralado
5	Receso de cuña	
6	Conexión API	NC-46
7	"Bore-back" en caja	Sí
8	Refuerzo en pin (stress relief)	Sí
G.1.4 Porta mecha -Drill Collars corto-		
1	Diámetro exterior	6 1/2"
2	Diámetro interior	2 13/16"
3	Longitud de cada junta	15 Ft
4	Cuerpo exterior	Espiralado
5	Receso de cuña	
6	Conexión API	NC-46
7	"Bore-back" en caja	Sí
8	Refuerzo en pin (stress relief)	Sí
G.1.5 Bit Subs y Cross-Over (conexiones)		Propuesto
1	Cantidad de X-Over para conexiones	2 DE C/U
2	Todos los X-Overs con Bore-back en caja (si/no)	SI
3	Refuerzo en pin (stress relief)	SI
4	Near Bit Subs	SI
G.1.6 Estabilizadores		Propuesto
1	Para conjunto de fondo de hoyo de 12 1/4"	
	Near bit	1
	String	1
2	Para conjunto de fondo de hoyo de producción 8 1/2" y 6 1/8"	
	Near bit	1
	String	3

G.2 HERRAMIENTAS PARA EL CONTROL DE PRESIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

G.2.1 Cabeza de circulación de la tubería de perforación		Propuesto
1	Diámetro externo para DP	5
2	Conexión inferior	NC-50
3	Conexión superior	2" WECO
4	Válvula superior	2" WECO
5	Presión de trabajo	30-5000 psi
G.2.2 Válvula de Vástago (Upper Kelly Cock) ode top drive		Propuesto
1	Diámetro para Kelly	N/A
2	Marca	GRIFFITH

3	Modelo	
4	Diámetro exterior	6-5/8"
5	Presión de trabajo (P.T)	5000 psi
G.2.3 Válvula de Vástago (Lower Kelly Cock)		Propuesto
1	Diámetro para Kelly	N/A
2	Marca	GRIFFITH
3	Modelo	KELLYGUARD
4	Diámetro exterior	6-5/8"
5	Presión de trabajo (P.T)	5000 psi
G.2.4 Válvula de seguridad de Sondeo (Drop in check Valve)		Propuesto
1	Conexión para DP	NC-46
2	Marca	BAKER
3	Modelo	4R
G.3 HERRAMIENTA DE LEVANTAMIENTO PARA DP y DC		
G.3.1 Link Elevators		Propuesto
1	Cantidad	1 JUEGO
2	Marca y modelo	BJ TYPE
3	Diámetro y longitud	1.34" x 96"
4	Capacidad de carga	135 ton m

H.1 MANEJO DE DP - DC		
H.1.1 Elevador de compuerta		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca	VARCO BJ o equivalente
3	Modelo	CENTER LATCH
4	Para DP y DC (indicar diámetros)	5
5	Capacidad de carga	315 ton m
H.1.2 Cuña para DC y DP		
1	Cantidad	2
2	Marca	VARCO BJ o equivalente
3	Modelo	SDML
4	Para DP y DC - conexión	5
5	Capacidad de carga	

G.4 HERRAMIENTA DE PESCA		
G.4.1 Overshots (para pescar todos los diámetros del material tubular a usarse en las diferentes fases)		Propuesto
1	Cantidad	
2	Marca	
3	Modelo	
4	O.D. de cuerpo	
5	Cesta Grapples	
6	Spiral Grapples	
7	Spiral/Cesta Grapples	
8	Spiral/Cesta Grapples	
9	Spiral/Cesta Grapples	
10	Spiral/Cesta Grapples	
11	Guía Oversize	
12	Guía O.D. Oversize	

13	Extensión del sub	
14	Conexión superior del sub	

H. EQUIPO PARA EL MANEJO DE CASING		
H.1 MANEJO DE CASING		Propuesto
H.1.1 Elevador de compuerta para revestidor		
1	Cantidad	5
2	Marca	BJ VARCO
3	Modelo	H 150
4	Para casing con O.D. de	13-3/8 - 9-5/8 - 7 - 5-1/2 - 5 - 3-1/2
5	Capacidad de carga	135 ton m
H.1.2 Elevador tipo cuña para casing		
1	Cantidad	
2	Marca	
3	Modelo	
4	Para casing con O.D. de	
5	Capacidad de carga	
H.1.3 Cuñas para revestidor (single joint)		
1	Cantidad	1
2	Marca	BJ VARCO
3	Tipo	
4	Para casing con O.D. de	13-3/8 - 9-5/8 - 7 - 5-1/2 - 5 - 3-1/2
H.1.4 Elevador simple para revestidor (Single Joint)		
1	Cantidad	3
2	Marca	BJ VARCO
3	Tipo	
4	Para casing con O.D. de	13-3/8 - 9-5/8 - 7
H.1.5 Cuña de casing para mesa rotaria		
1	Cantidad	5
2	Marca	VARCO o CAVINS
3	Modelo	CMSXL
4	Para casing con O.D. de	13-3/8 - 9-5/8 - 7 - 5-1/2 - 5 - 3-1/2
H.1.6 Cabeza de circulación para revestidor		
1	Cantidad	1
2	Conexión superior	2" LP
3	Conexión inferior	
4	Para casing con O.D. de	13-3/8 - 9-5/8 - 7
H.1.7 Llave de potencia para revestidor (power tong)		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	DRILLMEC
H.1.8 Protectores de goma para pines de casing		
	Diámetros de los protectores	9 5/8", 7", 5 1/2" y 4 1/2"

I. INSTRUMENTACIÓN		
I. 1 INSTRUMENTACIÓN EN CONSOLA DE PERFORADOR		
I. 1.1 Indicador de peso		Propuesto
1	Marca	MARTIN DECKER
2	Tipo	E-80
3	Tipo de sensor para indicador de peso	HIDRAULICO
I.1.2 Medidor de presión del Stand pipe		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca	CAMERON
3	Modelo	
4	Rango de indicador de presión	0 - 5000 psi
I.1.3 Indicador de torque		Propuesto
1	Marca	TOTCO
2	Modelo	TRNSMITER
3	Rango	
4	Tipo de sensor (analógico o digital)	DIGITAL
I.1.4 Indicador de velocidad		Propuesto
1	Marca	TOTCO
2	Modelo	PROXIMITI
3	Rango	0 - 200
4	Tipo de sensor (analógico o digital)	DIGITAL
I.1.5 Contador de golpe de bomba de lodo -Stroke Counter-		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca	TOTCO
3	Modelo	PROXIMITI
4	Tipo de sensor (analógico o digital)	DIGITAL
I.1.6 Totalizador de golpe de la bomba de lodo		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca	TOTCO
3	Tipo	DIGITAL
I.1.7 Indicador de nivel del tanque de viaje		Propuesto
1	Marca	
2	Tipo	MECANICO
3	Alarma para aumento o disminución de volumen	NO
4	Registrador	NO
I.2 INSTRUMENTACIÓN INTERIOR DE LA CABINA DE PERFORACIÓN		
I.2.1 Registro de parámetros de perforación		Propuesto
1	Marca	TOTCO DAQ SYSTEM
2	Cantidad de plumas	N/A
3	Neumático o eléctrico	ELECTRINICO
4	Parámetros registrados:	PESO, VELOCIDAD TD, TORQUE TD, PRESION SP
I.2.2 Sistema de comunicación		Propuesto
1	Telefonía celular	SI
2	Comunicación radial	SI

I.3 HERRAMIENTA PARA MEDIR DESVIACIÓN		
I.3.1 Equipo para medir desviación de perforación		Propuesto
1	Cantidad	2
2	Marca y modelo	TOTCO GO-DEVIL
3	Rango de desviación	1 - 8 ° // 0 - 16 °
Nota:	Indicar longitud de alambre	

J. EQUIPO DE SEGURIDAD		
J.1 EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL		Propuesto
J.1.1 Equipo de protección personal		
1	Fire Proof Oxygen cilinder portable set	1
2	Manta a prueba de fuego	1
3	Guante anti-fuego	1
4	Cinturón de seguridad	2
5	Casco de seguridad	CANT. ACORDADA
6	Casco de seguridad para visitantes	4
7	Botas de seguridad	CANT. ACORDADA
8	Guantes anti-acido	6
9	Botas a prueba de químicos	6
10	Delantal a prueba de químicos	6
11	Lentes protectores	6
12	Máscara de gas (Full face visors)	6
J.1.2 Equipo de primeros auxilios		
1	Cantidad	2
2	Ubicación del equipo de primeros auxilios	OFICINA / DOG HOUSE

J.2 EQUIPO PARA COMBATIR INCENDIOS		
J.2.1 Matafuegos		Propuesto
1	Extintor portátil (Cantidad)	17
2	Capacidad de extintor portátil	10, 12, 50, 100
3	Tipo de material contenido en el extintor	POLVO, CO2
4	Equipo de espuma portátil	NO

K. MISCELÁNEOS		
K.1 Equipo para el servicio del taladro		
K.1.1 Bomba de succión del celler		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	FLYGHT
3	Tasa de flujo	3000 LT/MIN (AGUA)
4	Tipo de motor	ELECTRICO
5	Potencia del motor	40 HP
K.1.2 Maquina para soldar		Propuesto
1	Maquina eléctrica	1

2	Maquina Diesel	1
3	Equipo oxi-corte	1
K.1.3 Maquina de limpieza a vapor		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	SOLE 2000

K.2 OTROS		
K.2.1 Tanque de agua potable		Propuesto
1	Cantidad	1
2	Capacidad (m3)	24
K.2.2 Bomba de agua y diesel		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	VARISCO
K.2.4 Detector de H2S		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	DRAGER 21/31
K.2.5 Detector portátil de Gases Explosivos		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	MSA DASPORT
K.2.6 Equipo de respiración de primeros auxilios		
1	Cantidad	1
2	Marca y modelo	DRAGER RAPIDAIR
K.2.7 Cajas de barras		
1	Cantidad	
2	Capacidad de cada caja	
K.2.8 Juego de herramientas de mano		
1	Cantidad	1
K.2.9 Taller		
1	Si – No	SI
K.2.10 Recolector de lodo 5" (Bucket)		
1	Cantidad	1
2	Conexión a línea de salida (si - no)	SI
K.2.11 Bandeja Recolectora debajo de Mesa Rotaria		
1	Cantidad	
2	Conexión a pileta (si-no)	
K.2.12 Alarma y Sistema Fijo de Monitoreo de Gas		
1	Cantidad	
2	Marca y modelo	

FOTOS

Foto 1.



Taladro automático de drillmec

Foto 2.



Comparación visual entre el equipo Rig HH200 y el Rig 2000 HP

Foto 3.



Rig HH102 mientras es transportado

Foto 4.



Mástil sobre un tráiler para una rápida mudanza

Foto 5



Llave de torque, pinzas de poder hidráulico y deslizamiento automático

Foto 6.



Top drive del taladro hidráulico automático

Foto 7.



Mástil telescópico del taladro hidráulico automático

Foto 8.



Manipulador de tubería automático

Foto 9.



Consola de los simuladores de perforación

Foto 10.



Cabina de perforación del RIG HH220

Foto 11.



HH102 en el sitio de la perforación

Foto 12.



Manipulador de tuberías

Foto 13.



Líneas hidráulicas del equipo

Foto 14.



Llave power tong

Foto 15.



Cestas para parar tuberías

Foto 16.



Tanques de lodo