

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO TÉCNICO DE LOS PUNTOS APRETADOS Y
EMPAQUETAMIENTO DE LA TUBERÍA RESPECTO A LA
LIMPIEZA EN LAS SECCIONES 12 ¼” Y/O 8 ½” DE POZOS
PERFORADOS EN EL CAMPO PALO AZUL”**

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

LUIS ANDRÉS LARA SUÁREZ
andzewig@hotmail.com

DIRECTOR: ING. BLADIMIR CERON GUERRA
ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, Abril 2016

DECLARACIÓN

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

A través de la presente declaración cedo el derecho de propiedad intelectual correspondiente 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.

LUIS ANDRÉS LARA SUÁREZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Andrés Lara Suárez, bajo mi supervisión.

Ing. Bladimir Cerón G.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios que es mi padre, que me ha regalado la vida, su amor, su entendimiento y siempre es la guía en cada camino que tomo.

A mi hermosa familia que es el equipo de las mil batallas y ha sabido estar en las buenas y en las malas, mis sinceros agradecimientos en especial a mi padre Raúl Lara y mi madre Esthela Suárez.

Muchas gracias a mi hermosa Paolita Medina, por regalarme su amor, confianza y compartir mi camino, por las oportunidades únicas que me brinda.

También a Darwin Aguilar por su amistad, por las experiencias compartidas para llevar adelante este proyecto y guiarme profesionalmente.

Mis sinceros agradecimientos, al ingeniero Bladimir Cerón por su confianza y apoyo, para llevar a cabo el presente proyecto de titulación, y alcanzar el éxito en esta carrera profesional.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), en especial al Ingeniero Einstein Barrera, por brindarme las facilidades y su colaboración para la realización de este proyecto.

A la FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS de la ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, que me ha permitido desarrollarme profesional, intelectual y humanísticamente.

DEDICATORIA

A DIOS, por ser mi guía en toda mi vida. A demás por brindarme la inteligencia, la capacidad de amar, la virtud de aprender, el privilegio de gozar de la salud, la fortuna de gozar de humildad, el regalo más grande de tener ángeles que rodean mi camino como son mis padres.

A mis padres Raúl Lara y Esthela Suárez, por su apoyo incondicional y la sabiduría para acercarme a las decisiones correctas. Igualmente a mis hermanos Amparito y Robert, que siempre están conmigo, les amo mucho, como también a toda mi familia.

A Paola Medina, por ser el ángel que Dios puso a mi lado, por el amor y apoyo incondicional que comparte conmigo desde el inicio de esta carrera profesional. Te amo mucho mi amor. Igualmente a su hermosa familia, por su amistad y confianza.

Al ingeniero Bladimir Cerón por depositar su confianza y apoyo, además de su tiempo para guiarme en este proyecto.

A mis amigos de mi segundo hogar, la casa de Dña. Juana, por compartir casi todo el camino de esta experiencia maravillosa, y por su puesto a mis compañeros que iniciaron conmigo este reto, para ustedes con todo cariño equipo Estelar.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE FIGURAS	XIV
CONTENIDO DE GRÁFICOS	XIV
CONTENIDO DE TABLAS	XVI
CONTENIDO DE ANEXOS	XIX
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XX
RESUMEN	22
PRESENTACIÓN	23
CAPITULO 1	24
ASPECTOS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS DEL CAMPO PALO AZUL...	24
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PALO AZUL.....	24
1.1.1 ANTECEDENTES	24
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	24
1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PALO AZUL.....	25
1.2.1 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL.....	26
1.2.2. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA POR FORMACIONES Y MIEMBROS DEL CAMPO PALO AZUL	27
1.2.2.1 Formación Hollín.....	27
1.2.2.2 Formación Napo	27
1.2.2.2.1 Arenisca “T”	27
1.2.2.2.2 Arenisca “U”	28
1.2.2.3 Formación Tena.....	28
1.2.2.3.1 Arena Basal Tena	29

1.2.2.4 Formación Tiyuyacu Inferior	29
1.2.2.5 Formación Tiyuyacu Superior - Orteguzaza - Chalcana.....	30
1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO DEL RESERVORIO. ...	30
1.3.1 POROSIDAD.....	31
1.3.2 PERMEABILIDAD	31
CAPITULO 2	32
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PROCESOS, VARIABLES DE PERFORACIÓN Y EMPAQUETAMIENTO DE TUBERÍA.....	32
2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PEGA DE TUBERÍA	32
2.1.1 PEGA DE TUBERÍA.....	32
2.1.1.1 Mecanismos de pega de tubería.....	32
2.1.1.1.1 <i>Pega diferencial</i>	33
2.1.1.1.2 <i>Pega de tubería por empaquetamiento en el hueco</i>	35
2.1.1.1.3 <i>Pega por geometría del hueco</i>	49
2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA LIMPIEZA DEL POZO	55
2.2.1 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO	58
2.2.1.1 Ángulo del pozo	58
2.2.1.2 Geometría del hoyo	60
2.2.1.3 Propiedades de los recortes	60
2.2.1.3.1 <i>Características de las camas de recortes</i>	60
2.2.1.4 Régimen de flujo	63
2.2.1.5 La rata de flujo	65
2.2.1.6 Rata de penetración (ROP)	66
2.2.1.7 Perforar con deslizamiento	67
2.2.1.8 Rotación de la sarta de perforación y excentricidad	68
2.2.1.9 Hidráulica.....	69
2.2.1.10 Backreaming (regreso rotando)	70
2.2.2 CRITERIOS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO	70
2.2.3 PAUTAS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO	72
2.2.4 PILDORAS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO.....	75
2.2.4.1 Píldoras de alta viscosidad	75

2.2.4.2 Píldoras de baja viscosidad	76
2.2.4.3 Píldoras pesadas	76
2.2.4.4 Tren de píldoras.....	76
2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	77
2.3.1 Funciones de los fluidos	77
2.3.1.1 Capacidad de transporte	77
2.3.1.2 Enfriar y lubricar	78
2.3.1.3 Formar revoque.....	78
2.3.1.4 Controlar la presión de la formación	78
2.3.1.5 Capacidad de suspensión	78
2.3.1.6 Flotabilidad.....	78
2.3.1.7 Estabilidad.....	78
2.3.1.8 Evaluación.....	78
2.3.1.9 Hidráulica	79
2.3.2 Propiedades del lodo	79
2.3.2.1 Peso del lodo (densidad)	79
2.3.2.2 Viscosidad API	80
2.3.2.3 Viscosidad plástica.....	80
2.3.2.4 Esfuerzo cedente (YP)	80
2.3.2.5 Esfuerzos de gel	81
2.3.2.6 Filtrado API	81
2.3.2.7 pH	81
2.3.2.8 % Arena	81
CAPITULO 3	82
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS Y SELECCIÓN DE VARIABLES	82
3.1 INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO PALO AZUL CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS.	82
3.1.1 POZO PALO AZUL N 0-29.....	82
3.1.1.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-29	83
3.1.1.2. Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-29	84

3.1.1.3 Evaluación de incidentes en las secciones problema del pozo Palo Azul N 0-29	84
3.1.1.3.1 <i>Evaluación geológica</i>	85
3.1.1.3.2 <i>Evaluación de perforación</i>	86
3.1.1.3.3 <i>Evaluación de los fluidos de perforación</i>	86
3.1.1.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-29	88
3.1.2 POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	89
3.1.2.1 Datos generales del pozo Palo Azul C 0-48 ST1	89
3.1.2.2 Vista vertical del pozo Palo Azul C 0-48 ST1	90
3.1.2.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul C 0-48 ST1	90
3.1.2.3.1 <i>Evaluación geológica</i>	91
3.1.2.3.2 <i>Evaluación de perforación</i>	91
3.1.2.3.3 <i>Evaluación de los fluidos de perforación</i>	92
3.1.2.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul C 0-48 ST1	93
3.1.3 POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	93
3.1.3.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-49H ST1	94
3.1.3.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-49H ST1	95
3.1.3.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul N 0-49H ST1	95
3.1.3.3.1 <i>Evaluación geológica</i>	95
3.1.3.3.2 <i>Evaluación de perforación</i>	97
3.1.3.3.3 <i>Evaluación de los fluidos de perforación</i>	97
3.1.3.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-49H ST1 ...	99
3.1.4 POZO PALO AZUL N 0-50H	100
3.1.4.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-50 H	101
3.1.4.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-50H	102
3.1.4.3 Evaluación de incidentes en la secciones problema del pozo Palo Azul N 0-50H	102
3.1.4.3.1 <i>Evaluación geológica</i>	103
3.1.4.3.2 <i>Evaluación de perforación</i>	104

3.1.4.3.3 <i>Evaluación de los fluidos de perforación</i>	104
3.1.4.4 Análisis de costos y tiempo del pozo PLAN 0-50H	106
3.1.5 POZO PALO AZUL N 0-52.....	107
3.1.5.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-52	107
3.1.5.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-52	108
3.1.5.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul N 0-52	109
3.1.5.3.1 <i>Evaluación geológica</i>	109
3.1.5.3.2 <i>Evaluación de perforación</i>	110
3.1.5.3.3 <i>Evaluación de los fluidos de perforación</i>	110
3.1.5.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-52	111
CAPITULO 4	112
ANÁLISIS DE RESULTADOS	112
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE CADA POZO	112
4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-29.....	112
4.1.1.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 12 ¼”	113
4.1.1.1.1 <i>Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación</i>	113
4.1.1.1.2 <i>Análisis de la GPM vs Ángulo de Inclinación</i>	113
4.1.1.1.3 <i>Análisis de RPM de la tubería</i>	114
4.1.1.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 12 ¼”	115
4.1.1.3 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 8 ½”	116
4.1.1.3.1 <i>Análisis de la ROP vs Ángulo de Inclinación</i>	116
4.1.1.3.2 <i>Análisis de la GPM vs Ángulo de Inclinación</i>	116
4.1.1.3.3 <i>Análisis de RPM de la tubería</i>	117
4.1.1.4 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 8 ½”	118
4.1.1.5 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-29.	118
4.1.1.6 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-29.....	121
4.1.1.7 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-29.....	121

4.1.1.8 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-29.....	122
4.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	123
4.1.2.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul C 0-48 ST1 sección 12 ¼".	123
4.1.2.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación	123
4.1.2.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación	123
4.1.2.1.3 Análisis de RPM de la tubería	124
4.1.2.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul C 0-48 ST1 sección 12 ¼".	125
4.1.2.3 Resultados de costos y tiempo del pozo Palo Azul C 0-48 ST1.....	126
4.1.2.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul C 0-48 ST1.....	128
4.1.2.5 Conclusiones del pozo Palo Azul C 0-48 ST1.	128
4.1.2.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul C 0-48 ST1.	129
4.1.3 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	129
4.1.3.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-49H ST1 sección 8 ½".	129
4.1.3.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación	129
4.1.3.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación	130
4.1.3.1.3 Análisis de RPM de la tubería	131
4.1.3.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-49H ST1 sección 8 ½".	131
4.1.3.3 Resultados de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-49H ST1	133
4.1.3.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-49H ST1. ..	135
4.1.3.5 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-49H ST1.....	135
4.1.3.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-49H ST1.....	136
4.1.4 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H	136
4.1.4.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 12 ¼".	136
4.1.4.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación	136
4.1.4.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación	137

4.1.4.1.3 <i>Análisis de RPM de la tubería</i>	137
4.1.4.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 12 ¼"	138
4.1.4.3 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 8 ½"	139
4.1.4.3.1 <i>Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación</i>	139
4.1.4.3.2 <i>Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación</i>	140
4.1.4.3.3 <i>Análisis de RPM de la tubería</i>	140
4.1.4.4 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 8 ½"	141
4.1.4.5 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-50H.	142
4.1.4.6 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-50.	145
4.1.4.7 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-50.	145
4.1.4.8 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-50.	146
4.1.5 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-52.	147
4.1.5.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-52 sección 8 ½"	147
4.1.5.1.1 <i>Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación</i>	147
4.1.5.1.2 <i>Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación</i>	148
4.1.5.1.3 <i>Análisis de RPM de la tubería</i>	148
4.1.5.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-52 sección 8 ½"	149
4.1.5.3 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-52.	150
4.1.5.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-52.	152
4.1.5.5 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-52.	152
4.1.5.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-52.	152
4.2 ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	153
4.2.1 ANALISIS GENERAL DE PROBLEMA PRESENTADOS RESPECTO A LA LIMPIEZA EN LOS POZOS	153
4.2.1.1 Problemas presentados en los pozos.	153
4.2.1.2 Parámetros de perforación respecto a la limpieza en el pozo .	154

4.2.1.3 Análisis técnico de las propiedades de los fluidos de perforación.....	155
4.2.1.4 Problemas presentados por formación	156
4.2.2 TIEMPO UTILIZADO	156
4.2.3 COSTO DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO PALO AZUL.....	158
CAPITULO 5	159
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
5.1 CONCLUSIONES	159
5.1.1 CONCLUSIONES GENERALES.....	159
5.1.2 POZO PALO AZUL N 0-29.....	159
5.1.3. POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	160
5.1.4 POZO PALO AZUL N 0-49H ST1.....	161
5.1.5 POZO PALO AZUL N 0-50H	162
5.1.6 POZO PALO AZUL N 0-52.....	163
5.2 RECOMENDACIONES.....	164
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	166
GLOSARIO.....	168
ANEXOS	177

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL	25
FIGURA 1. 2 SECUENCIA SEDIMENTARIA EN LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL	26
FIGURA 2. 1 EJEMPLO DE PEGA DIFERENCIAL.....	33
FIGURA 2. 2 RECORTES NO RETIRADOS CORRECTAMENTE	36
FIGURA 2. 3 FORMACIÓN REACTIVA	37
FIGURA 2. 4 LUTITAS PRESURIZADAS	38
FIGURA 2. 5 FORMACIONES FALLADAS Y FRACTURADAS.....	39
FIGURA 2. 6 FORMACIÓN NO CONSOLIDADA.....	41
FIGURA 2. 7 BLOQUES DE CEMENTO	42
FIGURA 2. 8 CEMENTO BLANDO	42
FIGURA 2. 9 BASURA	43
FIGURA 2. 10 ENSAMBLE RÍGIDO.....	50
FIGURA 2. 11 PATAS DE PERRO	51
FIGURA 2. 12 OJO DE LLAVE	52
FIGURA 2. 13 PELDAÑOS O ESCALONES.....	53
FIGURA 2. 14 FUERZAS QUE ACTÚAN EN LAS PARTÍCULAS QUE CIRCULAN EN EL POZO	57
FIGURA 2. 15 DIFICULTAD DE LIMPIEZA DEL AGUJERO VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN	59
FIGURA 2. 16 FORMACIÓN DE UNA CAMA DE RECORTES DURANTE LA PERFORACIÓN	61
FIGURA 2. 17 RESULTADOS DE REMOVER LOS RECORTES EN RÉGIMEN DE FLUJO TURBULENTO Y LAMINAR.	64
FIGURA 2. 18 EXCENTRICIDAD EN EL POZO	68
FIGURA 2. 19 RPM VS RETORNO RELATIVO VOLUMEN RE RECORTES .	69

CONTENIDO DE GRÁFICOS

GRÁFICO 4. 1 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL N 0-29	113
--	-----

GRÁFICO 4. 2 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼"	
POZO PALO AZUL N 0-29	113
GRÁFICO 4. 3 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL N 0-29.....	114
GRÁFICO 4. 4 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½"	
POZO PALO AZUL N 0-29	116
GRÁFICO 4. 5 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½"	
POZO PALO AZUL N 0-29	117
GRÁFICO 4. 6 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-29.....	117
GRÁFICO 4. 7 ANÁLISIS DE TIEMPO POZO PALO AZUL N 0-29.....	119
GRÁFICO 4. 8 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-29	120
GRÁFICO 4. 9 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼"	
POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	123
GRÁFICO 4. 10 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼"	
POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	124
GRÁFICO 4. 11 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO	
PALO AZUL C 0-48 ST1	124
GRÁFICO 4. 12 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO	
PALO AZUL C 0-48 ST1	126
GRÁFICO 4. 13 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO	
PALO AZUL C 0-48 ST1	127
GRÁFICO 4. 14 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½"	
PALO AZUL N 0-49H ST1	129
GRÁFICO 4. 15 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½"	
PALO AZUL N 0-49H ST1	130
GRÁFICO 4. 16 RPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½"	
PALO AZUL N 0-49H ST1	131
GRÁFICO 4. 17 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO	
PALO AZUL N 0-49H ST1	133
GRÁFICO 4. 18 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-49H ST1 .	135
GRÁFICO 4. 19 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼"	
POZO PALO AZUL N 0-50H.....	136
GRÁFICO 4. 20 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼"	
POZO PALO AZUL N 0-50H.....	137
GRÁFICO 4. 21 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL N 0-50H	138

GRÁFICO 4. 22 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-50H.....	139
GRÁFICO 4. 23 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-50H.....	140
GRÁFICO 4. 24 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-50H ..	141
GRÁFICO 4. 25 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H ..	143
GRÁFICO 4. 26 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H.	144
GRÁFICO 4. 27 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-52	147
GRÁFICO 4. 28 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-52	148
GRÁFICO 4. 29 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-52.....	148
GRÁFICO 4. 30 ANÁLISIS DE TIEMPO POZO PALO AZUL N 0-52.....	150
GRÁFICO 4. 31 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-52 ...	151
GRÁFICO 4. 32 PROBLEMAS PRESENTADOS POR FORMACIÓN	156
GRÁFICO 4. 33 TIEMPO TOTAL DE LOS POZOS ANALIZADOS EN EL CAMPO PALO AZUL	157
GRÁFICO 4. 34 TIEMPO TOTAL NO PRODUCTIVO DE LOS POZOS ANALIZADOS EN EL CAMPO PALO AZUL	157
GRÁFICO 4. 35 COSTOS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO PALO AZUL	158

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1. 1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO HOLLÍN ..	31
TABLA 2. 1 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO	55
TABLA 2. 2 RANGOS DE LIMPIEZA DEL POZO	58
TABLA 2. 3 GPM VS TAMAÑO Y ÁNGULO DEL POZO	65
TABLA 2. 4 GPM DESEABLE SEGÚN EL TAMAÑO DEL POZO.....	66
TABLA 2. 5 ROP MÁXIMA VS TAMAÑO Y ÁNGULO DEL POZO.....	67
TABLA 2. 6 RPM DESEABLE VS TAMAÑO DEL POZO	69

TABLA 3. 1 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-29.....	85
TABLA 3. 2 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-29	86
TABLA 3. 3 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO PALO AZUL N 0-29.....	87
TABLA 3. 4 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-29	87
TABLA 3. 5 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-29	88
TABLA 3. 6 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	91
TABLA 3. 7 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL C 0-48 Y PALO AZUL C 0-48 C ST1.....	91
TABLA 3. 8 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	92
TABLA 3. 9 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1.....	93
TABLA 3. 10 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	96
TABLA 3. 11 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	97
TABLA 3. 12 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-49H	98
TABLA 3. 13 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-49H ST1.....	98
TABLA 3. 14 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	99
TABLA 3. 15 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-50H.....	103
TABLA 3. 16 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-50H.....	104
TABLA 3. 17 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL 0-50H	104

TABLA 3. 18 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 1/2" POZO PALO AZUL 0-50H	105
TABLA 3. 19 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H.....	106
TABLA 3. 20 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-52 .	109
TABLA 3. 21 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-52	110
TABLA 3. 22 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-52.....	110
TABLA 3. 23 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-52	111
TABLA 4. 1 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-29	120
TABLA 4. 2 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	127
TABLA 4. 3 ANÁLISIS COSTOS POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	134
TABLA 4. 4 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-50H.....	144
TABLA 4. 5 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-52	151
TABLA 4. 6 ANÁLISIS GENERAL DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS.....	153
TABLA 4. 7 CONDICIONES TÉCNICAS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	154
TABLA 4. 8 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	155
TABLA 5. 1 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-20	160
TABLA 5. 2 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1	161
TABLA 5. 3 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1	162
TABLA 5. 4 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H....	163
TABLA 5. 5 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50	164

CONTENIDO DE ANEXOS

ANEXO N° 1.....	178
ANEXO N° 2.....	181
ANEXO N° 3.....	183

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Grados API	
cm	Centímetro	L
Δt	Delta Tiempo	t
°F	Grado Fahrenheit	T
BHA	Ensamble de fondo	
BHP	Presión de fondo	
BHT	Temperatura de fondo	T
D	Diámetro	L
DC	Diámetro sección cilíndrica	L
DI	Diámetro interno del revestidor	L
Df	Densidad del lodo	M/L ³ /t
DP	Drill Pipe	
DS	Sarta de perforación	
ECD	Densidad equivalente de circulación	
ft	pies	L
gal	galones	L ³
GPM	galonaje por minuto	L ³ /t
gpm/psi	galones por libras sobre pulgada cuadrada	LM/t
HP	Horse Power	ML/t ²
ID	Diámetro Interno	L
K	Factor de fricción	
Klbs	Miles de libras	M
LGS	Sólidos de baja gravedad específica	
lbs	Libras	M
lbs/gal	Libras por Galón	M/L ³
MBT	Methil Blue Test	
MD	Profundidad medida	L

MO	Maximun overpull	
MW	Peso o densidad del lodo	M
Mm	Milímetros	L
mL	Mililitros	V
pH	Potencial Hidrogeno	
pies/min	pies por minuto	L/t
ppg	Libras por galón	M/L ³
ppm	partes por millón	
Pmáx	Presión máxima	M/L ²
Pmin	Presión mínima	M/ L ²
PV	Viscosidad Plástica	Mt/ L ²
psi	Libras por pulgada cuadrada	M/ L ²
pulg	Pulgada	L
Q	Caudal	L ³ /t
Rea	Numero de Reynolds	
ROP	Velocidad de penetración	L/t
RPM	Revolution per minute	
TD	Profundidad total	L
TVD	True vertical Deep	L
μ	Viscosidad	M/Lt
V	Velocidad del flujo	L/t ²
W	Peso revestidor, BHA y top drive	M
WOB	Weight on bit	ML/t ²
Ym	Punto de cedencia mínimo	M/ L ²
YP	Punto decencia	M/ L ²
ρ	densidad del fluido de perforación	ML ³ /t
%	Porcentaje	
Θ ₁₀₀	Lectura del viscosímetro a 100 rpm	
Θ ₃	Lectura del viscosímetro a 3 rpm	
σ _{yield}	Esfuerzo mínimo de tensión	M/ L ²

RESUMEN

De acuerdo a estudios realizados por Schlumberger-Ecuador y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) se ha determinado que el mayor porcentaje de pegas de tubería en la perforación de pozos en la Amazonía Ecuatoriana, es por empaquetamiento la cual implica mala limpieza del pozo. Por lo tanto el presente proyecto de titulación contempla un estudio técnico de los puntos apretados y empaquetamiento de la tubería, que se generan al realizar la mala limpieza en las secciones 12 ¼" y/o 8 ½" en el campo Palo Azul.

Este proyecto comprende cinco capítulos que se han desarrollado de la siguiente manera:

El primer capítulo, presenta el estudio geológico del campo Palo Azul.

El segundo capítulo, presenta el estudio de los fundamentos teóricos de empaquetamiento de tubería, variables y procesos de perforación pertinente.

El tercer capítulo, comprende recolectar y sistematizar la información referente a la perforación de los pozos en análisis del campo Palo Azul, enfatizando las operaciones que con llevan a empaquetamiento y puntos apretados.

El cuarto capítulo, comprende analizar el grado de influencia de la limpieza en el empaquetamiento de tubería y puntos apretados, en las secciones 12 ¼" y/o 8 ½", de los pozos en análisis en el campo Palo Azul.

El quinto capítulo, presenta conclusiones y recomendaciones elaboradas de acuerdo a como ha ido desarrollándose el presente proyecto de titulación. Donde se especifica las consideraciones que se deben tomar en cuenta, para mejorar la limpieza del pozo y a su vez, reducir el porcentaje de problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

PRESENTACIÓN

El petróleo ha sido indudablemente el producto de mayor importancia en la economía y sociedad ecuatoriana a partir de 1972. La industria petrolera en el país genera el 41% de la economía local, por lo cual se perfora nuevos pozos en busca de mantener o elevar la producción de los reservorios. Los trabajos de perforación son por excelencia, actividades que reúnen una serie de disciplinas, prácticas, y es una de las etapas más costosas en la industria petrolera por lo cual debe ser eficiente. Resulta imprescindible que cada uno de los mecanismos, técnicas, herramientas y decisiones funcionen con tal eficiencia para lograr optimizar el tiempo y los costos requeridos.

Este proyecto se enfoca en el análisis técnico para disminuir los puntos apretados y empaquetamiento de la tubería, respecto a la limpieza en las secciones 12 ¼" y/o 8 ½", para ello se estudia en pozos perforados del campo Palo Azul.

Para el presente estudio, primeramente se analiza el campo, adquiriendo información general de la ubicación y relevante tal como la geología y litología, además se complementa con información referente a técnicas que inducen a pega de tubería, como también parámetros de perforación que influyen en la limpieza del pozo. Posteriormente para seguir con el estudio, se toma información de 5 pozos recomendados por la ARCH durante el periodo de los años 2013 y 2014 del campo Palo Azul, debido a que se observó varios casos de empaquetamiento de tubería y puntos apretados.

Es trascendental mencionar que para el análisis técnico, se llevó a cabo una comparación de los parámetros de cada pozo, con prácticas operacionales encontradas en estudios realizados por: Schlumberger, MiSwaco, Instituto Técnico del Petróleo y BP Amoco.

Finalmente se realiza el análisis de resultados para analizar el grado de influencia de la limpieza en el empaquetamiento de tubería y puntos apretados de las secciones 12 ¼" y/o 8 ½" de la perforación de pozos del campo Palo Azul.

CAPITULO 1

ASPECTOS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS DEL CAMPO PALO AZUL

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PALO AZUL

1.1.1 ANTECEDENTES

El campo Palo Azul fue descubierto en 1999 con la perforación vertical del pozo exploratorio Palo Azul A llegando a una profundidad de 10423 pies, de esta manera encontraron como arenas productoras a Basal Tena y Hollín.

Posteriormente en el año 2000 con la perforación de un pozo de avanzada denominado Palo Azul B se confirmó la continuidad de la arena productora Hollín.

Mediante el análisis de los registros eléctricos adquiridos en el pozo Palo Azul B se especificó el contacto agua petróleo (CAP) a una profundidad de 9045 pies, cuya profundidad fue demostrada con posteriores perforaciones.

El campo Palo Azul posee acumulaciones de hidrocarburos en el reservorio principal de la formación Hollín y reservorios secundarios como son la arenisca de Basal Tena, areniscas U y T y arenisca de la formación Napo.

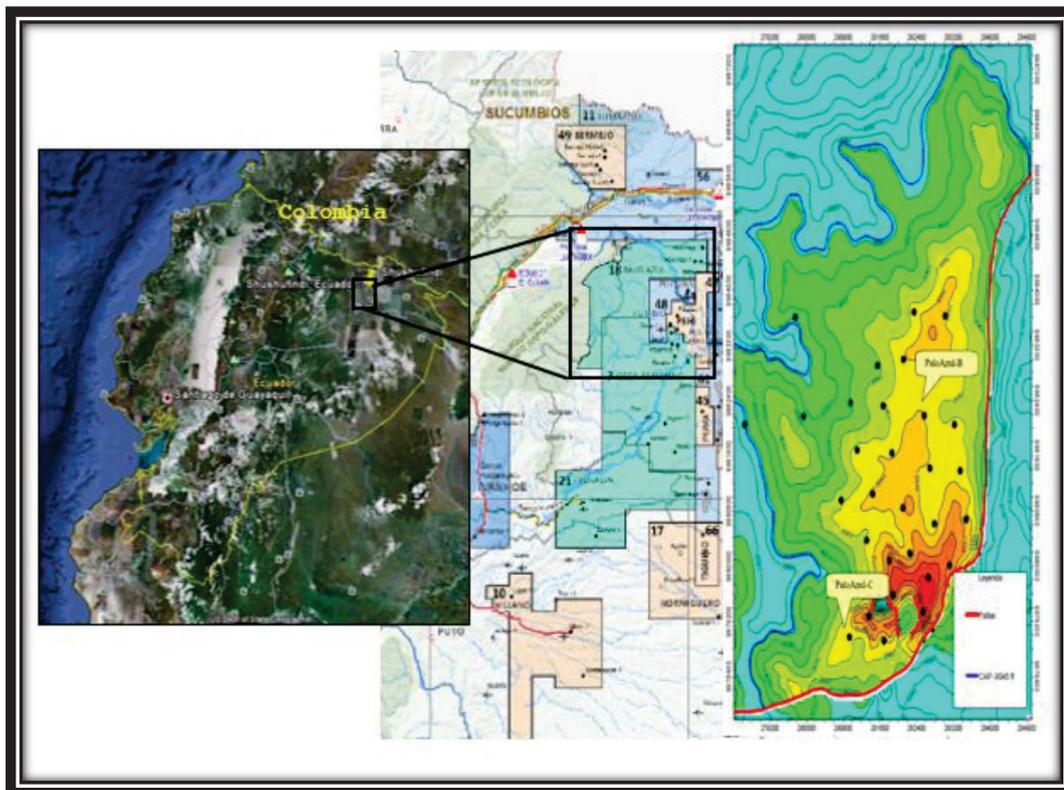
En el año 2001 mediante el procesamiento e interpretación de la sísmica 3D ejecutado en el campo, se trazó el mapa estructural de la arenisca en la formación hollín empleando los modelos estáticos y dinámicos de simulación numérica.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Palo Azul se localiza al Noroeste del campo Sacha, al Este del río Coca y al Oeste del campo Pucuna en la Provincia de Orellana aproximadamente a 200 km al sureste de la ciudad de Quito. El campo Palo Azul (Bloque 18) se encuentra limitado al norte por el Bloque 11 perteneciente a Petroamazonas, al sur por los Bloques 7 y 29 perteneciente a la estatal petrolera Petroamazonas,

al este por los bloques 48, 44 de la compañía estatal Petroamazonas además del bloque 47 correspondiente a la compañía Enap-Sipac y al oeste por el Parque Nacional Sumaco como se puede observar en la figura 1.1.

FIGURA 1. 1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PALO AZUL

Geológicamente el campo Palo Azul se ubica al Oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo y es un entrapamiento estructural, representado por un anticlinal asimétrico. El eje principal tiene una dirección preferencial aproximadamente Norte-Sur a Noreste-Suroeste, de unos 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. El campo está limitado al Este por una falla inversa de alto ángulo que se origina en el basamento.¹

¹ (Meza, David; Gómez, Gabriela, 2012)

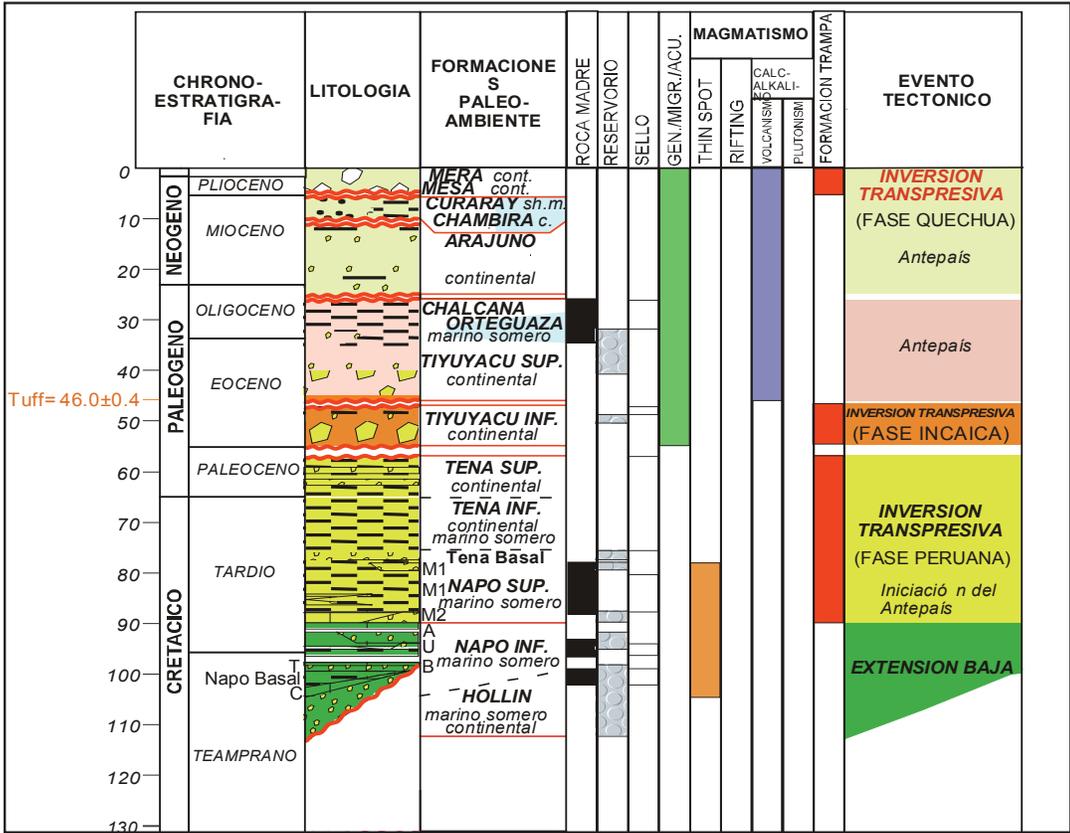
Dentro de la descripción geológica del campo Palo Azul es fundamental el estudio estratigráfico, por lo tanto se menciona a continuación:

1.2.1 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL

En el campo Palo Azul se realizó estudios basándose en información obtenida de núcleos, llegando a establecer modelos de deposición y evolución del ambiente fluvial a las arenas de la zona inferior de hollín, continuado por un ambiente estuario dominado por mareas y finalizan con depósitos de costa y mar abierto donde se deposita la caliza “C”.

En la siguiente figura 1.2 se puede observar la columna estratigráfica correspondiente al campo Palo Azul.

FIGURA 1. 2 SECUENCIA SEDIMENTARIA EN LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL



Fuente: (Meza, David; Gómez, Gabriela, 2012)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

1.2.2. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA POR FORMACIONES Y MIEMBROS DEL CAMPO PALO AZUL

La secuencia estratigráfica está compuesta por las siguientes formaciones:

1.2.2.1 Formación Hollín

La parte superior está formada por arenisca gris, café claro, transparente a translucido, friable a suelta, grano fino a medio, cuarzosa, subangular a angular, en partes matriz caolinítica, cemento calcáreo, porosidad moderadamente visible, en partes con inclusiones de glauconita.

La parte inferior está formada por arenisca café claro, hialino, café, translúcida a transparente, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subredondeada a redondeada, moderada selección, no se observa matriz, cemento calcáreo, porosidad regular visible.²

1.2.2.2 Formación Napo

La formación Napo descansa sobre la formación Hollín. Está compuesta por una secuencia de lutitas con intercalaciones de calizas.

En la formación Napo se hallan los reservorios correspondientes a los miembros: Arenisca "U" y Arenisca "T", definidos de acuerdo a características litológicas específicas.³

1.2.2.2.1 Arenisca "T"

Este miembro está compuesto de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza.

En la parte superior está formado por areniscas calcáreas con intercalaciones de lutitas y arenisca de grano fino que se presentan cementadas y con abundante glauconita.

En la parte media presenta un pequeño cuerpo de toba.

² (Petroamazonas, 2013)

³ (Petroamazonas, 2013)

En la parte inferior aparecen niveles de cuarzo de color café claro, grano translucidos de tamaño fino a medio, angular a subangular, porosidad de regular a buena.⁴

1.2.2.2 Arenisca “U”

Está comprendido de arenisca con intercalaciones finas de lutita y caliza. Con las siguientes características:

Arenisca: Café, gris, blanca, translúcida, friable ha suelto, grano fino a muy fino, cuarzoso, subredondeada, moderada selección, matriz caolinítica, cemento calcáreo, pobre porosidad visible, en partes con inclusiones de glauconita.

Lutita: Gris, gris oscuro, moderadamente dura a suave, corte físil, laminar, textura terrosa a cerosa, no calcárea, con inclusiones de micro pirita.

Caliza: Crema con gris, moderadamente dura a suave, corte blocoso, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburos.⁵

1.2.2.3 Formación Tena

Está constituida por niveles de arcillolitas con intercalaciones finas de limolitas y areniscas, hacia la base se presenta un lente de caliza. Con las siguientes características:

Arcillolita: Café amarillento, café, café rojizo, moderadamente dura a suave, corte irregular, textura terrosa a cerosa, presenta reacción calcárea, ocasionalmente con nódulos de calcio, plástica y lavable.

Limolita: Café rojizo, mostaza, moderadamente dura a suave, corte blocoso a irregular, textura terrosa, ligeramente calcárea, en partes gradando a finos granos de arena.

Arenisca: Blanca, gris claro, hialino, translúcida a transparente, friable, fino a medio grano, cuarzosa y líficos, subredondeada a subangular, moderada selección, matriz no visible, cemento calcáreo, pobre porosidad visible, en partes con inclusiones de micro pirita. Sin manifestación de hidrocarburos.

⁴ (Petroamazonas, 2013)

⁵ (Petroamazonas, 2013)

Caliza: Crema, moderadamente dura a suave, corte irregular, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburos.

La formación comprende:

- Tena Inferior.- que consiste en limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino. Descansa sobre Basal Tena con presencia de las areniscas y limolitas.
- Tena Superior.- que consiste en limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior.⁶

1.2.2.3.1 Arena Basal Tena

Está comprendida por un fino estrato de arenisca con intercalaciones de arcillolita y limo con las siguientes características:

Arenisca: Blanca, café claro, gris claro, translúcido, friable, grano fino, cuarzosa, subredondeada a subangular, moderada selección, matriz argilácea, cemento no visible, e moderada porosidad visible, con inclusiones de pirita.

Arcillolita: Café claro, café amarillento, café rojizo, moderadamente dura a suave, corte irregular, textura cerosa a terrosa, no calcárea. ⁷

1.2.2.4 Formación Tiyuyacu Inferior

La formación Tiyuyacu Inferior consiste de conglomerados, areniscas y arcillas que descansan sobre la formación Tena Inferior o Superior.

Las arcillas en la parte inferior muestran un color rojo, verde; en la parte superior las arcillas muestran un color café, azul amarillento. Los conglomerados se presentan subredondeados a redondeados, compuestos de cuarzo lechoso. Las areniscas se presentan gris claro, hialino, gris verdoso, translúcida, friable, grano medio a grueso en partes muy grueso grano, cuarzosa, subangular a angular,

⁶ (Petroamazonas, 2013)

⁷ (Petroamazonas, 2013)

pobre selección, ocasionalmente matriz argilácea, cemento ligeramente calcáreo, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburos.⁸

1.2.2.5 Formación Tiyuyacu Superior - Orteguzza - Chalcana

La formación Tiyuyacu Superior está compuesta por conglomerados en la base, arcillas y areniscas en el tope, semejante a las características de la formación Tiyuyacu Inferior con la diferencia que los conglomerados son esencialmente de cuarzo lechoso, translúcido, con muy poco chert.

La formación Orteguzza está conformada de lutitas en la parte superior, en su parte media hasta la base presenta intercalaciones de lutitas, arcillolitas, limolitas y areniscas.

La formación Chalcana está constituida por arcillolitas rojas con intercalaciones calcáreas y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeráticas.⁹

1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO DEL RESERVORIO.¹⁰

Mediante estudios realizados en la formación Hollín en el campo Palo Azul se logró tener información relevante que permitió obtener algunas propiedades petrofísicas. El análisis se llevó a cabo en base de un núcleo de 122 pies extraído del pozo Palo Azul B y otro núcleo extraído del pozo Palo Azul C.

Las principales propiedades fueron determinadas realizando análisis de registros eléctricos, utilizando información de resistividad verdadera del agua de formación y petróleo, juntos con exponentes de saturación y cementación, para aplicarlo a la ecuación de Archie que se describe a continuación:

$$S_w = \left(\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots(1)$$

Donde

⁸ (Petroamazonas, 2013)

⁹ (Petroamazonas, 2013)

¹⁰ (Lozada, 2010)

Sw: Saturación de agua

a: Constante de valor igual a 1

Rw: Resistividad del agua

Rt: Resistividad verdadera del agua de formación

Φ : Porosidad

m: Exponente de Cementación

n: Exponente de Saturación

Los datos referenciales para el análisis tienen los siguientes valores:

Para m un valor de 1,92; para n un valor promedio de 2,05; para a un valor de 1

1.3.1 POROSIDAD

Esta propiedad fue obtenida mediante la interpretación de los registros eléctricos de los pozos perforados en el campo Palo Azul, la información referencia en la tabla 1.1.

1.3.2 PERMEABILIDAD

La propiedad petrofísica de permeabilidad cargada en el modelo de simulación fue procesada en el modelo estático de los datos de los pozos Palo Azul-B y Palo Azul-C, la información referencia en la tabla 1.1.

En la siguiente tabla 1.1 se resume la información adquirida y se precisan los valores promedio de las propiedades petrofísicas del reservorio Hollín.

Los resultados petrofísicos fueron obtenidos usando los valores de 10% de porosidad, 35% de volumen de arcilla y 50% de saturación de agua.

TABLA 1. 1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO HOLLÍN

Reservorio	Presión Inicial	Espesor Neto del Petróleo	Porosidad	Saturación de agua	Saturación de petróleo	Permeabilidad
	Psi	Ft	%	%	%	md
Hollín	4340	70	15,2	19	81	800

Fuente: (Lozada, 2010)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PROCESOS, VARIABLES DE PERFORACIÓN Y EMPAQUETAMIENTO DE TUBERÍA

2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PEGA DE TUBERÍA

2.1.1 PEGA DE TUBERÍA

Tubería pegada es la imposibilidad de mover la sarta de perforación hacia arriba o abajo en el pozo, es decir el perforador no puede realizar libremente las operaciones respectivas, esto con lleva desde riesgos menores como pérdida de tiempo en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos hasta perdidas de la columna de perforación o peor aún perdida del pozo.¹¹

Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo. Si se decide soltar la tubería en algún punto, o si la tubería se parte, hay generalmente menos de un 50% de posibilidades de recuperar el “pescado del hueco”, con llevando a pérdidas de partes del BHA que representa perdida en los costos de operación. La pega de tubería en la mayoría de los casos es evitable, por eso el factor más importante para prevenir evento de tubería pegada es alertar a la cuadrilla para que estén pendientes de los signos de advertencia y sea comunicado a tiempo a sus superiores.¹²

2.1.1.1 Mecanismos de pega de tubería

Los mecanismos que causan un alto porcentaje de problemas de pega de tubería son: pega diferencial, empaquetamiento o puenteo y geometría del hueco,

¹¹ (MiSwaco, 2001)

¹² (MiSwaco, 2001)

siendo el empaquetamiento del hueco el más frecuente, además una sarta de perforación se puede pegar por la combinación de varios de estos mecanismos.

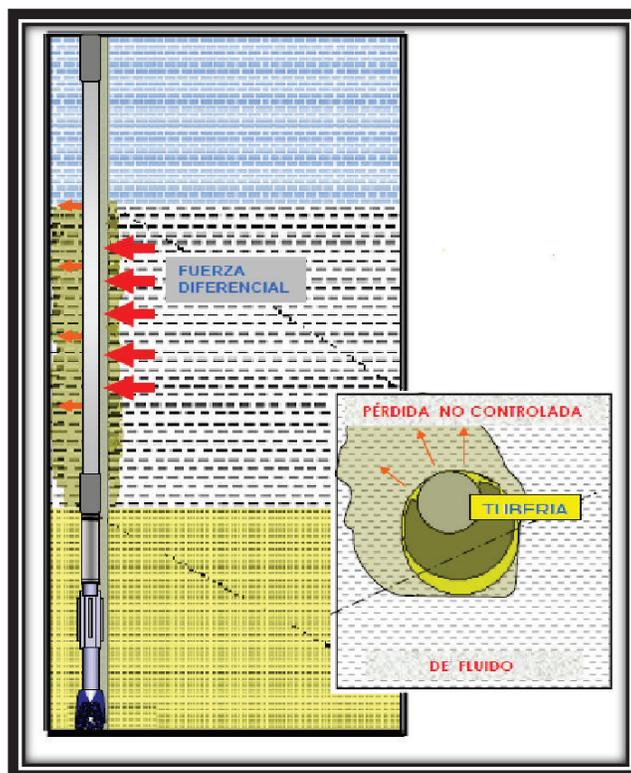
A continuación estudiaremos los conceptos generales de cada mecanismo de pega de tubería para posteriormente reconocer el tipo de pega posible, como se menciona adicionalmente en el ANEXO N° 01.

2.1.1.1 Pega diferencial

La pega diferencial se forma cuando la dirección de la fuerza generada por la presión hidrostática; dirige la sarta de perforación hacia las paredes del pozo, donde se está generando filtrado del lodo; por lo tanto la sarta queda adherida a la pared del pozo.

La mayoría de casos que se genera la pega diferencial es en zonas permeables (areniscas y calizas fracturadas) Ver figura 2.1.

FIGURA 2. 1 EJEMPLO DE PEGA DIFERENCIAL



Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.1.1.1.1 Causas

- Exceso peso del lodo que genera sobre balance entre la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo y la presión de formación.
- Propiedades inadecuadas del fluido de perforación que no minimiza el riesgo de presión diferencial.
- Largos periodos de contacto entre la sarta de perforación y las paredes del hueco, especialmente cuando se interrumpe la circulación.
- Diseño inadecuado del ensamble de fondo (BHA) que aumenta el área de contacto con las paredes del pozo.¹³

2.1.1.1.2 Acciones preventivas

- Conocer las presiones de formación para que se seleccione el fluido de perforación con la densidad adecuada y/o material que minimice el riesgo de una pega diferencial.
- Seleccionar ensambles de fondo adecuados para minimizar el contacto con las paredes del hueco durante la perforación, especialmente en zonas permeables con alto riesgo de pega diferencial.
- Monitorear y mantener las propiedades del lodo, especialmente los geles, sólidos de baja gravedad y el filtrado.
- Monitorear a medida que aumenta la inclinación del hueco, la presión de poro para evitar presiones diferenciales.¹⁴

2.1.1.1.3 Prácticas operacionales recomendables

- Mantener la tubería en movimiento y circular siempre que exista posibilidad.
- Evitar que la tubería permanezca estática mucho tiempo, seleccionando métodos o equipos de registro de dirección.
- En zonas de riesgo, rotar la tubería lentamente durante las conexiones o el registro de inclinación y dirección del pozo.

¹³ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

¹⁴ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- Evitar hacer trabajos de deslizamiento en especial en zonas de riesgo de pega diferencial en pozos direccionales.
- Preparar un volumen adecuado de píldora suficiente cuando la perforación se lleve a cabo en zonas de alto riesgo de pega, con el fin de implementar una acción preventiva rápida.¹⁵

2.1.1.1.2 Pega de tubería por empaquetamiento en el hueco

Este mecanismo de pega ocurre por la acumulación de cortes de perforación y/o derrumbes asentados alrededor de la sarta, ocasionados por una deficiente limpieza o por inestabilidad de las paredes del hueco.

Características de la pega por empaquetamiento en el hueco

- Este mecanismo de pega ocurre la mayoría de las veces cuando se está sacando tubería, ocasionalmente, bajando.
- Después del atascamiento, la rotación es restringida y en ocasiones imposible.
- Después de la pega la circulación se hace imposible y en ocasiones restringida.¹⁶

2.1.1.1.2.1 Causas

1. Deficiente limpieza del hueco

A medida que los recortes no son retirados correctamente del pozo, existe la posibilidad de que se incrementen las acumulaciones en el fondo del pozo y formaciones de camas para pozos verticales y desviados según sea el caso, causando empaquetamiento del pozo como se puede apreciar en la figura 2.2.

La deficiencia en la limpieza del hueco puede ser ocasionado por lo siguiente:

- Insuficiente velocidad anular.- Se recomienda que la velocidad en el espacio anular sea como mínimo del orden de 140 pies/min para pozos

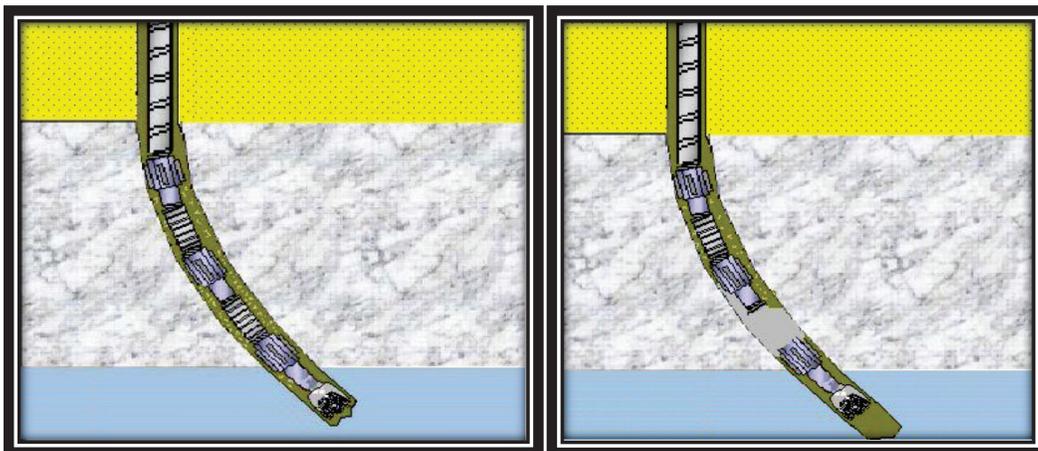
¹⁵ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

¹⁶ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

hasta con 35° de inclinación y mayor de 210 pies/min para pozos con inclinaciones mayores a 35°.

- Reología del lodo inapropiada, que impide el acarreo adecuado de los cortes hasta superficie.
- Tiempos de circulación insuficientes para transportar los cortes desde el fondo hasta la superficie.¹⁷

FIGURA 2. 2 RECORTES NO RETIRADOS CORRECTAMENTE



Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2. Inestabilidad de las paredes del pozo

La inestabilidad de las paredes del pozo puede ocasionar derrumbes por:

Inestabilidad de las lutitas

Las lutitas inestables tienden a caer dentro del pozo, las cuales pueden causar pegadura de la tubería debido a la obturación de la misma.

Pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

Lutitas reactivas: Estas son lutitas sensibles al agua, perforadas con insuficiente inhibición. Las lutitas absorben agua sometándose a esfuerzos que provocan desprendimiento de las mismas hacia el fondo del pozo como se

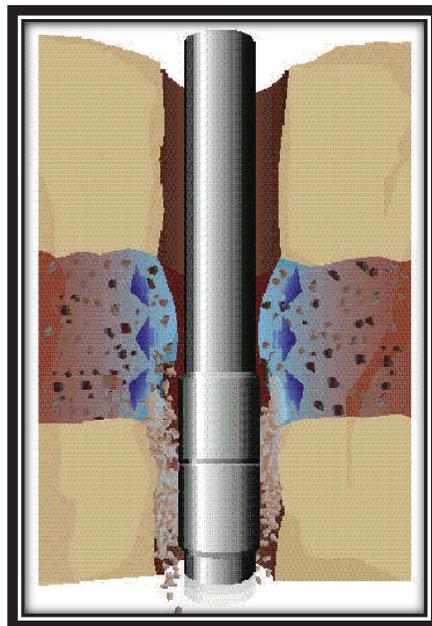
¹⁷ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

observa en la figura 2.3. Esto se reflejará en aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.

Advertencias del Pozo:

- Derrumbes pesados por la hidratación de las lutitas
- Taponamiento en las temblorinas (zarandas vibratorias)¹⁸
- Alteración en la presión de bombeo
- Incremento de solidos de baja gravedad especifica
- Circulación restringida
- Incremento de Torque y Arrastre

FIGURA 2. 3 FORMACIÓN REACTIVA



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Lutitas presurizadas:

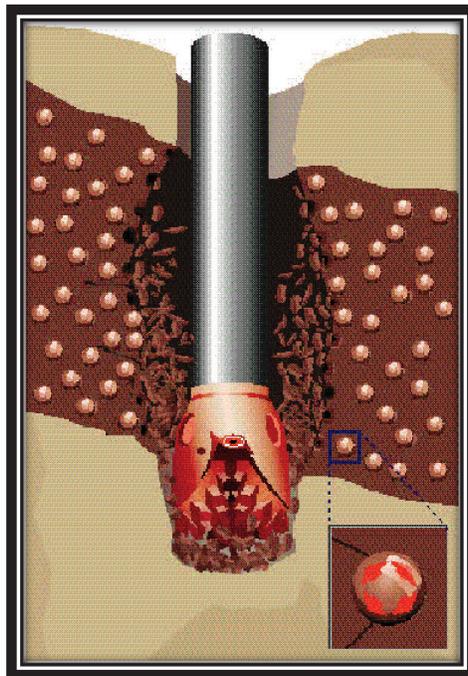
Estas lutitas están sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores como el peso de la sobrecarga, esfuerzos in-situ, el ángulo de los planos de

¹⁸ Temblorinas: (Zarandas Vibratorias), Un cedazo (filtro) de tela mecánica vibra mientras el fluido de perforación fluye sobre éste.

estratificación y los esfuerzos tectónicos. Además si se perfora con un peso de lodo insuficiente, las lutitas se desprenden dentro del pozo debido a que la presión de la formación a la cara del pozo va a vencer a la presión que ejerce el fluido dentro de la columna del pozo.¹⁹

Generalmente ocurre después de una reducción de peso de lodo o una exposición larga con un peso de lodo constante. La posibilidad de la presencia de las lutitas presurizadas ocurre en presencia tanto de lodo base agua como de lodo base aceite. (Ver figura 2.4).

FIGURA 2. 4 LUTITAS PRESURIZADAS



Fuente: Schlumberger

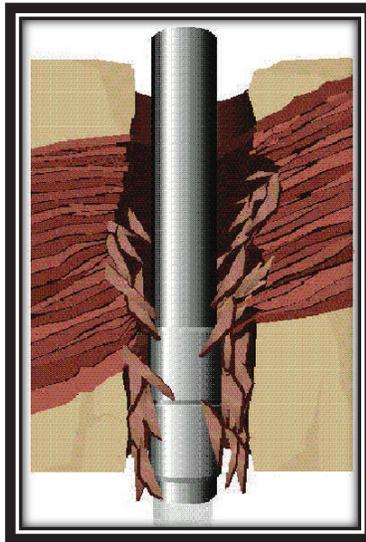
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Formaciones fracturadas y falladas

Estas formaciones son especialmente frágiles, la inestabilidad de este tipo de formaciones aumenta con la inclinación entre los planos de estratificación (ver figura 2.5).

¹⁹ (MiSwaco, 2001)

FIGURA 2. 5 FORMACIONES FALLADAS Y FRACTURADAS



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La presencia de grandes cantidades de lutitas desprendidas es frecuente cuando las formaciones fracturadas son perforadas.

Podemos identificar cuando la lutita se derrumba evidenciando aumentos en la presión de bombeo, torque y el arrastre. Para ello como se mencionó anteriormente y en este caso específico se debe planificar en el programa del pozo la posibilidad de presencia de lutita inestable o fallada para poder controlar el problema.²⁰

Si se detecta derrumbes es necesario mantener las propiedades adecuadas del lodo para asegurar la buena limpieza del pozo. De esta manera se sugiere realizar lo siguiente:

1. Detener la perforación.
2. Limpiar el pozo con lodo viscoso por la presencia de cantidades altas de recortes.
3. Incrementar la viscosidad para mejorar la capacidad de transporte hacia superficie.

²⁰ (MiSwaco, 2001)

4. Controlar la densidad del lodo para mantener una adecuada presión hidrostática en la columna del pozo.
5. Implementar prácticas de perforación en el programa del pozo para optimizar el transporte de los recortes y reducir riesgos de pegadura de la tubería.

Advertencias del Pozo

- Llenado del pozo cuando se realiza conexiones
- Cantidad de recortes en las temblorinas
- Pegadura de tubería instantánea
- Formaciones no consolidadas

Formaciones no consolidadas

Es evidente este tipo de formaciones en niveles pocos profundos o en la perforación de las zonas de producción. Este problema afecta principalmente a las formaciones que se encuentran en sobre balance hidrostático provocando que las arenas no consolidadas caigan dentro del pozo y obturan alrededor de la columna de perforación. Otro problema también ocurren si el revoque depositado sobre la arena no consolidada no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y obture la columna de perforación (ver la Figura 2.6).

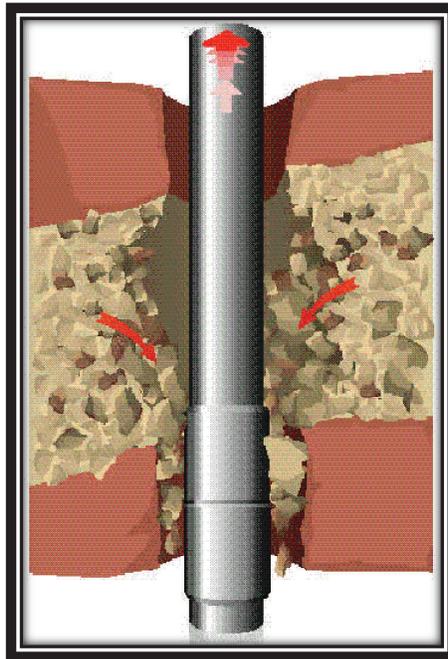
Los parámetros que se debe reconocer para evidenciar y controlar la posibilidad de pega por este tipo de formaciones es: torque, el arrastre y el relleno sobre las conexiones.²¹

Otro parámetro que permita reconocer el problema por este tipo de formaciones no consolidadas es la cantidad sobre cargada de sólidos que el equipo de control de sólidos presente.

Para este tipo de formaciones no consolidadas el lodo que se utilice debe tener las propiedades de revoque capaces de consolidar la formación, de manera que la presión hidrostática pueda “empujar contra” y estabilizar la formación.

²¹ (MiSwaco, 2001)

FIGURA 2. 6 FORMACIÓN NO CONSOLIDADA



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

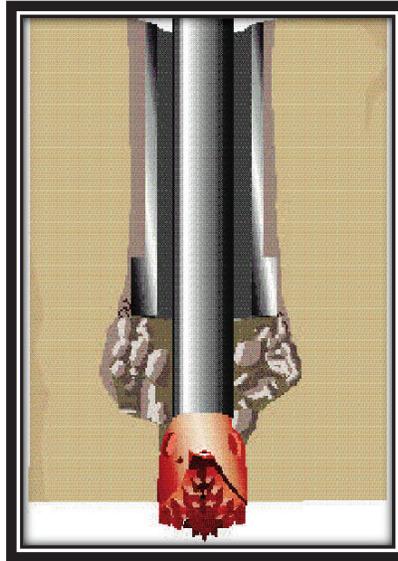
Advertencias del pozo

- Aumento en la presión de bombeo
- Incremento del torque y arrastre
- Las temblorinas se sobrecargan de recortes

Cemento o basura en el pozo

En ocasiones por descuido de la cuadrilla que está manipulando las operaciones en la mesa rotaria deja caer herramientas hacia el fondo del pozo, este al igual que caída de bloques de cemento se considera basura que puede ocasionar obturación en la columna de perforación. El desprendimiento del cemento puede ser porque pierde estabilidad alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. (Ver figura 2.7)

FIGURA 2. 7 BLOQUES DE CEMENTO

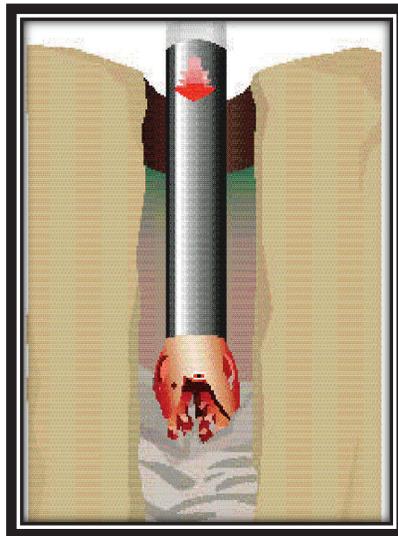


Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En otras ocasiones como presencia de cemento blando en el fondo del pozo puede ocasionar obturaciones con la columna de perforación (Ver figura 2.8)

FIGURA 2. 8 CEMENTO BLANDO



Fuente: Schlumberger

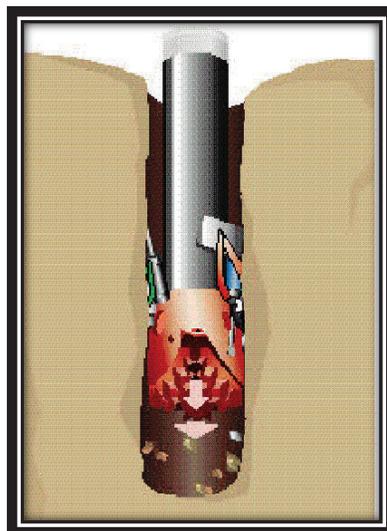
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

A demás como se mencionó antes se pueden caer herramientas al fondo del pozo desde la mesa rotaria, esto puede ser porque no se limpió bien el lugar de perforación, no se instalaron cubiertas en el agujero o por descuido (Ver figura 2.9).

Advertencias del pozo

- Herramientas y/o equipo perdido
- Presencia de trozos de metal en las temblorinas
- Funcionamiento inusual del BHA por presencia de chatarra que la daña
- Torque errático

FIGURA 2. 9 BASURA



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.1.1.1.2.2 Acciones preventivas

En el caso de tener mala limpieza en el pozo, es recomendable²²:

- Proteger que el hueco este limpio maximizando la velocidad anular. El incremento de la velocidad de circulación mejora la limpieza del hueco en determinado casos.

²² (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- Monitorear y controlar la tasa máxima de penetración dependiendo del tamaño y ángulo del hueco. Controlar la adecuada velocidad de circulación que proporcione una mejor limpieza del pozo.
- Monitorear y controlar sobrecarga de cortes en el espacio anular, circular el tiempo necesario para reducir el exceso de cortes. *Repasar si es posible cada parada.*
- Perforar, registrar, monitorear y controlar las tendencias del torque y arrastres que reflejen deficiencia en la limpieza para tomar la acción inmediata requerida.
- Se debe considerar hacer viaje corto de limpieza, dependiendo de las condiciones de torque y arrastre después de perforar una sección.
- En los pozos verticales y desviados reconocer las píldoras adecuadas con las propiedades necesarias para tener un barrido total de los recortes en el pozo. Se recomienda circular hasta que las píldoras regresen a superficie.
- Usar la rotación adecuada de la columna de perforación para tener una adecuada limpieza del pozo.
- Usar el movimiento de la columna de perforación para perturbar las camas de cortes e incorporar nuevamente al flujo hacia la superficie.
- Antes de sacar tubería, circular hasta obtener retorno limpio, considerar el bombeo de un tren de píldoras.

En el caso de tener Inestabilidad de lutitas reactivas, es recomendable²³:

- Usar lodo con propiedades altas de inhibición y mantenerlas dentro de lo específico, para minimizar el contenido de sólidos de baja gravedad.
- Perforar y revestir las formaciones reactivas en el menor tiempo posible. Minimizar la exposición de la sarta en el hueco abierto.
- Realizar viajes eventuales de limpieza dependiendo de las longitudes perforadas, el comportamiento del torque y el arrastre.

²³ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- Se recomienda utilizar lodo base aceite, ya que este tipo de lodo tiene la propiedad para que el agua no se disuelva o se mezcle con el aceite, evitando que el agua reaccione con la lutita.

En el caso de tener inestabilidad en las paredes del pozo por las lutitas presurizadas se recomienda²⁴:

- Usar el lodo con las propiedades adecuada para el control de presión, se sugiere utilizar de acuerdo con la información disponible de los pozos vecinos como referencia.
- Monitorear y controlar presión del poro, torque, arrastre, presión de circulación, tamaño y forma de los recortes en superficie, para tomar las acciones inmediatas que requieran para evitar potenciales riegos.
- Planear el tiempo adecuado para la exposición del lodo.
- Control apropiado para prevenir sobrepresión a formaciones sensibles.
- Monitorear constantemente las condiciones del hueco para asegurar una buena limpieza del hueco, antes de seguir con las operaciones.

En el caso de tener inestabilidad en las paredes del pozo por las formaciones fracturadas, se recomienda²⁵:

- Planear en el programa del pozo el tiempo adecuado para la exposición
- Verificar condiciones del agujero constantemente
- Mantener el espacio anular limpio
- Controlar la velocidad de rotación y velocidades de viaje
- Circular y repasar cada viaje al fondo del pozo

En el caso de tener inestabilidad en las paredes del pozo por las formaciones no consolidadas, se recomienda²⁶:

- En el caudal requerido para la limpieza en el pozo no exceder valores porque, el caudal adicional puede erosionar la torta que se haya formado.

²⁴ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

²⁵ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

²⁶ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- En ciertas ocasiones evitar rotar la broca frente a las formaciones no consolidadas, porque puede ocasionar erosión en esa zona y posteriormente inestabilidad.
- Realizar las operaciones cuidadosamente en la zona problemáticas, para evitar la remoción de la torta que provoca la inestabilidad.
- Controlar la limpieza en el fondo antes de seguir perforando.

En el caso de tener inestabilidad en las paredes del pozo por basura en el pozo, se recomienda²⁷:

- Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento antes de salir perforando.
- Mantener una distancia suficiente entre los pozos de referencia.
- Comenzar lavando por lo menos dos haces de tubería en pie antes del tope teórico de cementación.
- Sacar dos haces de tubería en pie antes de tratar de establecer la circulación, si se observa algún peso de asentamiento al meter la tubería dentro del pozo después de una operación de cementación.
- Controlar la perforación al limpiar saliendo del cemento blando.
- Mantener el pozo cubierto cuando la columna de perforación está fuera del pozo.
- Mantener el equipo del piso de perforación en buenas condiciones de operación.
- Usar equipos previa a una inspección
- Realizar inspecciones regulares de las herramientas tales como broca de perforación y componentes de BHA.
- Cubrir el agujero cuando sea posible, siempre tener cuidado cuando el agujero este descubierto.
- Limpiar la tubería siempre que sea posible para controlar el estado de la misma.
- Mantener en orden el piso de perforación

²⁷ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

2.1.1.1.2.3 Prácticas operacionales recomendadas

De acuerdo con la operación que se esté llevando a cabo, se recomiendan a continuación, diferentes prácticas operacionales.

Perforando

- En pozos direccionales, después de 35°, bombear y desplazar hasta superficie alternamente píldoras de baja viscosidad seguida de alta viscosidad para limpiar y prevenir acumulaciones de cortes en la parte baja del hueco.
- Utilizar un fluido de perforación con una capacidad alta de transporte de cortes.
- El incremento del peso del lodo puede variar con la inclinación del pozo y con la dirección. Una buena práctica consiste en aumentar la densidad 0,5 lb/gal por cada 30° de inclinación, respecto al requerido para un pozo vertical.
- Reciprocarse y rotar la tubería continuamente mientras esté circulando para conexiones o toma de información. El movimiento remueve los lechos de cortes en el hueco.
- Planear y realizar regularmente viajes de limpieza a medida que las condiciones del hueco así lo indiquen. Los viajes de limpieza ayudan a remover los lechos de cortes a lo largo del hueco.
- Monitorear permanentemente el *ECD*, y circular cuando se detecte una recarga en el anular.
- Monitorear permanentemente la presión y el torque para detectar a tiempo cualquier tentativa de empaquetamiento, actuar inmediatamente liberando la presión y el torque y si es posible.
- Levantar la sarta, establecer circulación una vez normalizada la situación, planee un viaje hasta el zapato y tome las medidas correctivas del caso.
- Efectuar las conexiones solamente si la condición del hueco es buena, nunca asentar las cuñas con sobretensión. Limpiar el hueco y circular antes de asentar las cuñas.

- Empezar siempre moviendo la tubería hacia abajo tan pronto se haya sacado la cuña.²⁸

Viajando

- Para sacar tubería se debe circular hasta obtener retorno limpio (en pozos verticales mínimo entre 1,5 y 2 fondos arriba – *bottom up* en pozos direccionales mínimo 2/3 fondos arriba). Observar las rumbas (shakers). La cantidad, el tamaño y forma de los cortes son indicadores importantes de la condición del hueco.
- Mientras sea posible, antes de sacar tubería, incrementar el peso del lodo hasta alcanzar un valor igual a la densidad equivalente de circulación.
- Elaborar el programa de viaje, identificando los puntos de problemas; asegurar que todo el personal involucrado (el perforador, el supervisor, jefe de equipo, ingeniero de lodos, ingeniero direccional, *mud logger*, etc.), conozca el programa (velocidades de salida, sobre tensiones que se van a usar, el uso de los martillos y las prácticas de rimado).
- Definir una máxima tensión permisible para el viaje, igual a la mitad del peso del ensamblaje de fondo o 30 k libras por encima del arrastre normal.
- En caso de no poder salir normalmente con la tensión máxima programada, trabajar reciprocando la sarta hasta salir. En caso contrario, establecer circulación, y continuar trabajando la sarta; si el problema persiste, se debe hacer *backreaming* con una velocidad (200/500 pies por hora), tensión (5K a 10K libras), torque limitado, y con todas las precauciones para evitar una pega.
- Identificar la causa del problema y tomar la acción requerida en forma inmediata. (Circular para limpiar el hueco, ajustar peso del lodo y sus propiedades inhibitorias, etc.).
- Si haciendo *backreaming* se presenta un empaquetamiento, parar la bomba, relajar la presión y el torque, verificar la rotación de la tubería y tratar de establecer gradualmente la circulación. Si la tubería se pega, trabaje la sarta hacia abajo con torque hasta lograr circulación y rotación.

²⁸ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- No exceder la máxima velocidad permisible de salida cuando se esté viajando ya que de otra forma se pueden producir problemas de control de pozo o de inestabilidad de la formación.
- Monitorear y comparar los arrastres y los volúmenes de llenado con viajes anteriores para controlar la mejora o el deterioro del hueco.
- Asegurar y verificar que las notas del viaje se registran y se comunican en el cambio de turno.
- Mantener un registro escrito de las profundidades y la magnitud de las sobre tensiones, las secciones rimadas, etc. Asegurar que siempre haya una copia al día de esta información en la mesa del taladro.
- No forzar la salida o entrada, y estar preparado para circular o rimar. Tener presente el aumento del arrastre del hueco. Si las tendencias están cambiando y los problemas de limpieza del hueco están presentes, pare el viaje y circule hasta obtener retornos limpios del hueco. Si es necesario regrese hasta la última sección limpia del hueco abierto.
- Cuando se esté bajando tubería y se encuentre resistencia se debe limpiar el relleno. Limite la velocidad de rotación y el peso sobre la broca cuando esté lavando o repasando para reducir el riesgo de pega. Es recomendable circular fondos arriba antes de continuar perforando.
- Lave siempre por lo menos la última parada hasta el fondo después de un viaje.²⁹

2.1.1.1.3 Pega por geometría del hueco

Este mecanismo de pega de tubería ocurre por la presencia de irregularidades, inclinaciones en el hueco, que perturban el normal movimiento de la sarta. Este proceso de pega puede ocurrir cuando se está viajando o rimando en el hueco en cualquier dirección, siendo más frecuente cuando el movimiento de la sarta es ascendente; en ocasiones después del atascamiento, la rotación puede ser restringida y la circulación no muestra ninguna alteración.³⁰

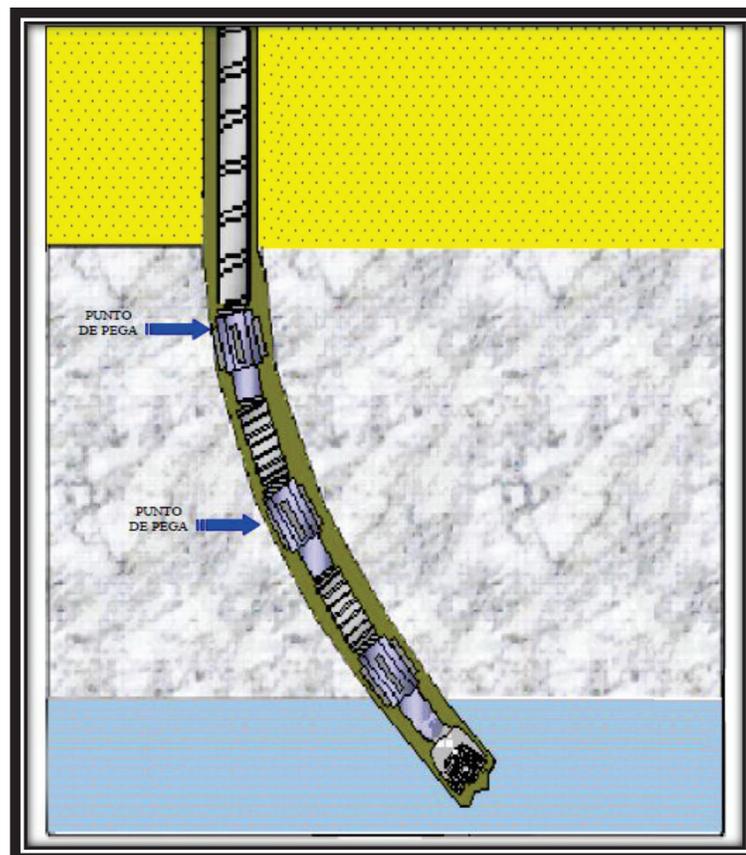
²⁹ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

³⁰ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

2.1.1.1.3.1 Causas

- Cambios de BHA de flexible a rígido que no se adaptan fácilmente a la trayectoria del pozo, especialmente cuando la inclinación en el pozo cambia severamente. Este mecanismo de pega ocurre generalmente bajando tubería como se puede ver en la figura 2.10.

FIGURA 2. 10 ENSAMBLE RÍGIDO

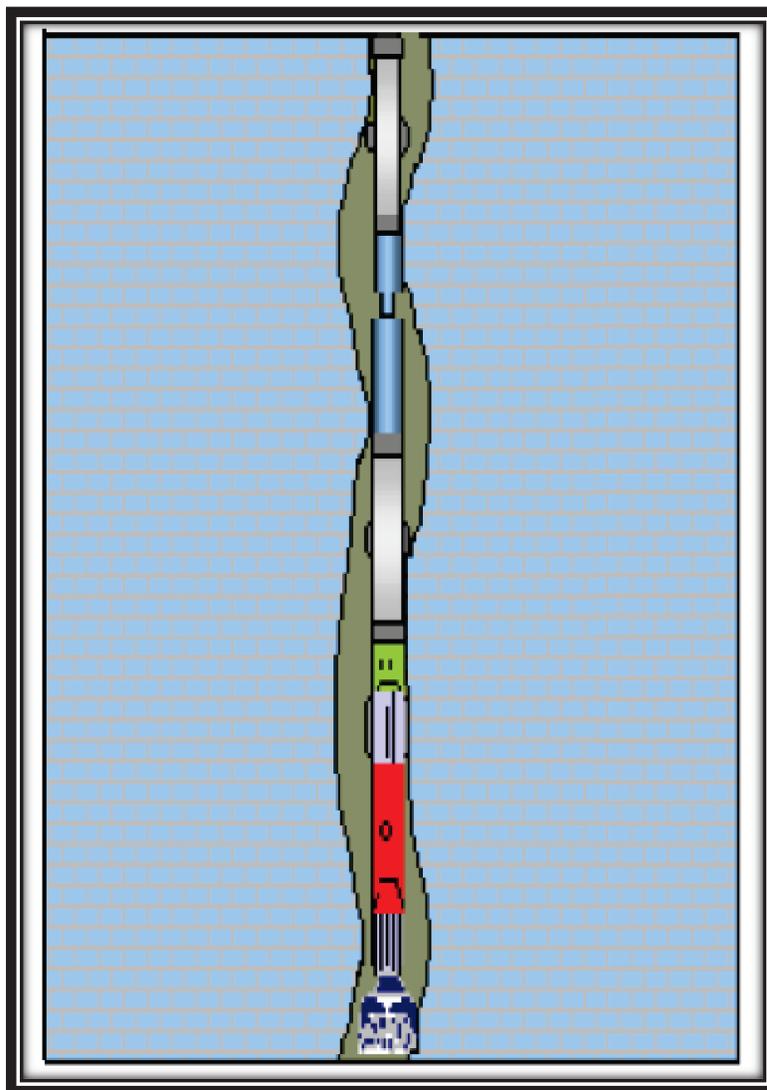


Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- En zonas de intercalaciones de rocas duras y blandas que se forman micro patas de perro, provocando atascamiento del ensamble de fondo, eventualmente cuando hay correcciones en el perfil direccional. Este tipo de incidente de pega de tubería ocurre generalmente sacando la sarta de perforación, como se puede ver en la figura 2.11.

FIGURA 2. 11 PATAS DE PERRO

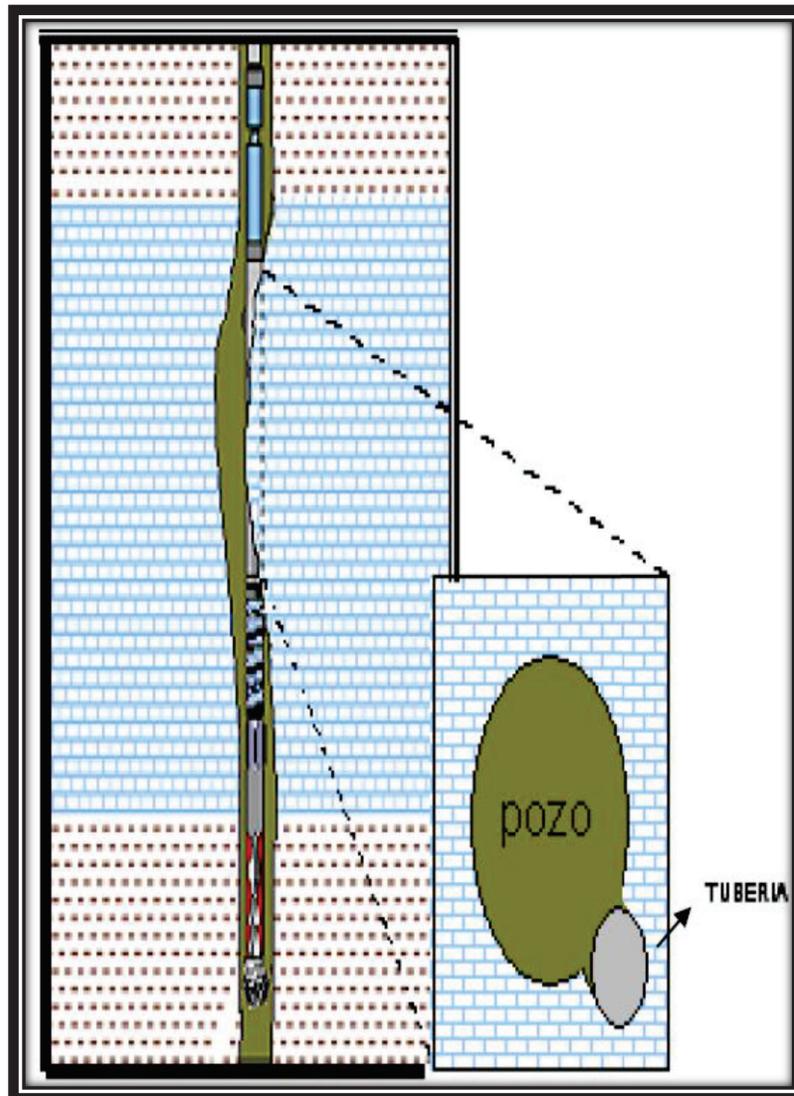


Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- Ojo de llave es causado cuando la tubería de perforación rota contra la pared del pozo, provocando hendiduras en la pared. Esto induce a atascamiento de la tubería, como se puede ver en la figura 2.12.

FIGURA 2. 12 OJO DE LLAVE

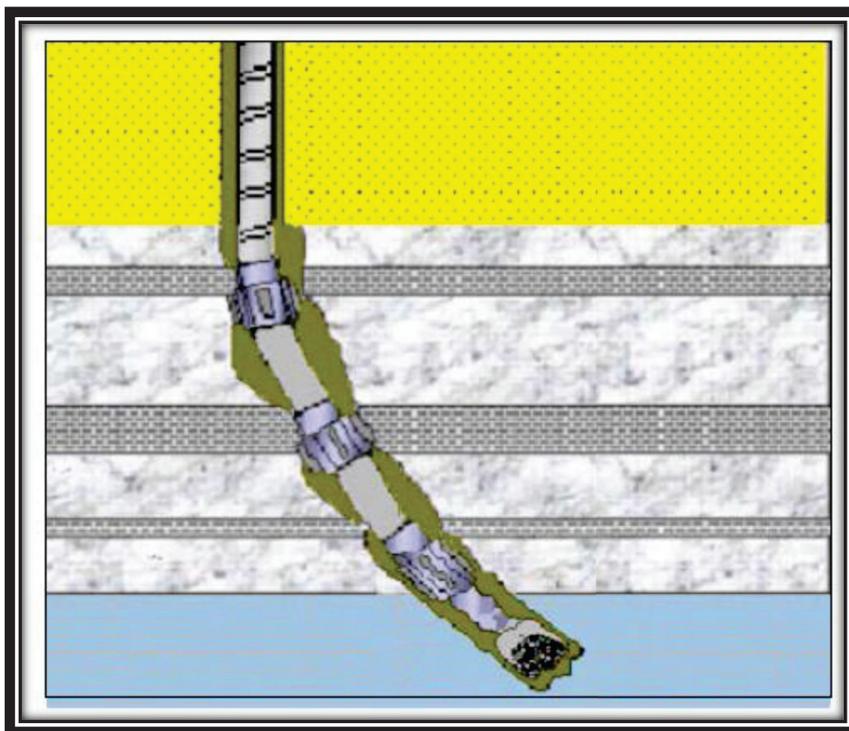


Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- Peldaños o escalones son zonas donde existen formaciones intercalada de rocas blandas y erosionadas que se encuentra frecuentemente en formaciones fracturadas o falladas, el atascamiento ocurre cuando las herramientas tropiezan con los escalones del hueco, incrustándose en la formación. Este tipo de incidente de pega ocurre generalmente sacando tubería, después de realizar trabajos direccionales, como se puede ver en la figura 2.13.

FIGURA 2. 13 PELDAÑOS O ESCALONES



Fuente: Instituto Técnico del Petróleo

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.1.1.1.3.2 Acciones preventivas

- Evaluar las operaciones que se deben llevar a cabo en el fondo del pozo para diseñar correctamente el ensamblaje del pozo. Planear viajes de rimado y controlar la velocidad de viaje con que la sarta entrará en la zona problema.
- Planear una trayectoria del pozo evitando tener cambios abruptos en la dirección e inclinación para disminuir riesgo de patas de perro.
- Evitar forzar la broca en una zona apretada. Calibrar la broca y los estabilizadores una vez salgan del hueco, además considerar viajes de rimado cuando presente desgaste excesivo.
- Conservar una velocidad limitada y constante cuando el ensamblaje de fondo atraviese la zona problema.

- Planear una trayectoria en pozos direccionales que evite deslizar en formaciones duras.
- Realizar viajes de rimado para evitar formaciones de escalones o peldaños.
- Planear y controlar la velocidad para viajar, la tensión máxima y las acciones inmediatas a realizar después de un trabajo de rimado o back reaming.
- Considerar bombear fluidos de perforación en caso de tener una pega de este tipo como ácido clorhídrico para controlar el problema.³¹

2.1.1.1.3.3 Prácticas operacionales recomendables

Antes de sacar la tubería se recomienda:

- Viajar a velocidades moderadas y controladas identificando las zonas de intercalaciones entre formaciones blandas y duras e intervalos que faciliten la acumulación de recortes. Evitar forzar generaciones de patas de perro.
- Utilizar el ensamblaje de fondo previamente inspeccionado y mantenerlo como sea posible, bajando el equipo que sea solamente necesario para perforar el hueco. Es decir evitar los cambios del ensamblaje de fondo, especialmente de una sarta flexible a rígida. En casos que las condiciones del pozo considere realizar cambios en el ensamblaje de fondo establecer un plan de rimado para disminuir riegos de pega.
- Considerar el martillo como parte del ensamblaje de fondo, para utilizarlo en casos de tensión o compresión, no en punto neutro. Para ello estudiar previamente las características de la herramienta y establecer su beneficio. Además no colocar ningún estabilizador arriba del martillo a menos que se tenga instrucciones específicas para hacerlo así.
- Calibrar con precisión el diámetro de las brocas y de los estabilizadores de acuerdo al diámetro del hueco.

³¹ (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

- Si tenemos presencia de hueco estrecho se sugiere bajar lentamente y repasar. La presencia de estabilizadores desgastados recomienda realizar repasos en el hueco que se hizo con determinada broca.
- Inspeccionar en cada viaje el ensamble de fondo para detectar cualquier anomalía o desgaste.³²

2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA LIMPIEZA DEL POZO

La limpieza en el pozo es fundamental en el proceso de perforación para permitir la remoción de los recortes que la barrena va desprendiendo y además de los derrumbes que se pueden ocasionar. La deficiencia en la limpieza del pozo puede causar la pega de la sarta de perforación por empaquetamiento en el espacio anular, para ello se debe controlar los parámetros que se van alterando como es el exceso en el torque, arrastre, pérdida de circulación, viscosidades y esfuerzos de gel excesivos. Además se debe analizar los posibles errores que provocaron la mala limpieza como es inadecuadas propiedades de los lodos de perforación, cementación inadecuada, velocidad bajas o altas de perforación, igualmente para una correcta limpieza se debe tomar en cuenta parámetros tales como se menciona en la tabla 2.1.³³

TABLA 2. 1 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO

<p><i>Perfil y geometría del pozo</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ángulo del pozo (inclinación) y patas de perro. • Diámetro de la tubería de revestimiento/ pozo y de la tubería de perforación. • Excentricidad de la columna de perforación
--	--

³² (Instituto Técnico del Petróleo, 2013)

³³ (MiSwaco, 2001)

<i>Características de los recortes y de las camas de los recortes</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Gravedad específica • Tamaño y forma de las partículas • Reactividad con el lodo • Propiedades del lodo
<i>Características del flujo</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad anular • Perfil de velocidad anular • Régimen de flujo
<i>Propiedades del lodo</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Peso del lodo • Viscosidad, especialmente a muy bajas velocidades de corte • Esfuerzos de gel • Capacidad de inhibición
<i>Parámetros de perforación</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de barrena • Velocidad de penetración • Presión diferencial • Rotación de la tubería

Fuente: (MiSwaco, 2001)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

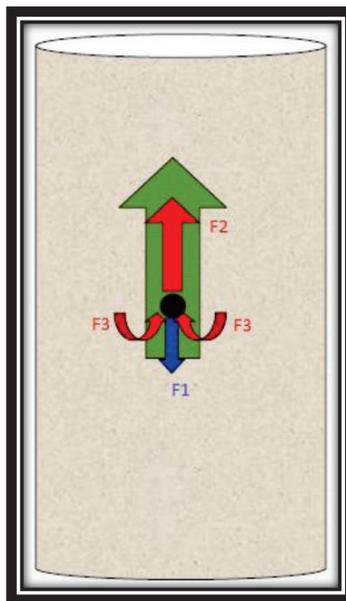
Los parámetros como el ángulo del pozo, la velocidad anular y la viscosidad del lodo son considerados los más importantes para mejorar la limpieza del pozo ya que se controlan el rango de funcionamiento, es decir se realiza reajustes en la velocidad en el anular, la viscosidad del lodo y el movimiento de la sarta de perforación.

Es importante mencionar que los recortes y las partículas que pueden estar circulando en el pozo están sometidos a tres fuerzas las cuales son: (1) fuerza descendente debido a la gravedad, (2) una fuerza ascendente debido a la flotabilidad del fluido, (3) una fuerza paralela a la dirección del flujo de lodo

debido al arrastre viscoso causado por el flujo del lodo alrededor de las partículas (Ver figura 2.14). Estas fuerzas hacen que los recortes sean transportados en la corriente del lodo siguiendo una trayectoria de flujo que suele ser helicoidal.

Además los componentes de la velocidad que actúan sobre la partícula son: (1) una velocidad de caída descendente debido a las fuerzas gravitacionales, (2) una velocidad radial o helicoidal debido a la rotación y al perfil de velocidad y (3) una velocidad axial paralela al flujo de lodo.

FIGURA 2. 14 FUERZAS QUE ACTÚAN EN LAS PARTÍCULAS QUE CIRCULAN EN EL POZO



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La limpieza del pozo en los pozos verticales es probablemente el proceso más fácil de tratar y optimizar el transporte de recortes a superficie. Los pozos de alto ángulo y de alcance extendido constituyen típicamente los mayores retos para la limpieza del pozo. Sin embargo, otros tipos de pozos más simples pueden suponer el mismo grado de dificultad bajo ciertas circunstancias. Las prácticas de limpieza del pozo que son eficaces en una situación no siempre son aplicables a otras.

2.2.1 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO

Los numerosos parámetros que afectan a la limpieza del pozo pueden ser controlados directamente por el perforador y prevenir problemas potenciales, teniendo el conocimiento adecuado que permita diferenciar entre las características de una excelente limpieza y características de problemas en el proceso respectivo.

A continuación se enumeran parámetros que afectan a la limpieza del pozo

2.2.1.1 Ángulo del pozo

Se han identificado cuatro rangos de limpieza del pozo basados en el ángulo del pozo como se puede apreciar en la siguiente tabla:

TABLA 2. 2 RANGOS DE LIMPIEZA DEL POZO

Rango	Ángulo (grados)
Casi vertical I	0 - 10
Bajo II	10 - 30
Intermedio III	30 - 60
Alto IV	60 - 90

Fuente: (MiSwaco, 2001)

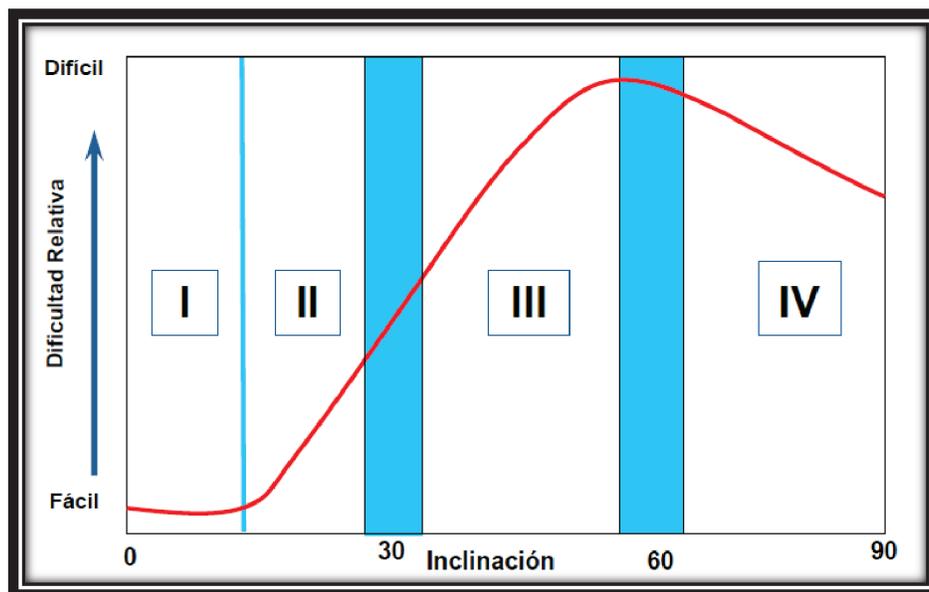
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Los límites de cada rango deberían ser considerados solamente como pautas, ya que todos son afectados por la estabilidad de las camas, la rugosidad del pozo, las características de los recortes y las propiedades del fluido de perforación, entre otras cosas.

Las camas de recortes no se forman en los pozos verticales y casi verticales, pero si los recortes no son transportados y suspendidos correctamente, el material puede acumularse al fondo del pozo o puentes pueden formarse en las patas de perro. En los pozos direccionales, la sección de aumento de ángulo en

el rango intermedio es generalmente la más difícil de limpiar, porque las camas de recortes pueden deslizarse o “derrumbarse” en sentido contrario a la dirección del flujo. “La sedimentación de Boycott”³⁴ puede agravar el problema. Las tendencias de deslizamiento empiezan a disiparse a ángulos mayores que 60°, debido a la reducción correspondiente del vector de fuerza gravitatoria. La siguiente figura 2.12 y el ANEXO N° 02 muestran la dificultad de limpieza en relación al ángulo en el que se está trabajando.³⁵

FIGURA 2. 15 DIFICULTAD DE LIMPIEZA DEL AGUJERO VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Los cuatro rangos pueden coexistir en el mismo pozo direccional. En la mayoría de los casos, las propiedades del fluido y las prácticas de perforación deberían enfocar la minimización de los problemas en el intervalo más crítico. Los factores de limpieza del pozo que son considerados como óptimos para un intervalo

³⁴ Sedimentación de Boycott: Rápido asentamiento de partículas individuales en una cama ya existente. Una vez que la masa crítica se haya acumulado, las partículas se pueden deslizar hacia abajo del anular rápidamente.

³⁵ (MiSwaco, 2001)

pueden ser inadecuados para otro. Por ejemplo, los requisitos son diferentes para la tubería de revestimiento de gran diámetro (la cual limita considerablemente la velocidad anular), el intervalo inclinado (el cual facilita la formación y el deslizamiento de camas de recortes) y la formación de producción perforada horizontalmente (la cual puede ser sensible al esfuerzo de corte y tener tendencia a derrumbarse).³⁶

2.2.1.2 Geometría del hoyo

La velocidad anular va a depender del tamaño del hoyo, es decir cuando el diámetro del pozo se reduce la velocidad va aumentar, por ejemplo si se reduce el diámetro del hoyo desde 17 ½" a 16", la velocidad anular puede incrementar un 18%. Si para el transporte de recortes no se trabaja con la velocidad adecuada se tendrá una deficiencia en la limpieza del pozo.³⁷

2.2.1.3 Propiedades de los recortes

Si no se trabaja con una broca adecuada para perforar una formación específica, los recortes pueden tener características en tamaño, diámetro y peso que influyan en la mala limpieza en el pozo, debido a que las propiedades de los recortes afectan a la velocidad de desplazamiento.³⁸

2.2.1.3.1 Características de las camas de recortes

La gravedad específica, el tamaño, la forma y la reactividad con el fluido de perforación son algunas de las características importantes de los recortes.

La gravedad específica depende de las formaciones perforadas y varía de 2,0 a 2,8 siendo algo más densa que la mayoría de los lodos. El tipo de barrena, la velocidad de penetración y la presión diferencial de fondo determinan el tamaño y la forma inicial. Los recortes más grandes son generados por barrenas de dientes largos, altas velocidades de penetración y presiones diferenciales más bajas (o desbalanceadas). Las partículas más grandes son derrumbes o

³⁶ (MiSwaco, 2001)

³⁷ (MiSwaco, 2001)

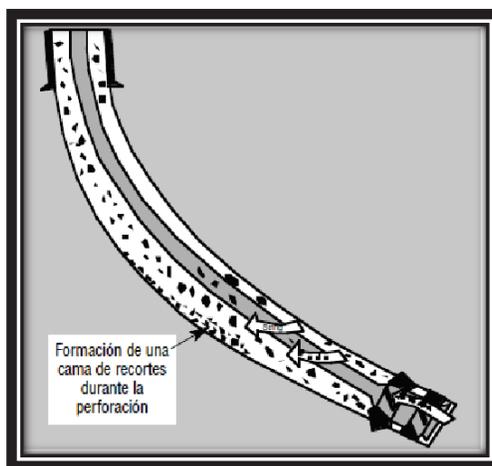
³⁸ (MiSwaco, 2001)

desprendimientos creados por lutitas sobre presurizadas y pozos inestables. Los recortes pueden ser alterados físicamente por la reacción con el lodo (dispersión), la reacción con sí mismos (agregación) y la degradación mecánica (grandes recortes molidos para formar recortes más pequeños). Los derrumbes y otras partículas de gran tamaño que no pueden ser transportados fácilmente fuera del pozo, pueden circular de nuevo en el espacio anular hasta que sean triturados por la rotación de la columna de perforación para formar tamaños más pequeños y más fáciles de transportar.³⁹

Si la suspensión de los recortes no es adecuada, éstos pueden acumularse en el fondo del pozo, en las tuberías de revestimiento de gran diámetro, en las patas de perro, en el lado inferior de los intervalos inclinados (camas) como anillos de lodo en las zonas de socavamiento, y justo encima de los portamechas o en el BHA. Además el arrastre de los portamechas y elementos a través de camas preexistentes pueden causar la formación de tapones y la pegadura de la tubería.

La siguiente figura muestra una cama de recortes formada en el espacio anular muy inclinado.

FIGURA 2. 16 FORMACIÓN DE UNA CAMA DE RECORTES DURANTE LA PERFORACIÓN



Fuente: Manual de Ingeniería de MI SWACO

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

³⁹ (MiSwaco, 2001)

Puede que sea difícil desgastar o volver a suspender las acumulaciones de recortes., por lo tanto se debe poner énfasis en las propiedades del lodo y las prácticas de perforación que minimizan la formación de estas acumulaciones.

Las propiedades de suspensión del lodo son importantes, especialmente a caudales bajos y en condiciones estáticas.

Durante la circulación, las fuerzas de arrastre que actúan en las camas o socavamientos, suelen impedir el deslizamiento. Sin embargo, al parar la bomba las acumulaciones de recortes pueden “caer en avalancha”, causando el empaquetamiento del espacio anular.

Las camas de recortes, como las que se forman en los pozos direccionales, pueden adoptar una gran variedad de características que afectan el rendimiento de la limpieza en el pozo. Por ejemplo, la arena perforada con salmuera clara formará camas no consolidadas que tienden a rodar, en vez de deslizarse hacia abajo, y favorecen la erosión hidráulica y mecánica. Por otra parte las lutitas reactivas formadas por un lodo base agua pueden formar camas de tipo revoque grueso que son difíciles de eliminar, si no se realiza una acción hidrodinámica y mecánica agresiva.⁴⁰

La eficacia de transporte de los recortes depende en gran parte de la velocidad anular. La limpieza del pozo siempre mejora cuando se aumenta la velocidad anular, aun así, esto debe ocurrir conjuntamente con otros parámetros del pozo para asegurar una buena limpieza del pozo.

En un espacio anular concéntrico, el flujo está distribuido uniformemente alrededor de la columna de perforación. Por lo tanto hay una distribución uniforme de la energía del fluido para el transporte de los recortes, cualquier que sea la reología del fluido. En general se supone que este es el perfil para los intervalos verticales. Sin embargo, la columna de perforación tiende a recostarse en el lado inferior del pozo en las secciones de aumento de ángulo, resultando en una situación que no favorece en el transporte de los recortes. Los recortes se acumulan en el fondo del pozo, adyacente a la tubería de perforación donde

⁴⁰ (MiSwaco, 2001)

el flujo del lodo es mínimo. En esta situación, la rotación de la tubería es crítica para lograr una limpieza eficaz del pozo. Esta rotación levanta los recortes desde el lado inferior del pozo, devolviéndolos a la corriente de flujo, y produce un flujo helicoidal que puede ser muy eficaz para la limpieza del pozo, incluso a bajas velocidades anulares.⁴¹

Algunos consideran que el flujo turbulento es un requisito esencial para obtener una buena limpieza del pozo en algunas aplicaciones, tal como los pozos de diámetro reducido en formaciones muy competentes. Las corrientes turbulentas y las altas velocidades corresponden a una buena limpieza del pozo, excepto cuando se perfora formaciones muy erosionables.⁴²

2.2.1.4 Régimen de flujo

La eficiencia de la limpieza del pozo también depende del diseño o la selección del régimen de flujo adecuado como es el flujo laminar y el flujo turbulento. Regulando adecuadamente la viscosidad dinámica de un fluido en flujo laminar puede mejorar la suspensión de los recorte, igualmente si se regula la viscosidad dinámica de un fluido turbulento, puede disminuir el grosor de la camas de recortes.⁴³

Por lo general los fluidos viscosos son preferibles que el flujo laminar en los siguientes casos:

- Es posible alcanzar alta capacidad de limpieza
- En secciones cercanas a la vertical, los fluidos viscosos dan un mejor arrastre.
- Tiene mejores características de suspensión cuando la circulación se detiene.

El flujo turbulento efectivamente disminuye la formación de camas de recortes en partes bajas de los pozos desviados cuando la bomba está en funcionamiento, pero cuando las bombas son apagadas los recortes pueden

⁴¹ (MiSwaco, 2001)

⁴² (MiSwaco, 2001)

⁴³ (MiSwaco, 2001)

provocar avalanchamiento provocando puntos apretados y atascamiento de la sarta de perforación.⁴⁴

La limpieza se incrementa con el flujo turbulento por la capacidad de perturbar los recortes acumulados y mejora la capacidad de suspensión, no obstante se debe tomar en cuenta las siguientes características para la selección del régimen de flujo adecuado, tales como:

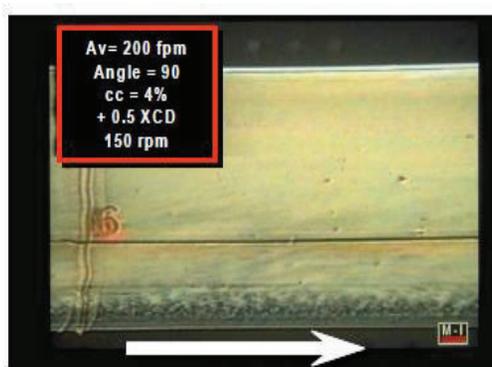
- Pozos que se encuentran en flujo laminar
- La presión y el gasto pueden ser realmente altos.
- Altos valores de punto cedente de lodo pueden no ser fáciles de convertir en flujo turbulento.
- La capacidad de la bomba no puede ser necesaria para proveer la cantidad de flujo necesaria.
- El flujo turbulento puede ocasionar pérdida de circulación.

A demás se debe preferir la utilización del flujo laminar en ciertos casos como:

- Formaciones no consolidadas
- Zona de transición

En la siguiente figura se observa los resultados de remover los recortes en régimen de flujo turbulento y laminar.

FIGURA 2. 17 RESULTADOS DE REMOVER LOS RECORTES EN RÉGIMEN DE FLUJO TURBULENTO Y LAMINAR.



Flujo turbulento

⁴⁴ (MiSwaco, 2001)



Flujo laminar

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Las velocidades altas pueden erosionar las camas y transportar los recortes, perturbando la formación de recortes cuando se utiliza flujo turbulento (figura arriba).

Las velocidades bajas, reología y rotación son críticas en el flujo laminar, sin reducir la capacidad de remoción de los recortes en la formación en pozos desviados (figura abajo).

2.2.1.5 La rata de flujo

Genera la fuerza que permite levantar los recortes que se encuentran en el fondo y en la columna del pozo para posteriormente llevarlos a superficie. La rata de flujo es un parámetro de los más importantes que permite la limpieza del pozo.

Según ITP y BP Amoco, la rata de flujo debe mantenerse dentro de las siguientes características:

TABLA 2. 3 GPM VS TAMAÑO Y ÁNGULO DEL POZO

MINIMO GPM VERSUS TAMAÑO DEL HOYO Y ÁNGULO DEL HOYO					
TAMAÑO DEL HOYO	26"	17 1/2" - 16"	12 1/4"	8 1/2"	6 1/8"
INTERVALO DE ÁNGULOS					
0 - 35	700 GPM	500 GPM	400 GPM	300 GPM	200 GPM
35 - 55	1250 GPM	950 GPM	650 GPM	450 GPM	250 GPM

55 +		1100 GPM	750 GPM	500 GPM	350 GPM
<i>La velocidad mínima de flujo (GPM) para cualquier tamaño y ángulo dado del hoyo depende mucho del peso de lodo, la reología del lodo y la geometría del espacio anular</i>					

Fuente: ITP; (Meza, David; Gómez, Gabriela, 2012); BP AMOCO

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Y según Schlumberger, la rata de flujo de acuerdo al tamaño del hoyo debe mantenerse con siguiente rango, para una buena limpieza en el pozo, como se ilustra en la siguiente tabla:

TABLA 2. 4 GPM DESEABLE SEGÚN EL TAMAÑO DEL POZO

Tamaño del hoyo	GPM deseable
17 1/2"	900 - 1200
12 1/4"	800 - 1100
9 7/8"	700 - 900
8 1/2"	450 - 600

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.2.1.6 Rata de penetración (ROP)

La rata de penetración tiene un efecto en la limpieza del pozo porque influye en el tamaño y la cantidad de recortes que pueden ser perturbados para la remoción en el pozo.

El efecto de la rata de penetración resulta mejor para la remoción de las camas formadas por la acumulación de recortes en pozos desviados pero vale mencionar que la limpieza en el pozo de las camas disminuye cuando el ángulo se incrementa y además la acumulación puede persistir si se para repentinamente de perforar el pozo. En las secciones verticales si se deja de perforar no tiene una influencia en la remoción de los recortes, es decir la limpieza se puede lograr.⁴⁵

⁴⁵ (MiSwaco, 2001)

El control de recortes en las zarandas no tiene influencia en el efecto de la aplicación de la rata de penetración para remover los recortes por ende no es confiable dar seguimiento en este caso.

A continuación se presenta el ROP máxima que se puede aplicar en relación al hoyo según BP Amoco e ITP, como se observa en la siguiente tabla:

TABLA 2. 5 ROP MÁXIMA VS TAMAÑO Y ÁNGULO DEL POZO

ROP MÁXIMA VERSUS TAMANO DEL HOYO Y ÁNGULO DEL HOYO					
TAMAÑO DEL HOYO	26" (ft/h)	17 1/2" - 16" (ft/h)	12 1/4" (ft/h)	8 1/2" (ft/h)	6 1/8" (ft/h)
INTERVALO DE ÁNGULO					
0 - 35	60	110	155	240	285
35 - 55	40	75	85	125	165
55 +		60	75	100	115
<i>Las pautas de velocidad de penetración se basan en características de lodo y velocidad anulares adecuadas</i>					

Fuente: ITP

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.2.1.7 Perforar con deslizamiento

Cuando se perfora solamente desplazando se tiende a dejar las camas de recortes debido a que no hay un movimiento brusco que perturbe esas secciones.

Cuando se perturba las camas formadas por los recortes, estos van a ser transportados a lo largo del pozo de manera homogénea, sin embargo cuando los recortes llegan a partes altas del pozo, la presión de fondo se ve afectada por la alta carga de recortes.

Para obtener mejores resultados se recomienda rotar primero antes de deslizar, esto hace que los recortes se alejen del BHA.⁴⁶

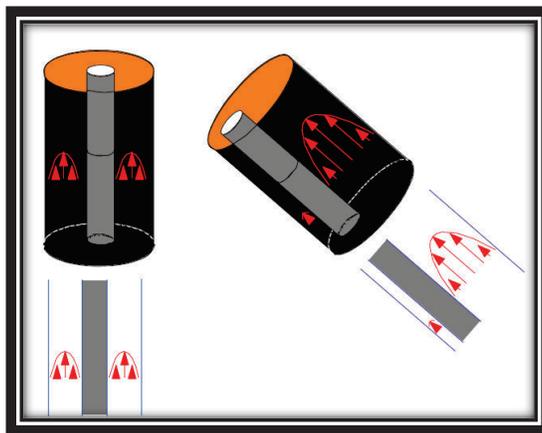
⁴⁶ (MiSwaco, 2001)

2.2.1.8 Rotación de la sarta de perforación y excentricidad

La rotación de la tubería es un parámetro fundamental para la remoción de recortes del fondo del pozo, debido a la fuerza centrífuga que el movimiento de la sarta genera. Es importante mencionar que la eficiencia de transporte de recortes con el movimiento de la sarta depende de la excentricidad, por ejemplo para pozos verticales la tubería de perforación se coloca excéntrica con respecto al pozo pero no afecta de manera significativa a la limpieza en el pozo, sin embargo en pozos desviados donde la tubería de perforación tiene una fuerte tendencia hacia la pared baja del pozo (efecto de la gravedad), genera diferentes perfiles de velocidad de fluido a través del espacio anular afectando al transporte de recortes.⁴⁷

La excentricidad va incrementando un efecto significativo cuando el pozo aumenta su ángulo, debido al efecto sobre el perfil de flujo como se observa en la figura 2.18.

FIGURA 2. 18 EXCENTRICIDAD EN EL POZO



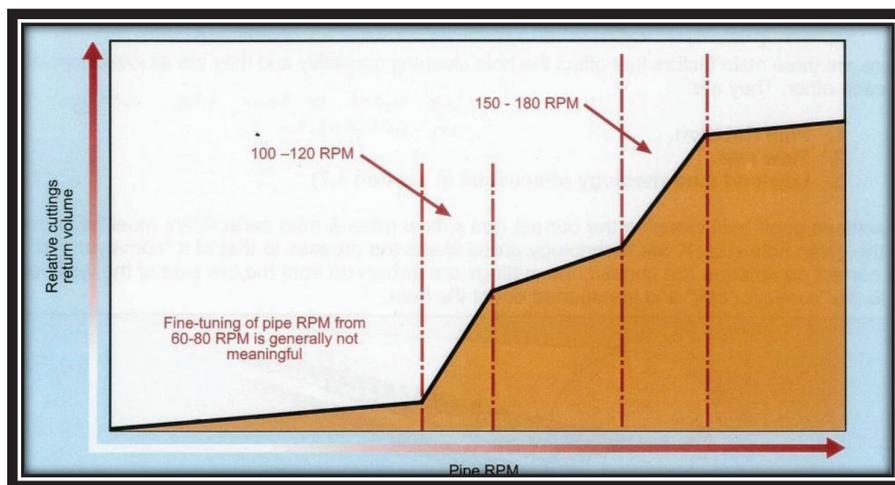
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Es importante mencionar que para la eficiencia de la limpieza en el pozo se debe tomar en cuenta los valores de rango de la rotación en las diferentes secciones de perforación como se puede apreciar en la siguiente figura 2.19 y tabla 2.6

⁴⁷ (MiSwaco, 2001)

FIGURA 2. 19 RPM VS RETORNO RELATIVO VOLUMEN RE RECORTES



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

TABLA 2. 6 RPM DESEABLE VS TAMAÑO DEL POZO

Tamaño del hoyo	RPM deseable	RPM mínima
17 1/2"	120 - 180	120
12 1/4"	120 - 180	120
9 7/8"	120 - 150	100
8 1/2"	70 - 100	60

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

2.2.1.9 Hidráulica

La hidráulica es el concepto que se menciona para el proceso en que la presión que disipa las boquillas de la broca, se utiliza para remover los recortes en el fondo del pozo. Alrededor de un 70% de presión se disipa a la broca para este proceso.

2.2.1.10 Backreaming (regreso rotando)

La tasa de backreaming⁴⁸ debe ser restringida al igual que el rango de la limpieza durante la perforación.

El rango que se debe tomar en cuenta es cinco veces el ROP utilizado para perforar esa sección. Esto asegura de que existan los mismos recortes en el flujo anular como cuando se perfora, como por ejemplo suponiendo que el ROP que se perfora es a 40 m/h la tasa máxima de backreaming es de 200 m/h.

2.2.2 CRITERIOS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO

Hay diferentes opiniones sobre lo que constituye una buena limpieza del pozo. Desde el punto de vista práctico, la limpieza del pozo es adecuada si no se sufre ningún problema operacional. Esto significa que los requisitos de limpieza del pozo varían entre los diferentes pozos e incluso entre diferentes intervalos del mismo pozo.

Naturalmente, cuando no se observa ningún recorte en las zarandas, se supone que la limpieza del pozo es insuficiente. La perforación de lutitas reactivas usando un lodo base agua muy dispersivo limitará la cantidad de recortes observada en la zaranda. Otros indicadores físicos de limpieza son: las camas de recortes en los pozos horizontales, los anillos de lodo, los puentes y los empaquetamientos.⁴⁹

Desafortunadamente, la observación de grandes volúmenes de recortes en la zarandas no significa automáticamente que el transporte de los recortes es excelente.

La comparación entre el volumen de recortes generados por la barrena y el volumen del pozo perforado es una de las técnicas de campo disponibles para medir la eficiencia de la limpieza del pozo. Las operaciones de “cero descarga” y “sin descarga de recortes” son ejemplos en los cuales los volúmenes de recortes son monitoreados. Típicamente la relación del volumen de recortes en

⁴⁸ Es el proceso en el cual la sarta rota al mismo tiempo que lo realiza la broca, este movimiento se realiza para repasar una zona perforada o para avanzar en una zona que lo requiera.

⁴⁹ (MiSwaco, 2001)

la superficie al volumen de recortes en el fondo del pozo varía desde aproximadamente 1,5; 2,2 pero esta relación debería usarse como tendencia para destacar los problemas potenciales. Evidentemente, las relaciones inferiores a 1,0 indican que hay algún problema de limpieza del pozo. Uno de los inconvenientes de esta técnica es su incapacidad para identificar los grandes recortes que permanecen en el fondo hasta que sean triturados para formar partículas de tamaño suficientemente pequeño para ser transportadas hasta la superficie.⁵⁰

Hay varias técnicas para predecir la eficiencia de la limpieza en el fondo del pozo cuando no es posible tomar medidas directas. En las secciones verticales, la velocidad anular mínima, la velocidad de caída, la velocidad de ascenso, la razón de transporte de recortes y la concentración de recortes son las más comunes. En los pozos direccionales, el espesor de la cama de recortes también constituye un buen indicador, aunque no sea efectivo. A diferencia del relleno del pozo en los pozos verticales, el espesor de las camas de recortes no puede ser medido.

Hubo un momento en que la velocidad anular mínima constituía el criterio tradicional para determinar la buena limpieza del pozo. Las velocidades de 100 a 120 pies/hora eran consideradas adecuadas, aunque éstas dependían obviamente del tamaño del pozo. Para los pozos muy grandes (> 17 ½ pulg), donde no se podía lograr una velocidad de 100 pies/min, se aumentaba considerablemente el punto cedente del lodo para lograr una limpieza adecuada del pozo. Un fluido de gel floculado es un sistema comúnmente usado para este fin.⁵¹

La Velocidad Mínima de Transporte (MTV) es una técnica reciente aplicable a los pozos direccionales. Este concepto supone que un intervalo del pozo puede ser limpiado eficazmente si todos los recortes están suspendidos en la corriente de flujo o en camas que se mueven hacia arriba en la dirección del flujo. La

⁵⁰ (MiSwaco, 2001)

⁵¹ (MiSwaco, 2001)

velocidad anular debería ser igual o superior al valor de MTV calculado para ambas condiciones.⁵²

2.2.3 PAUTAS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO

Al establecer pautas para la limpieza del pozo, es importante revisar las relaciones entre los parámetros indicados y reconocer que algunos de éstos pueden constituir variables independientes y dependientes. Muchas veces un parámetro determinado, como el tipo de formación, determinará la manera de enfocar la limpieza del pozo. Por ejemplo un pozo horizontal típico, perforado a través de una formación muy competente de Tiza de Austin, puede utilizar un fluido de perforación de yacimiento a base de salmuera. Por lo tanto los siguientes parámetros serían apropiados: flujo turbulento, alta velocidad anular, baja viscosidad y bajos esfuerzos de gel de fluido, con efectos mínimos de excentricidad y rotación de tubería. En cambio, un intervalo horizontal de arenisca no consolidada impondría un control de filtración rigurosa y un flujo laminar. Una alta reología a baja velocidad de corte y esfuerzos de gel planos serían adecuados, especialmente si se puede hacer girar la tubería excéntrica.⁵³

Las pautas prácticas de limpieza del pozo descritas a continuación están destinadas a ser usadas en el campo.

Están agrupadas de acuerdo con los siguientes tipos de pozos: generales (todos los pozos), pozos verticales/ casi verticales y pozos direccionales (incluyendo los pozos horizontales)

Pozos generales

Usar la velocidad anular más alta posible para mantener la buena limpieza del pozo, cualquiera que sea el régimen de flujo. La velocidad anular proporciona la fuerza de impacto ascendente necesaria para un buen transporte de recortes, incluso en los pozos direccionales y horizontales.

Usar la reología y los esfuerzos de gel del lodo para lograr las capacidades de suspensión y transporte.

⁵² (MiSwaco, 2001)

⁵³ (MiSwaco, 2001)

Controlar la perforación para tratar las situaciones difíciles de limpieza del pozo, pero solamente como último recurso. La velocidad de penetración determina la carga anular de recortes. Las consecuencias negativas de limitar la velocidad de perforación son obvias.

Aprovechar en los viajes al salir del pozo, el movimiento de la sarta (rotación y circulación), para perturbar recortes que se encuentren adheridos a las paredes del pozo.

Monitorear continuamente los parámetros que afectan la limpieza del pozo, y tomar las medidas correspondientes. Considerar siempre las consecuencias de los cambios sobre las otras operaciones.

Medir la reología del lodo bajo las condiciones de fondo, especialmente en las aplicaciones de aguas profundas y de alta temperatura, alta presión (ATAP).

Evitar el uso de lodos muy dispersivos que aunque puedan mejorar la limpieza del pozo, puedan crear un problema de sólidos en el lodo.⁵⁴

Pozos verticales y casi verticales

Mantener la concentración de recortes a menos de 5% (en volumen) para minimizar los problemas de perforación.

Por razones de eficiencia y de costo, usar un lodo cuya viscosidad ha sido determinada en base al tamaño del pozo y a la velocidad de caída calculada

Usar periódicamente píldoras de barrido de alta densidad/alta viscosidad para corregir los problemas de limpieza. No realizar ningún barrido a menos que las condiciones del pozo lo exijan. Las píldoras de barrido deberían ser >0,5 lb/gal más pesadas que el lodo, y si es posible, deberían ser combinadas con una agitación enérgica del fluido y mecánica.

Monitorear el pozo para detectar cualquier síntoma de la acumulación de recortes, relleno y puentes.

⁵⁴ (MiSwaco, 2001)

No se debe contar con que la rotación de la tubería mejore la limpieza del pozo, especialmente en los pozos de gran diámetro.⁵⁵

Pozos direccionales

Usar técnicas de limpieza del pozo para minimizar la formación de camas de recortes y la caída subsiguiente que puede producirse en las secciones del pozo en una inclinación de 30° a 60°.

Usar fluidos de alta viscosidad desde el principio, ya que las camas de recortes se sedimentan fácilmente pero son difíciles de eliminar.

Tratar el lodo para obtener esfuerzos de gel altos y planos durante los periodos estáticos y de bajos caudales.

Programar viajes del limpiador e intervalos periódicos de rotación de la tubería cuando se realizan muchas operaciones de deslizamiento y cuando se puede esperar la formación de camas.⁵⁶

Hacer girar la tubería a velocidades mayores que 50 RPM, si es posible, para impedir la formación de camas y ayudar a eliminar las camas preexistentes.

Aumentar el peso del lodo para corregir los problemas causados por los esfuerzos sobre el pozo que pasan por problemas de limpieza del pozo.

Considerar la perforación de intervalos horizontales competentes de diámetro más pequeño, usando un flujo turbulento. Los fluidos de baja viscosidad entran en un estado de turbulencia a caudales más bajos que los fluidos viscosos. Cualquier cama que pueda formarse puede ser erosionada por los mayores caudales requeridos para obtener un flujo turbulento.⁵⁷

No se debe contar con que las píldoras de barrido viscosas sean muy eficaces, a menos que vayan acompañadas de altos caudales y de rotación y/o del movimiento alternativo de la tubería

⁵⁵ (MiSwaco, 2001)

⁵⁶ (MiSwaco, 2001)

⁵⁷ (MiSwaco, 2001)

2.2.4 PILDORAS PARA LA LIMPIEZA DEL POZO

El manejo adecuado de píldoras de lodo puede optimizar la limpieza del hoyo en pozos verticales y direccionales.

Las píldoras de alta viscosidad (preferible pesadas) comúnmente son efectivas en hoyos con diámetro mayor de 8 ½" mientras que las píldoras de baja viscosidad son efectivas en hoyos menores a 8 ½".

El bombear píldoras de baja viscosidad seguida de una píldora de alta viscosidad (pesada) incrementa la limpieza de agujero en pozos de diámetro grande comúnmente en pozos verticales.

Mejoramos la limpieza del hoyo cuando al mismo tiempo de rotar bombeamos diferentes tipos de píldoras.

El volumen adecuado del bombeo de píldoras puede ser determinado en base al diámetro del hoyo y la columna hidrostática.

Las Píldoras tiene que ser monitoreadas cuidadosamente y los retornos de los recortes en las zarandas necesitan ser evaluados periódicamente.⁵⁸

2.2.4.1 Píldoras de alta viscosidad

Aditivos viscosificantes generalmente son incluidos al fluido base, para ello se recomienda un volumen de píldora de 25 a 50 bbls.

Píldoras de alta viscosidad son efectivos para remover recortes en un agujero vertical.

La circulación de píldoras viscosas en las camas de recortes en secciones de alto ángulo, han mostrado bajo efecto para la perturbación y remoción de las camas.⁵⁹

El uso de solo un tipo de píldora viscosa para limpiar agujeros direccionales puede no proveer suficiente limpieza de agujero.

⁵⁸ (MiSwaco, 2001)

⁵⁹ (MiSwaco, 2001)

2.2.4.2 Píldoras de baja viscosidad

Frecuentemente es solo el fluido base sin aditivos porque el fluido base generalmente tiene baja viscosidad y se vuelve turbulento a baja velocidades de flujo

Una píldora de baja viscosidad si puede ayudar a levantar y remover una cama de recortes, según el caso.

El uso de una píldora de baja viscosidad por si sola podría no ser efectiva.

Porque no tendrá la capacidad de perturbar totalmente los recortes y transportar hasta la sección vertical del agujero y lograr suspender los recortes cuando las bombas sean apagadas.⁶⁰

2.2.4.3 Píldoras pesadas

Una píldora pesada es lodo con aditivos densificantes para poder crear un peso de 2 a 3 ppg más pesada.

Este tipo de píldora puede ayudar a mejorar la limpieza de agujero debido a que incrementa la suspensión de los recortes.

Este tipo de píldora puede ser usado como parte de un tren de píldoras.

2.2.4.4 Tren de píldoras

Es una combinación de dos tipos de píldoras, una de baja viscosidad y otra píldora pesada

El principio es que la píldora de baja viscosidad remueva los recortes de la sección baja del agujero y la píldora de peso ayude a transportar fuera del hueco.

La píldora pesada en ocasiones es sustituida por una píldora viscosa. El tren de píldoras puede ser muy efectivo en remover los recortes del pozo y en ciertos casos es usada para la limpieza de agujero.⁶¹

⁶⁰ (MiSwaco, 2001)

⁶¹ (MiSwaco, 2001)

En ocasiones cuando el agujero está lleno de recortes y se bombea un tren de píldoras, existe la posibilidad de un empacamiento.

Cuando se encuentra problemas de limpieza en el agujero, se recomienda usar inicialmente altos gastos de flujo, rotación de tubería y reciprocación para optimizar la limpiar el agujero. Después de que aparentemente el agujero se ha limpiado, use un tren de píldoras para asegurar la limpieza. (MiSwaco, 2001)

2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación, es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del hoyo. A continuación vamos analizar las funciones a cumplir y las propiedades del fluido de perforación a mantener para alcanzar los objetivos propuestos.

El fluido de perforación o lodo, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancia con características físicas y químicas apropiadas.

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, y que evite contaminaciones de sales solubles o minerales, además de permanecer estable en altas temperaturas. Igualmente es importante que las propiedades se mantengan según las exigencias de las operaciones.

2.3.1 Funciones de los fluidos

El propósito principal del fluido de perforación es ayudar a realizar una perforación rápida y segura, para ello se debe cumplir con las siguientes funciones.

2.3.1.1 Capacidad de transporte

Conjuntamente con las propiedades de los fluidos como la densidad, viscosidad, el punto cedente y la velocidad de circulación y velocidad anular, hacen posible la remoción y el transporte de recortes desde el fondo del pozo hasta superficie.

2.3.1.2 Enfriar y lubricar

El fluido de perforación proporciona enfriamiento en la broca durante la circulación del calor generado por la fricción mecánica entre la broca y la formación. Al mismo tiempo el fluido actúa como lubricante y este valor puede incrementarse con algún producto químico elaborado para dicho fin.

2.3.1.3 Formar revoque

Para reducir problemas de derrumbes y puntos apretados de tubería en formaciones especialmente permeables, es necesario formar un revoque logrando cubrir la pared del hoyo, para ello es necesario incrementar la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos.

2.3.1.4 Controlar la presión de la formación

El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en función de la densidad y altura vertical del pozo, para controlar la presión de la formación evitando a la vez un influjo hacia el pozo.

2.3.1.5 Capacidad de suspensión

La propiedad como la reología o fuerza de gel del fluido permite la suspensión de las partículas sólidas, especialmente cuando se interrumpe la circulación. Esta propiedad reduce la caída de los sólidos al fondo del pozo.

2.3.1.6 Flotabilidad

La sarta de perforación, la tubería de revestimiento pierden peso cuando se introducen en el pozo, debido al factor de flotabilidad del fluido que va a depender del peso del lodo.

2.3.1.7 Estabilidad

El fluido de perforación permite estabilizar las formaciones permeables con peso y revoque adecuado y las formaciones impermeables con peso.

2.3.1.8 Evaluación

El fluido facilita la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones perforadas.

2.3.1.9 Hidráulica

El fluido se transmite desde la superficie hasta el fondo del pozo, permite una caída para tener una máxima presión en la broca para tener valores óptimos de caudal y chorros, para facilitar la limpieza del fondo del pozo y el espacio anular.

2.3.2 Propiedades del lodo

En términos generales, diferentes tipos de fluido de perforación proporcionan un transporte similar de los recortes si sus propiedades de fondo también son similares. Sin embargo, la selección de las propiedades óptimas requiere que se consideren cuidadosamente todos los parámetros pertinentes. Evidentemente, las propiedades del lodo deben ser mantenidas en ciertos límites para ser eficaces sin ser destructiva o contraproducentes. Las propiedades que son especialmente interesantes para la limpieza del pozo incluye el peso, la viscosidad, el esfuerzo de gel y el nivel de inhibición del lodo.

2.3.2.1 Peso del lodo (densidad)

El peso del lodo hace flotar los recortes y reduce su velocidad de sedimentación, pero en realidad no se utiliza para mejorar la limpieza en el pozo. En cambio, los pesos del lodo deberían ser ajustados solamente en base a la presión poral, el gradiente de fractura y los requisitos de estabilidad del pozo. Los pozos verticales perforados con lodos pesados suelen tener una limpieza adecuada en comparación con los pozos direccionales muy desviados que son perforados con fluidos de baja densidad.

La inestabilidad del pozo constituye un caso muy especial donde el peso del lodo se centra claramente en la causa y no en los síntomas de los problemas de limpieza del pozo. Como regla general, las formaciones perforadas direccionalmente requieren pesos de lodo más alto para impedir la falla y el derrumbamiento del pozo dentro del espacio anular. En realidad lo que puede parecer en la superficie como un problema de limpieza del pozo, puede ser un problema relacionado con los esfuerzos que debería ser corregido aumentando el peso del lodo.

2.3.2.2 Viscosidad API

Es determinado con el embudo Marsh y se utiliza para comparar la fluidez de un líquido con la del agua.

El beneficio que aparentemente tiene esta propiedad es la suspensión de los recortes en el espacio anular cuando se tiene flujo laminar.

Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con propiedades de viscosidad más bajas posibles.

2.3.2.3 Viscosidad plástica

Esta propiedad resulta de la fricción mecánica entre el (sólido y líquido) o (líquido y líquido), depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido.

Una baja viscosidad plástica entre un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del pozo con altas tasas de penetración.

2.3.2.4 Esfuerzo cedente (YP)

El esfuerzo cedente controla el tamaño de los recortes, los cuales pueden ser suspendidos por el flujo del lodo (suspensión dinámica). El punto cedente a baja velocidad de corte (LSYP) calculado a partir de los valores obtenidos a 6 y 3 RPM, también se acepta como parámetro para cuantificar la LSRV:

$$LSYP = (2 * U3rpm) - 6rpm$$

El YP puede desempeñar un papel aún más importante en lo que se refiere a la limpieza de los pozos direccionales, si es aplicado de acuerdo con las condiciones específicas del pozo. Por ejemplo, en el flujo laminar, se ha establecido una clara correlación entre la mejora de la limpieza del pozo y altos valores de YP, especialmente en conjunción con la rotación de la tubería excéntrica. Por otra parte, se prefieren valores bajos de YP para la limpieza del pozo en un flujo turbulento con caudales más bajos.

2.3.2.5 Esfuerzos de gel

El esfuerzo de gel proporciona la suspensión bajo condiciones estáticas y de baja velocidad de corte. Aunque los esfuerzos de gel estén estrechamente relacionados con la viscosidad, sus efectos sobre la limpieza del pozo a veces no son considerados. Los geles de desarrollo rápido pueden ser muy útiles. En cambio los geles demasiado altos y/o progresivos deberían evitarse porque pueden causar o intensificar numerosos problemas graves de perforación.

2.3.2.6 Filtrado API

El filtrado indica la cantidad relativa de un líquido que se filtra o pierde cuando el fluido es sometido a una presión diferencial, a través del revoque hacia las formaciones permeables. Esta propiedad es afectada por la presión, dispersión, temperatura y tiempo.

2.3.2.7 pH

El pH es un indicador si el lodo es ácido y base. Es frecuente utilizar fluidos base acuosa que son alcalinos y que trabajan en rangos de pH entre 7.5 a 11.5.

2.3.2.8 % Arena

La arena se considera un sólido indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible. La arena daña a los equipos de perforación, igualmente su acumulación especialmente en pozos desviados puede ocasionar problemas como la pega de tubería.

CAPITULO 3

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS Y SELECCIÓN DE VARIABLES

Para este análisis se tomó muestras de 5 pozos recomendados por la ARCH durante el periodo de los años 2013 y 2014 del campo Palo Azul, debido a que se observó varios casos de empaquetamiento de tubería y puntos apretados.

Este capítulo comprende la selección de información referencial y relevante de cada pozo que contengan: datos, comentarios, sucesos, que permita analizar el problema.

A continuación se presenta las consideraciones importantes para cada pozo:

- Datos generales del pozo
- Reporte geológico de las secciones problemas
- Reporte de perforación en las secciones problema
- Resumen de operaciones
- Reporte de los fluidos de perforación en las secciones problemas
- Reporte de tiempos y costos de cada pozo

Los datos de los reportes para la presente investigación provienen de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

3.1 INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO PALO AZUL CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS.

3.1.1 POZO PALO AZUL N 0-29

El pozo Palo Azul N 0-29 fue perforado desde la plataforma PALO AZUL N, se presenta como un pozo de desarrollo tipo “J”, cuyo objetivo principal fue Hollín y objetivos secundarios arenisca “U” y “T”.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 20 de agosto de 2013 a las 6:30 horas y culminó el 16 de septiembre del 2013 a las 06:00 horas.

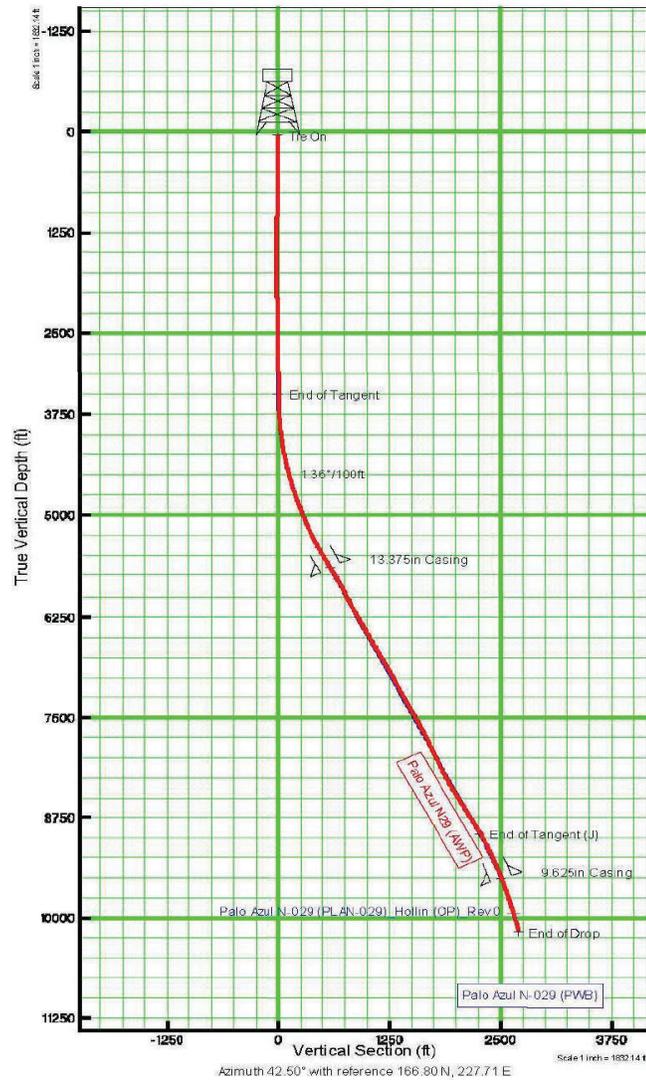
3.1.1.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-29

Pad	PLAN
Pozo	PLAN-029
Compañía operadora	PETROAMAZONAS
Nombre del taladro	H&P 121
Contratista del taladro	H&P
Elevación del terreno	1013.19 psnm
Elevación de la mesa rotaria	1050.49 psnm
Coordenadas de Superficie: Zona UTM	
Norte	9985033.10 mN
Este	283592.86 mE
Latitud	0°08'07.189"S
Longitud	76°56'39.658"W
Coordenadas del objetivo Hollín	
Norte	9985628.62 mN
Este	284140.64 mE
Tipo de pozo	Direccional "J"
Profundidad total	10754' MD/ 10164' TVD
Máxima inclinación	29.7° @ 9336' MD
Inicio de perforación	Agosto 20/2013 a las 06:30 hrs
Final de perforación	Septiembre 16/2013 a las 06:00 hrs

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.1.2. Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.1.3 Evaluación de incidentes en las secciones problema del pozo Palo Azul N 0-29

En la sección 12 ¼" se encontraron varios puntos apretados no continuos, entre las profundidades de 5776 ft hasta 10122 ft, en un tramo de inclinación que va desde 27,6° hasta 18,92°, teniendo una inclinación máxima de 29,7° a 9336 ft .

Durante la perforación de la fase 8 ½” en la formación hollín (Estuario Fluvial), a 10719 ft se produjo pega diferencial mientras se perforaba, perdiendo rotación con circulación total, se trabajó tensionando la tubería y circulando varias veces con resultado positivo.

3.1.1.3.1 Evaluación geológica

En el caso del pozo Palo Azul N 0-29, la selección de la información permite encontrar información geológica en los viajes con problemas, en la sección 12 ¼” y la sección 8 ½”, como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 1 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-29

POZO PALO AZUL N 0-29					SECCIÓN	12 1/4"
INTERVALO DEL VIAJE		FORMACION /MIEMBRO	LITOLÓGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES	
Desde (ft)	Hasta (ft)					
7422	5776	Orteguaza	Lutita con intercalaciones de arenisca y limolita	Saca BHA direccional # 04 por viaje de 40 hrs de perforación	<i>El viaje presenta puntos apretados las cuales trabajando la sarta se logró liberarlos</i>	
Superficie	8260	Cgl Medio, Cgl Inferior	Conglomerado	Baja BHA direccional # 05 ATK continuar perforando	<i>El viaje presenta puntos apretados que se generan en los cuerpos conglomeraticos</i>	
9305	Superficie	Tena, Tiyuyacu, Cgl inferior	Arcillolita, limolita, arenisca, caliza, conglomerado	Saca BHA direccional # 05 a superficie	<i>Se tiene restricción hacia la base del conglomerado inferior, presencia de varios puntos apretados por lo que se realizó circulación intermedia</i>	
Superficie	9305	Cgl Medio	Conglomerado	Baja BHA # 06 ATK continuar perforando	<i>Se tuvo punto apretado en el miembro conglomerado medio</i>	
9521	Superficie	Base Cgl Inferior	Arcillolita con intercalaciones de limolita y arenisca	Saca BHA direccional # 06 para cambio de broca	<i>Se encontró puntos apretados que corresponde a la base conglomerado inferior, se bajó relogenado el intervalo 7890' hasta 7969'.</i>	
Superficie	9521	Tena	Arcillolita con intercalaciones de limolita y arenisca	Baja BHA # 07 continuar perforando	<i>Se encontró punto apretado corresponde a la formación Tena, se bajó relogenado el intervalo 9487' hasta 9520'.</i>	
10122	Superficie	Napo, Cgl Medio	lutitas con intercalaciones de caliza	Saca BHA # 07 a 10122 punto csg 9 5/8"	<i>En el viaje se observó un overpull de hasta 30 KLB, en el cual la sarta se pudo liberar con tensión</i>	

POZO PALO AZUL N 0-29					SECCIÓN	8 1/2"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION /MIEMBRO	LITOLOGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES	
Desde (ft)	Hasta (ft)					
Superficie	10754	Estuario Fluvial	Arenisca con intercalaciones de lutitas	Corre liner 7" a 10754'	<i>Se presentó una pega durante la perforación, se bajó hasta 10750' con circulación y rotaria</i>	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.1.3.2 Evaluación de perforación

En el caso del pozo Palo Azul N 0-29, la selección de esta información permite encontrar parámetros que se utilizaron al perforar en la sección 12 ¼" y 8 ½".

TABLA 3. 2 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-29

FASE 12 1/4"							
Broca #	Profundidad		Intervalo perforado (ft)	Horas Netas	ROP Neta	RPM	Caudal (gpm)
	Entrada (ft)	Salida (ft)					
3	5791	8260	2469	64,22	38,4	0-80	580-900
4	8260	9305	1045	23,72	23,7	0-80	800-880
4R	9305	9520	215	15,51	15,5	70-135	800-860
5	9520	10122	602	32,7	18,4	70-130	820-920
FASE 8 1/2"							
6	10122	10754	632	17,09	37	100-130	380-385

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.1.3.3 Evaluación de los fluidos de perforación

La información en el reporte de los fluidos de perforación permite evidenciar los problemas encontrados en las secciones 12 ¼" y 8 ½", como se muestra en las siguientes tablas.

TABLA 3. 3 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO PALO AZUL N 0-29

POZO: Palo Azul N 0-29			
Sección		12 ¼"	
Profundidad			
Desde		Hasta	
5791 pies		10122 pies	
Problema encontrado	Puntos apretados durante viaje de calibre en la formación Tiyuyacu (conglomerados).		
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield		
Máxima inclinación	29,7° a 9336 ft		
Horas Netas de perforación	137 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.6-11.3	11.0-19.0	14.0-26.0	8.5-5.8
Máxima LGS %	9.5	pH	9.4-10.2

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

TABLA 3. 4 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-29

POZO: Palo Azul N 0-29	
Sección	8 ½ "
Profundidad	
Desde	Hasta
5791 pies	10122 pies
Problema encontrado	Torque errático y alto, bajo ROP

Sistema de fluido de perforación	KLA Shield NT		
Máxima inclinación	11,56° a 10084 ft		
Horas Netas de perforación	38,5 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.8-10.3	24-32	30-43	4.4-5-1
Máxima LGS %	3.7	pH	9.6-10.1

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.1.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-29

Los problemas encontrados por puntos apretados no continuos en la sección 12 ¼" y pega de tubería en la sección 8 ½", con llevan afectar en el tiempo y costo del programa de perforación, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 5 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-29

Análisis de tiempo			
<i>Tiempo</i>	<i>Horas</i>	<i>Días</i>	<i>Porcentaje</i>
Total tiempo productivo	592,5	24,69	91,51%
Total tiempo no productivo	55	2,29	8,49%
Total tiempo pozo	647,5	27	100,00%
<i>Tiempo por pega de tubería</i>	<i>1,5</i>	<i>0,063</i>	<i>0,23%</i>
Análisis de costos totales \$Dólares			
<i>Planificados</i>	<i>Incrementos</i>	<i>Reales</i>	
4.639.656	56.599,48	4.696.255,48	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2 POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

El pozo Palo Azul N 0-48 ST1 fue perforado desde la plataforma PALO AZUL C, se presenta como un pozo de desarrollo tipo "J", cuyo objetivo principal fue Hollín (Caliza "C"), objetivos secundarios arenisca "U" y Basal Tena.

Adicionalmente en este pozo se realizó una operación de desviación de trayectoria, se efectúa el análisis tanto en el pozo PALO AZUL C 0-48 como en el pozo PALO AZUL C 0-48 ST1.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 05 de junio de 2013 a las 11:00 horas y culminó el 25 de julio del 2013 a las 08:00 horas.

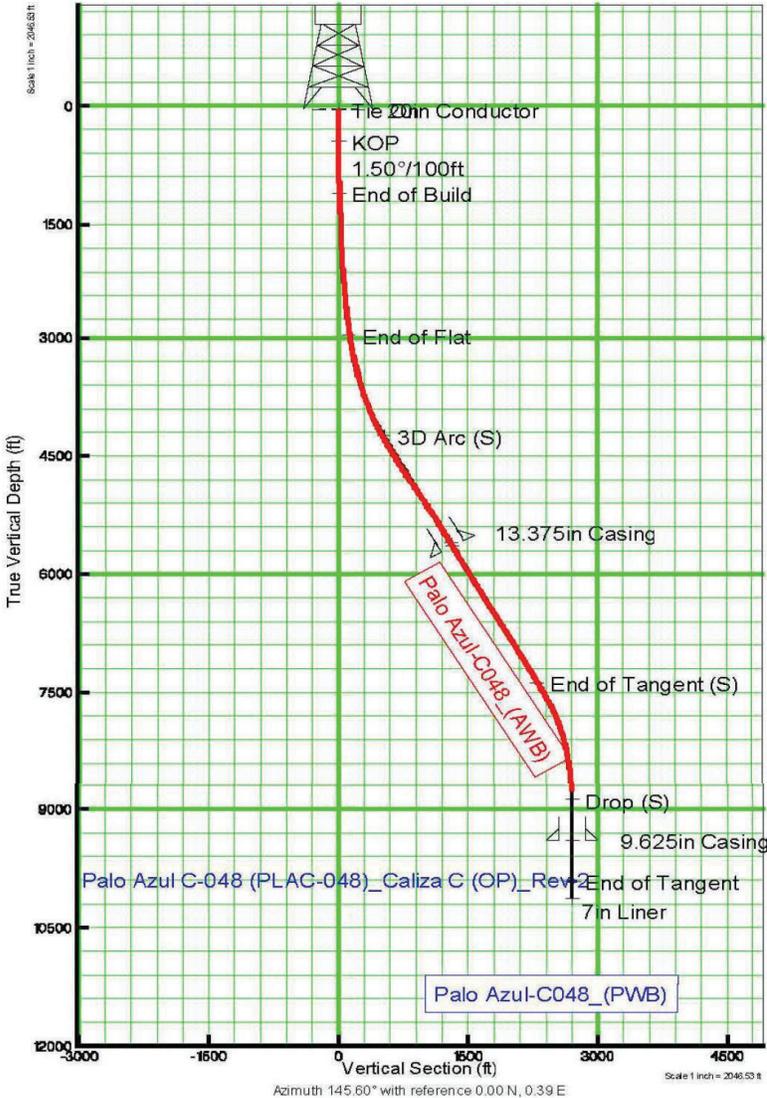
3.1.2.1 Datos generales del pozo Palo Azul C 0-48 ST1

Pad	PLAC	PLAC
Pozo	PLAC 0-48	PLAC-048 ST1
Compañía Operadora	PETROAMAZONAS	PETROAMAZONAS
Nombre del Taladro	H&P 121	H & P 121
Contratista del Taladro	H&P	H & P
Coordenadas de Superficie: Zona UTM		
Norte	9979750.58 mN	9979750.58 mN
Este	280964.00 mE	280964.00 mE
Latitud	0°10'59.131" S	0°10'59.131" S
Longitud	76°58'04.671" W	76°58'04.671" W
Coordenadas del Objetivo Hollín		
Norte	9979070.00 mN	9979070.00 mN
Este	281430.00 mE	281430.00 mE
Tipo de Pozo	Direccional "S"	Direccional "J"
Profundidad Total	9435' MD/ 8764' TVD	10709' MD/ 10144' TVD
Máxima Inclinación	32.75°@5389' MD	32.75°@5389' MD

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2.2 Vista vertical del pozo Palo Azul C 0-48 ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul C 0-48 ST1

En la sección 12 ¼”, presencia de varios puntos apretados en la formación Tena, empaquetamiento de tubería a 8170 ft de profundidad al intentar sacar la tubería;

se trató de liberar la sarta sin éxito quedando pescado en el fondo del pozo. Se realizó side track en esta sección.

3.1.2.3.1 Evaluación geológica

En el caso del pozo Palo Azul C 0-48 ST1, la selección de la información, permite encontrar información geológica en los viajes con problemas, en la sección 12 ¼", como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 6 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

POZO PALO AZUL C 0-48 ST1				SECCIÓN	12 1/4"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION /MIEMBRO	LITOLÓGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES
Desde (ft)	Hasta (ft)				
9435	8170	Tena	Arcillolita, limolita, arenisca, caliza	Sacar BHA direccional # 05 por posible Wash Out hasta 8170'	<i>Puntos apretados en 8949', 8835' - 8830', 8386' - 8384', 8625' - 8250' y 8225' - 8165'.</i> <i>Tubería empaquetada a 8170', circulo con 320 GPM y 600 PSI y trabajo sarta martillando hacia abajo con 70 Klbs para tratar de liberar la sarta sin éxito.</i>

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2.3.2 Evaluación de perforación

En el caso del pozo, la selección de esta información permite encontrar parámetros que se utilizaron al perforar en la sección 12 ¼", tanto para el pozo piloto Palo Azul C 0-48 como en el pozo final Palo Azul C 0-48 ST1 del mismo, como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 7 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL C 0-48 Y PALO AZUL C 0-48 C ST1

FASE 12 1/4"							
Broca #	Profundidad		Intervalo perforado (ft)	Horas Netas	ROP Neta	RPM	Caudal (gpm)
	Entrada (ft)	Salida (ft)					
Pozo Plac 0-48							
3	5980	7908	1.928	36,42	52,9	40-130	885-940

3R	7908	9435	1.527	32,17	47,5	45-140	885-900
Pozo Plac 0-48 ST1							
4	5792	6025	233	3,8	61,3	42-80	900-920
4R	6025	6150	125	15,72	8	0-52	765-870
5	6150	8150	2000	36,38	55	55-135	830-920
6	8150	9094	944	12,51	75,5	100-130	900
6R	9094	9514	420	24,76	17	65-145	880-950
7	9514	10055	541	23,56	23	60-65	790-850

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2.3.3 Evaluación de los fluidos de perforación

La selección de la información permite evidenciar los problemas encontrados en la sección 12 ¼", como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 8 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

POZO: Palo Azul C 0-48			
SECCIÓN		12 ¼"	
Profundidad			
Desde		Hasta	
5980 pies		9435 pies	
Problema encontrado	Puntos apretados durante viaje de calibre en las formaciones Tiyuyacu (conglomerados).		
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield		
Máxima inclinación	31,12° a 7404 ft		
Horas Netas de perforación	95 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft^2)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.6-10.9	11-18	14-19	8.5-16
Máxima LGS %	10	pH	9.4-10.2

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul C 0-48 ST1

Los problemas encontrados por puntos apretados y el empaquetamiento de tubería en la 12 ¼", con llevan afectar en el tiempo y costo del programa de perforación, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 9 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

Análisis de tiempo del pozo Palo Azul C 0-48 ST1			
<i>Tiempo</i>	<i>Horas</i>	<i>Días</i>	<i>Porcentaje</i>
Total tiempo productivo	751	31,29	62,74%
Total tiempo no productivo	446	18,58	37,26%
Total tiempo pozo	1197	49,87	100,00%
Tiempo por pega de tubería	340	14,16	28,39%
Análisis de costos totales \$Dólares			
<i>Planificados</i>	<i>Incrementos</i>	<i>Reales</i>	
4.342.100	1.354.577,56	5.696.677,56	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3 POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

El pozo Palo Azul N 0-49H ST1 fue perforado desde la plataforma Palo Azul N, se presenta como un pozo de desarrollo horizontal, cuyo objetivo principal fue Hollín.

Adicionalmente en este pozo se realizó una operación de desviación de trayectoria, se efectúa el análisis tanto en el pozo piloto Palo Azul C 0-49H como en el pozo final Palo Azul C 0-49H ST1.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 25 de septiembre de 2013 a las 12:30 horas y culminó en superficie el 02 de Diciembre del 2013 a las 15:00 horas.

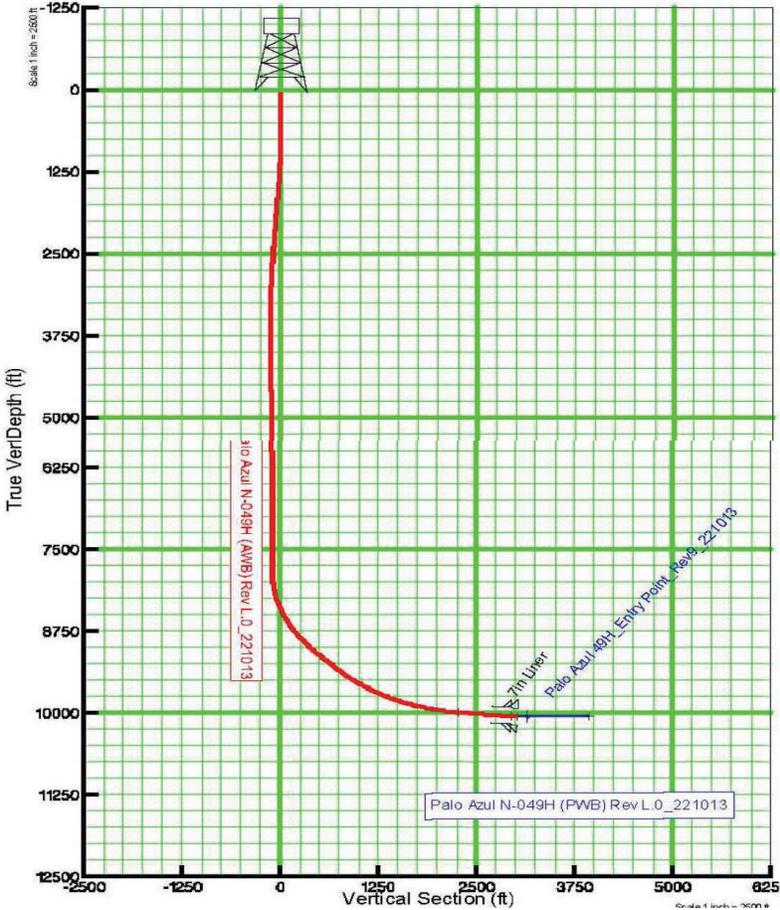
3.1.3.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-49H ST1

Pad	PLAN	PLAN
Pozo	PLAN 0-49H	PLAN-049H ST1
Compañía Operadora	PETROAMAZONAS	PETROAMAZONAS
Nombre del Taladro	H&P 121	H & P 121
Coordenadas de Superficie: Zona UTM		
Norte	9985033.10 mN	9985033.10 mN
Este	283589.20 mE	283589.20 mE
Latitud	0°08'07.189" S	0°08'07.189" S
Longitud	76°56'39.776" W	76°56'39.776" W
Coordenadas del Objetivo Hollín		
Norte	9985879.04 mN	995879.04 mN
Este	283909.60 mE	283909.60 mE
Tipo de Pozo	Horizontal	Horizontal
Profundidad Total	12130' MD/ 10051' TVD	12047' MD/ 10063' TVD
Máxima Inclinación	85.99°@12003' MD	89.3°@12047' MD

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-49H ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul N 0-49H ST1

En la sección 8 ½”, presencia de puntos apretados y empaquetamiento de tubería en la formación Napo, tanto en el pozo piloto Palo Azul N 0-49H como en el pozo final Palo Azul N 0-49H ST1.

3.1.3.3.1 Evaluación geológica

En el caso del pozo Palo Azul N 0-49H ST1, la selección de la información permite encontrar información geológica en la sección 8 ½”, donde se encuentran

problemas vinculados a puntos apretados y empaquetamiento de tubería; en la siguiente tabla se muestra los diferentes viajes donde se observa las dificultades.

TABLA 3. 10 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

POZO PALO AZUL N 0-49H ST1					SECCIÓN	8 1/2"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION/MIEMBRO	LITOLOGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES	
Desde (ft)	Hasta (ft)					
10860	10227	Arenisca "T", Caliza "B", Napo Medio, Arenisca "U", Caliza "A"	Lutita con intercalaciones de caliza	Saca BHA # 08 para viaje de calibración	Se presenta varios puntos apretados que se necesitó sacar con backreaming desde 10780' hasta 10714' donde se empaqueta la sarta	
Superficie	10860	Arenisca "U", Caliza "B", Arenisca "T", Napo Basal	Lutita con intercalaciones de caliza	Baja BHA Direccional # 09	A la profundidad de 10300 ft se empaqueta y pierde rotación al igual que en 10840	
10868	Superficie	Napo Basal, Napo Medio	Lutita	Saca BHA # 09 porque la herramienta direccional presento falla de comunicación	Presento punto apretado hasta con 30 klbs de tensión a 10812 ft.	
12000	11120	Base Caliza "C", Arenisca "T", Arenisca "U"	Arenisca, caliza, lutita, toba, caolinita	Saca BHA direccional # 10	Se empaqueta la sarta, se maniobra para encontrar circulación y continuar sacando BHA "10	
12130	12040	Estuario Fluvial	Arenisca, lutita	Saca BHA direccional #11 por viaje de calibración	Pega de tubería, existe circulación pero no rotación, se trabaja la sarta sin éxito	
12040	Superficie	Estuario Fluvial	Arenisca, lutita	Saca BHA direccional #11 por viaje de calibración	La tubería se empaqueta y pierde circulación. Se observa que sale incompleto, quedando en fondo 910 ft de pescado	
SIDE TRACK POZO PALO AZUL N 0-49H ST1					SECCIÓN	8 1/2"
Superficie	10312	Caliza "A"	caliza	Baja BHA direccional # 01 hasta tope de cemento	Se empaqueta la tubería al reparar parada y perdió circulación + rotación	
11372	Superficie	Base Caliza "C"	Arenisca, caliza	Saca BHA direccional #04 por problemas con baja ROP se decidió sacar para chequeo de la broca	Presencia de puntos apretados a 11360 ft, 11158 ft, 11124 ft	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3.3.2 Evaluación de perforación

En el caso del pozo Palo Azul N 0-49H ST1, la selección de esta información permite encontrar parámetros que se utilizaron al perforar en la sección 8 ½”, como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 11 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

FASE 8 1/2"							
Broca #	Profundidad		Intervalo perforado (ft)	Horas Netas	ROP Neta	RPM	Caudal (gpm)
	Entrada (ft)	Salida (ft)					
Pozo Plac 0-49H							
7	9936	10860	924	48,33	19,1	75-130	360-420
8	10860	10868	8	1,14	7	90-105	380-435
8R	10868	12000	1.132	35,54	31,9	130-135	390-440
9	12000	0	130	7,98	16,3	110-135	400-440
SIDE TRACK Pozo Plac 0-49H ST1							
1	12130	12130	0	0	0	BHA de limpieza + reacondicionamiento 1	
2	12130	12130	0	0	0	BHA de limpieza + reacondicionamiento 1	
2R	10003	10003	65	12,85	5,1	0-40	400-420
3	11372	11372	1369	12,85	106,5	120-130	380-420
4	11689	11689	317	19,84	16	0-90	360-450
5	11689	11689	0	0	0	BHA de limpieza con ampliador	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3.3.3 Evaluación de los fluidos de perforación

En el caso del pozo PLAN 0-49H ST1, la selección de la información permite evidenciar los problemas encontrados en la sección 8 ½”, como se menciona en las siguientes tablas.

TABLA 3. 12 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-49H

POZO: Palo Azul N 0-49H			
SECCIÓN		8 ½"	
Profundidad			
Desde		Hasta	
9926 pies		12130 pies	
Problema encontrado	Torque errático y alto, bajo ROP, arrastre, derrumbe, tubería atascada, abandono del pozo		
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield NT		
Máxima inclinación	85,99° a 12003 ft		
Horas Netas de perforación	125 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.8-13.0	24-26	30-35	4.2-5-0
Máxima LGS %	10.6	pH	9.6-10.2

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

TABLA 3. 13 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

POZO: Palo Azul N 0-49H ST1	
SECCIÓN	8 ½"
Profundidad	

Desde	Hasta		
9926 pies	11689 pies		
Problema encontrado	Atrampamiento de sarta con paro de rotaria y circulación, colgamiento, bajo ROP por broca anillada		
Sistema de fluido de perforación	KLA Stop NT		
Máxima inclinación	86°		
Horas Netas de perforación	112,5 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
11.5-11.7	19-26	30-36	4.6-5.2
Máxima LGS %	10.6	pH	9.8-10.5

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.3.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-49H ST1

Para el caso del pozo PLAN 0-49H ST1, la selección de esta información permite conocer que los problemas por puntos apretados en la sección 12 ¼" y empaquetamiento de la tubería en la sección 8 ½", con llevan afectar en el tiempo y costo del programa de perforación, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 14 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

Análisis de tiempo del pozo PLAN 0-49H ST1			
<i>Tiempo</i>	<i>Horas</i>	<i>Días</i>	<i>Porcentaje</i>
Total tiempo productivo	631,0	26,29	66,25%

Total tiempo no productivo	321,5	13,40	33,75%
Total tiempo pozo	952,5	39,69	100,00%
Tiempo por pega de tubería	191,5	7,97	20,40%
Análisis de tiempo del pozo PLAN 0-49H ST1			
Tiempo	Horas	Días	Porcentaje
Total tiempo productivo	571,5	23,81	83,74%
Total tiempo no productivo total	111,0	4,63	16,26%
Total tiempo pozo	682,5	28,4	100,00%
Tiempo no productivo por pega de tubería	7	0,29	1,02%
Análisis de costos totales \$Dólares			
Planificados	Incrementos	Reales	
6.974.564	1.569.741,44	8.544.305,44	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4 POZO PALO AZUL N 0-50H

El pozo Palo Azul N 0-50H fue perforado desde la plataforma PALO AZUL N, se presenta como un pozo de desarrollo horizontal, cuyo objetivo principal fue Hollín.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 09 de diciembre de 2013 a las 23:00 horas y culminó en superficie el 02 de febrero del 2014 a las 06:00 horas.

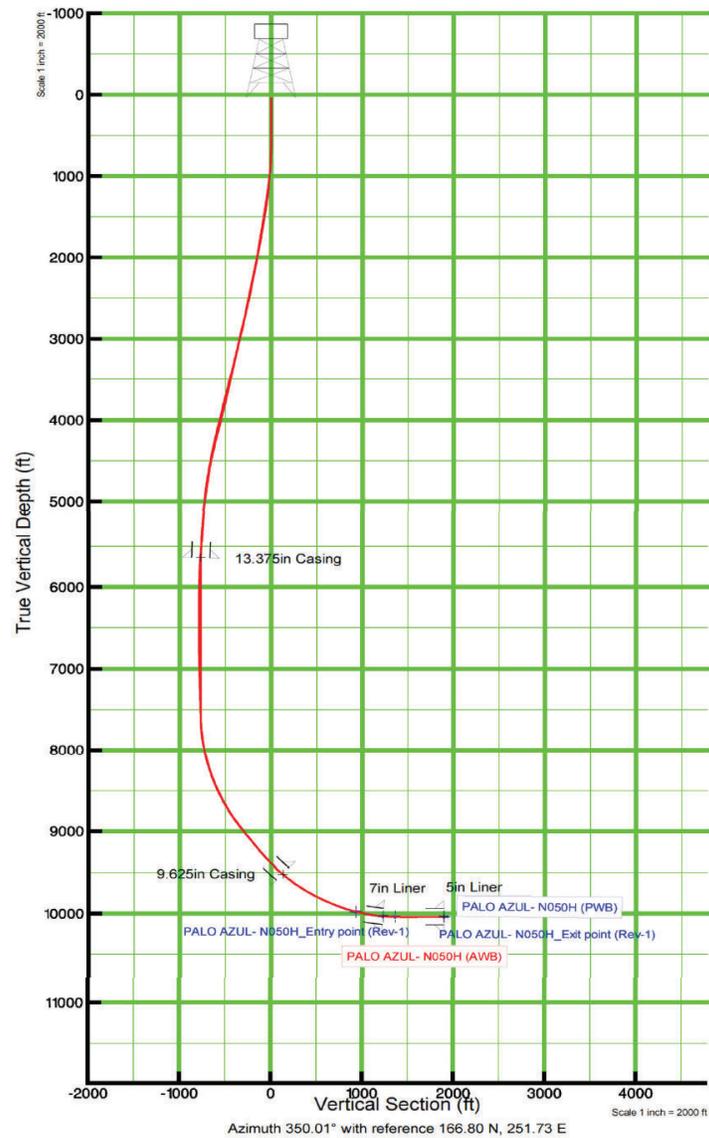
3.1.4.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-50 H

Pad	PLAN
Pozo	PLAN-050H
Compañía Operadora	PETROAMAZONAS
Nombre del Taladro	H & P 121
Contratista del Taladro	H & P
Elevación del terreno	1013.19 psnm
Elevación de la mesa rotaria	1050.49 psnm
Coordenadas de Superficie: Zona UTM	
Norte	9985033.10 mN
Este	2833600.18 mE
Latitud	0°08'07.189" S
Longitud	76°56'39.421" W
Coordenadas del Objetivo Hollín	
Norte	9985434.91 mN
Este	283449.51 mE
Profundidad total	10930' MD/ 10044' TVD
Máxima Inclinación	90,04° a 10896 ft

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4.3 Evaluación de incidentes en la secciones problema del pozo Palo Azul N 0-50H

Presencia de puntos apretados y empaquetamiento de la tubería tanto en la sección 12 ¼" como 8 ½".

3.1.4.3.1 Evaluación geológica

En el caso del pozo Palo Azul N 0-50H, la selección de la información permite encontrar información geológica en los viajes con problemas, en la sección 12 ¼" y la sección 8 ½", como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 15 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-50H

POZO PALO AZUL N 0-50H					SECCIÓN	12 1/4"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION/ MIEMBRO	LITOLÓGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES	
Desde (ft)	Hasta (ft)					
10146	6072	Napo, caliza "M-1"	Lutita con intercalación de caliza	Saca BHA Direccional # 08 hasta el zapato del casing 13 3/8"	Se presentaron puntos de restricción durante el viaje	
10146	Superficie	Tena, Napo, Caliza "M-1", Caliza "M-2"	Arcillolita, limolita, arenisca, arenisca, lutita, caliza	Saca BHA direccional # 08 punto casing 9 5/8"	Se encontró restricciones en el intervalo desde 8500' hasta 9920' perdiendo circulación y rotación.	
Superficie	10137	Napo, caliza "M-1", caliza "M-2"	Lutita con intercalación de caliza	Corre casing 9 5/8"	Al correr casing 9 5/8" se observa empaquetamiento + pérdida de circulación progresivamente hasta cero	
POZO PALO AZUL N 0-50H					SECCIÓN	8 1/2"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION/ MIEMBRO	LITOLÓGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES	
Desde (ft)	Hasta (ft)					
10926	Superficie	Napo, arenisca "T", caliza "B"	Caliza con intercalaciones de lutita	Se obtuvo una rata de penetración muy baja	Se obtuvieron puntos apretados y un intervalo en el que se presentó empaquetamiento de la sarta	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4.3.2 Evaluación de perforación

En el caso del pozo Palo Azul N 0-50H, la selección de esta información permite encontrar parámetros que se utilizaron al perforar en la sección 12 ¼" y 8 ½", como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 16 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN POZO PALO AZUL N 0-50H

Pozo Palo Azul N 0-50H							
Broca #	Profundidad		Intervalo perforado (ft)	Horas Netas	ROP Neta	RPM	Caudal (gpm)
	Entrada (ft)	Salida (ft)					
FASE 12 1/4"							
3	6072	7665	1,59	47,69	33,4	0-75	550-900
4	7665	7950	285	9,19	31	0-60	550-680
5	7950	8251	301	6,27	48	125-135	720-760
5R	8251	8436	185	4,84	38,2	130-140	850-900
5RR	8436	10146	1710	66,89	25,6	80-120	820-890
6	10146	10146	0	0	0	BHA para limpiar cemento dentro del casing 9 5/8"	
7	10146	10146	0	0	0		
FASE 8 1/2"							
8	10146	10927	781	35,83	21,8	70-125	380-440
9	10927	11556	629	29,69	21,2	80-130	380-440

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4.3.3 Evaluación de los fluidos de perforación

En el caso del pozo PLAN 0-50H, la selección de la información permite evidenciar los problemas encontrados en la sección 12 ¼" y 8 ½", como se menciona en las siguientes tablas.

TABLA 3. 17 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL 0-50H

POZO: Palo Azul N 0-50H	
SECCIÓN	12 ¼"
Profundidad	
Desde	Hasta

6072 pies		10142 pies	
Problema encontrado	Puntos apretados durante viaje de calibre en la formación Tiyuyacu (conglomerado)		
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield		
Máxima inclinación	47,43° a 10010 pies		
Horas Netas de perforación	240,5 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.8-12	10-26	10-30	16-5.6
Máxima LGS %	8.5	pH	9.2-9.7

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

TABLA 3. 18 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 1/2" POZO PALO AZUL 0-50H

POZO: Palo Azul N 0-50H			
SECCIÓN		8 1/2"	
Profundidad			
Desde		Hasta	
10146 pies		11556 pies	
Problema encontrado	Baja tasa de perforación		
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield		
Máxima inclinación	87° a 11556 pies		
Horas Netas de perforación	93 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
11.3-11-7	24-26	28-36	4.2-5-0

Máxima LGS %	7.9	pH	9.4-10.2
--------------	-----	----	----------

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.4.4 Análisis de costos y tiempo del pozo PLAN 0-50H

Para el caso del pozo PLAN 0-50H, la selección de esta información permite conocer que los problemas por puntos apretados y empaquetamiento de la tubería, tanto en la sección 12 ¼” como en la sección 8 ½”, con llevan afectar en el tiempo y costo del programa de perforación, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 19 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H

Análisis de tiempo			
<i>Tiempo</i>	<i>Horas</i>	<i>Días</i>	<i>Porcentaje</i>
Total tiempo productivo	962,5	40,10	73,87%
Total tiempo no productivo	340,5	14,19	26,13%
Total tiempo pozo	1303,0	54,29	100,00%
Tiempo no productivo por puntos apretados	0	0	0%
Análisis de costos totales \$Dólares			
<i>Planificados</i>	<i>decrementos</i>	<i>Reales</i>	
7.244.320,17	1.378.873,26	5.865.446,91	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5 POZO PALO AZUL N 0-52

El pozo Palo Azul N 0-52 fue perforado desde la plataforma PALO AZUL N, se presenta como un pozo de desarrollo tipo "S", cuyo objetivo principal fue la arenisca Hollín.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 21 de marzo de 2014 a las 16:00 horas y culminó en superficie el 16 de abril del 2014 a las 06:00 horas.

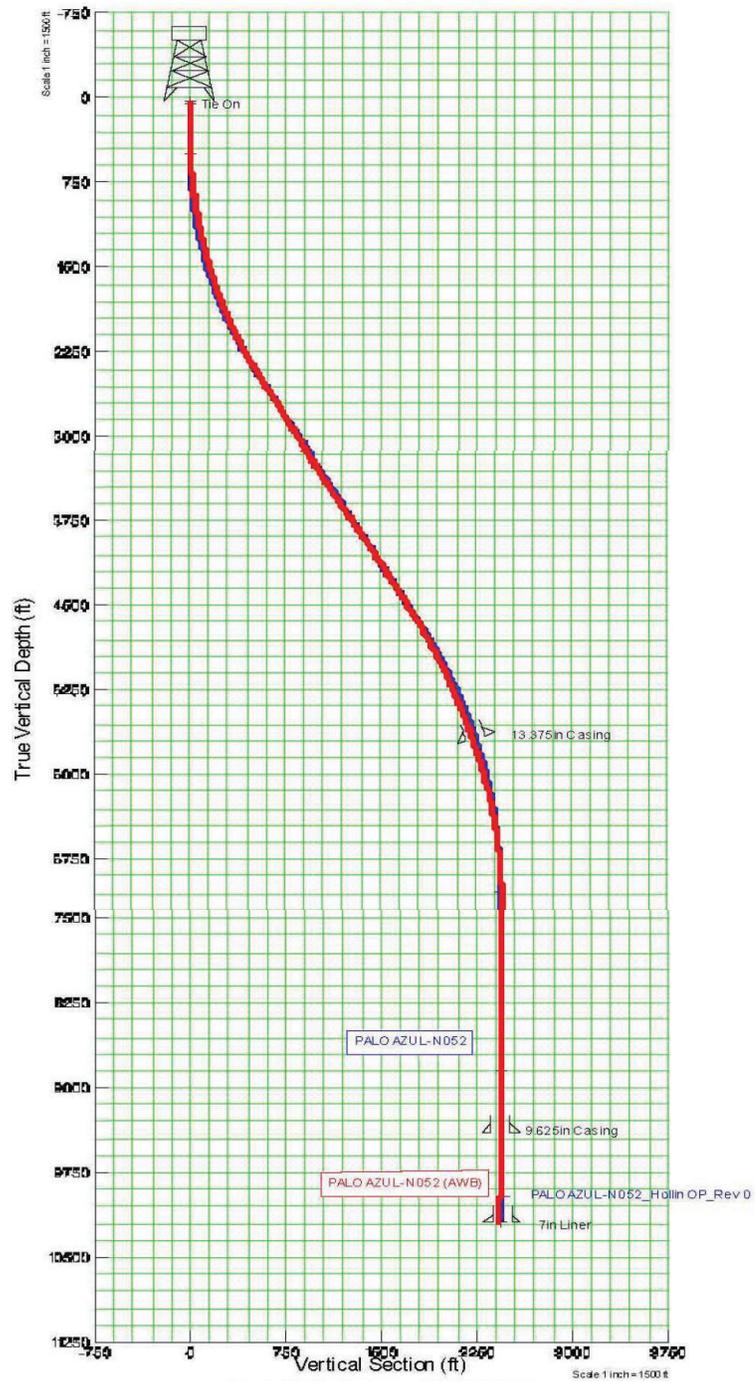
3.1.5.1 Datos generales del pozo Palo Azul N 0-52

Pad	PLAN
Pozo	PLAN-052
Compañía Operadora	PETROAMAZONAS
Nombre del Taladro	H & P 121
Contratista del Taladro	H & P
Elevación del terreno	1013.19 psnm
Elevación de la mesa rotaria	1050.49 psnm
Coordenadas de Superficie: Zona UTM	
Norte	9985033.10 mN
Este	283607.05 mE
Latitud	0°08'07.189" S
Longitud	76°56'39.184" W
Coordenadas del Objetivo Hollín	
Norte	9984306.14 mN
Este	283749.97 mE
Profundidad Total	10749' MD/ 10210.46' TVD
Máxima Inclinación	31.71°@4032' MD

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5.2 Vista vertical del pozo Palo Azul N 0-52



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5.3 Evaluación de incidentes en la sección problema del pozo Palo Azul N 0-52

En la sección 8 ½”, presencia de puntos apretados en la formación Napo, al momento de correr los registros eléctricos, provocando pega de la herramienta a una profundidad de 10749 ft.

3.1.5.3.1 Evaluación geológica

En el caso del pozo Palo Azul N 0-52, la selección de la información permite encontrar información geológica en los viajes con problemas en la sección 8 ½”, como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 20 EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO PALO AZUL N 0-52

POZO PALO AZUL N 0-52				SECCIÓN	8 1/2"
INTERVALO DE VIAJE		FORMACION/ MIEMBRO	LITOLÓGÍA	RAZÓN DEL VIAJE	OBSERVACIONES
Desde (ft)	Hasta (ft)				
10749	Superficie	Napo, Hollín	Lutita, caliza, arenisca, caolinita, carbón	Saco BHA direccional # 06	Se observó restricciones en el fondo
Superficie	10749	Napo, Hollín	Lutita, caliza, arenisca, caolinita, carbón	Saco BHA de limpieza # 07	Al momento de sacar el BHA de limpieza se tuvieron restricciones
10749	Superficie	Napo, Hollín	Lutita, caliza, arenisca, caolinita, carbón	Saco BHA de limpieza # 08	Después de realizar la corrida de los registros eléctricos se tuvieron puntos de restricción, luego se decidió bajar BHA de acondicionamiento, al iniciar a sacar la tubería se tuvo ciertos puntos apretados
Superficie	10076	Napo, Hollín	Lutita, caliza, arenisca, caolinita, carbón	Bajo BHA de pesca # 09	Durante la segunda corrida de registros eléctricos, la herramienta quedo pegada, se decide bajar el BHA de pesca para recuperar el pescado

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5.3.2 Evaluación de perforación

En el caso del pozo Palo Azul N 0-52, la selección de esta información permite encontrar parámetros que se utilizaron al perforar en la sección 8 ½", como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 21 EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-52

Broca #	Profundidad		Intervalo perforado (ft)	Horas Netas	ROP Neta	RPM	Caudal (gpm)
	Entrada (ft)	Salida (ft)					
FASE 8 1/2"							
5	9370	10749	1,379	35,54	38,8	80-100	370-400
6	10749	10749	0	0	0	Acondicionamiento de hoyo 8 1/2"	
6R	10749	10749	0	0	0		
6RR	10749	10749	0	0	0		

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5.3.3 Evaluación de los fluidos de perforación

En el caso del pozo Palo Azul N 0-52, la selección de la información permite evidenciar los problemas encontrados en la sección 8 ½", como se menciona en la siguiente tabla.

TABLA 3. 22 EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL POZO PALO AZUL N 0-52

POZO: Palo Azul N 0-52	
SECCIÓN	8 ½"
Profundidad	
Desde	Hasta
9370 pies	10749 pies
Problema encontrado	Baja tasa de penetración Puntos apretados en los viajes
Sistema de fluido de perforación	KLA Shield NT

Máxima inclinación	1,9° a 10749 ft		
Horas Netas de perforación	42 horas		
Propiedades del fluido de perforación del intervalo			
Peso del lodo (lbs/gal)	Viscosidad plástica (cp)	Punto Cedente(lbs/100ft ²)	Pérdida de filtrado (ml/30 min)
9.8-10.4	15-19	25-39	6-4.6
Máxima LGS %	3.1	pH	9.5-9.9

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.5.4 Análisis de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-52

Para el caso del pozo Palo Azul N 0-52, la selección de esta información permite conocer que los problemas por puntos apretados y empaquetamiento de la herramienta de registros eléctricos en la sección 8 ½", con llevan afectar en el tiempo y costo del programa de perforación, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 3. 23 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-52

Análisis de tiempo			
<i>Tiempo</i>	<i>Horas</i>	<i>Días</i>	<i>Porcentaje</i>
Total tiempo productivo	559,5	23,31	91,12%
Total tiempo no productivo	54,5	2,27	8,88%
Total tiempo pozo	614,0	25,6	100,00%
Tiempo no productivo por pega de tubería	49,5	2,06	8,06%
Análisis de costos totales \$Dólares			
<i>Planificados</i>	<i>decrementos</i>	<i>Reales</i>	
4.579.300,00	980.893,24	3.598.406,76	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente capítulo tiene como objeto, analizar el grado de influencia de la limpieza en el empaquetamiento de tubería y puntos apretados, en las secciones 12 ¼" y/o 8 ½", de los pozos Palo Azul N 0-29, Palo Azul C 0-48 ST1, Palo Azul N 0-49H ST1, Palo Azul N 0-50H, Palo Azul N 0-52, en el campo Palo Azul.

Se tiene el siguiente alcance:

1. Análisis técnico - económico para cada pozo:

- Análisis de los parámetros de perforación con respecto a la geometría del pozo (inclinación).
- Análisis del reporte de fluidos de perforación en las secciones problemas.
- Análisis económico, conclusiones y recomendaciones.

2. Análisis técnico – económico general de los pozos seleccionados.

- Datos conjuntos entre los resultados obtenidos de cada pozo.

Para el análisis técnico, los parámetros son comparados con prácticas operacionales encontradas en estudios realizados por: Schlumberger, MiSwaco, Instituto Técnico del Petróleo, respecto a criterios para tener una buena limpieza en el pozo.

Además la información adquirida para el análisis del tiempo y costos de los pozos en estudio, se evidencia en el ANEXO N° 3.

A continuación se realiza el análisis respectivo:

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE CADA POZO

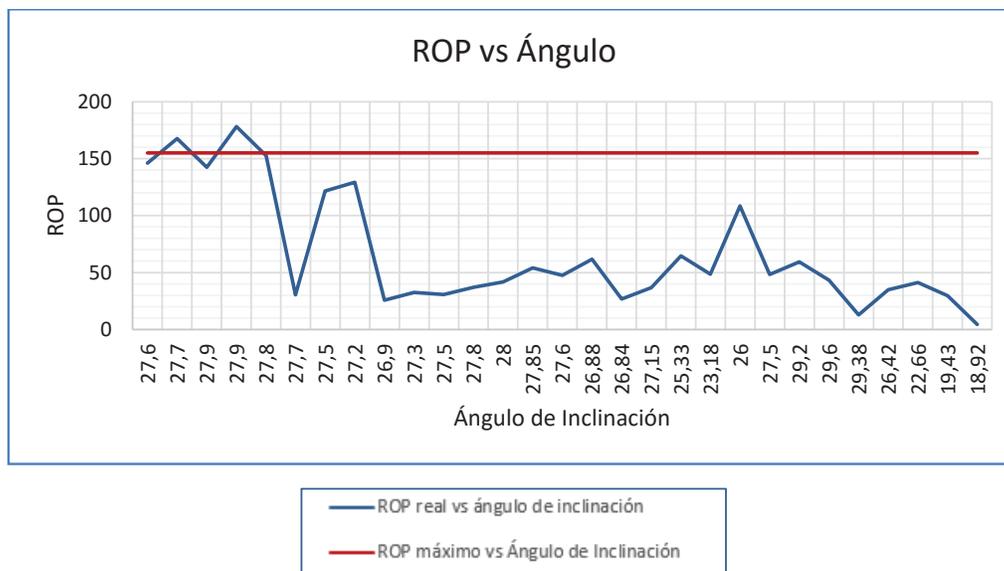
4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-29

En el pozo Palo Azul N 0-29 se encontraron varias puntos apretados no continuos en la sección 12 ¼", un problema de pega de tubería diferencial en la sección 8 ½".

4.1.1.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 12 ¼”.

4.1.1.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 1 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

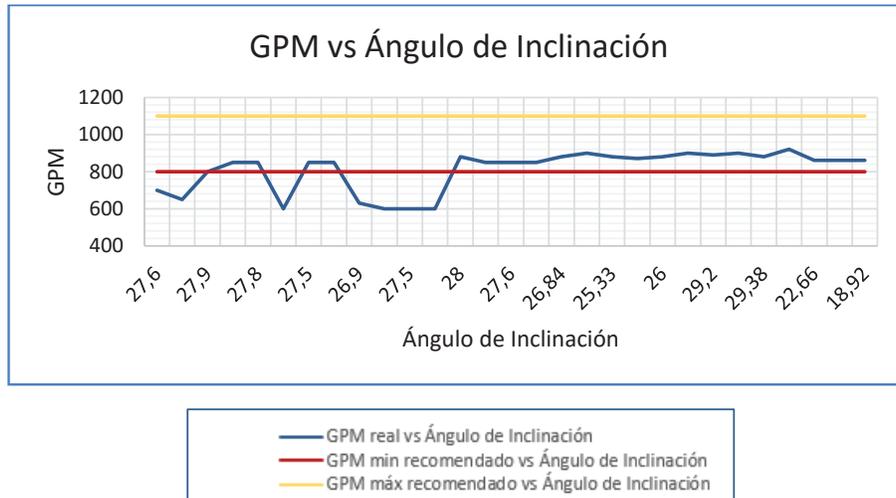
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En la gráfica 4.1 la mayoría de los valores de ROP, cumplen la condición de ser menores al valor máximo de 155 ft/h, para ángulos menores de 35° en la sección 12 ¼”.

4.1.1.1.2 Análisis de la GPM vs Ángulo de Inclinación

El comportamiento del GPM no es considerado regular para este caso, porque algunos valores no se encuentran en el rango factible, entre 800 c/min hasta 1100 c/min, para ángulos menores a 35° en la sección de 12 ¼”, como se observa en la gráfica 4.2.

GRÁFICO 4. 2 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL N 0-29

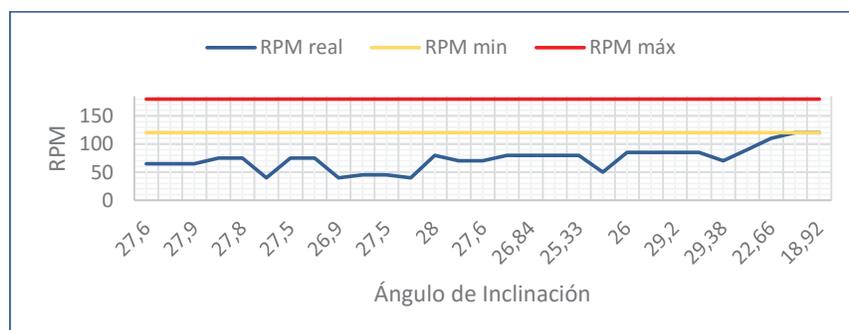


Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.1.1.3 Análisis de RPM de la tubería

GRÁFICO 4. 3 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En la sección 12 ¼" los valores de RPM deseable deben estar entre 120 hasta 180. Los resultados obtenidos en la gráfica 4.3, muestran que este parámetro no se maneja en lo deseable, por lo que no existe una buena remoción de los recortes.

En ciertas zonas donde el GPM está por debajo de los valores factibles, complementan con la RPM utilizada para tener una limpieza deficiente del pozo, ya que la RPM es la clave en las operaciones para arrastrar los sólidos a la superficie.

4.1.1.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 12 ¼”.

Se analiza las lecciones aprendidas, conclusiones, que se obtuvieron para mejorar la limpieza en el hoyo, por parte de la compañía Mi Swaco.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

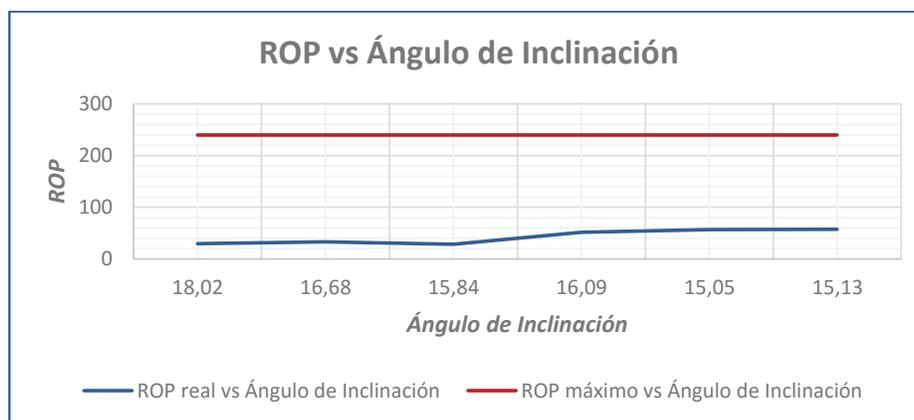
- La sesión de 12 ¼”, partió con una densidad de 9,8 lb/gal y se ajustó progresivamente hasta 11,5 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.4 hasta 10.2.
- El porcentaje de recortes obtenido de 9,5 %, no se maneja en el valor recomendable.
- El POLYPLUS RD permitió un efectivo desempeño en el encapsulamiento de los sólidos de perforación, aminorando la incorporación de estos al fluido, con un control y mejor desempeño de las propiedades reológicas, en áreas con alto porcentaje de arcilla reactiva.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 15 cp, el esfuerzo cedente se maneja en un promedio de 17 lb/100ft². El efectivo acarreo y bajo grosor de camas en el hoyo, se complementa con el bombeo de píldoras de alta reología con DUO-VIS y BARITA.
- La aplicación de KLASTOP y SULFATO DE POTASIO en el sistema de fluido KLA-SHIELD, disminuyó ampliamente la hidratación y dispersión de las arcillas de las formaciones Tiyuyacu y Tena.
- El pre hidratación de los polímeros controladores de filtrados, combinados con el estabilizador de lutitas, redujo en menor tiempo los valores de Filtrado API.
- Los viajes de calibración hasta el zapato e igual hasta superficie no presentaron señales de desestabilización. Sin dejar de señalar, que hubo algunos puntos apretados que mostraron poca severidad y reducido uso de bomba y rotaria.

- La aplicación de tren de píldoras ayudó acarrear los ripios con mayor efectividad.

4.1.1.3 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 8 ½”.

4.1.1.3.1 Análisis de la ROP vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 4 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

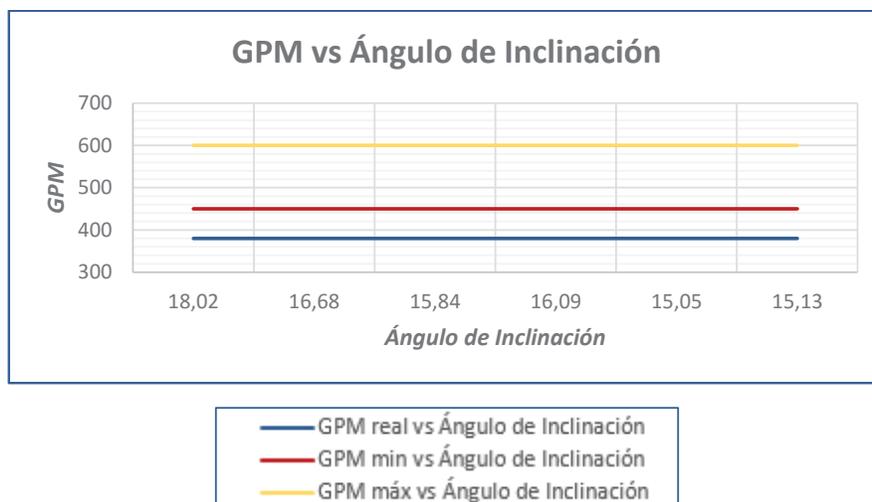
Como se puede apreciar en el gráfico 4.4, los valores de ROP obtenidos están por debajo del valor máximo de 240 ft/h, se puede apreciar que es muy bajo.

Este parámetro se considera importante por el tamaño de los recortes que se puede acarrear hasta superficie. Se considera una limpieza deficiente ya que se puede acarrear los recortes, pero algunos de gran diámetro pueden quedar en el fondo del pozo y no ser perturbados.

4.1.1.3.2 Análisis de la GPM vs Ángulo de Inclinación

El gráfico 4.5 muestra que todos los datos no se encuentran en el rango factible, entre 450 (c/min) hasta 600 (c/min), en este caso se considera una limpieza deficiente.

GRÁFICO 4. 5 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-29

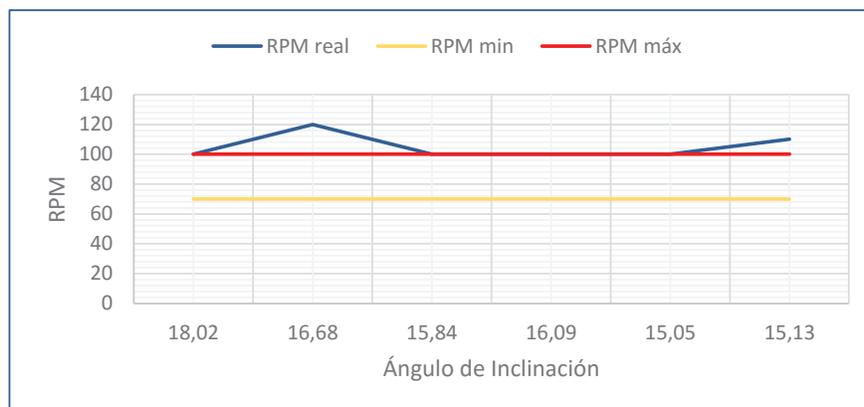


Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.1.3.3 Análisis de RPM de la tubería

GRÁFICO 4. 6 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

De acuerdo al rango factible de las RPM de 70 a 100 en la sección 8 ½", los resultados obtenidos en la gráfica 4.6, muestran que en ciertas zonas donde se maneja sobre lo factible, existe complicaciones, especialmente en formaciones

donde el derrumbamiento de las paredes pueden causar desplazamiento de la sarta hasta el filtrado del lodo, provocando una pega diferencial.

4.1.1.4 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-29 sección 8 ½”.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

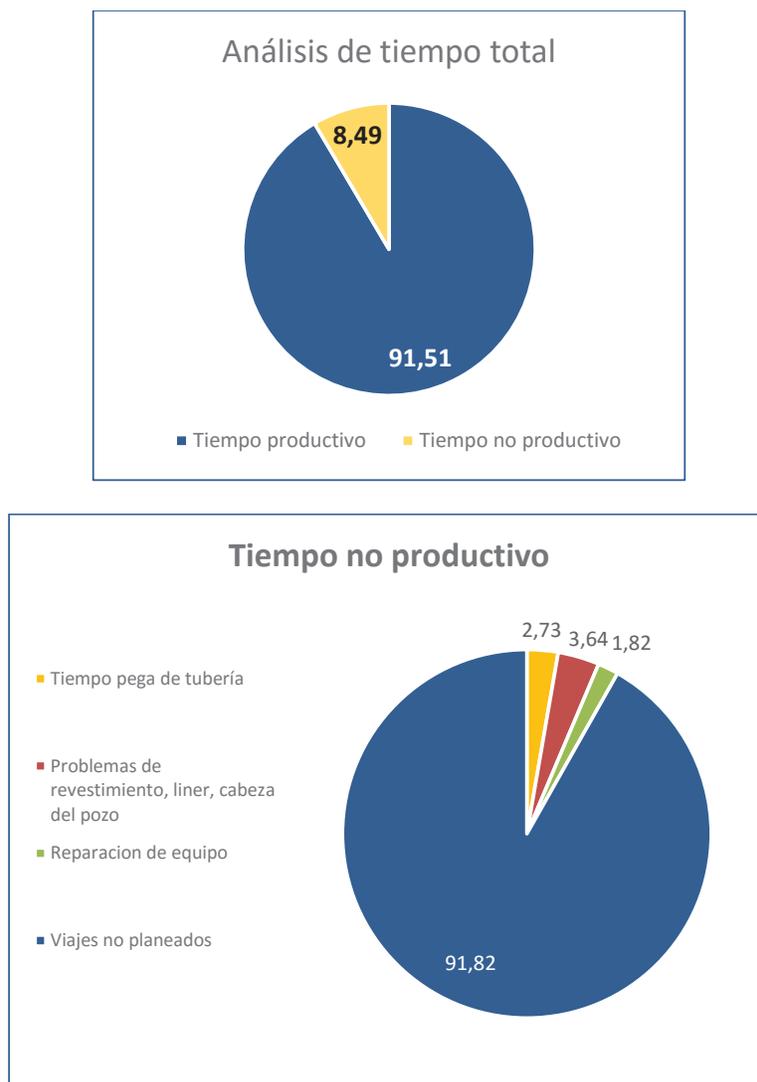
- La sesión de 8 ½”, partió con una densidad de 9,8 lb/gal y se ajustó progresivamente hasta 10,3 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.6 hasta 10.1.
- El porcentaje de recortes obtenido de 3,7 %, se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 20 cp, el esfuerzo cedente se maneja en un promedio de 34 lb/100ft², para un acarreo seguro.
- La adecuada adición de BLACK FURY cada 100 ft y SACK BLACK cada 30 ft, mostró lutitas completamente estables, ripios en superficie en la disposición porcentual a la rata de penetración.
- El uso CARBONATO DE CALCIO aportó un sello efectivo con puenteo en las arenas, imposibilitando cualquier indicio de pega por diferencial.
- Al mantener las concentraciones de inhibidor KLA-CURE en el sistema de fluido KLA SHIELD NT, mantuvo los estratos lutíticos inhibidos aportando estabilidad en el hoyo.
- Nunca se observó por las zarandas, ripios en mayor cantidad porcentual a lo perforado, lutitas estables.

4.1.1.5 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-29.

En la gráfica 4.7, el tiempo total del pozo es 27 días en el cual, el 91,51% corresponde al tiempo productivo del pozo con un equivalente a 24,69 días y el

8,49% corresponde al tiempo no productivo con un equivalente a 2,29 días, relacionado a las operaciones no planificadas.

GRÁFICO 4. 7 ANÁLISIS DE TIEMPO POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La tabla 4.1 y gráfica 4.8 refiere al análisis económico del pozo Palo Azul N 0-29, con resultados obtenidos en las diferentes secciones relacionadas al costo promedio planificado igual a 143,811791 (USD/ft) y el costo promedio real igual a 145,5661608 (USD/ft), cuyos incrementos fueron provocados por los gastos de

operaciones no planeadas realizadas en el tiempo no productivo, como se menciona a continuación.

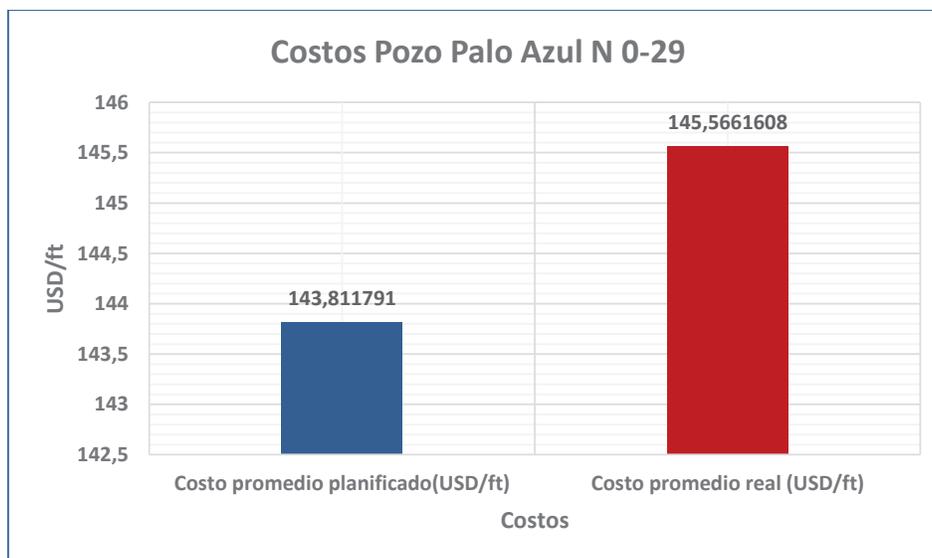
TABLA 4. 1 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-29

ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-29			
Sección	16"	12 1/4"	8 1/2"
Intervalo (ft)	5791	4331	632
Costo por cada pie perforado planificado(USD/ft)	232,326785	173,753636	25,3549522
Costo por cada pie perforado real (USD/ft)	235,160955	175,873268	25,664259
Diferencia Real vs Planificado (USD/ft)	2,83417029	2,11963245	0,30930679
Costo promedio planificado(USD/ft)	143,811791		
Costo promedio real (USD/ft)	145,5661608		

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

GRÁFICO 4. 8 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-29



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Como se puede apreciar anteriormente los problemas ocasionados por puntos apretados en la sección 12 1/4" no son significativos, sin embargo la pega de

tubería ocasionada en la sección 8 ½”, altera el tiempo y costos planificados en el pozo.

4.1.1.6 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-29.

1. Varios puntos apretados encontrados en la sección 12 ¼”, cuando se perforaba con ROP menor a 150 ft/h el valor máximo, GPM menor a 800 (c/min), RPM menor a 120 (rev/min), %LGS a 9,5% y densidad del lodo entre 9,6 (lbs/gal) hasta 11,3 (lbs/gal). Por lo tanto se recomienda mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), además de mantener el % LGS menor a 5%.
2. Varios puntos apretados encontrados y pega de tubería @ 10719’ en la sección 8 ½”, cuando se perforaba con ROP menor a 100 ft/h el valor máximo, GPM menor a 450 (c/min), RPM mayor a 100 (rev/min), %LGS a 3,7% y densidad del lodo entre 9,8 (lbs/gal) hasta 10,3 (lbs/gal). Por lo tanto se recomienda mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min).

4.1.1.7 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-29.

Sección 12 ¼”

- En la sección 12 ¼” del pozo PALO AZUL N 0-29, se presentaron varios problemas, pero no fue potencialmente problemático para ocasionar un empaquetamiento de tubería, no obstante se puede apreciar que la limpieza del pozo no es buena, porque algunos parámetros como GPM y RPM no se manejan en el rango factible que es igual el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min). Se puede decir que es una razón para que se ocasionan puntos apretados.
- La profundidad que se perfora en la sección 12 ¼” va desde 6308 ft hasta 9770 ft, pasando por las formaciones Napo, Tena, Tiyuyacu y los tres miembros de conglomerado; evidenciando varios puntos apretados y uno en especial en la profundidad de 9188 ft, correspondiente a la formación Tena.

- El bombeo adecuado de trenes de píldoras de baja y alta reología, así como los materiales empleados en las mismas, contribuyen en gran parte para que los puntos apretados provocados por la mala limpieza, no propague una pega por empaquetamiento de tubería.
- El ángulo de inclinación del pozo no influye mayormente para provocar problemas graves; los puntos apretados ocasionados por la mala limpieza, fueron controlados.

Sección 8 ½"

- Se puede apreciar que algunos parámetros de GPM y RPM, no se encuentran en el rango factible para tener una buena limpieza, por lo tanto induce a tener puntos apretados y pega de tubería.
- La causa del problema en la sección 8 ½" es posiblemente pega diferencial, por tener pérdida de filtrado de acuerdo al reporte de fluidos de perforación, sin embargo se controló a tiempo. Esto es evidente ya que podemos apreciar que el tiempo y costo no son altos.

4.1.1.8 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-29.

Sección 12 ¼"

- La concentración de recortes se encuentra en 9,5%, cuyo valor no está en el rango recomendado para tener una buena limpieza en el pozo, se debe manejar bajo el 5%.
- Se debe mantener el GPM y RPM en lo recomendable, que está entre 800 a 1100 (c/min), y 120 (rev/min) a 180 (rev/min) respectivamente, para mejorar la limpieza en el hoyo en este caso.

Sección 8 ½"

- Se puede apreciar que algunos parámetros de GPM y RPM, no se encuentran en el rango factible para tener una buena limpieza, por lo tanto se debe mantener el GPM y RPM en lo recomendable, que está entre 450 (c/min) a 600 (c/min), y 70 (rev/min) a 100 (rev/min) respectivamente para mejorar la limpieza del pozo.

4.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

En el pozo PALO AZUL C 0-48 ST1 se encontraron varios puntos apretados, un problema mayor de empaquetamiento de tubería, en la sección 12 ¼”, obligando a realizar side track.

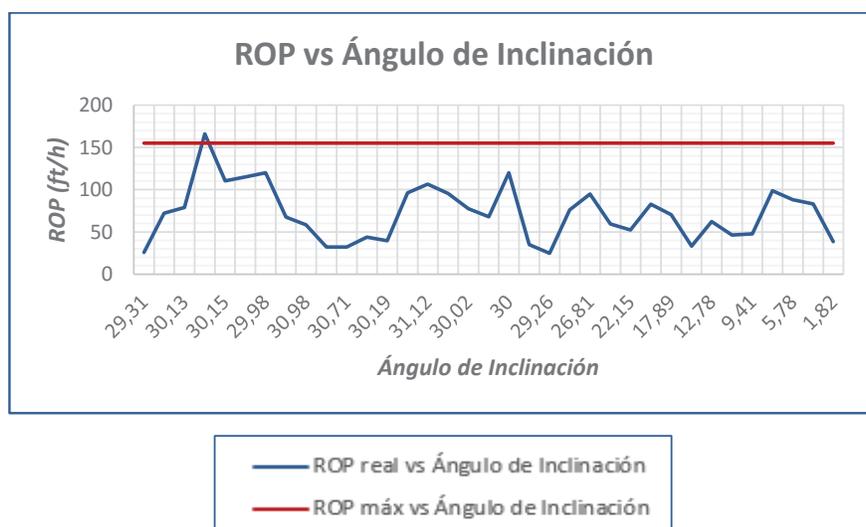
A continuación se lleva a cabo el análisis respectivo:

4.1.2.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul C 0-48 ST1 sección 12 ¼”.

4.1.2.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

En la siguiente gráfica 4.9 la mayoría de los valores de ROP, cumplen la condición de ser menores al valor máximo de 155 ft/h para ángulos menores de 35° en la sección 12 ¼”.

GRÁFICO 4. 9 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL C 0-48 ST1



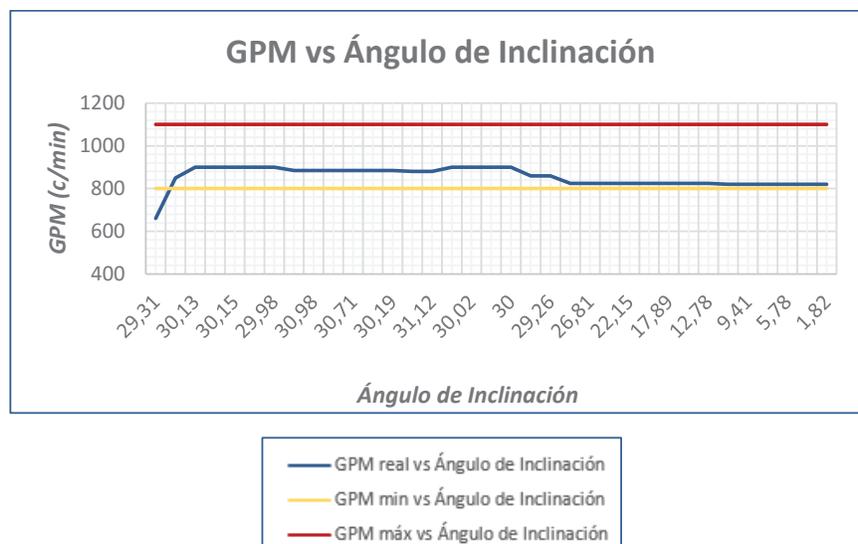
Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.2.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación

En la siguiente gráfica 4.10, el comportamiento del GPM es considerado regular, ya que la mayoría de los valores se encuentran en el rango factible, entre 800 c/min hasta 1100 c/min, para ángulos menores a 35° en la sección de 12 ¼”.

GRÁFICO 4. 10 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL C 0-48 ST1



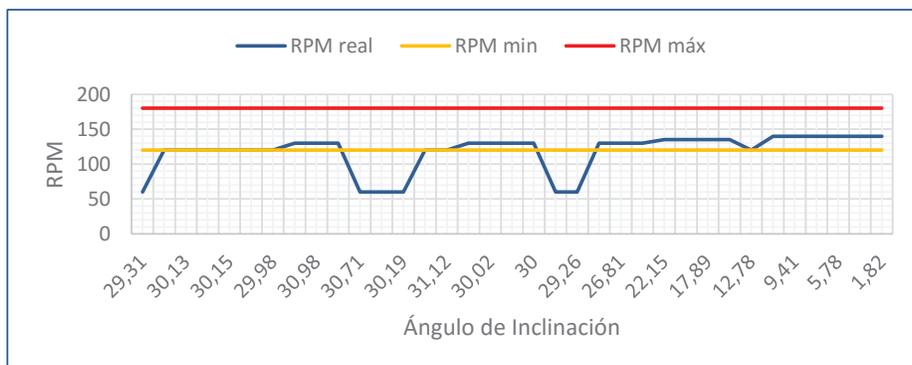
Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.2.1.3 Análisis de RPM de la tubería

De acuerdo al rango factible de las RPM de 120 a 180 en la sección 12 ¼", los resultados obtenidos en la gráfica 4.11, muestran que varios puntos se manejan bajo lo recomendable, por lo que no existe una buena limpieza en el pozo, por la falta de remoción de los recortes. La RPM es la clave en las operaciones para arrastrar los sólidos a la superficie.

GRÁFICO 4. 11 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL C 0-48 ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.2.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul C 0-48 ST1 sección 12 ¼”.

Se analiza las lecciones aprendidas, conclusiones, que se obtuvieron para mejorar la limpieza en el hoyo, por parte de la compañía Mi Swaco.

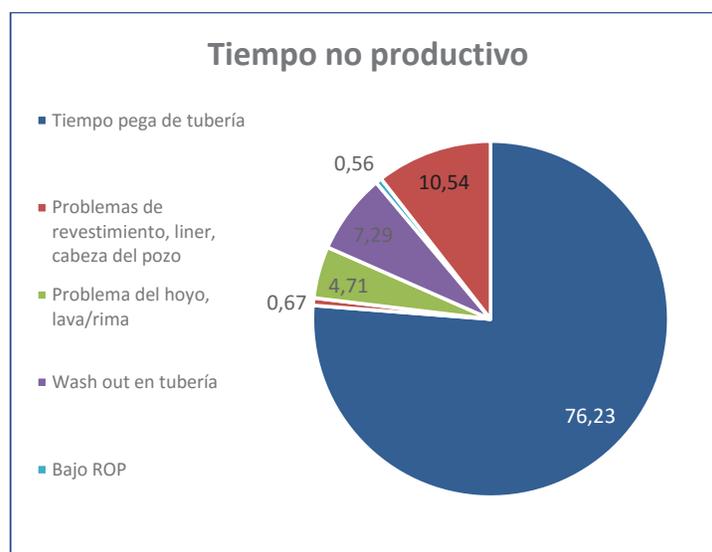
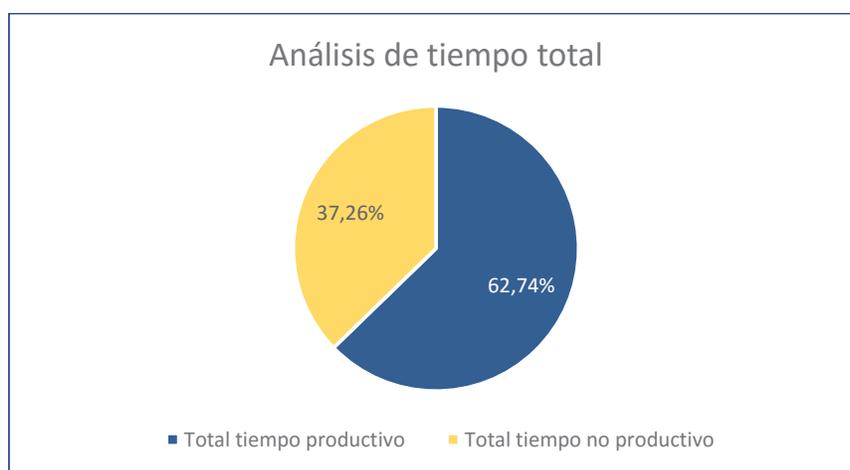
A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

- La sesión de 12 ¼”, partió con una densidad de 9,6 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 10,9 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.4 hasta 10.2.
- El porcentaje de recortes obtenido de 10%, no se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 18 cp, el esfuerzo cedente manejado, está en un promedio de 19 lb/100ft². Adicionalmente se bombeó píldoras de alta reología con DUO-VIS y POLYPAC R y Viscosa Pesada con DUO-VIS + BARITA, con 2 libras por encima de la densidad de trabajo, proporcionando un mayor acarreo del ripios por el espacio anular del hoyo.
- El uso de POLYPLUS RD permitió un desempeño efectivo en el encapsulamiento de los sólidos perforados, igualmente se controló las propiedades reológicas en zona con alto porcentaje de arcilla reactiva.
- El sistema KLA-Shield se mantuvo con una concentración de inhibidores KLASTOP y SULFATO DE POTASIO, el tratamiento con los mismos, minimizó la hidratación y dispersión de las arcillas, de las formaciones Tiyuyacu y Tena.
- Es muy difícil producir una pega diferencial en Tena por su formación arcillosa, además el esfuerzo para sacar la tubería con limitaciones, se acerca más a una pega por atascamiento mecánico.

4.1.2.3 Resultados de costos y tiempo del pozo Palo Azul C 0-48 ST1

La gráfica 4.12 refiere que el tiempo total del pozo es 49,87 días, en el cual el 62,74% corresponde al tiempo productivo del pozo, con un equivalente a 31,29 días, el 37,26% corresponde al tiempo no productivo con un equivalente a 18,58 días, involucrando un tiempo no productivo por pega de tubería de 14,16 días, equivalente a 28,39%, relacionado a las operaciones no planificadas.

GRÁFICO 4. 12 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La tabla 4.2 y gráfica 4.13 refiere al análisis económico del pozo Palo Azul C 0-48 ST1, con resultados obtenidos en las diferentes secciones, relacionadas al costo promedio planificado igual a 135,1542316 (USD/ft) y el costo promedio real igual a 177,3174451 (USD/ft), cuyos incrementos fueron provocados por los gastos de operaciones no planeadas realizadas en el tiempo no productivo, como se observa a continuación.

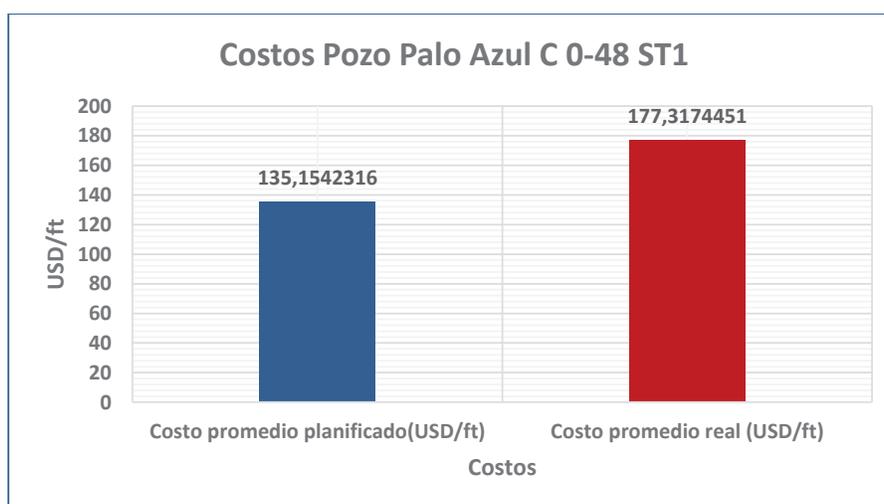
TABLA 4. 2 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1			
Sección	16"	12 1/4"	8 1/2"
Intervalo (ft)	5980	4075	654
Costo por cada pie perforado planificado(USD/ft)	226,413943	154,287093	24,7616587
Costo por cada pie perforado real (USD/ft)	297,046873	202,419065	32,4863972
Diferencia Real vs Planificado (USD/ft)	70,6329303	48,1319717	7,72473853
Costo promedio planificado(USD/ft)	135,1542316		
Costo promedio real (USD/ft)	177,3174451		

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

GRÁFICO 4. 13 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Se puede apreciar anteriormente que los problemas ocasionados por puntos apretados y empaquetamiento de tubería son significativos, provocando un aumento en el tiempo y costos planificados.

4.1.2.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul C 0-48 ST1.

1. Varios puntos apretados encontrados y empaquetamiento de tubería @ 8170' que obligo a perdida de pescado en el fondo del pozo en la sección 12 ¼", cuando se perforaba con ROP menor a 150 ft/h el valor máximo, GPM entre 800 (c/min) hasta 1100 (c/min), RPM menor a 120 (rev/min), %LGS a 10% y densidad del lodo entre 9,6 (lbs/gal) hasta 10,9 (lbs/gal). Por lo tanto se recomienda mantener el RPM entre 120 hasta 180 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.

4.1.2.5 Conclusiones del pozo Palo Azul C 0-48 ST1.

- El tren de píldora dispersa y viscosa pesada, no pudieron acarrear los ripios perforados, porque las mismas se quedaron en el fondo, igualmente algunos parámetros de RPM se maneja bajo lo recomendable menor a 120 (rev/min), este factor suma con lo antes mencionado, disminuyendo enormemente la capacidad de limpieza del pozo, que induce a los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería en la sección 12 ¼".
- Al sacar la sarta de perforación, se produce un atascamiento mecánico en la base del conglomerado inferior, el cual deriva en trabajos de pesca que no resultaron exitosos. Se produce perdida de herramientas direccionales, drill collars y HWDP en el pozo; las pérdidas económicas provocadas son altas, para este caso.
- El exceso de 7 horas, más a las 40 horas establecidas por lo normal para viaje de calibración, es un factor que influye para la perdida de la sección 12 ¼".

4.1.2.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul C 0-48 ST1.

- Mantener el RPM entre 120 hasta 180 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%, controlar el manejo de píldoras de limpieza para mejorar el acarreo de recortes, realizar circulaciones intermedias con su respectivo set de píldoras.
- Evitar exceder el tiempo entre viajes por más de 40 horas.

4.1.3 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

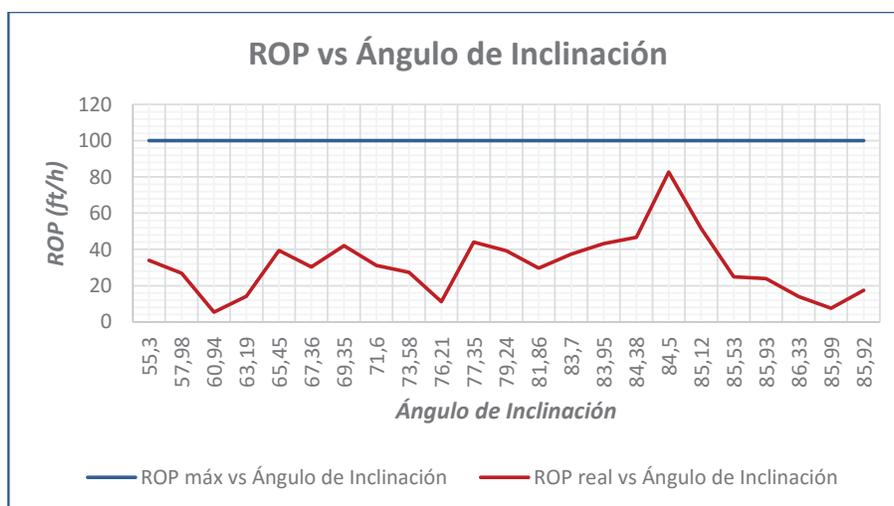
En el pozo Palo Azul N 0-49H ST1, se encontraron varios puntos apretados y un problema de empaquetamiento de tubería en la sección 8 ½", que obligó a realizar side track.

A continuación se lleva a cabo el análisis respectivo.

4.1.3.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-49H ST1 sección 8 ½".

4.1.3.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 14 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½" PALO AZUL N 0-49H ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

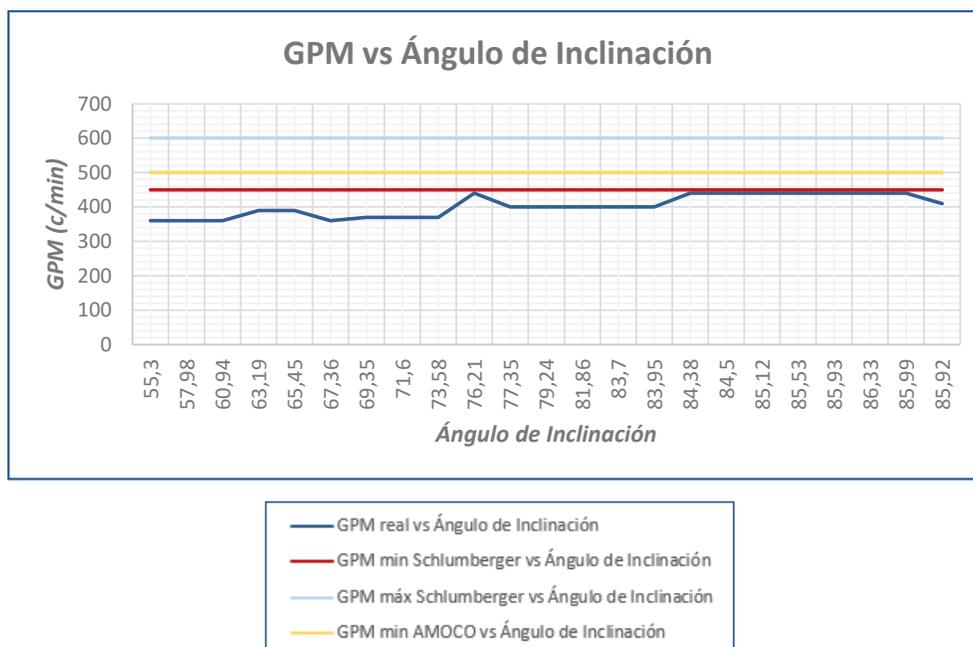
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En la gráfica 4.14, los valores de ROP obtenidos están por debajo del valor máximo de 100 ft /h, en la sección 8 ½” para ángulos iguales o mayores a 55°. Respecto al ROP que se obtuvo en el pozo, todos los datos cumplen con la condición.

4.1.3.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación

El gráfico 4.15 muestra que la mayoría de los datos se encuentran por debajo del rango factible entre 450 (c/min) y 600 (c/min), por lo tanto la fuerza que ayuda a levantar los recortes, no presenta un apoyo para promover una buena limpieza en el pozo.

GRÁFICO 4. 15 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” PALO AZUL N 0-49H ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

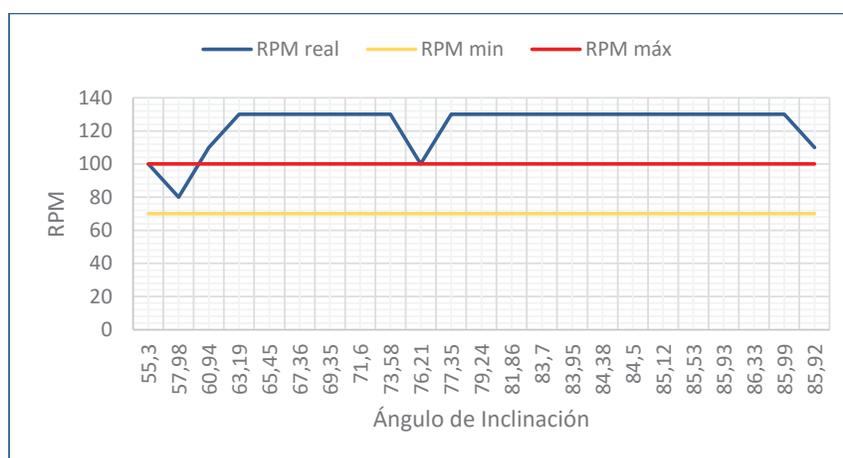
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.3.1.3 Análisis de RPM de la tubería

De acuerdo al rango factible de las RPM de 70 a 100 en la sección 8 ½”, los resultados obtenidos en la gráfica 4.16, muestran que este parámetro se maneja sobre lo deseable, por lo tanto la fuerza centrífuga generada va a inestabilidad las paredes del pozo, produciendo mayor porcentaje de recortes.

La RPM es la clave en las operaciones para arrastrar los sólidos a la superficie.

GRÁFICO 4. 16 RPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” PALO AZUL N 0-49H ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.3.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-49H ST1 sección 8 ½”.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

Pozo: Palo Azul N 0-49H

- La sesión de 8 ½”, partió con una densidad de 9,8 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 13 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.6 hasta 10.2.

- El porcentaje de recortes obtenido de 10,6%, no se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 25 cp, el esfuerzo cedente manejado está en un promedio de 33 lb/100ft², para un acarreo seguro.
- La concentración e inhibidor KLA-CURE en el sistema de fluido KLA Shield NT, mantuvo los estratos lutíticos inhibidos, dando estabilidad en el hoyo.
- La aplicación al sistema de sellantes con CARBONATOS DE CALCIO 30/100 más MIX II MEDIUM, garantizan un buen sello y control de las arenas, el controlador ajustado del filtrado con POLYPAC UL/R, POROSEAL, previno al máximo la invasión de fluido en la formación que se muestra con una torta plástica y delgada. El uso SACK BLACK / BLACK FURY, garantizó el control de la estabilidad de las paredes del pozo.
- Nunca se observó por las zarandas, ripios en mayor cantidad porcentual a lo perforado, esto se corroboró con personal de geología del pozo.

Pozo: Palo Azul N 0-49H ST1

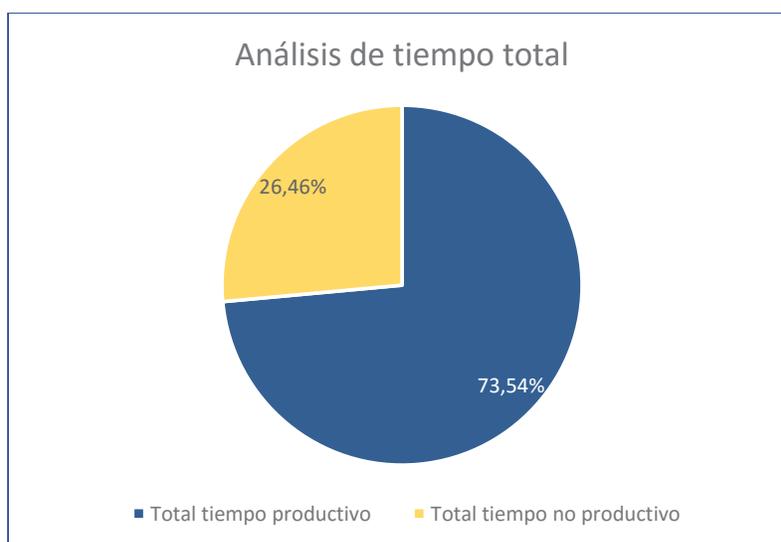
- La sesión de 8 ½", partió con una densidad de 11,5 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 11,7 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable, entre 9.8 hasta 10.5.
- El porcentaje de recortes obtenido de 10,6%, no se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 22 cp, el esfuerzo cedente manejado, está en un promedio de 31 lb/100ft², para un acarreo seguro.
- La sección en forma general muestra acontecimientos como empacamiento, atascamiento, derrumbe mecánico, que no pudieran justificarse al fluido.

- Durante toda la sección se adicionó al sistema DOUVIS, BLACK FURY, SACK BLACK, MIX II, como aditivos para estabilizar las lutitas, proporcionando una remoción efectiva de los ripios, generados durante la perforación. El filtrado API se ajustó por debajo de 5,0 cc/30 min, con adición de POLYPAC UL/P.
- Pocas veces se observó por zaranda, ripios con mayor volumen porcentual a lo perforado.
- A pesar que en los eventos presentes; atascamiento de liner 7 pulgadas en la entrada de la Caliza T, que ameritó sacar el liner para ampliar el pozo. El fluido conservó su estabilidad físico-química.

4.1.3.3 Resultados de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-49H ST1

El gráfico 4.17 refiere al tiempo total del pozo PLAN 0-49H ST1 es 68,13 días, en el cual 73,54% corresponde al tiempo productivo del pozo, con un equivalente a 50,1 días , el 26,46% corresponde al tiempo no productivo con un equivalente a 18,03 días, involucrando un tiempo no productivo por pega de tubería de 8,27 días equivalente a 12,14, %.

GRÁFICO 4. 17 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1





Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La tabla 4.3 y gráfica 4.18 refiere al análisis económico del pozo Palo Azul C 0-49H ST1, con resultados obtenidos en las diferentes secciones, relacionadas al costo promedio planificado igual a 144,7365319 (USD/ft) y el costo promedio real igual a 177,3118918 (USD/ft), cuyos incrementos fueron provocados por los gastos de operaciones no planeadas realizadas en el tiempo no productivo, como se menciona a continuación.

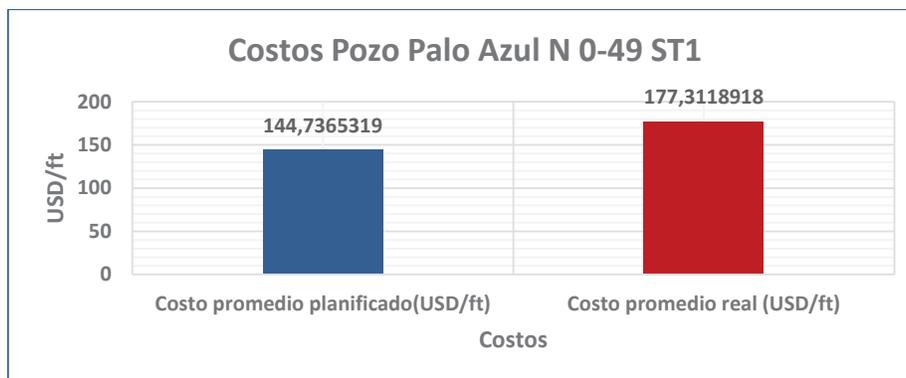
TABLA 4. 3 ANÁLISIS COSTOS POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1				
Sección	16"	12 1/4"	8 1/2"	6 1/8"
Intervalo (ft)	5690	4246	1753	358
Costo por cada pie perforado planificado(USD/ft)	273,445959	204,051237	84,2444228	17,2045085
Costo por cada pie perforado real (USD/ft)	334,989512	249,976357	103,205029	21,0766688
Diferencia Real vs Planificado (USD/ft)	61,5435536	45,9251192	18,9606062	3,87216031
Costo promedio planificado(USD/ft)	144,7365319			
Costo promedio real (USD/ft)	177,3118918			

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

GRÁFICO 4. 18 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-49H ST1



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Como se puede apreciar anteriormente, los problemas ocasionados por puntos apretados y empaquetamiento de tubería que induce a side track, modifican enormemente el tiempo y costo planificado.

4.1.3.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-49H ST1.

1. Varios puntos apretados encontrados y algunos empaquetamientos de tubería @ 10300', 11120', provocando perdida de pescado en el fondo del pozo obligando a realizar sidetrack, en donde también ocurren varios puntos apretados y empaquetamiento de la tubería @ 10932' en la sección 8 ½", cuando se perforaba con ROP menor a 100 ft/h el valor máximo, GPM menor a 450 (c/min), RPM mayor a 100 (rev/min), %LGS a 10,6% y densidad del lodo entre 9,8 (lbs/gal) hasta 13 (lbs/gal). Por lo tanto se recomienda mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min), el RPM entre 70 hasta 100 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.

4.1.3.5 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-49H ST1.

- La capacidad de una buena limpieza disminuye evidentemente, por una parte, existe valores de RPM que esta lo factible mayor a 100 (rev/min), generando mayor cantidad de recortes y por otro lado, el GPM está bajo lo recomendable menor a 450 (c/min), disminuyendo la fuerza para

levantar los recortes, induciendo a los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

- La zona de lutitas es inestable mecánicamente, una vez que se inicia el trabajo de ampliación del hoyo, hay tendencia a producirse empaquetamientos.

4.1.3.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-49H ST1.

- Se recomienda trabajar en los valores factibles como el GPM entre 450 (c/min) hasta 600 (c/min), el RPM entre 70 hasta 100 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%, y de esta manera mejorar la limpieza.
- Se debe evitar exceder el tiempo entre viajes por más de 40 horas, ya que pudiera acarrear inestabilidad en el pozo.

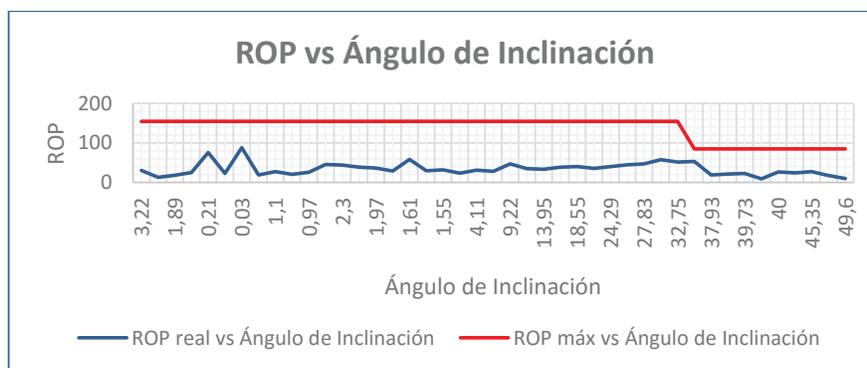
4.1.4 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H

En el pozo Palo Azul N 0-50H se encontraron varias puntos apretados, empaquetamiento de tubería, tanto en la sección 12 ¼” como en la sección 8 ½”, Se realiza el análisis respectivo a continuación.

4.1.4.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 12 ¼”.

4.1.4.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 19 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

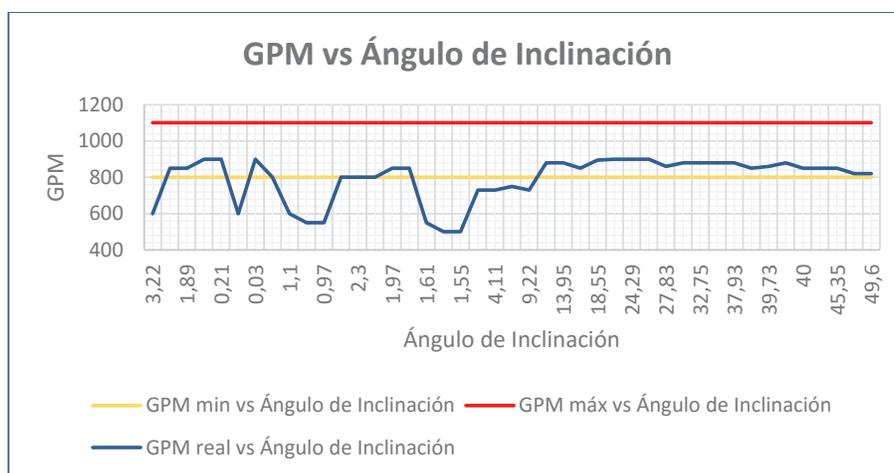
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En la gráfica 4.19, los valores de ROP que se puede apreciar en la gráfica, cumplen la condición de ser menores al valor máximo de 155 ft/h para ángulos menores de 35° y menores al valor máximo de 85 ft/h para ángulos entre 35° a 55°, en la sección 12 ¼”.

4.1.4.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación

En la gráfica 4.20, el comportamiento del GPM en algunas zonas, no es considerado regular, ya que algunos valores no se encuentran en el rango factible, entre 800 c/min hasta 1100 c/min, para ángulos menores a 35°. Se considera regular para ángulos entre 35° a 55°, en la sección de 12 ¼”.

GRÁFICO 4. 20 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 12 ¼” POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

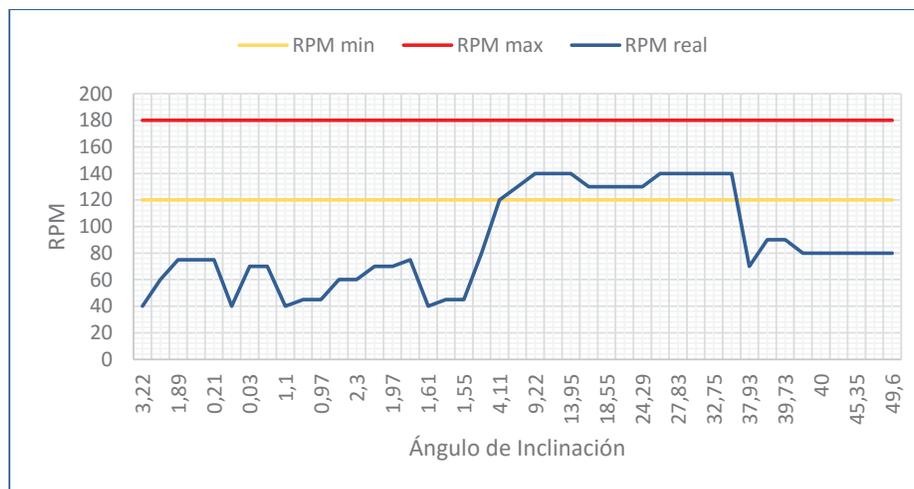
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.4.1.3 Análisis de RPM de la tubería

En la sección 12 ¼”, los valores de RPM deseable deben estar entre 120 hasta 180. Los resultados obtenidos en la gráfica 4.21, muestran que este parámetro no se maneja en lo deseable en cierta zona, por lo que no existe una buena remoción de los recortes.

En ciertas zonas donde el GPM está por debajo de los valores factibles, complementan con la RPM utilizada para tener una limpieza deficiente del pozo.

GRÁFICO 4. 21 RPM EN LA SECCIÓN 12 ¼" POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.4.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 12 ¼”.

Se analiza las lecciones aprendidas, conclusiones, que se obtuvieron para mejorar la limpieza en el hoyo, por parte de la compañía Mi Swaco.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

- La sesión de 12 ¼”, partió con una densidad de 9,8 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 12 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva, hasta perforar todos los estratos que conforman la formación Napo.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.2 hasta 9.7.
- El porcentaje de recortes obtenido de 8,5 %, no se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 15 cp, el esfuerzo cedente manejado, está en un promedio de 17 lb/100ft². Se complementa con el bombeo de píldoras de alta reología con DUO-VIS y BARITA,

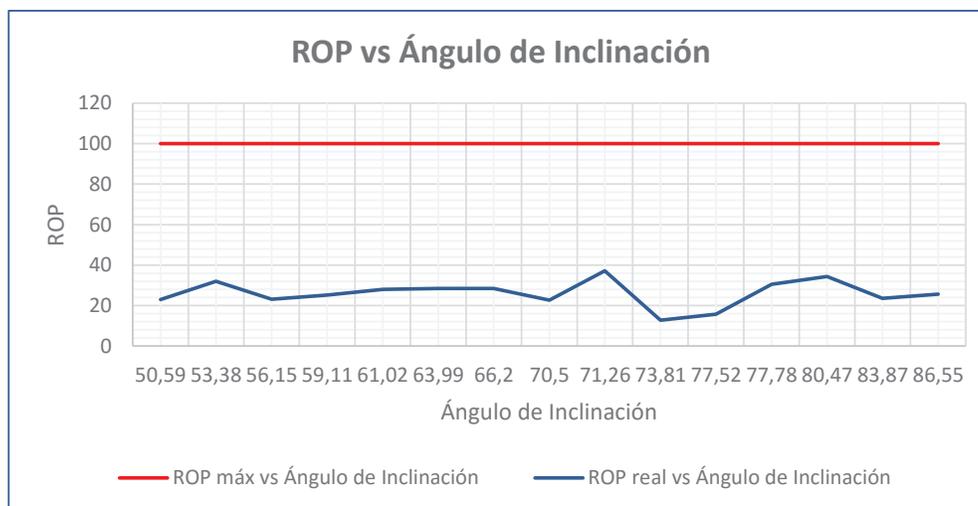
notando un efectivo acarreo, bajo grosor y concentración de ripios en la cara inferior del hoyo.

- Se aplicó KLASTOP y SULFATO DE POTASIO como inhibidor, POLYPAC UL Y POLYPAC R en el control de filtrado, CARBONATO DE CALCIO tipo 30 y 100 y SACK BLACK agentes puenteantes en los conglomerados. Las lutitas de la formación Napo se usó BLACK FURY acompañado de CARBONATO DE CALCIO tipo 30, 100, SACK BLACK y MI- X II MEDIUM evitando desestabilización y derrumbes.
- Los viajes de calibración hasta la zapata e igual hasta superficie no presentó señales de desestabilización. Sin dejar de establecer, que presentaron puntos apretados con poca severidad y reducido uso de bomba y rotaria.

4.1.4.3 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 8 ½”.

4.1.4.3.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 22 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

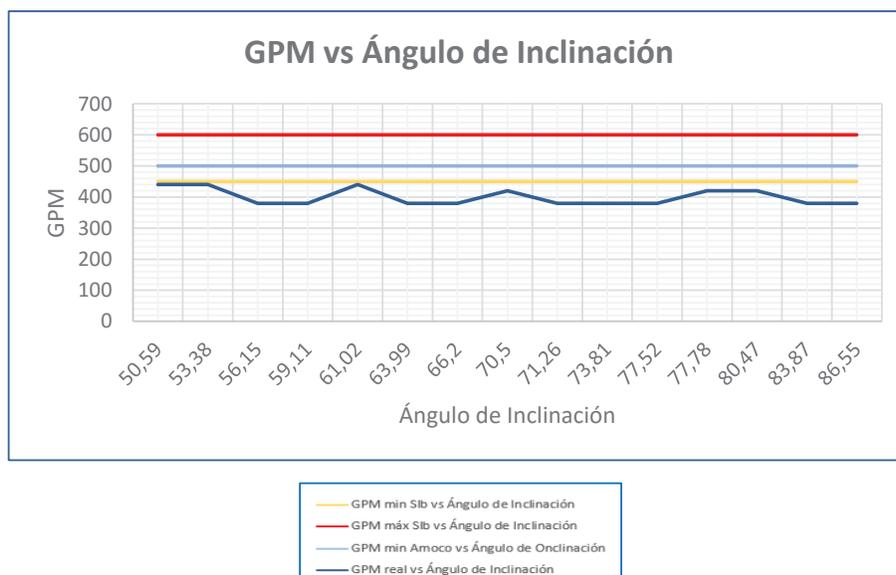
En la gráfica 4.22, los valores de ROP obtenidos están por debajo del valor máximo de 100 ft /h, se puede apreciar que es muy bajo.

Este parámetro se considera importante por el tamaño de los recortes que se puede acarrear hasta superficie. En este caso se puede considerar una limpieza deficiente porque se puede acarrear los recortes pero algunos de gran diámetro pueden quedar en el fondo del pozo y no ser perturbados.

4.1.4.3.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación

El gráfico 4.23 muestra que todos los datos no se encuentran en el rango factible, entre 450 (c/min) hasta 600 (c/min), en este caso se considera una limpieza deficiente.

GRÁFICO 4. 23 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

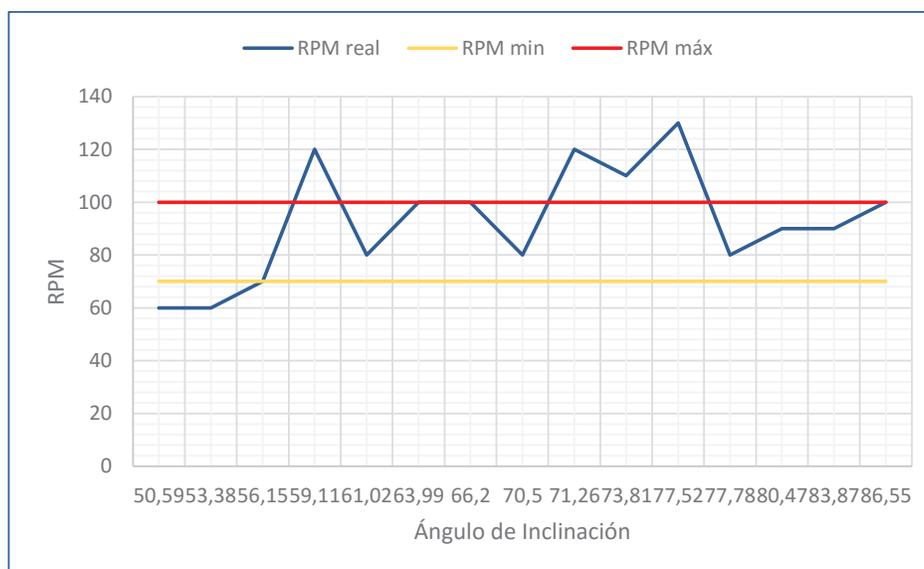
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.4.3.3 Análisis de RPM de la tubería

En la gráfica 4.24, de acuerdo al rango factible de las RPM de 70 a 100 en la sección 8 ½", los resultados obtenidos muestran que algunos parámetros no se

manejan en lo factible, esto se complica en formaciones donde el derrumbamiento de las paredes es más propenso.

GRÁFICO 4. 24 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En algunas partes se considera un comportamiento irregular, porque no se protege la estabilidad del pozo.

4.1.4.4 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-50H sección 8 ½”.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

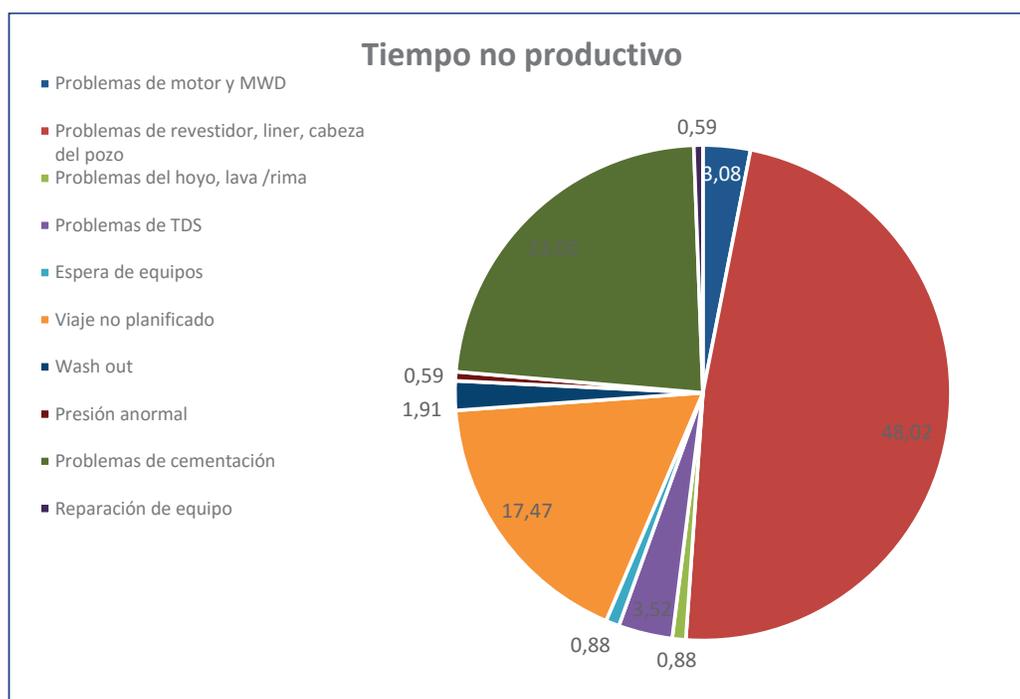
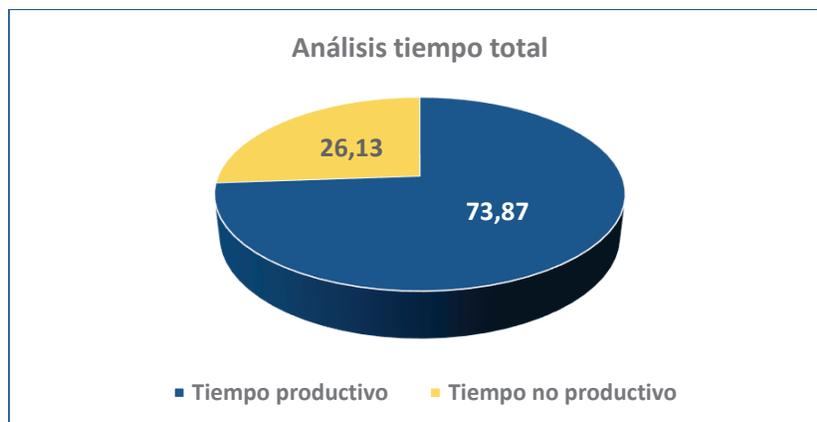
- La sesión de 8 ½”, partió con una densidad de 11,3 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 11,7 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.4 hasta 10.2.

- El porcentaje de recortes obtenido de 7,9 %, no se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 23 cp, el esfuerzo cedente manejado, está en un promedio de 31 lb/100ft², fueron óptimas para un acarreo seguro.
- Los ripios en superficie se apreciaron sin signos de derrumbe, siendo la mayoría de esta consecuencia del avance de la perforación con un porcentaje de volumen acorde a la rata de penetración.
- Se aplicó el tratamiento con CARBONATO DE CALCIO tipo 100, 30, 325 y MIX II MEDIUM, para asegurar el puenteo y sello efectivo en las arenas, el controlador ajustado del filtrado con POLYPAC UL/R, POROSEAL previno al máximo la invasión de fluido en la formación que se muestra con una torta plástica y delgada. El uso SACK BLACK / BLACK FURY garantizó el control de la estabilidad de las paredes del pozo.
- En la sección se observó una baja rata de penetración en ciertos puntos. Para mejorar la misma, se aplicó tratamiento con LUBE 167/945 y PLX 900.
- No se observó por las zarandas, ripios en mayor porcentaje a los perforados. Lutitas estables en las muestras tomadas en superficie durante toda la perforación del intervalo.

4.1.4.5 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-50H.

El resultado en la gráfica 4.25, el tiempo total del pozo es 54,29 días en el cual, el 73,87% corresponde al tiempo productivo del pozo con un equivalente a 40,10 días, el 26,13% corresponde al tiempo no productivo con un equivalente a 14,19 días; involucrando un tiempo no productivo por pega de tubería de 0 días equivalente a 0%.

GRÁFICO 4. 25 ANÁLISIS DE TIEMPO DEL POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La tabla 4.4 y gráfica 4.26 refiere al análisis económico del pozo Palo Azul N 0-50H, con resultados obtenidos en las diferentes secciones, relacionadas al costo promedio planificado igual a 151,8088887 (USD/ft) y el costo promedio real igual a 122,9138078 (USD/ft). A pesar de los gastos de operaciones no

planeadas realizadas en el tiempo no productivo, el resultado final es menor a lo planificado, como se menciona a continuación.

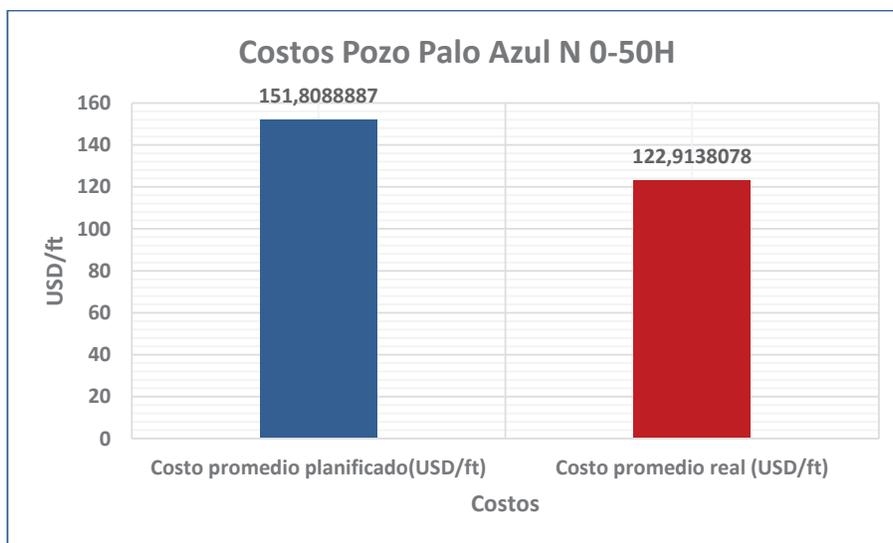
TABLA 4. 4 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-50H

ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H				
Sección	16"	12 1/4"	8 1/2"	6 1/8"
Intervalo (ft)	6072	4074	1410	374
Costo por cada pie perforado planificado(USD/ft)	309,064064	207,366107	71,7688292	19,0365547
Costo por cada pie perforado real (USD/ft)	250,237264	167,896346	58,1084557	15,4131648
Diferencia Real vs Planificado (USD/ft)	-58,8268001	-39,4697601	-13,6603735	-3,62338986
Costo promedio planificado(USD/ft)	151,8088887			
Costo promedio real (USD/ft)	122,9138078			

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

GRÁFICO 4. 26 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Como se puede apreciar anteriormente los problemas ocasionados por puntos apretados y empaquetamiento de tubería tanto en la sección 12 ¼", como en la sección 8 ½", no son significativos, y según este caso los costos finales fueron menores al planificado.

4.1.4.6 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-50.

1. Varios puntos apretados entre 8500' hasta 9920' perdiendo circulación y rotación, además al correr el casing de 9 5/8" se observa empaquetamiento @ 10146' perdiendo circulación progresiva hasta cero; encontrados en la sección 12 1/4", cuando se perforaba con ROP menor a 150 ft/h el valor máximo, GPM menor a 800 (c/min), RPM menor a 120 (rev/min), %LGS a 8,5% y densidad del lodo entre 9,8 (lbs/gal) hasta 12 (lbs/gal). Por lo tanto se debe mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), además de mantener el % LGS menor a 5%.
2. Varios puntos apretados encontrados y un intervalo en el que se presentó empaquetamiento de tubería @ 10719' en la sección 8 1/2", cuando se perforaba con ROP menor a 100 ft/h el valor máximo, GPM menor a 450 (c/min), RPM mayor a 100 (rev/min), %LGS a 7,9% y densidad del lodo entre 11,3 (lbs/gal) hasta 11,7 (lbs/gal). Por lo tanto se debe mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min), mantener el %LGS menos a 5%.

4.1.4.7 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-50.

Sección 12 1/4"

- En la sección 12 1/4", se presentaron problemas de puntos apretados y empaquetamiento, en esta sección el fluido hizo su trabajo manteniendo la estabilidad en el pozo, sin embargo algunos parámetros de perforación en el GPM y RPM no se manejan en lo recomendable; la limpieza del pozo es deficiente por estos factores, induciendo a los problemas antes mencionados.
- La concentración de recortes que se mencionó en el reporte de fluidos para la sección 12 1/4", se encuentra en 8,5%, no se encuentra en el rango recomendado para tener una buena limpieza en el pozo, se debe manejar bajo el 5%.
- El ángulo de inclinación del pozo no influye mayormente, los puntos apretados y el empaquetamiento fueron controlados.

- En los viajes, ya sean estos de calibración o hasta superficie, dependiendo de la geometría del pozo y el alto ángulo, es recomendable realizar circulaciones intermedias con su concerniente set de píldoras de limpieza. El objetivo, desalojar las camas en la zona más direccionadas.

Sección 8 ½”

- En la sección 8 ½” también presenta problemas de puntos apretados y empaquetamiento, se puede apreciar que algunos parámetros de GPM y RPM no se encuentran en el rango factible, para tener una buena limpieza.
- La concentración de recortes que se mencionó en el reporte de fluidos para la sección 12 ¼”, se encuentra en 7,9%, no se encuentra en el rango recomendado para tener una buena limpieza en el pozo, se debe manejar bajo el 5%.

4.1.4.8 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-50.

Sección 12 ¼”

- Se debe mantener el GPM y RPM en lo recomendable, que está entre 800 a 1100 (c/min), y 120 a 180 (rev/min) respectivamente, para mejorar la limpieza del pozo.
- No exceder el tiempo entre viajes por más de 40 horas.

Sección 8 ½”

- EL GPM se maneja bajo el rango factible entre 450 (c/min) a 600 (c/min), se debe mejorar este parámetro, para incrementar la fuerza que levanta los recortes en el pozo.
- En algunos puntos, la RPM se maneja fuera del rango mayor a 100 (rev/min), es otro factor que debe manejarse en lo recomendable entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min), para tener una buena limpieza en el pozo.

4.1.5 ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO PALO AZUL N 0-52

En el pozo Palo Azul N 0-52 se encontró problemas de puntos apretados en la sección 8 ½”, al momento de a travesar la formación Napo, induciendo a una pega de la herramienta de registros eléctricos, que forzó a realizar trabajos de pesca para recuperarla exitosamente, a una profundidad de 10749 ft.

A continuación se desarrolla el análisis respectivo.

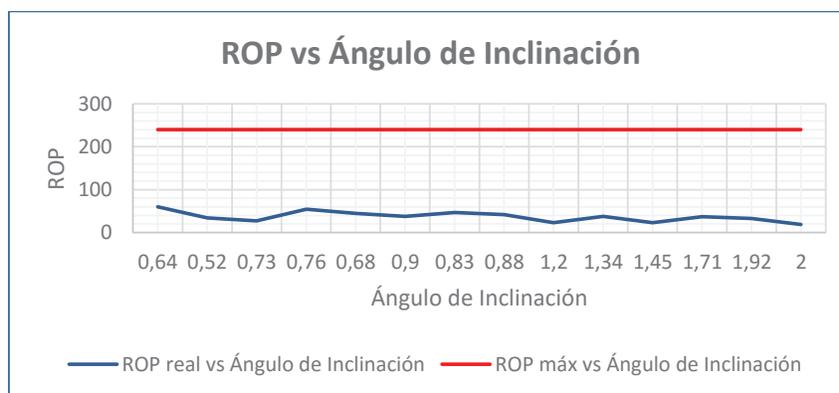
4.1.5.1 Análisis de los parámetros de perforación del pozo Palo Azul N 0-52 sección 8 ½”.

4.1.5.1.1 Análisis de ROP vs Ángulo de Inclinación

La gráfica 4.27 menciona que los valores de ROP obtenidos, están por debajo del valor máximo de 240 ft /h, se puede apreciar que es muy bajo.

Este parámetro se considera importante por el tamaño de los recortes que se puede acarrear hasta superficie. En este caso se puede considerar una limpieza eficaz, porque se puede acarrear los recortes pero algunos de gran diámetro pueden quedar en el fondo del pozo y no ser perturbados.

GRÁFICO 4. 27 ROP VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½” POZO PALO AZUL N 0-52

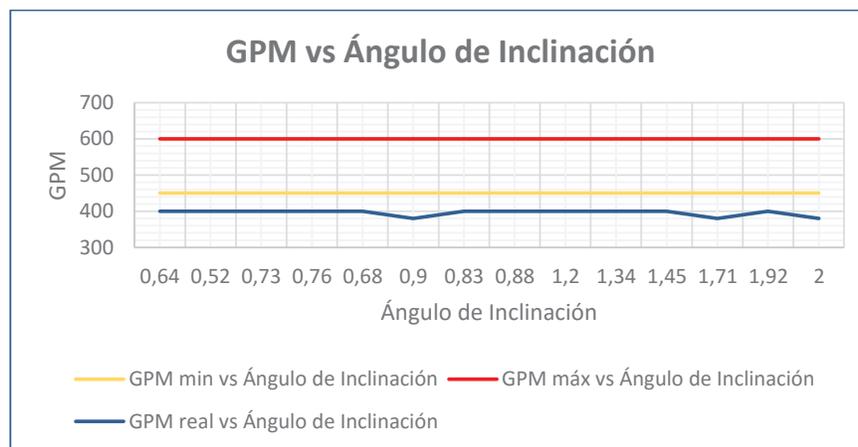


Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.1.5.1.2 Análisis de GPM vs Ángulo de Inclinación

GRÁFICO 4. 28 GPM VS ÁNGULO DE INCLINACIÓN SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-52



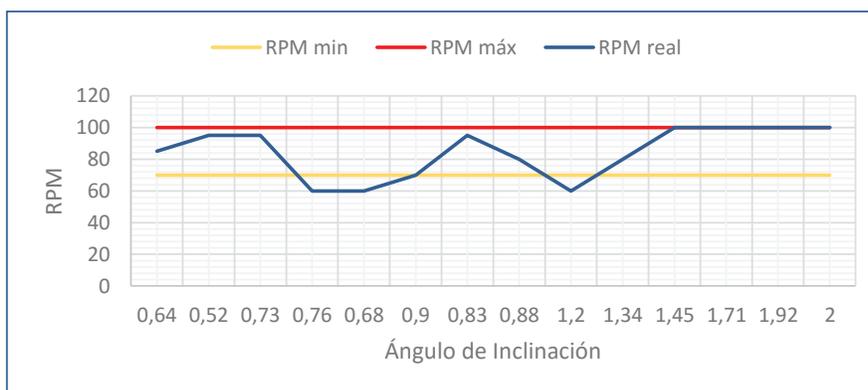
Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

El gráfico 4.28 muestra que todos los datos no se encuentran en el rango factible, entre 450 (c/min) hasta 600 (c/min), en este caso se considera una limpieza deficiente.

4.1.5.1.3 Análisis de RPM de la tubería

GRÁFICO 4. 29 RPM EN LA SECCIÓN 8 ½" POZO PALO AZUL N 0-52



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

De acuerdo al rango factible de las RPM de 70 a 100 en la sección 8 ½", los resultados obtenidos en la gráfica 4.29 muestran que pocos parámetros no se

manejan en lo factible, esto se complica en formaciones donde el derrumbamiento de las paredes es más propenso.

En pocas partes se considera un comportamiento irregular, porque no se protege la estabilidad del pozo.

4.1.5.2 Análisis del reporte de fluidos de perforación del pozo Palo Azul N 0-52 sección 8 ½”.

A continuación se menciona el desempeño de los diferentes fluidos de perforación utilizados en esta sección:

- La sesión de 8 ½”, partió con una densidad de 9,8 lb/gal y se ajustó progresivamente la densidad hasta 10,4 lb/gal, de acuerdo a la curva de densidad respectiva.
- Se controló el valor de pH manejando en lo recomendable entre 9.5 hasta 9,9.
- El porcentaje de recortes obtenido de 3,1 %, se maneja en el valor recomendable.
- La viscosidad plástica se maneja en un promedio de 15 cp, el esfuerzo cedente manejado, está en un promedio de 17 lb/100ft², fueron óptimas para un acarreo seguro.
- El POLY-PLUS RD, pre-cortado en el “Shear Tank”, presentó optimo desempeño en el encapsulamiento de los ripios de perforados, disminuyendo la agregación de éstos al fluido, con un control y mejor desempeño de las propiedades reológicas en áreas con alto porcentaje de arcilla reactivas.
- No hubo señales de desestabilización en los viajes de calibración hasta la zapata, de la misma manera hasta superficie. Si hay que resaltar que presentaron puntos apretados pero no severidad que pusiera en riesgo la sección.

4.1.5.3 Resultado de costos y tiempo del pozo Palo Azul N 0-52.

La gráfica 4.30 menciona que el tiempo total del pozo es 25,6 días en el cual, el 91,12% corresponde al tiempo productivo del pozo con un equivalente a 23,31 días, el 8,88% corresponde al tiempo no productivo con un equivalente a 2,27 días; involucrando un tiempo no productivo por pega de tubería de 2,06 días equivalente a 8,06%.

GRÁFICO 4. 30 ANÁLISIS DE TIEMPO POZO PALO AZUL N 0-52



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La tabla 4.5 y gráfica 4.31 refiere al análisis económico del pozo Palo Azul N 0-52, con resultados obtenidos en las diferentes secciones, relacionadas al costo promedio planificado igual a 142,0070084 (USD/ft) y el costo promedio real igual a 111,537002 (USD/ft). A pesar de los gastos de operaciones no planeadas realizadas en el tiempo no productivo, el resultado final es menor a lo planificado, como se menciona a continuación.

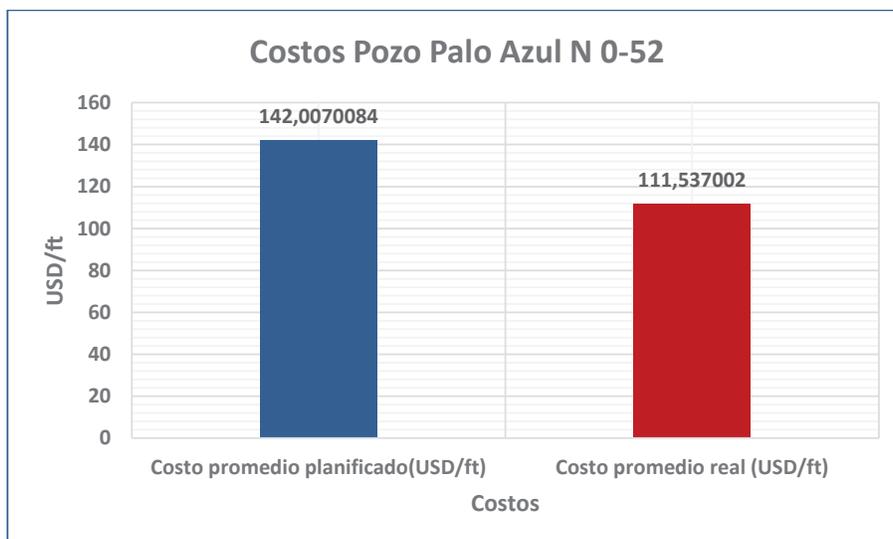
TABLA 4. 5 ANÁLISIS DE COSTOS POZO PALO AZUL N 0-52

ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-52			
Sección	16"	12 1/4"	8 1/2"
Intervalo (ft)	6189	3181	1379
Costo por cada pie perforado planificado(USD/ft)	245,292039	126,074321	54,654665
Costo por cada pie perforado real (USD/ft)	192,660482	99,0229426	42,9275819
Diferencia Real vs Planificado (USD/ft)	-52,6315572	-27,0513788	-11,7270831
Costo promedio planificado(USD/ft)	142,0070084		
Costo promedio real (USD/ft)	111,537002		

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

GRÁFICO 4. 31 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-52



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Como se puede apreciar anteriormente los problemas ocasionados por puntos apretados y empaquetamiento de la herramienta de registros eléctricos en la sección 8 ½", no son significativos, se controlaron a tiempo al igual que las demás operaciones no planificadas, consecuentemente el costo real es menor al costo planificado.

4.1.5.4 Problemas encontrados en el pozo Palo Azul N 0-52.

1. Varios puntos apretados y herramienta de registros pegada a 10128' en la sección 8 ½", cuando se perforaba con ROP menor a 240 ft/h el valor máximo, GPM menor a 450 (c/min), RPM menor a 70 (rev/min), %LGS a 3,1% y densidad del lodo entre 9,8 (lbs/gal) hasta 10,4 (lbs/gal). Por lo tanto se recomienda mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min), el RPM entre 70 (rev/min) hasta 100 (rev/min).

4.1.5.5 Conclusiones del pozo Palo Azul N 0-52.

- En la sección 8 ½" el problema principal presenta que al no tener la fuerza factible para levantar los recortes, la limpieza en el pozo es deficiente, ya que algunos recortes van acumularse en el fondo del pozo, induciendo a los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de la herramienta de registros eléctricos.
- La concentración de recortes que se mencionó en el reporte de fluidos para la sección 12 ¼", se encuentra en 3,1%, se encuentra en el rango recomendado para tener una buena limpieza en el pozo, este parámetro no es el problema.

4.1.5.6 Recomendaciones del pozo Palo Azul N 0-52.

- EL GPM se maneja bajo el rango factible entre 450 (c/min) a 600 (c/min), se debe manejar entre 450 (c/min) a 600 (c/min), para incrementar la fuerza que levanta los recortes en el pozo y mejorar la limpieza en el pozo.
- En algunos puntos el valor de RPM debe manejarse entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min).
- No exceder el tiempo entre viajes por más de 40 horas.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

4.2.1 ANALISIS GENERAL DE PROBLEMA PRESENTADOS RESPECTO A LA LIMPIEZA EN LOS POZOS

4.2.1.1 Problemas presentados en los pozos.

En la tabla 4.6 se indica los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería de los pozos en análisis del campo Palo Azul en las secciones 12 ¼" y 8 ½".

TABLA 4. 6 ANÁLISIS GENERAL DE PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS

		PROBLEMAS PRESENTADOS	
POZOS	SECCION	PUNTOS APRETADOS	EMPAQUETAMIENTO DE TUBERÍA
Palo Azul N 0-29	12 1/4"	X	
	8 1/2"	X	
Palo Azul C 0-48 ST1	12 1/4"	X	X
	8 1/2"		
Palo Azul N 0-49H ST1	12 1/4"		
	8 1/2"	X	X
Palo Azul N 0-50H	12 1/4"	X	X
	8 1/2"	X	X
Palo Azul N 0-52	12 1/4"		
	8 1/2"	X	X
Total		7	5

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Como se menciona en la tabla 4.6, prácticamente en todos los pozos analizados, se presenta problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería en la sección 12 ¼" y 8 ½". Adicionalmente se infiere que en algunos casos, los problemas técnicos referidos conllevan side track.

4.2.1.2 Parámetros de perforación respecto a la limpieza en el pozo

En la tabla 4.7 se indica las condiciones técnicas de parámetros de perforación de los pozos en análisis del campo Palo Azul en las secciones 12 ¼" y 8 ½".

TABLA 4. 7 CONDICIONES TÉCNICAS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

POZO	SECCIÓN	PARAMETROS DE PERFORACIÓN			COMENTARIO
		ROP	GPM	RPM	
Plan 0-29	12 1/4"	Regular en toda la sección	Irregular en varios puntos, bajo lo recomendable	Irregular en toda la sección, bajo lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; fuerza centrífuga insuficiente para perturbar los recortes</i>
	8 1/2"	Regular en toda la sección	Irregular en todo la sección, bajo lo recomendable	Irregular en varios puntos, sobre lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; complicaciones en formaciones por derrumbamientos de las paredes del pozo.</i>
Plac 0-48 ST1	12 1/4"	Regular en toda la sección	Regular en toda la sección	Irregular en varios puntos, bajo lo recomendable	<i>Fuerza centrífuga no cumple la condición para perturbar los recortes</i>
Plan 0-49H ST1	8 1/2"	Regular en toda la sección	Irregular en todo la sección, bajo lo recomendable	Irregular en la mayoría de la sección, sobre lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; fuerza centrífuga provoca complicaciones en las formaciones generando derrumbamientos de recortes al pozo.</i>
Plan 0-50H	12 1/4"	Regular en toda la sección	Irregular en varios puntos, bajo lo recomendable	Irregular en la mayoría de la sección, bajo lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; fuerza centrífuga insuficiente para perturbar los recortes</i>
	8 1/2"	Regular en toda la sección	Irregular en toda la sección, bajo lo recomendable	Irregular en la mayoría de la sección, sobre lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; fuerza centrífuga provoca complicaciones en las formaciones generando derrumbamientos de recortes al pozo.</i>

Plan 0-52	8 1/2"	Regular en toda la sección	Irregular en todo la sección, bajo lo recomendable	Irregular en pocos puntos, bajo lo recomendable	<i>Fuerza no óptima para levantar los recortes; fuerza centrífuga insuficiente para perturbar los recortes</i>
------------------	--------	----------------------------	--	---	--

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

De la tabla 4.7 se infiere que los parámetros GPM, RPM no están en los intervalos recomendados por Schlumberger, Mi Swaco, Instituto Técnico del Petróleo, BP Amoco, y por ello no se tiene la fuerza óptima para levantar los recortes que se encuentran en el fondo y en la columna del pozo, y tampoco se tiene la fuerza centrífuga óptima para perturbarlos, lo cual ocasiona mala limpieza, que a su vez con lleva a problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

4.2.1.3 Análisis técnico de las propiedades de los fluidos de perforación

En la tabla 4.8 se indica el análisis técnico de las propiedades de los fluidos de perforación en los pozos en análisis del campo Palo Azul en las secciones 12 1/4" y 8 1/2".

TABLA 4. 8 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

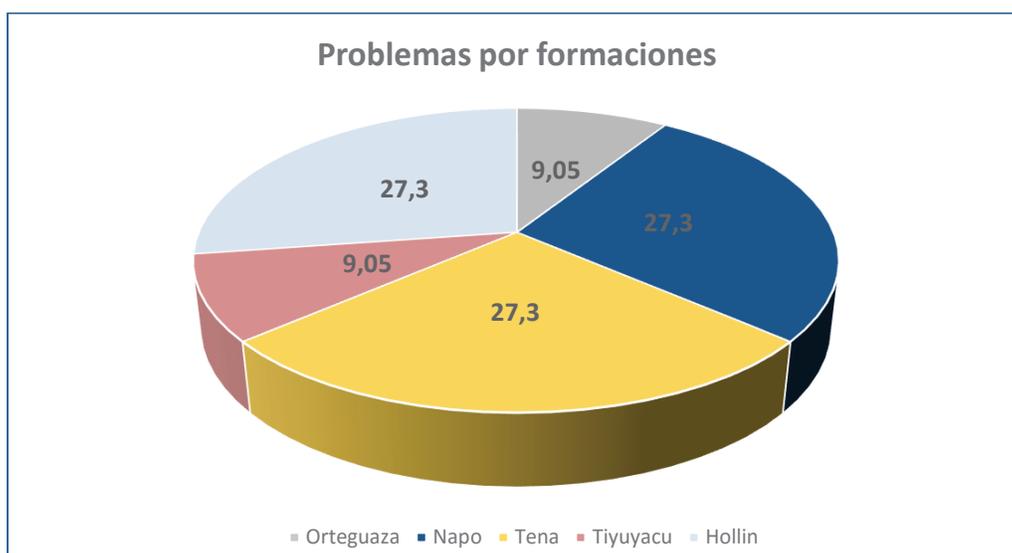
POZO	SECCIÓN	Propiedades del fluido de perforación				
		% LGS	Viscosidad plástica y punto cedente	Densidad del lodo	pH	Filtrado API
Plan 0-29	12 1/4"	9,5% debe ser < 5%	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
	8 1/2"	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
Plac 0-48 ST1	12 1/4"	10% debe ser < 5%	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
Plan 0-49H ST1	8 1/2"	10,6% debe ser < 5%	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
Plan 0-50H	12 1/4"	8,5% debe ser < 5%	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
	8 1/2"	7,9% debe ser < 5%	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado
Plan 0-52	8 1/2"	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado	Controlado

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

En conclusión, los fluidos de perforación estabilizan la perforación de los pozos analizados del campo Palo Azul; ya que se encuentran dentro de los límites recomendados por Mi Swaco. Sin embargo los valores de LGS están fuera del rango, por lo tanto esta deficiencia puede evidenciar una mala limpieza en el pozo y además puede ser una de las causas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

4.2.1.4 Problemas presentados por formación

GRÁFICO 4. 32 PROBLEMAS PRESENTADOS POR FORMACIÓN



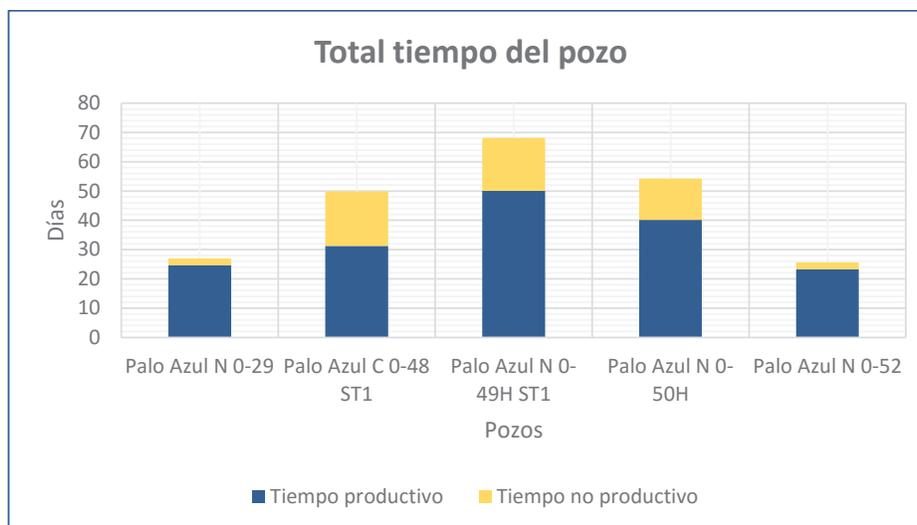
Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

De la gráfica 4.32 se puede mencionar que el 81,9% de los problemas se originan en las formaciones Napo, Tena y Hollín; la característica común se debe a que presentan intercalaciones de lutitas, que son propensas a derrumbarse.

4.2.2 TIEMPO UTILIZADO

La gráfica 4.33 muestra que en algunos casos el tiempo no productivo es alto, y la mayor influencia es por problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

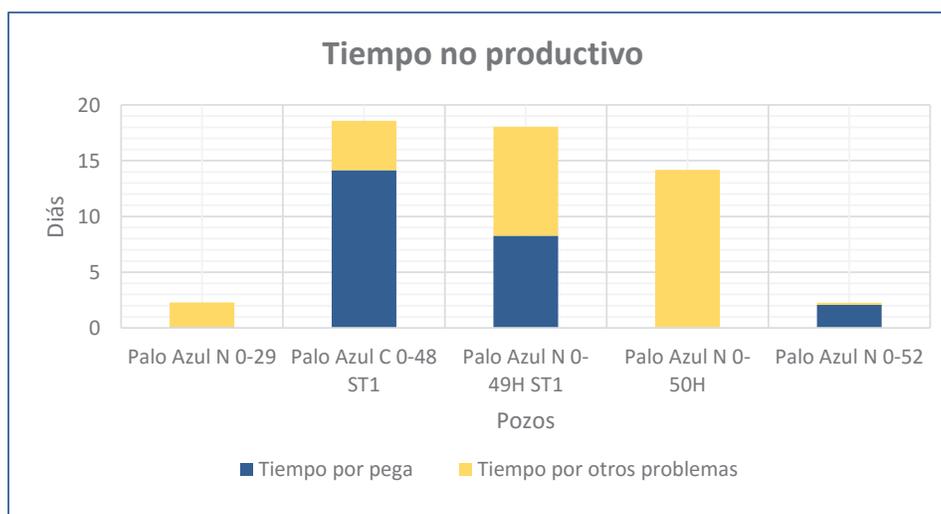
GRÁFICO 4. 33 TIEMPO TOTAL DE LOS POZOS ANALIZADOS EN EL CAMPO PALO AZUL



Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

La gráfica 4.34 muestra que el tiempo no productivo, en algunos de los casos es semejante al tiempo que se ocupó en resolver los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería.

GRÁFICO 4. 34 TIEMPO TOTAL NO PRODUCTIVO DE LOS POZOS ANALIZADOS EN EL CAMPO PALO AZUL

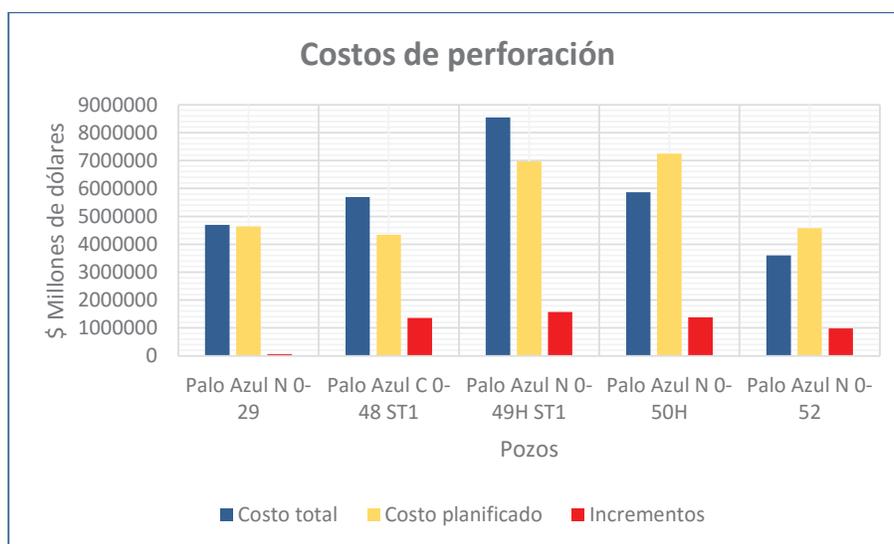


Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

4.2.3 COSTO DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO PALO AZUL

En la mayoría de los pozos analizados, los costos de ejecución son superiores a los costos de planificación, lo cual se debe particularmente a los puntos apretados y empaquetamiento de tubería presentados en las operaciones de perforación. Los sobre tiempos importantes a su vez implican altos costos de perforación que oscilan alrededor de 20 %, como se puede observar en la gráfica 4.35.

GRÁFICO 4. 35 COSTOS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO PALO AZUL



Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 CONCLUSIONES GENERALES

- En las formaciones de acumulaciones de hidrocarburos tales como Napo, Tena y Hollín, se genera el 81,9% de los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería; debido a la presencia de intercalaciones de lutitas, que provocan inestabilidad en las paredes del pozo, y consecuentemente dificultan las operaciones de perforación.
- Los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería en las secciones 12 ¼" y 8 ½" de los pozos seleccionados, son inducidos por mala limpieza en el pozo, principalmente por el manejo inadecuado de parámetros de perforación tales como ROP, GPM, RPM; además del manejo inadecuado del porcentaje de sólidos de baja gravedad específica.

5.1.2 POZO PALO AZUL N 0-29

- En el pozo Palo Azul N 0-29 se encontraron varios puntos apretados tanto en la sección 12 ¼" como en la sección 8 ½", además de un problema mayor de pega de tubería @ 10719', por lo tanto en la tabla 5.1 se menciona los parámetros utilizados, y los recomendables para reducir los problemas antes mencionados e inferir adicionalmente a una buena limpieza.

TABLA 5. 1 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-29

Secciones	Problemas presentados	Parámetros utilizados					Parámetros Recomendables
		ROP (ft/h)	GPM (c/min)	RPM (rev/min)	%LGS	Peso del lodo (lb/gal)	
12 1/4"	Varios puntos apretados	Menor a 155 ft/h (valor máximo)	Menor a 800 (c/min)	Menor a 120 (rev/min)	9,5%	9,8 a 11,5	Mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.
8 1/2"	Varios puntos apretados y pega de tubería @ 10719'	Menor a 240 ft/h (valor máximo)	Menor a 450 (c/min)	Mayor a 100 (rev/min)	3,7%	9,8 a 10,3	Mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min).

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- Se presentaron varios problemas, pero no para ocasionar empaquetamiento de la tubería, no obstante se puede apreciar que la limpieza del pozo no es buena, porque algunos parámetros como GPM y RPM no se manejan en el rango factible. Los parámetros recomendables son: para la sección 12 ¼"; el GPM debe mantenerse entre 800 (gls/min) y 1100 (gls/min), el RPM debe mantenerse entre 120 (rev/min) y 180 (rev/min); para la sección 8 ½"; el GPM debe mantenerse entre 450 (gls/min) y 600 (gls/min), el RPM debe mantenerse entre 70 (rev/min) y 100 (rev/min). Por lo tanto al no manejar los parámetros en el rango recomendable, induce a tener puntos apretados y consecuentemente pega de la tubería.

5.1.3. POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

- En el pozo Palo Azul C 0-48 ST1 se encontraron varios puntos apretados encontrados y empaquetamiento de tubería @ 8170' que obligo a perdida de pescado en el fondo del pozo en la sección 12 ¼", por lo tanto en la tabla 5.2 se menciona los parámetros utilizados, y los recomendables para reducir los problemas antes mencionados e inferir adicionalmente a una buena limpieza.

TABLA 5. 2 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

Secciones	Problemas presentados	Parámetros utilizados					Parámetros Recomendables
		ROP (ft/h)	GPM (c/min)	RPM (rev/min)	%LGS	Peso del lodo (lb/gal)	
12 1/4"	Varios puntos apretados, empaquetamiento de tubería @ 8170'	Menor a 155 ft/h (valor máximo)	Entre 800 (c/min) a 1100 (c/min)	Menor a 120 (rev/min)	10%	9,6 a 10,9	Mantener el RPM entre 120 hasta 180 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%
8 1/2"	Sin problemas	Menor a 240 ft/h (valor máximo)	Sobre 600 (c/min)	Entre 70 a 100 (rev/min)	3,7%	9,8 0 10,3	Mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- Los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de tubería que presentan en este pozo, se debe principalmente al manejo inadecuado de las RPM, que debe mantenerse entre 120 (rev/min) y 180 (rev/min); Además por el manejo inadecuado del porcentaje de LGS, que debe mantenerse bajo el 5%. Por lo tanto al no manejar los parámetros en el rango recordable, los ripios no son acarreados correctamente, reflejando una característica de mala limpieza en el pozo, que induce a los problemas de puntos apretados y consecuentemente a empaquetamiento de la tubería.

5.1.4 POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

- En el pozo Palo Azul N 0-49H ST1 se encontraron varios puntos apretados y algunos empaquetamientos de tubería @ 10300', 11120', provocando perdida de pescado en el fondo del pozo obligando a realizar sidetrack, en donde también ocurren varios puntos apretados y empaquetamiento de la tubería @ 10932' en la sección 8 1/2", por lo tanto en la tabla 5.3 se menciona los parámetros utilizados, y los recomendables para reducir los problemas antes mencionados e inferir adicionalmente a una buena limpieza.

TABLA 5. 3 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

Secciones	Problemas presentados	Parámetros utilizados					Parámetros Recomendables
		ROP (ft/h)	GPM (c/min)	RPM (rev/min)	%LGS	Peso del lodo (lb/gal)	
8 ½"	Varios puntos apretados, empaquetamientos de tubería a 10300', 10932' y 11120'	Menor a 100 ft/h (valor máximo)	Menor a 450 (c/min)	Mayor a 100 (rev/min)	10,6 %	9,8 a 13	Mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min), el RPM entre 70 hasta 100 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.
12 ¼"	Repara bomba de lodo, falla equipo de flotación, cambia Wash pipe	Menor a 155 ft/h (valor máximo)	Menor a 800 (c/min)	Menor a 120 (rev/min)	7,5%	9,8 a 12	Mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min), el RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), el %LGS menor a 5%.

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- En este pozo los problemas de puntos apretados y empaquetamiento de la tubería, se debe principalmente al manejo inadecuado de las RPM, que debe mantenerse entre 70 (rev/min) y 100 (rev/min); además por el manejo inadecuado del GPM, que debe mantenerse entre 450 (gls/min) y 600 (gls/min). Por lo tanto al no manejar los parámetros en el rango recomendable, no se puede remover adecuadamente los recortes, induciendo a los problemas de puntos apretados y consecuentemente empaquetamiento de la tubería

5.1.5 POZO PALO AZUL N 0-50H

- En el pozo Palo Azul N 0-50H se encontraron en la sección 12 ¼" varios puntos apretados entre 8500' hasta 9920' perdiendo circulación y rotación, además al correr el casing de 9 5/8" se observa empaquetamiento @ 10146' perdiendo circulación progresiva hasta cero. Además en la sección 8 ½" se encontraron varios puntos apretados y empaquetamiento de tubería @ 10719'; por lo tanto en la tabla 5.4 se menciona los parámetros utilizados, y los recomendables para reducir los problemas antes mencionados e inferir adicionalmente a una buena limpieza.

TABLA 5. 4 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H

Secciones	Problemas presentados	Parámetros utilizados					Parámetros Recomendables
		ROP (ft/h)	GPM (c/min)	RPM (rev/min)	%LGS	Peso del lodo (lb/gal)	
12 1/4"	Varios puntos apretados entre 8500' a 9920', empaquetamiento @ 10146'	Menor a 155 ft/h (valor máximo)	Menor a 800 (c/min)	Menor a 120 (rev/min)	8,5%	9,8 a 12	Mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.
8 1/2"	Varios puntos apretados y pega de tubería @ 10719'	Menor a 240 ft/h (valor máximo)	Menor a 450 (c/min)	Mayor a 100 (rev/min)	7,9%	11,3 a 11,7	Mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min), mantener el % LGS menor a 5%.

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- En las secciones en estudio se presentaron varios problemas, los efectos fueron provocados por no manejar los parámetros entre factible el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min) y RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min) para la sección 12 1/4"; y el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min) para la sección 8 1/2", ya que infiere a una mala limpieza, esto adicionalmente al %LGS que esta sobre el 5%, incrementa la posibilidad de problemas de este tipo. No obstante los problemas fueron controlados a tiempo, y a pesar de todo, el resultado económico del pozo fue menor a lo planificado.

5.1.6 POZO PALO AZUL N 0-52

- En el pozo Palo Azul N 0-52 se encontraron varios puntos apretados y la herramienta de registros pegada a 10128' en la sección 8 1/2"; por lo tanto en la tabla 5.5 se menciona los parámetros utilizados, y los óptimos para reducir los problemas antes mencionados e inferir adicionalmente a una buena limpieza.

TABLA 5. 5 PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL POZO PALO AZUL N 0-52

Secciones	Problemas presentados	Parámetros utilizados					Parámetros Recomendables
		ROP (ft/h)	GPM (c/min)	RPM (rev/min)	%LGS	Peso del lodo (lb/gal)	
8 1/2"	Varios puntos apretados y herramienta de registros pegada @ 10128'	Menor a 240 ft/h (valor máximo)	Menor a 450 (c/min)	Menor a 70 (rev/min)	3,1%	9,8 a 10,4	Mantener el GPM entre 450 (c/min) a 600 (c/min) y RPM entre 70 (rev/min) a 100 (rev/min)
12 1/4"	Sin problemas	Menor a 155 ft/h (valor máximo)	Menor a 800 (c/min)	Menor a 120 (rev/min)	6,5%	9,8 a 11,5	Mantener el GPM entre 800 (c/min) a 1100 (c/min), RPM entre 120 (rev/min) a 180 (rev/min), el %LGS menor a 5%

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

- En la sección 8 1/2" se presentaron problemas de puntos apretados y empaquetamiento de la herramienta de registros eléctricos, los efectos fueron provocados por manejar los parámetros fuera de lo factible; el GPM debe mantenerse entre 450 (gls/min) y 600 (gls/min) y las RPM debe mantenerse entre 70 (rev/min) y 100 (rev/min). Por lo tanto al no manejar los parámetros en el rango recomendable, induce a una mala limpieza en el pozo, provocando problemas de puntos apretados y consecuentemente la pega de la herramienta de registros eléctricos.

5.2 RECOMENDACIONES

- En todos los pozos en estudio se encontraron puntos apretados y en algunos de ellos empaquetamiento de tubería; problemas consecuentes de manejar los parámetros de perforación fuera del rango factible, por lo tanto se recomienda apegarse a las practicas recomendadas, para evitar primeramente la mala limpieza en el pozo y además los efectos que estos pueden influir como los problemas que en este presente análisis se llegó a comprobar.

- En todos los pozos se recomienda monitorear constantemente la cantidad y tamaño de los recortes de perforación para poder establecer si se está teniendo una limpieza eficiente en el pozo o detectar a tiempo la presencia de derrumbes por inestabilidad del mismo.
- En todos los pozos se recomienda monitorear permanentemente la densidad del fluido de perforación entrando y saliendo del pozo para evaluar la calidad de limpieza del hueco y determinar sobrecarga en el espacio anular.
- Durante la perforación de todos los pozos en estudio se recomienda, coordinar las operaciones con las diferentes áreas, en especial con el departamento de geología para corroborar si se mantiene una buena perforación, o si es necesario cambiar parámetros que permitan el control de la limpieza del pozo.
- En todos los pozos se recomienda manejar el %LGS menor a 5% como encarga la compañía MiSwaco, de esta manera se puede considerar una buena limpieza en el pozo.
- En todos los pozos se recomienda que las compañías de servicio y operadoras deberían apegarse a las prácticas óptimas que ellos mismos mencionan, porque ellos tienen la experiencia suficiente y a su vez, controlan la tecnología para obtener la información necesaria, que con llevará evitar problemas en la perforación de nuevos pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

- ITP. (2012). Manual de pega de tubería. *Generalidades pega de tubería*. Drilling and Workover Services-Training School, Bogota, Colombia.
- LOZADA, a. (enero de 2010). Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo palo azul, reservorio Hollin. Quito, pichincha, ecuador.
- MiSwaco.(14 de febrero de 2001). Manual de la Ingeniería. *Pega de tubería*.
- MEZA David, GÓMEZ Gabriela. (abril de 2012). Estudio de la composición óptima del fluido maxdrill y su efecto en la inhibición de las formaciones reactivas del campo Palo Azul. Quito.
- PROAÑO Juan, VILLAMARÍN Diego. (julio de 2013). Análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la amazonía Ecuatoriana. Quito.
- Petroamazonas. (04 de Noviembre de 2013). Reporte final de perforación. *Reporte final de geología*.
- Sugar Land Learning Center. (1999). Stuck Pipe Prevention.
- Q Training and Supplies. (2002). Prevención de Pega de Tubería. Conceptos generales.
- Schlumberger. (1997). Stuck pipe Handbook.Sticking Mechanisms.

- Schlumberger. (s.f.). Mecanismos de pega de tubería. *Prevención de pega de tubería, mecanismo de pega y primeras acciones.*
- Schlumberger. (2006). Pega de tubería. *Prevención de pega de tubería.*
- Schlumberger. (s.f.). *Prevención de pega de tubería, Limpieza de agujero.*
- MiSwaco.(2001).Apendix B. Glosario.

INTERNET

- SHE. (18 de 09 de 2015). Obtenido de Mapa de Bloques Petroleros del Ecuador: <http://www.she.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>

GLOSARIO

Acuoso: Se refiere al agua o a las sustancias a base de agua.

Adhesión: La fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.

Aditivo de lodo: Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Aditivos de pérdida de circulación: Materiales agregados al lodo para controlar o prevenir la pérdida de circulación. Estos materiales son agregados en cantidades variables y se clasifican como fibras, escamas o gránulos.

Agregación: Formación de agregados. En los fluidos de perforación, la agregación resulta en el apilamiento cara a cara de laminillas de arcilla. La viscosidad y el esfuerzo de gel disminuyen a consecuencia de esto.

Agregado: Un grupo de dos o más partículas individuales mantenidas unidas por fuerzas considerables. Los agregados son estables en condiciones normales de agitación, trepidación o manejo como polvo o suspensión. Pueden romperse al ser sometidos a un tratamiento drástico como la trituración de polvos en molino de bolas o el corte de una suspensión.

Arcilla: Una tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. Los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, esfuerzos de corte como la molienda, los efectos de velocidad, etc., formando partículas extremadamente pequeñas con tamaños comprendidos entre tamaños submicrónicos y 100 micrones.

Arena: Un material suelto granuloso producido por la desintegración de rocas, generalmente sílice.

Back reaming: Es el proceso en el cual la sarta rota al mismo tiempo que lo realiza la broca, este movimiento se realiza para repasar una zona perforada o para avanzar en una zona que lo requiera.

Barita, baritina o sulfato de bario: Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere,

normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Bentonita: Una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico “bentonita” no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

Caliza o carbonato de calcio (CaCO₃): Una sal de calcio insoluble a veces usada como material densificante (caliza, concha de ostra, etc.) en fluidos de perforación especializados.

Centipoise (cP): Una unidad de viscosidad igual a 0,01 poises. Un poise es igual a 1 g/metro-segundo, y un centipoise es igual a 1 g/centímetro-segundo. La viscosidad del agua a 20°C es 1,005 cP (1 cP = 0,000672 lb/pies-seg.).

Circulación: El movimiento del fluido de perforación desde el tanque de succión, pasando a través de la bomba, la tubería de perforación, la barrena, el espacio anular en el pozo, y luego regresando de nuevo al tanque de succión. El tiempo requerido suele ser llamado tiempo de circulación.

Concentración de sólidos: La cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede constar de una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos o comerciales.

Cualidades de filtración: Las características de filtración de un lodo de perforación. En general, estas cualidades son en relación inversa al espesor del revoque depositado en la cara de un medio poroso y a la cantidad de filtrado que puede escapar del fluido de perforación, dentro o a través del medio poroso.

Darcy: El darcy se hace referencia a una mezcla de sistemas de unidades. Un medio con una permeabilidad de 1 darcy permite un flujo de 1 cm³ / s de un fluido con viscosidad 1 cP (1 mPa · s) bajo un gradiente de presión de 1 atm / cm actúa

a través de un área de 1 cm². A millidarcy (md) es igual a 0.001 darcy y un microdarcy (μ d) es igual a 0,000001 darcy.

Densidad: Materia medida como masa por volumen unitario, expresado en libras por galón (lb/gal), kilogramos por litro (kg/l) y libras por pie cúbico (lb/ft³). Muchas veces se usa “peso” para hacer referencia a la densidad

Densidad equivalente de circulación (ECD): Para un fluido en circulación, la densidad equivalente de circulación en lb/gal es igual al cabezal hidrostático (psi) más la caída total de presión anular (psi) dividida por la profundidad (pies) y por 0,052.

Desprendimiento o derrumbe: El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo, como resultado de formaciones incompetentes y no consolidadas; ángulo o pendiente alta; y humectación a lo largo de los planos internos de estratificación.

Desviación del pozo: Perforar direccionalmente alrededor de un pescado o partiendo de un pozo existente.

Esfuerzo de gel: La capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies². Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos.

Espacio anular: El espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo o de la tubería de revestimiento.

Espesor del revoque: Una medida de los sólidos depositados sobre papel filtro en 1/32 de pulgada, durante las pruebas de filtración API de 30 minutos.

Fase continua: La fase fluida que rodea completamente la fase dispersa que puede constar de coloides, aceite, etc.

Fase dispersa: La fase esparcida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas están finamente divididas y completamente rodeadas por la fase continua.

Filtración: El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado: El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Fluidez: Recíproca de la viscosidad. Medida de la velocidad a la cual un fluido es deformado continuamente por un esfuerzo de corte. Facilidad de flujo.

Fluido: Una sustancia que adopta fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. El término incluye líquidos y gases. Se trata de una sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática) producirá una deformación continuamente creciente, sin relación alguna entre el régimen de deformación en cualquier instante y la magnitud de los esfuerzos en ese instante. Los fluidos de perforación son generalmente fluidos newtonianos y plásticos, pocas veces pseudoplásticos y raramente dilatantes.

Flujo del fluido: El estado de la dinámica de los fluidos para un fluido en movimiento es determinado por el tipo de fluido (por ej., newtoniano, plástico, pseudoplástico, dilatante), las propiedades del fluido tales como la viscosidad y la densidad, la geometría del sistema, y la velocidad. Por lo tanto, bajo determinadas condiciones y propiedades del fluido, el flujo del fluido puede ser descrito como flujo tapón, flujo laminar (también llamado newtoniano, ordenado, paralelo o viscoso) o flujo turbulento.

Flujo laminar: Elementos de fluido que fluyen a lo largo de líneas de flujo paralelas a las paredes del canal de flujo. En el flujo laminar, el fluido se mueve en láminas o secciones, con una velocidad diferencial a través del frente que varía de cero en la pared, a un valor máximo cerca del centro del flujo.

Flujo turbulento: Flujo de fluido en el que la velocidad a un punto determinado cambia constantemente de magnitud, así como la dirección del flujo, siguiendo cursos erráticos y continuamente variables.

Funciones de los fluidos de perforación: La función más importante de los fluidos de perforación en la perforación rotatoria es transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie. Algunas otras funciones importantes incluyen: controlar las presiones subsuperficiales, enfriar y lubricar la barrena y la columna de perforación, depositar un revoque impermeable, etc.

Gránulo o granular: Un pequeño fragmento rugoso de una sustancia. La palabra se usa generalmente para describir el aspecto físico de los pequeños fragmentos de rocas en una matriz.

Gravedad API: La gravedad (peso por volumen unitario) del crudo u otros fluidos relacionados, medida con un sistema recomendado por el Instituto Americano del Petróleo (API). Se puede relacionar con la Gravedad Específica (SG) con la siguiente fórmula: $\text{Grados API} = 141,5 \text{ SG } 60^{\circ}\text{F} - 131,5$

Gravedad específica: El peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

Hidratación: El acto por el cual una sustancia adquiere agua por absorción y/o adsorción.

Inhibidor (Lodo): Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Limpieza: Es aquella que tiene como objetivo restaurar la capacidad de flujo natural de la formación restableciendo la permeabilidad original.

Lodo: Es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia a los fluidos de perforación.

Lodo base agua: Fluidos de perforación convencional común. El agua es el medio de suspensión para los sólidos y constituye la fase continua, independientemente de que el fluido contenga o no aceite.

Lodo de emulsión de aceite en agua: Comúnmente llamado “lodo de emulsión”. Cualquier lodo base agua convencional o especial al cual se ha agregado aceite. El aceite constituye la fase dispersa y puede ser emulsionado en el lodo mecánica o químicamente.

Lodo de emulsión inversa de aceite: Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diésel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Lutita: Roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

Número de Reynolds: Un número adimensional, Re , que aparece en la teoría de dinámica de fluidos. El número es importante en los cálculos de hidráulica de fluidos para determinar el tipo de flujo de fluido: laminar o turbulento. El intervalo transicional está comprendido entre 2.000 y 4.000; por debajo de 2.000, el flujo es laminar, y por encima de 4.000, el flujo es turbulento.

Ojo de llave: La sección de un pozo, generalmente de desviación anormal y formación relativamente blanda, que ha sido erosionada o desgastada por una tubería de perforación de tamaño más pequeño que las juntas de tubería o los portamechas. Esta configuración tipo ojo de llave ahora permite el paso de estos miembros cuando se saca la tubería del pozo.

Overpull (sobre-tensión en conexiones): Carga al gancho mientras la tubería de perforación se está moviendo hacia arriba.

Pata de perro: El “codo” causado por un cambio marcado de dirección en el pozo.

Pega: Una condición según la cual la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras que se mete la tubería de revestimiento

en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación. En general, esto resulta en una operación de pesca.

(ROP): La velocidad en pies por hora, a la cual la barrena avanza para profundizar el pozo.

Pérdida de fluido (filtrado): Medida de la cantidad relativa de pérdida de fluido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables, cuando el fluido de perforación está sometido a una presión diferencial.

Pesca: Operaciones realizadas en el equipo de perforación para recuperar del pozo las secciones de tuberías, portamechas, basuras u otros objetos obstruyentes que están pegados o que han caído en el pozo.

pH: Abreviatura de ion hidrógeno potencial. Los números de pH varían de 0 a 14, 7 siendo neutro, y constituyen índices de la acidez (menos de 7) o alcalinidad (más de 7) del fluido. El pH de una solución ofrece información valiosa sobre la acidez o alcalinidad inmediata, comparada con la acidez o alcalinidad total (la cual puede ser valorada).

Pozo: Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

Presión diferencial: La diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación a cualquier profundidad determinada del pozo. Puede ser positiva, nula o negativa.

Profundidad total (TD): La mayor profundidad alcanzada por la barrena.

Profundidad vertical verdadera (TVD): Es la distancia vertical del cualquier punto dado del hoyo al piso de la cabria.

Programa de lodo: Un plan o procedimiento propuesto o aplicado para el (los) tipo(s) y las propiedades del (de los) fluido(s) de perforación usado(s) en la perforación de un pozo, respecto a la profundidad. Algunos factores que influyen en el programa de lodo son el programa de tubería de revestimiento y las características de la formación como el tipo, la competencia, la solubilidad, la temperatura, la presión, etc.

Recortes: Pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción desbastadora, raspante y/o triturante de la barrena.

Sedimentación de Boycott: Rápido asentamiento de partículas individuales en una cama ya existente. Una vez que la masa crítica se haya acumulado, las partículas se pueden deslizar hacia abajo del anular rápidamente.

SideTrack: Se aplica en perforaciones de pozos nuevos en los cuales hay problemas. Los problemas prestados requieren de una desviación en la trayectoria del pozo, luego de sobrepasar el problema (pescado) vuelve a su trayectoria original, sin cambiar el objetivo inicial programado.

Sólidos suspendidos: Sólidos que no están disueltos y que pueden permanecer en suspensión en un fluido de perforación, rehabilitación o completación.

Temblorina: Este tamiz vibratorio es simple en cuanto a concepto, pero un poco más complicado para utilizarlo en forma eficiente. Un cedazo (filtro) de tela mecánica vibra mientras el fluido de perforación fluye sobre éste. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños que la tela metálica pasan a través del cedazo, en tanto que los sólidos más grandes son retenidos en éste y finalmente caen por la parte posterior del dispositivo y son descartados.

Valor de cedencia o punto cedente: El valor de cedencia (comúnmente llamado “punto cedente”) es la resistencia al flujo inicial o representa el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia se debe a las cargas eléctricas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. Los valores del punto cedente y de la tixotropía, respectivamente, son medidas de las mismas propiedades del fluido bajo condiciones dinámicas y estáticas. El valor de cedencia de Bingham, reportado en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$, es determinado por el viscosímetro de indicación directa, restando la viscosidad plástica de la indicación tomada a 300 RPM.

Velocidad: Variación del movimiento con el tiempo en una dirección o sentido determinado. Se trata de una medida del flujo del fluido y se puede expresar en términos de velocidad lineal, velocidad de masa, velocidad volumétrica, etc. La

velocidad es uno de los factores que contribuye a la capacidad de transporte de un fluido de perforación.

Velocidad anular: La velocidad de un fluido que se desplaza en el espacio anular.

Velocidad de caída: La diferencia entre la velocidad anular del fluido y la velocidad a la cual se extrae un recorte del pozo.

Velocidad de circulación: El caudal del fluido de perforación en circulación, generalmente expresado en galones o barriles por minuto.

Velocidad de corte: La velocidad a la cual una acción resultante de las fuerzas aplicadas, causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos partes adyacentes de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto. Generalmente expresada en RPM.

Viscosidad: La resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido. Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad.

Viscosidad Marsh: Comúnmente llamada viscosidad embudo. La viscosidad Marsh se reporta como número de segundos requeridos para que un cuarto de galón de lodo fluya a través de un embudo Marsh. No es la viscosidad verdadera, pero sirve como medida cualitativa de cuan espesa es la muestra de lodo. La viscosidad de embudo es útil solo para comparaciones relativas.

Viscosidad plástica: La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado. Se expresa como número de dinas por cm^2 de esfuerzo de corte tangencial en exceso del valor de cedencia de Bingham que provocará una cantidad unitaria de corte.

ANEXOS

ANEXO N° 1
MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA

N° 2.1 PEGA DE TUBERÍA - GEOMETRÍA DEL POZO/ PRESIÓN DIFERENCIAL

Problema:	Asentamiento Ojo de llave	Pozo por debajo del calibre	Conjunto rígido	Formación móvil	Patas de perro y bordes	Colapso de la tubería de revestimiento
Causa	<ul style="list-style-type: none"> - La tubería de perforación forma un ojo de llave dentro de la formación. - Generalmente relacionado con patas de perro. - Los portamechas se atascan en la ranura estrecha el ojo de llave. 	<ul style="list-style-type: none"> - RIH con una barrena y un BHA de diámetro completo en un pozo por debajo del calibre. 	<ul style="list-style-type: none"> - El cambio de BHA flexible a rígido no puede tolerar los cambios de ángulo y dirección. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación de lutita o sal plástica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación con capas duras/ blandas. - Cambio frecuente de ángulo de dirección del pozo. - Perforación de una formación fracturada / fallada. - Altos ángulos de inclinación 	<ul style="list-style-type: none"> - La presión externa de la formación excede la resistencia de la tubería de revestimiento. - Cementación fallida
Señales de indicios	<ul style="list-style-type: none"> - Sección de pata de perro marcada. - La tubería gira en el mismo punto por mucho tiempo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Barrena por debajo del calibre retirada el pozo. - Pozo reducido. - Pérdida repentina de peso de la columna. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se introduce otro BHA en el pozo. - Presencia de patas de perro. - Pérdida repentina de peso de la columna. - Pozo reducido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de torque y arrastre. - Sobre tensión al salir del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre tensión sobre las conexiones y los viajes. - Aumento del torque y arrastre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación plástica. - Bloques de cemento. - Pérdida de circulación. - Pozo reducido dentro de la tubería de revestimiento
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar la magnitud de la pata de perro. - Viaje de limpiador/ ensanchar las secciones de pata de perro. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calibrar las barrenas antiguas y nuevas. - Ensanchar por lo menos las tres últimas juntas hasta el fondo - Nunca forzar la barrena a través de puntos apretados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios de BHA. - Limitar la magnitud de las patas de perro. - Prever un viaje de ensanchamiento si se usa un BHA rígido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mantener un peso de lodo suficiente. - Seleccionar el sistema de lodo apropiado. - Ensanchar/ viajes frecuentes. - Usar una barrena excéntrica. - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios pronunciados y frecuentes de la trayectoria del pozo. - Evitar la circulación prolongada frente a la formación blanda. - Minimizar los cambios de BHA 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar la resistencia apropiada de la tubería de revestimiento frente a la formación plástica.
Pegadura por presión diferencial						
Problema	<ul style="list-style-type: none"> - La presión hidrostática excede la presión de formación. 					
Causa	<ul style="list-style-type: none"> - Formación permeable porosa. - Alto filtrado 					
Señales de indicios	<ul style="list-style-type: none"> - La circulación no está limitada cuando la tubería se pega. - Aumento del torque y arrastre. 					
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar el sobrebalance. - Controlar la filtración en el fondo. - Minimizar el tiempo durante el cual la tubería está estacionaria. 					

Fuente: MI Swaco

Realizado por: Luis Andrés Lara Suárez

N° 2.2 PEGA DE TUBERÍA – EMPAQUETAMIENTO DE TUBERÍA

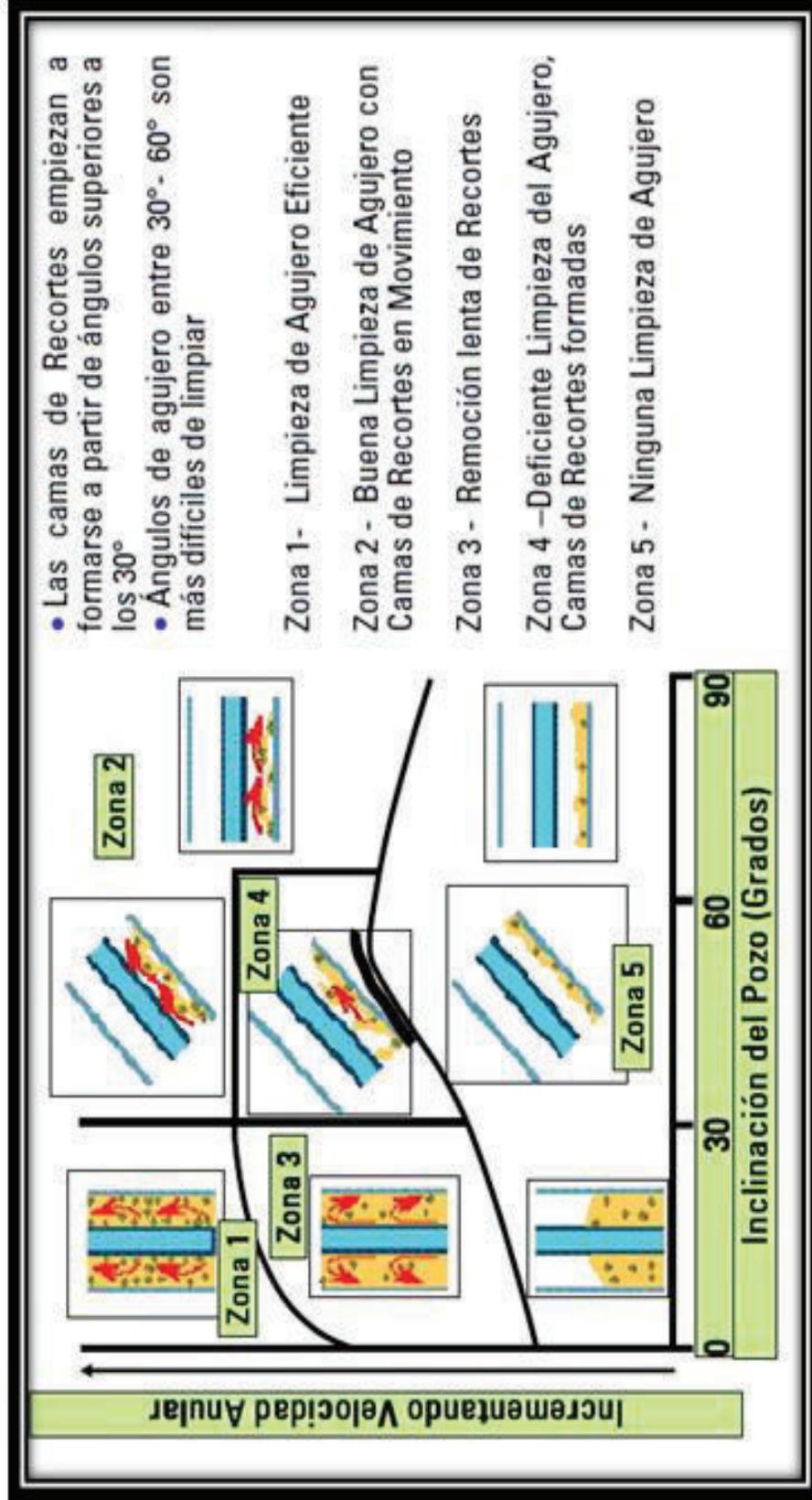
Problema	Recortes asentados	Inestabilidad de la lutita	Formación fracturada, no consolidada	Cemento (Bloques o blando)	Basura en el pozo
Causa	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación demasiado rápida. - Velocidad anular o reología inadecuada. - Acumulación de recortes. - Tiempo de circulación insuficiente. - Perforación ciega sin píldoras de barrido. - Perforación sin circulación 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de lutita reactiva con lodo no inhibidor - Perforación de lutita presurizada con peso de lodo insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación no cementada - Revoque limitado o ausente - Perforación de una formación fracturada restaurada 	<ul style="list-style-type: none"> - Bloques de cemento caen alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, los tapones de inyección o los tapones de desviación del pozo - Tentativa de circulación mientras que la columna de perforación está sumergida en cemento blando 	<ul style="list-style-type: none"> - Caída accidental de basura en el pozo - Falla del equipo en el fondo
Señales de indicios	<ul style="list-style-type: none"> - ROP más alta con retorno insuficiente de recortes. - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo. - Sobre tensión sobre las conexiones y los viajes. - Circulación limitada - Aumento de LGS y peso del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de viscosidad, VP, VC, esfuerzos de gel y CEC. - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo. - Sobre tensión sobre las conexiones y durante los viajes. - Embolamiento de la barrena y BHA. - Aumento de presión poral. - Relleno durante las conexiones y después de los viajes. - Grandes materiales de derrumbes en zarandas - Circulación limitada 	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de control de sólidos cargado de arena y recortes - Pérdida por filtración - Relleno durante las conexiones y después de los viajes - Aumento brusco del torque y arrastre - Circulación limitada - Material de derrumbe de gran tamaño en las zarandas 	<ul style="list-style-type: none"> - Hueco de ratón excesivo en la tubería de revestimiento - Aumento del torque y arrastre - Circulación limitada - Movimiento limitado de la tubería 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ocurrir en cualquier momento - Partes metálicas en las zarandas - Un movimiento parcial es posible
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Reología apropiada del lodo. - Usar GMP máximo para el tamaño del pozo. - Controlar la ROP si es necesario. - Bombear píldoras de barrido para limpiar el pozo - Viaje del limpiador después las corridas del motor de fondo. - Aumentar la rotación de la columna de perforación. - Circular por más tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar lodo inhibidor - Aumento peso del lodo - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto - Usar píldoras de barrido para limpiar el pozo - Aumentar la reología del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> - Proporcionar un revoque de buena calidad - Usar materiales puenteantes apropiados - Evitar un tiempo de circulación excesivo - Usar píldoras de barrido para mantener el pozo limpio - Aumentar la reología del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitar el hueco de ratón en la tubería de revestimiento - Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento - Reducir la velocidad de viaje frente a la sección de cemento - Controlar la perforación en cemento blando 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar buenas prácticas - Mantener el pozo cubierto - Verificar con regularidad las herramientas de fondo

Fuente: Ml Swaco

Realizado por: Luis Andrés Lara Suárez

ANEXO N° 2
LIMPIEZA DEL POZO EN VARIOS ÁNGULOS

Limpeza del pozo en varios ángulos



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

ANEXO N° 3
REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DE LOS POZOS EN
ANÁLISIS

3.1 REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-29

3.1.1 REPORTE DE TIEMPO

Tiempo productivo

	26		Hole Size
	16	40	Mueve / desliza equipo
	12/14	7.0	Ama / desama y prueba BOP
	8/12	3.5	Limpia conductor
		12.0	Levanta, arma desarma y prueba BHA
		1.5	Muele cemento
		7.0	Perfora
		2.0	Saca core
			Perfora elementos flotadores
		6.0	Viaje de limpieza
		7.5	Lava y rma
		26.0	Viaje de tubería
		11.0	Acondiciona lodo / circula
		0.5	Servicio al equipo / corta cable
		12.0	Ama / desama y baja registros
		17.0	Ama / desama y baja revestidor / liner
		6.0	Ama / desama equipo / cementa
		8.0	Trabaja en boca del pozo, wear bushing
		0.5	CIT/ FIT / LOT
		1.0	Reunion de seguridad, surveys, otros
		2.0	Completacion
			Top job / bull head
			Espera por fraguado
		3.0	Asienta colgador del liner
			Ama paradas
TOTAL	1.0	11.0	0.0
	30.5	3.0	27.0
	0.0	0.0	0.0
	13.5	0.0	0.0
	86.0	50.5	7.0
	19.0	43.5	21.0
	22.0	2.5	7.0
	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0
	3.0	0.0	0.0
	0.0		

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia linea de flujo gumbó	Corrida de registros fallida	Cambio de bna / broca	Suministro de aire koomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de solidos / lodo	Problemas de cementacion	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparacion del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	MU and LD BHA & DP & Csig	MU and Test BOP fail	Install Wear bushing / Cut DL velocity	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Washout en tubería	Stand by por PAM-Operaciones	
26																						
16										0.5												
12 1/4									2.0	0.5					50.5							
8 1/2					1.5																	
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

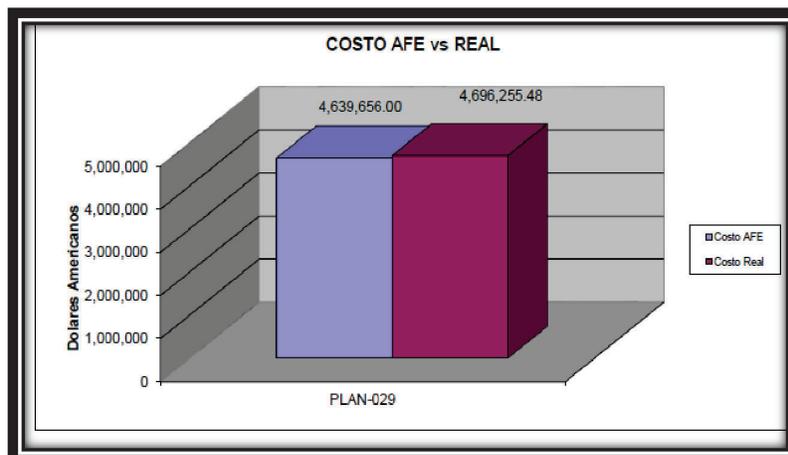
Tiempo total del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	592.5	24.69	91.51%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	55.0	2.29	8.49%
TOTAL TIEMPO POZO	647.5	27.0	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.1.2 REPORTE DE COSTOS



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.2 REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DEL POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

3.2.1 REPORTE DE TIEMPO

POZO PALO AZUL C 0-48

Tiempo productivo

Hole Size	Mueve / desliza equipo	Arma / desarma y prueba BOP	Limpia conductor	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele cemento	Perfora	Saca core	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje de tubería	Acondiciona lodo / circula	Servicio al equipo / corta cable	Arma / desarma y baja registros	Arma / desarma y baja revestidor / liner	Arma / desarma equipo / comenta	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/ FIT / LOT	Reunion de seguridad, surveys, otros	Completacion	Top job / bull head	Espera por fraguado	Asienta colgador del liner	Arma paradas	
26																									
16		7.0		17.5	2.5	90.0					28.5	15.0	1.5		11.0	8.0	9.0	1.0	10.5						
12 1/4						94.5			14.0			6.0	1.5												
8 1/2																									
TOTAL	0.0	7.0	0.0	17.5	2.5	184.5	0.0	0.0	14.0	0.0	28.5	21.0	3.0	0.0	11.0	8.0	9.0	1.0	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia línea de flujo gumbo	Corrida de registros fallida	Cambio de bha / broca	Suministro de aire koomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de sólidos / lodo	Problemas de cementación	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparación del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	MU and L/D BHA & DP & Csg	MU and Test BOP fail	Install Wear bushing / Cut DL velocity	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Washout en tubería	Stand by por PAM-Operaciones	
26																						
16										1.0												
12 1/4					340.0																	32.5
8 1/2																						
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	340.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.5	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	317.5	13.23	45.95%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	373.5	15.56	54.05%
TOTAL TIEMPO POZO	691.0	28.8	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

POZO PALO AZUL C 0-48 ST1

Tiempo productivo

	26	16	12/14	8/12	TOTAL	Hole Size
					6.0	Mueve / desliza equipo
			3.0		3.0	Arma / desarma y prueba BOP
					0.0	Limpia conductor
			31.5	4.0	36.5	Levanta, arma desarma y prueba BHA
			7.0		7.0	Muele cemento
			142.0	39.5	181.5	Perfora
					0.0	Saca core
					0.0	Perfora elementos flotadores
					6.0	Viaje de limpieza
					0.5	Lava y rima
			61.5	14.5	76.0	Viaje de tubería
			28.5	6.0	34.5	Acondiciona lodo / circula
			11.0		11.0	Servicio al equipo / corta cable
					0.0	Arma / desarma y baja registros
			15.5	21.5	37.0	Arma / desarma y baja revestidor / liner
			6.0	9.5	15.5	Arma / desarma equipo / cementa
			4.5	0.5	5.0	Trabaja en boca del pozo, wear bushing
			5.5	0.5	6.0	CIT/ FIT / LOT
			6.5		6.5	Reunion de seguridad, surveys, otros
					0.0	Completacion
					0.0	Top job / bull head
			11.0		11.0	Espera por fraguado
				1.5	1.5	Asienta colgador del liner
			4.0		4.0	Arma paradas

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia línea de flujo gumbro	Corrida de registros fallida	Cambio de bha / broca	Suministro de aire koomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de sólidos / lodo	Problemas de cementación	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparación del equipo	Problemas del hoyo, lava / rma	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	MU and L/D BHA & DP & Csg	MU and Test BOP fail	Install Wear bushing / Cut DL velocity	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Bajo ROP	Stand by por PAM-Operaciones
26																					
16																					
12 1/4									2.0		21.0				47.0					2.5	
8 1/2																					
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	21.0	0.0	0.0	0.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

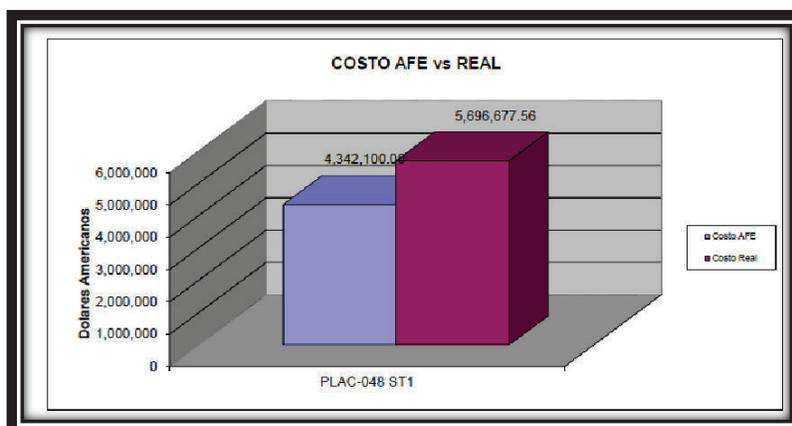
Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	433.5	18.06	85.67%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	72.5	3.02	14.33%
TOTAL TIEMPO POZO	506.0	21.1	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.2.2 REPORTE DE COSTOS



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.3 REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

3.3.1 REPORTE DE TIEMPO

POZO PALO AZUL N 0-49H

Tiempo productivo

Hole Size	Mueve / desarma equipo	Arma / desarma y prueba BOP	Limpia conductor	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele cemento	Perfora	Seca core	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje a superficie	Acondiciona todo / carcula	Servicio al equipo / corta cable	Arma / desarma y baja registros	Arma / desarma y baja revestidor / liner	Arma / desarma equipo / cemento	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/FIT / LOT	Reunión de seguridad, surveys, otros	Completacion	Top job / bull head	Espora por fraguado	Alienta colador del liner	Arma paredes
26																								
16		7.0		14.5	2.0	55.0					14.5	10.0	1.0		12.0	0.5	8.0	0.5	2.0					
12 1/4		2.5		37.5	2.0	140.0			15.0		70.5	26.0	8.5		18.5	7.5	0.5	2.0	1.0					
8 1/2						125.0		5.5			5.0	17.0	1.5						0.5					
6 1/8																								
TOTAL	0.0	9.5	0.0	52.0	4.0	326.0	0.0	5.5	15.0	90.0	53.0	11.0	0.0	30.5	14.0	14.5	2.5	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia linea de flujo gumbo	Corrida de registros fallida	Cambio de bita / broca	Suministro de aire kooomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de solidos / lodo	Problemas de cementacion	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparacion del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	M/U and L/D BHA & DP & Csg	M/U and Test BOP fail	Install Wear bushing / Cut DL velocity	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Lower ROP	Lower ROP by mud pumps Troubles
26																					
16																					
12 1/4							2.0			1.5											
8 1/2					191.5	63.0				40.0					23.5						
6 1/8																					
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	191.5	63.0	0.0	2.0	0.0	1.5	40.0	0.0	0.0	0.0	23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	631.0	26.29	66.25%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	321.5	13.40	33.75%
TOTAL TIEMPO POZO	952.5	39.69	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

POZO PALO AZUL N 0-49H ST1

Tiempo productivo

Hole Size	25	15	12 1/4	8 1/2	6 1/8	TOTAL
Muevo / desliza equipo						0.0
Arma / desarma y prueba BOP			5.0			5.0
Limpia conductor						0.0
Levanta, arma desarma y prueba BHA			38.5	13.0	16.0	67.5
Muele cemento						13.0
Perfora			98.0	14.5	172.5	385.0
Saca core						0.0
Perfora elementos flotadores						0.0
Viaje de limpieza			7.5	64.5	1.0	73.0
Lava y rima			89.0	34.5	44.0	167.5
Viaje de tubería						143.0
Acondiciona lodo / circula			28.0	2.0	62.5	92.5
Servicio al equipo / corta cable			8.0			8.0
Arma / desarma y baja registros						0.0
Arma / desarma y baja revestidor / liner			36.0	13.0	21.0	70.0
Arma / desarma equipo / cemento						13.0
Trabaja en boca del pozo, wear bushing			0.5	1.0	0.5	2.0
CIT/ FIT / LOT			1.0			1.0
Reunion de seguridad, surveys, otros			8.5		16.0	24.5
Completacion						0.0
Top job / bull head						0.0
Espera por fraguado						6.0
Asienta colgador del liner						3.5
Arma paradas						4.0
						0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia linea de flujo gumbo	Corrida de registros fallida	Cambio de bha / broca	Suministro de aire kooomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de solidos / lodo	Problemas de cementacion	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparacion del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	MU and L/D BHA & DP & Csg	MU and Test BOP fail	Falla electrica provocada por condiciones climaticas	Problemas lectura de torque	Bejo ROP	Stand by por PAM-Operaciones	
26																						
16																						
12 1/4																						
8 1/2					7.0	7.5			44.0	2.5	28.5			6.0				12.5				
6 1/8										2.0										1.0		
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	7.5	0.0	0.0	44.0	4.5	28.5	0.0	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	12.5	1.0	0.0	0.0	

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

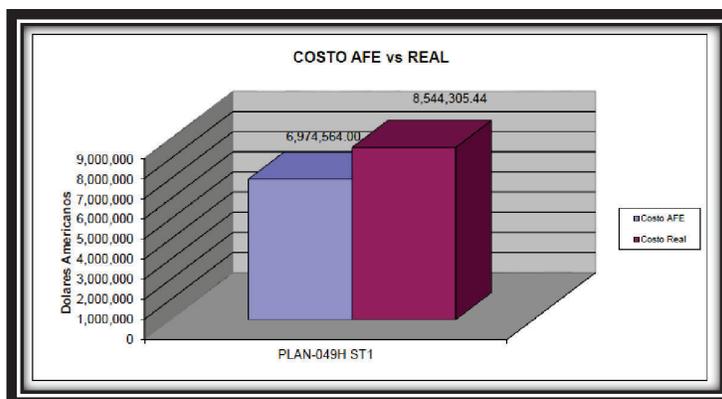
Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	571.5	23.81	83.74%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	111.0	4.63	16.26%
TOTAL TIEMPO POZO	682.5	28.4	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.3.2 REPORTE DE COSTOS



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.4 REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-50H

3.4.1 REPORTE DE TIEMPO

Tiempo productivo

Hole Size	26	16	12 1/4	8 1/2	6 1/8	TOTAL
Mueve / desliza equipo						0.0
Arma / desarma y prueba BOP	0.5					9.5
Limpia conductor						0.0
Levanta, arma desarma y prueba BHA	17.0	27.0	24.0	20.0		88.0
Muele cemento	3.0	2.0	3.5			8.5
Perfora	91.5	171.5	90.0	14.0		367.0
Saca core						0.0
Perfora elementos flotadores						0.0
Viaje de limpieza		10.0	2.5	11.0		23.5
Lava y rima		2.0	88.0			71.0
Viaje a superficie	28.5	61.0	44.0	28.0		160.5
Acondiciona lodo / circula	18.5	23.0	18.5	15.5		70.5
Servicio al equipo / corta cable	1.0	8.5	4.0	2.5		14.0
Arma / desarma y baja registros						0.0
Arma / desarma y baja revestidor / liner	0.5	22.5	21.0	22.0		75.0
Arma / desarma equipo / cementa	5.0	8.5	9.0			20.5
Trabaja en boca del pozo, wear bushing	7.5	7.5				15.0
CIT/ FIT / LOT	1.0	0.5	1.0	2.0		4.5
Reunion de seguridad, surveys, otros	3.0	3.5				13.0
Completacion						0.0
Realiza ampliacion de hoyo			11.0			11.0
Espera por fraguado						0.0
Asienta colgador del liner			1.0			1.0
Arma paradas						10.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia línea de flujo gumbo	Corrida de registros fallida	Cambio de bha / broca	Suministro de aire koomey	Pega de tubería / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de sólidos / lodo	Problemas de cementación	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo	Reparación del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estab.	Problemas del TDS	Waiting for tools	Unplanned trip / Tripping velocity	W/U and L/D BHA & DP & Csg	Washout	Abnormal pressure	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Lower ROP	Lower ROP by mud pumps Troubles
26																					
16						4.5															
12 1/4						1.0		78.5		1.5	3.0				57.5		6.5				
8 1/2										0.5			12.0					2.0			
6 1/8						5.0			163.5					3.0	2.0						
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	78.5	163.5	2.0	3.0	0.0	12.0	3.0	59.5	0.0	6.5	2.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

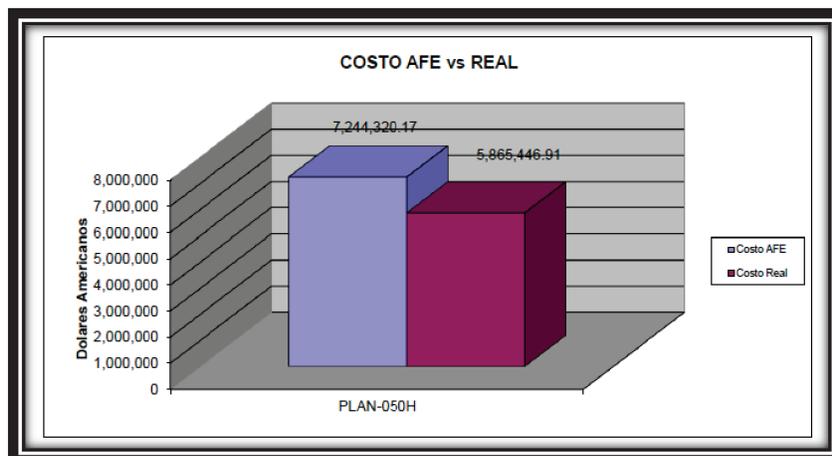
Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	962.5	40.10	73.87%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	340.5	14.19	26.13%
TOTAL TIEMPO POZO	1303.0	54.29	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.4.2 REPORTE DE COSTOS



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.5 REPORTE DE TIEMPO Y COSTOS DEL POZO PALO AZUL N 0-52

3.5.1 REPORTE DE TIEMPO

Tiempo productivo

Hole Size	Mueve / desliza equipo	Arma / desarma y prueba BOP	Limpia conductor	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele - Perfora cemento - Drill out	Perfora	Toma de Cores - Nucleos	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje de calibracion de Hoyo - RIH / P/OOH	Acondiciona lodo / ciruela	Servicio al equipo / corta cable	Arma / desarma y baja registros	Arma / desarma y baja revestidor / liner	Arma / desarma equipo / cementacion	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/ FIT / LOT	Reunion de seguridad, surveys, otros	Completacion	Asienta colgador del liner	Top Job / bull head	Espera por fraguado de Cemento - WOC	Arma paradas
26																								
16		4.0		18.0	2.0	64.5					33.0	18.0	1.5		18.5	7.0	8.5	0.5	7.0					2.5
12 1/4		3.5		13.5	2.5	73.5			9.0	1.0	18.5	21.5	3.5		21.0	4.0	3.0		1.5					1.5
8 1/2				8.0		43.0			30.0	13.0	21.5	20.5	2.0	21.0	22.0	8.0	0.5	0.5	3.5		3.5			
TOTAL	0.0	7.5	0.0	39.5	4.5	181.0	0.0	0.0	39.0	14.0	74.0	60.0	7.0	21.0	59.5	19.0	13.0	1.0	12.0	0.0	3.5	0.0	0.0	4.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

Tiempo no productivo

Hole Size	Limpia linea de flujo / gumbo	Corrida de Registros Electricos fallida	Cambio de BHA / broca	Problemas de BOP's: MU & LID & pruebas	Pega de Tuberia / Herramienta de Registros Electricos	Problemas de motor y MWD	Problemas Control de solidos/Fluido de Perforacion	Problemas de Cementacion	Problemas corrida de revestidor, liner, cabezal del pozo	Reparacion del Equipo de Perforacion	Problemas del Hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca / estabilizador	Problemas del TDS	Esperando por herramientas	Viaje no planeado / velocidad de viaje	MU & LID BHA & DP & Csg	MU & Falla de prueba de BOP	Instala Wear bushing / Velocidad corte cable de perforacion	Limpia zarandas / Cellar/Tanques	problemas con el mechero en locacion	Bajo ROP por problema de bombas de lodo	
26																						
16										5.0												
12 1/4																						
8 1/2					49.5																	
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	49.5	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

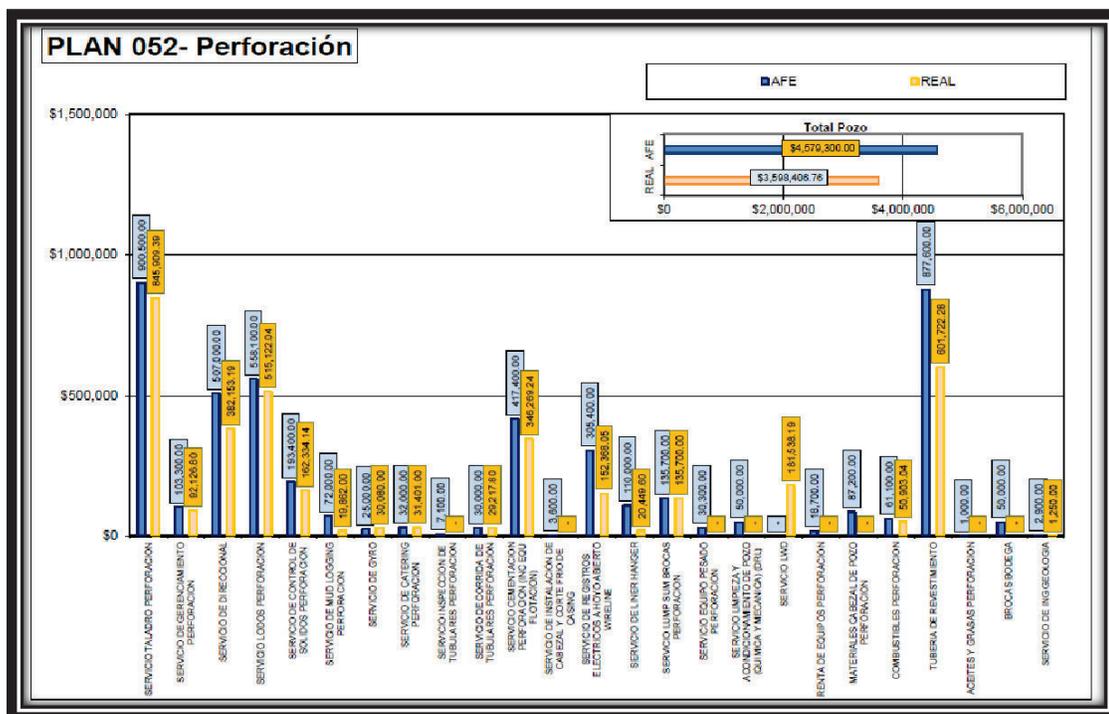
Total tiempo del pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	559.5	23.31	91.12%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	54.5	2.27	8.88%
TOTAL TIEMPO POZO	614.0	25.6	100.00%

Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez

3.5.2 REPORTE DE COSTOS



Fuente: Departamento de Exploración y Explotación (ARCH)

Elaborado por: Luis Andrés Lara Suárez