

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DIRECCIONALES EN LA PLATAFORMA DRAGO NORTE 2**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**OSCAR ANDRÉS SANTOS MORALES**  
hooskr@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. EDWEEN RAFAEL CHIRINOS VARGAS**  
edweenc@hotmail.com

**Quito, marzo 2015**

## DECLARACIÓN

Yo, Oscar Andrés Santos Morales, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad intelectual por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Oscar A. Santos Morales

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Oscar Andrés Santos Morales, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Edween Chirinos**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Empresa PDVSA Ecuador S. A. especialmente a la Gerencia de Perforación por haberme permitido pertenecer a su grupo de trabajo y poder desarrollar este proyecto, en cuyo camino adquirí conocimientos y fortalecí mis responsabilidades para continuar desarrollándome en el ámbito personal y profesional.

Al Ingeniero Edween Chirinos por su tiempo y predisposición colaboradora para guiarme en el avance de este proyecto.

A la gente del piso 10, PDV-80 y PDV-81 por su sincera amistad.

A todos mis amigotes de la mejor carrera del mundo: Ingeniería en Petróleos.

A Estefania por su invaluable apoyo.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos y a todos sus maestros que con su paciencia y tiempo para enseñar hacen de los jóvenes unos excelentes profesionales.

## DEDICATORIA

A Dios por darme las fuerzas para llegar hasta el final de este proyecto.

A mi pequeña familia que somos: mi padre Ramiro Santos, mi madre Silvia Morales y mi hermano David Santos por tener tanta paciencia y siempre estar pendientes porque este día llegara, tanto ustedes como yo lo anhelaba tanto.

A mis Abuelitos que tuvieron que partir antes de verme profesional, a ti Naña Aurelia y a ti Papá Viejito, porque desde el cielo se van a sentir orgullosos de su nieto.

Al resto de mi gran familia: abuelitos, abuelitas, tíos y tíos políticos, tías y tías políticas, primos, primas, y demás gente que me aprecia, a ustedes que siempre prestaron interés en mi desarrollo profesional.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA .....	V
SIMBOLOGÍA .....	XVIII
RESUMEN.....	XX
PRESENTACIÓN .....	XXII
CAPÍTULO 1.....	1
PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO DRAGO .....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DRAGO .....	1
1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DRAGO .....	2
1.3.1 TOPES DE LAS FORMACIONES DE LOS POZOS EN ESTUDIO .....	2
1.3.2 LITOLOGÍA .....	6
1.3.2.1 Formación Orteguaza .....	8
1.3.2.2 Formación Tiyuyacu.....	8
1.3.2.3 Formación Tena.....	8
1.3.2.4 Formación Napo .....	8
1.3.2.4.1 Caliza A .....	8
1.3.2.4.2 Arenisca U .....	9
1.3.2.4.3 Arenisca T .....	9
1.3.2.4.4 Lutita Napo Basal .....	9
1.3.2.5 Formación Hollín.....	9

CAPÍTULO 2.....	10
DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS Y EQUIPOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES .....	10
2.1 INTRODUCCIÓN.....	10
2.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	10
2.2.1 APLICACIONES DE POZOS DIRECCIONALES .....	11
2.2.1.1 Sidetracking.....	11
2.2.1.2 Locaciones inaccesibles .....	11
2.2.1.3 Domos salinos .....	11
2.2.1.4 Control de fallas .....	11
2.2.1.5 Pozos multilaterales.....	12
2.2.1.6 Pozos costa afuera .....	12
2.2.1.7 Pozos de alivio.....	12
2.2.1.8 Pozos de alcance extendido .....	12
2.3 PERFILES DIRECCIONALES.....	12
2.3.1 POZO TIPO “J” .....	13
2.3.2 POZO TIPO “S” .....	13
2.3.3 POZOS HORIZONTALES.....	14
2.3.3.1 Perfiles de Pozos Horizontales .....	15
2.3.3.1.1 Pozos de radio largo .....	15
2.3.3.1.2 Pozos de radio medio.....	15
2.3.3.1.3 Pozos de radio corto .....	15
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS .....	16
2.4.1 PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO .....	16
2.4.1.1 Profundidad Vertical Verdadera (PVV) .....	16
2.4.1.2 Profundidad Medida (PM).....	16
2.4.2 TARGET .....	17
2.4.3 AZIMUTH O DIRECCIÓN DEL POZO .....	17
2.4.4 DESVIACIÓN O INCLINACIÓN .....	17

2.4.5 DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL .....	17
2.4.6 REGISTROS DE DESVIACIÓN (SURVEYS).....	17
2.4.7 PATA DE PERRO (DOG LEG) .....	17
2.5 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	18
2.5.1 Recopilación de información .....	18
2.5.2 Determinación de la Trayectoria .....	19
2.5.2.1 Trayectoria Incrementar-Mantener (Slant) .....	19
2.5.2.2 Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir (Tipo S).....	20
2.5.2.3 Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir y/o Mantener (Tipo “S” modificada) .....	21
2.5.2.4 Trayectoria de Incremento Continuo.....	21
2.5.3 Selección de la Trayectoria .....	23
2.5.4 Evaluación de la Trayectoria.....	23
2.5.5 Control de la Trayectoria .....	23
2.6 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	23
2.6.1 SARTA DE PERFORACIÓN.....	23
2.6.1.1 Broca .....	24
2.6.1.2 Monel .....	24
2.6.1.2.1 Short Monel .....	24
2.6.1.3 Drill Pipe (Tubería de Perforación).....	25
2.6.1.4 Drill Collar .....	25
2.6.1.5 Heavy Weight.....	25
2.6.1.6 Martillo (Jar).....	25
2.6.1.7 Estabilizadores.....	26
2.6.1.8 Float Sub .....	26
2.6.1.9 Bit Sub .....	26
2.6.1.10 Cross Over.....	26
2.6.2 HERRAMIENTAS DIRECCIONALES .....	26
2.6.2.1 Dispositivos para medición de la trayectoria.....	27



2.6.2.1.1 Instrumentos Giroscópicos .....	27
2.6.2.1.2 Sistemas MWD.....	27
<b>2.6.3 HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS DE DESVIACIÓN .....</b>	<b>28</b>
2.6.3.1 Desviadores .....	28
2.6.3.1.1 Desviador de pared recuperable .....	28
2.6.3.1.2 Desviador de pared permanente.....	29
2.6.3.1.3 Camisa desviadora (Bent Housing) .....	29
2.6.3.1.4 Sustituto de orientación (UBHO).....	29
2.6.3.1.5 Bent Sub.....	29
2.6.3.2 Motores de fondo .....	30
2.6.3.2.1 Motores de Desplazamiento Positivo (PDM) .....	31
2.6.3.2.2 Motores de desplazamiento Positivo - Bent Sub .....	31
2.6.3.2.3 Motor de Desplazamiento Positivo Dirigibles - Bent Housing.....	31
2.6.3.2.4 Sistema Dirigible Rotacional .....	32
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>33</b>
<b>3.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>33</b>
<b>3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN .....</b>	<b>33</b>
<b>3.2.1 PROBLEMAS EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO .....</b>	<b>33</b>
3.2.1.1 Fracturas.....	33
3.2.1.2 Arcillas .....	34
3.2.1.2.1 Arcillas Reactivas .....	34
3.2.1.2.2 Arcillas Sobrepresionadas.....	35
3.2.1.3 Formaciones Someras .....	35
3.2.1.4 Secciones Salinas.....	35
3.2.1.5 Pérdida de Circulación.....	36
3.2.1.6 Influjos y Reventones (Kicks y Blowouts) .....	36
3.2.1.7 Pega de tubería. ....	37
3.2.1.7.1 Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge).....	38
3.2.1.7.2 Pega Diferencial .....	38
3.2.1.7.3 Geometría de Pozo .....	39
3.2.1.7.3.1 Pega de tubería al bajar Broca. ....	39
3.2.1.7.3.2 Pega de tubería al sacar .....	40
3.2.1.8 Pesca .....	40

3.2.1.9 Cavernas en el hoyo (Hole Washouts) .....	41
3.3 INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS ANALIZADOS .....	41
3.3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A .....	41
3.3.1.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo A.....	42
3.3.1.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo A .....	42
3.3.1.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo A.....	44
3.3.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO B .....	44
3.3.2.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo B.....	45
3.3.2.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo B .....	45
3.3.2.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo B.....	47
3.3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO C .....	48
3.3.3.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo C .....	48
3.3.3.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo C .....	49
3.3.3.3 Identificación Y Análisis De Los Problemas Operacionales Presentados En El Pozo C .....	51
3.3.4 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO D .....	52
3.3.4.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo D .....	52
3.3.4.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo D .....	53
3.3.4.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo D.....	54
3.4 MATRIZ GENERALIZADA DE POSIBLES RIESGOS OPERACIONALES EN BASE A LOS PROBLEMAS ENCONTRADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS A, B, C Y D.....	55
CAPÍTULO 4.....	58
4.1 INTRODUCCIÓN.....	58
4.2 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO A .....	58
4.2.1 SECCIÓN 26 IN POZO A.....	58

4.2.2 SECCIÓN 16 IN POZO A.....	58
4.2.2.1 Problema encontrado en la sección de 16 in pozo A .....	58
4.2.2.2 Solución al problema encontrado en la sección de 16 in pozo A.....	58
4.2.3 SECCIÓN 12-1/4 in POZO A .....	59
4.2.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo A .....	59
4.2.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo A .....	59
4.2.4 SECCIÓN 8-1/2 in POZO A .....	59
4.2.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo A .....	59
4.2.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo A .....	60
4.3 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO B .....	60
4.3.1 SECCIÓN 26 IN POZO B.....	60
4.3.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo B .....	60
4.3.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo B....	61
4.3.2 SECCIÓN 16 IN POZO B.....	61
4.3.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo B .....	61
4.3.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo B....	61
4.3.3 SECCIÓN 12-1/4 in POZO B .....	62
4.3.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo B .....	62
4.3.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo B .....	62
4.3.4 SECCIÓN 8-1/2 in POZO B .....	63
4.3.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo B .....	63
4.3.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo B .....	63
4.4 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO C .....	64
4.4.1 SECCIÓN 26 IN POZO C.....	64

4.4.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo C .....	64
4.4.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo C ...	64
4.4.2 SECCIÓN 16 IN POZO C.....	64
4.4.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo C .....	64
4.4.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo C ...	65
4.4.3 SECCIÓN 12-1/4 in POZO C .....	65
4.4.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo C .....	65
4.4.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo C .....	65
4.4.4 SECCIÓN 8-1/2 in POZO C .....	66
4.4.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo C .....	66
4.4.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo C .....	66
4.5 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO D .....	67
4.5.1 SECCIÓN 26 IN POZO D.....	67
4.5.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo D .....	67
4.5.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo D ...	67
4.5.2 SECCIÓN 16 IN POZO D.....	67
4.5.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo D .....	67
4.5.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo D ...	67
4.5.3 SECCIÓN 12-1/4 in POZO D .....	68
4.5.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo D .....	68
4.5.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo D .....	68
4.5.4 SECCIÓN 8-1/2 in POZO D .....	69
4.5.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo D .....	69
4.5.4.2 Solución a los problemas encontrado en la sección de 8-1/2 in pozo D.	69

4.6 PARÁMETROS GENERALIZADOS QUE DEBEN SER TOMADOS EN CUENTA EN LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL .....	70
4.6.1 VALORACIÓN DEL TORQUE DURANTE LA PERFORACIÓN.....	70
4.6.2 ARRASTRES DE LA SARTA .....	70
4.6.3 APARICIÓN DE OJOS DE LLAVE.....	71
4.6.4 SITUACIONES DE PEGAS DE TUBERÍA EN LA PARED DEL POZO .....	71
4.6.5 EVALUACIÓN DE LA HIDRÁULICA .....	71
CAPÍTULO 5.....	72
5.1 CONCLUSIONES .....	72
5.2 RECOMENDACIONES .....	73
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.....	74
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75
ANEXOS.....	76



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>TABLA NO. 1</b> TOPE DE FORMACIONES DEL POZO A .....	3
<b>TABLA NO. 2</b> TOPE DE FORMACIONES DEL POZO B .....	4
<b>TABLA NO. 3</b> TOPE DE FORMACIONES DEL POZO C .....	5
<b>TABLA NO. 4</b> TOPE DE FORMACIONES DEL POZO D .....	6
<b>TABLA NO. 5</b> PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE CADA TRAYECTORIA .....	22
<b>TABLA NO. 6</b> INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A .....	42
<b>TABLA NO. 7</b> INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO A .....	42
<b>TABLA NO. 8</b> FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN EL POZO A .....	43
<b>TABLA NO. 9</b> PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO A .....	43
<b>TABLA NO. 10</b> PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO A .....	43
<b>TABLA NO. 11</b> PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO A .....	44
<b>TABLA NO. 12</b> INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO B .....	45
<b>TABLA NO. 13</b> INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO B .....	45
<b>TABLA NO. 14</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO B .....	46
<b>TABLA NO. 15</b> PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO B .....	46
<b>TABLA NO. 16</b> PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO B .....	46
<b>TABLA NO. 17</b> PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO B .....	47
<b>TABLA NO. 18</b> INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO C .....	48
<b>TABLA NO. 19</b> INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO C .....	49
<b>TABLA NO. 20</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO C .....	49
<b>TABLA NO. 21</b> PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO C .....	50

<b>TABLA NO. 22</b> PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO C.....	50
<b>TABLA NO. 23</b> PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO C.....	51
<b>TABLA NO. 24</b> INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO D.....	52
<b>TABLA NO. 25</b> INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO D.....	52
<b>TABLA NO. 26</b> FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO D.....	53
<b>TABLA NO. 27</b> PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACION DEL POZO D.....	53
<b>TABLA NO. 28</b> PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO D.....	54
<b>TABLA NO. 29</b> PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO D.....	54
<b>TABLA NO. 30</b> MATRIZ GENERALIZADA DE POSIBLES RIESGOS OPERACIONALES .	56



**ÍNDICE DE GRÁFICOS**

<b>GRÁFICO NO. 1</b> UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO .....	2
<b>GRÁFICO NO. 2</b> COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO .....	7
<b>GRÁFICO NO. 3</b> PERFIL TIPO J.....	13
<b>GRÁFICO NO. 4</b> PERFIL TIPO S .....	14
<b>GRÁFICO NO. 5</b> PERFIL TIPO HORIZONTAL.....	15
<b>GRÁFICO NO. 6</b> PERFILES DE POZOS HORIZONTALES.....	16
<b>GRÁFICO NO. 7</b> TRAYECTORIA INCREMENTAR-MANTENER (TIPO “SLANT”)..	20
<b>GRÁFICO NO. 8</b> TRAYECTORIA INCREMENTAR-MANTENER-DISMINUIR (TIPO “S”).....	20
<b>GRÁFICO NO. 9</b> TRAYECTORIA INCREMENTAR-MANTENER-DISMINUIR Y/O MANTENER (TIPO “S” MODIFICADA) .....	21
<b>GRÁFICO NO. 10</b> TRAYECTORIA DE INCREMENTO CONTINUO .....	22

**ÍNDICE DE ANEXOS**

ANEXO NO. 1.....	77
<b>DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO A.....</b>	<b>77</b>
ANEXO NO. 2.....	85
<b>DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO B.....</b>	<b>85</b>
ANEXO NO. 3.....	93
<b>DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO C.....</b>	<b>93</b>
ANEXO NO. 4.....	102
<b>DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO D.....</b>	<b>102</b>
ANEXO NO. 5.....	111
<b>BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO A.....</b>	<b>111</b>
ANEXO NO. 6.....	115
<b>BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO B.....</b>	<b>115</b>
ANEXO NO. 7.....	119
<b>BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO C.....</b>	<b>119</b>
ANEXO NO. 8.....	123
<b>BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO D.....</b>	<b>123</b>

## SIMBOLOGÍA

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
in	(inch) pulgada.
ft	(feet) pies.
OR	Formación Orteguaza.
TY	Formación Tiyuyacu.
CTYS	Conglomerado Tiyuyacu Superior.
BCTYS	Base Conglomerado Tiyuyacu Superior.
CTYI	Conglomerado Tiyuyacu Inferior.
BCTI	Base Conglomerado Tiyuyacu Inferior.
TE	Formación Tena.
BT	Formación Basal Tena.
NA	Formación Napo.
CM1	Caliza M1.
CM2	Caliza M2.
CA	Caliza A.
US	Arena U Superior.
UI	Arena U Inferior.
BUI	Base Arena U Inferior.
CB	Caliza B.
TS	Arena T Superior.
TI	Arena T Inferior.
BTI	Base Arena T Inferior.
HS	Arena Hollín Superior.
HI	Arena Hollín Inferior.
PT	Profundidad Total.
MD	Measurement Depth (Profundidad Medida)
TVD	Truth Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)
ppg	Pound Per Galon (libra por galón)
sec	Seconds (Segundos)
qt	Quart (Cuarto de Galón)

Cp	Centipoise
lbf	Libra-Fuerza
ft <sup>2</sup>	Foot square (Pie Cuadrado)
ml	Mililitros
min	Minutes (Minutos)
%	Porcentaje
BHA	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo)
RPM	Revoluciones Por Minuto
BOP	Blow out preventor (Válvula Impidereventones)

## RESUMEN

El presente proyecto de titulación fue desarrollado de cierto modo para establecer los criterios que se deben tomar en cuenta para ejecutar un programa de perforación direccional, en el cual se minimicen los tiempos de las operaciones ayudando a tener mejores tiempos de perforación.

De esta manera el proyecto se divide en cinco capítulos que fueron desarrollados de la siguiente manera:

En el primer capítulo se presentan las propiedades y características generales del Campo Drago en donde se resaltan los topes de las formaciones de los pozos en estudio y la descripción de la litología, para así tener buenas correlaciones entre los pozos y de este modo la prognosis para futuros pozos sea más acertada.

En el segundo capítulo se presenta la descripción de las técnicas de perforación actuales y de los equipos o herramientas utilizados en la perforación de pozos direccionales, además de la metodología de diseño de los múltiples perfiles que se pueden encontrar en la construcción de un pozo de petróleo mencionando y explicando cada etapa.

En el tercer capítulo se presenta la identificación por pozo y por secciones de los problemas encontrados durante la perforación, de esta manera se determinaron de forma generalizada los principales riesgos operacionales para futuras intervenciones en el Campo Drago, así mismo se presenta el análisis para superar estos problemas de manera eficaz.

En el cuarto capítulo se realiza un análisis a detalle de los problemas encontrados y la solución ejecutada en las operaciones de perforación que con sus resultados permitieron determinar criterios importantes que deben ser tomados en cuenta para la construcción de un pozo direccional y así evitar eventos inesperados que pueden provocar pérdida de tiempo en las operaciones.

En el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones que se generaron durante el desarrollo de este proyecto y que podrían ser útiles para futuras actividades de perforación en el campo Drago.

## **PRESENTACIÓN**

Uno de los principales retos de las compañías que ofrecen el servicio especializado de perforación es evitar y corregir eficazmente los problemas que ocurren durante la construcción de un pozo petrolero.

Es por esto que este estudio facilitará de mejor manera la comprensión de las diferentes circunstancias y causas que provocan estas situaciones en la perforación; para así poder tomar medidas preventivas y correctivas para minimizar estos problemas que podrían ocurrir durante las actividades de perforación.

# **CAPÍTULO 1**

## **PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO DRAGO**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

Este capítulo tiene como objetivo realizar una breve reseña de donde se encuentra ubicado geográficamente el campo que va a ser objeto de estudio, así mismo de la información geológica que se estuvo al momento de realizar las operaciones de perforación en los cuatro pozos que serán analizados, determinando así los topes de las formaciones que se fueron atravesando durante la perforación para de esta manera describir su litología.

### **1.2 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DRAGO**

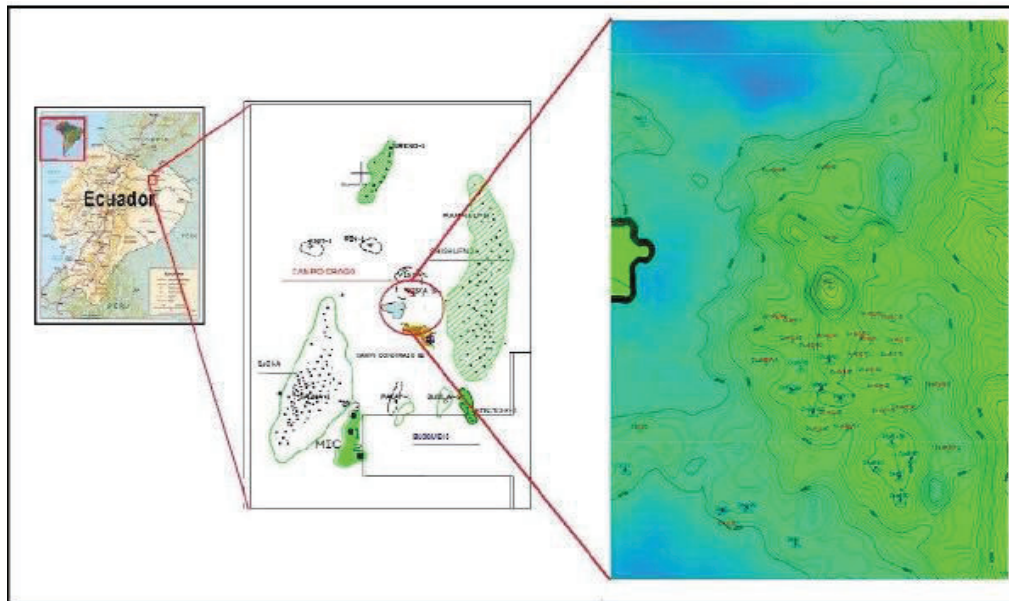
El campo Drago se encuentra ubicado en el eje de la Cuenca Oriente, formando parte del corredor Sacha-Shushufindi (Ver GRÁFICO No. 1). Su extensión se ubica en la Provincia de Sucumbíos, al oeste del Campo Shushufindi.

La estructura fue definida con sísmica 2D y el detalle de la misma fue determinado con sísmica 3D realizada en los años 2002-2003.

Las coordenadas del campo se despliega desde los 00° 10' 4.229" a los 00° 12' 26.483" de latitud sur, y desde los 76° 42' 26.483" hasta los 76° 44' 26.045" de longitud oeste.



## GRÁFICO No. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO



**Fuente:** EP PETROECUADOR

### 1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DRAGO

Con los estudios realizados anteriormente muestra que la estructura del Campo Drago inicia en la caliza A que se presenta en forma de anticlinal alargado con dirección preferencial norte-sur y localizado al oeste de la gran estructura Shushufindi.

Los pozos de desarrollo considerados para este estudio (A, B, C y D) se atravesaron las siguientes formaciones: Orteguzza, Tiyuyacu, Tena, Basal Tena, Napo, Caliza M1, Caliza M2, Caliza A, Arena U, Caliza B, Arena T, Caliza C y Hollín.

#### 1.3.1 TOPES DE LAS FORMACIONES DE LOS POZOS EN ESTUDIO

En las tablas No.1, 2, 3 y 4 se muestran los topes estratigráficos tanto reales como los que se determinaron dentro del Programa de Perforación de las

formaciones atravesadas en los pozos que fueron intervenidos por el taladro PDV-80.

**TABLA No. 1 TOPE DE FORMACIONES DEL POZO A**

<b>TOPES POZO A</b>				
<b>FORMACIÓN</b>	<b>PROGNOSIS</b>		<b>ACTUAL</b>	
	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>MD</b>	<b>TVD</b>
	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)
<b>OR</b>	5858	5412	-	-
<b>TY</b>	6499	5993	6508	5989
<b>CTYS</b>	6964	6114	6985	6421
<b>BCTYS</b>	7034	6477	7083	6509
<b>CTYI</b>	8024	7374	8036	7376
<b>BCTYI</b>	-	-	8512	7813
<b>TE</b>	8564	7863	8569	7865
<b>BT</b>	9477	8690	9478	8685
<b>NA</b>	9485	8697	9487	8693
<b>CM1</b>	9832	9017	9835	9009
<b>CM2</b>	10111	9283	10094	9256
<b>CA</b>	10160	9331	10137	9298
<b>US</b>	10215	9383	10206	9365
<b>UI</b>	10301	9467	10297	9454
<b>BUI</b>	10357	9522	10353	9508
<b>CB</b>	10418	9581	10414	9568
<b>TS</b>	10473	9635	10466	9620
<b>TI</b>	10577	9738	10565	9717
<b>BTI</b>	10638	9798	10623	9774
<b>HS</b>	10707	9866	10705	9855
<b>HI</b>	10748	9907	10744	9894
<b>PT</b>	10903	10060	10909	10057

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

TABLA No. 2 TOPE DE FORMACIONES DEL POZO B

<b>TOPES POZO B</b>				
<b>FORMACIÓN</b>	<b>PROGNOSIS</b>		<b>ACTUAL</b>	
	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>MD</b>	<b>TVD</b>
	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>
<b>OR</b>	5611	5385	-	-
<b>TY</b>	6228	6002	6230	6007
<b>CTYS</b>	6645	6419	6638	6415
<b>BCTYS</b>	6704	6478	6717	6494
<b>CTYI</b>	7582	7356	7573	7350
<b>BCTYI</b>	-	-	8078	7855
<b>TE</b>	8103	7877	8105	7882
<b>BT</b>	8900	8674	8894	8671
<b>NA</b>	8926	8700	8913	8690
<b>CM1</b>	9233	9007	9222	8998
<b>BCM1</b>	-	-	9303	9080
<b>CM2</b>	9502	9276	9492	9269
<b>CA</b>	9545	9319	9532	9309
<b>US</b>	9599	9373	9587	9364
<b>UI</b>	9680	9454	9668	9445
<b>BUI</b>	9752	9526	9740	9517
<b>CB</b>	9808	9582	9795	9572
<b>TS</b>	9856	9630	9845	9622
<b>TI</b>	9935	9709	9923	9700
<b>BTI</b>	10001	9775	9987	9764
<b>HS</b>	10082	9856	10074	9851
<b>HI</b>	10134	9908	10123	9900
<b>PT</b>	10236	10010	10224	10000

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

TABLA No. 3 TOPE DE FORMACIONES DEL POZO C

<b>TOPES POZO C</b>				
<b>FORMACIÓN</b>	<b>PROGNOSIS</b>		<b>ACTUAL</b>	
	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>MD</b>	<b>TVD</b>
	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>
<b>OR</b>	5740	5486	-	-
<b>TY</b>	6330	6043	6339	6051
<b>CTYS</b>	6813	6497	6708	6398
<b>BCTYS</b>	6871	6552	6790	6475
<b>CTYI</b>	7804	7427	7773	7397
<b>TE</b>	8358	7948	8307	7900
<b>BT</b>	9204	8746	9146	8691
<b>NA</b>	9219	8760	9160	8704
<b>CM1</b>	9540	9066	9486	9013
<b>BCM1</b>	-	-	9576	9100
<b>CM2</b>	9825	9340	9770	9289
<b>CA</b>	9869	9383	9820	9337
<b>US</b>	9919	9432	9885	9400
<b>UI</b>	10009	9519	9972	9484
<b>BUI</b>	10070	9579	10043	9553
<b>CB</b>	10134	9642	10097	9605
<b>TS</b>	10196	9703	10149	9657
<b>TI</b>	10290	9795	10243	9749
<b>BTI</b>	10345	9850	10312	9816
<b>HS</b>	10439	9942	10394	9896
<b>HI</b>	10487	9990	10431	9933
<b>PT</b>	10826	10326	10800	10291

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 4 TOPE DE FORMACIONES DEL POZO D**

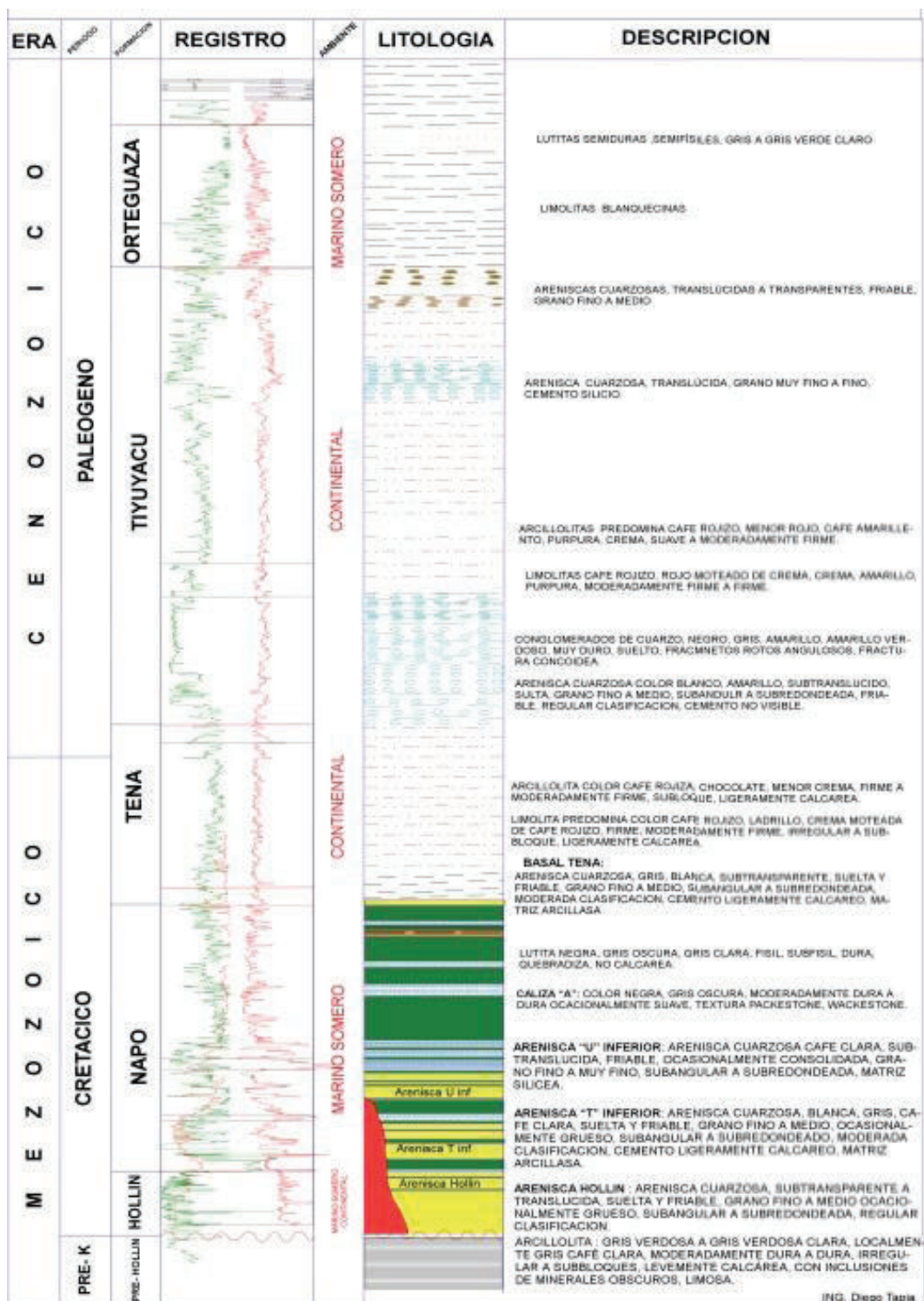
<b>TOPES POZO D</b>				
<b>FORMACIÓN</b>	<b>PROGNOSIS</b>		<b>ACTUAL</b>	
	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>MD</b>	<b>TVD</b>
	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>	<b>(ft)</b>
<b>OR</b>	5678	5376	-	-
<b>TY</b>	6353	5994	6343	5983
<b>CTYS</b>	6801	6405	6785	6388
<b>BCTYS</b>	6870	6468	6870	6466
<b>CTYI</b>	7823	7342	7844	7355
<b>TE</b>	8400	7871	8405	7868
<b>BT</b>	9266	8664	9261	8657
<b>NA</b>	9288	8684	9286	8680
<b>CM1</b>	9627	9000	9631	9006
<b>CM2</b>	9914	9273	9898	9263
<b>CA</b>	9959	9316	9953	9316
<b>US</b>	10013	9368	10004	9365
<b>UI</b>	10097	9450	10086	9445
<b>BUI</b>	10162	9513	10155	9512
<b>CB</b>	10226	9575	10215	9571
<b>TS</b>	10270	9618	10261	9616
<b>TI</b>	10327	9674	10333	9686
<b>BTI</b>	10410	9756	10397	9749
<b>HS</b>	10510	9855	10497	9847
<b>HI</b>	10560	9904	10555	9904
<b>PT</b>	10694	10037	10700	10047

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 1.3.2 LITOLOGÍA

La litología forma parte de este estudio como parte de la geología de las rocas, que comprende la constitución de las formaciones que se describen a continuación y la columna estratigráfica del Campo Drago se representa en el GRÁFICO No. 2.

GRÁFICO No. 2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR

### **1.3.2.1 Formación Orteguaza**

Está constituida en la parte superior por arcillolitas con pocas intercalaciones de arenas, además de arcillolitas con presencia de anhidrita, en la parte media e inferior predomina la arenisca cuya granulometría aumenta en la parte inferior teniendo micro-conglomerados con pequeñas trazas de arcillolita, la parte Basal está constituida por arcillolita con poca presencia de limolitas.

### **1.3.2.2 Formación Tiyuyacu**

Está constituida en la parte superior por areniscas conglomeráticas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas, en la parte media constituida por gruesos espesores de arcillolitas con baja presencia de areniscas, en la parte inferior constituida por conglomerado de chert con intercalaciones de arcillolitas.

### **1.3.2.3 Formación Tena**

Está constituida por una secuencia de arcillolitas levemente calcáreas con bajos niveles de limolitas y areniscas intercaladas a la base.

### **1.3.2.4 Formación Napo**

Está constituida por calizas de colores claros con incrustaciones de glauconita, lutitas físilas y areniscas glauconíticas. Esta formación consta de:

#### ***1.3.2.4.1 Caliza A***

Está constituida por una caliza masiva con pocas intercalaciones de lutitas que se hacen recurrentes hacia la base.

#### ***1.3.2.4.2 Arenisca U***

Está constituida por estratos delgados de arenisca cuarzosa glauconítica y delgadas intercalaciones de lutitas y calizas, esta última se presentan en la base.

#### ***1.3.2.4.3 Arenisca T***

Está constituida por arenisca cuarzosa moderadamente glauconítica con leves intercalaciones de limolita, además de lutitas y calizas en menor proporción.

#### ***1.3.2.4.4 Lutita Napo Basal***

Está constituida por un grueso espesor de lutitas físciles reactivas inestables con presencia de pocos niveles de margas, presenta incrustaciones de pirita y glauconita.

#### **1.3.2.5 Formación Hollín**

Está constituida de areniscas cuarzosas blancas transparentes de grano grueso a grano medio, al tope se reducen sus parámetros petrofísicos por presencia de intercalaciones de lutita e inclusiones de glauconita en las areniscas.



## **CAPÍTULO 2**

### **DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS Y EQUIPOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

El objetivo del presente capítulo, es dar a conocer de forma general los principios básicos de igual forma los conceptos, herramientas y técnicas de la perforación direccional existentes. Para de esta forma poder afianzar el estudio como parte fundamental dentro de la perforación.

#### **2.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

La perforación direccional es una técnica con la ventaja de poder realizar una desviación intencional de un pozo teniendo como referencia la dirección vertical.

Esto se logra mediante la planificación de un programa de perforación previamente realizado en términos de profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.

Las operaciones de perforación direccional también tienen el propósito de pasar un obstáculo que puede ser una herramienta atascada en el hoyo, la realización de un desvío (sidetrack) en el hoyo principal, cuando las características del target (objetivo) no resultan de interés, en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo.

## **2.2.1 APLICACIONES DE POZOS DIRECCIONALES**

Los pozos direccionales son costosos y tienen gran complejidad al perforar. La tecnología que utiliza es avanzada y atraviesa reservorios con formas complejas, de esta manera alcanzan el objetivo lugares inaccesibles. En comparación con los pozos verticales, los pozos direccionales producen grandes volúmenes de hidrocarburo. Disminuyen el impacto ambiental ya que su perforación no afecta los ecosistemas frágiles porque no se instala ninguna clase de equipo sobre estos lugares.

A continuación se describe las aplicaciones de los pozos direccionales:

### **2.2.1.1 Sidetracking**

Tiene la finalidad de desviar la trayectoria normal del pozo para pasar las obstrucciones debido a un pescado o a cambios inesperados en la geología.

### **2.2.1.2 Locaciones inaccesibles**

Cuando los objetivos geológicos se encuentran bajo ciudades, ríos y áreas ambientalmente sensibles. De esta manera el taladro de perforación se lo vestirá fuera de estas áreas.

### **2.2.1.3 Domos salinos**

Evitan los problemas operacionales asociados con la perforación a través de una formación salina.

### **2.2.1.4 Control de fallas**

Cuando se trata de perforar pozos direccionales dentro de las subestructuras sin cruzar a través de las líneas de fallas.

#### **2.2.1.5 Pozos multilaterales**

Se usa para perforar nuevos pozos desde un solo hueco o plataforma, también permite la exploración de problemas estructurales sin la necesidad de perforar otro pozo.

#### **2.2.1.6 Pozos costa afuera**

Los pozos costa afuera se perforan cuando un depósito de petróleo se localiza debajo de cuerpos grandes de agua. Esta técnica ahorra dinero ya que los equipos de perforación de tierra (on-shore) son mucho más baratos que los equipos costaneros (off-shore).

#### **2.2.1.7 Pozos de alivio**

Se usan para matar pozos que están encendidos, cuidadosamente se perfora un pozo direccional con gran precisión para localizar e interceptar el pozo encendido.

#### **2.2.1.8 Pozos de alcance extendido**

Se perforan pozos de alcance extendido para alcanzar depósitos que tienen un desplazamiento horizontal demasiado largo.

### **2.3 PERFILES DIRECCIONALES**

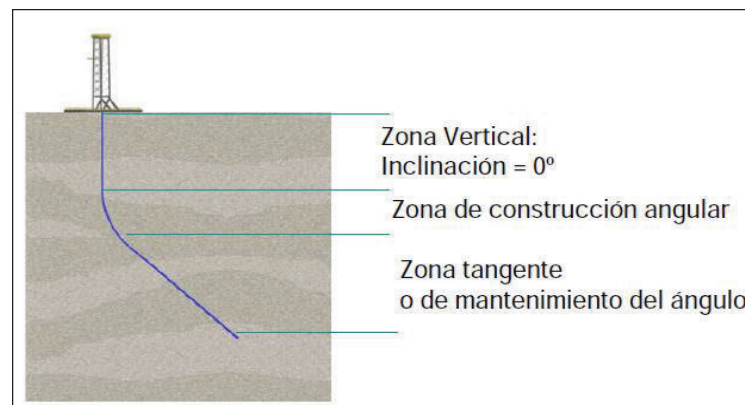
Es el perfil hasta llegar al reservorio, este perfil dependerá de la forma del reservorio, accesibilidad, presupuesto, tecnología disponible y de las permanentes regulaciones ambientales según la complejidad del área se diseña el perfil del pozo a perforar tales como:

### 2.3.1 POZO TIPO “J”

Este tipo de perfil se caracteriza por tener un KOP superficial inicial. Una vez que se tiene azimuth e inclinación deseada, se reviste el hoyo para proteger la sección perforada, el ángulo se mantiene hasta llegar al objetivo.

Este perfil es común para perforación a profundidades moderadas que requieran un gran desplazamiento lateral.

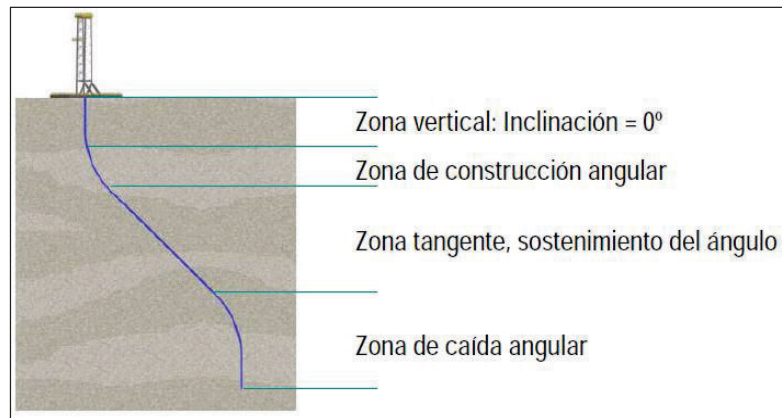
**GRÁFICO No. 3 PERFIL TIPO J**



**Fuente:** Fundamentos de Perforación Direccional – Schlumberger 2004

### 2.3.2 POZO TIPO “S”

Este tipo de perfil se caracteriza por tener un KOP inicial a una profundidad somera con un revestimiento aislando la sección perforada, mantiene una sección tangencial hasta que se ha perforado el desplazamiento lateral deseado, finalmente se tiene una sección de caída en la que el ángulo de inclinación disminuye hasta lograr verticalidad con el fin de alcanzar el objetivo.

**GRÁFICO No. 4 PERFIL TIPO S**

**Fuente:** Fundamentos de Perforación Direccional – Schlumberger 2004

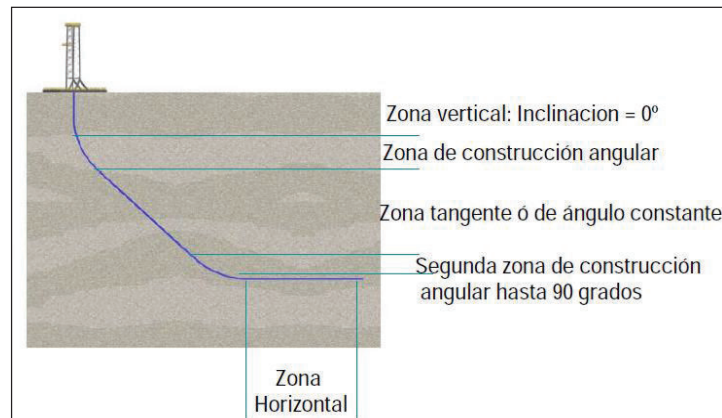
**2.3.3 POZOS HORIZONTALES**

Es considerado horizontal cuando el ángulo de inclinación es mayor a  $86^\circ$  con respecto a la horizontal.

La perforación horizontal garantiza soluciones apropiadas en situaciones particulares como:

- Mejorar la recuperación y el drenaje del reservorio,
- Incrementar la producción,
- Para espaciar y reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo y de inyección,
- Control de problemas de conificación de gas/agua.

## GRÁFICO No. 5 PERFIL TIPO HORIZONTAL



**Fuente:** Fundamentos de Perforación Direccional – Schlumberger 2004

### 2.3.3.1 Perfiles de Pozos Horizontales

Se clasifican según la longitud de los radios de curvatura hasta llegar a los  $90^\circ$  así tenemos:

#### 2.3.3.1.1 Pozos de radio largo

Se construye cuando se requiere una sección horizontal larga y existe la distancia suficiente (entre el objetivo y la cabeza del pozo).

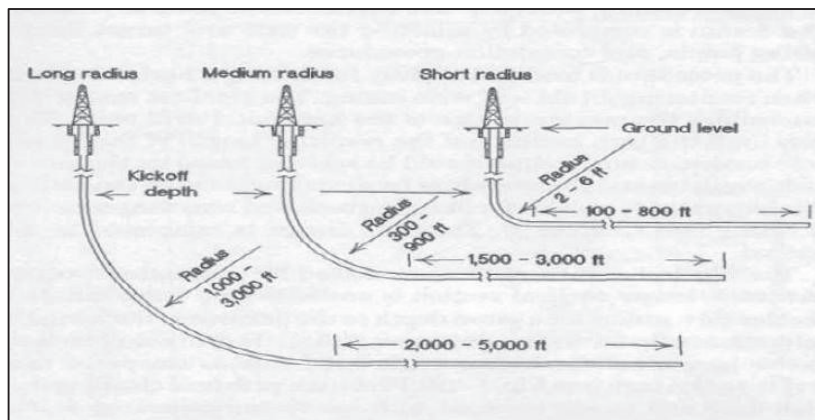
#### 2.3.3.1.2 Pozos de radio medio

Tienen construcciones de ángulo de  $7.2^\circ$  a  $19.1^\circ$  por cada 100 ft con radios de curvatura entre 300 ft a 800 ft.

#### 2.3.3.1.3 Pozos de radio corto

Consiguen la trayectoria horizontal en una distancia menor y se diseñan cuando hay limitaciones en cuanto al área dentro de la cual debe construirse, posee radios de curvatura entre 2 ft a 60 ft.

## GRÁFICO No. 6 PERFILES DE POZOS HORIZONTALES



**Fuente:** Short J, Introduction to Directional and Horizontal Drilling.

## 2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

A continuación se describirá brevemente los conceptos utilizados en las operaciones de perforación direccional.

### 2.4.1 PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO

En su determinación se utilizan dos tipos de mediciones que son:

#### 2.4.1.1 Profundidad Vertical Verdadera (PVV)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo. Este es normalmente un valor calculado.

#### 2.4.1.2 Profundidad Medida (PM)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

#### **2.4.2 TARGET**

Es el objetivo geológico en profundidad de un pozo direccional al que se desea llegar, este target tiene un radio de tolerancia que varía de acuerdo a los rangos que la operadora diga.

#### **2.4.3 AZIMUTH O DIRECCIÓN DEL POZO**

Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medida como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del Norte de referencia. Esta referencia puede ser el Norte Verdadero, el Magnético o el de Mapa.

#### **2.4.4 DESVIACIÓN O INCLINACIÓN**

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención,  $0^\circ$  corresponde a la vertical y  $90^\circ$  a la horizontal.

#### **2.4.5 DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL**

Es la distancia total y lineal, en el plano horizontal, del conductor del pozo al objetivo del mismo.

#### **2.4.6 REGISTROS DE DESVIACIÓN (SURVEYS)**

Proporcionan datos de ángulo de inclinación y azimuth a diferentes profundidades.

#### **2.4.7 PATA DE PERRO (DOG LEG)**

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registro direccional. La pata de perro se mide en grados.



*Severidad de la pata de perro:* es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 pies o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros.

## **2.5 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

La metodología establece que, una vez que se cuenta con la información necesaria, se debe realizar el diseño, y posteriormente, la evaluación de la trayectoria direccional del pozo.

A continuación se define cada una de las etapas de la metodología.

### **2.5.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN**

La información es fundamental para la planeación y diseño de la perforación de pozos. En este punto, se recurre a diferentes fuentes para conseguir los datos necesarios para aplicar los procedimientos de diseño. Básicamente, la información se obtiene del programa inicial de perforación, de propuestas de compañías, de programas de ingeniería y expedientes de pozos. En los siguientes puntos se definen los datos necesarios para aplicar el proceso de determinación y evaluación de la trayectoria de un pozo:

- Localización del equipo.
- Coordenadas del objetivo.
- Columna geológica programada.
- Características de la formación.
- Dirección del mínimo esfuerzo en la formación.
- Desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el objetivo.
- Profundidad de inicio de desviación.
- Profundidad vertical del objetivo.
- Ritmo de incremento de ángulo (severidad).

- Tipo de trayectoria.
- Columna geológica a atravesar dependiendo del tipo de trayectoria.
- Programas de cómputo con que se cuenta para la simulación.

## **2.5.2 DETERMINACIÓN DE LA TRAYECTORIA**

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es determinar la trayectoria que permita intersectar el o los objetivos programados. Para este caso es importante tener en consideración las restricciones geológicas y económicas del pozo a ser perforado.

Por lo tanto, la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

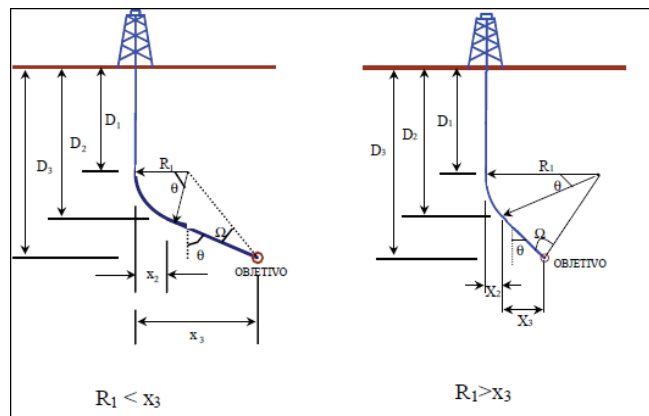
- Características de la estructura geológica,
- Espaciamiento entre pozos,
- Profundidad vertical, y
- Desplazamiento horizontal del objetivo.

A continuación se describen los tipos de trayectorias que se pueden seleccionar para el diseño de un pozo direccional.

### **2.5.2.1 Trayectoria Incrementar-Mantener (Slant)**

La trayectoria tipo “Slant” consta de una sección vertical, seguida de una sección curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, el cual es mantenido (sección tangente o sección de mantener) hasta alcanzar el objetivo.

**GRÁFICO No. 7** Trayectoria Incrementar-Mantener (tipo “Slant”)

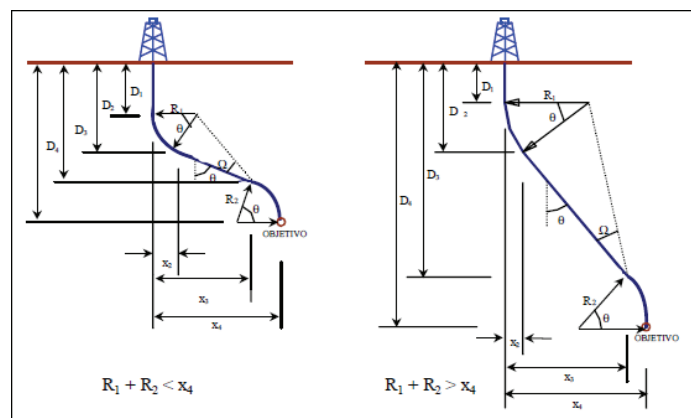


**Fuente:** Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX.

### 2.5.2.2 Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir (Tipo S)

La trayectoria tipo “S” está formada por una sección vertical, seguida por un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), y por último se tiene una sección en la que se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo.

**GRÁFICO No. 8** Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir (tipo “S”)

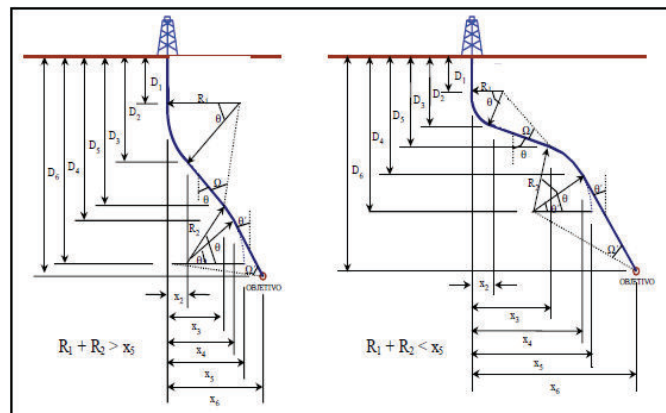


**Fuente:** Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX.

### 2.5.2.3 Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir y/o Mantener (Tipo “S” modificada)

La trayectoria tipo “S” modificada está conformada por una sección vertical, un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, a continuación se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), seguida de una sección en la que se disminuye el ángulo parcialmente (menor al ángulo de incrementar) y por último se tiene una sección tangente o sección de mantener con cual se logra entrar de forma inclinada al objetivo.

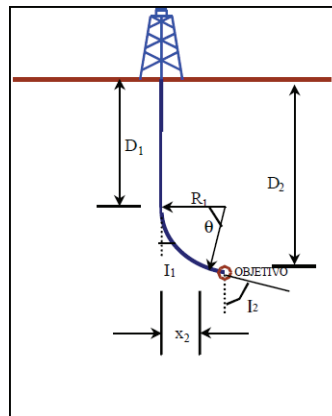
**GRÁFICO No. 9** Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir y/o Mantener (tipo “S” modificada)



**Fuente:** Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX.

### 2.5.2.4 Trayectoria de Incremento Continuo

La trayectoria de incremento continuo consiste de una sección vertical, continúa con un ángulo de inclinación el cual se incrementa hasta alcanzar el objetivo.

**GRÁFICO No. 10** Trayectoria de Incremento Continuo

**Fuente:** Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX.

**TABLA No. 5** PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE CADA TRAYECTORIA

TIPO DE TRAYECTORIA		CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	OBSERVACIONES
1	Incrementar y mantener (Slant)	Atraviesa el objetivo a un ángulo igual al máximo desarrollado	Requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo
2	Incrementar, mantener y disminuir (tipo S)	Atraviesa el objetivo en forma vertical	Requiere más ángulo que 1 y 3
3	Incrementar-mantener-disminuir y/o mantener (tipo S modificada)	Atraviesa el objetivo a un ángulo menor al máximo desarrollado	Requiere más ángulo que 1
4	Incremento continuo	El ángulo continua incrementando al atravesar el objetivo	Requiere más ángulo que 1, 2 y 3 para alcanzar el objetivo

**Fuente:** Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX.

### **2.5.3 SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA**

Para la planeación de un pozo direccional se requiere conocer con anticipación: la profundidad vertical verdadera, las dimensiones del objetivo y el desplazamiento horizontal. Adicionalmente, se debe considerar un ritmo de inclinación y la profundidad del inicio de la desviación KOP. Con base en esta información y las características geológicas de las formaciones a perforar, se selecciona la trayectoria óptima que permita alcanzar el objetivo en el menor tiempo posible.

### **2.5.4 EVALUACIÓN DE LA TRAYECTORIA**

La información requerida para la evaluación de la trayectoria:

- Desplazamiento horizontal
- Rumbo
- Ángulo máximo.

### **2.5.5 CONTROL DE LA TRAYECTORIA**

En esta sección se describen los dispositivos para medición de la trayectoria, las herramientas y/o equipo para la desviación, y los ensamblajes de fondo recomendados para el control de la desviación, los mismos que serán conceptualizados en el transcurso de este capítulo.

## **2.6 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

### **2.6.1 SARTA DE PERFORACIÓN**

Son elementos metálicos armados de forma secuencial y está conformado por el ensamblaje de fondo (BHA) y la tubería de perforación. Se debe tomar en cuenta las propiedades mecánicas del BHA ya que todos los ensamblajes de fondo ejercen fuerzas laterales sobre la broca que causan construcción o aumento del

ángulo de inclinación, caída o mantenimiento del mismo. Es por ello que los ensamblajes de fondo controlan la desviación de un pozo.

La sarta de perforación debe cumplir las siguientes funciones:

- Proporcionar peso sobre la broca (WOB).
- Conducir del fluido en su ciclo de circulación.
- Darle verticalidad o direccionalidad al hoyo.
- Proteger la tubería del pandeo y de la torsión.
- Reducir dog leg (pata de perro).
- Asegurar la bajada del revestidor.
- Reducir daño por vibración al equipo de perforación.
- Servir como herramienta complementaria de pesca.

#### **2.6.1.1 Broca**

Constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones a través de la cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la broca dirigirse en la dirección deseada.

#### **2.6.1.2 Monel**

Es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la Tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite despreciar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimuth e inclinación.

##### ***2.6.1.2.1 Short Monel***

Es una versión corta del monel. Pueden ser usados entre el motor de fondo y un monel de MWD para contrarrestar las interferencias magnéticas encontradas por

debajo. Es muy usado en lugares donde la inclinación y la dirección del pozo generan alta interferencia magnética.

#### **2.6.1.3 Drill Pipe (Tubería de Perforación)**

Es un tubo cilíndrico con conectores de roscas acoplados en los extremos del cuerpo tubular que proporcionan la conexión entre los componentes del BHA y entre ellas. Sirve como conductor del fluido, transmite la rotación desde la superficie hasta el fondo del BHA.

#### **2.6.1.4 Drill Collar**

Son tubulares usados al final del ensamblaje de fondo de pozo (BHA) para proveer peso y rigidez sobre la broca. En perforación direccional los drill collars espirales son los más utilizados, porque reducen el área de contacto con las paredes del pozo, es así que las posibilidades de tener una pega por presión diferencial se reducen enormemente.

#### **2.6.1.5 Heavy Weight**

Es una tubería de paredes muy gruesas y pesadas con juntas extra largas. Tiene las mismas dimensiones de una tubería de perforación normal, son menos rígidas que los drill collars y tienen menor contacto con las paredes del pozo.

El hecho de que solo entre en contacto con las paredes del pozo en 3 puntos, beneficia a la perforación direccional permitiendo altas velocidades de perforación (RPM) con un torque reducido.

#### **2.6.1.6 Martillo (Jar)**

Están diseñados para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA, son utilizados para que la tubería pueda liberarse en caso de hoyos ajustados o que este atascada.



### **2.6.1.7 Estabilizadores**

Son necesarios para un BHA direccional van acoplados a la broca, se emplean para controlar la desviación del hoyo, reducir el riesgo de pegas diferenciales, dog legs (patas de perro) y evita la formación de ojos de llave.

### **2.6.1.8 Float Sub**

Es una conexión substituta en la cual se aloja una válvula flotadora comúnmente colocada sobre el motor. En ensamblajes de fondo de pozo convencionales la válvula flotadora es insertada dentro del bit sub.

### **2.6.1.9 Bit Sub**

Es una conexión, la cual se coloca encima de la broca en ensamblajes de fondo convencionales, cuando no se usa un estabilizador sobre la broca se suele adaptarle una válvula flotadora.

### **2.6.1.10 Cross Over**

Es una herramienta de fondo que se utilizan para enlazar juntas que no son compatibles con el tipo de conexión.

## **2.6.2 HERRAMIENTAS DIRECCIONALES**

En la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, porque son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria.

### **2.6.2.1 Dispositivos para medición de la trayectoria**

La trayectoria real de un pozo se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades. Esto se realiza principalmente para orientar de manera adecuada el equipo desviador.

La medición de la dirección, la cara de la herramienta y la inclinación se realiza mediante magnetómetros y acelerómetros los cuales son accionados por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada en el ensamblaje de fondo, cerca de la broca y las mediciones son tomadas durante la perforación es denominada herramienta de medición durante la perforación o MWD (Measurement While Drilling).

Los instrumentos más utilizados en la actualidad para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

- Instrumentos giroscópicos,
- Sistemas MWD.

El intervalo de registro se ha estandarizado. Se considera que es recomendable registrar cada 30 metros de agujero desviado.

#### ***2.6.2.1.1 Instrumentos Giroscópicos***

Estos instrumentos no requieren de monel, ya que toma el lugar de la brújula magnética, esta herramienta genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

#### ***2.6.2.1.2 Sistemas MWD***

El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma binaria, envían las señales a través del fluido de perforación, estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en

superficie, los cuales son decodificados. Es sensible a ruidos o vibraciones, para lo cual es necesario un acoplamiento previo a los equipos de superficie.

Las ventajas que presentan son: mejora el control y determinación de la posición de la broca, reduce el tiempo de survey, reduce el riesgo de pega por presión diferencial.

### **2.6.3 HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS DE DESVIACIÓN**

Para la perforación direccional es importante disponer de las herramientas y/o equipos desviadores más óptimos, ya que estos facilitan las operaciones si se trata de realizar una corrección en la trayectoria de la construcción del pozo.

Podemos clasificar las herramientas en los siguientes grupos:

- Desviadores
- Motor de Fondo
- Sistema de Rotación Dirigible

#### **2.6.3.1 Desviadores**

Actualmente estas herramientas son utilizadas comúnmente en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente.

##### ***2.6.3.1.1 Desviador de pared recuperable***

Se utiliza para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente, para perforar al lado de tapones de cemento o cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación.

### ***2.6.3.1.2 Desviador de pared permanente***

Este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor. Esta herramienta es conocida con el nombre de whipstock.

### ***2.6.3.1.3 Camisa desviadora (Bent Housing)***

Herramienta de mayor utilización actualmente, permite controlar la inclinación de un pozo y su dirección sin necesidad de realizar un viaje con tubería. Por ejemplo la combinación de una camisa desviada con un motor de fondo permite utilizar un principio de navegación para realizar las operaciones de construir ángulo, mantener y disminuir, así como orientar la cara de la herramienta a la dirección deseada. De allí el principio de deslizar y rotar (sliding and rotaring)<sup>1</sup>.

### ***2.6.3.1.4 Sustituto de orientación (UBHO)***

Comúnmente llamado junta o sustituto UBHO (Orientación Universal de Fondo de Pozo). Este elemento servirá para determinar la posición de la cara de la herramienta (tool face).

### ***2.6.3.1.5 Bent Sub***

Es una herramienta que se conecta en la parte superior de los motores de fondo. La parte inferior esta maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo, generalmente va de 1° a 3° en incrementos de ½°, forzando a la broca a seguir un ángulo de curvatura mientras perfora. Solo pueden ser utilizados sin rotar la herramienta (deslizándolo).

---

<sup>1</sup> **Deslizar (sliding):** Usado para la construcción del tramo direccional del pozo.  
**Rotar (rotary):** Usado para la construcción del tramo tangente del pozo.

### 2.6.3.2 Motores de fondo

Los motores de fondo constituyen el desarrollo más avanzado en herramientas desviadoras, son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación.

Entre las principales ventajas tenemos:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca.
- Se pueden obtener mejores ratas de penetración.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de motores de fondo reduce los riesgos de atrapamiento, optimiza la perforación y, en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent housing). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del hoyo.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del hoyo al comenzar la operación de desviación.

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de formación.
- Tipo de fluido.
- Altas temperaturas.
- Presión sobre el motor.

- Peso sobre la broca.

Actualmente, en la perforación de pozos direccionales las herramientas más utilizadas son los motores de fondo dirigibles o geonavegables.

#### ***2.6.3.2.1 Motores de Desplazamiento Positivo (PDM)***

Permite convertir la potencia hidráulica a potencia dinámica para impulsar la broca mientras la sarta se mantiene estacionaria sólo se desliza para avanzar. El acople curvo arriba del motor provee la fuerza lateral a la broca y permite desviar la trayectoria del pozo. Es mucho más eficiente si se le compara con otras herramientas de desviación.

#### ***2.6.3.2.2 Motores de desplazamiento Positivo - Bent Sub***

La conexión del bent sub ofrece ángulos de 1° a 3°. Permite la deflexión del motor de fondo a través de aplicarle peso sobre uno de los lados del pozo. A medida que la perforación avanza, la broca es forzada a seguir la curva generada. Este tipo de arreglo no debe rotar a medida que se construye el pozo direccional.

#### ***2.6.3.2.3 Motor de Desplazamiento Positivo Dirigibles - Bent Housing***

El más común de los motores dirigibles es el diseño simple de junta articulada o también llamado bent housing. El ángulo que se genera es de 1,5°. Requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación, que se comporta casi como un resorte en espiral y se retuerce hasta tal punto que resulta difícil orientarlo.

El desplazamiento nominal de la broca es mucho menor que cuando se utiliza el bent sub.

#### ***2.6.3.2.4 Sistema Dirigible Rotacional***

Son sistemas de perforación y MDW integrados. Estas herramientas pueden ser auto dirigibles durante rotación continua. Mientras se perfora los cambios de trayectoria son comunicados a la herramienta desde superficie.

## **CAPÍTULO 3**

### **IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se definirá una matriz de los problemas que se podrían presentar en la perforación direccional, permitiéndonos identificar, clasificar y jerarquizarlos durante la ejecución de la perforación de los pozos en estudio en base al análisis de los Reportes Diarios de Perforación.

#### **3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN**

##### **3.2.1 PROBLEMAS EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO**

###### **3.2.1.1 Fracturas**

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas de fallas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales. Las formaciones más antiguas, profundas y duras tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y nuevas.

Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas de fallas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hoyo. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático.



El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hoyo, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas.

Las formaciones no consolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo o puenteando la sarta de perforación.

Problemas asociados:

- Pérdida de Circulación
- Derrumbes, incremento en el volumen de cortes.
- Rotación restringida, tubería en pega.
- Hoyo Agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hoyo.
- Ojos de llave, escalones (Ledges) y desviación.
- Torque Errático

### **3.2.1.2 Arcillas**

#### ***3.2.1.2.1 Arcillas Reactivas***

El hinchamiento (absorción de filtrado) es una tendencia típica de arcillas superficiales y recientes.

A medida que se hinchan las arcillas, estas se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo y causa situaciones de hoyo apretado, generando arrastres e incrementándose al hacer conexiones, con pegas de tubería y la formación de escalones.

Es de gran ayuda seleccionar el fluido de perforación apropiado para minimizar el hinchamiento y la reactividad de las arcillas. Los inhibidores del lodo (tales como caliza y sal) y lodos en base aceite son los fluidos de perforación más efectivos para controlar el hinchamiento.

### ***3.2.1.2.2 Arcillas Sobrepresionadas***

Las arcillas sobrepresionadas tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren.

Las arcillas derrumbadas estarán llenando el fondo del pozo después de viajes y conexiones.

Aparecen problemas de hoyo apretado, debido a la presión ejercida por la arcilla y por los derrumbes que caen encima y alrededor de la sarta de perforación, lo cual ocasiona incremento en el torque sobre la rotación mientras se está perforando y se evidenciará una mayor sobre-tensión (over pull) para levantar la tubería para las maniobras y conexiones.

A medida que la arcilla se fractura y se rompe, se libera gas. Un incremento en el nivel de gas, la presencia de gas de conexión o corte de gas en el lodo puede ser entonces una indicación de arcillas sobre-presionados y la necesidad de un incremento en el peso del lodo.

### **3.2.1.3 Formaciones Someras**

Las formaciones someras en general son sueltas e inconsolidadas, por lo tanto altamente susceptibles al derrumbe y al colapso. En formaciones de conglomerados la grava, los fragmentos fuertes obstáculos contra la perforación y frecuentemente pueden deflectar la broca creando problemas de desviación.

### **3.2.1.4 Secciones Salinas**

Si se usa un lodo incorrecto para perforar secciones salinas (por ejemplo, lodo en agua dulce), la sal se disolverá en el lodo, lo cual resultará en secciones desgastadas donde se pueden acumular cortes y causar problemas de limpieza en el pozo.

### 3.2.1.5 Pérdida de Circulación

Es la pérdida de fluido hacia la formación, siendo uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la tasa de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación.

- Una pérdida en la columna hidrostática puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de otras formaciones (reventón subterráneo).
- Daño a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés).

Hay varias situaciones, de ocurrencia natural o bien inducida por la perforación que pueden llevar a una pérdida de circulación:

- Arenas superficiales frágiles e inconsolidadas.
- Formaciones cavernosas o fracturadas naturalmente.
- Reservorios depletados o formaciones presionadas sub-normalmente, donde la densidad del lodo supera a la de formación.
- Formaciones que se han debilitado o fracturado por operaciones de perforación incorrectas (Excesiva densidad del lodo, excesiva presión de circulación, presiones de surgencia o incrementos de presión al bajar tubería o al cerrar el pozo).

### 3.2.1.6 Influjos y Reventones (Kicks y Blowouts)

Es un influjo de formación dentro del pozo que puede ser controlado en superficie. Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor.
- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro.

Un reventón sucede cuando no se puede controlar en superficie el flujo de fluidos de formación.

Un reventón subterráneo ocurre cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones. En otras palabras, una formación está pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación.

Las principales causas en las cuales se puede presentar un influjo:

- No mantener el hoyo lleno cuando se esté sacando tubería.
- Reducir la presión anular por suaveo. (Swabbing)
- Pérdida de circulación
- Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas.
- Formaciones sub-presionadas.
- Formaciones sobre-presionadas.

### **3.2.1.7 Pega de tubería**

El término hoyo apretado se aplica en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve restringido por eventos o fuerzas en el hoyo. En general se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería.

Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado. Dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrida la pega, que

puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

#### ***3.2.1.7.1 Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)***

El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drill collars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empacado, pegando la tubería.

Existen varias causas potenciales para la pega de tubería por empaquetamiento o puenteo.

- Derrumbe o Hinchamiento de arcillas reactivas o sobrepresionados,
- Formaciones Fracturadas o inconsolidadas,
- Asentamiento o acumulaciones de cortes.

#### ***3.2.1.7.2 Pega Diferencial***

La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática.

Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta mal

diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor.

Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo, etcétera) la capa de costra puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería.

### ***3.2.1.7.3 Geometría de Pozo***

Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

#### ***3.2.1.7.3.1 Pega de tubería al bajar broca***

Después de que una sección desviada, con posibilidad de patas de perro, ha sido perforada con un ángulo específico de levantamiento, el ensamblaje de fondo en general se cambiará para continuar la trayectoria recta del pozo.

Si se han perforado formaciones abrasivas, y las brocas han salido con su diámetro muy reducido, el hoyo tendrá el diámetro efectivo reducido y la broca nueva al bajar se puede trabar al bajar al fondo.

Si se registra una baja de peso cuando se pasa por esta sección, la sarta no debe ser forzada a pasar. En vez de esto, esta sección del hoyo debe ser rimada cuidadosamente y reabierto al diámetro correcto.

### **3.2.1.7.3.2 Pega de tubería al sacar**

La pega de tubería ocurre generalmente cuando se saca tubería debido a la ocurrencia de patas de perro severas y se está usando un ensamblaje de fondo excesivamente rígido para aceptar los cambios.

### **3.2.1.8 Pesca**

Un pescado es un objeto indeseable en el pozo, el cual debe ser recuperado, apartado, eliminado o molido antes de proseguir con la perforación.

El proceso de recuperación de un pescado del pozo se llama pesca.

Puede haber varias causas para que ocurra un pescado:

- **Falla en la tubería:** la fatiga del metal puede causar que la tubería, los drill collars o el revestimiento se tuerza y / o se rompa.
- **Pega de tubería:** La tubería, los drill collars, o el revestimiento que se hayan pegado pueden fallar en forma imprevista debido a sobre tensión durante los intentos para liberar la pega.
- **Falla de la broca:** Una falla mecánica de la broca puede ocasionar que se caigan conos, dientes o rodamientos y caigan dentro del pozo. Esto puede ser identificado por la inhabilidad para perforar.
- **Basura en el hoyo:** basura como herramientas (llaves, tuercas y tornillos) y otros objetos relativamente pequeños que puedan caer dentro del pozo deben ser pescados antes de poder seguir perforando.
- **Cable de registros roto:** Si se somete a cargas excesivas, puede romperse el cable de registros, con la pérdida consecuente de herramientas y cable, lo cual debe ser removido del pozo antes de poder continuar registrando o continuar con cualquier otra operación de perforación.

### **3.2.1.9 Cavernas en el hoyo (Hole Washouts)**

Estas ocurren cuando el diámetro externo del anular se agranda. Es muy importante saber el diámetro real del pozo y la presencia de cavernas con el fin de calcular el volumen exacto de cemento requerido para sentar un revestimiento.

Las cavernas en el hoyo pueden ser ocasionadas por:

- Derrumbe de formaciones frágiles e inconsolidadas,
- Arcillas sobrepresionadas,
- Derrumbe de zonas fracturadas,
- Formaciones estructuralmente frágiles o con alto buzamiento,
- Pozos desviados con fragilidad orientada.

Esta condición puede empeorar por la erosión debida a velocidades anulares altas y a flujo turbulento, abrasión causada por contenido alto de sólidos en el lodo, movimiento repetido de la sarta ocasionando erosión física y también a causa de presiones de suaveo (swab) y surgencia (surge).

Una caverna tiene un volumen anular que necesita más bombeo para que se circule el hoyo. Otra manifestación de que se está haciendo una caverna es por el volumen mayor y forma de los cortes.

## **3.3 INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS ANALIZADOS**

### **3.3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A**

Inicia operaciones de perforación en el pozo A de la plataforma Drago Norte 2 el 14 de noviembre de 2012, teniendo un tiempo real de perforación de 42.92 días alcanzando una profundidad total (PT) de 10909 ft (MD) / 10057 ft (TVD) en la formación Hollín inferior, en la TABLA No. 6 se muestran datos generales del pozo A.



**TABLA No. 6** INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO A

POZO A	
TIEMPO ESTIMADO	26.19 DÍAS
TIEMPO REAL	42.92 DÍAS
INICIO DE PERFORACIÓN	14 – NOV – 2012
FIN DE PERFORACIÓN	27 – DIC – 2012
PROFUNDIDAD ESTIMADA	10903 ft (MD)/10060 ft (TVD)
PROFUNDIDAD REAL	10909 ft (MD)/10057 ft (TVD)
TIPO DE PERFIL	TIPO "S"
RESERVORIOS PRINCIPALES	Ui – Ti

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.1.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo A

El pozo A fue perforado en 4 secciones 26 in, 16 in, 12-1/4 in y 8-1/2 in, fueron revestidas con casing de 20 in, 13-3/8 in, 9-5/8 in y liner de 7 in respectivamente, en la TABLA No. 7 se muestran datos generales de las secciones perforadas.

**TABLA No. 7** INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO A

DIAMETRO DEL HOYO (in)	PROFUNDIDAD PUNTO DE CASING (ft)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (in)	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO (ft)
26	205	20	204
16	5903	13-3/8	5903
12-1/4	9921	9-5/8	9921
8-1/2	10909	7	10909

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.1.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo A

Durante la perforación del pozo A se utilizó fluidos de perforación base agua, en la sección de 16 in empleó fluido base agua AQUAGEL, en la sección de 12-1/4 in empleó fluido base agua EZ MUD/CLAYSEAL y en la sección de 8-1/2 in se empleó fluido base agua BARADRIL N, en la TABLA No. 8 se muestran los fluidos empleados en las diferentes secciones perforadas, en las TABLA No. 9 y 10 se muestran las propiedades del fluido de perforación planeadas y reales

respectivamente, y en la TABLA No. 11 se muestran los problemas operacionales encontrados en cada sección y su plan de contingencia ejecutado.

**TABLA No. 8 FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN EL POZO A**

SECCIÓN (in)	INTERVALO (ft)	NOMBRE DEL FLUIDO
26	0 – 205	AQUAGEL
16	205 – 5903	AQUAGEL
12-1/4	5903 – 9921	EZ MUD/CLAYSEAL
8-1/2	9921 – 10909	BARADRIL N

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 9 PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO A**

PROPIEDADES PLANEADAS	SECCION 16 in (0 ft - 5907 ft)		SECCION 12-1/4 in (5907 ft - 10121 ft)		SECCION 8-1/2 in (10121 ft-10903 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,6	10,4	9,5	10,4	9,1	9,3
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	28	55	35	55	35	60
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	5	15	15	25	15	25
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	5	22	15	28	28	35
FILTRADO API (ml/30min)	16	NC	6	8	4	5
Ph	8	9	8,5	9,5	8,5	9,5

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 10 PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO A**

PROPIEDADES REALES	SECCION 16 in (205 ft - 5903 ft)		SECCION 12-1/4 in (5903 ft - 9921 ft)		SECCION 8-1/2 in (9921 ft-10909 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,9	10,6	9,5	10,6	9,1	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	28	36	40	66	53	50
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	3	10	14	21	19	19
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	6	18	14	20	20	20
GELES	2/3/4	13/20/25	4/5/7	11/21/33	11/21/33	11/21/33
% SÓLIDOS	2,8	9,8	4,8	16,4	5,6	5,6
FILTRADO API (ml/30min)	-	-	-	6,2	5,5	5,5
Ph	8,5	8,1	9,3	8,5	9,5	9,5

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación – PDVSA

### 3.3.1.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo A

**TABLA No. 11 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO A**

SECCIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	CONTINGENCIA
16 in	Durante la corrida de casing 13-3/8 in se tuvo empaquetamiento.	Quebró 01 junta de casing de 13-3/8 in, trabajó sarta hasta obtener circulación logrando estabilizar el caudal y la presión.
12-1/4 in	Bombas del taladro y BOP al probar la sección "B".	Reparó daño en las bombas.
	En los viajes de calibración se tuvo muchos puntos de arrastre y de apoyo por una mala limpieza del hoyo.	Se densificó el lodo de perforación de 10.4 ppg a 10.6 ppg para una mejor limpieza de los ripios de perforación.
8-1/2 in	Freno de malacate/top drive.	Reparó falla con personal de mantenimiento.
	En el viaje de calibración con BHA direccional #7 observó arrastres puntuales.	Se tuvo que bajar bombeando píldoras viscosas y circular hasta retornos limpios.
	En la primera corrida de registros eléctricos observó apoyo.	Se trabajó herramientas, activó martillo, liberó y registró zona de interés.
	En el viaje de calibración con BHA de limpieza #8 observó arrastre.	Se bajó con bomba y rotaria, densificó lodo de 9.3 ppg a 9.6 ppg.
	En la segunda corrida de registros eléctricos observó apoyo, intentó pasar por varias ocasiones.	Sacó herramienta para realizar viaje de calibración.
	En el viaje de calibración con el BHA de limpieza #9 observó apoyo y arrastre.	Bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, repasó con bomba y rotaria.
	Al bajar liner de 7 in encontró apoyo y observó empaquetamiento.	Se bajó circulando, maniobró hasta obtener circulación, bombeó píldora viscosa, incrementó galonaje y obtuvo nuevamente circulación.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

En el Anexo No. 1 y Anexo No. 5 se muestra más detalle de la descripción operacional y de los BHA's utilizados durante la perforación del pozo A respectivamente.

### 3.3.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO B

Inicia operaciones de perforación en el pozo B de la plataforma Drago Norte 2 el 30 de diciembre de 2012, teniendo un tiempo real de perforación de 29.42 días alcanzando una profundidad total (PT) de 10224 ft (MD) / 10000 ft (TVD) en la

formación Hollín inferior, en la TABLA No. 12 se muestran datos generales del pozo B.

**TABLA No. 12 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO B**

POZO B	
TIEMPO ESTIMADO	28.02 DÍAS
TIEMPO REAL	29.42 DÍAS
INICIO DE PERFORACIÓN	30 – DIC – 2012
FIN DE PERFORACIÓN	28 – ENE – 2013
PROFUNDIDAD ESTIMADA	10271 ft (MD)/10010 ft (TVD)
PROFUNDIDAD REAL	10224 ft (MD)/10000 ft (TVD)
TIPO DE PERFIL	TIPO "S"
RESERVORIOS PRINCIPALES	Ui – Ti – Hs

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.2.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo B

El pozo B fue perforado en 4 secciones 26 in, 16 in, 12-1/4 in y 8-1/2 in, fueron revestidas con casing de 20 in, 13-3/8 in, 9-5/8 in y liner de 7 in respectivamente, en la TABLA No. 13 se muestran datos generales de las secciones perforadas.

**TABLA No. 13 INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO B**

DIAMETRO DEL HOYO (in)	PROFUNDIDAD PUNTO DE CASING (ft)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (in)	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO (ft)
26	250	20	250
16	5700	13-3/8	5700
12-1/4	9510	9-5/8	9510
8-1/2	10224	7	10224

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.2.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo B

Durante la perforación del pozo B se utilizó fluidos de perforación base agua, en la sección de 16 in empleó fluido base agua AQUAGEL, en la sección de 12-1/4 in empleó fluido base agua EZ MUD/CLAYSEAL y en la sección de 8-1/2 in se

empleó fluido base agua BARADRIL N, en la TABLA No. 14 se muestran los fluidos empleados en las diferentes secciones perforadas, en las TABLA No. 15 y 16 se muestran las propiedades del fluido de perforación planeadas y reales respectivamente, y en la TABLA No. 17 se muestran los problemas operacionales encontrados en cada sección y su plan de contingencia ejecutado.

**TABLA No. 14** FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO B

SECCION (in)	INTERVALO (ft)	NOMBRE DEL FLUIDO
26	0 – 250	AQUAGEL
16	250 – 5700	AQUAGEL
12-1/4	5700 – 9510	EZ MUD/CLAYSEAL
8-1/2	9510 – 10224	BARADRIL N

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 15** PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO B

PROPIEDADES PLANEADAS	SECCION 16 in (0 ft - 5700 ft)		SECCION 12-1/4 in (5700 ft - 9548 ft)		SECCION 8-1/2 in (9548 ft - 10273 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,6	10,4	9,5	10,4	9,5	10
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	28	55	35	55	35	60
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	5	15	15	25	15	25
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	5	22	15	28	28	35
FILTRADO API (ml/30min)	16	NC	6	8	4	5
Ph	8	9	8,5	9,5	8,5	9,5

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 16** PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO B

PROPIEDADES REALES	SECCION 16 in (250 ft - 5700 ft)		SECCION 12-1/4 in (5700 ft - 9510 ft)		SECCION 8-1/2 in (9510 ft - 10224 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,8	11	9,5	10,2	9,5	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	28	35	45	50	55	56
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	3	7	14	23	23	23
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	6	14	14	14	14	18
GELES	2/3/4	10/14/25	4/5/7	6/16/24	6/8/14	4/6/9
% SÓLIDOS	2,8	10,1	4,8	12,2	8,4	9,9
FILTRADO API (ml/30min)	-	-	-	-	-	-
Ph	8,5	8,3	9,5	9	9,5	9

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.2.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo B

**TABLA No. 17 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO B**

SECCIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	CONTINGENCIA
26 in	Presentó apoyo bajando en el viaje de calibración y al momento de bajar casing de 20 in apoyo.	Bombeó píldoras y trabajó sarta hasta liberar y llegar a punto de casing.
16 in	Presentó falla en el módulo PLC.	Reparó falla en el módulo.
	Al sacar en BHA direccional #2 se tuvo arrastre.	Se repasó dos veces a la profundidad de los puntos de arrastre.
	Al bajar el BHA direccional #3 se tuvo apoyo y al sacar se lo hizo con back reaming por presencia de abundantes ripios gruesos en las zarandas posiblemente de derrumbe en el pozo.	Se decidió incrementar el peso del lodo de 10.2 ppg a 10.4 ppg y de 10.4 ppg a 10.6 ppg hasta observar retornos limpios.
	Al bajar el casing 13-3/8 in observó apoyo y perdió circulación por posible indicio de empaquetamiento.	Sacar dos juntas de casing para recuperar circulación, continuar bajando con circulación por precaución.
	Junta de casing colapsó al intentar desenroscarla debido a que fue sometido a un torque excesivo.	Realizar el enroscado de cada junta según las especificaciones del fabricante, para así evitar el colapso de la rosca, o en su defecto que se desenrosque por no tener el torque óptimo.
12-1/4 in	Hubo interrupción para reemplazar el stuffing box del malacate por fuga de agua.	El stuffing box fue reemplazado por personal de mantenimiento.
	En los viajes de calibración se tuvo arrastres y apoyos.	Se encendió bombas tanto para sacar como para bajar tubería.
	En la bajada de casing 9-5/8 in se tuvo apoyos puntuales.	Se bajó circulando por seguridad.
8-1/2 in	En la primera corrida de registros eléctricos observó apoyo y no pasó la herramienta.	Se tuvo que maniobrar la sarta hasta liberar y poder registrar la zona de interés.
	En la segunda corrida hubo puntos apretados al momento de registrar.	Se tuvo que maniobrar la sarta hasta liberar y poder registrar la zona de interés.
	Realizó viaje de limpieza donde observó apoyo por sedimentos.	Se repasó en los puntos de apoyo y los puntos de arrastre con la ayuda de píldoras viscosa pesada y píldora lubricante.
	Al sacar el BHA de acondicionamiento presentó arrastre.	
	En la tercera corrida de registros eléctricos no pasó la herramienta.	Se tuvo que maniobrar la sarta hasta liberar y poder registrar la zona de interés.
	Al sacar el BHA de limpieza observó arrastre.	Trabajó sarta con bomba y rotación.
	Al bajar liner de 7 in presentó apoyo.	Trabajó sarta con bomba y rotación.
	Presentó falla en el malacate/acondicionador de aire del SCR/daño en la llave neumática.	Personal de mantenimiento del taladro repara fallas y daños en los equipos.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

En el Anexo No. 2 y Anexo No. 6 se muestra más detalle de la descripción operacional y de los BHA's utilizados durante la perforación del pozo B respectivamente.

### 3.3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO C

Inicia operaciones de perforación en el pozo C de la plataforma Drago Norte 2 el 16 de febrero de 2013, teniendo un tiempo real de perforación de 33.29 días alcanzando una profundidad total (PT) de 10800 ft (MD) / 10291 ft (TVD) en la formación Hollín inferior, en la TABLA No. 18 se muestran datos generales del pozo C.

**TABLA No. 18** INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO C

<b>POZO C</b>	
TIEMPO ESTIMADO	26.00 DÍAS
TIEMPO REAL	33.29 DÍAS
INICIO DE PERFORACIÓN	16 – FEB – 2013
FIN DE PERFORACIÓN	21 – MAR – 2013
PROFUNDIDAD ESTIMADA	10959 ft (MD)/10265 ft (TVD)
PROFUNDIDAD REAL	10800 ft (MD)/10291 ft (TVD)
TIPO DE PERFIL	TIPO "J"
RESERVORIOS PRINCIPALES	Ui – Ti – Hi

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

#### 3.3.3.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo C

El pozo C fue perforado en 4 secciones 26 in, 16 in, 12-1/4 in y 8-1/2 in, fueron revestidas con casing de 20 in, 13-3/8 in, 9-5/8 in y liner de 7 in respectivamente, en la TABLA No. 19 se muestran datos generales de las secciones perforadas.

**TABLA No. 19** INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO C

DIAMETRO DEL HOYO (in)	PROFUNDIDAD PUNTO DE CASING (ft)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (in)	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO (ft)
26	285	20	285
16	5809	13-3/8	5809
12-1/4	9785	9-5/8	9785
8-1/2	10800	7	10800

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación – PDVSA

### 3.3.3.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo C

Durante la perforación del pozo C se utilizó fluidos de perforación base agua, en la sección de 16 in empleó fluido base agua AQUAGEL, en la sección de 12-1/4 in empleó fluido base agua EZ MUD/CLAYSEAL y en la sección de 8-1/2 in se empleó fluido base agua BARADRIL N, en la TABLA No. 20 se muestran los fluidos empleados en las diferentes secciones perforadas, en las TABLA No. 21 y 22 se muestran las propiedades del fluido de perforación planeadas y reales respectivamente, y en la TABLA No. 23 se muestran los problemas operacionales encontrados en cada sección y su plan de contingencia ejecutado.

**TABLA No. 20** FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO C

SECCION (in)	INTERVALO (ft)	NOMBRE DEL FLUIDO
26	0 – 285	AQUAGEL
16	285 – 5809	AQUAGEL
12-1/4	5809 – 9785	EZ MUD/CLAYSEAL
8-1/2	9785 – 10800	BARADRIL N

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación – PDVSA



**TABLA No. 21 PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO C**

PROPIEDADES PLANEADAS	SECCIÓN 16 in (0 ft - 5616 ft)		SECCIÓN 12-1/4 in (5616 ft - 9997 ft)		SECCIÓN 8-1/2 in (9997 ft - 10959 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,6	10,4	9,5	10,6	9,4	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)						
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	5	15	15	25	15	25
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	5	22	15	28	28	36
FILTRADO API (ml/30min)	-	-	0	6	0	6
Ph						

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 22 PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO C**

PROPIEDADES REALES	SECCION 16 in (285 ft - 5811 ft)		SECCION 12-1/4 in (5811 ft - 9785 ft)		SECCION 8-1/2 in (9785 ft - 10800 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,7	10,8	9,6	10,9	9,4	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	35	55	45	58	45	43
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	-	-	14	23	15	18
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	-	-	14	14	14	20
GELES	-	11/20/25	3/5/6	8/22/30	12/15/19	9/11/15
% SÓLIDOS	-	17	9,1	13,5	7,7	10,5
FILTRADO API (ml/30min)	-	-	-	5	5	5
Ph	10	8,3	9,5	8,5	9,4	8,8

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.3.3 Identificación Y Análisis De Los Problemas Operacionales Presentados En El Pozo C

**TABLA No. 23 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO C**

SECCIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	CONTINGENCIA
26 in	Observó falla en malacate y cellar jet.	Reparó daño en el sistema eléctrico del malacate y el cellar jet fue reemplazado por uno nuevo.
16 in	Al probar la herramienta de survey, se tuvo mucho ruido por lo tanto la señal no fue buena.	Para que vuelva a funcionar la herramienta de survey, se circuló previamente para tener mejor lectura de gyro, recuperó herramienta, instaló nueva unidad de gyro.
	Durante la perforación se tuvo muchos puntos de apoyos y arrastres con el BHA direccional #3.	En los arrastres y apoyos se bombeó píldoras dispersas y píldoras viscosas para mejorar la limpieza del hoyo.
	En la corrida de casing 13-3/8 in observó apoyos puntuales por alta presencia de lutitas.	Trabajó con bomba por indicio de empaquetamiento e incrementó el peso del lodo de 10.2 ppg a 10.8 ppg.
12-1/4 in	En el viaje de calibración con BHA direccional #4 observó arrastres y apoyos.	Se sacó y bajó con bomba y rotación, se repasó hasta 5 veces, se bajó por seguridad con bomba las últimas paradas.
	Sacó BHA direccional #4 a superficie por baja ROP.	Se sacó BHA direccional #4 para cambio de broca.
	Al bajar BHA direccional #5 observó apoyos puntuales.	Incrementó lubricidad en el sistema para aumentar la ROP.
	Con el BHA direccional #5 se tuvo que realizar viaje de control donde observó arrastre y puntos de apoyo.	Se tuvo que realizar viaje de control porque el hoyo estuvo expuesto 53 hrs, se bajó con bomba y rotaria para pasar los apoyos y se sacó con back reaming.
	En la primera corrida de registros eléctricos no pasó la herramienta, realizó varios intentos.	Debido al gran material por los viajes realizados, se realizó viaje de control.
	Con el viaje de calibración con BHA de limpieza #6 se tuvo mucho apoyo y arrastre por gran cantidad de repasadas en los viajes, se encontró gran cantidad de conglomerado, arcilla y lutitas.	Se bajó con bomba y al sacar se lo hizo con back reaming.
	Presentó daño en el sistema acondicionador de aire en el SCR.	Reparó daño por parte de personal de mantenimiento.
8-1/2 in	En el viaje corto al sacar con el BHA direccional #7 observó arrastre.	Trabajó sarta y circuló, repasó 2 veces los puntos con bomba y rotación.
	Al sacar y bajar BHA de limpieza #8 observó arrastre y apoyo.	Trabajó sarta con bomba y rotaria para pasar puntos.
	Al bajar liner de 7 in encontró apoyo.	Se bajó con circulación por medida de seguridad.
	Presentó falla en el sistema de comunicación eléctrica del top drive/sistema de rotación del top drive/falla en el sistema de freno del malacate.	Verificó funcionamiento de motores/cables de potencia del top drive, observó corto circuito en cable de potencia del top drive, reparó cable, instaló cables nuevos y probó funcionamiento del top drive y malacate.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

En el Anexo No. 3 y Anexo No. 7 se muestra más detalle de la descripción operacional y de los BHA's utilizados durante la perforación del pozo C respectivamente.

### 3.3.4 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO D

Inicia operaciones de perforación en el pozo D de la plataforma Drago Norte 2 el 31 de marzo de 2013, teniendo un tiempo real de perforación de 31.67 días alcanzando una profundidad total (PT) de 10700 ft (MD) / 10047 ft (TVD) en la formación Hollín inferior, en la TABLA No. 24 se muestran datos generales del pozo D.

**TABLA No. 24** INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO D

POZO D	
TIEMPO ESTIMADO	33.00 DÍAS
TIEMPO REAL	31.67 DÍAS
INICIO DE PERFORACIÓN	31 – MAR – 2013
FIN DE PERFORACIÓN	02 – MAY – 2013
PROFUNDIDAD ESTIMADA	10693 ft (MD)/10037 ft (TVD)
PROFUNDIDAD REAL	10700 ft (MD)/10047 ft (TVD)
TIPO DE PERFIL	TIPO "J"
RESERVORIOS PRINCIPALES	Ti

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

#### 3.3.4.1 Tamaño de las secciones y puntos de casing del pozo D

El pozo D fue perforado en 4 secciones 26 in, 16 in, 12-1/4 in y 8-1/2 in, fueron revestidas con casing de 20 in, 13-3/8 in, 9-5/8 in y liner de 7 in respectivamente, en la TABLA No. 25 se muestran datos generales de las secciones perforadas.

**TABLA No. 25** INFORMACIÓN GENERAL DE LAS SECCIONES DEL POZO D

DIAMETRO DEL HOYO (in)	PROFUNDIDAD PUNTO DE CASING (ft)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (in)	PROFUNDIDAD DEL ZAPATO (ft)
26	287	20	287
16	5703	13-3/8	5703
12-1/4	9928	9-5/8	9928
8-1/2	10700	7	10700

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.4.2 Fluidos de perforación empleados en el pozo D

Durante la perforación del pozo D se utilizó fluidos de perforación base agua, en la sección de 16 in empleó fluido base agua AQUAGEL, en la sección de 12-1/4 in empleó fluido base agua EZ MUD/CLAYSEAL y en la sección de 8-1/2 in se empleó fluido base agua BARADRIL N, en la TABLA No. 26 se muestran los fluidos empleados en las diferentes secciones perforadas, en las TABLA No. 27 y 28 se muestran las propiedades del fluido de perforación planeadas y reales respectivamente, y en la TABLA No. 29 se muestran los problemas operacionales encontrados en cada sección y su plan de contingencia ejecutado.

**TABLA No. 26** FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL POZO D

SECCION (in)	INTERVALO (ft)	NOMBRE DEL FLUIDO
26	0 – 287	AQUAGEL
16	287 – 5703	AQUAGEL
12-1/4	5703 – 9928	EZ MUD/CLAYSEAL
8-1/2	9928 – 10700	BARADRIL N

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 27** PROPIEDADES PLANEADAS DEL FLUIDO DE PERFORACION DEL POZO D

PROPIEDADES PLANEADAS	SECCION 16in (0 ft - 5616 ft)		SECCION 12-1/4 in (5616 ft - 9997 ft)		SECCION 8-1/2 in (9997 ft - 10959 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,4	10,6	9,5	10,6	9,4	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	28	55	35	55	35	60
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	5	15	15	25	15	25
YIELD POINT (lbf/100_ft²)	5	22	15	28	28	35
FILTRADO API (ml/30min)	NC	NC	6	8	-	5
Ph	8	9	8,5	9,5	8,5	9,5

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**TABLA No. 28 PROPIEDADES REALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DEL POZO D**

PROPIEDADES REALES	SECCION 16 in (287 ft - 5703 ft)		SECCION 12-1/4 in (5703 ft - 9925 ft)		SECCION 8-1/2 in (9925 ft - 10700 ft)	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
DENSIDAD (ppg)	8,6	10,4	9,5	10,7	9,4	9,8
FUNNEL VISCOSITY (sec/qt)	26	35	40	54	35	54
PLASTIC VISCOSITY (Cp)	3	12	14	21	13	23
YIELD POINT (lbf/100_ft <sup>2</sup> )	5	16	15	28	22	29
GELES	-	-	-	-	-	-
% SÓLIDOS	-	-	-	-	-	-
FILTRADO API (ml/30min)	NC	NC	6	8	5	4,8
Ph	8	8,2	8,3	9,5	8,9	9,2

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

### 3.3.4.3 Identificación y análisis de los problemas operacionales presentados en el pozo D

**TABLA No. 29 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL POZO D**

SECCIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	CONTINGENCIA
26 in	Al bajar con BHA convencional #1 en el viaje de calibración se tuvo apoyo.	Se bombeó píldoras viscosas para ayudar con la limpieza del pozo.
16 in	Al bajar BHA direccional #3 observó apoyos puntuales.	Bajó con bomba en los apoyos puntuales y bajó con bomba y rotación las dos últimas paradas por seguridad.
	Al bajar casing 13-3/8 in encontró apoyo.	Trabajó sarta y bajó casing con bomba.
12-1/4 in	Con el BHA direccional #4 bajó la ROP por lo que se decidió sacar a superficie y observó arrastre.	Se bombeó píldora pesada.
	Al bajar BHA direccional #5 observó apoyo y abundante presencia de arenisca cuarzosa.	Al bajar BHA direccional #5 se bajó circulando las 2 últimas paradas por seguridad.
	Al sacar y bajar BHA direccional #5 observó arrastres y apoyos.	Se tuvo que bombear píldora dispersa y píldora dispersa lubricante.
	Durante la perforación con BHA direccional #5 bajó ROP y al sacar a superficie se tuvo arrastres puntuales.	Se tuvo que bombear píldora dispersa y píldora dispersa lubricante.
	Al bajar BHA direccional #6 se tuvo apoyos.	Se bajó con bomba y rotación trabajando la sarta.

## Continuación TABLA No. 29

SECCIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	CONTINGENCIA
12-1/4 in	Al sacar BHA direccional #6 presentó arrastres y al bajar observó apoyos puntuales con presencia de abundante lutita en zarandas.	Se trabajó con bomba y rotación las dos últimas paradas, se aumentó el peso de lodo a 10.7 ppg.
	En la corrida de registros eléctricos observó apoyo y arrastre al registrar en hoyo abierto.	Se trabajó la sarta de registros para liberar.
	Al bajar BHA acondicionador #7 observó apoyo y al sacar a superficie presentó arrastre.	Se trabajó con bomba y rotación repasando cada parada.
	Presentó bloqueo en el sistema eléctrico del top drive/falla en bombas de lodo/falla en el sistema eléctrico del top drive/daño en cable de perforación/bloqueo en el sistema electrónico del malacate.	En las bombas cambió pistones/cable eléctrico en motor "A" del top drive/recorrió 200 ft y cortó 876 ft de cable de perforación en mal estado/reparó daño en el sistema electrónico del malacate.
8-1/2 in	Presentó problemas de colgamiento de la sarta al deslizar.	Se incrementó la lubricidad a 0.5 % con una píldora lubricante.
	En la corrida de registros de presión PCL perdió comunicación de la herramienta e intentó desconectar, se rompió el cable.	La herramienta de registros de presión fue recuperada después de varios intentos de maniobrar la sarta, se suspende corrida de registros eléctricos.
	Al sacar BHA acondicionador #10 observó puntos apretados.	Se trabajó en el punto apretado hasta liberar.
	Al bajar liner de 7 in presentó apoyo.	Se trabajó sarta hacia arriba y abajo y se bajó con bomba.
	Observó fuga al probar las líneas de cementación de liner de 7 in.	Se corrigió apretando las uniones y probando con 6000 psi.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

En el Anexo No. 4 y Anexo No. 8 se muestra más detalle de la descripción operacional y de los BHA's utilizados durante la perforación del pozo D respectivamente.

### **3.4 MATRIZ GENERALIZADA DE POSIBLES RIESGOS OPERACIONALES EN BASE A LOS PROBLEMAS ENCONTRADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS A, B, C Y D.**

En base a los análisis realizados anteriormente en las TABLAS No. 11, TABLA No. 17, TABLA No. 23 y TABLA No. 29 correspondientes a las secciones de 16 in,

12-1/4 in y 8-1/2 in perforadas en cada pozo de este estudio se elaboró una matriz con los posibles riesgos operacionales que podrían suscitarse en las operaciones de perforación. Es así que en la TABLA No. 30 se describe los problemas en las secciones antes mencionadas con sus respectivos efectos descartando la sección de 26 in, ya que el tramo perforado no representa problemas operacionales significativos (tiempo real de perforación), pudiendo ser descartados en el presente estudio.

**TABLA No. 30** MATRIZ GENERALIZADA DE POSIBLES RIESGOS OPERACIONALES

SECCIÓN	POSIBLES RIESGOS	EFFECTOS
16 in	Cercanía de pozos.	Colisión/Interferencia magnética pozos vecinos.
	Taponamiento del flow line por Gumbo.	Diminución ROP.
	Influjos.	Peso de lodo Alto.
	Control direccional.	Desviación del pozo/realizar viajes no programados.
	Camas de recortes/limpieza del hoyo.	Pega de tubería, dificultad en repasos y en viajes, disminución de ROP.
	Embolamiento del BHA,	Retraso en las operaciones.
	Atrapamiento de tubería-casing	Pesca-side track, puntos de asentamiento no planeados modifican plan de lodos.
12-1/4 in	Alto torque perforando.	Diminución ROP.
		En caso de Side track, el torque será mayor, y el top drive del taladro no podría perforar.
	Arcillas reactivas.	Viajes con problemas, back reaming, embolamientos de la sarta y broca.
	Gas de formación, calizas	Influjos de gas, descontrol de pozo.
	Inestabilidad de lutitas, hinchamiento de arcillas	Casing no llega hasta el fondo por empaquetamiento, empaquetamiento de la sarta en los viajes.
	Camas de recortes/Limpieza del hoyo	Dificultad en repasos y en viajes, disminución de ROP. Pega de tubería.
Canalización de cemento	Mala calidad del registro de cemento.	

Continuación de la TABLA No. 30

SECCIÓN	POSIBLES RIESGOS	EFFECTOS
8-1/2 in	Alto torque perforando.	Diminución ROP.
		En caso de Side track, el torque será mayor, y el top drive del taladro no podría perforar.
	Inestabilidad de lutitas, formación de ojos de llave, Arenas productoras expuestas.	Empaquetamiento.
		Pega diferencial.
		Liner no llega hasta el fondo por empaquetamiento o pega diferencial
		Pega de registros.
	Falla de herramientas direccionales/brocas/equipos del rig.	Viajes no planeados, stand by para disponer de herramientas de back up.
	Canalización de cemento.	Mala calidad del registro de cemento.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA



## **CAPÍTULO 4**

### **PROPUESTA DE MEJORAMIENTO PARA REDUCIR LOS PROBLEMAS IDENTIFICADOS**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo una vez que se han identificado por pozo y por sección los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales A, B, C y D se realizará una breve descripción de cada uno de estos problemas seguido del plan de contingencia ejecutado para superar esta operación obteniendo resultados positivos que dieron lugar a la continuación y finalización del plan de perforación direccional propuesto para cada pozo.

#### **4.2 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO A**

##### **4.2.1 SECCIÓN 26 IN POZO A**

No se registraron problemas operacionales en esta sección.

##### **4.2.2 SECCIÓN 16 IN POZO A**

###### **4.2.2.1 Problema encontrado en la sección de 16 in pozo A**

Se presentó empaquetamiento durante la corrida de casing de 13-3/8 in.

###### **4.2.2.2 Solución al problema encontrado en la sección de 16 in pozo A**

Se quebró una junta de casing de 13-3/8 in, se trabajó la sarta hasta retomar circulación en el pozo logrando estabilizar el caudal y la presión.

### **4.2.3 SECCIÓN 12-1/4 IN POZO A**

#### **4.2.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo A**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Se presentó daño en las bombas de lodo al momento de realizar la prueba en la sección "B" del conjunto BOP.
- En los viajes de calibración se tuvo puntos de arrastre y de apoyo.

#### **4.2.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo A**

Se procedió de la siguiente manera:

- Personal de Mantenimiento del taladro reparó el daño en las bombas.
- Se densificó el fluido de perforación de 10.4 ppg a 10.6 ppg para una mejor limpieza de los cortes producto de la perforación.

### **4.2.4 SECCIÓN 8-1/2 IN POZO A**

#### **4.2.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo A**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Se presentó daño en el freno del malacate y en el top drive.
- En los viajes de calibración se tuvo puntos de arrastre y apoyo.
- En la primera y segunda corrida de registros eléctricos la herramienta no pasó por presentar apoyo.
- En la corrida de liner de 7 in observó apoyo y empaquetamiento.

#### **4.2.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo A**

Se procedió de la siguiente manera:

- Personal de Mantenimiento del taladro reparó el daño en el freno del malacate y top drive.
- En los viajes de calibración se tuvo que bajar la sarta con bombas encendidas, circulando hasta retornos limpios y bombeando píldoras viscosas, en ciertos casos se bajó con rotaria y se densificó el fluido de perforación de 9.3 ppg a 9.6 ppg.
- En la primera corrida de registros eléctricos se tuvo que trabajar la sarta con la ayuda de la activación del martillo para liberar y así registrar la zona de interés, en la segunda corrida de registros eléctricos se intentó pasar la herramienta por varias ocasiones sin resultado por lo que se tuvo que realizar un viaje de calibración.
- En la bajada del liner de 7 in se bajó circulando y maniobrando la sarta hasta obtener circulación además de bombear píldoras viscosas e incrementar el galonaje.

### **4.3 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO B**

#### **4.3.1 SECCIÓN 26 IN POZO B**

##### **4.3.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo B**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Presentó apoyo al bajar la sarta en el viaje de calibración.
- Presentó apoyo en la corrida de casing de 20 in.

#### **4.3.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo B**

Se procedió de la siguiente manera:

- En el primer caso se encendió bombas y bombeó píldoras viscosas y dispersas hasta liberar la sarta.
- En la corrida de casing de 20 in se trabajó la sarta hasta llegar al punto de casing.

#### **4.3.2 SECCIÓN 16 IN POZO B**

##### **4.3.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo B**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Presentó falla en el módulo PLC.
- Al sacar y bajar la sarta en los viajes de calibración se tuvo arrastre y apoyo, con la ayuda de back reaming se logró salir por presencia de abundante presencia de cortes gruesos de perforación por posible derrumbe.
- Se observó apoyo y empaquetamiento en la corrida de casing 13-3/8 in lo cual provocó una pérdida de circulación.
- Una junta de casing colapsó debido a excesivo torque.

##### **4.3.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo B**

Se procedió de la siguiente manera:

- Personal de Mantenimiento del taladro reparó la falla en el módulo PLC.
- En los viajes de calibración donde se observó arrastres se repasó dos veces, debido a la abundante presencia de gruesos ripios de perforación por posible derrumbe en el pozo se decidió incrementar el peso del fluido de perforación de 10.2 ppg a 10.4 ppg y posteriormente de 10.4 ppg a 10.6

ppg hasta observar retornos limpios en las zarandas y cortes de medios a pequeños.

- Ante el empaquetamiento en la corrida de casing de 13-3/8 in se decidió sacar dos juntas para recuperar circulación y continuar bajando con bombas encendidas por precaución.
- Con el colapso del casing se realizó el enroscado óptimo de las demás juntas según las especificaciones del fabricante.

### **4.3.3 SECCIÓN 12-1/4 IN POZO B**

#### **4.3.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo B**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Hubo interrupción de las operaciones para reemplazar el stuffing box del malacate.
- En los viajes de calibración se observó de arrastre y apoyo.
- En la corrida de casing de 9-5/8 in se observó apoyo.

#### **4.3.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo B**

Se procedió de la siguiente manera:

- Personal de Mantenimiento del taladro reemplazó el stuffing box del malacate por fuga de agua.
- En los viajes de calibración se encendió bombas tanto para bajar como para sacar la sarta.
- En la corrida de casing de 9-5/8 in se encendió bombas y se bajó circulando por seguridad.

#### **4.3.4 SECCIÓN 8-1/2 IN POZO B**

##### **4.3.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo B**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- En las tres corridas de registros eléctricos se observó apoyo y no pasó la herramienta.
- En los viajes de calibración se observó arrastre y apoyo por sedimentos.
- En la corrida de liner de 7 in presentó apoyo.
- Presentó falla en el malacate, acondicionador de aire del SCR y llave neumática.

##### **4.3.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo B**

Se procedió de la siguiente manera:

- En los atascamientos de la sarta de registros eléctricos se tuvo que maniobrar la herramienta hasta liberarse y así continuar bajando para registrar la zona de interés.
- En los viajes de calibración se trabajó con bomba y rotación además de repasar en los puntos de apoyo y de arrastre con la ayuda de píldoras viscosas pesadas y píldoras lubricantes.
- En la corrida de liner de 7 in se trabajó la sarta con bomba y rotación hasta llegar a la profundidad total.
- Personal de Mantenimiento del taladro reparó falla en los componentes.

## **4.4 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO C**

### **4.4.1 SECCIÓN 26 IN POZO C**

#### **4.4.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo C**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Presentó falla en el malacate.
- Observó falla en el cellar jet.

#### **4.4.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo C**

Se procedió de la siguiente manera:

- Personal de Mantenimiento del taladro reparó daño en el sistema eléctrico del malacate.
- El cellar jet fue reemplazado por uno nuevo.

### **4.4.2 SECCIÓN 16 IN POZO C**

#### **4.4.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo C**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Presentó mucho ruido la herramienta de survey al probarla.
- Durante la perforación se observó puntos de apoyo y arrastres.
- En la corrida de casing de 13-3/8 in observó apoyo por alta presencia de lutitas.

#### **4.4.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo C**

Se procedió de la siguiente manera:

- Se circuló para tener una mejor lectura del gyro debido a que la señal no era buena, se recuperó la herramienta e instaló una nueva.
- Durante la perforación en los puntos de apoyo y arrastre se bombeó píldoras dispersas y viscosas para mejorar la limpieza del hoyo.
- En la corrida del casing de 13-3/8 in se trabajó con bomba por indicio de empaquetamiento y se incrementó el peso del fluido de perforación de 10.2 ppg a 10.8 ppg.

#### **4.4.3 SECCIÓN 12-1/4 IN POZO C**

##### **4.4.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo C**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- En los viajes de calibración se observó arrastres y apoyo lo que provocó que un BHA sea sacado a superficie por baja ROP.
- En la corrida de registros eléctricos no pasó la herramienta al realizar varios intentos.
- Presentó daño en el sistema acondicionador de aire en el SCR.

##### **4.4.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo C**

Se procedió de la siguiente manera:

- Al realizar los viajes de calibración al momento de bajar se lo hizo con bomba y rotación, se incrementó la lubricidad en el sistema para aumentar la ROP, se repasó hasta cinco veces en los apoyos y se continuó bajando con bombas por seguridad, al sacar la sarta se lo hizo con back reaming



debido al gran material acumulado por las repasadas en los viajes, esto provocó en un BHA sea sacado para cambio de broca.

- Por la gran cantidad de repasadas en los viajes la herramienta de registros eléctricos no pasó y se tuvo que realizar un viaje de control adicional.
- Personal de Mantenimiento del taladro reparó daño en el sistema acondicionador de aire.

#### **4.4.4 SECCIÓN 8-1/2 IN POZO C**

##### **4.4.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo C**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Se presentó arrastre y apoyo en los viajes de calibración.
- Se observó apoyo en la corrida de liner de 7 in.
- Presentó falla en el sistema de comunicación eléctrica del top drive, sistema de rotación del top drive y en el sistema de freno del malacate.

##### **4.4.4.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo C**

Se procedió de la siguiente manera:

- En los viajes de calibración se trabajó la sarta, se repasó dos veces los puntos con bomba y rotaria para pasarlos, finalmente se circuló.
- En la corrida del liner de 7 in se bajó con circulación como medida de seguridad hasta llegar a la profundidad total.
- Personal de Mantenimiento del taladro verificó funcionamiento de motores, reemplazó cables de potencia del top drive debido a un corto circuito y probó funcionamiento de top drive y malacate.

## **4.5 PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES EJECUTADAS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO D**

### **4.5.1 SECCIÓN 26 IN POZO D**

#### **4.5.1.1 Problemas encontrados en la sección de 26 in pozo D**

Se observó apoyo al realizar viaje de calibración.

#### **4.5.1.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 26 in pozo D**

Se bombeó píldoras viscosas para mejorar la limpieza del hoyo.

### **4.5.2 SECCIÓN 16 IN POZO D**

#### **4.5.2.1 Problemas encontrados en la sección de 16 in pozo D**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Al bajar la sarta direccional observó apoyo.
- En la corrida de casing de 13-3/8 in observó apoyo.

#### **4.5.2.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 16 in pozo D**

Se procedió de la siguiente manera:

- La sarta direccional se bajó con bomba y rotación en los apoyos.
- El casing de 13-3/8 in se tuvo que trabajar y con la ayuda de bombas se continuó bajando hasta llegar a punto de casing.

### **4.5.3 SECCIÓN 12-1/4 IN POZO D**

#### **4.5.3.1 Problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo D**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Al bajar o sacar la sarta direccional durante la perforación y en los viajes de calibración se observó arrastre y apoyo por presencia de arenisca cuarzosa y abundante lutita en las zarandas, esto provocó en una sarta de perforación que bajaron el desempeño de la broca, por lo que se decidió sacar a superficie.
- En la corrida de registros a hoyo abierto se presentó apoyo y arrastre al registrar.
- Presentó bloqueo en el sistema eléctrico del top drive, falla en bombas de lodo, daño en el cable de perforación y bloqueo en el sistema electrónico del malacate.

#### **4.5.3.2 Solución a los problemas encontrados en la sección de 12-1/4 in pozo D**

Se procedió de la siguiente manera:

- Para superar los apoyos durante la perforación y los viajes de calibración se bombeó píldoras pesadas, se bajó circulando y rotando, además se incrementó el peso del fluido de perforación a 10.7 ppg por la presencia de las lutitas en zarandas, en los arrastres se bombeó píldora dispersa y píldora dispersa lubricante, así mismo se trabajó con bombas y rotación.
- Con el inconveniente en la corrida de registros eléctricos a hueco abierto se trabajó la sarta para liberar.
- Personal de Mantenimiento del taladro reparó fallas en los diferentes equipos con sistemas eléctricos y electrónicos, además se cortó el cable de perforación en mal estado.

#### **4.5.4 SECCIÓN 8-1/2 IN POZO D**

##### **4.5.4.1 Problemas encontrados en la sección de 8-1/2 in pozo D**

Se tuvieron los siguientes problemas:

- Presentó problemas de colgamiento de la sarta al deslizar.
- Se perdió comunicación de la herramienta al realizar la corrida de registros de presión, además de romperse el cable.
- Al sacar la sarta de acondicionamiento observó puntos apretados.
- En la corrida de liner de 7 in presentó apoyo.
- Observó fuga al probar las líneas de cementación de liner de 7 in.

##### **4.5.4.2 Solución a los problemas encontrado en la sección de 8-1/2 in pozo D**

Se procedió de la siguiente manera:

- Al presentarse el problema de colgamiento de la sarta se incrementó la lubricidad al sistema a 0.5 %.
- En la corrida de registros de presión debido a que se rompió el cable la herramienta fue recuperada después de algunos intentos de maniobrar la sarta por lo que la corrida de registros de presión quedó suspendida.
- En el apoyo observado al sacar la sarta se tuvo que trabajar en el punto apretado hasta liberar.
- Para la corrida del liner de 7 in se trabajó la sarta hacia arriba y hacia abajo para liberar y se bajó con bomba hasta llegar a la profundidad total.
- La fuga de las líneas de cementación se corrigió apretando las uniones de golpe y probando con 6000 psi.

## **4.6 PARÁMETROS GENERALIZADOS QUE DEBEN SER TOMADOS EN CUENTA EN LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL**

La siguiente propuesta generalizada de mejoramiento para reducir los problemas identificados en la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2 parte del análisis de cada una de las operaciones realizadas anteriormente.

Los pozos direccionales estudiados a lo largo de su construcción tuvieron problemas operacionales, los cuales con ayuda del personal técnico en sitio y los procedimientos de operación contribuyeron para salir de esta situación de la manera más efectiva en el momento en que estos eventos ocurrieron, pudiendo evitar considerablemente el tiempo que hubiera llevado realizar una operación extra involucrando mayores recursos, por lo que se ha llegado a establecer de manera general cinco parámetros importantes en el proceso de perforación que se detallan a continuación y que deben ser tomados en cuenta para reducir en lo posible este tipo de problemas.

### **4.6.1 VALORACIÓN DEL TORQUE DURANTE LA PERFORACIÓN**

En la perforación direccional el torque que se le aplica a la sarta de perforación se incrementará intrínsecamente debido a la severidad de la “pata de perro”, lo cual provocará la posible aparición de ojos de llave y embolamiento de los estabilizadores por lo que el empleo de tubería Extra-Pesada (HWDP) es de mucha importancia para dar más estabilidad en el fondo y reducir la “pata de perro”.

### **4.6.2 ARRASTRES DE LA SARTA**

El arrastre de la sarta de perforación se puede reducir al mínimo cuando se garantiza una limpieza apropiada del agujero debido a la eficaz acción del fluido

de perforación, por lo que realizar viajes de control largos o cortos reducirá los arrastres y apoyos.

#### **4.6.3 APARICIÓN DE OJOS DE LLAVE**

Este problema se presenta en formaciones suaves, por lo que es conveniente mantener al mínimo las “patas de perro”, y emplear raspadores.

#### **4.6.4 SITUACIONES DE PEGAS DE TUBERÍA EN LA PARED DEL POZO**

Se presenta cuando la sarta de perforación esta estacionaria durante la desviación del pozo y el motor de fondo trabajando. En este caso es conveniente adicionar lubricidad al sistema de fluido de perforación, así como utilizar tubería extra pesada, para reducir el área de contacto.

#### **4.6.5 EVALUACIÓN DE LA HIDRÁULICA**

Durante la construcción sea incrementando o tumbando el ángulo se observa comúnmente, que la eficiencia de la limpieza de recortes se reduce, generando una cama de recortes en la parte inferior del agujero por lo que se debe considerar mantener la sarta rotando durante intervalos cortos de tiempo, efectuar viajes cortos, y utilizar puenteo para un mejor barrido de los recortes hasta superficie asegurándose de que la densidad equivalente de circulación no rebase el gradiente de fractura.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

La perforación de estos pozos aplicando las actuales tecnologías y las mejores prácticas operacionales de perforación pueden asegurar el uso y distribución de los recursos asignados de manera eficiente.

El equipo de control de sólidos en la perforación de estos pozos fue muy eficiente porque ayudaron a que los ripios resultantes sean transportados de manera eficaz desde el fondo hasta superficie ya que se tuvo alta presencia de arcillas, principalmente por la gran cantidad de repasadas en los puntos de apoyo y arrastre en las diferentes secciones.

El personal del taladro en conjunto con el jefe de equipo se desarrolló rápidamente en los casos en los que se produjeron problemas operacionales, quedando demostrado el trabajo en equipo de la gente de campo que se fortalece por la experiencia de todo el personal.

Es importante mantener las propiedades del fluido de perforación dependiendo de la sección que se esté atravesando para tener una buena limpieza del hoyo.

En la práctica de la perforación direccional se está expuesto a la aparición de ojos de llave y embolamiento, por lo que una buena configuración en el BHA que va a ser bajado al pozo de la tubería extra pesada (HWDP) es de importancia para dar más rigidez en el fondo.

Reducir en lo posible los constantes viajes de calibración ya que en ocasiones se repasó hasta cinco veces lo cual puede provocar derrumbes dentro del hoyo

ocasionado el atrapamiento de la herramienta de fondo y más aún la pérdida del pozo.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

Tener en locación y en stock el suministro de repuestos para suplir de manera inmediata los acontecimientos que se presenten de manera imprevista resolviendo el evento ágilmente evitando perder tiempo por la espera de algún repuesto que no se disponga en sitio.

Revisar prácticas de bombeo de píldoras dispersas y aditivos para el lodo EZ MUD con los pozos de buena estabilidad en las secciones de Tiyuyacu.

Las propiedades destacadas del fluido de perforación como densidad y viscosidad deben ser monitoreadas en todo momento tanto al entrar al sistema como a su salida.

Continuar trabajando en mantenimiento preventivo a los sistemas mecánico, eléctrico y de instrumentación del taladro.

El costo de un pozo direccional es de 1.5 a 1.75 veces el costo de un pozo vertical. Por lo que es recomendable una apropiada planeación y comunicación para reducir los costos.

Mantener un estricto control de los parámetros y escenarios de la construcción de los pozos en cada una de las fases direccionales a fin de identificar problemas potenciales como: pega de tubería, influjos, pérdida de dirección y azimuth y hasta la pérdida del pozo.

Dar mantenimiento a los componentes del taladro en los momentos en los que se cuente con tiempo para estos trabajos, realizar inspecciones periódicas de todos los elementos del taladro para garantizar el funcionamiento óptimo del mismo.



## GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS

1. *Densidad*.- Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.
2. *Funnel viscosity*.- Es el tiempo en segundos para que un cuarto de galón de lodo fluya a través del embudo Marsh.
3. *Plastic viscosity*.- La viscosidad plástica es el resultado de la fricción mecánica y depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido.
4. *Yield point*.- Punto Cedente, es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento, está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.
5. *Filtrado API*.- Indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.
6. *Ph*.- Potencial hidrógeno, indica si el fluido es ácido o básico, si comprende entre 7.5 y 9.5 el fluido es de bajo ph y de 9.5 a 11.5 es de alto ph.
7. *Geles*.- Es la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas.
8. *% Sólidos*.- Se determina por medio de una prueba de retorta y permite conocer el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DATALOG (2002). Manual de Perforación Procedimientos y Operaciones en el Pozo.

PDVSA. ARCHIVO TÉCNICO. Reportes Diarios de Perforación.

SCHLUMBERGER (2004). Fundamentos de Perforación Direccional.

Short J. A., Introduction to Directional and Horizontal Drilling, 1993.

PEMEX. Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación.

Jairo C. Molero, Diseño de Sartas y Perforación Direccional, 2007.

Vásquez Josue; Soque Leonardo (2012), Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente ecuatoriano, Tesis-EPN.

Chirinos Edween (2008), Perforación direccional en pozos del Campo Tomoporo, Venezuela-INGEPET.

Betancourt Álvaro; Caicedo Paulina (2012), Plan de Desarrollo del Campo Drago, Tesis-EPN

Schlumberger. Oilfield Glossary, de Schlumberger Sitio web: <http://glossary.oilfield.slb.com/>

Plantilla Awesome Inc.. Propiedades De Los Fluidos De Perforación, de Blogger Sitio web: <http://propiedadesdelosfluidos.blogspot.com/>

## **ANEXOS**

**ANEXO No. 1**  
**DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO A**

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 26 in (0 ft – 205 ft)**

Perforó con BHA convencional #1 desde 43 ft hasta 205 ft, circuló a 205 ft, bombeó píldora viscosa, realizó viaje de calibración hasta superficie, retornó a fondo sin problema, bombeó píldora viscosa, sacó BHA convencional #1 desde 205 ft hasta superficie.

**CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING 20 in**

Armó equipo y herramientas de corrida de casing, bajó revestidor de 20 in hasta 205 ft sin problema, cementó según programa con éxito, realizó corte y biseló casing de 20 in, instaló diverter.

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 16 in (205 ft – 5903 ft)**

Armó y bajó BHA direccional #2, desde superficie hasta 205 ft, perforó con BHA direccional #2 desde 205 ft hasta 885 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 885 ft hasta 3103 ft, bombeó píldora dispersa y viscosa, sacó BHA direccional #2 hasta superficie, bajó BHA direccional #3 desde superficie hasta 2000ft, observó apoyos puntuales, bajó con bomba y rotaria desde 1230 ft hasta 1260 ft y desde 2197 ft hasta 2330 ft, bombeó píldora dispersa, perforó con BHA direccional #3 desde 3103 ft hasta 5282 ft, observó fuga de fluido en conexión del manguerote con top drive, sacó BHA direccional #3 desde 5282 ft hasta 5185 ft, reemplazó o'ring, bajó sarta desde 5185 ft hasta 5282', perforó desde 5282 ft hasta 5323 ft, nuevamente observó fuga de fluido en conexión del manguerote con top drive, sacó sarta desde 5323 ft hasta 5226 ft, reemplazó o'ring, bajó sarta desde 5226 ft hasta 5323 ft, perforó desde 5323 ft hasta 5468 ft, paró perforación por problemas en el preventor de presión de la bomba #1, reparó daño, perforó desde 5468 ft hasta 5640 ft, paró nuevamente perforación por problemas en conexión del manguerote al swivel, reparó falla, perforó desde 5640 ft hasta 5848 ft, realizó mantenimiento preventivo al top drive y malacate, circuló, perforó desde 5848 ft hasta 5903 ft (punto de casing 13-3/8 in), bombeó píldora viscosa para limpieza del hoyo, realizó viaje de calibración con BHA direccional #3, observó arrastre

desde 5903 ft hasta 4745 ft, sacó libre desde 4745 ft hasta superficie, regresó a fondo libre con BHA direccional #3 desde superficie hasta 5711 ft, bajó circulando desde 5711 ft hasta 5903 ft, bombeó píldora viscosa y píldora dispersa, circuló, realizó viaje de tubería con BHA direccional #3 libre desde 5903' hasta 5808 ft, sacó con back reaming desde 5808 ft hasta 5711 ft, sacó desde 5711 ft hasta superficie sin problemas.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE CASING 13-3/8 in**

Realizó corrida de casing de 13-3/8 in (72 lb/pie, N-80) desde superficie hasta 3000 ft rompiendo geles cada 1000 ft, bajó casing 13-3/8 in desde 3000 ft hasta 3588 ft, observó apoyo, circuló, bajó revestidor desde 3588 ft hasta 4346 ft, observó apoyo, pierde circulación, retoma circulación, circuló fondo arriba desde 4384 ft hasta 4422 ft, observó apoyo, trabajó, bajó desde 4422 ft hasta 5150 ft, observó problemas de empaquetamiento, trabajó, circuló, bajó revestidor desde 5150 ft hasta 5903 ft, circuló, cementó casing de 13-3/8 in según programa sin problema, retiró diverter y accesorios, cortó casing 13-3/8 in, soldó medias lunas entre casing de 20 in y casing 13-3/8 in, cortó y biseló casing de 13-3/8 in, instaló y probó sección "A" del cabezal, instaló y probó conjunto BOP sin problemas.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 12-1/4 in (5903 ft – 9921 ft)**

Armó y bajó BHA direccional #4 desde superficie hasta 5862 ft, bajó circulando las dos últimas paradas, perforó con BHA direccional #4 taponés + collar flotador + cemento desde 5862 ft hasta 5878 ft, circuló, realizó prueba de integridad del casing de 13-3/8 in, perforó cemento + zapato a 5903 ft, perforó hoyo nuevo con BHA direccional #4 desde 5903' hasta 5913 ft (10 ft de formación), bombeó píldora viscosa, desplazó lodo AQUAGEL por lodo EZ MUD/CLAYSEAL de 12.5 ppg, realizó prueba FIT, perforó con BHA direccional #4 desde 5913 ft hasta 6395 ft, paró perforación por problemas en la bomba #3, circuló, reparó daño, perforó con BHA direccional #4 desde 6395 ft hasta 6940 ft, perforó con parámetros controlados desde 6940 ft hasta 7172 ft, perforó con parámetros normales desde

7172 ft hasta 7245 ft, bombeó píldora viscosa y circuló, realizó viaje de calibración con BHA direccional #4 desde 7245 ft hasta 5903 ft (punto de casing 13-3/8 in), observó arrastre puntuales desde 6229 ft hasta 6195 ft y desde 6050 ft hasta 6018 ft, bajó en viaje corto desde 5903 ft hasta 7245 ft sin problemas, observó fuga entre manguerote y top drive, reparó daño, perforó desde 7245 ft hasta 7257 ft, bombeó píldora dispersa, circuló, perforó con BHA direccional #4 desde 7257 ft hasta 7950 ft, bombeó píldora dispersa, circuló, perforó desde 7950 ft hasta 7980 ft, perforó con parámetros controlados desde 7980 ft hasta 8096 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló, realizó viaje corto desde 8096 ft hasta 7245 ft, salió libre, regresó a fondo en hoyo abierto desde 7245 ft hasta 8096 ft sin problema, bombeó píldora dispersa, perforó con BHA direccional #4 y parámetros normales desde 8096 ft hasta 8108 ft, paró perforación por fallas en el top drive, reparó daño, perforó desde 8108 ft hasta 8280 ft, perforó controlando parámetros desde 8280 ft hasta 8562 ft, bombeó píldora lubricante, falló sistema de enfriamiento del VDF #1 y salió del sistema bomba #1 y bomba #3, reparó falla, perforó con parámetros controlados desde 8562 ft hasta 8600 ft, bombeó píldora pesada, circuló, sacó BHA direccional #4 desde 8600 ft hasta 5900 ft, sacó maniobrando desde 7053 ft hasta 6956 ft con overpull de 40 – 50 klb, sacó BHA direccional #4 desde 5900 ft hasta 1059 ft, bombeó píldora pesada, sacó desde 1059 ft hasta superficie, armó y bajó BHA direccional #5 desde superficie hasta 6961 ft, bajó lavando desde 6961 ft hasta 7155 ft, baja libre desde 7155 ft hasta 7252 ft, observó apoyo y bajó lavando desde 7252 ft hasta 7348 ft, bajó libre desde 7348 ft hasta 8103 ft, bajó lavando desde 8103 ft hasta 8600 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, perforó con BHA direccional #5 desde 8600 ft hasta 8605 ft, bombeó píldora lubricante, perforó desde 8605 ft hasta 8710 ft, bombeó píldora lubricante, perforó desde 8710 ft hasta 9000 ft, bombeó píldora lubricante, perforó desde 9000 ft hasta 9087 ft, bombeó píldora viscosa, circuló, realizó viaje corto desde 9087 ft hasta 5923 ft, observó arrastre a 8445 ft, sacó con circulación desde 8445 ft hasta 8413 ft, bajó desde 5923 ft hasta 9087 ft, observó apoyos puntuales desde 5923 ft hasta 7687 ft, bajó con bomba desde 7687 ft hasta 7830 ft, observó apoyo desde 7830 ft hasta 9087 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, perforó con BHA direccional #5 desde 9087 ft hasta 9616 ft, bombeó píldora lubricante, perforó desde 9616 ft hasta 9921 ft (punto de

casing 9-5/8 in), bombeó píldora viscosa, circuló, realizó viaje corto sacando desde 9921 ft hasta 5903 (zapato de 13-3/8 in), observó arrastre a (9312 ft – 8974 ft – 8204 ft), realizó viaje corto bajando desde 5903 ft hasta 9921 ft, observó apoyo a (7683 ft – 8078 ft – 8172 ft – 8247 ft – 8330 ft – 8794 ft), presentó falla en bomba #1 y bomba #2, reparó falla, bombeó píldora lubricante, sacó BHA direccional #5 desde 9921 ft hasta 5903 ft sin problema, sacó desde 5903 ft hasta superficie, adecuó mesa de perforación para corrida de registros eléctricos.

### **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajó herramientas de registros eléctricos convencionales nucleares, acústicos, resistivos (ACRT – WSTT – FLEX – SDLT – DSNT – GTET), desde superficie hasta 8120 ft, intentó pasar sin éxito, sacó herramienta de registro a superficie.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA de limpieza desde superficie hasta 9921 ft, observó apoyo a (7012 ft – 8078 ft – 8148 ft – 8380 ft – 8526 ft – 8624 ft), bombeó píldora viscospesada, circuló, observó limpieza inadecuada del hoyo, decidió incrementar la densidad del lodo de 10.4 ppg a 10.6 ppg, circuló hasta retornos limpios, sacó BHA de limpieza desde 9921 ft hasta 5093 ft, bombeó píldora pesada, sacó BHA de limpieza desde 5903 ft hasta superficie sin problema, adecuó mesa para corrida de casing 9-5/8 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE CASING 9-5/8 in**

Armó equipo y herramientas de corrida de casing 9-5/8 in, bajó casing 9-5/8" desde superficie hasta 78 ft, probó equipo de flotación, bajó desde 78 ft hasta 9921' sin problemas, llenó cada tubo, rompió geles cada 1000 ft y bajó circulando las dos últimas juntas por seguridad, circuló hasta estabilizar parámetros de cementación, armó equipo y líneas de cementación, probó líneas, realizó cementación en casing 9-5/8" según programa con éxito, bajó



herramientas y equipos de corrida de casing 9-5/8 in y cementación, instaló sección "B" del cabezal, instaló y probó conjunto BOP.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 8-1/2 in (9921 ft – 10909 ft)**

Armó y bajó BHA direccional #7 desde superficie hasta 782 ft, presentó problemas el freno del malacate, reparó daño, bajó desde 782 ft hasta 9418 ft (tope de cemento), realizó prueba de casing 9-5/8 in, molió cemento desde 9418 ft hasta 9421 ft, presentó falla en top drive, reparó daño, molió cemento + collar flotador + cemento desde 9421 ft hasta 9921 ft, realizó prueba FIT, perforó 10 ft de formación desde 9921 ft hasta 9931 ft, desplazó fluido EZ MUD/CLAYSEAL de 10.6 ppg por fluido nuevo BARADRIL N de 9.1 ppg, perforó con BHA direccional #7 desde 9931 ft hasta 10849 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 10849 ft hasta 10909 ft (PT), bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó en viaje corto desde 10909 ft hasta 9921 ft, observó arrastre a (10416 ft – 10391 ft), bajó en viaje corto desde 9921 ft hasta 10909 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora lubricante, sacó BHA direccional #7 desde 10909 ft hasta 9921 ft, salió libre, bombeó píldora pesada, sacó desde 9921 ft hasta superficie, adecuó mesa de perforación para corrida de registros eléctricos.

### **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó equipo y herramientas de registros eléctricos: SP - JAR - GR - CSGN - DSN - SDL - WSTT - IDT – ACRT, bajó desde superficie hasta 10420 ft, observó apoyo, trabajó herramientas tratando de avanzar sin éxito, activó martillo, liberó herramienta, registró desde 10420 ft hasta 9921 ft (zapata de 9-5/8 in), sacó herramienta de registros desde 9921 ft hasta superficie.

## **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA de limpieza #8 desde superficie hasta 9855 ft, chequeó cables de entrada de motor del top drive, reparó falla, bajó desde 9855 ft hasta 10909 ft sin problema, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó en viaje corto desde 10909 ft hasta 9921 ft, observó arrastre desde 10724 ft hasta 10339 ft, salió libre desde 10339 ft hasta 9921 ft, bajó en viaje corto desde 9921 ft hasta 10909 ft, bajó libre desde 9921 ft hasta 10428 ft, bajó con bomba y rotaria desde 10428 ft hasta 10630 ft, bajó libre desde 10630 ft hasta 10909 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, dejó en fondo píldora lubricante, densificó lodo de 9.3 ppg a 9.6 ppg, sacó BHA de limpieza libre desde 10909 ft hasta 10830 ft, observó arrastre desde 10830 ft hasta 10630 ft, salió libre desde 10630 ft hasta 9921 ft, bombeó píldora pesada, sacó BHA de limpieza desde 9921 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

## **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó equipo y herramientas para corrida de registros eléctricos: SP - JAR - GTET - DSN - SDLT - ACRT, bajó desde superficie hasta 10665 ft, observó apoyo, intentó pasar por varias oportunidades sin éxito, registró desde 10665 ft hasta 9921 ft, sacó herramienta de registros hasta superficie.

## **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA de limpieza #9 desde superficie hasta 10909 ft, observó apoyo desde 10620 ft hasta 10821 ft, bajó libre desde 10821 ft hasta 10909 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó en viaje corto desde 10909 ft hasta 9921 ft, observó arrastre desde 10795 ft hasta 10718 ft, salió libre desde 10718 ft hasta 9921 ft, bajó en viaje cortó BHA de limpieza desde 9921 ft hasta 10909 ft, bajó libre desde 9921 ft hasta 10500 ft, bajó con bomba y rotaria desde 10500 ft hasta 10909 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, dejó en fondo píldora lubricante, sacó libre desde 10909 ft hasta 9921 ft, bombeó

píldora pesada, sacó desde 9921 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de liner de 7 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE 7 in**

Armó equipo y herramientas para corrida d liner de 7 in, bajó liner de 7 in desde superficie hasta 1148 ft, instaló liner hanger y setting tool hidráulico, bajó liner de 7 in desde 1187 hasta 10855 ft, encontró apoyo, bajó circulando desde 10855 ft hasta 10909 ft (PT), observó empaquetamiento, maniobró hasta obtener circulación, bombeó píldora viscosa, circuló con incremento de presión de 1000 psi hasta 1400 psi, conectó equipo y líneas de cementación, circuló hasta estabilizar parámetros de cementación, realizó cementación de liner de 7 in con éxito, soltó y asentó esfera, expandió colgador, liberó setting tool, cambió fluido BARADRIL N de 9,8 ppg por agua fresca de 8,3 ppg, sacó setting tool desde 9700 ft hasta superficie.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**ANEXO No. 2**  
**DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO B**

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 26 in (0 ft – 250 ft)**

Armó BHA convencional #1, perforó desde 45 ft hasta 250 ft, circuló, bombeó píldora viscosa, circuló, realizó viaje de calibración desde 250 ft hasta superficie, observó arrastre a 150 ft, bajó desde superficie hasta 250 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora viscosa, sacó BHA convencional #1 desde 250 ft hasta superficie.

**CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING DE 20 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing de 20 in, realizó corrida de casing 20 in desde superficie hasta 250 ft, los últimos 20 ft trabajó revestidor por observar apoyo, armó equipo para cementar revestidor de 20 in, probó líneas, realizó cementación en casing de 20 in según programa, realizó corte y bisceló casing de 20 in, instaló conjunto diverter.

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 16 in (250 ft – 5700 ft)**

Armó BHA direccional #2, bajó hasta 70 ft, orientó y probó herramientas direccionales, bajó desde 70 ft hasta 249 ft, molió zapato de 20 in desde 249 ft hasta 250 ft, perforó desde 250 ft hasta 347 ft, tomó survey, perforó desde 347 ft hasta 495 ft, tomó survey, perforó desde 495 ft hasta 789 ft, tomó survey, perforó desde 789 ft hasta 1069 ft, tomó survey, perforó desde 1069 ft hasta 2415 ft, interrupción de perforación por modulo del PLC dañado, circuló reciprocando, reparó daño, perforó 2415 ft hasta 3584 ft, bombeó píldora dispersa a (2536 ft – 3257 ft – 3584 ft), circuló tres fondos arriba, sacó BHA direccional #2 en viaje corto desde 3584 ft hasta 975 ft, observó arrastre puntual a (2890 ft – 2850 ft – 1430 ft – 1396 ft – 1037 ft – 1010 ft ), maniobró hasta liberar, sacó desde 975 ft hasta superficie.

Armó BHA direccional #3, bajó desde superficie hasta 164 ft, probó herramientas direccionales, bajó desde 164 ft hasta 3584 ft, observó apoyos puntuales a (1335 ft – 2265 ft – 2971 ft), repasó puntos de apoyo, perforó desde 3584 ft hasta 4551

ft, bombeó píldora dispersa a (3584 ft – 3392 ft), bombeó píldora viscosa a 4488 ft, perforó desde 4551 ft hasta 5623 ft, bombeó píldora viscosa a (4833 ft – 5110 ft), perforó desde 5623 ft hasta 5700 ft, tomó survey, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló observando abundante ripios gruesos en zarandas (derrumbe), incrementó peso del lodo hasta observar retornos limpios, sacó BHA direccional #3 desde 5700 ft hasta 974 ft, observó arrastre, sacó con back reaming desde 5560 ft hasta 5515 ft, sacó desde 974 ft hasta 250 ft, bajó desde 250 ft hasta 5700 ft llenando tubería cada 10 paradas, bajó con bomba por seguridad las dos últimas paradas, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló a 5700 ft hasta retornos limpios, observó pozo estático, sacó BHA direccional #3 desde 5700 ft hasta 974 ft, bombeó píldora pesada a 2165 ft, sacó desde 974 ft hasta superficie.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING 13-3/8 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing de 13-3/8 in, probó equipo flotación, bajó casing de 13-3/8 in desde superficie hasta 4790 ft, rompió circulación cada 1500 ft llenando tubo por tubo, observó apoyo a 4790 ft, circuló y no se observó retorno en zarandas, recíprocó sarta para reestablecer circulación sin éxito, bajó casing desde 4790 ft hasta 4810 ft, observó apoyo, intentó recuperar circulación sin éxito, restableció circulación con bajo caudal y presión, a medida que bajó caudal observó exceso de ripios en zarandas, circuló hasta observar zarandas limpias, bajo dos casing desde 4730 ft hasta 4810 ft, circuló nuevamente a 4810 ft, levantó y retiró casing colapsado con problema en el desenrosque (demasiado torque), bajó casing con bomba por observar indicio de empaquetamiento desde 4810 ft hasta 5700 f, circuló a 5700 ft hasta zarandas limpias, armó herramientas y equipos de cementación, conectó líneas y probó, realizó cementación según programa con éxito, desarmó equipos de cementación y corrida de casing de 13-3/8 in, cortó casing de 13-3/8 in, retiró conjunto diverter, soldó medias lunas entre casing de 20 in y casing de 13-3/8 in, instaló sección inA in del BOP, instaló BOP y probó sin éxito, rams ciegos sin éxito, levantó BOP, verificó estado de brida, no se observó daño, acopló nuevamente, probó rams ciegos con éxito.

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 12-1/4 in (5700 ft – 9510 ft)**

Armó BHA direccional #4, bajó desde superficie hasta 250 ft, probó motor de fondo y herramienta direccional, bajó desde 250 ft hasta 5337 ft, interrupción por reemplazo de stuffing box del malacate por fuga de agua, reemplazó, bajó desde 5337 ft hasta 5659 ft, molió tapón + collar flotador a 5659 ft + cemento hasta 5690 ft, realizó prueba de integridad de casing, molió cemento + zapato a 5700 ft + 10 ft de formación, bombeó píldora viscosa, desplazó lodo viejo AQUAGEL por lodo nuevo EZ MUD/CLAYSEAL, realizó prueba de integridad de formación, perforó hoyo nuevo desde 5710 ft hasta 6627 ft, repasó dos veces cada parada, tomó survey, perforó controlando parámetros desde 6627 ft hasta 6713 ft, tomó survey, perforó desde 6713 ft hasta 7492 ft, tomó survey, bombeó a 7224 ft píldora viscosa y a 7491 ft píldora dispersa, perforó controlando parámetros desde 7492 ft hasta 7530 ft, tomó survey, perforó desde 7530 ft hasta 7558 ft, tomó survey, perforó controlando parámetros desde 7558 ft hasta 7620 ft, tomó survey, perforó con parámetros controlados desde 7620 ft hasta 7655 ft, sacó una parada para circular y realizar viaje corto desde 7655 ft hasta 7558 ft, bombeó a 7558 ft píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó para viaje de calibración desde 7558 ft hasta 5700 ft, observó arrastre desde 6490 ft hasta 6410 ft, sacó con bomba, sacó sin bomba desde 6302 ft hasta 6115 ft, bajó con viaje de calibración desde 5700 ft hasta 7655 ft, las dos últimas paradas bajó con bomba por seguridad, observó apoyo puntual y bajó con bomba desde 5920 ft hasta 6010 ft y desde 6070 ft hasta 6100 ft, bombeó a 7655 ft píldora viscosa, perforó con parámetros controlados desde 7655 ft hasta 8139 ft, bombeó a 8139 ft píldora dispersa y píldora viscosa, perforó desde 8139 ft hasta 8560 ft, bombeó a 8500 ft píldora dispersa, perforó desde 8560 ft hasta 8877 ft, bombeó a 8800 ft píldora dispersa, perforó desde 8877 ft hasta 8902 ft, bombeó a 8902 ft píldora viscosa y píldora dispersa, circuló hasta retornos limpios, sacó para viaje corto desde 8902 ft hasta 5700 ft, realizó viaje a superficie para cambiar broca, bombeó a 5700 ft píldora pesada, sacó desde 5700 ft hasta superficie.

Armó BHA direccional #5, alineó motor, bajó desde 340 ft hasta 8902 ft, bajó con bomba las dos últimas paradas por seguridad, bombeó píldora dispersa, perforó desde 8902 ft hasta 9510 ft, bombeó píldora viscosa, circuló dos fondos arriba hasta observar retornos limpios, realizó viaje corto desde 9510 ft hasta 5700 ft, salió libre, bajó desde 5700 ft hasta 9510 ft, repasó las dos últimas paradas por seguridad, bombeó a 9510 ft píldora viscosa, circuló, bombeó píldora lubricante y dejó en fondo, sacó desde 9510 ft hasta 6000 ft, bombeó a 8400 ft píldora pesada, sacó con tubería seca, sacó desde 6000 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

### **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajo herramientas para correr registros eléctricos: gamma ray, neutrón, microlog, density, sonic dipolar, induction, registró desde 9492 ft hasta 5700 ft, sacó y desarmó herramientas de registros eléctricos.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA de limpieza #6 desde superficie hasta 9510 ft, bombeó píldora dispersa pesada, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora viscosa, sacó desde 9510 ft hasta superficie adecuó mesa para corrida de casing 9-5/8 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE CASING 9-5/8 in**

Armó herramientas y equipos para corrida de casing 9-5/8 in, bajó hasta 78 ft, probó equipo de flotación, bajó casing de 9-5/8 in desde 78 ft hasta 9510 ft llenando tubo por tubo y rompiendo geles cada 500 ft, circuló las cinco últimas paradas por seguridad, observó apoyos a (7865 ft y 8610 ft), circuló en fondo hasta estabilizar parámetros de cementación, armó herramientas y líneas de cementación, probó líneas, realizó cementación de casing de 9-5/8 in según programa, desconectó equipos de cementación, levantó BOP, instaló colgador del



casing de 9-5/8 in, realizó corte en bruto del casing 9-5/8 in, bisceló casing de 9-5/8 in, instaló sección "B" de cabezal de producción, armó y probó BOP.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 8-1/2 in (9510 ft – 10224 ft)**

Armó BHA direccional #7, bajó desde superficie hasta 245 ft, probó motor de fondo y herramienta direccional, bajó desde 245 ft hasta 9460 ft (tope de cemento), molió collar flotador desde 9460 ft hasta 9485 ft, circuló y realizó prueba de casing, molió cemento desde 9485 ft hasta 9510 ft (zapato 9-5/8 in), perforó 10 ft de formación desde 9510 ft hasta 9520 ft, bombeó y circuló píldora viscosa espaciadora, desplazó lodo EZ MUD/CLAYSEAL de 10.4 ppg por BARADRIL N de 9.5 ppg, realizó prueba de formación, perforó desde 9520 ft hasta 10224 ft (PT), bombeó píldora viscosa, realizó viaje corto desde 10224 ft hasta 9510 ft, circuló hasta retornos limpios, bajó desde 9510 ft hasta 10224 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora viscosa lubricada, sacó en hueco abierto desde 10224 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

### **PRIMERA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó herramientas de registros eléctricos para primera corrida: GR-MDN-MPD-MMR-MDC-MPI, bajó desde superficie hasta 9510 ft (zapato 9-5/8 in), bajó calibrando herramienta en hoyo abierto hasta 10189 ft, observó apoyo, maniobró para intentar bajar sin éxito (no pasó), registró desde 10189 ft (+/- 200 ft), sacó herramienta de registros eléctricos a superficie, procesó data, definió puntos para registros de toma de presión en la segunda corrida (GR - MFT).

### **SEGUNDA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó herramientas de registros eléctricos para segunda corrida, bajó desde superficie hasta 10189 ft, intentó subir registrando, presentó punto apretado,

registró desde 10189 ft hasta 9510 ft, observó otro punto apretado a 9670 ft, sacó herramienta a superficie.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó BHA de limpieza #7, bajó desde superficie hasta 9510 ft, llenó tubería cada 30 paradas, bajó desde 9510 ft hasta 10126 ft, observó apoyo, repasó desde 10126 ft hasta 10224 ft, observó sedimentos desde 10204 ft hasta 10224 ft, bombeó píldora viscosa pesada, circuló hasta retornos limpios, bombeó píldora lubricante y dejó en fondo, presentó y reparó falla en malacate, sacó en hoyo abierto desde 10224 ft hasta 9995 ft, observó arrastre, circuló e intentó rotar sin éxito, observó aumento de presión, trabajó sarta, liberó tubería, recuperó circulación, repasó desde 10026 ft hasta 9896 ft, bombeó píldora pesada, sacó desde 9510 ft hasta superficie, adecuó mesa para tercera corrida de registros eléctricos.

### **TERCERA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó herramientas de registros eléctricos para tercera corrida: (GR-CXD-MBN), (sónico - dipolar - navegador), bajó herramientas desde superficie hasta 10060 ft (no pasó), subió sonda +/- 200 ft para tomar zona repetida, bajó nuevamente para subir sacando registro principal hasta +/- 300 ft dentro del casing de 9-5/8 in, subió sonda hasta 5700 ft, subió registrando hasta superficie, desarmó herramienta.

### **CUARTA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó herramientas de registros eléctricos para cuarta corrida: (resonancia magnética), bajó herramientas desde superficie hasta 10045 ft, calibró herramienta, registró desde 10030 ft hasta 9570 ft, sacó herramienta a superficie.

## **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó BHA de limpieza #9, bajó desde superficie hasta 9510 ft, presentó falla en acondicionador de aire del SCR, reparó falla, bajó desde 9510 ft hasta 10224 ft, circuló desde 10007 ft hasta 10209 ft, bajó lavando desde 10209 ft hasta 10224 ft, bombeó píldora viscosa, circuló reciprocando sarta hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora viscosa lubricante, sacó desde 10224 ft hasta 9510 ft, observó arrastre, repasó con bomba y rotación a (10152 ft – 10070 ft – 9992 ft – 9975 ft – 9940 ft – 9890 ft – 9791 ft – 9743 ft – 9627 ft), bajó desde 9510 ft hasta 10224 ft, observó apoyos puntuales a 9862 ft y 10016 ft, circuló en fondo, bombeó píldora pesada y dejó en fondo, sacó desde 10224 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de liner de 7 in.

## **CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE 7 in**

Armó equipo para corrida de liner de 7 in, bajó hasta 120 ft probó equipo de flotación, bajó liner de 7 in desde 120 ft hasta 830 ft, instaló liner hanger 9-5/8 in x 7 in y setting tool hidráulico, bajó hasta 1769 ft, bajó desde 1769 ft hasta 9510 ft, presentó daño de llave neumática, cambió llave, circuló, bajó desde 9510 ft hasta 10060 ft, observó apoyo, trabajó sarta con bomba y rotación, intentó bajar desde 10050 ft sin éxito, maniobró tubería, cambió parámetros de circulación y rotación, aplicó peso en tubería, durante la maniobra observó aumento de presión, paró rotación, durante la maniobra observó desplazamiento de 1 ft de liner desde 10050 ft hasta 10051 ft, levantó y colocó rotación, nuevamente no pasó de 10050 ft, circuló aumentando galonaje gradualmente, armó equipo y líneas de cementación, realizó cementación según programa con éxito.

Soltó y asentó esfera de 2-1/2 in, presurizó, expandió colgador 9-5/8 in x 7 in, probó asentamiento y liberación de setting tool, levantó y circuló, cambió fluido BARADRIL N de 9,7 ppg por agua fresca 8,3 ppg, sacó setting tool desde 9102 ft hasta superficie sin problema.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**ANEXO No. 3**  
**DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO C**

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 26 in (0 ft – 285 ft)**

Armó BHA convencional #1 sin terminar, observó falla en sistema eléctrico del malacate, reparó, armó BHA convencional #1, perforó desde 45 ft hasta 279 ft, presentó falla de cellar jet, reemplazó el mismo, perforó desde 279 ft hasta 285 ft, circuló, bombeó píldora viscosa hasta retornos limpios, realizó viaje de calibración desde 285 ft hasta superficie, bajó desde superficie hasta 285 ft, bajó libre, circuló, bombeó píldora viscosa, dejó en fondo píldora viscosa, sacó desde 285 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de casing de 20 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING DE 20 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing 20 in, realizó corrida de casing de 20 in desde superficie hasta 285 ft sin problema, armó equipo herramientas y líneas de cementación, realizó cementación en casing de 20 in según programa con éxito, cortó y bisceló casing de 20 in, instaló conjunto diverter.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 16 in (285 ft – 5809 ft)**

Armó BHA direccional #2, bajó y probó herramientas direccionales, bajó hasta 285 ft, molió zapato, perforó desde 285 ft hasta 345 ft, circuló, tomó survey, perforó desde 345 ft hasta 433 ft, circuló, tomó survey, presentó daño en la unidad gyro, intentó reparar sin éxito, recuperó herramienta, circuló hasta obtener datos de gyro, reciprocó sarta sin rotación, instaló nueva unidad gyro, tomó survey, circuló, perforó desde 433 ft hasta 521 ft, tomó survey, sacó sarta de tubería desde 521 ft hasta 400 ft para verificar orientación del equipo direccional, bajó desde 400 ft hasta 521 ft, circuló para limpieza del hoyo, perforó desde 521 ft hasta 612 ft, tomó survey, perforó desde 612 ft hasta 702 ft, tomó survey, perforó desde 702 ft hasta 792 ft, tomó survey, perforó desde 792 ft hasta 972 ft, tomó survey, perforó desde 972 ft hasta 1165 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 1165 ft hasta 1456 ft, bombeó píldora viscosa, tomó survey, perforó desde 1456 ft hasta 3900 ft, bombeó píldora viscosa y píldora dispersa, perforó desde 3900 ft hasta 4067 ft,

bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó desde 4067 ft hasta superficie.

Armó BHA direccional #3, bajó desde superficie hasta 164 ft, probó herramientas direccionales, bajó desde 164 ft hasta 4067 ft, repasó en los siguientes intervalos desde 1358 ft hasta 1455 ft, desde 1617 ft hasta 1649 ft, observó apoyos puntuales a (1632 ft – 1651 ft – 1746 ft – 3420 ft – 3694 ft, repasó las últimas dos paradas por seguridad, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, perforó desde 4067 ft hasta 4782 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 4782 ft hasta 5136 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 5136 ft hasta 5811 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó sarta direccional desde 5811 ft hasta 285 ft, bajó desde 285 ft hasta 5811 ft llenando tubería cada diez paradas, bajó con bomba por seguridad las dos últimas paradas, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló e incrementó el peso del lodo de 10.2 ppg a 10.8 ppg por presencia de lutitas, circuló hasta retornos limpios, bombeó píldora viscosada, sacó sarta direccional desde 5811 ft hasta superficie.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING DE 13-3/8 in**

Armó herramientas y equipos para corrida de casing 13-3/8 in, probó equipo flotación, bajó casing 13-3/8 in desde superficie hasta 3750 ft llenando cada tubo y rompiendo geles cada 1000 ft, observó apoyos puntuales a (3322 ft – 3500 ft – 3749 ft), trabajó con bomba, circuló por presencia de exceso de lutitas en zarandas e indicio de empaquetamiento, bajó con circulación por apoyos puntuales desde 3750 ft hasta 5809 ft, observó apoyos a (3800 ft – 3900 ft – 4140 ft – 4170 ft – 4210 ft – 4250 ft – 4348 ft – 4386 ft – 4424 ft – 4611 ft), circuló a 5809 ft hasta retornos limpios, armó equipo y líneas de cementación, realizó cementación de casing 13-3/8 in según programa, levantó diverter, cortó casing de 13-3/8 in, retiró diverter, soldó medias lunas entre casing de 20 in y casing de 13-3/8 in, bisceló casing 13-3/8 in, instaló sección “A” de BOP, instaló y probó BOP sin problema.

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 12-1/4 in (5809 ft – 9785 ft)**

Armó BHA direccional #4, bajó desde superficie hasta 1061 ft, probó motor de fondo y herramienta direccional, presentó daño en sistema de acondicionador de aire en el SCR, reparó daño, bajó desde 1061 ft hasta 5758 ft, rompió tapón + collar flotador a 5776 ft + cemento hasta 5788 ft, circuló, realizó prueba de integridad de casing, molió cemento + zapato a 5806 ft + 10 ft de formación, bombeó píldora viscosa, desplazó lodo viejo AQUAGEL de 10.8 ppg por lodo nuevo EZ MUD/CLAYSEAL de 9.6 ppg, reciprocó sarta, realizó prueba de integridad de formación, perforó hoyo nuevo desde 5816 ft hasta 6330 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, perforó desde 6330 ft hasta 6775 ft, bombeó píldora viscosa y píldora dispersa lubricada, repasó dos veces cada parada, tomó survey, perforó con parámetros controlados desde 6775 ft hasta 6886 ft, perforó con parámetros normales desde 6886 ft hasta 7153 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 7153 ft hasta 7635 ft, bombeó píldora viscosa, repasó dos veces cada parada perforada, tomó survey, descargó 1% en volumen como lubricante, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, realizó viaje de control sacando desde 7635 ft hasta 5800 ft, observó arrastre puntual a (6820 ft – 6796 ft – 6736 ft – 6699 ft – 6570 ft – 6474 ft – 6151 ft – 6086 ft – 5064 ft – 5990 ft), sacó con bomba, bajó desde 5800 ft hasta 7635 ft, observó apoyo desde 6820 ft hasta 6736 ft, bajó con bomba desde 6699 ft hasta 6764 ft, bajó con bomba las dos últimas paradas por seguridad, bombeó píldora dispersa, circuló controlando el caudal debido a gran cantidad de material en zarandas, observó hasta retornos limpios, perforó desde 7635 ft hasta 7770 ft, repasó 2 veces cada parada perforada, tomó survey, perforó con parámetros controlados desde 7770 ft hasta 8222 ft, bombeó píldora viscosa, perforó con parámetros controlados desde 8222 ft hasta 8325 ft, bombeó píldora viscosa, perforó con parámetros normales desde 8325 ft hasta 8640 ft, bombeó píldora dispersa, perforó desde 8640 ft hasta 8697 ft, bombeó píldora viscopesada, circuló hasta retornos limpios, sacó libre desde 8697 ft hasta 5809, realizó viaje a superficie para cambio de broca por tiempo total de exposición del hoyo 52 hrs y por bajo ROP en la formación tena, bombeó píldora pesada, sacó desde 5809 ft hasta superficie.

Armó BHA direccional #5, probó herramienta direccional, bajó desde 162 ft hasta 7900 ft, llenó cada 10 paradas, observó apoyo desde 7247 ft hasta 7900 ft, bajó con bomba, bajó con bomba y rotación desde 7900 ft hasta 8697 ft, observó puntos de apoyo, decidió bajar con bomba y rotación hasta llegar al fondo (8697 ft), bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, perforó desde 8697 ft hasta 9130 ft, bombeó píldora lubricante y píldora viscosa, perforó desde 9130 ft hasta 9417 ft, bombeó píldora viscosa, perforó desde 9417 ft hasta 9505 ft, bombeó píldora viscosa, aumentó lubricidad a 2.5 % para incrementar ROP, decidió realizar viaje de control por tiempo de exposición del hoyo de 53 hrs, circuló, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, sacó desde 9505 ft hasta 5809 ft, observó arrastre, realizó back reaming desde 8212 ft hasta 7634 ft, sacó con bomba desde 7880 ft hasta 7825 ft, bajó desde 5809 ft hasta 8120 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación desde 8019 ft hasta 8120 ft, bajó desde 8120 ft hasta 9505 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación desde 8305 ft hasta 8505 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, perforó desde 9505 ft hasta 9785 ft, circuló, bombeó píldora viscosa pesada, circuló hasta retornos limpios en zarandas, sacó en viaje corto de calibración desde 9785 ft hasta 5809 ft, observó arrastre, sacó con bomba y rotación desde 8115 ft hasta 7922 ft, sacó con bomba desde 8019 ft hasta 7922 ft, repasó dos veces, bajó desde 5809 ft hasta 9785 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación desde 9245 ft hasta 9277 ft y desde 9406 ft hasta 9438 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, bombeó píldora viscosa con material sellante y dejó en fondo, sacó sarta desde 9785 ft hasta 2600 ft, observó arrastre, sacó con bomba y rotación desde 8085 ft hasta 8025 ft, repasó dos veces, sacó desde 2600 ft hasta superficie sin problema, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

### **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajó herramientas de registros eléctricos (gamma ray - neutrón - densidad - micro resistividad - sónico - inducción - caliper) desde superficie hasta 8115 ft,



no pasó, realizó varios intentos, sin éxito, registró desde 8115 ft hasta 5809 ft, sacó herramienta a superficie.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó BHA de limpieza #6, bajó para acondicionar hoyo desde superficie hasta 8600 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación desde 8117 ft hasta 8600 ft, repasó tres veces cada parada, bajó desde 8600 ft hasta 9785 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación, repasó una sola vez desde 8600 ft hasta 9502 ft, bombeó píldora viscosa pesada, circuló hasta retornos limpios en zarandas, observó exceso de material en zarandas debido a las repasadas durante el viaje, (conglomerado, arcilla y lutita de corte normal), sacó en viaje corto desde 9785 ft hasta 7857 ft, sacó con bomba y repasó una vez desde 9695 ft hasta 9308 ft, realizó back reaming, repasó dos veces desde 9147 ft hasta 9114 ft, sacó con bomba desde 8247 ft hasta 8244 ft, realizó back reaming desde 8018 ft hasta 7857 ft, bajó 7857 ft hasta 9785 ft, repasó una vez desde 8115 ft hasta 8147 ft, repasó dos veces desde 9491 ft hasta 9785 ft, bombeó píldora viscosa pesada, circuló hasta retornos limpios en zarandas, bombeó píldora viscosa pesada con lubricante y material sellante, sacó desde 9785 ft hasta 8300 ft, observó arrastre, trabajó sarta, salió sin bomba ni rotación a (9585 ft – 9515 ft – 9470 ft – 9465 ft – 9418 ft – 9356 ft), bombeó píldora viscosa lubricante, sacó desde 8300 ft hasta 5809 ft, bombeó píldora pesada para sacar tubería seca, sacó desde 5809 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de casing 9-5/8 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING DE 9-5/8 in**

Armó equipos y herramientas para corrida de casing 9-5/8 in, armo equipo de flotación, bajó casing 9-5/8 in desde superficie hasta 8281 ft rompiendo geles cada 1500 ft, bajó casing 9-5/8 in desde 8281 hasta 9222 ft, circuló hasta estabilizar presión, bajó casing 9 5/8 in con circulación por seguridad desde 9222 ft hasta 9785 ft, circuló para estabilizar parámetros de cementación, armo equipos y líneas de cementación, probó líneas, realizó cementación de casing de 9-5/8 in,

levantó BOP, cortó casing 9-5/8 in, bisceló casing de 9-5/8 in, instaló sección "B", armó y probó BOP con éxito.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 8-1/2 in (9785 ft – 10800 ft)**

Armó BHA direccional #7, bajó desde superficie hasta 150 ft, probó motor de fondo y herramienta direccional, bajo desde 150 ft hasta 9783 ft llenando tubería cada 1500 ft, limpió cemento, rompió collar flotador + cemento hasta 9750 ft, circuló, realizó prueba de integridad de casing 9-5/8 in, molió cemento desde 9750 ft hasta 9785 ft, perforó 10 ft de formación desde 9785 ft hasta 9795 ft, circuló, bombeó píldora viscosa, desplazó lodo viejo por BARADRIL N de 9.4 ppg, realizó prueba de integridad de formación, perforó desde 9795 ft hasta 10070 ft, repasó dos veces cada parada, tomó survey, bombeó píldora viscosa puenteante, perforó desde 10070 ft hasta 10148 ft, repasó dos veces cada parada, tomó survey, bombeó píldora viscosa puenteante, observó falla en sistema de comunicación eléctrica de top drive, reparó falla, realizó viaje corto desde 10148 ft hasta 9785 ft por seguridad, observó arrastre desde 9909 ft hasta 9800 ft, trabajó sarta, perforó desde 10148 ft hasta 10233 ft, observó falla en la rotación del top drive, durante este tiempo circuló y reciprocó a 10233 ft, continuo reparando falla en top drive, no se pudo desconectar tubería, circuló y reciprocó a 10233 ft, observó daño en el sistema de freno del malacate, la sarta se mantuvo quieta y continuo circulación, reparó freno del malacate, reparó parcialmente top drive, sacó desde 10170 ft hasta 9785 ft, salió libre, continuo reparando sistema eléctrico del top drive, reparó falla, continuo circulación, bajó desde 9785 ft hasta 10233 ft, bajó lavando desde 10043 ft hasta 10233 ft, bombeó píldora viscosa, circuló, perforó desde 10233 ft hasta 10331 ft, tomó survey, perforó desde 10331 ft hasta 10800 ft (PT), bombeó píldora viscosa, bombeó píldora viscosa puenteante, reciprocó sarta a 10800 ft y bombeó píldora viscosa, circuló dos fondos arriba hasta retornos limpios en zarandas, sacó en viaje de calibración desde 10800 ft hasta 9785 ft, observó arrastre (desde 10416 ft hasta 10265 ft, desde 10202 ft hasta 10120 ft), repasó dos veces con rotación y bomba desde 10430 ft hasta 10043 ft, circuló, bajó desde 9785 ft hasta 10800 ft, última parada bajó con bomba por seguridad,

bombeó píldora viscosa, circuló y reciprocó hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora viscosa lubricante, sacó en hoyo abierto desde 10800 ft hasta 10580 ft con arrastres puntuales a 10575 ft y 10527 ft, sacó con bomba y rotaria desde 10580 ft hasta 10527 ft, repasó cuatro veces hasta quedar libre, sacó libre desde 10527 ft hasta 9785 ft, bombeó píldora pesada, sacó desde 9785 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

### **CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajó herramientas de registros eléctricos (inducción - gr- neutrón - densidad - sónico - caliper), registró desde 10786 ft hasta 7740 ft, sacó herramienta a superficie, incluyó registros de tramo faltante en sección de 12-1/4 in.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA de limpieza #8 desde 1000 ft hasta 10800 ft, bajó normal, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, sacó en viaje corto desde 10800 ft hasta 9785 ft, observó arrastres puntuales a (10570 ft – 10558 ft – 10520 ft – 10419 ft – 10331 ft – 10200 ft), trabajó con bomba y rotación, bajó desde 9785 ft hasta 10800 ft, observó apoyos puntuales a (9811 ft – 10348 ft), trabajó con bomba en los intervalos (9811 ft – 9852 ft) y (10348 ft – 10435 ft), bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora lubricante, sacó desde 10800 ft hasta 9785 ft, bombeó píldora pesada, sacó desde 9785 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de liner de 7 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN LINER DE 7 in**

Armó herramientas y equipos de corrida de liner de 7 in, bajó liner de 7 in desde superficie hasta 117 ft, probó equipo de flotación, corrió liner de 7 in desde 117 ft hasta 1221 ft llenando tubería cada 10 juntas, instaló liner hanger 9-5/8 in x 7 in y setting tool hidráulico, bajó liner de 7 in desde 1221 ft hasta 9785 ft llenando cada 10 paradas, bajó liner de 7 in desde 9785 ft hasta 10790 ft, observó apoyó, bajó

con circulación desde 10790 ft hasta 10800 ft, armó equipos y líneas de cementación, circuló hasta estabilizar parámetros de cementación, realizó cementación en liner de 7 in con éxito.

Soltó y asentó esfera de 2-1/2 in, presurizó, expandió colgador 9-5/8 in x 7 in, levantó sarta, circuló, probó anclaje, cambió lodo BARADRIL N por agua fresca, liberó y sacó setting tool desde 9585 ft hasta superficie sin problema.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

**ANEXO No. 4**  
**DESCRIPCIÓN OPERACIONAL DE LA PERFORACIÓN DEL POZO D**

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 26 in (0 ft – 287 ft)**

Armó BHA convencional #1, bajó desde superficie hasta 45 ft, perforó desde 45 ft hasta 287 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, realizó viaje de calibración desde 287 ft hasta superficie, bajó desde superficie hasta 287 ft, observó apoyos puntuales a 120 ft y 160 ft, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, espoteó píldora viscosa y dejó en fondo, sacó desde 287 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de casing de 20 in.

**CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING DE 20 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing de 20 in, realizó corrida de casing de 20 in desde superficie hasta 287 ft llenando tubo a tubo, armó equipos y líneas de cementación, probó líneas, realizó cementación de casing de 20 in, cortó casing de 20 in, bisceló casing de 20 in, instaló conjunto diverter.

**OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 16 in (287 ft – 5703 ft)**

Armó y bajó BHA direccional #2, probó herramientas direccionales, bajó y perforó rotando y deslizando desde 287 ft hasta 4354 ft, bombeó píldora viscosa y píldora dispersa, circuló hasta obtener retornos limpios, realizó viaje de control, sacó sarta direccional desde 4354 ft hasta superficie.

Armó BHA direccional #3, probó herramientas direccionales, bajó sarta direccional desde superficie hasta 4354 ft, observó apoyos puntuales a (1238 ft – 2420 ft – 2514 ft – 2814 ft – 3379 ft) bajó con bomba y las dos últimas paradas bajó con bomba y rotación, por seguridad, bombeó píldora dispersa, circuló, perforó rotando y deslizando desde 4354 ft hasta 5703 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó píldora viscosa con material sellante y dejó en fondo, realizó viaje de calibración, sacó desde 5703 ft hasta 287 ft sin novedad, bajó sarta desde 287 ft hasta 5703 ft, bombeó píldora dispersa y píldora viscosa pesada, circuló hasta retornos limpios, bombeó

píldora sellante y dejó en fondo, sacó sarta desde 5703 ft hasta superficie sin problema.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING 13-3/8 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing de 13-3/8 in, probó equipo de flotación, bajó casing de 13-3/8 in desde superficie hasta 4398 ft llenando tubo por tubo y rompiendo geles cada 1500 ft, circuló, observó apoyo, trabajó sarta, bajó con bomba, desde 4398 ft hasta 5703 ft, circuló en fondo hasta observar zarandas limpias, armó equipo y líneas de cementación, instaló cabeza de cementación, probó líneas, circuló con cabeza de cementación hasta estabilizar parámetros, realizó cementación de casing de 13-3/8 in, desarmó líneas y cabeza de cementación, levantó diverter, cortó casing de 13-3/8 in, retiró diverter, soldó medias lunas entre casing de 20 in y casing de 13-3/8 in, bisceló casing 13-3/8 in, instaló y probó sección "A" de BOP, instaló, armó y probó BOP sin problema.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 12-1/4 in (5703 ft – 9925 ft)**

Armó BHA direccional #4, bajó desde superficie hasta 163 ft, probó herramientas direccionales, bajó desde 163 ft hasta 5664 ft llenando tubería cada 20 paradas, molió tapones + collar flotador + cemento hasta 5701 ft, realizó prueba de integridad de casing 13-3/8 in, molió cemento + zapato de 13-3/8 in, perforó 10 ft de formación hasta 5713 ft, bombeó píldora viscosa, desplazó lodo viejo AQUAGEL por lodo nuevo EZ MUD/CLAYSEAL 9,5 ppg, realizó prueba de integridad de formación, perforó rotando y deslizando desde 5713 ft hasta 6952 ft, bombeó píldora viscosa + píldora lubricante de 3%, controló parámetros desde 6800 ft hasta 6916 ft, bombeó píldora viscosa, perforó rotando con parámetros normales desde 6952 ft hasta 7150 ft, bombeó píldora dispersa, debido a baja ROP y una vez analizados los parámetros de la perforación y geología, se decide sacar BHA direccional #4 a superficie para revisión de la broca, saca sarta direccional desde 7150 ft hasta 5703 ft, observó arrastres puntuales a (5900 ft –

5893 ft), bombeó píldora pesada a 5012 ft de 12 ppg, sacó sarta direccional desde 5703 ft hasta superficie.

Armó y bajó direccional #5 hasta 71 ft, probó herramientas direccionales, bajó desde 71 ft hasta 5703 ft en hoyo revestido, bajó sarta direccional en hoyo abierto desde 5703 ft hasta 7150 ft, observó apoyo puntual a 5970 ft, bombeó píldora dispersa, perforó rotando y deslizando desde 7150 ft hasta 7673 ft, bombeó píldora dispersa y píldora dispersa lubricante por presencia de arenisca cuarzosa, redujo parámetros de perforación por seguridad desde 7634 ft, perforó rotando y deslizando desde 7673 ft hasta 8300 ft, bombeó píldora dispersa, presentó bloqueo en sistema eléctrico del top drive, reparó daño, perforó rotando desde 8300 ft hasta 8435 ft, controló parámetros desde 7844 ft hasta 8420 ft, bombeó píldora visco-sellante, circuló hasta retornos limpios, sacó sarta direccional en hoyo abierto desde 8435 ft hasta 5703 ft, observó arrastres puntuales a (7392 ft – 7302 ft – 7270 ft – 7254 ft – 7220 ft – 71992 ft – 6782 ft – 6716 ft – 6688 ft – 6656 ft – 6619 ft – 6390 ft – 6176 ft – 6069 ft – 6056 ft – 5996 ft – 5882 ft – 5893 ft), bajó sarta direccional en hoyo abierto desde 5703 ft hasta 8435 ft, observó apoyos (desde 7189 ft hasta 7239 ft) (desde 7555 ft hasta 7626 ft) (desde 8235 ft hasta 8301 ft), bajó circulando las dos últimas paradas por seguridad, bombeó píldora dispersa, perforó rotando desde 8435 ft hasta 8560 ft, presentó falla en bombas de lodo, reparó bombas de lodo (cambió pistones), perforó rotando y deslizando desde 8560 ft hasta 9233 ft, bombeó píldora viscosa, presentó falla en top drive, reparó sistema eléctrico, cambió cable eléctrico del motor “A” del top drive, perforó rotando y deslizando desde 9233 ft hasta 9306 ft, bombeó píldora lubricante, observó que al llegar a formación Napo, la broca tiene bajo ROP lo que indica que la broca presenta algún daño, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora pesada sellante, tomó presiones reducidas, sacó sarta en hoyo abierto desde 9306 ft hasta 5703 ft, observó arrastres puntuales a (8202 ft – 8190 ft – 8147 ft), bajó con bomba, sacó en hoyo revestido desde 5703 ft hasta superficie.

Armó y bajó BHA direccional #6 hasta 70 ft, probó herramientas direccionales, bajó en hoyo revestido desde 71 ft hasta 5703 ft, bajó en hoyo abierto desde 5703



ft hasta 8365 ft, observó apoyos puntuales a (6870 ft – 6972 ft – 7109 ft – 7629 ft – 7728 ft – 7823 ft – 7922 ft – 8031 ft), trabajó sarta, bajó con bomba y rotación, bajó en hoyo abierto desde 8365 ft hasta 9306 ft, bombeó en fondo píldora dispersa y píldora viscosa, perforó rotando y deslizando desde 9306 ft hasta 9559 ft, bombeó píldora lubricante de 2.5 % de lubricidad, detectó daño en parte del cable de perforación, recorrió 200 ft, perforó rotando y deslizando desde 9559 ft hasta 9656 ft, detectó daño en varios tramos del cable perforación y cortó 876 ft, perforó rotando y deslizando desde 9656 ft hasta 9928 ft (punto de casing 9-5/8 in), bombeó píldora pesada, circuló hasta retornos limpios en zarandas, realizó viaje de calibración, sacó sarta desde 9928 ft hasta 8090 ft, observó arrastres puntuales a (9128 ft – 8768 ft), observó bloqueo en sistema electrónico del malacate, reparó daño, sacó sarta desde 8090 ft hasta 5703 ft, observó arrastres puntuales a (5950 ft – 5930 ft – 5905 ft), bajó sarta desde 5703 ft hasta 9928 ft, observó apoyos puntuales a (7849 ft – 7930 ft – 8064 ft – 8115 ft – 8372 ft – 8626 ft – 9385 ft – 9519 ft – 9858 ft), trabajó con bomba y rotación, bajó con bomba las dos últimas paradas por seguridad, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora lubricante, luego de los primeros dos fondos arriba aún se tuvo presencia de lutitas en zarandas, subió el peso del lodo a 10.7 ppg, tomó presiones reducidas, sacó sarta en hoyo abierto desde 9928 ft hasta 5703 ft, bombeó píldora pesada, a 5703 ft, sacó sarta en hoyo entubado desde 5703 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos. Armó herramientas para corrida de registros eléctricos, bajó sarta de registros eléctricos: acústico, resistivo, radioactivo (HDI-ML-MLL-DAL-ZDL-CN-GR-SP-PE), sacó a superficie, al bajar registrando, observó dos puntos de apoyo a (7554 ft – 8800 ft), al subir registrando, observó arrastre a 8770 ft.

Armó y bajó BHA acondicionador #7 desde superficie hasta 9928 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación (desde 7905 ft hasta 8428 ft) (desde 9270 ft hasta 9299 ft) (desde 7905 ft hasta 8428 ft) y (desde 9270 ft hasta 9299 ft), repasó cada parada, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, sacó sarta en viaje corto desde 9928 ft hasta 5703 ft, observó arrastres a (9909 ft – 9877 ft – 8270 ft – 8256 ft – 8234 ft – 8223 ft – 8210 ft – 8184 ft – 8053 ft – 7955 ft – 7948 ft – 7937 ft – 7888 ft – 7856 ft), trabajó con bomba (desde 9928 ft hasta

9785 ft) (desde 8060 ft hasta 8043 ft) (desde 7930 ft hasta 7851 ft), bajó sarta desde 5703 ft hasta 9928 ft, observó puntos de apoyo, bajó con bomba y rotación (desde 6207 ft hasta 6495 ft) (desde 6592 ft hasta 6650 ft) (desde 6815 ft hasta 6882 ft) (desde 7873 ft hasta 7946 ft) (desde 8000 ft hasta 8525 ft) (8855 ft hasta 9292 ft) (desde 9783 ft hasta 9928 ft), trabajó sarta y repasó hasta cuatro veces en conglomerado, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios, bombeó y dejó en fondo píldora lubricante, tomó presiones reducidas, sacó sarta en hoyo abierto desde 9928 ft hasta 5703 ft, bombeó píldora pesada, observó arrastres puntuales a (9420 ft – 8161 ft – 8148 ft – 8066 ft – 8052 ft – 8035 ft – 8010 ft – 7869 ft – 6688 ft – 6173 ft – 6111 ft), sacó en hoyo entubado desde 5703 ft hasta superficie, recuperó wear bushing, adecuó mesa para corrida de casing 9-5/8 in.

### **CORRIDA Y CEMENTACIÓN CASING 9-5/8 in**

Armó equipo y herramientas para corrida de casing de 9-5/8 in, probó equipo de flotación, bajó casing 9-5/8 in desde superficie hasta 9928 ft llenando tubo por tubo y rompiendo geles cada 500 ft, bajó con bomba las cuatro últimas paradas por precaución, circuló en fondo, armó equipo y líneas de cementación, probó líneas, circuló para estabilizar parámetros de cementación, realizó cementación de casing de 9-5/8 in con éxito, levantó BOP, cortó casing 9-5/8 in, biseló casing de 9-5/8 in, instaló y probó sección “B”, armó y probó BOP con éxito, bajó e instaló wear bushing.

### **OPERACIONES EJECUTADAS EN LA SECCIÓN DE 8-1/2 in (9928 ft – 10700 ft)**

Armó y bajó BHA direccional #8 desde superficie hasta 60 ft, probó motor de fondo y herramienta direccional, bajó desde 60 ft hasta 9655 ft llenando tubería cada 2000 ft, bajó con bomba y rotaria desde 9655 ft hasta 9879 ft (tope de collar flotador) por seguridad, rompió collar flotador + cemento hasta 9915 ft, realizó prueba de integridad de casing 9-5/8 in, limpió cemento + molió zapato, perforó 10 ft de formación hasta 9938 ft, circuló, bombeó píldora espaciadora, cambió fluido de perforación EZ MUD/CLAYSEAL por fluido nuevo BARADRIL N de 9,4 ppg,

realizó prueba de integridad de formación, perforó rotando y deslizado desde 9938 ft hasta 10700 ft ( PT), tomó presiones reducidas, bombeó píldora con material puenteante y píldora lubricante para llegar a lubricidad de 0,5 % por problemas de colgamiento de la sarta al deslizar, bombeó píldora viscosa sellante, circuló hasta zarandas limpias, reciprocó sarta, realizó viaje corto, sacó tubería libre desde 10700 ft hasta 9928 ft, bajó sarta libre desde 9925 ft hasta 10524 ft, bajó con bomba y rotaria por seguridad desde 10524 ft hasta 10700 ft, bombeó píldora puenteante, circuló hasta retornos limpios, bombeó píldora viscosa con lubricante y dejó en fondo, sacó libre desde 10700 ft hasta superficie, adecuó mesa para corrida de registros eléctricos.

### **PRIMERA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajó herramientas de registros eléctricos (inducción – acústico – densidad – neutrón – GR – resistividad), registró desde 10696 ft hasta 9925 ft, sacó a superficie y desarmó herramientas sin novedad.

### **SEGUNDA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó y bajó herramientas para realizar segunda corrida de registros eléctricos: MREX – FLEX – GR, registra resonancia magnética y mineralogía de la formación desde 9925 ft hasta 10696 ft, sacó herramientas de registro a superficie.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA acondicionador #9 desde superficie hasta 10700 ft libre, bajó las 2 últimas paradas con bomba por seguridad, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, bombeó píldora viscosa-pesada con lubricante y dejó en fondo, sacó sarta convencional en hueco abierto desde 10700 ft hasta superficie llenado cada cinco paradas, adecuó mesa para corrida de registros.

### **TERCERA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

Armó herramientas de registro de presión con: RCI – GR, probó señal en superficie, bajó herramientas de registro de presión calibrando parada por parada desde superficie hasta 9897 ft llenando tubería y rompiendo circulación cada 2000 ft, circuló pozo con una capacidad y media de la tubería para limpiar posibles acumulaciones de sólidos dentro de la tubería y en el contactor de la herramienta, armó registro PCL, colgó polea en la torre, bajó cable eléctrico con conector hembra e ingresa por el interior de la tubería para conectarse en el tope de la herramienta a 9797 ft donde se encontró el punto de enganche, verificó comunicación de la herramienta, detectó pérdida eléctrica en el conector y perdió comunicación con la herramienta, intentó desconectar sin éxito, trabajó en el conector para intentar desconectar, tensionó, rompió punto débil, quedó barra separada del cable y dejó conector en el pozo, desarmó registro PCL, sacó sarta con herramienta de registros eléctricos desde 9897 ft hasta 9607 ft, bombeó píldora pesada, sacó sarta desde 9607 ft hasta superficie ft llenando el pozo cada cinco paradas, desarmó y evaluó herramientas de registro de presión, suspendió tercera corrida de registros.

### **VIAJE ACONDICIONADOR**

Armó y bajó BHA acondicionador #10 desde superficie hasta 10700 ft llenando tubería cada 2000 ft, las 2 últimas paradas bajó con bomba por seguridad hasta fondo, bombeó píldora viscosa, circuló hasta retornos limpios en zarandas, bombeó píldora lubricante y dejó en fondo, reciprocó sarta, realizó lag test dando un diámetro de hoyo promedio de 8,76 in, sacó sarta convencional desde 10700 ft hasta 9851 ft, observó punto apretado a 10498, maniobró sarta y salió libre, bombeó píldora pesada, sacó en hoyo revestido hasta superficie, adecuó mesa para corrida de liner de 7 in.

**CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE 7 in**

Armó herramientas y equipo para corrida de liner de 7 in, bajó liner de 7 in desde superficie hasta 952 ft llenando tubo por tubo, instaló liner hanger y setting tool hidráulico, bajó liner de 7 in desde 952 ft hasta 9912 ft, bajó calibrando y llenando cada 10 paradas, realizó prueba de presión a 9912 ft, bajó en hoyo abierto hasta 10683 ft, observó apoyo, trabajó sarta arriba y abajo, bajó maniobrando sarta con bomba hasta 10700 ft, arma equipos y líneas de cementación, probó líneas de cementación sin éxito, observó fuga y corrigió, realizó cementación de liner de 7 in con éxito.

Lanzó esfera de 2-1/2 in, presurizó, expandió colgador, tensionó y levantó sarta, circuló, probó anclaje, cambió fluido de perforación BARADRIL N por agua fresca.

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

ANEXO No. 5  
BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO A

<b>BHA CONVENCIONAL #1</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,98
1	BIT SUB	3,00
3	DRILL COLLAR	89,89
1	CROSS OVER	5,21
4	HWDP	118,17
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>218,25</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #2</b>		
1	BROCA PDC	1,38
1	MOTOR	28,97
1	FLEX FLOAT SUB	2,94
1	ESTABILIZADOR	6,49
1	MWD	31,75
1	UBHO	3,54
1	CROSS OVER	1,76
27	HWDP	809,56
1	MARTILLO	31,65
2	HWDP	60,36
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>978,40</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #3</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,38
1	MOTOR	28,97
1	FLEX FLOAT SUB	2,94
1	ESTABILIZADOR	6,49
1	MWD	31,75
1	CROSS OVER	1,76
27	HWDP	809,56
1	MARTILLO	31,65
2	HWDP	60,36
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>974,86</b>

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #4</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,17
1	FLEX FLOAT SUB	4,05
1	ESTABILIZADOR	6,98
1	MWD	31,75
1	CROSS OVER	1,76
28	HWDP	838,55
1	MARTILLO	31,65
4	HWDP	116,81
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1058,72</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #5</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,20
1	FLEX FLOAT SUB	4,06
1	PONY COLLAR	5,13
1	ESTABILIZADOR	7,78
1	MWD	31,75
1	CROSS OVER	1,76
28	HWDP	837,62
1	MARTILLO	31,65
4	HWDP	116,81
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1063,76</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #6</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	2,92
1	DRILL COLLAR	29,50
1	ESTABILIZADOR	6,68
2	DRILL COLLAR	60,85
1	CROSS OVER	1,63
28	HWDP	839,19
1	MARTILLO	31,12
4	HWDP	119,64
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1092,53</b>

SECCIÓN 12-1/4 (in)

Fuente: Reportes Diarios de Perforación - PDVSA



<b>BHA DIRECCIONAL #7</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	0,84
1	MOTOR	24,38
1	FLEX FLOAT SUB	2,74
1	ESTABILIZADOR	4,64
1	MWD	31,95
30	HWDP	897,98
1	MARTILLO	32,25
2	HWDP	56,45
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1051,23</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #8</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	3,75
1	DRILL COLLAR	30,31
1	ESTABILIZADOR	4,64
1	DRILL COLLAR	30,30
30	HWDP	897,98
1	MARTILLO	32,25
2	HWDP	56,45
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1056,68</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #9</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	3,75
1	DRILL COLLAR	30,31
1	ESTABILIZADOR	4,64
1	DRILL COLLAR	30,30
30	HWDP	897,98
1	MARTILLO	32,25
2	HWDP	56,45
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1056,68</b>

SECCIÓN 8-1/2 (in)

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

ANEXO No. 6

**BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO B**

		<b>BHA CONVENCIONAL #1</b>			
		<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
SECCIÓN 26 (in)		1	BROCA TRICÓNICA	1,98	
		1	BIT SUB	3,00	
		1	CROSS OVER	1,63	
		3	DRILL COLLAR	89,18	
		1	CROSS OVER	1,72	
		6	HWDP	180,84	
			<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>278,35</b>	
			<b>BHA DIRECCIONAL #2</b>		
		<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
SECCIÓN 16 (in)		1	BROCA PDC	1,32	
		1	MOTOR	28,92	
		1	FLEX FLOAT SUB	2,97	
		1	ESTABILIZADOR	5,14	
		1	MWD	32,33	
		1	UBHO	2,54	
		1	CROSS OVER	1,63	
		27	HWDP	807,10	
		1	MARTILLO	32,51	
		2	HWDP	60,58	
			<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>975,04</b>	
			<b>BHA DIRECCIONAL #3</b>		
			<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
			1	BROCA PDC	1,32
			1	MOTOR	28,92
			1	FLEX FLOAT SUB	2,97
		1	ESTABILIZADOR	6,95	
		1	MWD	32,33	
		1	CROSS OVER	1,63	
		27	HWDP	807,10	
		1	MARTILLO	32,51	
		2	HWDP	60,58	
			<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>974,31</b>	

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #4</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,36
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	6,63
1	MWD	32,33
3	DRILL COLLAR	89,18
1	CROSS OVER	1,63
3	DRILL COLLAR	89,43
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,51
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>794,04</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #5</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,18
1	FLEX FLOAT SUB	4,08
1	ESTABILIZADOR	6,63
1	MWD	32,33
3	DRILL COLLAR	89,18
1	CROSS OVER	1,63
3	DRILL COLLAR	89,43
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,51
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>793,87</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #6</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,13
1	BIT SUB	3,03
1	ESTABILIZADOR	5,38
5	DRILL COLLAR	149,23
1	CROSS OVER	1,63
3	DRILL COLLAR	89,43
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,51
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>793,24</b>

SECCIÓN 12-1/4 (in)

Fuente: Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #7</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	0,81
1	MOTOR	24,38
1	FLEX FLOAT SUB	2,83
1	ESTABILIZADOR	4,56
1	MWD	32,01
3	DRILL COLLAR	178,35
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,02
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>785,86</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #8</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	3,75
1	DRILL COLLAR	30,31
1	ESTABILIZADOR	24,38
7	DRILL COLLAR	208,92
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,02
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>811,28</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #9</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	3,75
1	DRILL COLLAR	30,31
1	ESTABILIZADOR	24,38
7	DRILL COLLAR	208,92
13	HWDP	390,21
1	MARTILLO	32,02
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>811,28</b>

SECCIÓN 8-1/2 (in)

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

ANEXO No. 7

**BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO C**

<b>BHA CONVENCIONAL #1</b>				
SECCIÓN 26 (in)	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
	1	BROCA TRICÓNICA	1,75	
	1	BIT SUB	3,00	
	1	CROSS OVER	1,65	
	3	DRILL COLLAR	90,35	
	1	CROSS OVER	1,75	
	9	HWDP	270,78	
		<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>369,28</b>	
<b>BHA DIRECCIONAL #2</b>				
SECCIÓN 16 (in)	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
	1	BROCA PDC	1,32	
	1	MOTOR	28,91	
	1	FLEX FLOAT SUB	2,97	
	1	ESTABILIZADOR	6,63	
	1	MWD	31,75	
	1	UBHO	2,46	
	1	CROSS OVER	1,63	
	27	HWDP	808,63	
	1	MARTILLO	31,12	
	2	HWDP	58,97	
		<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>974,39</b>	
	<b>BHA DIRECCIONAL #3</b>			
	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
1	BROCA PDC	1,32		
1	MOTOR	28,91		
1	FLEX FLOAT SUB	2,97		
1	ESTABILIZADOR	6,63		
1	MWD	31,75		
1	CROSS OVER	1,63		
27	HWDP	808,63		
1	MARTILLO	31,12		
2	HWDP	58,97		
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>971,93</b>		

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #4</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,10
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	7,45
1	MWD	31,75
1	CROSS OVER	1,63
28	HWDP	839,19
1	MARTILLO	31,12
4	HWDP	119,64
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1061,95</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #5</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,10
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	6,68
1	MWD	31,75
1	CROSS OVER	1,63
28	HWDP	839,19
1	MARTILLO	31,12
4	HWDP	119,64
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1061,18</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #6</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	1,00
1	BIT SUB	2,92
1	DRILL COLLAR	29,50
1	ESTABILIZADOR	6,68
2	DRILL COLLAR	60,85
1	CROSS OVER	1,63
28	HWDP	839,19
1	MARTILLO	31,12
4	HWDP	119,64
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1092,53</b>

SECCIÓN 12-1/4 (in)

Fuente: Reportes Diarios de Perforación - PDVSA



<b>BHA DIRECCIONAL #7</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	0,81
1	MOTOR	24,15
1	FLEX FLOAT SUB	2,80
1	MWD	32,50
30	HWDP	898,16
1	MARTILLO	31,51
2	HWDP	60,67
<b>LONG. TOTAL BHA</b>		<b>1050,60</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #8</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	0,85
1	BIT SUB	3,77
2	DRILL COLLAR	60,42
30	HWDP	839,19
1	MARTILLO	31,51
2	HWDP	119,54
<b>LONG. TOTAL BHA</b>		<b>1055,28</b>

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

ANEXO No. 8  
**BHA's UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO D**

<b>BHA CONVENCIONAL #1</b>				
SECCIÓN 26 (in)	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
	1	BROCA TRICÓNICA	1,88	
	1	BIT SUB	3,00	
	1	CROSS OVER	1,62	
	3	DRILL COLLAR	90,23	
	1	CROSS OVER	1,76	
	4	HWDP	107,51	
		<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>206,00</b>	
<b>BHA DIRECCIONAL #2</b>				
SECCIÓN 16 (in)	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
	1	BROCA PDC	1,32	
	1	MOTOR	28,51	
	1	FLEX FLOAT SUB	2,95	
	1	ESTABILIZADOR	5,39	
	1	MWD	31,84	
	1	UBHO	2,59	
	1	CROSS OVER	1,72	
	26	HWDP	777,18	
	1	MARTILLO	32,22	
	3	HWDP	86,79	
		<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>970,51</b>	
	<b>BHA DIRECCIONAL #3</b>			
	<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>	
1	BROCA PDC	1,32		
1	MOTOR	28,51		
1	FLEX FLOAT SUB	2,95		
1	ESTABILIZADOR	5,39		
1	MWD	31,84		
1	CROSS OVER	1,72		
26	HWDP	777,18		
1	MARTILLO	32,22		
3	HWDP	86,79		
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>967,92</b>		

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #4</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,18
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	6,47
1	MWD	31,84
1	CROSS OVER	1,72
31	HWDP	923,42
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1147,94</b>
<b>BHA DIRECCIONAL #5</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,00
1	MOTOR	26,18
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	6,47
1	MWD	31,84
1	CROSS OVER	1,72
31	HWDP	923,42
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1147,94</b>

SECCIÓN 12-1/4 (in)

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #6</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,20
1	MOTOR	26,18
1	FLEX FLOAT SUB	4,07
1	ESTABILIZADOR	7,48
1	MWD	31,84
1	CROSS OVER	1,72
31	HWDP	923,42
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1149,15</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #7</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	1,20
1	BIT SUB	2,92
1	DRILL COLLAR	30,35
1	ESTABILIZADOR	7,48
2	DRILL COLLAR	59,88
1	CROSS OVER	1,72
31	HWDP	923,42
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1180,21</b>

SECCIÓN 12-1/4 (in)

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA

<b>BHA DIRECCIONAL #8</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA PDC	0,84
1	MOTOR	24,29
1	FLEX FLOAT SUB	2,83
1	MWD	31,94
30	HWDP	836,63
1	MARTILLO	32,55
2	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1049,77</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #9</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	0,85
1	BIT SUB	3,77
2	DRILL COLLAR	60,43
28	HWDP	836,63
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1054,92</b>
<b>BHA DE LIMPIEZA #10</b>		
<b># JUNTAS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>LONGITUD</b>
1	BROCA TRICÓNICA	0,85
1	BIT SUB	3,77
2	DRILL COLLAR	60,43
28	HWDP	836,63
1	MARTILLO	32,55
4	HWDP	120,69
	<b>LONG. TOTAL BHA</b>	<b>1054,92</b>

SECCIÓN 8-1/2 (in)

**Fuente:** Reportes Diarios de Perforación - PDVSA