

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES EN TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN POZOS
CANDIDATOS EN EL ÁREA AUCA**

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

VICTOR ALFONSO TAIFE DEFAZ

victortdefaz@hotmail.com

SANDY GABRIELA ZAMORA VALENCIA

sandyzamoravalencia@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁNGEL STALIN MARTÍNEZ ANDRADE

stalin.martinez@la.weatherford.com

Quito, Diciembre 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Victor Alfonso Taípe Defaz y Sandy Gabriela Zamora Valencia, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente utilizado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

VICTOR TAIPE D.

SANDY ZAMORA V.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue realizado por los señores Victor Alfonso Taipe Defaz y Sandy Gabriela Zamora Valencia, quienes lo han realizado bajo mi supervisión.

ING. ÁNGEL STALIN MARTÍNEZ

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

*A Dios por darme la vida, las ganas de luchar cada día,
la salud y la capacidad para alcanzar mis sueños.*

*A mis padres por todo el apoyo incondicional brindado durante el logro de cada
sueño, gracias papi Arturo y mami Laura. Lo logramos !!ehheh!*

*A mis hermanos Luis, Cristian, Karina, Santiago mis primas Alexita, Vero;
por ser la base en la formación de valores y responsabilidades que nos llevan a ser
personas de bien.*

*A mis segundos padres, papá Defazito y mi mamita Amada por ser ese pilar
fundamental en el desarrollo de mi persona.*

*A mi amiga y compañera Sandy, por su amistad, confianza y por brindarme la
oportunidad en el desarrollo de este proyecto.... Lo logramos Amigaaa*

*A mis amigos William, Sebastián, Verito, John por estar junto a mí en esos buenos y
malos momentos, porque en el momento cuando más los necesite no solo me extendieron
una mano, sino que me brindaron las dos, que bueno es contar con ustedes.*

*A Weatherford, Ing. Stalin Martínez, Ing. Francisco Paz, Ing. Sonia López,
por sus conocimientos compartidos, consejos, tiempo y oportunidad en el desarrollo de
este proyecto.*

*A la Escuela Politécnica Nacional y a la querida Facultad de Ingeniería en Petróleos
por la acogida en sus aulas y por brindarme la capacidad de formarme como un
profesional.*

Victor Alfonso Taipe Defaz

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por permitirme vivir cada día y lograr llegar a graduarme en nuestra querida "Poli" y vivir este momento tan esperado junto a mi familia y amigos, es el mejor regalo recibido.

A mis padres y mi hermano que sin su apoyo y confianza jamás lo habría logrado, todo el esfuerzo y sacrificio dedicado durante este tiempo es por ellos, por todo el esfuerzo y sacrificio para ellos con mucho cariño.

A mi abuelita, mis tías y tíos, mis primitos y primitas, que han estado pendientes de mí, por siempre brindar su ayuda, gracias por todo, son full buena onda y acolitan en las buenas y en las malas, gracias por su cariño y su amistad sin igual.

A Jorge Andrés sin tu compañía y la amistad incondicional dada durante toda la u nada habría sido igual, te agradezco de todo corazón, siempre serás alguien especial para mí.

A Victor mi amigo y compañero de proyecto de titulación con él que sacamos adelante el trabajo, gracias por todo "amiwi".

A Weatherford, a los Ingenieros Stalin Martínez, Francisco Paz y Sonia López, quienes nos dieron su apoyo, compartiendo sus conocimientos para desarrollar el proyecto de titulación, gracias por darnos la oportunidad de culminar una etapa más de nuestra vida como profesionales.

A la Escuela Politécnica Nacional y a nuestra querida Facultad de Ingeniería en Petróleos, con sus docentes, quienes comparten su sabiduría y experiencia para educarnos como buenos profesionales gracias por permitirnos cumplir esta meta tan esperada. Gracias!!!

Sandy Zamora Valencia

DEDICATORIA

A Dios por ser mi fuente de sabiduría y compañía en el transcurso de mi vida.

A mi papi Arturo y mi mami Laura, quienes con su amor, paciencia, lucha, ejemplo y dedicación han formado la persona que hoy en día soy.

A mis familiares, hermanos, primas, tíos quienes han compartido buenos y malos momentos en cada etapa de mi vida y con los cuales tengo la certeza de contar cuando más los necesite.

A mi amiga Sandy quien fue un gran apoyo para la culminación de este proyecto.

A mis amigos, compañeros de la facu, William, Sebastián, Verito, Mayrita, John, Albita, Andy ¡eheheh!; compañeros del prepo, Daysi T., Inés, Daysi V., Andy P.; compañeros del inglés, Sandrita, Mabelita; profesores y cada una de las personas que de una u otra forma contribuyeron en mi formación profesional y aportaron con un granito de arena para cumplir esta meta.

Victor Alfonso Taipe Defaz

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la oportunidad de estudiar y lograr culminar mis estudios universitarios.

A mis padres y mi hermano por siempre estar a mi lado cuando más los necesito, por darme su apoyo incondicional y mostrarme en cada momento lo importante que es superarse y lograr nuestras metas en todos los aspectos de la vida.

A mi abuelita y a mis tías por su cariño y todos los consejos para que haga de mí una mejor persona.

A Jorge Andrés por todo el cariño y el apoyo que recibí incondicionalmente de él, durante nuestra etapa de la u.

A mis compañeros y amigos que siempre estuvieron presentes, pues sin esperar nada a cambio compartieron su conocimientos y amistad, a todas aquellas personas que durante este tiempo estuvieron apoyándome y lograron que este sueño se haga realidad,

A Victor por ser un buen amigo y compañero de proyecto de titulación, más que nada un verdadero amigo.

Al Inge Martínez por creer en nosotros y darnos la oportunidad de realizar este proyecto.

Con mucho cariño para todos ustedes!!!

Sandy Zamora Valencia

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
TABLA DE CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
RESUMEN	XX
PRESENTACIÓN	XXI
CAPÍTULO 1	1
FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. ESPECIFICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES ..	1
1.2.1. EXPANSIÓN DE TUBERÍA.....	1
1.2.1.1. Trabajo en frío.....	2
1.3. PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	3
1.3.1. COMPONENTES DE UN PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN...3	3
1.3.2. MECANISMO DE ASENTAMIENTO	5
1.3.2.1. Asentamiento del parche en tubería de producción mediante cable	5
1.3.3. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	5
1.3.3.1. Multietapas setting tool.....	5
1.3.3.2. Beneficios y Capacidades	5
1.3.4. DESVENTAJAS O LIMITACIONES EN LOS MECANISMOS DE ASENTAMIENTO MEDIANTE CABLE	6
1.3.5. APLICACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	6
1.4. PROCEDIMIENTO DE RIGLESS.....	6
1.4.1. VENTAJAS DE USAR REACONDICIONAMIENTO MEDIANTE RIGLESS ..	7
1.4.2. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RIGLESS EN REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	7
1.5. PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	8
1.5.1.COMONENTES DE UN PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	9

1.5.1.1. Casquillo superior	9
1.5.1.2. Elementos de sello-Elastómero	9
1.5.1.3. Conexiones expandibles	10
1.5.1.4. Tubería de revestimiento expandible.....	11
1.5.1.5. Anclaje de carburo.....	11
1.5.1.6. Zapata	11
1.5.1.7. Lubricación	12
1.6. ASENTAMIENTO DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO MEDIANTE TUBERÍA	15
1.6.1. SETTING TOOL	15
1.6.2. DESVENTAJA O LIMITACIÓN EN EL MECANISMO DE ASENTAMIENTO MEDIANTE TUBERÍA.	16
1.6.3. APLICACIONES DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	16
1.6.3.1. Reparación del revestimiento por fisuras	16
1.6.3.2. Aislamiento de revestimientos corroídos	17
1.6.3.3. Reparación de revestimientos colapsados	17
1.6.3.4. Aislamiento zonal / aislamiento de agua	17
1.6.3.5. Asentamiento del packer en el interior del parche.....	18
1.6.3.6. Completación compatible entre packers y el parche	19
CAPÍTULO 2	20
PROBLEMAS COMUNES ENCONTRADOS EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y REVESTIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS AUCA 22, YULEBRA 7 Y AUCA 46 EN EL ÁREA AUCA.	20
2.1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	20
2.1.1. FUNCIONES	20
2.1.2. FACTORES TÉCNICOS	21
2.1.3. ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	21
2.1.3.1. Diámetro externo	21
2.1.3.2. Espesor de pared	21
2.1.3.3. Diámetro interno	22
2.1.3.4. Peso	22
2.1.3.5. Grado de la tubería de revestimiento	23
2.1.3.6. Conexiones	23
2.1.3.7. Longitud de la junta	24

2.1.4. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	24
2.1.4.1. Tensión.....	24
2.1.4.2. Resistencia al colapso.....	25
2.1.4. 3. Resistencia al estallido (presión interna).....	26
2.1.5. TIPOS DE REVESTIDORES.....	27
2.1.5.1. Revestidor conductor.....	27
2.1.5.2. Revestidor de superficie	28
2.1.5.3. Revestidor intermedio.....	28
2.1.5.4. Revestidor de producción.....	28
2.1.5.5. “Liner” o tubería corta	29
2.2. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	31
2.3. PROBLEMAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS	33
2.3.1. CAUSAS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	33
2.3.2. CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	33
2.4. CORROSIÓN	34
2.4.1. FLUIDOS CORROSIVOS.....	35
2.4.2. TIPOS DE CORROSIÓN.....	35
2.4.2.1. Corrosión general	35
2.4.2.2. Corrosión con picaduras.....	35
2.4.2.3. Corrosión por esfuerzo y corrosión acelerada por esfuerzo	35
2.4.2.4. Fragilización por hidrógeno	36
2.4.2.5. Corrosión por deposición/escamas	36
2.4.2.6. Corrosión por erosión.....	36
2.4.2.7. Fatiga por corrosión.....	36
2.4.3. AGENTES CORROSIVOS	36
2.4.3.1. Corrosión por Oxígeno	36
2.4.3.2. Corrosión por ácido sulfhídrico.....	37
2.4.3.3. Corrosión por bióxido de carbono.....	40
2.4.4. FACTORES QUE AFECTAN LA TASA DE CORROSIÓN.....	41
2.4.4.1. Esfuerzo de cedencia o dureza de la tubería	41
2.4.4.2. Limpieza del acero	42
2.4.4.3. ph del agua de formación o fluidos.....	42

2.4.4.4. Temperatura	43
2.4.4.5. Presión	45
2.4.4.6. Sales disueltas	47
2.5. INCRUSTACIONES	48
2.5.1. ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES.....	48
2.5.2. FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES.....	50
2.5.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES.....	52
2.5.4. INCRUSTACIONES EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	52
CAPÍTULO 3	54
PROCESO DE ENSAMBLAJE E INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	54
3.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS	54
3.2. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	55
3.2.1. MULTISTAGE SETTING TOOL	55
3.2.2.1. Operación.....	55
3.3. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	59
3.3.1. HOMCO SETTING TOOL	59
3.3.2. Operación.....	59
3.3.3. DESCRIPCIÓN Y USO DE LOS COMPONENTES Y ACCESORIOS PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	59
3.3.3.1. La válvula corrediza.....	59
3.3.3.2. La tijera golpeadora.....	60
3.3.3.3. El sub de anclaje hidráulico.....	61
3.3.3.4. La herramienta de asentamiento hidráulico.....	61
3.3.3.5. El sub anti-escombros	61
3.3.3.6. El cangrejo GS	62
3.3.3.7. El ensamble de cono.....	62
3.3.3.8. Washpipe Protector	62
3.3.3.9. Ensamblaje de embrague (Clutch Assembly).....	62
3.3.3.10. Liner stop.....	62
3.3.3.11. Barra inferior lisa (Lower Polished Rod)	63
3.3.3.12. Acoplamiento de la barra lisa	63

3.3.3.13. Barras de extensión.....	63
3.3.3.14. Perfil sub y C-placa (Profile Sub and C-Plate).....	63
3.3.3.15. Split sub y telescoping Liner stop	63
3.3.3.16. Sub llenado (Fill Up Sub).....	64
3.4. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN	66
3.4.1. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	66
3.4.1.1. Pre-ensamblaje	66
3.4.1.2. Ensamblaje.....	66
3.4.2. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	73
3.4.2.1. Procedimiento de instalación del liner en el campo.....	73
3.4.2.2. Instalación de la sarta interna.....	78
3.4.2.3. Instalación de la herramienta de asentamiento del parche para tubería de revestimiento	82
3.5. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	87
3.5.1. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA MSST	87
3.5.1.1. Pre-instalación.....	87
3.5.1.2. Instalación	88
3.5.2. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	93
3.5.2.1. Expansión del parche en la tubería de revestimiento	93
CAPÍTULO 4.....	97
ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN GENERAL DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN EN POZOS CANDIDATOS AUCA22, YULEBRA7 Y AUCA46 EN EL ÁREA AUCA	97
4.1. INTRODUCCIÓN.....	97
4.2. EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA	97
4.3. HERRAMIENTAS PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	98
4.3.1. HERRAMIENTA DE IMAGEN DE REVESTIMIENTO- CASING IMAGING TOOL (CIT)	98

4.3.1.1. Descripción.....	98
4.3.1.2. Aplicaciones del CIT.....	100
4.3.1.3. Características, ventajas y beneficios	100
4.3.2. HERRAMIENTA DE ESCÁNER RADIAL ULTRASÓNICO (URS).....	105
4.3.2.1. Descripción.....	105
4.3.2.2. Aplicaciones	105
4.3.2.3. Características, ventajas y beneficios	107
4.4. HERRAMIENTA PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	111
4.4.1. HERRAMIENTA DE IMÁGENES DEDOS MÚLTIPLES / MULTIFINGER (MIT 24 DEDOS).....	111
4.4.1.1. Descripción.....	112
4.4.1.2. Características.....	112
4.5. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL PARCHE.....	117
4.5.1. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS	117
4.5.1.1. Intervención en el pozo XXX1	117
4.5.1.2. Intervención en el pozo XXX2	123
4.5.2. PROBLEMA DE COMUNICACIÓN ENTRE TUBERIA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	130
4.5.2.1. Intervención en el pozo XXX3	130
CAPÍTULO 5	134
ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES VERSUS LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN	134
5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	134
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	138
CAPÍTULO 6	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	142
6.1. CONCLUSIONES.....	142
6.2. RECOMENDACIONES	144
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145
ANEXOS	148

ANEXO No 1	149
HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	149
ANEXO No 1.1: SETTING TOOL	150
ANEXO No 1.2: SECCIÓN A - SETTING TOOL	150
ANEXO No 1.3: SECCIÓN B - SETTING TOOL	151
ANEXO No 1.4: SECCIÓN C - SETTING TOOL	151
ANEXO No 1.5: CONO DE EXPANSIÓN – CASING PATCH	152
ANEXO No 2	153
RESULTADOS DE HERRAMIENTAS DE EVALUACION DE INTEGRIDAD DE CASING Y TUBING	153
ANEXO No 2.1: EVALUACIÓN DEL CASING MEDIANTE EL CIT	154
ANEXO No 2.2: INTERPRETACION DE DATOS ADQUIRIDOS MEDIANTE EL CIT	155
ANEXO No 2.3: REGISTRO CORRIDO EN EL POZO REVESTIDO	156
ANEXO No 2.4: EVALUACIÓN DEL CASING MEDIANTE EL URS	157
ANEXO No 3	158
REGISTROS DE POZOS CANDIDATOS	158
ANEXO No 3.1: REGISTRO ELÉCTRICO-POZOXXX1	159
ANEXO No 3.2: TUBERÍA CON PANDEO	160
ANEXO No 3.3: REGISTRO ELÉCTRICO-POZOXXX2	161
ANEXO No 3.4: REGISTRO ELÉCTRICO- POZOXXX3	162
ANEXO No 4	163
REPORTES DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO CANDIDATO XXX2 ..	163
ANEXO No 4.1: BAJANDO BHA MOLEDOR	164
ANEXO No 4.2: MOLIENDO CEMENTO DURO	165
ANEXO No 4.3: DESARMANDO BHA MOLEDOR Y ARMANDO BLOQUE IMPRESOR	166
ANEXO No 4.4: OBSTRUCCIÓN PRESENTE A 5831'	167
ANEXO No 5	168
COSTOS DE INSTALACIÓN DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	168
ANEXO No 5.1: COSTO DE INSTALACIÓN DE 110 FT DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	169

ANEXO No 5.2: COSTO DE INSTALACIÓN DE 20 FT DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	170
ANEXO No 5.3: COSTO DE INSTALACIÓN DE 20 FT DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	171
ANEXO No 6	172
RESULTADOS REALES DE LA APLICACIÓN DEL PARCHE	172

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 DIAGRAMA ESFUERZO VS DEFORMACIÓN.....	2
FIGURA 1.2 COMPONENTES DEL PARCHE DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN ..	4
FIGURA 1.3 PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	4
FIGURA 1.4 RIGLESS	8
FIGURA 1.5 PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	9
FIGURA 1.6 ELASTÓMEROS SOBRE EL REVESTIMIENTO EXPANDIBLE	10
FIGURA 1.7 CONEXIÓN EXPANDIBLE	11
FIGURA 1.8 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EXPANDIBLE.....	11
FIGURA 1.9 PARTES DE UN PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	12
FIGURA 1.10 CONO DE EXPANSIÓN	16
FIGURA 1.11 AISLAMIENTO DE AGUA	17
FIGURA 1.12 AISLAMIENTO ZONAL.....	18
FIGURA 1.13 ASENTAMIENTO DE PACKER EN EL INTERIOR DEL PARCHE.	19
FIGURA 1.14 COMPLETACIÓN COMPATIBLE	19
FIGURA 2.1 TENSIÓN EN TUBERÍA	25
FIGURA 2.2 COLAPSO EN TUBERÍA	26
FIGURA 2.3 PRESIÓN INTERNA EN TUBERÍA.....	27
FIGURA 2.4 POZO DE PETRÓLEO	31
FIGURA 2.5 REACCIÓN QUÍMICA.....	37
FIGURA 2.6 REACCIÓN QUÍMICA.....	37
FIGURA 2.7 CORROSIÓN POR ÁCIDO SULFHÍDRICO.....	38
FIGURA 2.8 HIDRÓGENO ATÓMICO	38
FIGURA 2.9 ACUMULACIÓN DE HIDRÓGENO MOLECULAR	39
FIGURA 2.10 FISURAS INTERGRANULARES	39
FIGURA 2.11 TUBERÍA CORROÍDA	39
FIGURA 2.12 REACCIÓN QUÍMICA.....	40
FIGURA 2.13 DUREZA DE LA TUBERÍA	41
FIGURA 2.14 INCLUSIONES NO METÁLICAS ATRAPADAS	42
FIGURA 2.15 INCLUSIONES TRATADAS.....	42
FIGURA 2.16 pH	43
FIGURA 2.17 RITMO DE CORROSIÓN VS TEMPERATURA.....	44
FIGURA 2.18 PRESIONES PARCIALES	46
FIGURA 2.19 PROCESOS DE NUCLEACIÓN	51
FIGURA 2.20 INCRUSTACIONES EN LA TUBERÍA	53
FIGURA 3.1 COMPONENTES DEL MULTISTAGE SETTING TOOL.....	56
FIGURA 3.2 ENSAMBLAJE DE FONDO DEL MULTISTAGE SETTING TOOL ...	58
FIGURA 3.3 HERRAMIENTAS DE CORRÍDA	64
FIGURA 3.4 DISEÑO DE SECUENCIA DE LA SARTA PARA EL PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	65
FIGURA 3.5 ENSAMBLAJE DEL COLLET CON EL RELEASE RING.....	67
FIGURA 3.6 ENROSQUE DEL COLLET SUPPORT CON EL COLLET	68

FIGURA 3.7 ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	72
FIGURA 3.8 MANIPULACIÓN DE O-RING.....	73
FIGURA 3.9 COLOCACIÓN DE LA GUÍA DE PLÁSTICO	74
FIGURA 3.10 HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	75
FIGURA 3.11 PROTECTOR DE ROSCA.....	75
FIGURA 3.12 ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	77
FIGURA 3.13 SARTA INTERNA PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	79
FIGURA 3.14 HERRAMIENTAS DE FONDO UTILIZADAS PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE.....	81
FIGURA 3.15 SARTA INTERNA DE TRABAJO	83
FIGURA 3.16 ENSAMBLAJE DE FONDO PARA UN PARCHE DE 5 ½" OD	86
FIGURA 3.17 PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO	90
FIGURA 3.18 ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	92
FIGURA 4.1 INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA UTILIZANDO EL CIT	99
FIGURA 4.2 COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA (CIT)	101
FIGURA 4.3 FACTORES DETECTADOS DENTRO DEL POZO MEDIANTE EL URS.....	106
FIGURA 4.4 URS-LOCALIZA IMPERFECCIÓN EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	106
FIGURA 4.5 HERRAMIENTA DE ESCANER RADIAL ULTRASONICO (URS) ..	108
FIGURA 4.6 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO URS, INSPECCIÓN DE REVESTIMIENTO / REGISTRO DE EVALUACIÓN DE CEMENTO.....	111
FIGURA 4.7 HERRAMIENTA DE IMÁGENES DEDOS MÚLTIPLES (MIT)	114
FIGURA 4.8 DIAGRAMA DE HERRAMIENTA CASING SWAGE	119
FIGURA 4.9 DIAGRAMA DE HERRAMIENTA CASING SWAGE	120
FIGURA 4.10 INSTALACIÓN DEL PARCHE 5 ½" X 7"	121
FIGURA 4.11 DIAGRAMA DEL POZO – COLAPSO EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	122
FIGURA 4.12 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO GR-CCL-CAST.....	124
FIGURA 4.13 DESGASTE EN EL JUNK MILL.....	125
FIGURA 4.14 BIT SUB Y DRILL COLLAR CON RALLADURAS	125
FIGURA 4.15 BLOQUE IMPRESOR DE 5 ½"	126
FIGURA 4.16 BLOQUE IMPRESOR DE 4 ½"	127
FIGURA 4.17 BLOQUE IMPRESOR DE 2 ¾"	127
FIGURA 4.18 DIAGRAMA DEL POZO - COLAPSO EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	129
FIGURA 4.19 INCRUSTACIONES EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	132
FIGURA 4.20 DIAGRAMA DE POZO DAÑO EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	133
FIGURA 5.1 COMPARACIÓN DE GASTOS	136

FIGURA 5.2 COMPARACIÓN DE DÍAS DE WORKOVER	137
FIGURA 5.3 COMPARACIÓN ENTRE COSTOS DEL EQUIPO Y SERVICIO ...	137
FIGURA 5.4 COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL PARCHE Y EL SQUEEZE PRIMERA OPERACIÓN.....	140
FIGURA 5.5 COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL PARCHE Y EL SQUEEZE SEGUNDA OPERACIÓN	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Dimensiones del Parche para Tubería de producción.....	5
Tabla 1.2 Especificaciones Material del Parche para Tubería de revestimiento ...	13
Tabla 1.3 Dimensiones del Parche para Tubería de revestimiento	14
Tabla 2.1 Clasificación de Tuberías de Producción	32
Tabla 2.2 Presiones Parciales.....	45
Tabla 3.1 Herramientas de Fondo del Multistage Setting Tool.....	56
Tabla 3.2 Parche Para Tubería de Producción de 3 ½”	70
Tabla 3.3 Ensamblaje de Fondo del Parche Para Tubería de Producción.....	71
Tabla 3.4 Ensamblaje de La Herramienta de Asentamiento de 5 ½” OD.....	84
Tabla 3.5 Pesos del ensamblaje de Fondo del Parche para Tubería de Producción de 3 ½”	91
Tabla 4.1 Clasificación de Corrosión Según el CIT	99
Tabla 4.2 Especificaciones de Medición	102
Tabla 4.3 Especificaciones Mecánicas.....	102
Tabla 4.4 Interpretación de Datos	103
Tabla 4.5 CIT – Daños Localizados	104
Tabla 4.6 Especificaciones de Medición	109
Tabla 4.7 Especificaciones Mecánicas.....	110
Tabla 4.8 Especificaciones de Medición	113
Tabla 4.9 Software Wiper Utilizado para Reportes del MIT en Superficie.....	115
Tabla 4.10 Software Wiva utilizado para reportes del MIT en Superficie, Data Generada en 3D.....	116
Tabla 4.11 Verificación de Obstrucciones en el Pozo XXX1	118
Tabla 4.12 Análisis de Posibles Daños en la Tubería de Revestimiento.....	118
Tabla 4.13 Condiciones del Registro a ser corrido en el Pozo.....	121
Tabla 4.14 Verificación de Obstrucciones en el Pozo XXX2	123
Tabla 4.15 Análisis de Posibles Daños en la Tubería de Revestimiento.....	124
Tabla 4.16 Estado Actual del Pozo XXX3	131
Tabla 4.17 Tendencia de Datos Específicos en el Pozo	131
Tabla 5.1 Comparación de Costos entre el Parche para Tubería de Producción y Remediación Convencional.....	135
Tabla 5.2 Costos del Revestimiento Expandible y Cementación Forzada	139

RESUMEN

Durante la vida productiva de un pozo se pueden presentar diferentes cambios en el estado mecánico de la tubería de producción y tubería de revestimiento, provocando una baja en la tasa de producción a la esperada y disminuyendo el sustento económico que necesita el pozo para seguir produciendo.

Para remediar esta problemática el sistema de sólidos expandibles proporciona una solución alternativa válida para alcanzar una producción estable en condiciones mecánicas óptimas, el parche brinda un sellado resistente que cubre o aísla el intervalo dañado de la tubería corroída, desgastada, colapsada, fracturada o con presencia de comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, provocados por fluidos corrosivos, sedimentos minerales (corrosivos y escala) que forman parte de los fluidos producidos, inadecuada cementación y desgaste por viajes.

Previo a la aplicación del parche se debe realizar un análisis detallado de la integridad de la tubería mediante la corrida de ciertos registros eléctricos que verificará las condiciones actuales de la misma, como lo es la ubicación y magnitud de dicho daño.

Para la corrida e instalación del parche en el pozo candidato se aplica la tecnología rigless, la cual evita la movilización de taladros y minimiza el tiempo de aplicación en comparación a remediaciones convencionales aplicadas con más frecuencia, dando como resultado un proceso más rentable, fiable y seguro debido a su flexibilidad y desempeño. Gracias a la combinación de estas 2 tecnologías se logra mejorar el estado mecánico del pozo y garantizar la continuidad operativa del mismo que permitirá mantener, recuperar o aumentar la productividad.

Con la aplicación de esta tecnología se logra satisfacer las necesidades de reacondicionamiento frente a problemas mecánicos que se tiene en la actualidad, logrando un desarrollo sostenible y rentable de la industria.

PRESENTACIÓN

Durante la producción de un pozo petrolero es normal la presencia de cambios en el estado mecánico de la tubería de producción y revestimiento que por ende afectan directamente en su productividad, cuyos resultados se reflejan en la disminución de la producción de petróleo debido a una fuga en el tubing o a la producción de fluidos no deseados debido a daños por rotura de casing. El presente trabajo está enfocado en el estudio de factibilidad para la instalación de la tecnología de sólidos expandibles con el objeto de recuperar e incrementar la producción en los pozos candidatos del área Auca. El análisis de la información obtenida a través de reportes de servicio y antecedentes de los mismos, permitió determinar la clase de problemática que presentan los pozos, logrando así clasificar los diversos daños presentes en casing o en tubing. Esta tecnología ofrece una solución alternativa que aumenta la eficiencia de reacondicionamiento que se ha venido mostrando en las operaciones en el Área Auca, solución viable que se propone por medio de la compañía prestadora de servicios WEATHERFORD SOUTH AMÉRICA.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El sistema de sólidos expandibles para tubería de producción y revestimiento aporta un valor esencial durante el trabajo de reacondicionamiento del pozo, reduciendo costos, aumentando al máximo la producción y el rendimiento de la inversión.

El sistema de sólidos expandibles es aplicado mediante un tubular que sella y aísla permanentemente los daños o perforaciones presentes en las tuberías de producción y de revestimiento, eliminando la brecha de reparaciones convencionales de corto plazo como la cementación forzada para tubería de revestimiento y el procedimiento de cambio de tubería para tubería de producción. Al finalizar la expansión obtenemos un sistema confiable y resistente que ofrece mayor resistencia al estallido y colapso. Además el tubular expandible ofrece la posibilidad de realizar operaciones futuras como perforación, estimulación, inyección y trabajar a través del mismo.

1.2. ESPECIFICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES

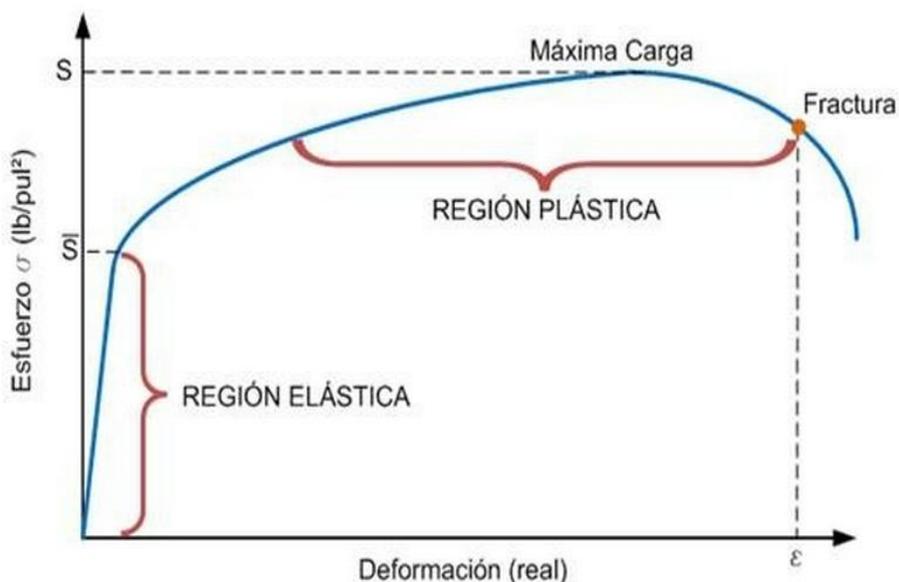
1.2.1. EXPANSIÓN DE TUBERÍA

El proceso de expansión del parche se realiza mediante un trabajo en frío, el cual permite a la tubería expandible ser forjada en una tubería de tamaño más grande utilizando un cono de expansión, para esta remediación es importante considerar que el parche debido al estiramiento al que se somete disminuye de 1 a 2 % su longitud y 0,6" al ID de la tubería de acogida.

1.2.1.1. Trabajo en frío

El trabajo en frío es el proceso de forzamiento o deformación de un metal en la región plástica del diagrama esfuerzo vs deformación, sin la aplicación deliberada de calor.

FIGURA 1.1: DIAGRAMA ESFUERZO VS DEFORMACIÓN



FUENTE: www.ingenieriaindustrialonline.com

El endurecimiento por deformación plástica en trabajo en frío es el fenómeno por medio del cual un metal dúctil se vuelve más duro y resistente a medida que es deformado plásticamente hasta adquirir la forma deseada sosteniblemente sin romperse.

La tubería de producción y tubería de revestimiento expandible se agranda a través de un proceso de trabajo en frío donde se estira más allá del límite elástico o punto de rendimiento y por debajo del límite de rotura por tracción.

El proceso permanente en la región plástica deforma el tubo sin que se rompa, incrementando la tensión de límite elástico y disminuyendo la maleabilidad del metal.

1.3. PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

El parche para tubería de producción proporciona un sellado resistente, aislando la zona del hoyo de manera efectiva y confiable, permite reanudar la producción en pozos cerrados o recuperar la producción en pozos de bajo caudal al menor costo, sin interrupciones en trabajos de workover o remediaciones convencionales a las que se pueda someter los pozos que tienen esta problemática.

1.3.1. COMPONENTES DE UN PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

El parche para tubería de producción consiste de tres componentes básicos: un elemento de metal flexible superior; una extensión tubular y un elemento de metal flexible inferior. Como el sistema es modular, varias longitudes de parche se pueden obtener mediante la adición de extensiones tubulares.

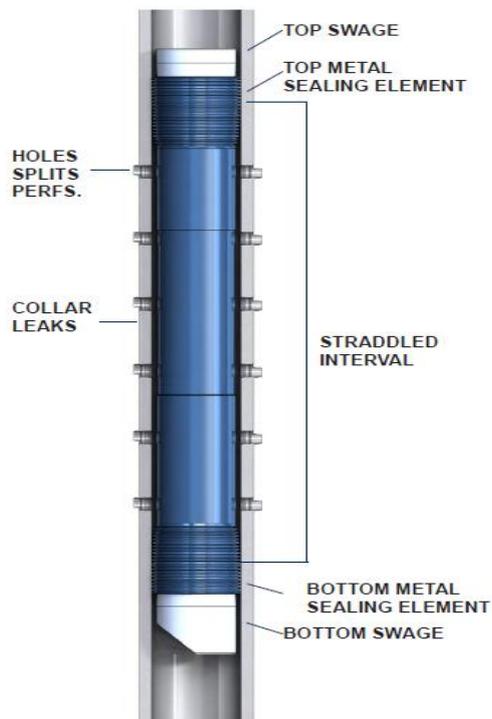
En el proceso de asentamiento, la herramienta de asentamiento de presión (MSST) ejerce una fuerza de empuje sobre el cono superior de estampación y una fuerza de tracción sobre el metal cónico inferior de estampación.

Ambos terminales de prensado se manejan en los elementos de sellado de metal flexible que se expanden en un contacto de sellado metal con metal. Durante la instalación del parche se aplica una fuerza predeterminada, un calibrador de puntos débiles de corte y el proceso de asentamiento cesa.

Durante el proceso de asentamiento del parche sólo los elementos de sellado superior e inferior son estampados contra la pared de la tubería de producción. La extensión tubular no se estampa. Un collar de asentamiento desarmable situado en el estampado inferior retrocede y permite que la herramienta de asentamiento de presión y el equipo de asentamiento sean recuperados.

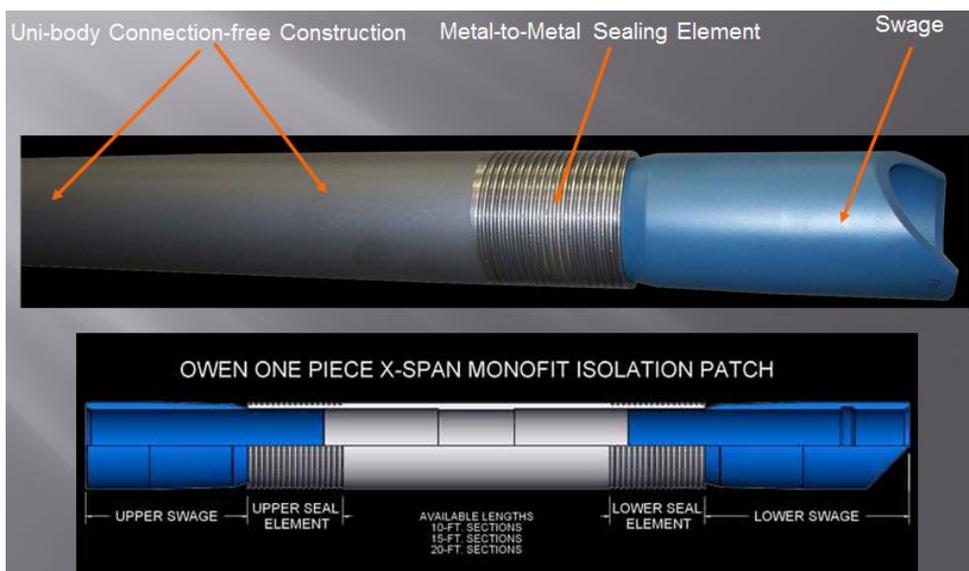
Una vez instalado el parche, el intervalo dañado es aislado por un círculo completo sellado metal con metal. Antes de la instalación del parche se recomienda encarecidamente el uso de un raspador de revestimiento (gauge ring o drift run) para eliminar el intervalo de cualquier materia extraña. También se recomienda el uso de un caliper de revestimiento para proporcionar un registro exacto de las condiciones del ID.

FIGURA 1.2: COMPONENTES DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Weatherford

FIGURA 1.3: PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Weatherford

TABLA 1.1: DIMENSIONES DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Dimensiones del tubing				Dimensiones del parche		Presiones del parche		Tipo de material
Tubing	Peso	Nominal	Drift	OD	ID	Estallido	Colapso	
OD in	Lb/ft	ID in	In	In	In	Psi	Psi	
2 7/8	6,4-6,5	2,441	2,347	2,270	1,875	8000	8000	L-80
3 ½	9,2-9,3	2,992	2,867	2,812	2,375	6180	6510	Mild Steel

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

1.3.2. MECANISMO DE ASENTAMIENTO

1.3.2.1. Asentamiento del parche en tubería de producción mediante cable

La corrida del parche para tubería de producción hasta la zona objetivo se la realiza mediante wireline a través de la tecnología rigless, la cual es un tipo de remediación no convencional, es continua y es aplicada a través de una grúa mediante cable, no requiere de un equipo de workover, no interviene con trabajos de workover y puede ser utilizada en pozos nuevos y maduros.

1.3.3. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

1.3.3.1. Multietapas setting tool

Es una herramienta de asentamiento que tiene 2 pistones de trabajo con los que se ejerce el doble de fuerza de tracción en comparación con herramientas de una sola etapa.

La activación de una carga de energía produce gas a alta presión que sirve para desplazar los pistones, los mismos que permiten asentar tapones puente y los parches en la zona de daño que se necesita aislar.

1.3.3.2. Beneficios y Capacidades

- Presión equilibrada en los pistones superior e inferior de anclaje.
- Elimina el pre asentamiento de los tapones y parches que es causado por alta presión hidrostática.
- Capacidad de 15000 psi de presión.

1.3.4. DESVENTAJAS O LIMITACIONES EN LOS MECANISMOS DE ASENTAMIENTO MEDIANTE CABLE

Para la aplicación del sistema de sólidos expandibles, es muy importante verificar las condiciones en las que se encuentra el pozo que va a ser intervenido, en el caso de tuberías de producción se debe tener en cuenta el tipo de diagrama de completación el cual especifica las condiciones en la que se encuentra el pozo.

Las completaciones de los pozos con Bombeo Electrosurgible y Bombeo Hidráulico son accesibles para proceder a remediar con esta tecnología expandible, limitando así el mercado de aplicación del parche únicamente en estos tipos de levantamiento.

1.3.5. APLICACIÓN DEL PARCHÉ EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

El uso del parche en tubería de producción tiene un alto porcentaje de eficiencia y calidad en el reacondicionamiento de problemas mecánicos como hoyos en tubería de producción, dado este el caso más representativo en la industria petrolera.

1.4. PROCEDIMIENTO DE RIGLESS

Esta tecnología busca optimizar costos de reacondicionamiento ofreciendo un servicio en conjunto con la tecnología de sólidos expandibles, la combinación permite recuperar el caudal perdido en el fondo del pozo o activar los pozos inoperantes utilizando el mínimo tiempo de inactividad, constituye una alternativa operativa eficiente con su apertura en la consolidación del mercado petrolero.

Para el asentamiento del parche en tubería de producción se debe proceder mediante el uso de la herramienta Multistage Setting Tool.

1.4.1. VENTAJAS DE USAR REACONDICIONAMIENTO MEDIANTE RIGLESS

- Evita el uso del equipo de Workover.
- Menor tiempo de Completación.
- Menor costo de Completación.
- Operación más segura.
- Operación Ecológicamente limpia.
- Requiere menor superficie de locación.

1.4.2. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RIGLESS EN REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

- Corrida y tracción de completaciones gravel pack.
- Corrida y tracción de completaciones convencionales.
- Permite extender la perforación o corte de ventanas laterales tanto en condiciones de sobre balance y bajo balance.
- Cualquier aplicación de bajo balance donde la junta de tubería se va a mover bajo presión.
- Identifica la necesidad de estimulación.
- Lavado de arena con fluido o espuma.
- Descarga con nitrógeno o espuma.
- Pesca de herramientas perdidas de wireline, tubería separada y tubería de perforación.
- Lavado de perforaciones y acidificación.
- Reasentamiento de peso sobre packers.
- Cementación forzada o corte de tapones de cemento.
- Instalación de obturador con tapón de pesca y respacing de tubería de producción si llega a ser separado.
- Retiro de tubería de producción debido a daños presentes en las juntas, collares y herramientas de control del fondo del pozo.
- Perforación y molido de tapones de cemento y puente.

FIGURA 1.4: RIGLESS

FUENTE: Great white pressure control

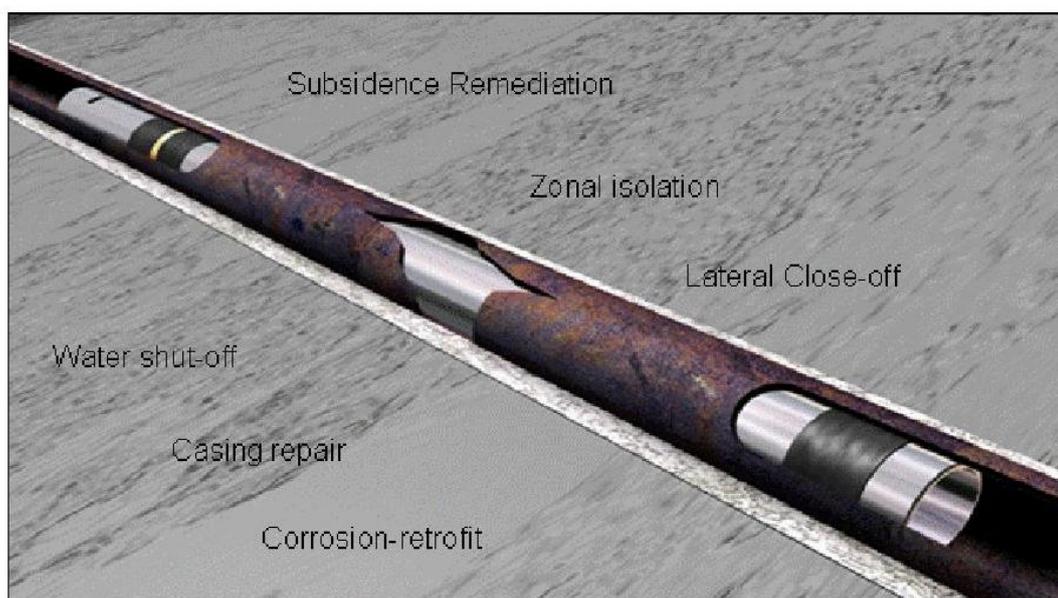
1.5. PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El parche para tubería de revestimiento proporciona un sellado resistente y permanente frente a daños, hoyos, áreas corroídas, cortes o perforaciones presentes en la tubería de revestimiento.

Después de ser asentado el parche, este ofrece la posibilidad de ser perforado, fracturado hidráulicamente y trabajar a través del mismo. Ofrece una remediación a largo plazo en comparación con las soluciones a corto plazo, tales como trabajos de cementación forzada.

El parche puede contener varios elastómeros, la cantidad depende de la abrasividad de la zona que va a ser remediada.

FIGURA 1.5: PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Weatherford

1.5.1. COMPONENTES DE UN PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El parche para tubería de revestimiento contiene los siguientes componentes básicos:

1.5.1.1. Casquillo superior

Soporta las fuerzas de expansión generadas cuando la presión aplicada asienta el anclaje.

1.5.1.2. Elementos de sello-Elastómero

Pueden estar ubicados en cualquier parte del parche y sirven para proporcionar aislamiento del espacio anular entre el parche y la tubería de revestimiento principal.

El material utilizado por los elastómeros soporta una temperatura máxima de 300 °F.

FIGURA 1.6: ELASTÓMEROS SOBRE EL REVESTIMIENTO EXPANDIBLE



FUENTE: Weatherford

1.5.1.3. Conexiones expandibles

Ofrecen un diseño patentado que es comprobado en campo. Está diseñado para superar las especificaciones de desempeño API recomendadas con el objeto de garantizar un rendimiento óptimo y uniforme.

Las conexiones expandibles son el factor más importante que limita la expansión del revestimiento, mantienen la presión antes y durante la expansión.

Las conexiones expandibles son mucho más sensibles a los defectos en comparación al revestimiento expandible (debido al espesor mínimo de la pared en ambos extremos, el pin y el box de la conexión), una camisa protectora es colocada sobre las conexiones para minimizar el potencial de defectos o cicatrices durante la corrida de las conexiones en el pozo.

La tolerancia de defectos para el extremo Box es del 3% en comparación con el 10% para el espesor de la pared radial.

Asumiendo que un revestimiento expandible tiene un espesor de pared de 0.375", un defecto radial admisible del 10% que sería de alrededor de 0,038" del espesor de pared es aceptable y no debería causar ningún problema cuando se esté expandiendo en el fondo del pozo.

FIGURA 1.7: CONEXIÓN EXPANDIBLE



FUENTE: Weatherford

1.5.1.4. Tubería de revestimiento expandible

Es un tubo sin costura, de alto grado, maleable y con una pared de gran espesor que es resistente al desgaste inducido por la presión de expansión, mejora su rendimiento posterior a esta.

FIGURA 1.8: TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EXPANDIBLE



FUENTE: Weatherford

1.5.1.5. Anclaje de carburo

Se asienta mediante presión hidráulica y sirve para sujetar la parte inferior del parche a la tubería de revestimiento principal permitiendo la expansión completa del sistema.

1.5.1.6. Zapata

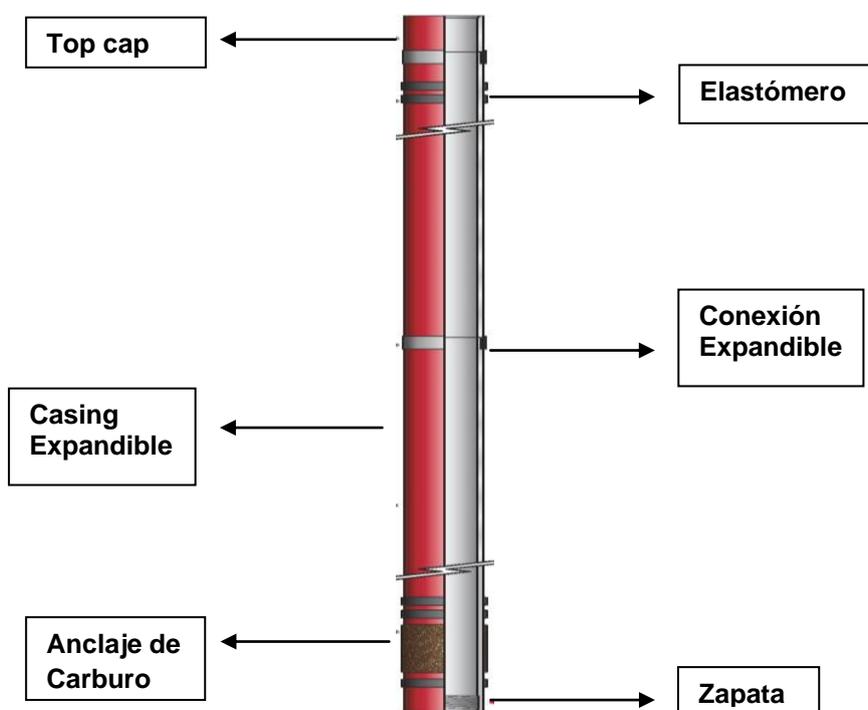
Después de la expansión, la zapata posee un ID de paso completo por lo que no requiere el servicio de molienda.

1.5.1.7. Lubricación

El revestimiento expandible está cubierto con un material de lubricación que se utiliza para reducir la fricción con el cono de expansión, eliminando la posibilidad de atascamiento y roce en el interior del revestimiento. El parche para tubería de revestimiento sella las fracturas, áreas corroídas y perforaciones donde los esfuerzos de cementación han fallado, en particular en pozos en producción que deben ser profundizados para encontrar una nueva zona de pago, similar a correr otro revestimiento y expandirlo en la zona afectada. El tiempo total de asentamiento del parche está limitado por el tiempo de viaje de ida y vuelta, reanudando las operaciones tan pronto como la herramienta de asentamiento sea recuperada y el parche probado a presión.

Distintos tipos de parches especiales están disponibles para operaciones de alta presión y temperatura (600 °F/316 °C), así como también en ambientes que tienen la presencia de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y condiciones altamente corrosivas.

FIGURA 1.9: PARTES DE UN PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Weatherford

TABLA 1.2: ESPECIFICACIONES DE MATERIAL DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Parche en tubería de revestimiento			
Diámetro(in)	Metalurgia (Ksi)	Material	
4 ½	50	N80	C95
5 ½	50	N80	C95
7	50	N80	C95

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 1.3: DIMENSIONES DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Casing Base				Parche pre-expansión						Parche post-expansión						
OD	Peso	ID	Drift	Pipe Grado	Pipe Body OD	Plain End Weight	Wall Thickness	ID	Max Run -in OD	Average Pipe OD	Average Well Thickness	Average ID	Special Drift	Approx Length Shrinkage	Presión	
in	lb/ft	in	in	Ksi	In	lb/ft	In	In	In	in	In	in	in	%	psi	psi
4,5	15,1	3,826	3,701	80	3,5	8,81	0,254	2,992	3,668	3,798	0,239	3,320	3,255	3,1	9060	6320
5,5	17	4,892	4,767	50	4,250	10,69	0,250	3,590	4,530	4,730	0,231	4,268	4,198	3,8	5270	3610
7	26	6,276	6,151	50	5,500	16,89	0,304	4,892	5,830	6,089	0,282	5,525	5,433	3,5	5000	3300

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

1.6. ASENTAMIENTO DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO MEDIANTE TUBERÍA

La corrida del parche en tubería de revestimiento se la realiza mediante el uso de una torre de reacondicionamiento la cual nos ayudará a suspender la sarta de trabajo en la zona afectada y poder realizar el asentamiento del revestimiento expandible. Previo a la intervención del pozo en la zona afectada, se necesita retirar en su totalidad la completación inicial.

A demás, después de la instalación del parche se requiere el uso en un tiempo mínimo del equipo de perforación, para poder profundizar el pozo y realizar disparos en nuevas zonas de pago si se realizó un aislamiento zonal.

1.6.1. SETTING TOOL

Es una herramienta que consiste de un cono sólido que es enroscado en el extremo inferior del revestimiento expandible.

Una vez que el revestimiento expandible alcanza la profundidad de asentamiento, el cono es desplazado desde el fondo hacia arriba en un proceso de expansión hidráulica expandiendo el revestimiento a medida que este viaja.

Cuando el revestimiento ha sido completamente expandido hay un pequeño espacio anular entre el revestimiento de acogida y el revestimiento expandible ocupado por los elastómeros.

El ID del revestimiento expandible y las conexiones nunca están expuestas a la presión de expansión, lo que mantiene la integridad del sistema.

Este método simplifica la instalación y mejora la seguridad y la confiabilidad, al mismo tiempo que reduce los riesgos operativos.

FIGURA 1.10: CONO DE EXPANSIÓN

FUENTE: Weatherford

1.6.2. DESVENTAJA O LIMITACIÓN EN EL MECANISMO DE ASENTAMIENTO MEDIANTE TUBERÍA.

No permite ser aplicada en pozos que tienen algún tipo de desviación, o ángulo de inclinación, ya que la tubería de revestimiento expandible con la que contamos para parchar una zona dañada es ensamblada o armada en forma vertical, como un cuerpo sólido rígido que no puede pasar a través de pozos direccionales a medida que la sarta de tubería ingresa al pozo.

Delimitando así el mercado de esta aplicación del parche de tubería de revestimiento.

1.6.3. APLICACIONES DEL PARCHÉ EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

1.6.3.1. Reparación del revestimiento por fisuras

El parche para tubería de revestimiento puede ser instalado a través de una fisura presente en la pared de la tubería o en el coupling. El parche debe ser instalado con el objetivo de aislar completamente la fisura, esto se logra colocando una longitud adecuada del parche que sobrepase cada uno de los extremos superior e inferior de la fisura.

1.6.3.2. Aislamiento de revestimientos corroídos

La mayoría de tuberías de revestimiento están fallando debido a daños por desgaste mecánico y corrosión químicamente inducida, haciendo necesaria su reparación. El parche para tubería de revestimiento ayuda a aislar la zona que presenta daños por corrosión. Previo a la instalación del parche en tuberías corroídas se debe realizar la corrida de registros eléctricos para obtener una mejor ubicación e información de la longitud total del daño presente.

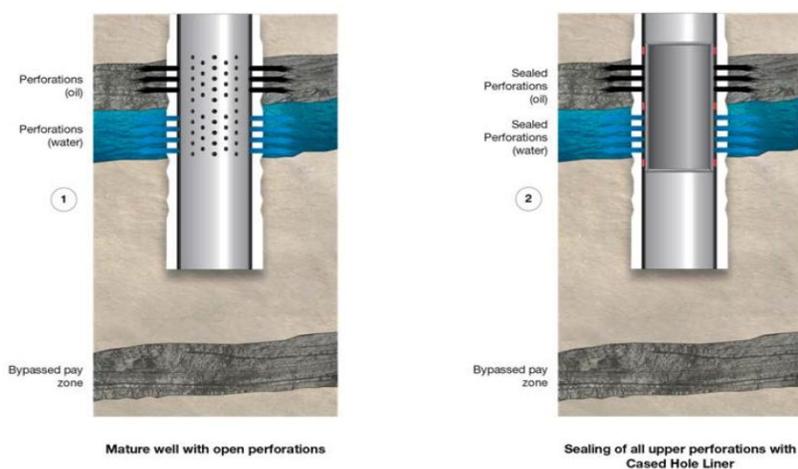
1.6.3.3. Reparación de revestimientos colapsados

El parche para tubería de revestimiento puede ser instalado en una zona con presencia de colapso. Para lograr una instalación exitosa del parche primero se calibra el pozo con la ayuda de un moledor, a continuación se debe alinear los dos extremos del revestimiento que acogerán el parche. Una vez que el revestimiento este alineado se debe correr e instalar el parche.

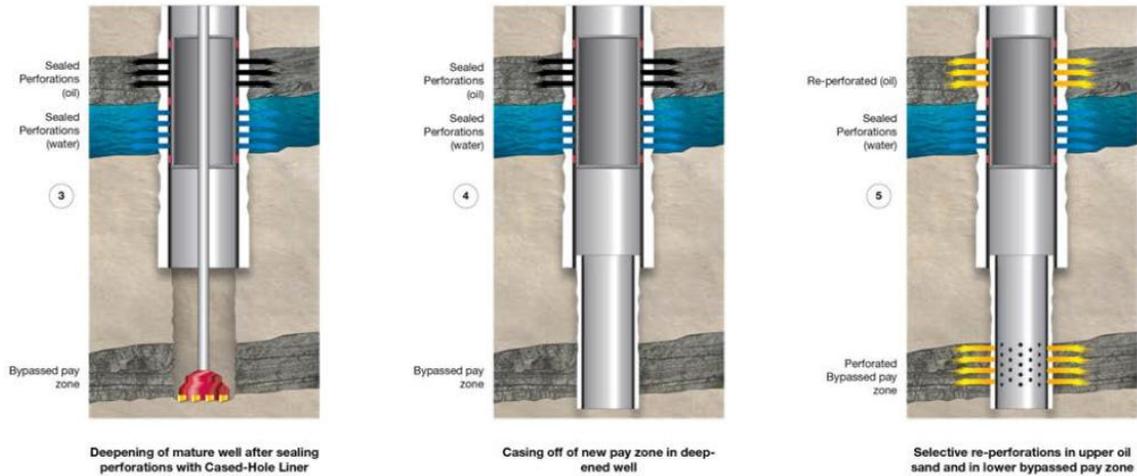
1.6.3.4. Aislamiento zonal / aislamiento de agua

El parche para tubería de revestimiento ofrece una solución permanente en el aislamiento zonal de una zona productora de agua y de zonas depletadas, proporciona un ID lo suficientemente grande para continuar con trabajos de perforación y completación del pozo para alcanzar una nueva zona productora localizada a una mayor profundidad.

FIGURA 1.11: AISLAMIENTO DE AGUA



FUENTE: Weatherford

FIGURA 1.12: AISLAMIENTO ZONAL

FUENTE: Weatherford

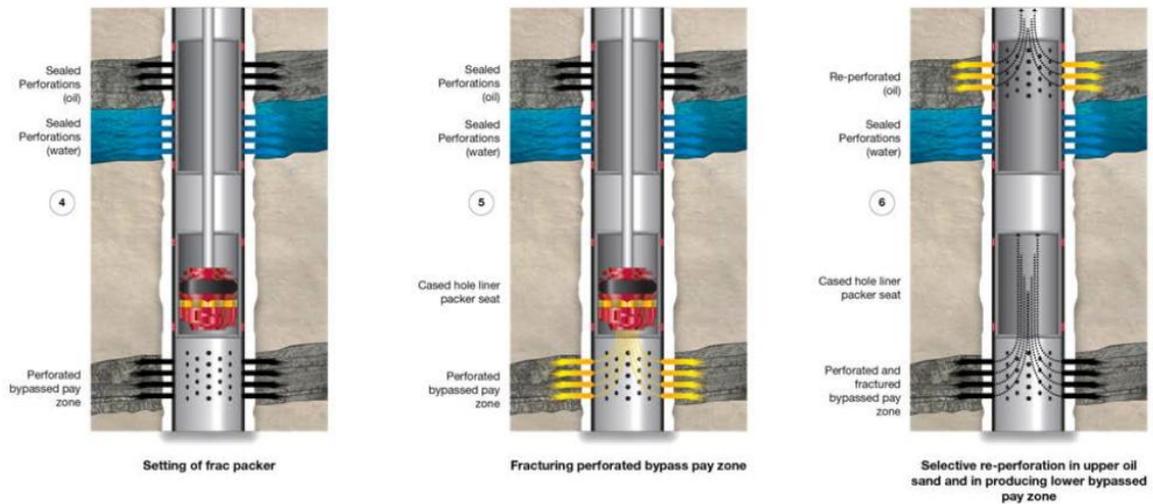
1.6.3.5. Asentamiento del packer en el interior del parche

En este caso el packer puede ser asentado en el interior del parche instalado, esta combinación de herramientas sirve para aislar dos zonas, una que se encuentra produciendo y una nueva que será cañoneada.

La secuencia de trabajos es:

1. Instalar el parche que servirá como acogida para asentar el packer.
2. Instalar un parche para aislar las zonas productoras superiores y cañonear la nueva zona productora.
3. Asentar un packer de fracturación en el interior del parche y realizar la fractura en la nueva zona.
4. Cañonear la zona productora superior. En este punto la producción puede ser mezclada o separada.

FIGURA 1.13: ASENTAMIENTO DEL PACKER EN EL INTERIOR DEL PARCHE

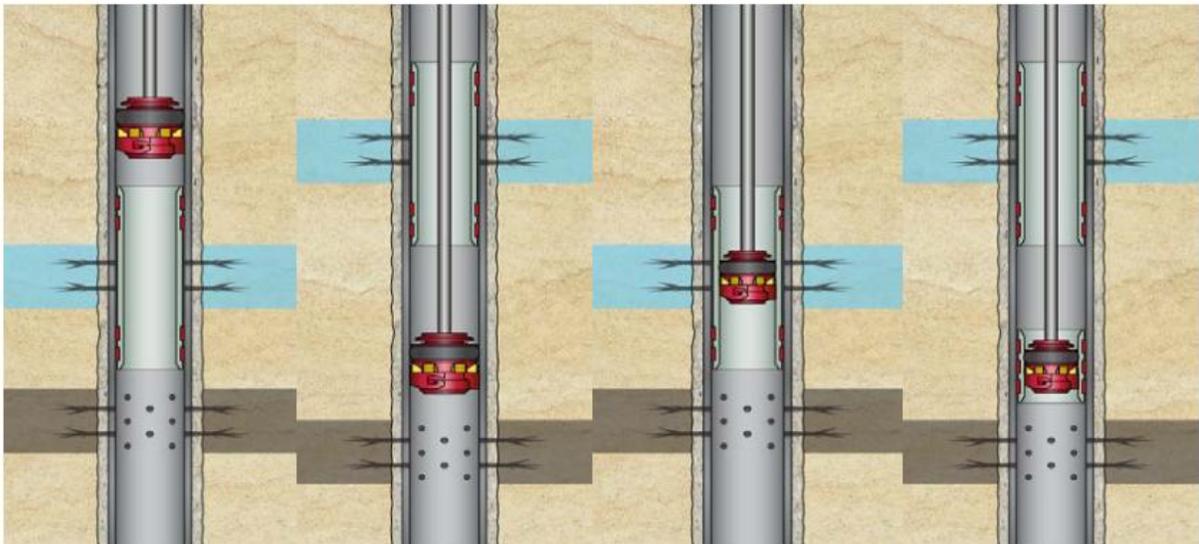


FUENTE: Weatherford

1.6.3.6. Completación compatible entre packers y el parche

En este caso, un packer permanente o recuperable puede ser asentado sobre, en el interior o debajo del parche instalado.

FIGURA 1.14: COMPLETACIÓN COMPATIBLE



FUENTE: Weatherford

CAPÍTULO 2

PROBLEMAS COMUNES ENCONTRADOS EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y REVESTIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS AUCA 22, YULEBRA 7 Y AUCA 46 EN EL ÁREA AUCA.

2.1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie. La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad, economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

2.1.1. FUNCIONES

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica. Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

2.1.2. FACTORES TÉCNICOS

Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc. La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos “corridos” en el pozo se atoren, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo; debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.

La tubería de revestimiento se fabrica normalmente con acero al carbono común que es tratado térmicamente para lograr resistencias variables, pero puede fabricarse especialmente con acero inoxidable, aluminio, titanio, fibra de vidrio y otros materiales. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente.

2.1.3. ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento debe cumplir con características específicas que permitan proveer cada uno de los requerimientos técnicos y operacionales para ser instalada en el pozo. El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API Spec 5A, ha establecido parámetros que permitan tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, los cuales son:

2.1.3.1. Diámetro externo

Se refiere al cuerpo de la tubería. Las sartas de tubería de revestimiento se especifican comercialmente por el diámetro nominal del cilindro, el cual corresponde al diámetro externo (OD) del tubo. El OD no hace referencia a los coples (roscas) cuya medida es importante, ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

2.1.3.2. Espesor de pared

Influye directamente en las propiedades de la tubería. El grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida por esta.

Durante las operaciones de perforación, workover, reacondicionamiento y vida productiva del pozo, se puede presentar desgaste mecánico o desgaste químico por corrosión en las paredes de la tubería, por lo cual la capacidad de la tubería se verá reducida. La tolerancia especificada en la norma API 5A para el espesor de la pared es de -12,5%.

2.1.3.3. Diámetro interno

La norma API Spec 5A, describe dos valores de diámetro interno. El primer valor es igual al diámetro externo menos dos veces el valor nominal del espesor de la pared. El segundo valor es definido como el diámetro dirft, el cual se refiere al tamaño máximo que puede tener una herramienta para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento.

2.1.3.4. Peso

El API define tres tipos de peso para las tuberías de revestimiento:

2.1.3.4.1. Peso nominal

Es utilizado principalmente para identificar la tubería durante el proceso de ordenado. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y coples de 20 ft de longitud, está expresado en lb/ft.

2.1.3.4.2. Peso del cuerpo

Hace referencia al peso de la junta de tubería de revestimiento sin la inclusión de roscas y coples.

2.1.3.4.3. Peso de coples y roscas

Es el peso de coples y roscas, peso promedio de una junta incluyendo las roscas o un cople en el caso de tuberías acopladas.

2.1.3.5. Grado de la tubería de revestimiento

Es un sistema de identificación y categorización de la resistencia de los materiales de las tuberías de revestimiento. Dado que la mayoría de las tuberías de revestimiento de los campos petroleros tiene aproximadamente la misma química (típicamente acero), y sólo difieren en cuanto al tratamiento térmico aplicado, el sistema de clasificación estipula resistencias estandarizadas para las tuberías de revestimiento a ser fabricadas y utilizadas en los pozos.

La primera parte de la nomenclatura, que es una letra, se refiere a la resistencia a la tracción. La segunda parte de la designación, que es un número, se refiere al límite elástico mínimo del metal (después del tratamiento térmico) a 1000 psi [6895 KPa]. Por ejemplo, el grado J-55 posee un límite elástico mínimo de 55 000 psi [379 211 KPa]. El grado P-110 designa una tubería de mayor resistencia con un límite elástico mínimo de 110 000 psi [758 422 KPa].

El grado apropiado de la tubería de revestimiento para cualquier aplicación se basa generalmente en los requerimientos de presión y corrosión. Dado que al diseñador de pozos le preocupa la deformación de la tubería bajo diversas condiciones de carga, el grado de la tubería de revestimiento es el número que se utiliza en la mayoría de los cálculos. Los materiales para tuberías de revestimiento de alta resistencia son más caros, de manera que una sarta de revestimiento puede incorporar dos o más grados para optimizar los costos, manteniendo al mismo tiempo un rendimiento mecánico adecuado a lo largo de la sarta. También es importante destacar que, en general, cuanto más alto es el límite elástico, más susceptible es la tubería de revestimiento a la fragilidad por la presencia de sulfuros (fragilidad inducida por la presencia de H_2S). Por consiguiente, si se prevé la presencia de H_2S , es probable que el diseñador de pozos no pueda utilizar tubulares con la resistencia que desearía.

2.1.3.6. Conexiones

Teniendo en cuenta que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen su límite en longitud, es necesario que estas tuberías queden unidas al introducirse al pozo, con la premisa que la unión entre ellas sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo. A dicha unión se le conoce como conexión o rosca.

2.1.3.7. Longitud de la junta

Los tramos o juntas de tubería de revestimiento no son fabricados en longitudes exactas.

2.1.4. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas durante las operaciones de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales y cumpla con los requerimientos de diseño. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

- Tensión
- Colapso
- Estallido (Presión interna)

2.1.4.1. Tensión

Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso. Bajo la acción de cargas por tensión el cuerpo de la tubería puede sufrir tres tipos de deformación: elástico, elástico plástico y plástico. Dentro del rango de deformación elástica, las propiedades metalúrgicas del acero en el cuerpo del tubo, no sufren un daño permanente y regresan a sus condiciones iniciales, una vez que las cargas dejen de actuar. Más allá del límite elástico, el cuerpo del tubo sufre una deformación permanente el cual se ve reflejado en pérdida de resistencia. La resistencia de la tubería de revestimiento a las fallas por tensión, esta expresada en términos de resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo (pipe body yield strength) y resistencia de la junta (joint strength). La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo, es la mínima fuerza requerida para causar una deformación del tubo.

Otras cargas tensionales pueden deberse a: doblamiento, arrastre, cargas de impacto y esfuerzos inducidos durante las pruebas de presión.

Al diseñar el revestimiento se considera el tramo superior de la sarta como el punto más débil a la tensión cada vez que tenga que soportar el peso total.

FIGURA 2.1: TENSIÓN EN TUBERÍA

FUENTE: Weatherford

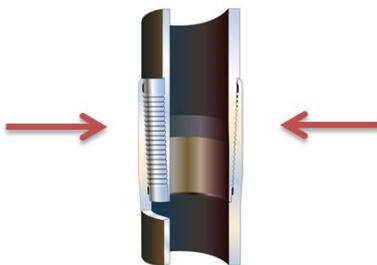
ELABORACIÓN: Victor Taipei D. y Sandy Zamora V.

2.1.4.2. Resistencia al colapso

El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. Las cargas de colapso se producen por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento.

La presión de colapso va a ser máxima en el fondo y mínima en la superficie debido a la presión ejercida por la columna hidrostática, por lo que debemos suponer la presión máxima para el diseño de cada revestidor.

La resistencia de la tubería de revestimiento bajo la acción de presiones externas, depende en general de una serie de factores. Los factores considerados de mayor importancia al determinar la resistencia crítica al colapso son: longitud, diámetro, espesor de pared y propiedades físicas del material (yield point, límite elástico, relación de Poisson, etc).

FIGURA 2.2: COLAPSO EN TUBERÍA

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

Es común atribuir el fenómeno de colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores casuales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Desgaste por pandeo helicoidal.
- Incremento de presión exterior por temperatura.
- Cargas geo-estadísticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

2.1.4. 3. Resistencia al estallido (presión interna)

La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero. Generada por los fluidos utilizados durante la perforación o terminación, sin embargo se pueden presentar manifestaciones de la formación tales como gas, petróleo y agua producida.

El criterio para el estallido se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al tomar un influjo durante la perforación de la siguiente sección del pozo. Para mayor factor de seguridad al estallido se supone que un influjo de gas ha desplazado por completo la columna del lodo dentro del pozo. Esto hará que el revestidor quede sometido a los efectos del estallido por la presión de formación actuando en su interior.

FIGURA 2.3: PRESIÓN INTERNA EN TUBERÍA



FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

2.1.5. TIPOS DE REVESTIDORES

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo.

2.1.5.1. Revestidor conductor

Es un tubo guía de diámetro grande (16" a 30") que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, y es la primera tubería de revestimiento sobre la cual se monta el equipo de seguridad. Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo y evitar que la circulación de fluidos de perforación lo lave demasiado. La profundidad de asentamiento varía entre 150' y 250'.

Sus principales funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y un preventor de reventones (BOP).

2.1.5.2. Revestidor de superficie

Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profundas. La profundidad de asentamiento varía entre 300' y 3500' dependiendo del área operacional y generalmente se cementa hasta superficie. Un tamaño típico para este tipo de tubería es 13 3/8".

Entre sus funciones más importantes están:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo.
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad.
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

2.1.5.3. Revestidor intermedio

Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo, con profundidades de asentamiento entre 11000' y 12000'.

El tamaño más común para este tipo de tubería es 9 5/8".

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, derrumbe de lutitas, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

2.1.5.4. Revestidor de producción

Es la última sarta de revestimiento instalada a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a

cabo muchas reparaciones y completaciones. Este revestidor se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción “tubing” durante las operaciones de producción del pozo. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo. El tamaño más común para este tipo de tubería es 7”.

Las principales funciones son:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

2.1.5.5. “Liner” o tubería corta

Este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El liner es suspendido de la tubería de revestimiento intermedia por medio de un arreglo de un packer y cuñas denominado “liner hanger”. Este tipo de tubería es cementada de acuerdo a los requerimientos de diseño ya sea en su totalidad de su longitud o a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantiza la integridad del pozo. La principal ventaja de los liners es la reducción en longitud y diámetro de las tuberías a emplear, lo cual trae un resultado favorable en el aspecto económico que reduce a la vez los requerimientos en capacidad de carga del equipo de perforación. Sin embargo, la posibilidad de fugas a través del liner hanger y la dificultad para obtener una buena cementación primaria debido a la disminución del espacio anular, deben ser consideradas para la selección de una sarta con tubería intermedia y liner.

Existen cinco tipos de liners los cuales son:

2.1.5.5.1. Liner de perforación

Es utilizado en zonas donde se presenten pérdidas de circulación o presiones anormales para permitir la perforación de zonas más profundas. Proporciona la misma protección de la tubería de revestimiento intermedia, se sostiene de la tubería de revestimiento superficial sin extenderse hasta la superficie.

2.1.5.5.2. Liner de producción

Es utilizado en reemplazo de una sarta de tubería de producción convencional, con el fin de aislar zonas de producción o de inyección, disminuyendo costos operacionales o evitando problemas en el equipo de perforación. Algunos cumplen funciones especiales como los ranurados y empacados con grava, instalados en el pozo para evitar problemas de producción de arena.

2.1.5.5.3. Tie back liner

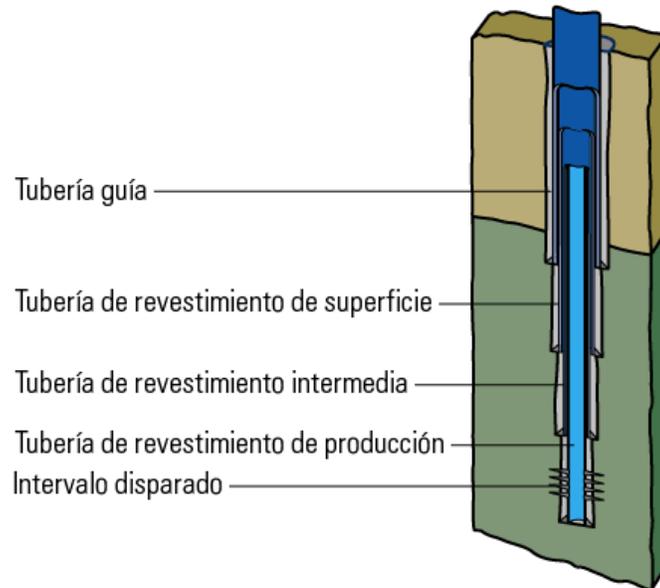
Es una sección de tubería de revestimiento que se extiende hasta superficie desde el tope del liner instalado en el pozo. La tubería se conecta al tope del liner con un diseño de conexión especial. Los liner de producción con un ensamblaje de tie back liner presentan desventajas en el caso de planear posteriores intervalos a perforar en profundidades mayores.

2.1.5.5.4. Scab liner

Es una sección de tubería de revestimiento usada para reparar tubería dañada existente. Esta tubería puede ser cementada o sellada con empaques en tope y el fondo.

2.1.5.5.5. Scab tie back liner

Es una sección de tubería de revestimiento que se extiende en la parte superior del liner existente pero normalmente no alcanza la superficie y es generalmente cementado. Los Scab tie back liners son generalmente utilizados para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad del pozo, por lo cual el espesor de la pared de las tuberías es de gran grosor.

FIGURA 2.4: POZO DE PETRÓLEO

FUENTE: Schlumberger

2.2. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Es una tubería especial utilizada para producir los fluidos del yacimiento y que puede reemplazarse o repararse durante la vida del pozo.

La tubería de producción se ensambla generalmente con otros componentes de la terminación para conformar la sarta de producción. La sarta de producción seleccionada para cualquier terminación debe ser compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos de yacimientos.

TABLA 2.1: CLASIFICACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

CLASIFICACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN		
POR RESISTENCIA	TUBERÍAS DE ALTA RESISTENCIA	<ul style="list-style-type: none"> - Soportan esfuerzos mayores a 8000 psi y su grado es C-75, N-80, C-98 y P-105. - Estas pueden presentar problemas debido a la eliminación de la ductilidad y al aumento de la sensibilidad a roturas, Ej. P-105
	TUBERÍAS DE BAJA RESISTENCIA	<ul style="list-style-type: none"> - Son generalmente dúctiles, por eso la concentración de esfuerzos se ejecuta parcialmente mediante la plasticidad del elemento.
POR UTILIDAD	CLASE NUEVA	<ul style="list-style-type: none"> - Se representa en sus datos de tensión, torsión, presión interna y colapso.
	CLASE PREMIUM	<ul style="list-style-type: none"> - Está basada en una tubería que tiene un uso uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80%.
	CLASE 2	<ul style="list-style-type: none"> - Esta tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 65%.
	CLASE 3	<ul style="list-style-type: none"> - Esta clase de tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 55% con todo el uso de un solo lado.

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

2.3. PROBLEMAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS

2.3.1. CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

- Inadecuada selección de la tubería de producción, no se encuentra lo suficientemente reforzado como para soportar los principales esfuerzos a los que va a ser sometido.
- Daños ocurridos durante la corrida de la tubería de producción en el pozo.
- Daño en el hilo de la rosca, por falla de los protectores o por falta de protección.
- El uso inadecuado de los equipos de manipulación de tubería de producción como cuñas, llaves neumáticas y de potencia.
- Exceso de tensión.
- **Corrosión.-** tanto el interior como el exterior de la tubería de producción puede ser afectada por la corrosión. La corrosión es causada debido a la presencia de fluidos corrosivos y materiales minerales provenientes de las formaciones. El daño generalmente se presenta en forma de: picaduras, desgaste en el pin o box, grietas por el efecto combinado corrosión-desgaste y la presencia de sulfuros los cuales atacan en una combinación corrosión-erosión.

2.3.2. CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

- Inadecuada selección de la tubería de revestimiento para la profundidad, presión y temperatura.
- Daños ocurridos durante la corrida de la tubería de revestimiento hacia la profundidad objetivo.
- Daños por rotura debido a corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca.
- Uso de acoples y grasas inadecuadas.
- La instalación de la tubería de revestimiento con una tensión inadecuada durante la cementación.
- Pandeo de la tubería de revestimiento en zonas no cementadas.

- Pérdida de fluido en las conexiones debido a una presión interna o externa desarrollada por una mala manipulación de roscas, exceso de torque, alta ovalidad e incorrecta ubicación de llaves.
- Tanto el interior como el exterior de la tubería de revestimiento puede ser afectada por la corrosión. La corrosión es causada debido a la presencia de fluidos corrosivos, formaciones en contacto con la tubería y las altas velocidades de los fluidos producidos.

En vista de que la corrosión es una de las principales fallas de las tuberías de producción como de revestimiento, se ha decidido realizar un estudio más minucioso de esta; el cual se detalla a continuación:

2.4. CORROSIÓN

La corrosión es la alteración, destrucción de un metal debido a una reacción química o electroquímica con su ambiente. En base a cualquier norma de medida, la corrosión siempre es un problema grave y costoso en la industria petrolera. Debido a que los objetos tubulares son principalmente de hierro y la mayoría de los fluidos tiene una base de agua, es inevitable la corrosión. Sin embargo, para que el proceso de corrosión se active, se requiere la existencia de un circuito eléctrico el cual está formado por cuatro elementos.

1. Debe existir un ánodo (superficie del metal que se corroe) y un cátodo (superficie del metal que no se disuelve).
2. El ánodo y el cátodo deben estar inmersos en un medio electrolítico (líquido).
3. Debe existir una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo.
4. Debe haber un acoplamiento (puente metálico) para completar el circuito eléctrico.

El ánodo y el cátodo están en la propia tubería. El fluido de perforación puede funcionar como el medio electrolítico y el acoplamiento se crea con el acero de la tubería. La diferencia de potencial se establece con la estructura cristalina y los

diferentes metales utilizados en la aleación de la tubería, o como resultado de la formación de escamas.

La mayoría de los procesos de corrosión envuelven reacciones electro-químicas, el incremento de la conductividad puede dar como resultado altas velocidades de corrosión.

2.4.1. FLUIDOS CORROSIVOS

En la perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, el flujo de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, los cuales pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones.

De tal manera que la Ingeniería del pozo respecto al diseño de las tuberías de revestimiento, producción y conducción deben de ser capaces de resistir estas condiciones severas de operación.

2.4.2. TIPOS DE CORROSIÓN

La presencia de corrosión en tuberías usadas en las operaciones de perforación y terminación de pozo; así como en las tuberías de producción, son:

2.4.2.1. Corrosión general

Corrosión de una manera uniforme, donde la superficie completa del metal está corroída y se ha adelgazado a una tasa uniforme.

2.4.2.2. Corrosión con picaduras

Un ataque de corrosión sumamente localizada que produce penetraciones profundas en lugares específicos. La picadura puede agrietar o penetrar la sarta de perforación, producción, causando así fugas y ruptura por torsión, lo cual tiene como resultado trabajos de pesca costosos.

2.4.2.3. Corrosión por esfuerzo y corrosión acelerada por esfuerzo

A menudo se conoce como “grieta de corrosión por esfuerzo”, donde el agrietamiento y la posible ruptura de un metal son causados por la combinación de la resistencia a la tensión y un medio corrosivo.

2.4.2.4. Fragilización por hidrógeno

Es la fragilización de un metal causada por una penetración atómica del hidrógeno en la estructura reticular del metal. Esta penetración disminuye la ductibilidad del metal y el resultado final será una ruptura de la tubería.

2.4.2.5. Corrosión por deposición/escamas

Es la deposición de materiales insolubles en la superficie de un metal. Esta deposición forma celdas localizadas de concentración de la corrosión, las cuales estimulan las picaduras.

2.4.2.6. Corrosión por erosión

Es el deterioro de una superficie por la acción abrasiva de sólidos suspendidos o burbujas de gas en una corriente en movimiento.

2.4.2.7. Fatiga por corrosión

La vida de fatiga en una tubería de perforación, producción y revestimiento se reduce cuando la tubería se somete a esfuerzos cíclicos en un ambiente corrosivo. Las grietas de fatiga por corrosión pueden generarse por las picaduras de corrosión, las melladuras mecánicas, los defectos del metal o la concentración de esfuerzo producido por un rumbo o conexión inadecuados.

2.4.3. AGENTES CORROSIVOS

Los principales agentes que afectan a las tuberías son los gases disueltos (el oxígeno, el dióxido de carbono e hidrógeno sulfuroso), sales disueltas (cloros, carbonos y sulfatos) y ácidos.

2.4.3.1. Corrosión por Oxígeno O₂

La atmósfera es la fuente principal del oxígeno, el cual causa corrosión en los equipos de superficie.

2.4.3.1.1. Reacción química

La corrosión del hierro (Fe) por oxígeno se denomina reacción de “despolarización catódica”. Básicamente, cuando se encuentra presentes el agua y el oxígeno, lo siguiente ocurrirá:

FIGURA 2.5: REACCIÓN QUÍMICA

- $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{+2} + 2\text{e}^-$ (Oxidación/reacción anódica)
- $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$ (Reducción/reacción catódica)
- $2\text{Fe} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}^{+2} + 4\text{OH}^- \rightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_2$
- $2\text{Fe}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_3$

FUENTE: Baker Hughes

El producto final es una acumulación floja y escamosa llamada óxido, de color marrón rojizo debido al hidróxido de hierro, $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

El óxido provoca picadura, localizada (picaduras profundas) o generalizada (picaduras superficiales distribuidas de forma regular).

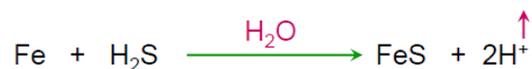
2.4.3.2. Corrosión por ácido sulfhídrico (H_2S)

Las formaciones son la fuente principal de ácido sulfhídrico. La degradación bacteriana y térmica de los aditivos del fluido también contribuye en menor proporción.

2.4.3.2.1. Reacción química

El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocido como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:

FIGURA 2.6: REACCIÓN QUÍMICA



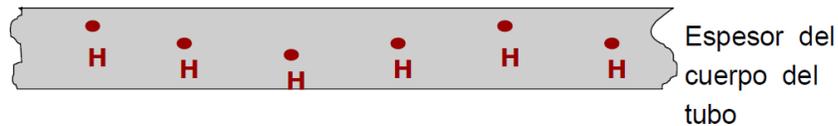
FUENTE: Tenaris

El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escama. La incrustación tiende a causar una picadura grave, fragilización y grietas por esfuerzo, pits redondeados, pequeños y separados de fondos redondeados y paredes lisas.

2.4.3.2.2. Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, las cuales generan la disociación de los átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, este se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo.

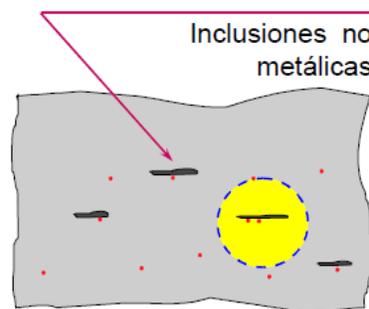
FIGURA 2.7: CORROSIÓN POR ÁCIDO SULFHÍDRICO



FUENTE: Tenaris

La difusión del hidrógeno atómico liberado puede continuar sino existe algo que lo detenga, pero en el acero se encuentran inclusiones no metálicas como el: sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO_3)⁻² ó alumina (Al_2O_3); por lo que el hidrógeno atómico se detiene, y empieza a acumularse.

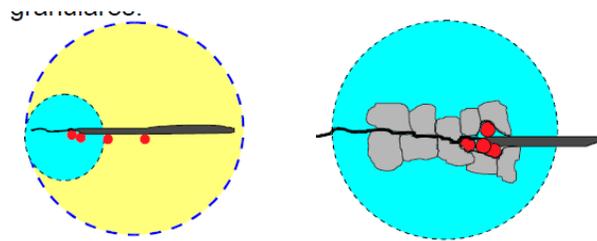
FIGURA 2.8: HIDRÓGENO ATÓMICO



FUENTE: Tenaris

La acumulación de este hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, generando pequeñas fisuras también intergranulares.

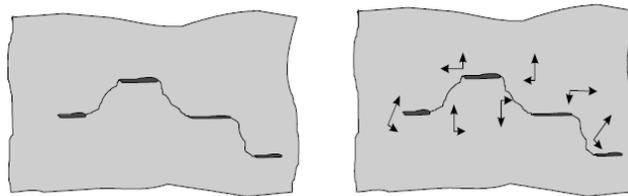
FIGURA 2.9: ACUMULACIÓN DE HIDRÓGENO MOLECULAR



FUENTE: Tenaris

Las fisuras intergranulares se empiezan a propagar uniéndose con otras también generadas, originando fisuras escalonadas, y finalmente la separación del acero por planos.

FIGURA 2.10: FISURAS INTERGRANULARES



FUENTE: Tenaris

FIGURA 2.11: TUBERÍA CORROÍDA



FUENTE: Tenaris

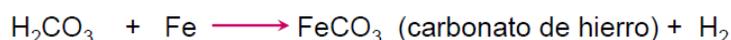
2.4.3.3. Corrosión por bióxido de carbono (CO₂)

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocida como corrosión dulce. Esta corrosión se presenta tanto en pozos de petróleo, gas y condensado. Su fuente principal son las formaciones y degradación bacteriana de los aditivos del fluido.

2.4.3.3.1. Reacción química

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración de CO₂ en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación, la cual se puede utilizar para predecir el grado de corrosividad. La reacción química por presencia del CO₂ es:

FIGURA 2.12: REACCIÓN QUÍMICA



FUENTE: Tenaris

El ácido carbónico reduce el pH del agua y aumenta la corrosión por ataque directo a las superficies metálicas. La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero con el agua de formación. Si el porcentaje de agua se incrementa, la posibilidad de corrosión se incrementa, por lo que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Provoca una picadura severa (aparición de superficie carcomida), caracterizada por pits interconectados con paredes escarpadas y bordes aserrados, fondos redondeados con presencia de precipitado blanco, gris o negro que reacciona con HCl y sin color; corrosión-erosión. Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H₂S y CO₂, hacen que el efecto sea más corrosivo.

2.4.4. FACTORES QUE AFECTAN LA TASA DE CORROSIÓN

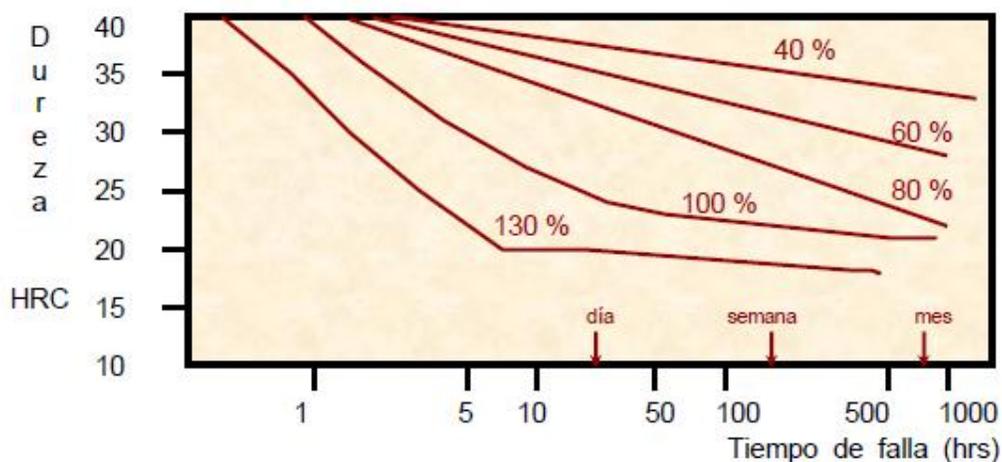
Diversos factores pueden afectar la tasa a la cual avanza la corrosión. La mayoría de dichos factores están interrelacionados y tienen un efecto sinérgico sobre la tasa de corrosión. Las relaciones básicas son las siguientes:

- Esfuerzo de cedencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados (Tensión).
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (Fluidos utilizados ó agua de la formación).
- Temperatura
- Presión-Presiones parciales del H_2S y CO_2 .
- Sales disueltas.

2.4.4.1. Esfuerzo de cedencia o dureza de la tubería

Investigaciones han demostrado que aceros con esfuerzo de cedencia de mínimo de 95000 psi, son inmunes a los ambientes corrosivos. En términos de dureza son de 22 HCR.

FIGURA 2.13: DUREZA DE LA TUBERÍA

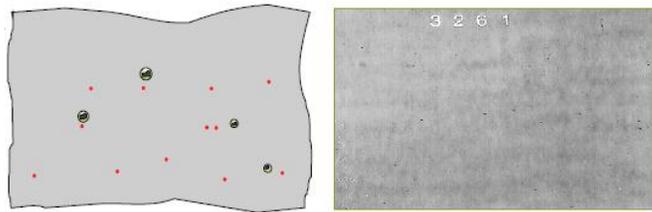


FUENTE: Tenaris

2.4.4.2. Limpieza del acero

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento a base de calcio y silicio, los cuales atrapan las inclusiones no metálicas (principalmente el sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esférica tipo globular que impiden la acumulación de hidrógeno.

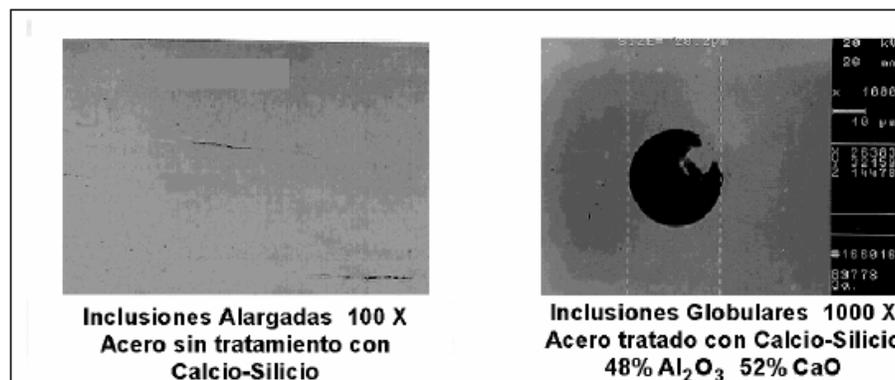
FIGURA 2.14: INCLUSIONES NO METÁLICAS ATRAPADAS



FUENTE: Tenaris

Con un buen proceso de limpieza del acero se logra una homogeneidad microestructural, donde se ven favorecidas las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil del producto en ambientes corrosivos.

FIGURA 2.15: INCLUSIONES TRATADAS



FUENTE: Tenaris

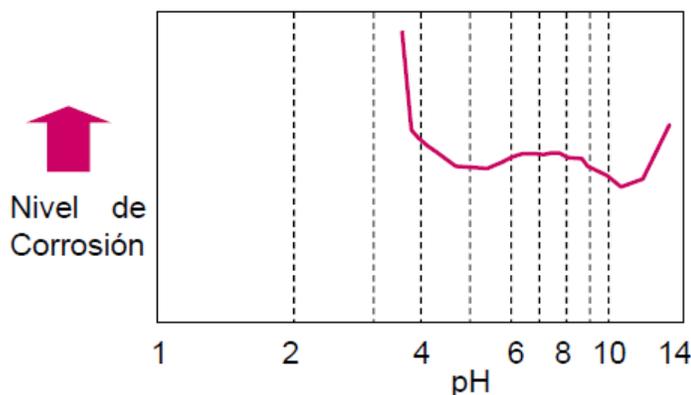
2.4.4.3. pH del agua de formación o fluidos

Generalmente, la tasa de corrosión disminuye a medida que el pH aumenta. A temperaturas ambiente, a medida que el pH aumenta, las tasas de corrosión disminuyen rápidamente. Así mismo, las tasas son mucho más lentas en fluidos

alcalinos que en fluidos ácidos. Poca reducción en la tasa de corrosión es posible cuando el pH llega a ser mayor de 10,5.

Las soluciones se miden por el pH, donde es una función logarítmica $\text{pH} = -\log(H^+)$. En una solución con un pH de 6, 5 y 4 ésta es más ácida entre 10, 100 y 1000 veces con respecto a un pH de 7.

FIGURA 2.16: pH



FUENTE: Tenaris

En las terminaciones ó intervenciones en los pozos se utilizan fluidos ácidos, tales como el HCl con un $\text{pH}=1$, para la limpieza de los intervalos, principalmente para las formaciones carbonatadas.

Cuando se manejen este tipo de productos, deberá ponerse atención a las operaciones, porque algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pueden quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a las tuberías.

2.4.4.4. Temperatura

Existen dos factores diferentes:

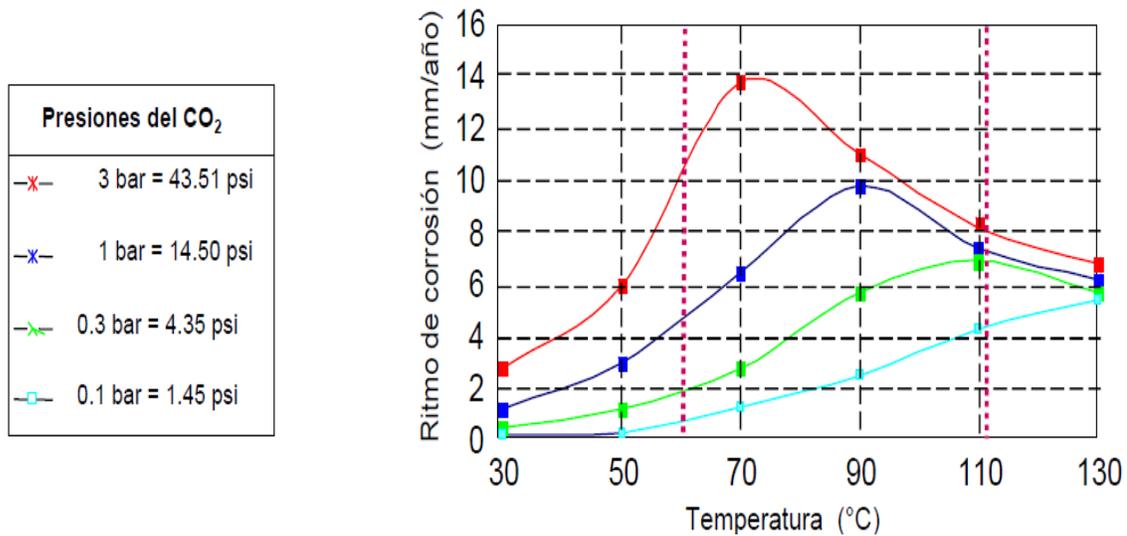
1. A medida que la temperatura aumenta, la tasa de corrosión aumenta. Si todos los otros factores permanecen constantes, la tasa de corrosión se duplica por cada aumento de 55°F (31°C) de temperatura.

2. El aumento de temperatura disminuye la solubilidad de los gases corrosivos (O_2 , CO_2 , H_2S), disminuyendo así la corrosividad del fluido.

Con base en estudios de laboratorio la norma NACE TM0177 comenta que la corrosión por presencia del H_2S se inicia a temperaturas cercanas a los 65 a 79°C (149 a 174°F). Cuando la temperatura se incrementa, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye la solubilidad del H_2S en el agua de formación, así como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. Se recomienda que para evitar problemas de corrosión por efecto del H_2S , deben de considerarse los diseños de tuberías, hasta un rango máximo de temperatura de 93°C (199 °F).

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en un rango de temperaturas de 70 a 80°C (158 a 176°F). Para temperaturas menores, la solubilidad del $FeCO_3$ con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a proteger la tubería.

FIGURA 2.17: RITMO DE CORROSIÓN VS TEMPERATURA



FUENTE: Tenaris

2.4.4.5. Presión

El aumento de presión aumenta la solubilidad de la mayoría de los gases corrosivos. El aire atrapado o retenido se disuelve rápidamente en el fluido, a medida que la presión se incrementa cuando se bombea fluido hoyo abajo. Esto afecta drásticamente el contenido de oxígeno del fluido, aumentando la corrosividad.

Las presiones parciales de los gases disueltos en el agua se pueden utilizar para predecir el grado de corrosividad de un determinado sistema.

$$PP \text{ H}_2\text{S} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{mol de H}_2\text{S})$$

$$PP \text{ CO}_2 = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{mol de CO}_2)$$

TABLA 2.2: PRESIONES PARCIALES

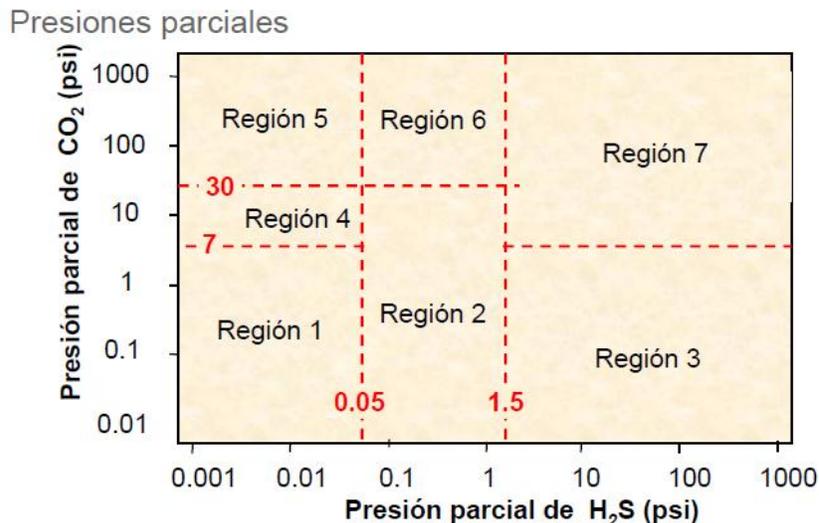
	Presiones parciales	Corrosión esperada
CO₂	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores o iguales a 30 psi • Entre 3 a 30 psi • Menores a 3 psi 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta • Media • No se presenta
H₂S	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores a 1,5 psi • Entre 0,05 a 1,5 psi • Menores a 0,05 psi 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta • Media • No se presenta

FUENTE: Tenaris

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

Pueden obtenerse valores elevados de presiones parciales y por lo tanto, esperarse altos niveles de corrosión. Sin embargo, la producción de agua de formación puede ser baja con un pH neutro, entonces la corrosión será baja o nula; o bien viceversa.

Por lo que una recomendación, antes de seleccionar el material, es conveniente conocer el porcentaje, pH y cloruros Cl⁻ del agua de formación, así como la temperatura del pozo durante diferentes eventos.

FIGURA 2.18: PRESIONES PARCIALES

FUENTE: Tenaris

Presiones parciales:**2.4.4.5.1. Región 1**

El nivel de corrosión esperado en esta región es mínimo, por lo que cualquier grado de acero puede utilizarse.

2.4.4.5.2. Región 2

Nivel de corrosión medio. Si la temperatura es mayor a los 100°C y el pH del agua de formación es ácido, se recomienda utilizar L-80, pero si el agua de la formación tiene un pH básico, entonces el nivel de corrosión se minimiza y puede utilizarse cualquier grado de acero.

Si la temperatura es menor a los 100°C y el pH del agua de formación es ácido, se recomienda utilizar el TRC-95 O TRC-110, pero si el agua de formación tiene un pH básico, entonces el nivel de corrosión baja y puede utilizarse el L-80.

2.4.4.5.3. Región 3

El nivel de corrosión esperado por ácido sulfhídrico puede ser elevado, por lo que se recomienda el uso de grados de acero resistente a este fenómeno, tales como el TRC-95 y TRC-110 que contienen el 1% en peso en Cr.

2.4.4.5.4. Región 4

El nivel de corrosión esperado por bióxido de carbono en esta región es mínimo y puede utilizarse cualquier grado de acero al carbón. La inyección de inhibidores puede minimizar cualquier efecto corrosivo.

2.4.4.5.5. Región 5

El nivel de corrosión por bióxido de carbono puede ser elevado, siempre y cuando la cantidad de agua sea considerable y su pH sea ácido, por lo que se recomienda utilizar un producto a base de cromo (13-15 Cr). Sin embargo, si la cantidad de agua es mínima ó el pH del agua de la formación tiende a ser neutra ó básica, entonces la corrosión se verá minimizada y un grado TRC-95 o TRC-110 puede utilizarse.

2.4.4.5.6. Región 6

Este nivel es de los más altos de corrosión, por lo que es importante revisar la temperatura de trabajo, pH del agua de formación incluyendo sus cloruros (Cl⁻). En general puede considerarse un producto a base de cromo (22-25 Cr) principalmente cuando la cantidad de agua sea considerable y su pH sea ácido. Sin embargo, si la cantidad de agua es mínima y el pH es neutro o básico, entonces la corrosión se verá minimizada y un grado de acero TRC-95 o TRC-110 puede utilizarse.

2.4.4.5.7. Región 7

Este nivel de corrosión es el más alto de los conocidos. En estos casos se recomienda el uso de un grado de acero a base de cromo (22-25 Cr). También antes de tomar una decisión es importante revisar la temperatura de trabajo, pH del agua de formación incluyendo sus cloruros (Cl⁻).

2.4.4.6. Sales disueltas

El efecto de la concentración de sal presenta dos facetas:

1. A medida que la concentración de sal aumenta, la conductividad se incrementa y por consiguiente la tasa de corrosión también aumenta.
2. Sin embargo, el aumento de la concentración de sal reduce la solubilidad del oxígeno y disminuye la tasa de corrosión. El efecto general es un ligero

incremento en la tasa de corrosión debido a la conductividad, hasta que la concentración de la sal alcanza aproximadamente 18000 mg/L (Cl^-). Al exceder este valor, a medida que la concentración de sal aumenta, la solubilidad del oxígeno y la tasa de corrosión disminuyen.

2.5. INCRUSTACIONES

Se trata de un conjunto de sedimentos minerales que se incrustan formando una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción y los equipos de completación de pozos. La mayor parte de las incrustaciones se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas. Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio CaCO_3 , se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona, tal como en la formación de incrustaciones duras de sulfato de bario BaSO_4 , que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos.

2.5.1. ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales

sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de Calcio [Ca^{+2}] y Magnesio [Mg^{+2}]. Con frecuencia los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de Bario [Ba^{+2}] y Estroncio [Sr^{+2}].

En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400000 mg/L [3,34 ppg]. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico. La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes.

Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc (48 Mpa) de disminución de la presión.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO_2] y el ácido sulfhídrico [H_2S]. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el [CO_2] y el [H_2S] a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos.

Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida; este efecto de la presión de gas es varios órdenes de magnitud mayor

que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el CO_2 deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

2.5.2. FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas.

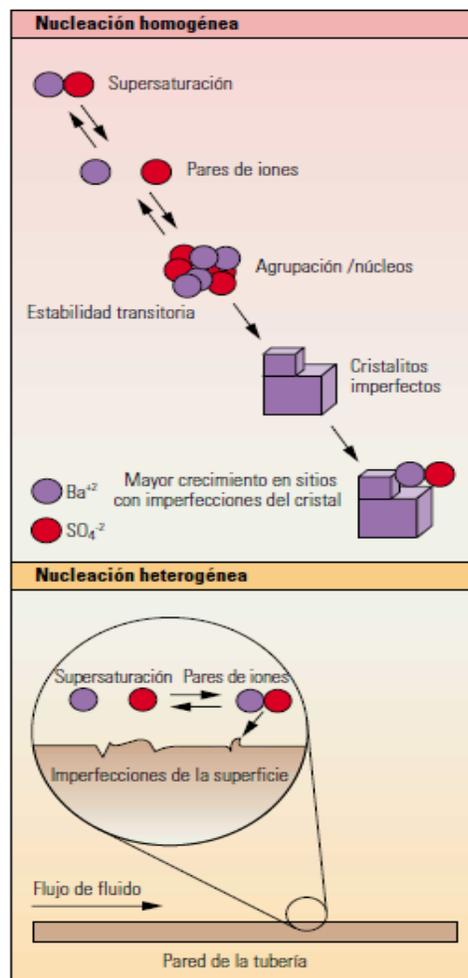
A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redissolver. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales.

El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones. El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficie, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras

de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.

Vemos entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica por qué los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipos de completación de fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

FIGURA 2.19: PROCESOS DE NUCLEACIÓN



FUENTE: Schlumberger

2.5.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos.

2.5.4. INCRUSTACIONES EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia.

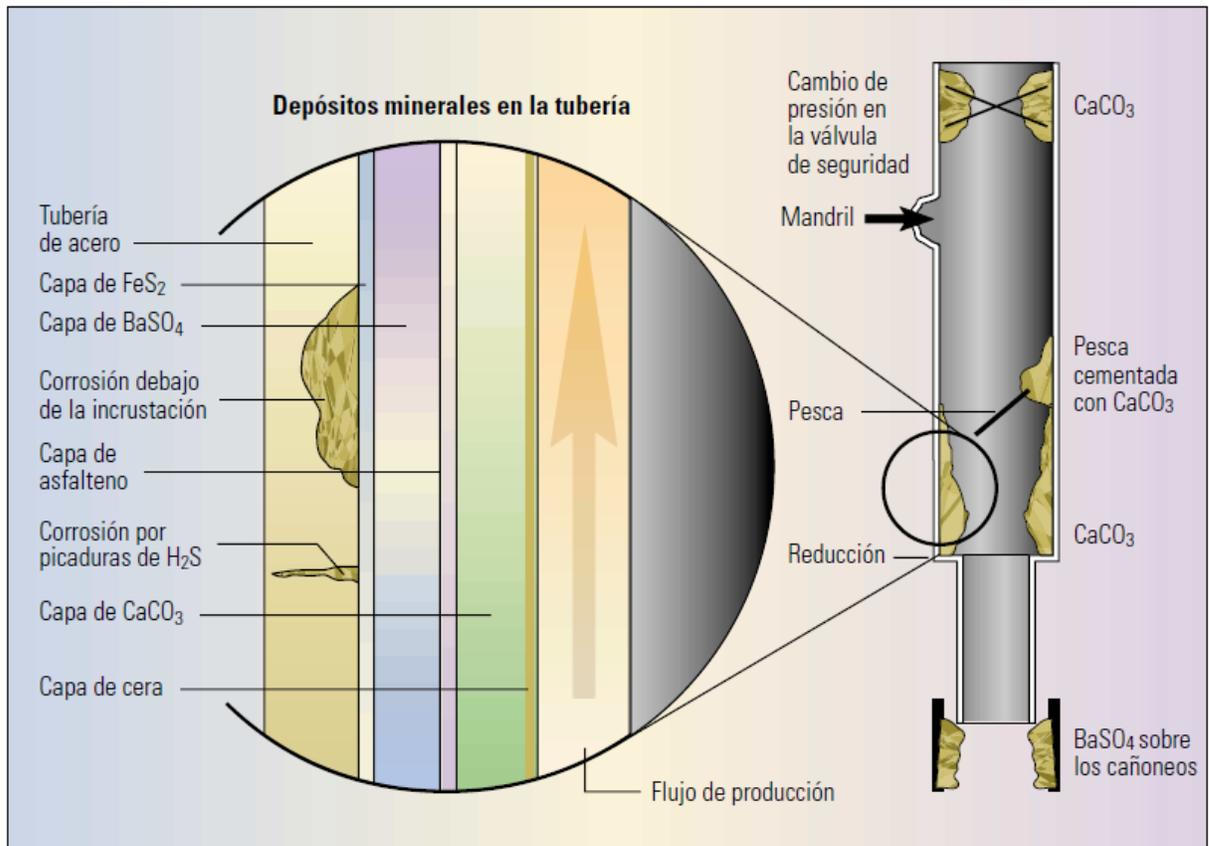
Esto origina un aumento en la caída de presión y en consecuencia la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción.

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los cañoneos de fondo hasta la superficie, ocasionando restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, niples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas.

Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

FIGURA 2.20: INCRUSTACIONES EN LA TUBERÍA



FUENTE: Schlumberger

CAPÍTULO 3

PROCESO DE ENSAMBLAJE E INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS

Es de suma importancia conocer el adecuado ensamblaje y funcionamiento del parche para tubería de producción y tubería de revestimiento, con el objetivo de instalar correctamente la tecnología en una zona que presenta problemas mecánicos u otros daños que representan una interferencia en la producción de un pozo.

Los procedimientos para armar y correr los parches de tubería son para dar confiabilidad de que el servicio va hacer corrido de manera efectiva y eficiente, brindando un correcto desempeño a la herramienta de que logre llegar a los objetivos planteados proporcionando de manera inmediata un sellado seguro a los pozos candidatos. En el presente capítulo se describen los procesos de ensamblaje e instalación del parche expandible tanto para tubería de producción como para tubería de revestimiento, así como también las diferentes características y funciones de los componentes necesarios para proceder con la instalación de la herramienta.

Los procedimientos de pre-ensamble, ensamble, pruebas de presión y estallido a las que están sometidos y son evaluados los parches previo a su instalación son para cumplir medidas de seguridad que ayudaran a evitar la mayor parte de problemas que se pueden presentar en los pozos candidatos, tomando en cuenta que se va remediar una situación económicamente rentable y que posterior a ella se generará una imagen de reacondicionamiento nuevo y evolutivo para generar más trabajo en nuestra industria hidrocarburífera.

3.2. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

3.2.1. MULTISTAGE SETTING TOOL

3.2.2.1. Operación

A través de un accionamiento eléctrico, el encendedor de alta temperatura ubicado en la parte superior de la herramienta se enciende y produce un flash de llama que a su vez enciende la carga de energía que se encuentra directamente por debajo del encendedor. La carga de energía está compuesta de elementos inflamables controlados cuidadosamente para una combustión lenta de aproximadamente 30 segundos.

El gas resultante producido de la combustión de la carga se acumula gradualmente generando alta presión y haciendo que la herramienta se deslice.

El gas presurizado viaja hacia el centro de ambos pistones principales de la herramienta y sale por una cavidad anular formada entre los pistones y los Subs Tándem. La presión que actúa sobre estas áreas impulsa la parte exterior de la herramienta (que consta de cilindros superior e inferior) hacia abajo, mientras que los pistones superior e inferior permanecen estacionarios. Este movimiento ancla el Bridge Plug al revestimiento y luego extrae el perno de liberación del tapón en medio, liberando la herramienta de asentamiento para la recuperación del pozo.

Un sistema amortiguador hidráulico está integrado en la herramienta para controlar la velocidad a la que se mueve y evitar que esta se dañe una vez que el perno de liberación se extraiga. A medida que la herramienta se alarga, el aceite es forzado a través de un espacio anular y sale de la herramienta a una velocidad controlada. El exceso de aceite es limpiado de forma automática durante el ensamblaje. Del mismo modo, la expansión del aceite causada por la alta temperatura durante la corrida se limpia de la misma manera. Es obligatorio que la herramienta esté llena con aceite en toda su capacidad después de cada uso o caso contrario se pueden obtener daños en la herramienta.

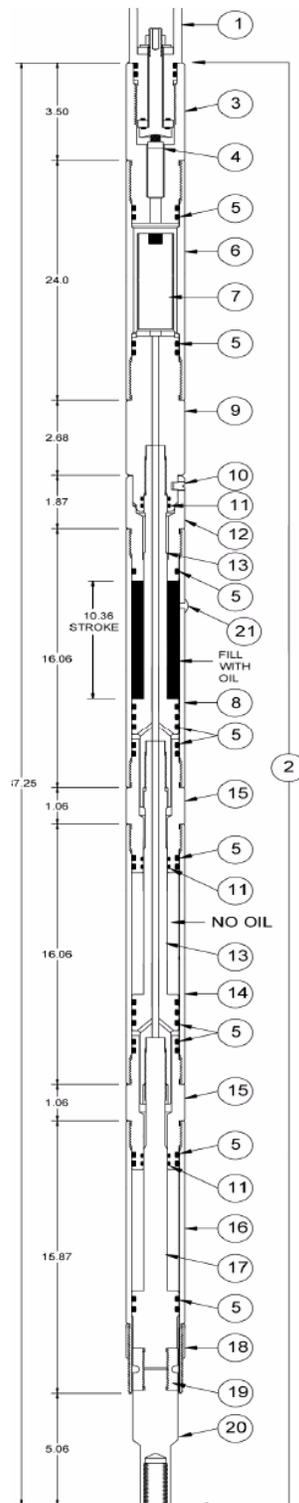
TABLA 3.1: CONTINUACIÓN

7	1	POWER CHARGE LOW TEMP-250°
		POWER CHARGE HIGH TEMP-425°
8	1	WORKING CYLINDER W/PORT
9	1	SHEAR SUB
10*	1	BRASS SHEAR SCREW 2000 LBS
11*	6	O-RING
12	1	SHEAR SLEEVE
13	2	WORKING PISTON
14	1	WORKING CYLINDER
15	2	TANDEM SUB
16	1	BOTTOM CYLINDER
17	1	BOTTOM PISTON
18	1	LOCK RING
19	1	SAFETY RELEASE NUT 53000 LBS
20	1	BOTTOM ADAPTER
21*	1	NYLON PLUG
*	2	REDRESS KIT (ITEMS 5,10,11 y 21)

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

FIGURA 3.2: ENSAMBLAJE DE FONDO DEL MULTISTAGE SETTING TOOL



FUENTE: Weatherford

3.3. HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.3.1. HOMCO SETTING TOOL

3.3.2. Operación

La herramienta de asentamiento Homco Setting Tool consiste de un Hidraulic Jack que es usado para crear la fuerza de expansión mecánica, además lleva acoplado un Hidraulic Holddown y un Washpipe Protector. Posee múltiples pistones hidráulicos que se combinan para proporcionar una mayor fuerza a la presión más baja, lo que mejora el rendimiento consistente de la expansión.

El ensamblaje de fondo consiste de un cono de expansión y un seguro mecánico enroscados en el extremo inferior de la junta o del revestimiento de anclaje. A medida que cada junta es enroscada, el revestimiento es suspendido en el pozo a través de cuñas en la superficie. A continuación una sarta interna es corrida dentro del ID del revestimiento expandible.

El extremo inferior de la sarta interna lleva acoplado un spear mecánico, el cual bloquea firmemente el seguro mecánico en el interior del revestimiento, con una herramienta de reducción de escombros colocada directamente sobre este. La sarta interna consta de 10 pies de pup joints con acoplamiento especialmente mecanizada para evitar el pandeo, después la sarta interna es acoplada a la Extension Rods y el Profile Sub con el uso de un crossover.

3.3.3. DESCRIPCIÓN Y USO DE LOS COMPONENTES Y ACCESORIOS PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.3.3.1. La válvula corrediza

Es una válvula mecánica operada con un movimiento hacia arriba o hacia abajo de la sarta de trabajo. Este componente cuando se encuentra abierto permite que el conjunto desplegado se llene de fluidos cuando se corre en el pozo, y se cierra para permitir que la presión aplicada active el cono de expansión, facilitando la expansión del revestimiento expandible.

Después de cada carrera de la herramienta Homco, la válvula corrediza se utiliza para igualar la presión diferencial entre el espacio anular y la sarta de trabajo.

Con la presión igualada, el sub de anclaje hidráulico (Hydraulic Hold-down sub) se liberará de la tubería revestimiento de acogida y la herramienta Homco puede ser levantada para otra corrida. Cuando se lleva el equipo fuera del pozo después de que el revestimiento expandible es asentado, la válvula corrediza y el Bumper Jar ofrecen una vía de escape para el fluido en la sarta de trabajo, esto asegura que la sarta de trabajo se retire seca.

La válvula corrediza se acciona con un movimiento hacia arriba o hacia abajo de la sarta de trabajo. El mandril de la válvula corrediza es de aproximadamente 36", el movimiento de 3 ft de la válvula corrediza hacia arriba permitirá que esta se cierre totalmente, no se requiere rotación. El movimiento de la sarta hacia abajo permitirá abrir la válvula corrediza para vaciar los fluidos de la sarta durante la extracción. El cuerpo de la válvula tiene seis resortes de fricción empernados en su perímetro que entran en contacto con la pared interior del revestimiento de acogida. Estos resortes de fricción mantienen el cuerpo de la válvula en su lugar durante los movimientos hacia arriba o abajo de la sarta, permitiendo que los orificios de circulación del mandril tengan una posición hacia dentro o fuera del cuerpo de la válvula. El movimiento hacia arriba de la sarta de trabajo coloca los orificios de circulación en el interior del cuerpo de válvula y los sella, cerrando la válvula. El movimiento hacia abajo de la sarta de trabajo coloca los orificios de circulación fuera del cuerpo de la válvula, abriendo la válvula y permitiendo la libre circulación entre la sarta de trabajo y el espacio anular.

3.3.3.2. La tijera golpeadora

Asegura la operación confiable de la válvula corrediza y del sub de anclaje hidráulico en pozos de bajo volumen.

La tijera golpeadora (Bumper Jar) se corre directamente por debajo de la válvula corrediza y por encima de una junta completa de tubería de producción para proporcionar el funcionamiento libre de la válvula corrediza cuando el sub de anclaje

hidráulico (Hydraulic Hold-down sub) está anclado a la tubería de revestimiento. Proporciona el viaje libre de la sarta de trabajo sobre el sub de anclaje hidráulico para abrir la válvula corrediza, esto es particularmente útil cuando existe un diferencial de presión entre la sarta de trabajo y el espacio anular. La liberación de la presión diferencial permitirá que el sub de anclaje hidráulico se desacople del revestimiento de acogida con el fin de desplazar el ensamblaje hacia arriba durante la expansión.

3.3.3.3. El sub de anclaje hidráulico

Sujeta el sistema al revestimiento de acogida mientras las fuerzas hidráulicas asientan el anclaje.

Impide la fuerza tensional de la sarta de trabajo durante la aplicación de la presión hidráulica funcional en las operaciones de expansión. A medida que el cono de expansión se mueve hacia arriba, expandiendo el parche, una fuerza opuesta es experimentada la cual tira de la sarta, el sub de anclaje hidráulico distribuye esta fuerza en el revestimiento de acogida, manteniendo la tensión de la sarta de trabajo. El sub de anclaje hidráulico también mantiene el parche en su posición durante la secuencia inicial de anclaje. Para pozos profundos el estiramiento de la tubería de producción puede ser significativo durante la expansión hidráulica, afectando directamente la determinación de la profundidad de asentamiento. El sub de anclaje hidráulico ancla el revestimiento a la profundidad de asentamiento, eliminando la necesidad de tener en cuenta el estiramiento de la tubería durante la expansión hidráulica.

3.3.3.4. La herramienta de asentamiento hidráulico

Posee pistones de baja presión y alta fuerza que impulsan el cono para asentar el anclaje.

3.3.3.5. El sub anti-escombros

Protege el cono contra los escombros dentro del pozo.

3.3.3.6. El cangrejo GS

Alinea el cono preinstalado y conecta la sarta con el revestimiento expandible. El cangrejo GS es un seguro mecánico que conecta el revestimiento expandible a la sarta de trabajo evitando la rotación. Cuando la sarta interna es bajada dentro del ensamblaje del revestimiento expandible y del conjunto de cono de expansión, el receptor cangrejo GS bloquea al stinger sobre el cangrejo GS.

3.3.3.7. El ensamble de cono

Está preinstalado en la junta de anclaje antes del RIH. La presión hidráulica activa el cono para asentar el anclaje.

3.3.3.8. Washpipe Protector

Situado sobre la herramienta de asentamiento Homco, el Washpipe Protector permite el viaje libre del Washpipe, proporciona un borde resistente para levantar el ensamblaje con elevadores.

3.3.3.9. Ensamblaje de embrague (Clutch Assembly)

Está ubicado en el fondo del cilindro inferior de la herramienta Homco, está diseñado para retirar la herramienta de asentamiento desde una instalación de revestimiento expandible parcialmente completado. Durante el anclaje inicial o levantamiento con el cono, tire hacia arriba la sarta hasta que se observe el peso en el medidor, esto representa el final de una carrera. En este punto, si rotamos la sarta hacia la derecha, el embrague se engancha automáticamente y la junta de seguridad se desengancha, logrando con esto recuperar completamente la herramienta Homco con la excepción del revestimiento expandible y el cono de expansión.

3.3.3.10. Liner stop

Está localizado debajo del ensamblaje de cilindros de la herramienta Homco, sirve para mantener el revestimiento expandible en su lugar vertical cuando el cono de expansión es desplazado en la sección de anclaje. El top plate del liner stop es de 1" de espesor.

3.3.3.11. Barra inferior lisa (Lower Polished Rod)

La barra inferior lisa se conecta al pistón hidráulico para mover las barras de extensión dentro de la herramienta HOMCO, la sarta interior y al ensamblaje del cono de expansión que se encuentran conectados con el acoplamiento de la barra lisa.

3.3.3.12. Acoplamiento de la barra lisa

El acoplamiento de la barra lisa facilita el enrosque de la barra lisa al ensamblaje de la barra de extensión.

3.3.3.13. Barras de extensión

Las barras de extensión se utilizan para conectar la barra lisa y el ensamblaje de cilindro hidráulico que sirven para el cono de expansión en la parte inferior del revestimiento expandible. Normalmente son de 10 pies de largo, pero también hay tramos más cortos (como por ejemplo de 1, 2, 3, 4 y 5 pies), para ayudar a enroscar longitudes específicas de ensamblajes de barras de extensión. Las barras de extensión pueden ser sólidas o tener un orificio de 1". El propósito de las barras de extensión es proporcionar una varilla de OD lisa que pasará a través del ID del liner stop durante la carrera del gato hidráulico. Si los pup joints con collares son colocados en la sarta demasiado cerca de liner stop, los collares impactarán el liner stop y evitarán la carrera completa del gato hidráulico.

3.3.3.14. Perfil sub y C-placa (Profile Sub and C-Plate)

El perfil sub está enroscado a la herramienta de asentamiento Homco y se utiliza para garantizar que las barras de extensión y el revestimiento expandible se suspendan de forma segura en la rotaria con el uso del C-plate, el cual se ajusta alrededor del perfil Sub. El perfil sub conecta la herramienta de asentamiento de Homco con la sarta interior.

3.3.3.15. Split sub y telescoping Liner stop

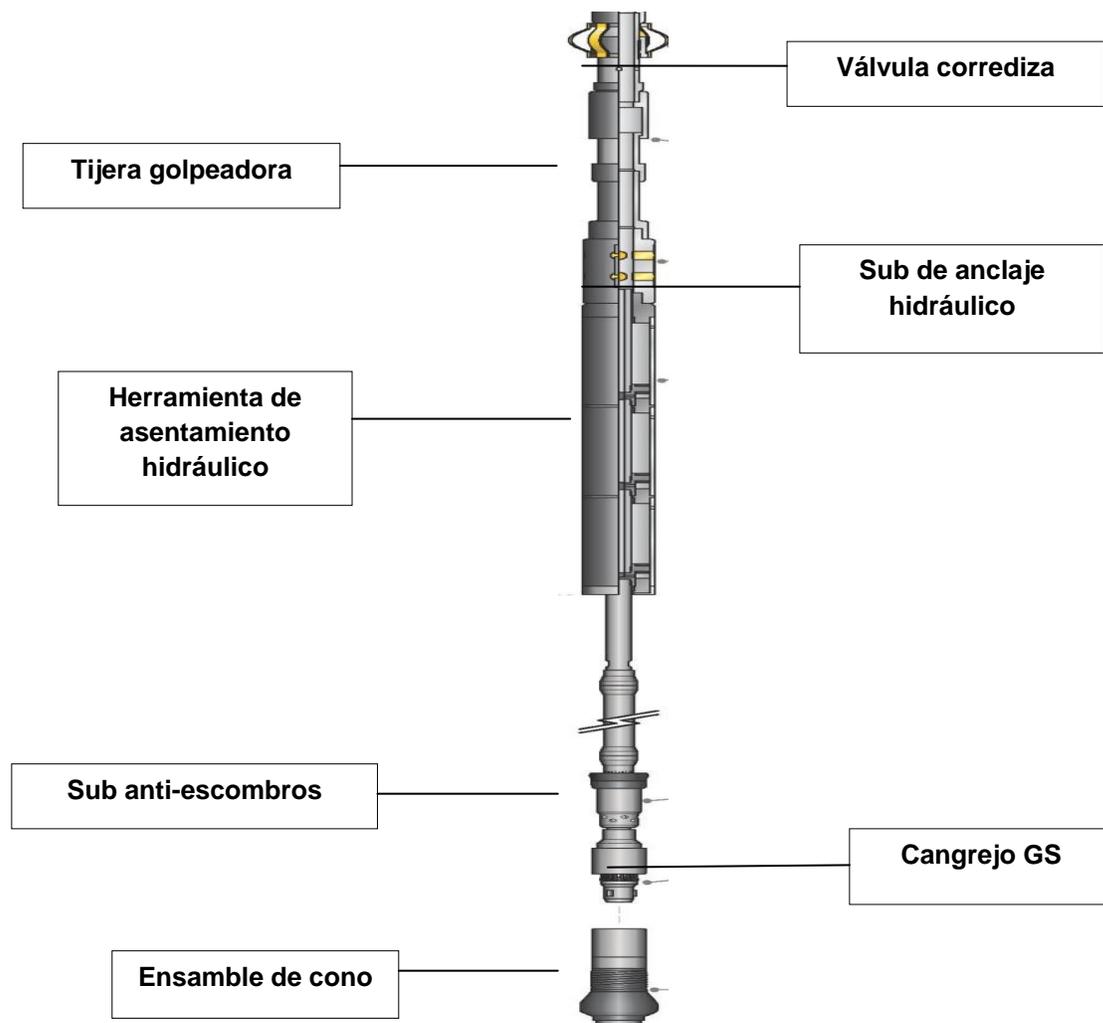
El Split sub y el telescoping liner stop se utilizan para eliminar la distancia entre la parte inferior de la herramienta de asentamiento Homco y la parte superior del liner stop. El Split sub se coloca alrededor del perfil Sub después de que la herramienta de asentamiento Homco ha sido enroscada a las barras de extensión y al revestimiento

expandible. El Split sub proporciona un OD liso y permite un anclaje largo y efectivo para ser asentado.

3.3.3.16. Sub llenado (Fill Up Sub)

Usando un diseño de "bola y jaula", el Sub llenado permite que los fluidos del pozo entren en la sarta de trabajo a medida que está siendo bajada. El fluido entonces mantiene un equilibrio entre la sarta de trabajo y el pozo. El shear pin drain sub es usualmente corrido sobre el Fill up sub para permitir que la sarta de trabajo se drene cuando se extraiga del pozo.

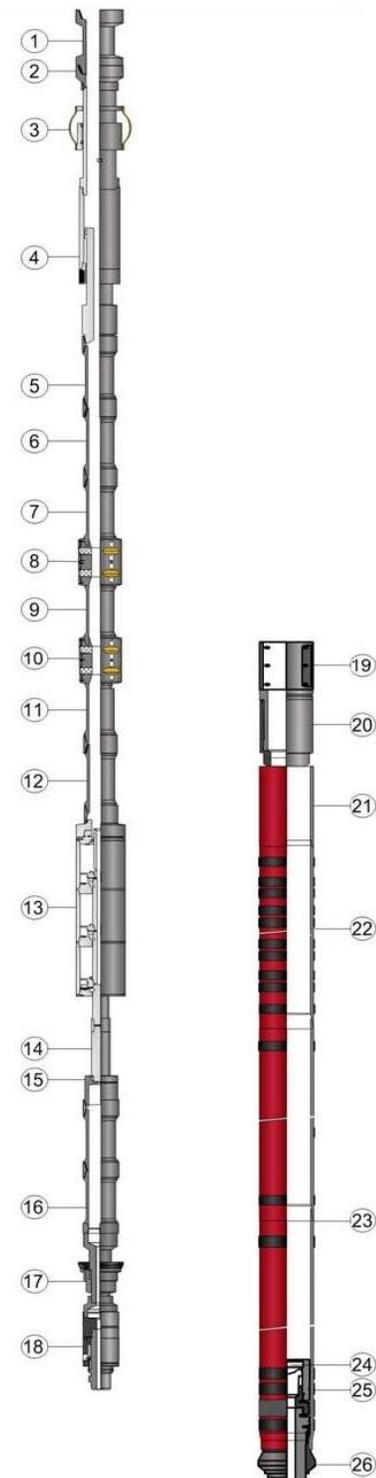
FIGURA 3.3: HERRAMIENTAS DE CORRÍDA



FUENTE: Weatherford

FIGURA 3.4: DISEÑO DE SECUENCIA DE LA SARTA PARA EL PARCHE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

1. Drill pipe to surface
2. Crossover
3. Slide valve
4. Bumper sub
5. Tubing joint
6. Washpipe protector
7. Pup joint, pin x pin
8. Hold-down sub
9. Pup joint pin x pin
10. Hold-down sub
11. Pup joint pin x pin
12. Washpipe protector
13. HOMCO Setting tool
14. Extension rod
15. Crossover
16. Pup joint
17. Debris sub
18. Gs spear
19. Split bushing
20. Telescoping liner stop
21. MCL top joint
22. MCL Isolation joint
23. MCL standard joint
24. GS spear receiver
25. MCL Anchor joint
26. Expansion cone



FUENTE: Weatherford

3.4. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN

3.4.1. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

3.4.1.1. Pre-ensamblaje

- Todas las partes y componentes de las herramientas deben ser limpiadas a fondo, o serios daños /lesiones podrían ocurrir.
- En todo momento se debe usar el Equipo de Protección Personal, como el calzado con punta de acero, gafas de seguridad, etc.
- Comprobar que las cantidades de O-ring y el kit de reparación sean los correctos para que puedan ser utilizados de acuerdo a la lista de materiales que se especifica. Colocar todos los componentes del kit de reparación sobre una superficie limpia.
- Asegúrese de lubricar todos los O-Rings y las superficies roscadas.
- Los equipos de manejo requeridos como mínimo serán, un safety plate y un ensamblaje de rod/ swivel hook.
- Un producto químico de sellado (removable thread loctite mendium) debe ser aplicado a todas las conexiones de la varilla de despliegue incluyendo el Collet Support y el Release Ring threads.

3.4.1.2. Ensamblaje

3.4.1.2.1. Ensamblaje del Collet con el Release Ring Adapter

- (a) Enroscar el Release Ring Adapter #21 y el Rod Tandem Connector Coupling #16 en el Bottom Rod #18. Enroscar el Release Ring #7 en el ensamblaje Collet #19 y deslizarlos en el Bottom Rod #18 y enroscarlos al Release Ring Adapter #21 y hacer que quede apretado.
- (b) Enroscar el ensamblaje Rod sobre el Release Ring Adapter. Lubricar ligeramente el OD e ID del Collet fingers. Enroscar el Collet Support #20 en el Bottom Rod #18 y al ensamblaje Collet #19. Enroscar el support hasta la mitad del Collet, para permitir que los fingers se muevan hacia el interior y

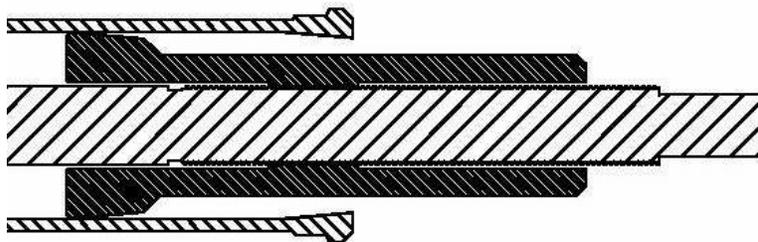
sobre el soporte. No enroscar en el Release Ring ya que podría dañar gravemente el valor del esfuerzo cortante.

- (c) Remover el ensamblaje del torno de banco. Deslizar el Bottom Swage con el perfil de ranura Collet en el ID #4 sobre el extremo superior del Bottom Rod #18 y empujar hacia abajo sobre el Collet #19 hasta que el Collet finger se acople al perfil interior del Swage. Puede que tenga que hacer caer el ensamblaje contra una placa de impacto para enganchar los fingers del Collet en el perfil.
- (d) Enroscar el Collet Support #20 y retrodecir apretando contra el Collet, haciendo que quede apretado.

3.4.1.2.2. Ensamblaje del Collet con el Release Ring

- a) Enroscar el Release Ring #7 en el ensamblaje Collet #19 y deslizarlos en el Bottom Rod #18 y apretarlos con una llave.
- b) Enroscar el ensamblaje Rod sobre el Release Ring. Lubricar ligeramente el OD e ID del Collet fingers. Enroscar el Collet Support #20 en el Bottom rod #18 y en el ensamblaje Collet #19. Enroscar el Support hasta la mitad del Collet para permitir que los fingers se muevan hacia el interior y sobre el soporte.

FIGURA 3.5: ENSAMBLAJE DEL COLLET CON EL RELEASE RING

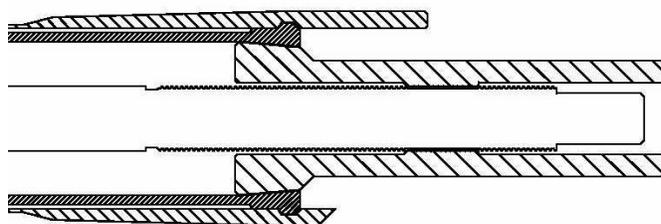


FUENTE: Weatherford

- c) Remover el ensamblaje del torno. Deslizar el Bottom Swage con el perfil de ranura Collet en el ID #4 sobre el extremo superior del Bottom rod #18 y empujar hacia abajo sobre el Collet #19 hasta que el Collet finger se acople al

- perfil interior del Swage. Puede que tenga que hacer caer el ensamblaje contra una placa de impacto para enganchar los fingers del Collet en el perfil.
- d) Enroscar el Collet Support #20 retrocediendo y apretando contra el Collet.

FIGURA 3.6: ENROSQUE DEL COLLET SUPPORT CON EL COLLET



FUENTE: Weatherford

1. Instale 1 O-ring #5 en el extremo del Pin y 1 O-ring #6 en el extremo del Box de 10 ft de sección. Lubricar ligeramente los O-rings y ensamblar las secciones y ajustar arriba. No apriete excesivamente.
2. Instale los O-rings #5 y #6 en los extremos del Pin y del Box del elemento.
3. Enroscar el Bottom Element #2 en la sección y ajustar arriba. Luego instale el Top Element #3 y el Swage ajustando hacia arriba. No apretar en exceso y mantener las llaves de tubo lejos del área de sellado del sistema expandible.
4. Si los Rod Supports #28 son necesarios, deslizarlos sobre los 10 ft de Rods #17. Enroscar el Rod Tandem Connector Couplings #16 en la parte superior de las Rods y luego ensamblar y ajustar las rods. Use loctite en los acoplamientos y llaves de ajuste. Usted necesitará 10 pies de Rod por cada 10 pies de sección. Instalar el Top Adapter Rod #15 en el extremo superior de las rods. Deslizar el ensamblaje Rod en el ensamblaje de la sección.
5. Tomar el ensamblaje Bottom Rod Collet y enroscarlo en el Rod que está en la sección. Deslizar las Rods hacia arriba en la Sección hasta que el Swage #3 esté en posición en el interior del Bottom Element #2.
6. Enroscar el ensamblaje Swivel Hook Lift con el Rod tandem Connector Coupling en la parte superior del Top Adaptor Rod para el trabajo de levantamiento.

Es posible levantar un parche corto con la herramienta de asentamiento instalada; el método preferido es insertar el ensamblaje completo patch BHA dentro del lubricador en la cubierta y luego levantar el lubricador. Si el BHA patch está siendo levantado sin soporte asegurarse que el setting sleeve retrocedió 1-2 in (3-5 cm) desde el Top Swage. Después de que el BHA patch esté vertical enrosque la Setting Sleeve firmemente contra el Top Swage y bloquéelo en su lugar con la Sleeve Lock Nut como se describe a continuación.

7. Levantar la sección del parche de tubería de producción con el Swivel Hook y colocarlo sobre la boca del pozo. Revisar que el Swage Bottom se encuentra dentro del Elemento.
8. Bajar el ensamblaje del parche en el pozo e instalar la placa de seguridad bajo el Support Shoulder en la parte superior del Rod y continúe bajando el ensamblaje hasta que la placa de seguridad esté tocando el fondo con el support shoulder.
9. Desenroscar el ensamblaje lifting Rod de la parte superior del Rod.
10. Instalar el Quick Change Rod #13, el Quick Change Nut #14 y enroscarlos al setting tool #9.
11. Enroscar el Setting Sleeve Lock Nut #11 y el ensamblaje Setting Sleeve #12 sobre la Sleeve Nut #10. Instalar el Sleeve Nut en el Setting tool y bloquearlo con el setting tool lock Ring.
12. Levantar la herramienta de asentamiento en su posición con wireline o elevadores de tubería.
13. Deslizar el Setting Sleeve y el Lock Nut sobre el Sleeve Nut. Estas partes deben ser controladas por el equipo de perforación a través de un gancho.
14. Alinear las dos ranuras en el Top Adapter Rod #15 utilizando el Roll pin en el Quick Change Rod #13, bajar la herramienta de asentamiento sobre el Top Adapter Rod. Enroscar con loctite y apretar con la llave.
15. Levantar la herramienta de asentamiento y el ensamblaje del parche hasta la sección accesible. Remover la placa de seguridad.

16. Enroscar el Setting Sleeve #12 firmemente contra el Top Swage. No apretar en exceso o el parche podría ser dañado.
17. Ajustar el Sleeve Lock Nut #11 contra el Setting Sleeve #12.
18. A continuación siga el procedimiento según el tipo de herramienta de asentamiento que está siendo usado y las siguientes recomendaciones.
 - Limpiar y lubricar todas las partes después de su uso.
 - Inspeccione los daños del equipo de asentamiento y las barras después de su uso. Los componentes dañados deben ser reemplazados.
 - Se recomienda que una inspección de partículas magnéticas (MPI) se realice a todos los componentes por lo menos cada 20 carreras.

TABLA 3.2: PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE 3 ½”

PAT-3500-002	IMPERIAL	METRIC
CASING O.D. (in) (mm)	3.5	88.9
CASING WT. (lb/ft) (kg/m)	9,2-9,3	13,69-13,94
CASING I.D. (in.) (mm)	2,992	76
PATCH MAX. RUNNIG O.D. (in.) (mm)	2,812	71,42
PATCH I.D. AFTER SETTING (in.) (mm)	2,375	60,33
BURST HYDRAULIC RATING (PSI) (Mpa)	6180	42,61
COLLAPSE HYDRAULIC RATING (PSI) (Mpa)	6510	44.88
GAS BURST RATING (PSI) (Mpa)	N/A	
GAS COLLAPSE RATING (PSI) (Mpa)	N/A	
SYSTEM MATERIAL	1018-1026	

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 3.3: ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

	1	SHORT ASSY-ITEM 1-7	PAT-3500-002
1	1	PIN SUB	PAT-3500-032
2	2	BOX ELEMENT	PAT-3500-031
3	1	TOP SWAGE	PAT-3500-034
4	1	BOTTOM SWAGE	PAT-3500-035
5	"N"+1	PIN O-RING	OOO-V569-143
6	"N"+1	BOX O-RING	OOO-V569-144
7	1	RELEASE RING	PLG-3500-034 (30K)
8	"N"	10-FT. SECTION	PAT-3500-037
	OPT.	5-FT. SECTION	PAT-3500-038
9	1	SETTING TOOL	SET-2125-101 (2 1/8" O.D. MULTI-STAGE)
10	1	SLEEVE NUT	SET-2125-120
11	1	SLEEVE LOCK NUT	SET-2125-121
12	1	SETTING SLEEVE ASSY.	SET-2125-126
13	1	QUICK CHANGE ROD	SET-2125-130
14	1	QUICK CHANGE NUT	SET-2125-131
15	1	TOP ADAPTER ROD	SET-2125-132
16	"N"+2	ROD TANDEM CONNECTOR	SET-2125-133
17	"N"	10-FT. ROD	SET-2125-134
	OPT.	5-FT. ROD	SET-2125-135
18	1	BOTTOM ROD	SET-2125-136
19	1	COLLET ASSY.	SET-2125-144
20	1	COLLET SUPPORT	SET-2125-155
21	1	RELEASE RING ADAPTER	SET-2125-145

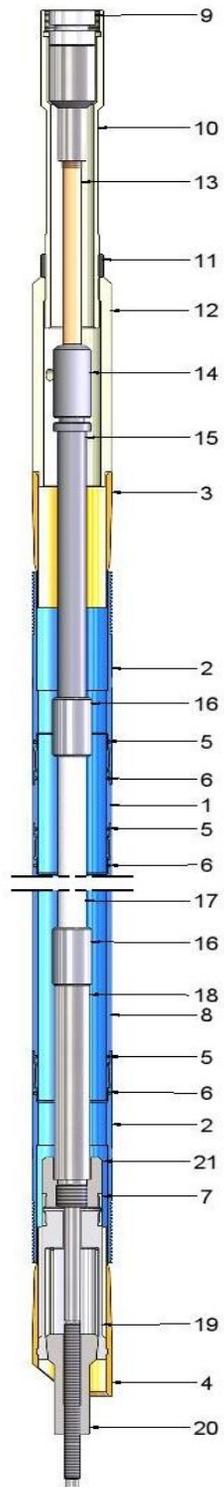
FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

NOTA: "N" = Patch length (in feet) divided by 10

NOTA: "N" = Patch length (in meters) divided by 3,048

FIGURA 3.7: ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Weatherford

3.4.2. PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLAJE DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.4.2.1. Procedimiento de instalación del liner en el campo

1. Deslice el conjunto del cono de expansión (BHA) dentro de la rosca CT de la junta de anclaje.
2. Enrosque el BHA al revestimiento expandible con un torque de 500 lb-ft sobre esta conexión, enroscar hacia la izquierda.
3. Enroscar un Lift Sub de 2 7/8" en la parte superior del ensamblaje de la junta de anclaje.
4. Cuidadosamente correr la junta de anclaje en el interior del pozo preparado, teniendo cuidado de no dañar el revestimiento expandible. Ajustar la junta con las cuñas sin dejar marcas sobre el Bowl y asegurar una abrazadera de seguridad sin dejar marcas.
5. Remover el lift sub.
6. Instalar un O-ring en la parte exterior del pin de la junta de anclaje y lubricarlo. Instalación del O-ring. Observe cómo el técnico está utilizando O-ring adicionales para manipular el ring en su posición.

FIGURA 3.8: MANIPULACIÓN DE O-RING



FUENTE: Weatherford

7. Coloque la guía de plástico en las conexiones de los tubos que serán roscados y en la parte superior del conjunto de anclaje.

La guía de plástico ayuda a alinear las juntas de revestimiento expandible durante el enrosque.

FIGURA 3.9: COLOCACIÓN DE LA GUÍA DE PLÁSTICO



FUENTE: Weatherford

8. Usando un lift sub, cuidadosamente levantar la siguiente junta de revestimiento expandible sobre el pozo.
9. Cuidadosamente centrar el extremo del box de la segunda junta sobre el pin, y enroscar la conexión (hacia la izquierda) sin dejar marcas con la llave. El revestimiento solo debe ser enroscado con las llaves hasta que los bordes de la conexión choquen. Si usa una máquina de torsión, esta podría dañar fácilmente este tipo de rosca.

Use una máquina de torsión o una llave de cadena que no deje marcas durante la conexión con el valor de torque necesario. Para un liner MetalSkin de 4,25" el valor ideal de torque es 1250 lb-ft con una latitud de \pm 100 lbs-ft. Para un liner MetalSkin de 5,5" el valor ideal de torque es 1800 lb-ft con una latitud de \pm 200 lbs-ft.

3.4.2.1.1. Herramientas utilizadas

- *Elevadores (amarillo)*: sostienen el lift sub.

- **Bowl (rojo):** está ubicado directamente sobre el pozo.
- **Cuñas (verde):** sostienen el revestimiento MetalSkin y las abrazaderas de seguridad (rojo), las cuales proporcionan una retención secundaria sobre el revestimiento.

FIGURA 3.10: HERRAMIENTAS UTILIZADAS



FUENTE: Weatherford

El cono de expansión es roscado en el fondo de la junta de anclaje, y un lift sub es enroscado para que la siguiente junta sea corrida en el pozo. La junta en el fondo tiene un protector de rosca (roja).

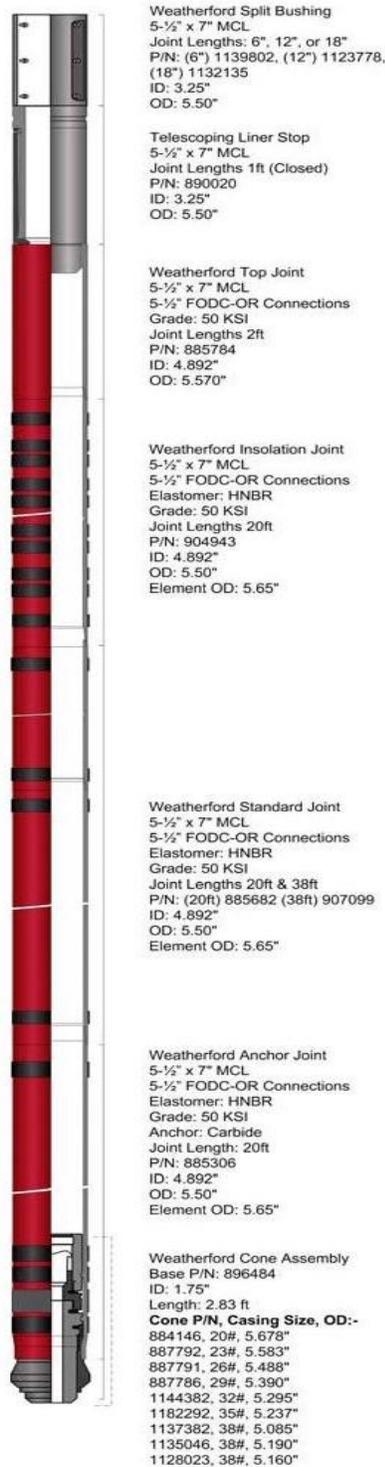
FIGURA 3.11: PROTECTOR DE ROSCA



FUENTE: Weatherford

10. Baje lentamente las juntas roscadas en el pozo, inspeccionando el revestimiento mientras está descendiendo.
11. Ajuste el revestimiento con las cuñas cuando la conexión está en una buena altura de trabajo, e instalar las abrazaderas de seguridad.
12. Utilice el mismo manejo cuidadoso, O-Ring, lubricación y procedimientos de torque, antes de añadir cada junta posterior requerida.
13. La última junta a ser instalada es de 2 ft de longitud Top Cap, que tiene una parte superior biselada. Utilice el mismo manejo cuidadoso, O-ring, lubricación, procedimientos de torque anteriores y enroscar la junta final con el mismo valor de torque de las juntas largas.
14. Cubrir la parte superior del revestimiento para evitar que algún objeto o herramienta caiga en el fondo del pozo.
15. Si la plataforma tiene la capacidad de ajustar la altura del suelo, elevar el piso a una altura de trabajo cómoda para permitir un mejor acceso a la parte superior del revestimiento.

FIGURA 3.12: ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Weatherford

3.4.2.2. Instalación de la sarta interna

1. Coloque el elemento Top Cap del revestimiento expandible sobre la mesa giratoria.
2. Armar y levantar el pup joint, Debris sub y el GS Spear. El Debris sub evita piezas largas de escombros, el asentamiento de escalas sobre la parte superior del cono y la posible pega del cono durante la expansión. Los valores recomendados de torque para enroscar son 2300 lb-ft para una conexión de 2 7/8" EUE sobre un tamaño de 4 1/4" x 5 1/2" y 3200 lb-ft para una conexión de 3 1/2" EUE sobre un tamaño de 5 1/2" x 7".
3. Baje la sarta interior dentro del revestimiento.
4. Ajustar esta sección usando un Bowl y cuñas.
5. Conectar las Pup joints y las Extension Bars para correr la longitud completa del revestimiento, más un adicional de tres pies. Las Extension Rods son corridas sobre la parte superior de las Pup joints. Los valores recomendados de torque para enroscar las Pup Joints son 2300 lb-ft para un pup joint de 2 7/8" y 3200 lb-ft para un pup joint de 3 1/2". Los valores recomendados de torque para enroscar las Extension Rods de 2" son 1000 lb-ft y 1400 lb-ft para la Extension Rod de 2 3/8".
6. Enroscar las Extension Rods a las Pup Joints usando un crossover especial, y apriete esta conexión con 1800 lb-ft.
7. Deslice el Telescoping Liner Stop sobre el conjunto de Extension Rod con el extremo roscado hacia arriba.
8. Use los elevadores para levantar este conjunto, y sostenga cada sección con un Bowl y cuñas mientras la sarta interna es bajada dentro del revestimiento.
9. Registre el enrosque de la sarta interna en la hoja de cálculo, incluyendo la longitud de cada segmento. El objetivo es tener la última Extension Bar extienda tres pies por encima del revestimiento Top Cap.

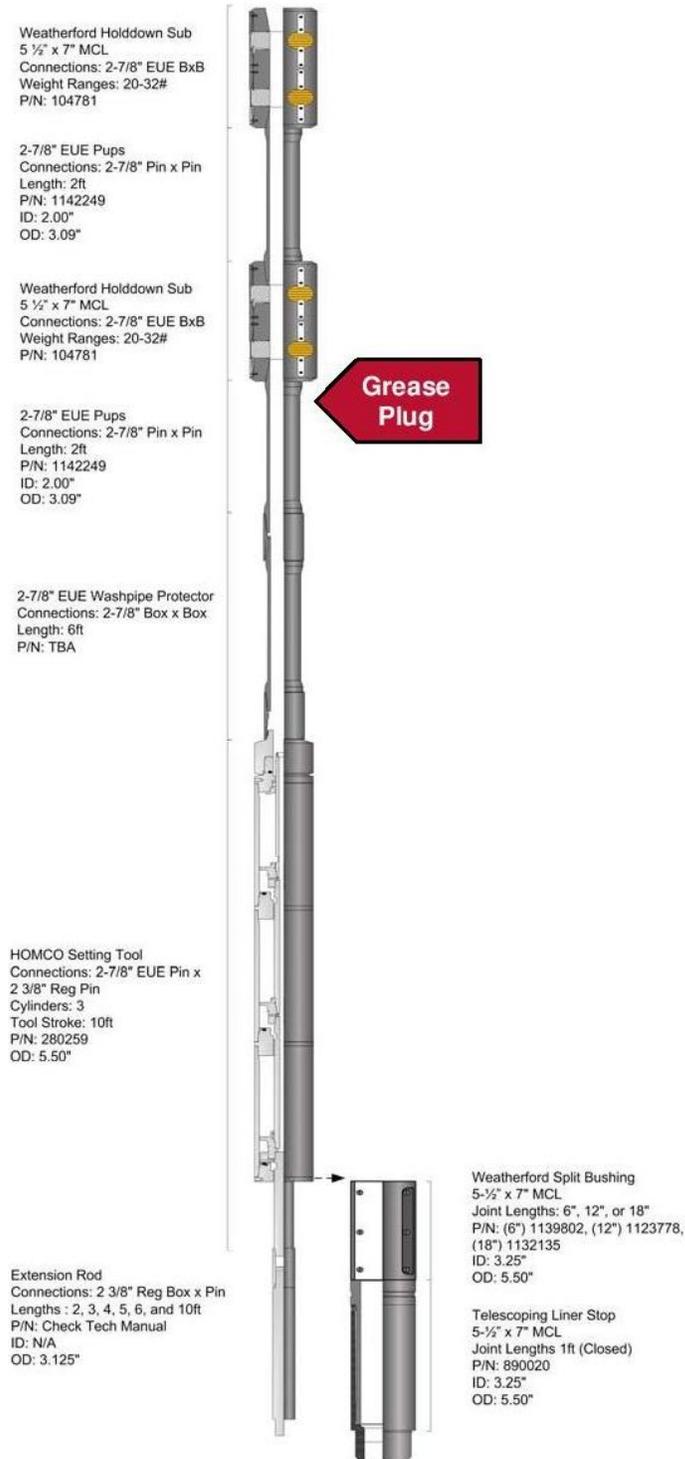
FIGURA 3.13: SARTA INTERNA PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHO EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Weatherford

10. Levantar el Hydraulic Jack (herramienta de asentamiento HOMCO) acoplado al Hydraulic Holddow y un Washpipe protector, enroscar este con la parte inferior de la sarta interna. El torque recomendado de enrosque es 2300 lb-ft para conexiones de 2 7/8" EUE. La instalación de revestimientos extensos (sobre 600 ft) requiere de un pistón Jack de 10 ft para ser utilizado, en lugar de los pistones estándar Jack de 5 ft, además requiere de un segundo Hydraulic Holddown para soportar el incremento de peso.
11. Retirar el C-Plate y bajar la sarta interna hasta que el GS Spear asegure al GS Spear Receiver Sub que es parte del conjunto del cono de expansión.
12. Verifique el enclavamiento seguro, levantando el ensamblaje, haciendo que el revestimiento se eleve. Anote este peso.
13. Enroscar el Split Bushing de apropiada longitud entre la herramienta HOMCO y el Telescoping Liner Stop.
14. Ajustar el Telescoping Liner Stop para cerrar la garganta.
15. Bajar el conjunto dentro del pozo y ajustar las cuñas sobre el Washpipe Protector.
16. Enroscar un tubing joint en la parte superior del Washpipe Connector. El torque recomendado de enrosque es 2300 lb-ft para esta conexión de 2 7/8" EUE.
17. Llene la junta con agua limpia, llenando la herramienta HOMCO y el Washpipe Protector.
18. Coloque un tapón de grasa en la parte superior de la junta, este ayudará a proteger el conjunto de los escombros del pozo y a evitar que los mismos ingresen en la herramienta Homco.
19. Baje la junta dentro del pozo y ajústela con las cuñas.

FIGURA 3.14: HERRAMIENTAS DE FONDO UTILIZADAS PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE



FUENTE: Weatherford

3.4.2.3. Instalación de la herramienta de asentamiento del parche para tubería de revestimiento

1. Asegurar dentro de una junta la sarta de trabajo y enroscar la válvula corrediza en la parte inferior de la junta. El valor de torque recomendado para esta conexión de 2 7/8" EUE es 2300 lb-ft. Cubrir el mandril de la válvula corrediza con grasa. Una vez ajustado, enrosque el Bumper Sub en la parte inferior de la válvula corrediza con 2300 lb-ft.
2. Centrar el Bumper Sub sobre la junta en el rotatorio y ajustar a 2300 lb-ft. Comience a bajar la tubería en el pozo.
3. Mantenga un conteo exacto de la longitud de la tubería de perforación añadida, y registrar esta cifra en la hoja de cálculo. La razón de correr la sarta lentamente es para reducir el riesgo de golpear el BHA con una obstrucción y empezar a expandir el revestimiento a una profundidad equivocada. La velocidad máxima de corrida en el pozo es de 60 pies por minuto. Mientras se corre en el pozo, el operador mantiene la sarta de perforación trabajando y controla el movimiento de esta para iniciar o parar el movimiento de expansión del BHA

En la profundidad objetivo:

4. Tener precisión al aflojar y levantar el peso de la sarta y registrarlo en la hoja de cálculo o el libro de conteo.
5. Marcar la sarta de trabajo en la TD y luego correr 10 ft más allá de la profundidad de asentamiento. Espere varios minutos para romper la circulación y asegurar una comunicación abierta con los fluidos de perforación del pozo. Levantar la sarta de trabajo para ponerla en tensión, medir correctamente la profundidad de la sarta tirando de esta.
6. Levantar a la profundidad objetivo, asegurando que se ha alcanzado el peso de recogida registrado anteriormente, eliminando el serpenteo de la sarta de trabajo. La razón de este movimiento es para cerrar los orificios de la válvula corrediza, que es necesaria para presurizar la herramienta Homco, así como para colocar la sarta de trabajo en tensión.

7. Asegure todo tubo suelto en la plataforma. Revise y elimine los objetos sueltos que puedan caerse al fondo del pozo. Quite todo el personal no esencial del piso de perforación. El siguiente paso es presurizar la herramienta, que fijará el ancla.

FIGURA 3.15: SARTA INTERNA DE TRABAJO



FUENTE: Weatherford

TABLA 3.4: ENSAMBLAJE DE HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO 5 ½” OD

No	Part No	Qty	Part name
1	980-165	1	Slide Valve
1 ^a		6	Slide Valve Friction Spring
3	451-145	1	Bumper Jar
5	607-103	1	Washpipe Protector
	607-127	1	API Seal Ring, 2 7/8 EUE
6	980-698	1	Hydraulic Holddown
7	601-763	1	Intermediate Sub
8	776-125	1	Washpipe Plug
9	767-153	1	O-Ring #6227-41
10	600-704	1	Washpipe
11	607-108	1	Cylinder Upper Sub
12	607-373	6	Washpipe Packing
	600-374	1	Polish Rod Packing
13	600-081	2	Scraper Ring (PR Packing)
14	606-610	1	Washpipe Packing Retainer
15	600-416	2	Piston Packing –Upper
16	61101-325	2	Upper Piston Pack-Off O-Ring #6227-28
17	600-416	2	Piston Packing –Upper
18	600-098	2	Upper Piston
19	600-097	2	Cylinder (Upper)
20	61100-348	2	O-Ring #6227-51
21	600-384	2	Ret Ring-PR Packing
22	600-412	12	Polish Rod Packing
22	606-413	2	Polish Rod Packing
23	600-091	4	Scraper Ring (PR Packing)
24	600-095	2	Upper Polish Rod
25	600-320	2	Cyl Connector Sub
26	600-416	1	Piston Packing-Lower
27	767-126	1	O-Ring #6227-32
28	600-416	1	Piston Packing –Lower
29	600-099	1	Lower Piston
30	600-097	1	Cylinder (Lower)

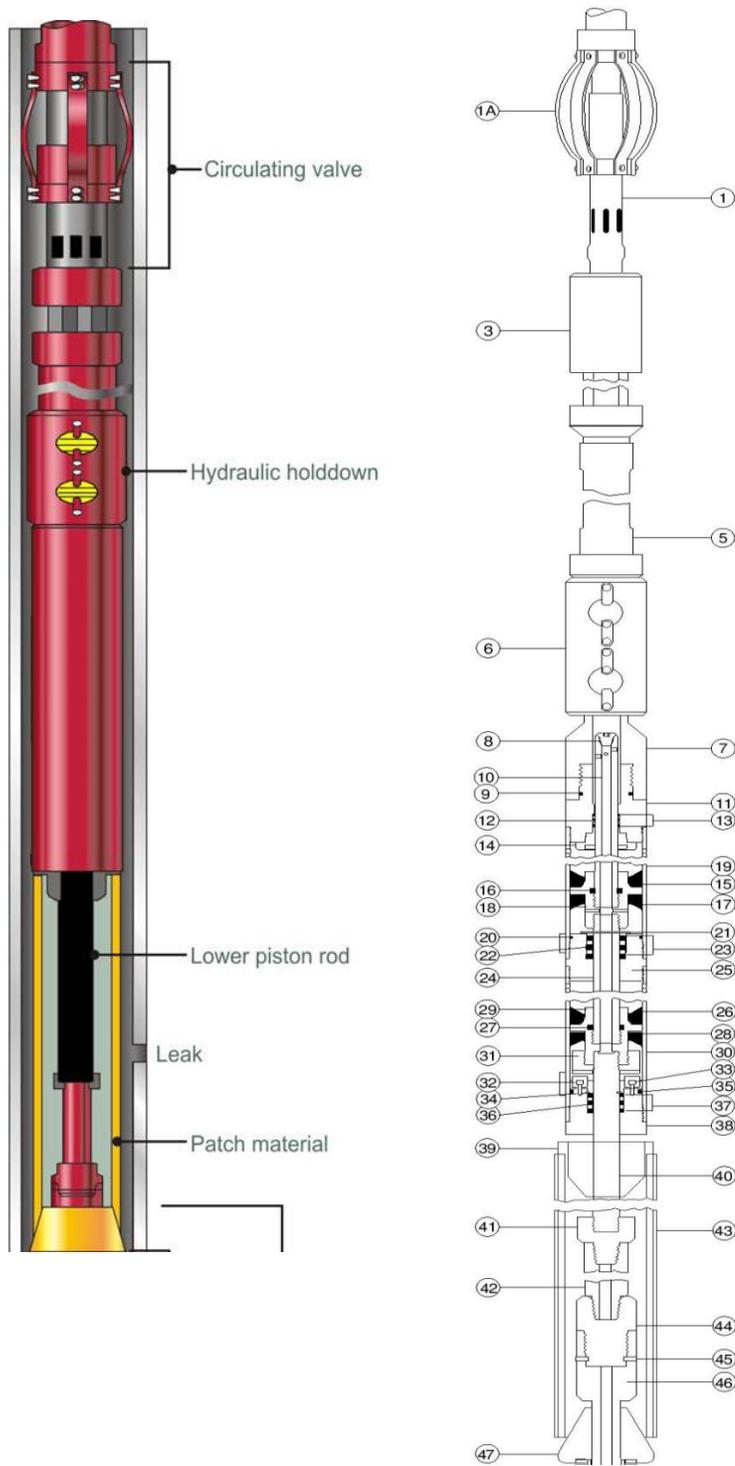
TABLA 3.4: CONTINUACIÓN

31	600-701	1	Clutch Ring (Lower Piston)
32	600-689	2	Bull Plug Key
33	600-708	2	Bull Plug Key Screw 3/8 -16 NC x ¾ LG Soc HD Cap
34	600-384	1	Ret Ring –PR Packing
35	767-177	1	O-Ring #6227-51
36	600-412	6	Polish Rod Packing
36	600-413	1	Polish Rod Packing
37	600-091	2	Scraper Ring (PR Packing)
38	600-700	1	Cylinder End Cap
39			Split Bushing
39b	890020	1	Telescoping Liner Stop
40	600-096	1	Lower Polish Rod
41	600-688	1	Polish Rod Coupling, 4 ½" OD w/2 3/8" Reg
42		*	Extension Rod
42b	1129306	1	Debris Sub
42c	896456	1	4" GS Spear
43		*	MetalSkin Liner
44- 45	896434		4" GS Spear Receiver
46	884746		Cone Mandrel w/ Safety Sub
47		1	Expansion Cone

FUENTE: Tenaris

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

FIGURA 3.16: ENSAMBLAJE DE FONDO PARA UN PARCHO DE 5 1/2" OD



FUENTE: Weatherford

3.5. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.5.1. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA MSST

Antes de la instalación del parche se recomienda el uso de un raspador de tubería para eliminar materias extrañas del intervalo, además el uso de un caliper de anillo o un registro de inspección de tubería que ayudará a proporcionar un registro preciso de las condiciones del ID.

En las situaciones reales del pozo se deben seguir los procedimientos recomendados para no tener problemas como deslizamiento de parches o defectos para mantener la presión.

3.5.1.1. Pre-instalación

1. Calibrar y registrar los OD's e ID's y longitudes de todos los equipos que serán corridos. Preparar el área de trabajo para la operación y retirar todo el equipo innecesario. Preparar el ensamblaje de levantamiento y el equipo de manipulación, inspeccionar todos los equipos de manipulación que son de piezas sueltas (slip dies', nuts, dog collars, bolts, etc.)
2. Los O-rings y elastómeros deben estar clasificados para las condiciones reales del pozo.
3. Verificar que todos los componentes explosivos son compatibles entre sí y con las temperaturas del pozo.
4. Todas las herramientas de mano deben ser ajustadas al usuario. Asegúrese de que el pozo esté cubierto mientras se están utilizando las herramientas de mano.
5. Tenga cuidado de no dejar caer ningún escombros/objetos extraños, tales como cintas y tiras de metal en el pozo mientras se asienta y corre el ensamblaje.
6. Todas las distancias del (BOP)/boca del pozo hasta el piso de perforación deben ser verificadas.

7. Confirmar que los elementos del parche no serán colocados alrededor de un coupling ó connection.
8. Realizar una reunión de seguridad (JSA) con el personal involucrado y repasar todos los procedimientos operativos antes de continuar.

3.5.1.2. Instalación

1. Ensamblar el parche de tubería de producción de acuerdo al procedimiento recomendado en el manual. El Blue thread lock (medio) debe ser aplicado a todas las Rod connections del ensamblaje, incluyendo el Collet support. Un teflón zip tie lock puede ser utilizado debajo del Collet support en el Bottom Rod en vez del bloqueo de rosca.
2. Es posible construir una longitud necesaria del parche armándola en secciones modulares en posición vertical.
3. El sistema de barra central debe mantenerse durante todo el proceso debido a que el parche es soportado a través de esté.
4. Ensamblar los componentes explosivos con una lista de verificación de seguridad. Levantar el Multi-Stage Setting Tool (MSST) desde su posición con wireline. A continuación conecte el Setting tool al ensamblaje del parche a través del Quick Change Nut. Enroscar el Setting Sleeve #16 firmemente contra el Top Swage. No realizar torque. Apretar el Sleeve Lock Nut #15 contra el Setting Sleeve.

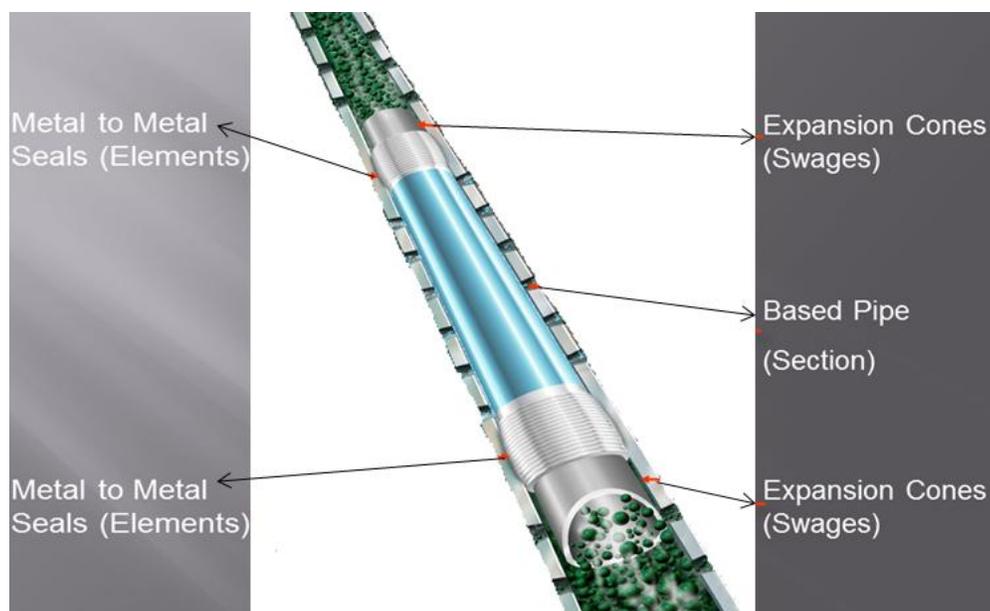
Puede que sea posible levantar un corto parche con el setting tool instalado. El método a seguir es introducir el ensamblaje completo del patch Bottom Hole Assembly (BHA) en el lubricador sobre la cubierta y luego recoger el lubricador. Si el BHA patch está siendo recogido sin soporte, asegúrese que el Setting Sleeve retrocedió 1-2 pulgadas (3-5 cm) desde el Top Swage. Después de que el BHA patch esté en posición vertical, enrosque el Setting Sleeve firmemente contra el Top Swage y bloquéelo en su lugar con el Sleeve Lock Nut como se describe anteriormente.

5. Bajar el parche para tubería de producción a la profundidad de asentamiento en el pozo.
6. Comprobar y registrar el peso colgado.
7. Tenga cuidado mientras se corre el parche a la profundidad requerida. Evitar vibraciones en las paradas cuando se corre la herramienta y no perforar ni forzar el parche de tubería de producción en el fondo del pozo. No exceder en 100 ft/Min (30 m/min) la velocidad de carrera.
8. Antes de entrar en la tubería de producción afectada o en lugares estrechos registre los pesos arriba y abajo, asegúrese de reducir la velocidad al entrar en estas áreas. Mantenga el número de carreras a través de las perforaciones o espacios reducidos al mínimo.
9. La posición del parche en profundidad es establecida por el registro Casing Collar Locater (CCL). La herramienta de Gamma Ray puede ser necesaria para la ubicación de las perforaciones.
10. Cuando se encuentre en la profundidad de asentamiento registre el incremento y decremento de peso e inicie la activación de la carga de energía en la herramienta y luego espere 10 minutos. La carga de energía genera presión de gas en varios pistones de accionamiento de la varilla de conexión forzando a los terminales de prensado.

Durante el proceso de asentamiento, la herramienta de asentamiento de presión ejerce una fuerza de empuje sobre el **top metal swage** y una fuerza de tracción en el **bottom swage**. Ambos terminales de prensado manejan los elementos de sellado de metal blando, que luego se expanden hasta tener un contacto de sellado metal a metal.

Una fuerza ascendente continua sobre la varilla de conexión corta del ensamblaje collet (localizado en el bottom Swage), liberando el parche del ensamblaje de la herramienta de asentamiento. Un setting collet plegable localizado en el bottom Swage retrocede y permite que la herramienta de asentamiento de presión y el equipo de asentamiento sean recuperados.

FIGURA 3.17: PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO



FUENTE: Weatherford

11. Levantar lentamente para confirmar la liberación del Collet. Una vez hecho esto debe haber una pérdida apreciable de peso del BHA. A continuación si la longitud total lo permite levantar aproximadamente 10 pies (3 m). No extraiga completamente el ensamblaje Collet del parche.
12. Retirar el ensamblaje de asentamiento del pozo y fijarlo en superficie. Las herramientas que sirven para pesca serán las mismas que se usen en toda la longitud del pozo así como también el ensamblaje original de funcionamiento.
13. Si las condiciones en el fondo del pozo permiten, se debe realizar la prueba de presión al parche de tubería de producción a la presión deseada teniendo cuidado de no superar el 80% del valor nominal.

TABLA 3.5: PESOS DEL ENSAMBLAJE DE FONDO DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE 3 ½"

PAT-3500-002		
DESCRIPCION	PESO (LBS)	PESO (KG)
CABLEHEAD	4	1,8
2-1/8" CCL	10	4,5
CONTACT SUB	1	0,5
FIRING HEAD	1	0,5
2-1/8" MSST	50	22,7
TOTAL	66	29,9
PAT. SHORT ASSY	24,2	11
*10-FT SECTION	53	24
*10-FT ROD	29	13,2
*TAND. COUPL.	0,6	0,3
Q.C. ROD	1,1	0,5
Q.C. NUT	0,6	0,3
TOP ROD	3,2	1,5
BOTTOM ROD	4,2	1,9
SLEEVE NUT	4	1,8
SLEEVE LOCK NUT	0,3	0,1
SETTING SLEEVE	6,8	3,1
COLLET ASSEMBLY	4,1	1,8
COLLET SUPPORT	1,5	0,7
TOTAL	132,5	60,1
PESO TOTAL	198,5	90

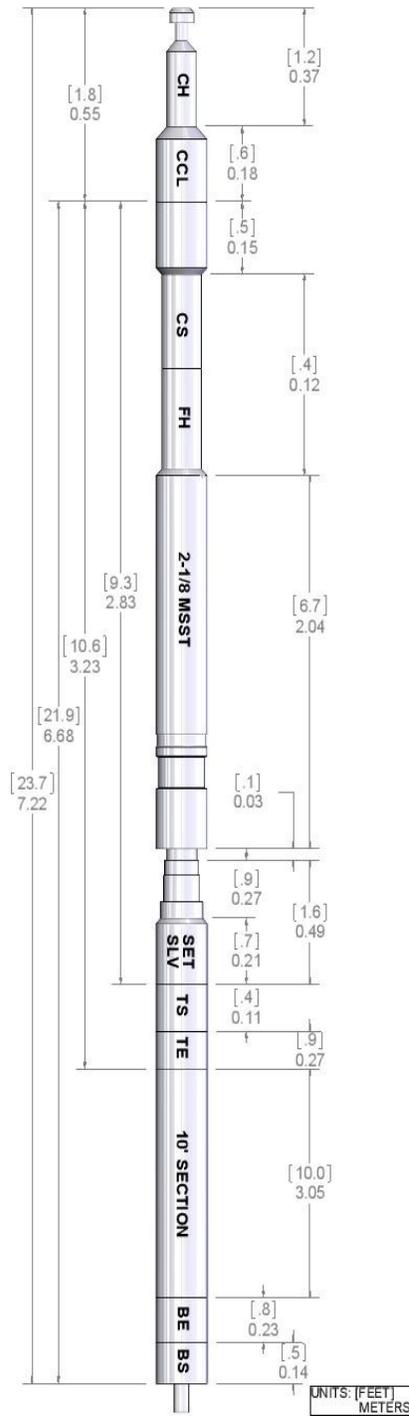
FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

*EA. ADICIONAL 10-FT. LGTH ADD 83 LBS

*EA. ADICIONAL 3,05-METER LGTH ADD 37,65 KG

FIGURA 3.18: ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHÉ EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Weatherford

3.5.2. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.5.2.1. Expansión del parche en la tubería de revestimiento

1. Conectar la manguera de alta presión a la sarta de trabajo para bombear fluido de control. Alternativamente, usted puede instalar una tubería giratoria, pump sub, una válvula de bajo torque para bombear la línea de servicio.
2. La prueba de presión de las líneas es a 5000 psi contra la válvula de bajo torque.
3. Liberar la presión y abrir la válvula de bajo torque.
4. Lentamente empezar a bombear fluido (agua o lodo de perforación) en menos de 0,5 BPM y monitorear la presión. Lentamente incrementar la presión a 5000 psi, observando constantemente el manómetro para tener una indicación de que el pistón va a entrar en funcionamiento. La presión permite el desplazamiento del cono de expansión el cual a medida que pasa por el primer elastómero presenta una caída de presión. La presión se restaurará y volverá a caer en unos cuantos psi cuando el cono de expansión pase por el carburo de anclaje. La presión se restaurara cada vez que el cono de expansión atravesase cada uno de los elastómeros. Bombear hasta 5000 psi, mantener esta presión durante 5 minutos y libérela.
5. Re-presurizar el sistema a 5000 psi como en el primer ciclo y mantenga esa presión durante 5 minutos para asegurar que la herramienta funciona correctamente.
6. Libere la presión del sistema. El siguiente paso es para verificar que la herramienta de asentamiento funcionó correctamente, y que el anclaje de carburo del revestimiento MetalSkin está asentado correctamente.
7. Usando los elevadores, levantar la sarta de trabajo y tirar en tensión con 10 kips (10000 libras de presión) de sobre tracción. La sarta debe levantarse un total de cinco pies, la longitud de carrera de la herramienta de asentamiento, antes de que se observe sobre tracción adicional.

Nota: Si cinco pies de la tubería no se observan en la superficie, esto puede indicar un problema de fondo de pozo. Básicamente, hay dos opciones en este punto:

- A. Expandir el tubo con sobre tracción en la superficie en el supuesto de que el anclaje está asentado. Si hay 3,5 pies o más de tubería en movimiento en la superficie antes de que aumente el peso de recogida, entonces el ancla probablemente está asentada y se debe continuar con sobre tracción en la sarta de trabajo para continuar la expansión.
- B. Aflojar de nuevo a peso neutro en la superficie y volver a presurizar la sarta de trabajo para completar la carrera del Gato hidráulico. Proporcionar una presurización de 5000 psi en un tiempo de cinco minutos para completar la carrera del cilindro. Levante para determinar si el Gato cumplió con la longitud de la carrera necesaria. Utilice sobre tracción para expandir el revestimiento después de que el gato recorra más de 3,5 pies.

Nota: Si la sarta de trabajo no puede ser levantada en una longitud de cinco pies de la carrera del gato, esto puede indicar que el cono de expansión no es capaz de ser desplazado con el gato hidráulico a través del revestimiento. Si esto ocurre, el equipo que se utiliza necesitará sobre tracción para aplicar la fuerza requerida.

(La sobre tracción máxima en herramientas MetalSkin es de 120 kips para la herramienta de 4-1/2" y 220 kips para la herramienta de 5-1/2".)

8. Una vez confirmado que el anclaje está asentado, aflojar, colocar las cuñas, y desinstalar el equipo de perforación de la unión giratoria, pump sub, chicksan, la válvula de bajo torque y la línea de servicio.
9. Desaloje la plataforma de personal no esencial.
10. Comience la sobre tracción de la sarta de trabajo para expandir el liner. Los medidores de peso mostrarán el peso de la sarta, cerca de 60 kips a través de la línea y de 70 a 80 kips través de los elastómeros.

Nota: La velocidad máxima de tracción es de 15 a 20 ft /min.

11. Una vez que cada conexión de la tubería de perforación esta de cinco a seis pies por encima del piso, deje de levantar. Aflojar y romper la conexión y

retirar la tubería. Al aflojar el extremo de cada conexión durante un tirón permitirá que el fluido se drene desde la sarta de trabajo.

12. Asegurar los elevadores y poco a poco restablecer la sobre tracción requerida. Continuar expandiendo el MCL aplicando la tensión necesaria en la sarta de trabajo para tirar del cono y expandir el revestimiento.
13. Retirar la tubería de la plataforma una vez que esta es retirada del pozo.
14. Una vez que el cono está cerca de la parte superior del revestimiento MCL, hacer referencia al conteo de los picos de tensión para determinar la distancia restante aproximada que el cono debe viajar antes de que se tire a través de la parte superior del revestimiento. Utilice el conteo de la observación de los picos de peso cuando el cono atraviesa elastómeros y conexiones en lugar de hacer referencia a la longitud, debido a que el revestimiento MCL perderá entre 4% y 6% de su longitud total después de la expansión. El elastómero y su secuencia de conexión proporcionará una estimación de medición más precisa. La tensión de sobre tracción necesaria para expandir el casquillo superior todavía será considerable cuando el cono salga de la parte superior del revestimiento. Hay un riesgo repentino en aumento en la sarta de trabajo cuando el cono sale del revestimiento MetalSkin.
15. Si está expandiendo hidráulicamente a través de la salida emergente, siga estas pautas: Cuando el cono está dentro de los últimos cinco pies de revestimiento, instalar el equipo de bombeo para bombear la línea de servicio como antes.
16. Aplicar 5000 psi de presión de fluido a la sarta de trabajo, la misma técnica que inicialmente se utilizó para expandir a través del anclaje. Espere cinco minutos para asegurar que el gato hidráulico ha viajado plenamente su rango de movimiento, y observar el medidor de peso para verificar una disminución repentina en peso cuando el cono de expansión salga del revestimiento MCL. También puede haber una señal acústica del cono de expansión cuando se libere del revestimiento.
17. Después de que el cono salga del revestimiento, verificar la pérdida de peso y el peso de sarta restante. Marcar tubería, levantar y luego aflojar la garganta

superior del revestimiento. Marcar tubería y verificar la profundidad de la parte superior del revestimiento. Registre esta profundidad para su informe de trabajo final.

18. Revise el estado de la plataforma, tarimas de tubería y POOH con la sarta de trabajo de acuerdo a las instrucciones del operador.
19. Al extraer la sarta fuera del pozo, levante cinco pies más alto que la altura ideal de arranque y luego baje la sarta a la altura deseada. Este movimiento permite que los fluidos se drenen de la sarta de trabajo y evitar sacar una sarta mojada.
20. Retirar el BHA y herramientas de asentamiento.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN GENERAL DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN EN POZOS CANDIDATOS AUCA 22, YULEBRA 7 Y AUCA 46 EN EL ÁREA AUCA

4.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo describe los aspectos más relevantes para analizar la aplicación de la tecnología de sólidos expandibles, teniendo como un paso esencial en la remediación efectiva la evaluación de la integridad de la tubería de revestimiento y tubería de producción de los pozos candidatos, mediante los procedimientos de intervención de registros eléctricos que utilizan técnicas acústicas, eléctricas y mecánicas de acuerdo a los problemas que presenta cada pozo.

Las herramientas de registros utilizadas para el análisis de la tubería de revestimiento y producción, suministran datos rápidos y precisos para la identificación y cuantificación de imperfecciones internas y externas de la tubería a ser analizada. La tecnología avanzada de flujo magnético de las herramientas, distingue entre una corrosión general y picaduras aisladas, proporcionando imágenes en superficie que serán analizadas minuciosamente, permitiendo estimar las profundidades de penetración del daño y de las anomalías detectadas en las mismas.

Las herramientas registran datos a una velocidad más alta que las herramientas convencionales, comprobando las condiciones y problemas más comunes encontrados en la tubería de revestimiento y de producción.

4.2. EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA

Antes de la aplicación del parche en tubería de revestimiento o de producción es necesario realizar un análisis cuidadoso y detallado de la integridad de la tubería,

esto se realiza a través de la corrida de herramientas de registros eléctricos, ultrasónicos, magnéticos y mecánicos de caliper con los cuales podemos observar, localizar, determinar el porcentaje de daño y evaluar las irregularidades o anomalías existentes en la tubería.

Existen diferentes herramientas para analizar la integridad de las tuberías de producción y revestimiento las que mencionamos a continuación:

4.3. HERRAMIENTAS PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

4.3.1. HERRAMIENTA DE IMAGEN DE REVESTIMIENTO- CASING IMAGING TOOL (CIT)

El CIT se utiliza para detectar y cuantificar las imperfecciones del revestimiento a través de un muestreo de datos de alta resolución obtenidos mediante un conjunto de sensores a 360° que proporcionan un porcentaje de penetración de flujo magnético con los cuales se identifican las irregularidades en el interior o en el exterior de la pared del revestimiento, así como también las anomalías en o cerca de los collares de revestimiento.

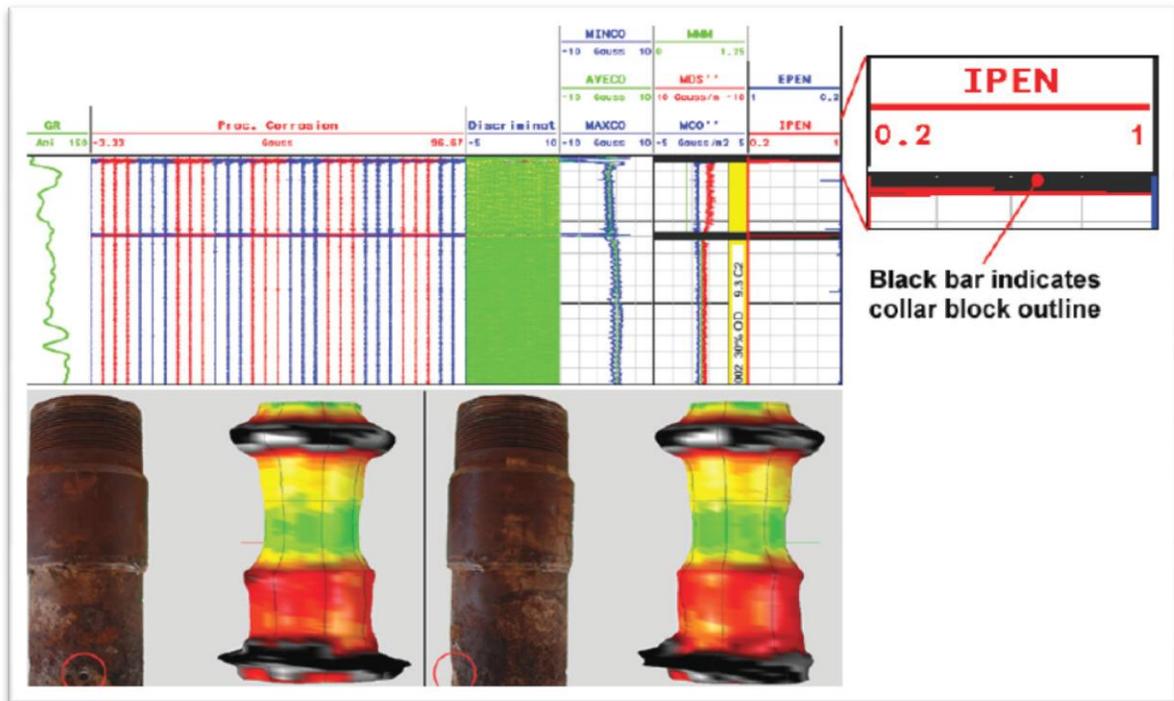
4.3.1.1. Descripción

Trabaja mediante el uso de un potente imán que emite niveles de flujo magnético, los cuales se originan y concentran en la pared del revestimiento formando un campo magnético. Si el flujo magnético logra penetrarse, filtrarse en las paredes del revestimiento esto quiere decir que existe algún grado de corrosión o daño.

El flujo magnético es medido por un conjunto activo de efecto Hall el cual determina la ubicación de los daños a través del uso de sensores diferenciadores y la magnitud de los daños a través del uso de sensores de corrosión en el revestimiento.

El análisis que realiza el CIT clasifica cada junta del revestimiento con respecto al peor daño encontrado, analizando la tubería junta por junta.

FIGURA 4.1: INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA UTILIZANDO EL CIT



Fuente: Weatherford

TABLA 4.1: CLASIFICACIÓN DE CORROSIÓN SEGÚN EL CIT

Clasificación	Color	Porcentaje de Penetración
Clase 1	Verde	0 – 20 %
Clase 2	Amarillo	21 – 40 %
Clase 3	Naranja	41 – 60 %
Clase 4	Marrón	61 – 80 %
Clase 5	Rojo	81 – 100 %

FUENTE: Weatherford

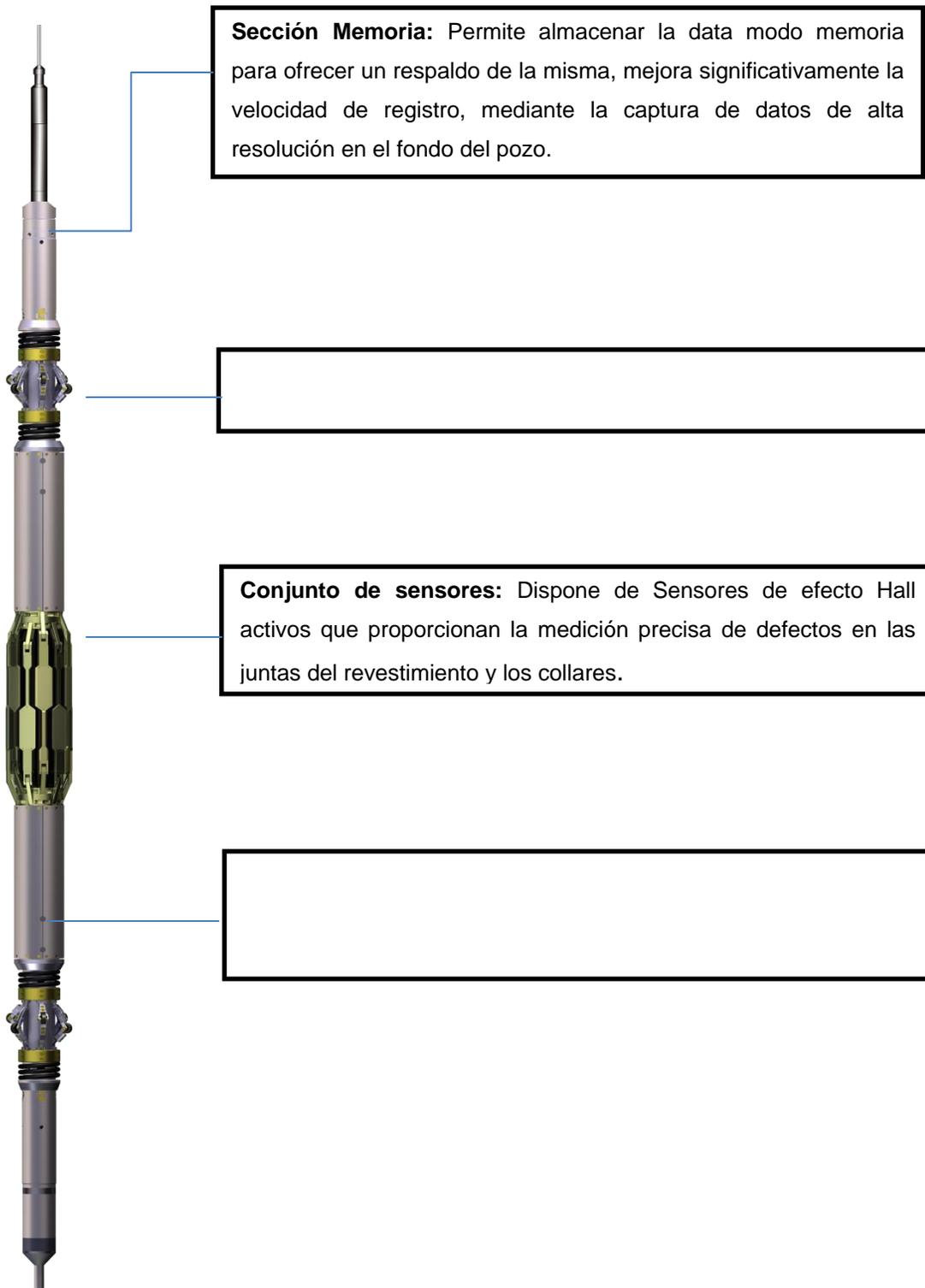
ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

4.3.1.2. Aplicaciones del CIT

- Monitoreo de la corrosión.
- Evaluación del desempeño de las perforaciones.
- Establece requisitos para la remediación.
- Identificación del peso y grado del revestimiento.
- Identificación de colapsos.
- Identificación de grietas en tubería.

4.3.1.3. Características, ventajas y beneficios

- La medición es independiente del fluido del pozo, no se ve afectada por irregularidades o daños en la sarta de revestimiento y no se ve afectada por la velocidad de registro.
- La toma de datos de alta resolución proporciona 122 muestras/ft (400 muestras/m), la velocidad de registro es de 100 ft/min (30 m/min).
- La visualización 3D, permite la interpretación de las anomalías que se encuentran en el revestimiento o cerca de los collares del mismo, la posición del revestimiento y patrones de perforación.
- El Registro de post-procesado, contiene fotos instantáneas de todos los defectos en el revestimiento que representan una penetración del flujo magnético > 40%.
- La sub-memoria permite capturar el flujo de datos de alta resolución en el fondo del pozo, obteniendo así mayores datos que serán comparados para mejorar la eficiencia operacional.
- Las fracturas encontradas pueden ser interpretadas cualitativamente si un campo de interés es definido.
- El registro demuestra transiciones y la fractura puede ser deducida en base a la respuesta de la herramienta.

FIGURA 4.2: COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA (CIT)

FUENTE: Weatherford

TABLA 4.2: ESPECIFICACIONES DE MEDICIÓN

Datos	% de penetración
Velocidad de registro	98 ft/min (30 m/min)
velocidad de muestreo del sensor	122 por ft (400 por m)
Precisión	± 10% en 3T*
Resolución	20% de 3T*
Fluidos de pozo	OBM WBM Brine Gas

* 3T = 3 x espesor de pared nominal

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 4.3: ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Modelo CIT	CIT-A	CIT-B	CIT-C	CIT-D
Diámetro exterior	3.88 in. (98.60 mm)	4.11 in. (104.40 mm)	5.13 in. (130.30 mm)	7.00 in. (177.80 mm)
Longitud	18.70 ft (5.60 m)		18.30 ft (5.48 m)	18.70 ft (5.60 m)
Peso	429.20 lb (194.60 kg)	430.40 lb (195.20 kg)	582.80 lb (264.30 kg)	889.30 lb (403.40 kg)
Densidad del sensor (sensores / pads)	3/10	4/10	5/12	5/16
Rango de tamaño del revestimiento (in)	4.500 a 5.000	5.000 a 5.500	6.625 a 7.625	8.630 a 9.630
Temperatura	320°F (160°C)			
Presión	15000 psi (103.4 MPa)			

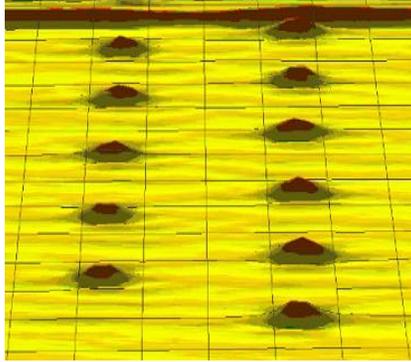
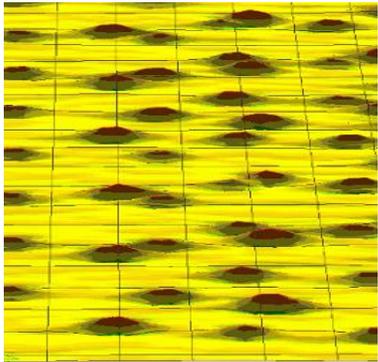
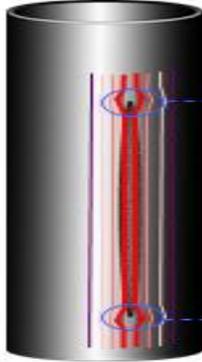
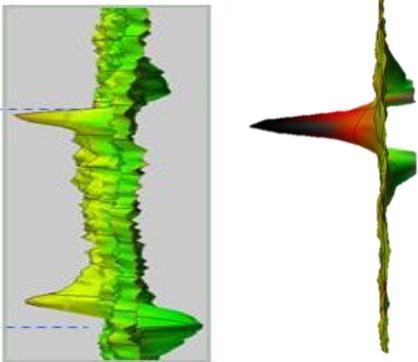
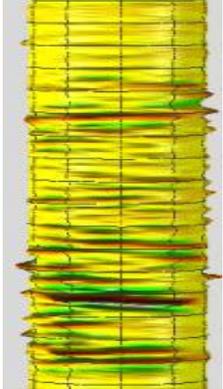
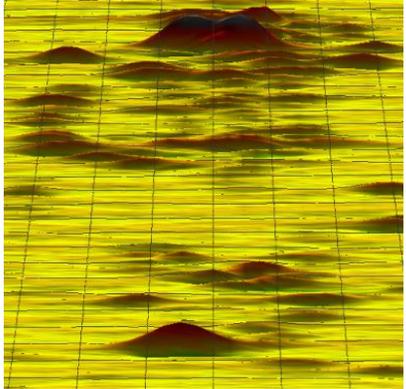
Los servicios de evaluación del subsuelo:

Análisis CITVision 3D

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

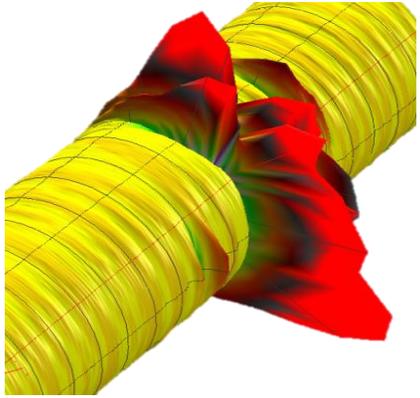
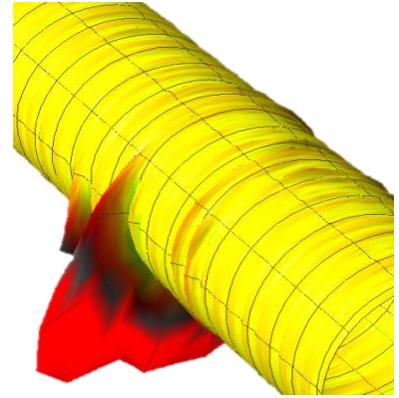
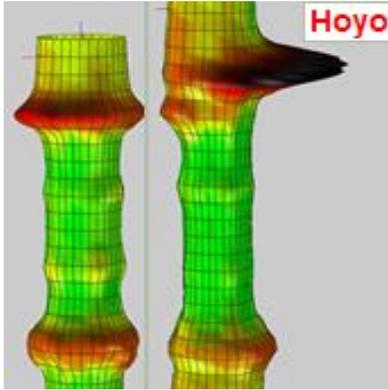
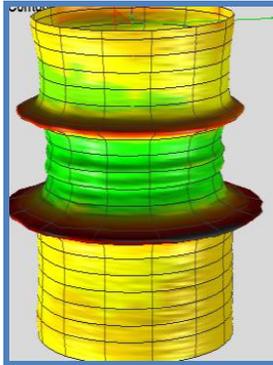
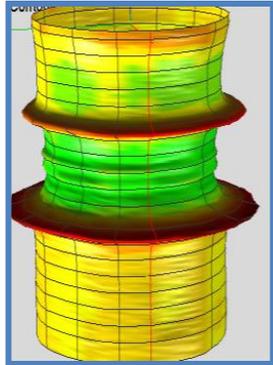
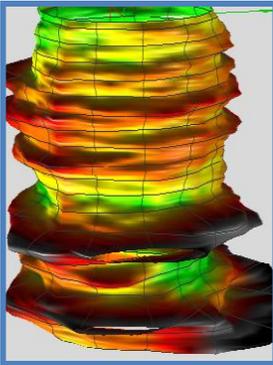
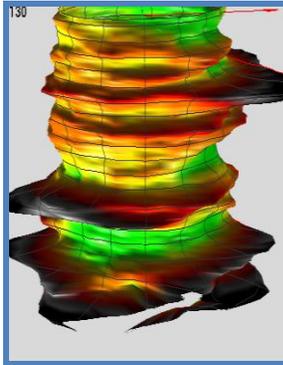
TABLA 4.4: INTERPRETACIÓN DE DATOS

PUNZADOS		REPUNZADOS	
			
GRIETAS VERTICALES		CORROSIÓN GENERAL	
			

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 4.5: CIT – DAÑOS LOCALIZADOS

ROTURAL LOCALIZADO		HOYOS LOCALIZADOS	
			
SUMARIO DE COLLARES			
			
Collar y casing en buenas condiciones sobre el empaque		Collar y casing por debajo del empaque totalmente corroído	

Fuente: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

4.3.2. HERRAMIENTA DE ESCÁNER RADIAL ULTRASÓNICO (URS)

Proporciona datos precisos de integridad de la tubería del pozo, incluyendo evaluación de cemento, desgaste del revestimiento e imágenes de alta resolución de corrosión.

4.3.2.1. Descripción

El URS utiliza dos transductores ultrasónicos, el transductor primario situado en el cabezal de escaneo rotativo, tiene una cobertura de 360°, que identifica los espacios pequeños en el cemento de hasta 5°, el transductor de fluido situado en el cuerpo de la herramienta de la sección de la sonda, supervisa continuamente la velocidad acústica y la impedancia del fluido del pozo.

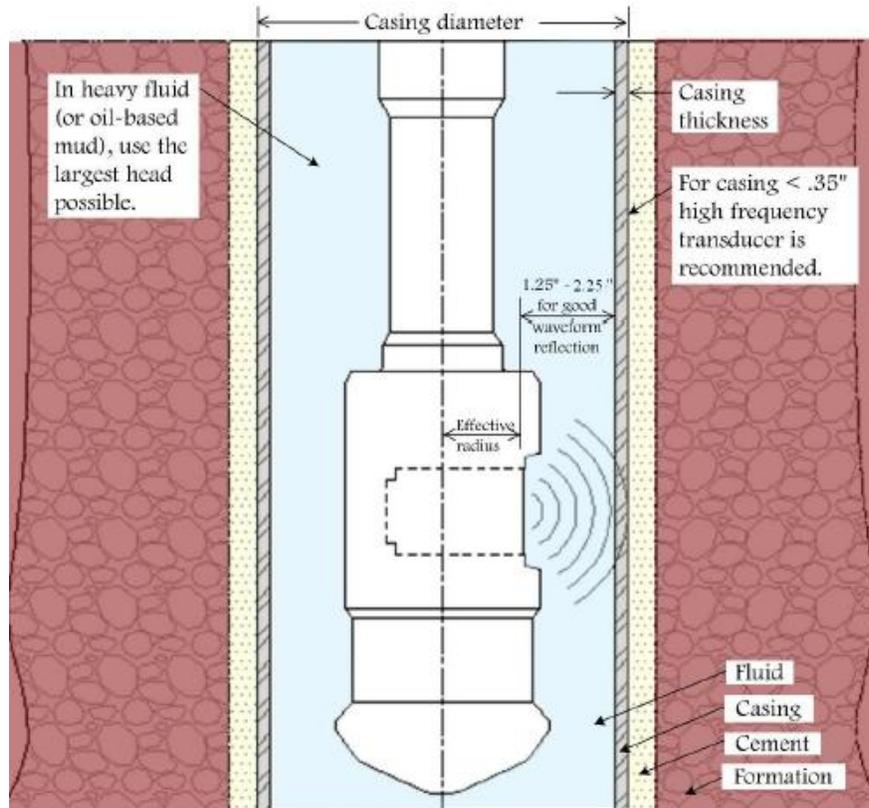
El diseño de la herramienta incorpora un avanzado motor de corriente continua de alta velocidad para girar el transductor primario. Con esta tecnología, los disparos del transductor primario llegan a un punto preciso de rotación, en lugar de confiar en el tiempo y la velocidad de rotación constante los cuales podrían dejar pasar por alto aspectos importantes.

El URS se puede correr con cable multi-conductor o con cable mono-conductor el cual ofrece un mayor grado de flexibilidad de transporte.

4.3.2.2. Aplicaciones

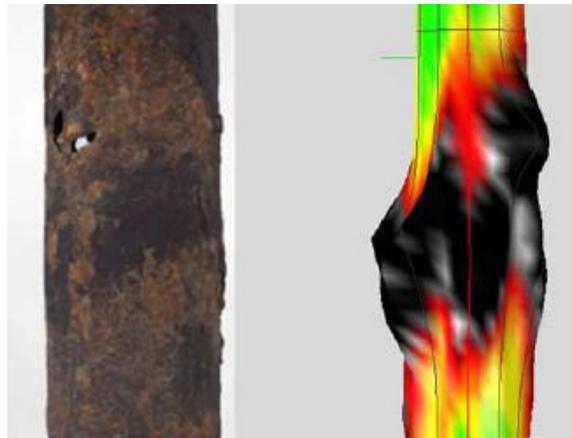
- Evaluación de cemento.
- Inspección del revestimiento.
 - ✓ Monitoreo de desgaste interno y corrosión.
 - ✓ Localización de imperfecciones de revestimiento interna y externamente.
 - ✓ Análisis de espesor del revestimiento.
- Imágenes de alta resolución del pozo, analizando cemento espuma.

FIGURA 4.3: FACTORES DETECTADOS DENTRO DEL POZO MEDIANTE EL URS



FUENTE: Weatherford

FIGURA 4.4: URS-LOCALIZA IMPERFECCIÓN EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

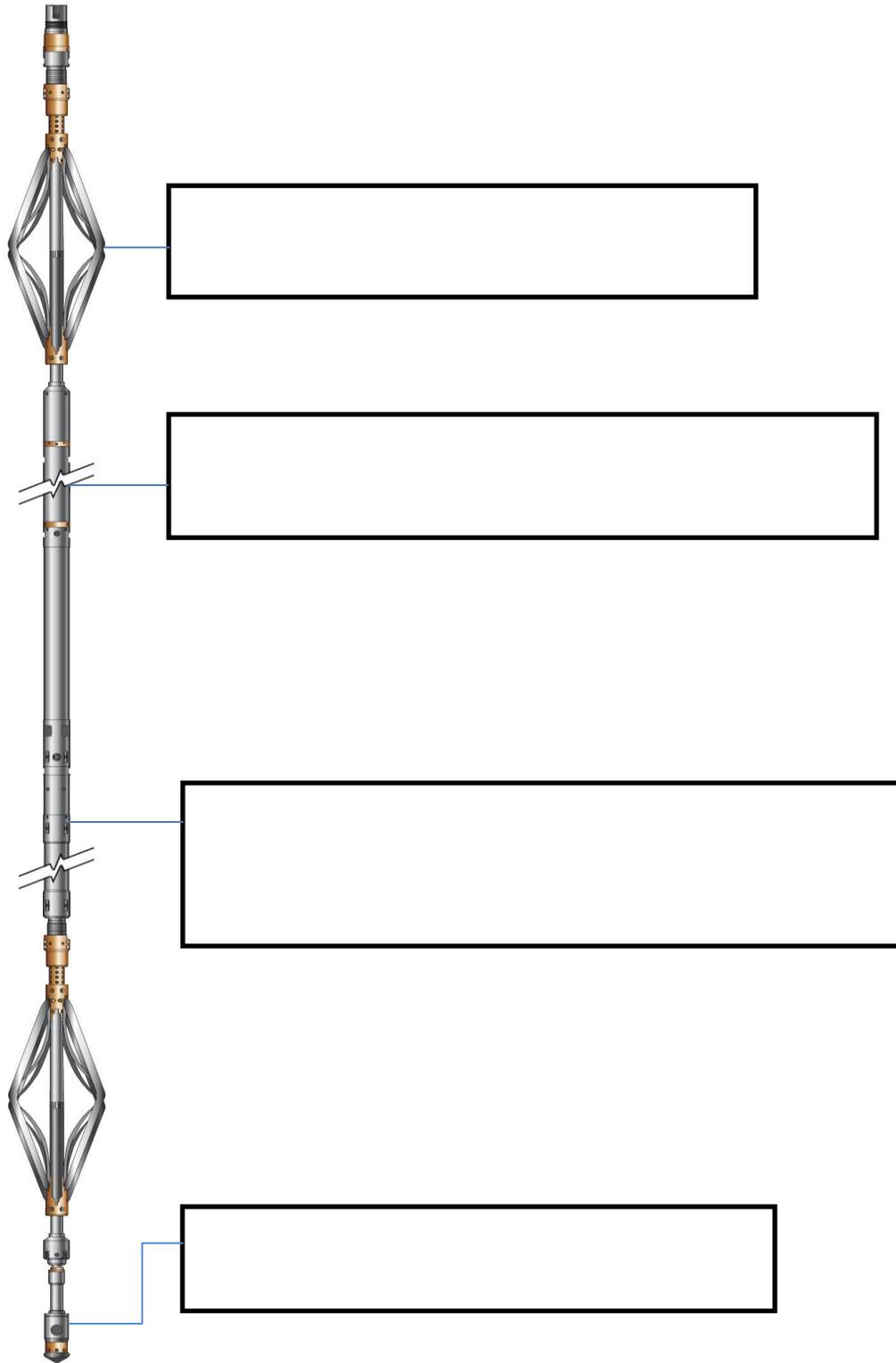


FUENTE: Weatherford

4.3.2.3. Características, ventajas y beneficios

- El URS utiliza un transductor ultrasónico en la cabeza giratoria para generar resonancia acústica dentro del revestimiento y medir la impedancia del cemento, reduciendo al mínimo la sensibilidad en el espacio microanular.
- El Transductor de fluido proporciona una medición continua de impedancias y de tiempos del viaje de fluidos.
El Transductor de fluido elimina los datos recopilados durante el viaje hacia abajo que no necesariamente representan las mismas condiciones observadas mientras se registra hacia arriba.
- El motor de medida en posición se utiliza para rotar la cabeza giratoria, garantizando el disparo consistente del transductor que proporcionará una representación más exacta de la distribución del cemento alrededor del revestimiento, minimizando la posibilidad de pasar por alto aspectos importantes.
- Las imágenes de alta resolución del pozo proporcionan detalles de la corrosión interna del revestimiento, imperfecciones y diseños de perforación.
La vista mejorada de los daños encontrados, proporciona una representación más realista de las características internas del revestimiento.
- El sistema de telemetría avanzada permite la operación por cable multi-conductor o mono-conductor el cual aumenta la flexibilidad de transporte.
- **OD:** 3,38 plg (86 mm); **Largo:** 20,5 ft (6.2m).

FIGURA 4.5: HERRAMIENTA DE ESCANER RADIAL ULTRASONICO (URS)



Fuente:Weatherford

TABLA 4.6: ESPECIFICACIONES DE MEDICIÓN

Datos	Impedancia acústica, impedancia del fluido, tiempo de viaje, amplitud, ID de revestimiento, espesor del revestimiento.
Velocidad de registro	1800 ft/hr (540 m/hr)
Rangos de medición	Espesor del revestimiento: de 0,200 a 0,625 in. (5 a 15 mm) Impedancia acústica: 0 a 10 Mrayl
Resolución vertical	Modo de evaluación del cemento: 1,0 in. en 30 ft/min (9,1 m/min) Modo de imagen: 0,5 in en 30 ft/min (9,1 m/min)
Resolución de espesor	±0,002 in (0,051 mm)
Resolución de impedancia acústica	0,2 Mrayl
Precisión	Radio interno ±1% Impedancia acústica < 3,83 Mrayl ± 0,5 Mrayl Espesor ±5%
Profundidad de investigación	Espesor del revestimiento; interface de revestimiento- cemento
Combinalidad	Única herramienta de fondo, combinable con la mayoría de herramientas
Aplicaciones especiales	Identificación y orientación de canales estrechos
Fluidos del pozo	WBM hasta 14 ppg peso máximo del lodo OBM hasta 11,5 ppg peso máximo del lodo y 8,5 % máximo de sólidos.

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 4.7: ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

	Herramienta	Cabeza A	Cabeza B	Cabeza C	Cabeza D	Cabeza E	Cabeza F
Diámetro Externo	3,38 in. (86,0 mm)		3,13 in. (79,5 mm)	4,34 in. (110,0 mm)	5,44 in. (138,0mm)	7,00 in. (178,0 mm)	8,71 in. (221,0 mm)
Longitud	18,66 ft (5,69 m)	12,38 in. (31,45 cm)			12,37 in. (31,42 cm)	12,94 in. (32,87 cm)	12,38 in. (31,45 cm)
Peso	315,00 lb (142,90 kg)	12,19 lb (5,53 kg)	11,12 lb (5,04 kg)	13,16 lb (5,97 kg)	18,18 lb (8,25 kg)	28,48 lb (12,92 kg)	35,45 lb (16,08 kg)
Compresión (varía con la medida de cabeza)		2,200 lbf (9,786 N)		1,700 lbf (7,562 N)	1,400 lbf (6,228 N)	1,100 lbf (4,893 N)	900 lbf (4,003 N)
Máxima temperatura	350°F (177°C)						
Máx. presión	20000 psi (138 MPa)						
Mín. tamaño del revestimiento	4,5 in. (11,43 cm)						
Máx. tamaño del revestimiento	13,625 in. (34,61 cm)						
Tensión	35000 lbf (155,689 N) **						

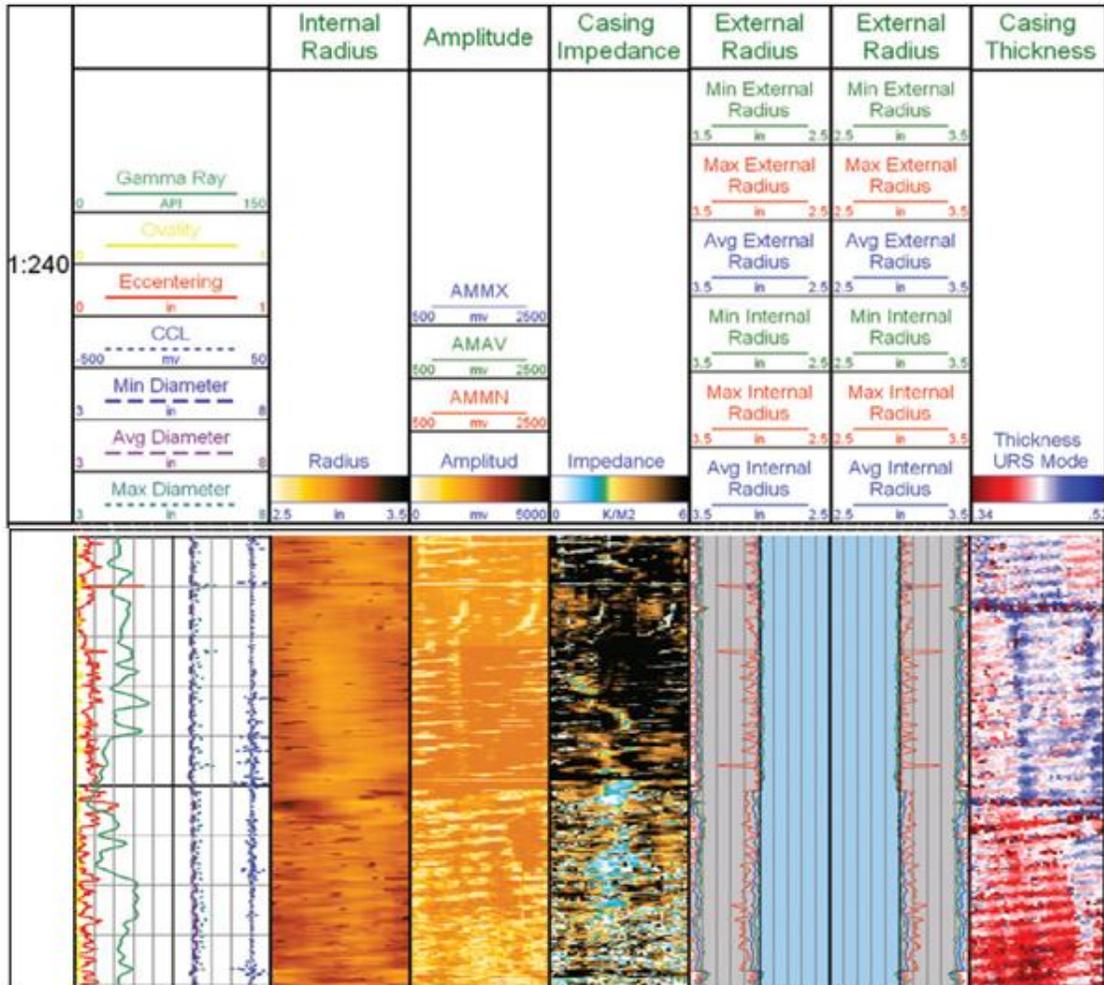
*Representa la compresión de trabajo de flexión; se produce en 2 x compresión de trabajo

**Representa un rendimiento de trabajo de tensión; se produce en 2 x tensión de trabajo.

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

FIGURA 4.6: PRESENTACIÓN DEL REGISTRO URS, INSPECCIÓN DE REVESTIMIENTO / REGISTRO DE EVALUACIÓN DE CEMENTO



FUENTE: Weatherford

4.4. HERRAMIENTA PARA DETERMINAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

4.4.1. HERRAMIENTA DE IMÁGENES DEDOS MÚLTIPLES / MULTIFINGER (MIT 24 DEDOS)

El MIT de 24 dedos se utiliza para detectar cambios muy pequeños en la superficie interna de la tubería de producción con un alto grado de precisión.

4.4.1.1. Descripción

El MIT está disponible en una variedad de diámetros que se adaptaran a los diferentes tamaños de tubería. El número de dedos incrementa con el diámetro de la herramienta, manteniendo así la cobertura máxima de la superficie.

La herramienta puede ser corrida en combinación con otros instrumentos de análisis de integridad del pozo y herramientas de registro de producción. Cuando la herramienta es corrida en el pozo, los dedos se cierran para prevenir daños; una vez que el registro alcance la profundidad objetivo los dedos se abren para iniciar a registrar de abajo hacia arriba, realizando una medición continua del estado de la superficie de la tubería.

Esta herramienta contiene un inclinómetro que indica las posiciones de los dedos con respecto al lado alto de la tubería, logrando que las características de la tubería sean orientadas correctamente durante el procesamiento de datos. Los datos del MIT se pueden utilizar para generar imágenes en 3D de las condiciones de la tubería, esto se realiza a través del software de visualización, Análisis Visual de Integridad del Pozo (WIVA).

El proceso de integridad del pozo, evaluación y elaboración de reportes a través del software (WIPER) también se puede utilizar para hacer un análisis estadístico de la condición de la tubería.

4.4.1.2. Características

- Disponible en versiones de 40 o 60 dedos.
- Opciones de lectura en superficie o directamente de la memoria.
- Análisis de datos en 3D usando el software WIVA.
- Análisis estadístico usando el software WIPER.
- Adecuado para pozos desviados.
- La longitud de los dedos extendidos es disponible para todas las herramientas.

TABLA 4.8: ESPECIFICACIONES DE MEDICIÓN

Numero de dedos	24 normales	24 extendidos
Temperatura nominal	350°F (177°C)	
Presión nominal	15000 psi (103,4 MPa)	
Diámetro de la herramienta	1 11/16 in. (43 mm)	
Longitud de la herramienta	64.6 in. (1.64 m)	
Peso de la herramienta	20.7 lb (9.38 kg)	
Herramienta	Ultrawire*	
Consumo de corriente	<30 mA (registrando) / <400 mA (operando el motor)	
Rango de medición	1.75–4.5 in. (45–114 mm)	1.75–7 in. (45–178 mm)
Precisión radial	±0.02 in. (0.508 mm)	
Resolución radial	0.002 in. (0.051 mm)	0.003 in. (0.076 mm)
Anchura de la punta del dedo	0.063 in. (1.60 mm)	
Fuerza de contacto del dedo	0.75–1.25 lbf (3.4–5.7 N)	
Velocidad de registro	30 ft/min (10 m/min) recomendado, 60 ft/min (20 m/min) máxima.	
Materiales	Resistente a la corrosión a lo largo	

FUENTE: Weatherford

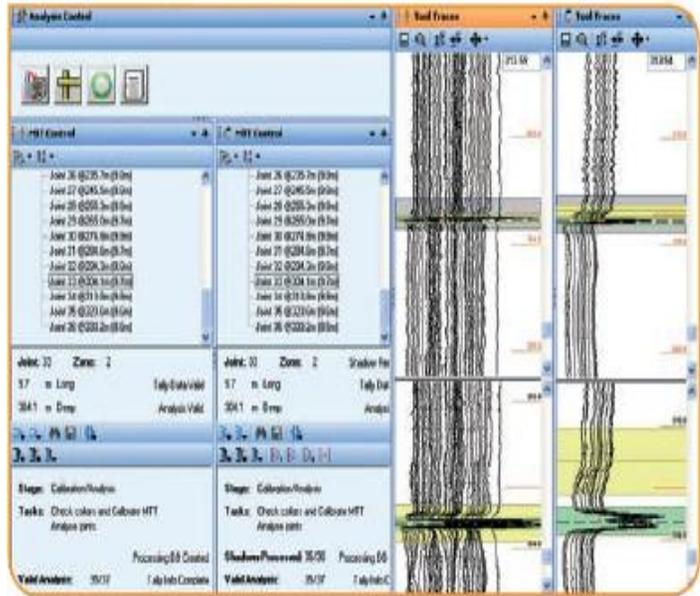
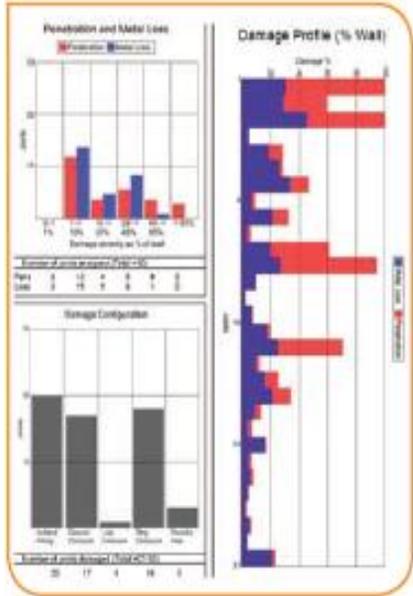
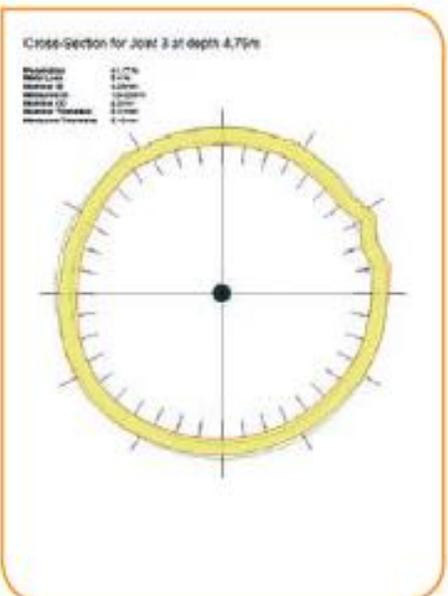
ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

FIGURA 4.7: HERRAMIENTA DE IMÁGENES DEDOS MÚLTIPLES (MIT)



FUENTE: Weatherford

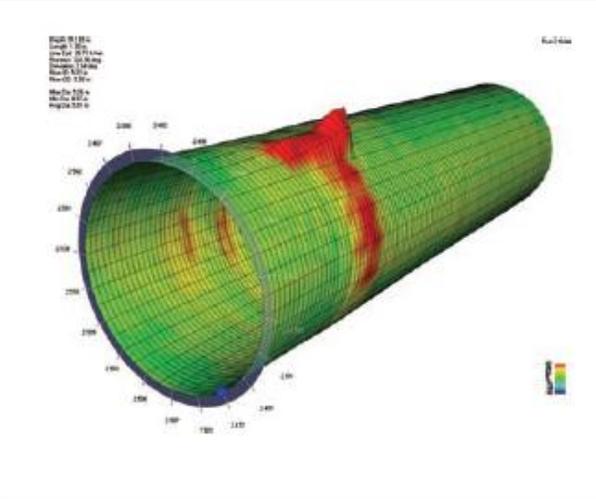
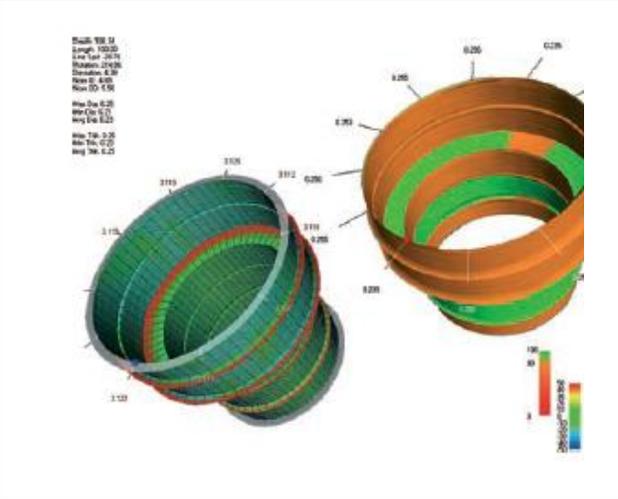
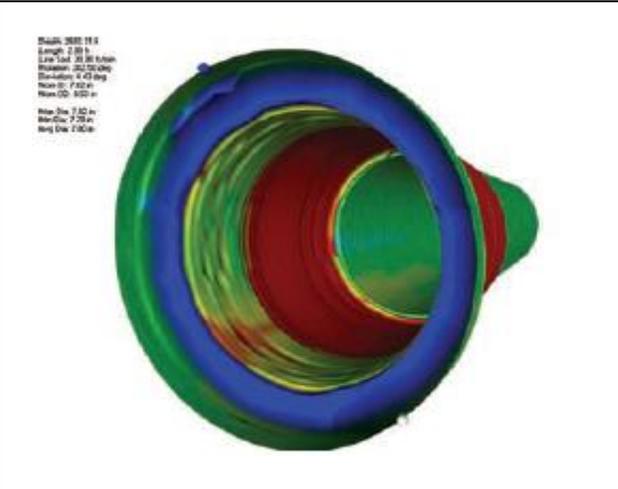
TABLA 4.9: SOFTWARE WIPER UTILIZADO PARA REPORTES DEL MIT EN SUPERFICIE

Ilustración de Software WIPER		
Control de Análisis	Reporte MIT	Sección transversal de la Tubería
 <p>The screenshot shows the WIPER software interface. It features two 'MIT Control' panels, each displaying a list of joints with their respective dates and times. Below these panels are control buttons for 'Stop', 'Start', and 'Refresh'. The main area shows two vertical plots of data, likely representing the MIT values for the joints listed.</p>	 <p>This screenshot displays three charts related to penetration and metal loss analysis. The top chart is a bar graph titled 'Penetration and Metal Loss' showing damage severity as a percentage of wall thickness. The middle chart is a 'Damage Profile (% Wall)' showing the distribution of damage along the length of the pipe. The bottom chart is a 'Damage Contribution' bar graph showing the contribution of different factors to the total damage.</p>	 <p>The screenshot shows a cross-section of a pipe joint at a depth of 4.75m. The pipe is represented by a yellow circular outline with a black center. The joint is shown as a horizontal line across the pipe. The background is white with a grid of small black dots.</p>

FUENTE: GE Oil & Gas Drilling and Production

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 4.10: SOFTWARE WIVA UTILIZADO PARA REPORTES DEL MIT EN SUPERFICIE, DATA GENERADA EN 3D

Ilustración de Software WIVA	
Hueco en Tubería (Resaltado en Rojo)	Sub-superficie (Válvula de Seguridad)
	
Cambio de Diámetro	Erosión en un Cross-over
	

FUENTE: GE Oil & Gas Drilling and Production

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

4.5. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL PARCHÉ

Durante la vida productiva de un pozo, es común que se presenten diferentes cambios en el estado mecánico que por ende afectan directamente a su productividad. Los problemas presentados a continuación se conocen como problemas mecánicos, donde el daño más común en la tubería de revestimiento es el colapso y en el caso la tubería de producción la comunicación casing-tubing (hueco en tubería de producción).

Previo a la solución de estos problemas mediante la aplicación del parche en los pozos candidatos, se efectúa una revisión del historial de producción y de los informes de los workovers realizados anteriormente, pues debido a ello se realiza una programación de intervención de los pozos basada primeramente en un análisis de la integridad del revestimiento para determinar la ubicación y el grado del daño que se procederá a parchar. A continuación se procede a parchar la zona afectada dependiendo del daño existente en cada pozo.

4.5.1. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS

4.5.1.1. Intervención en el pozo XXX1

4.5.1.1.1. Trabajos anteriores realizados en el pozo

- El WO # 9 programado, objetivo aislar arena “U” inferior, cañonear y producir arena Basal Tena. Intervalo 8828’- 8844’.
- Incidente con BHA de TCP con propelente, BHA cae libremente y luego encontrado alrededor de @ 2996’, el casing se encuentra **COLAPSADO** a 3038’.
- POOH TCP y BHA, tubos doblados y con daños mecánicos observados.
- Se intenta verificar obstrucciones con Csg. Swage.

TABLA 4.11: VERIFICACIÓN DE OBSTRUCCIONES EN EL POZO XXX1

Tamaño	Avance (Profundidad)	Observación
5"	3170'	Libre
5 ¾"	3057'	Trabaja sarta
6"	3069'-3078'	Trabaja sarta
	3080'	Ultimo avance, Instala 7" CIBP @ 3302'

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

4.5.1.1.2. Análisis de posibles daños en la tubería de revestimiento

Estado actual del pozo:

TABLA 4.12: ANÁLISIS DE POSIBLES DAÑOS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Profundidad	Estado	Observación
2817' - 3073'	Cemento duro compactado	Verificar
3073'	Retorno de sólidos a través de pruebas de admisión	Verificar
2800' – 3302'	Daño de Casing	Verificar
3302'	CIBP	

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

4.5.1.1.3. Propuesta de intervención al pozo XXX1

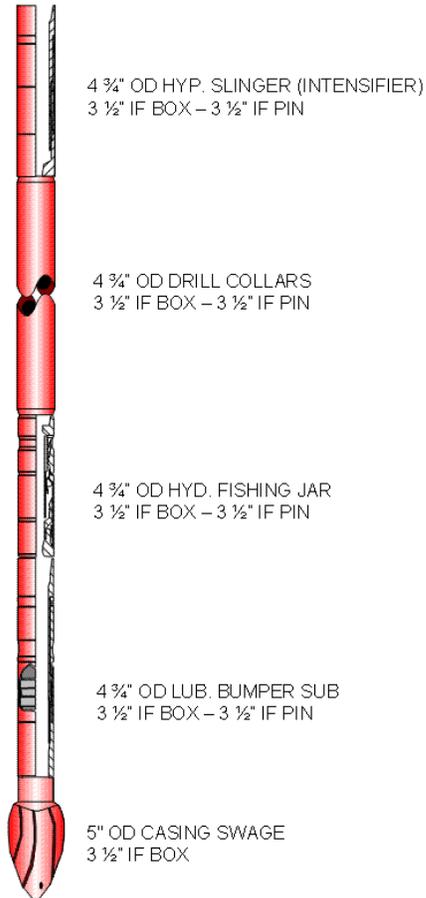
1. Evaluación del sólido: toma de Muestras Sand bailer Slick line.
2. Controlar-limpiar el pozo: agua filtrada, bactericida, inhibidor de arcillas, tren de píldoras viscosas.
3. Calibrar el pozo: casing swage: 5"-6". Correr la herramienta de limpieza 25 ft por debajo y encima de la profundidad objetivo donde será colocado el parche

Uno de los pasos de la secuencia de intervención que se programa para remediar el pozo es la corrida de un casing swage el cual nos ayudará a:

- Calibrar Pozo / Profundidad @ diferentes diámetros.

- Asegurar el paso libre para el siguiente BHA de acondicionamiento.
- Uso con píldora de limpieza.

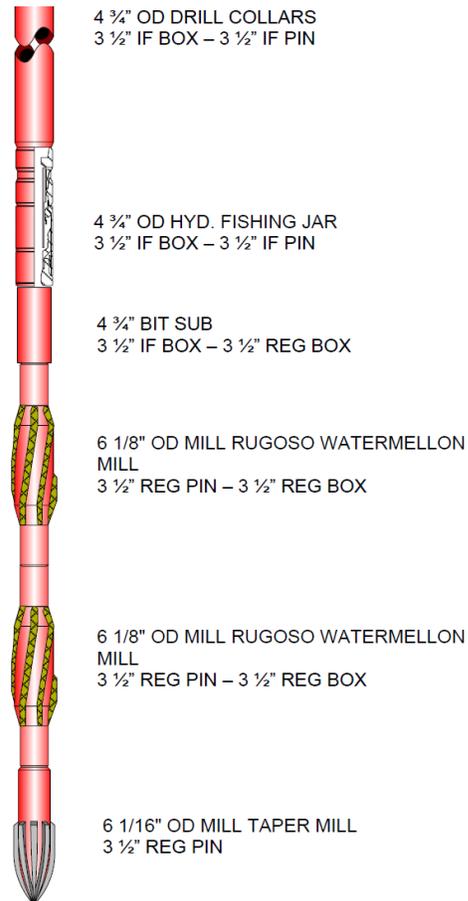
FIGURA 4.8: DIAGRAMA DE HERRAMIENTA CASING SWAGE



FUENTE: Weatherford

4. Acondicionar casing: Tapered Mill, 2 Watermellons (Hole Hunting).

Si alguna obstrucción o puntos estrechos indican demasiada dureza al intentar liberar la longitud de la tubería colapsada mediante la intervención con el casing swage, se procede a acondicionar la superficie interna del casing para la instalación del parche mediante la corrida de 1 Tapered Mill, 2 Water Mellons, sarta que es empacada para mantener la trayectoria vertical en el pozo.

FIGURA 4.9: DIAGRAMA DE HERRAMIENTA TAPER MILL

FUENTE: Weatherford

5. Molienda CIBP 7": BHA w/DC, 6" junk mill, magnets, brush, Clearmax/ circulating.
6. Limpieza del Revestidor: Clearmax, Píldoras viscosas, fluido de control.
7. Registro del pozo:

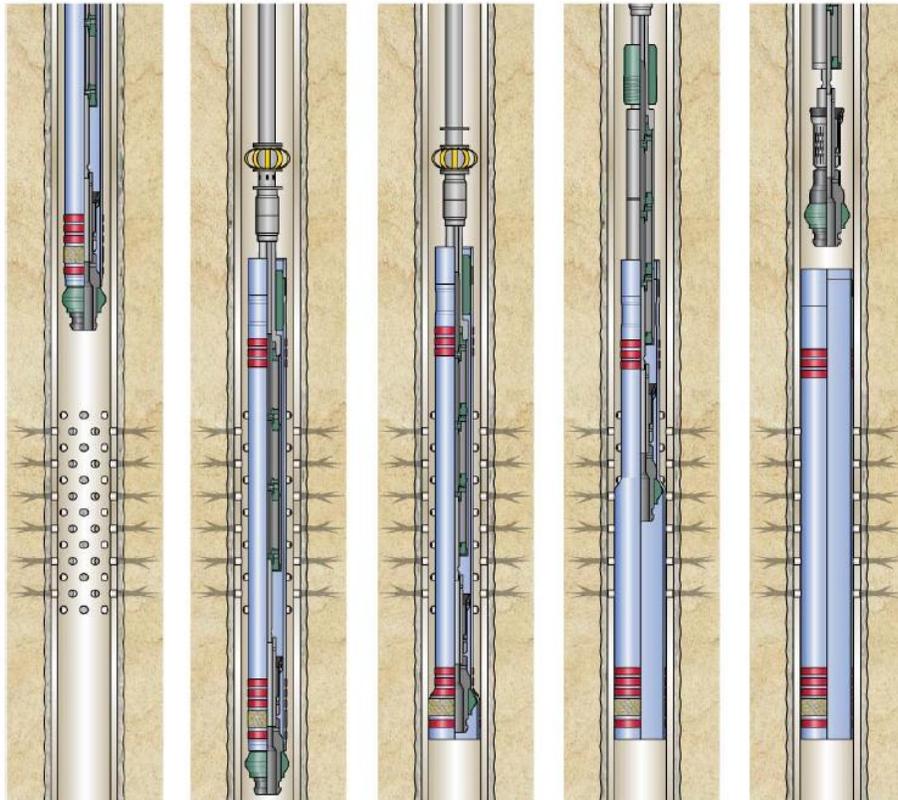
Se presenta a consideración la configuración de la herramienta, caliper, registro de cemento CBL – VDL – IMAGEN – MODO COROSIÓN (WIRELINE - URS), en el que se verifica las condiciones de la tubería, ID real, después de las intervenciones ya descritas para asegurar la instalación del parche a la profundidad objetivo.

TABLA 4.13: CONDICIONES DEL REGISTRO A SER CORRÍDO EN EL POZO

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Comentarios	Tiempo de operación
1	URS	61,38 ft	2000 ft aprox.	Sistema Wireline	8 h aprox. (WL)

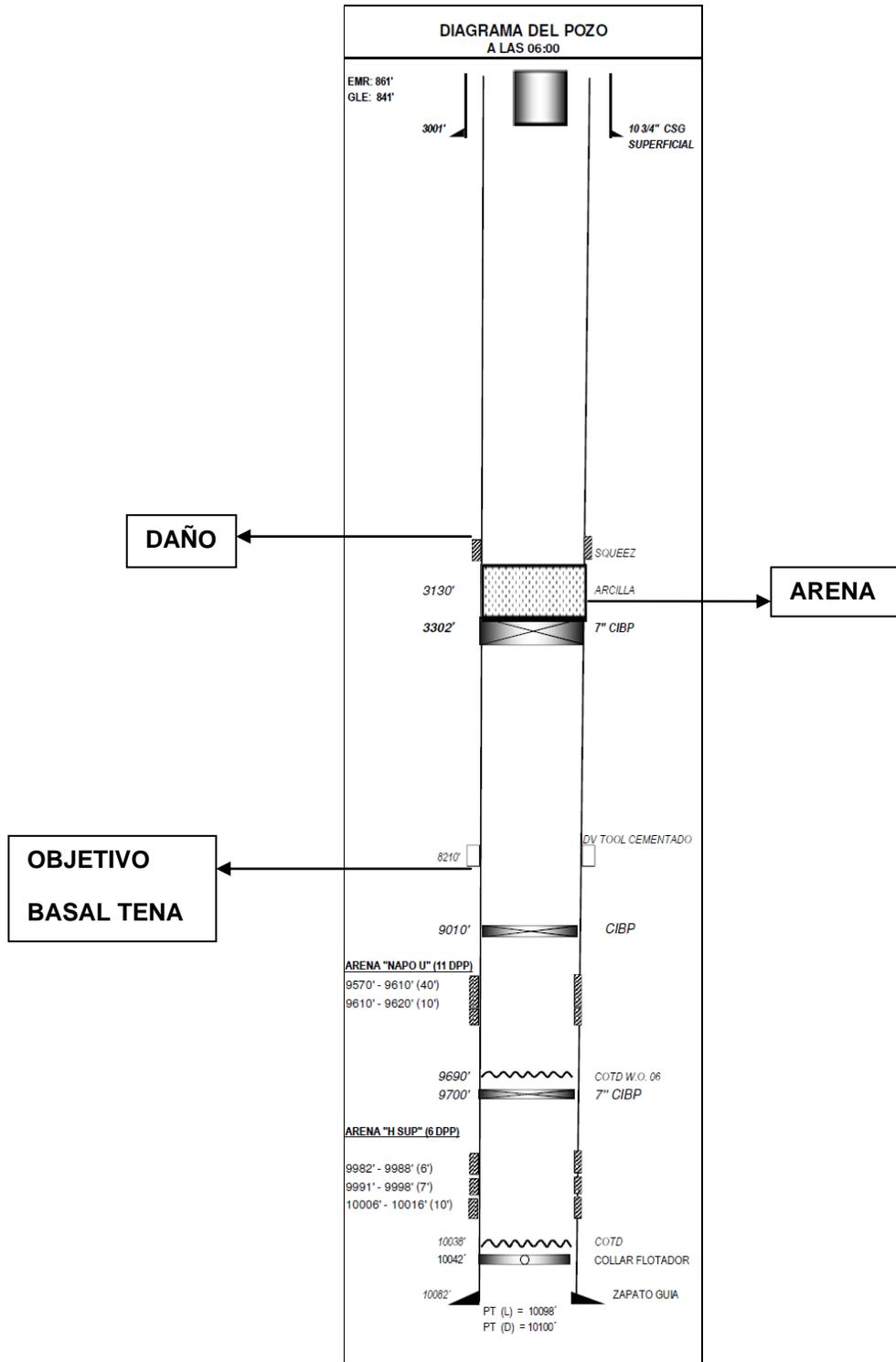
FUENTE: Weatherford
 ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

8. Probar hidrostáticamente con 5000 psi de presión la sarta de trabajo. Correr el número adecuado de juntas de wash pipe para confirmar el paso del parche.
9. Recubrimiento de la zona con daño a través de la instalación del parche para tubería de revestimiento de 5 ½" x 7": Instalar accesorios, packer seat, running tool, posicionar, activar, expandir, test de integridad.

FIGURA 4.10: INSTALACIÓN DEL PARCHÉ 5 ½" X 7"

FUENTE: Weatherford

FIGURA 4.11: DIAGRAMA DEL POZO – COLAPSO EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Petroamazonas

4.5.1.2. Intervención en el pozo XXX2

4.5.1.2.1. Trabajos anteriores realizados en el pozo

- El WO #12 programado, objetivo sacar equipo BES.
- Se realizó con éxito la extracción del equipo BES, sin embargo en el transcurso del viaje se presentaron varias obstrucciones en las cuales se trabajó con máxima tensión para liberar la sarta.
- Casing de 7" se encuentra **COLAPSADA** a una profundidad de 5821'.
- Arman BHA acondicionador con un casing swage de 6 1/8" para reacondicionar las obstrucciones en el interior del pozo.

TABLA 4.14: VERIFICACIÓN DE OBSTRUCCIONES EN EL POZO XXX2

Tamaño	Avance (Profundidad)	Observación
6 1/8"	5821'	No pasa, trabaja sarta
6 1/8"	10102'	Libre

FUENTE: Weatherford

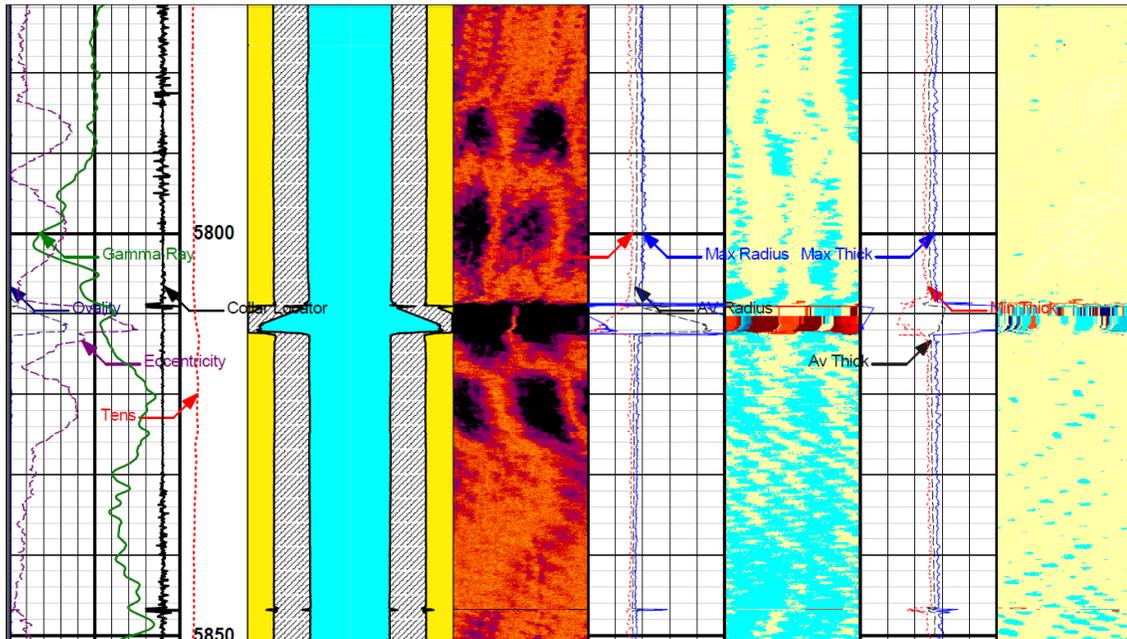
ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

4.5.1.2.2. Análisis de posibles daños en la tubería de revestimiento

Estado actual del pozo:

- Se arma y corre registro de corrosión (GR-CCL-CAST) y baja hasta 10060'. Realiza la primera corrida (en modo inspección) registrando desde 10060' hasta superficie. Realizando segunda corrida (en modo imagen) en intervalos puntuales.
- NOTA:** Se encuentra anomalía evidente a 5811' de acuerdo a la primera corrida.

FIGURA 4.12: PRESENTACIÓN DEL REGISTRO GR-CCL-CAST



FUENTE: Petroamazonas

TABLA 4.15: ANÁLISIS DE POSIBLES DAÑOS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Profundidad	Estado	Observación
5780'- 5830' 5811'	Anomalía en el revestidor donde fue rectificad	Ensanchamiento radial. Con posibles agujeros
6210'-6260' 6227'	Desgaste y corrosión en casing de 7"	Verificar
6220'- 6230'	Casing con mayor corrosión y desgaste	Se encontró agujeros
7160'-7170' 7164'	Marca en el casing de 7" provocada por alguna herramienta	Varios agujeros
9800'-9900' 9838' 9860'	Fuerte corrosión y desgaste	No existen agujeros. Variaciones en el radio y espesor.
6022'	Asentamiento de tapón EZ DRILL	A 5811' la herramienta pasa sin restricción

Fuente: Petroamazonas

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

- Realizan trabajo de cementación forzada para reacondicionar el casing desde 5742'-5843', (101').
- Se arma y baja BHA moledor con 6" Junk Mill en 3 ½" EUE TBG hasta 5843'. Saca hasta 5820' y circulan. Baja hasta 5831' rotando encontrando restricción a esa profundidad y presencia de arena en zaranda. Se cambia de fluido con formiato de sodio para evitar acumulación de arena en el CSG de 7".
- Se saca BHA moledor con 6" Junk Mill en 3 ½" EUE TBG hasta superficie y se observa desgaste, con forma cónica por el desgaste aproximado del 100%, el OD se mantiene en 6", ralladuras en aletas y en Drill Collars (15').

FIGURA 4.13: DESGASTE EN EL JUNK MILL



FUENTE: Petroamazonas

FIGURA 4.14: BIT SUB Y DRILL COLLAR CON RALLADURAS



FUENTE: Petroamazonas

- Se arma y baja bloque impresor (5 ½"- 4 ½" – 2 ¾") para verificar si pasa a profundidad de restricción, sin éxito. Bajaron Sand Bailer de 1-5/8" para tomar muestras de arena hasta 5832', no pasa.

Estado en el que se encuentran los diferentes bloques impresores que fueron corridos en el pozo:

✓ **Bloque impresor de 5 ½":**

Arma equipo y baja hasta 5831' + toma impresión y saca. En el bloque impresor de 5 ½" se observa una deformación entre la parte plana y lateral, posiblemente de alguna punta que sobresale dentro del CSG de 7".

FIGURA 4.15: BLOQUE IMPRESOR DE 5 ½"



FUENTE: Petroamazonas

✓ **Bloque impresor de 4 ½":**

Arma equipo y baja hasta 5831' + toma impresión y saca. En el bloque impresor de 4 ½" se observa en todo su contorno una reducción en el ID del casing de 7" tipo cónico, posiblemente se formó un **COLAPSO**.

FIGURA 4.16: BLOQUE IMPRESOR DE 4 ½"



FUENTE: Petroamazonas

✓ **Bloque impresor de 2 ¾"**:

Arma equipo y baja hasta 5832' + toma impresión y saca. En el bloque impresor de 2 ¾" se observa una marca en su contorno y una reducción en el ID del casing de 7" tipo cónico, posiblemente se formó un **COLAPSO**.

FIGURA 4.17: BLOQUE IMPRESOR DE 2 ¾"

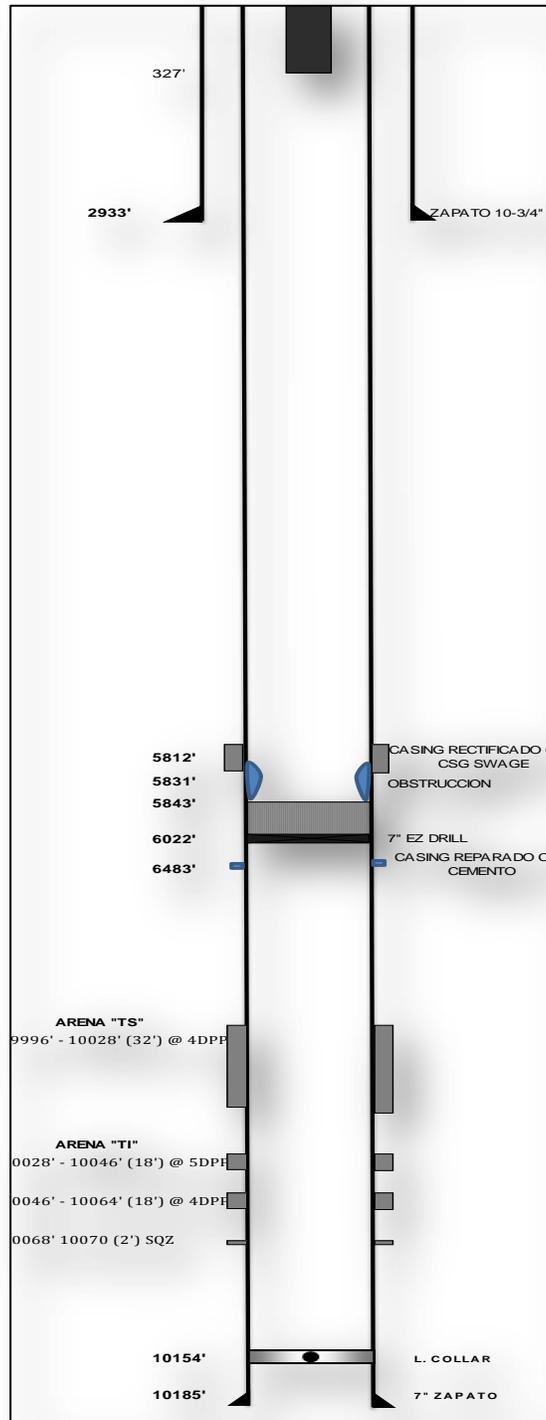


FUENTE: Petroamazonas

4.5.1.2.3. Propuesta de intervención al pozo XXX2

1. Evaluación del sólido: toma de Muestras Sand bailer Slick line.
2. Controlar-limpiar el pozo: agua filtrada, bactericida, inhibidor de arcillas, tren de píldoras viscosas.
3. Calibrar el pozo: casing swage: 5"-6 1/8". Correr esta herramienta de limpieza 25 ft sobre y debajo de la profundidad objetivo hasta que el ID del casing esté completamente limpio.
4. Acondicionar casing: Tapered Mill, 2 Watermellons (Hole Hunting), si alguna obstrucción o puntos estrechos son encontrados.
5. Molienda tapón balanceado 7" EZ DRILL a 6022', BHA w/DC, 6"junk mill, magnets, brush, Clearmax/ circulating.
6. Limpieza del Revestidor: Clearmax, Píldoras viscosas, fluido de control.
7. Registro del pozo; Caliper, URS, CBL, VDL, Corrosión. Wireline Services: para verificar el ID del casing donde el parche será colocado, asegurar instalación del parche.
8. Probar hidrostáticamente con 5000 psi de presión la sarta de trabajo, esto limpiara la sarta y asegurará la integridad hidráulica. Correr el número adecuado de juntas de wash pipe con un drift de medición requerido para confirmar el paso del parche a través de cualquier dogleg u otras obstrucciones.
9. Recubrimiento de la zona con daño a través de la instalación del parche para tubería de revestimiento de 5 1/2" x 7": Instalar accesorios, packer seat, running tool, posicionar, activar, expandir, test de integridad.

FIGURA 4.18: DIAGRAMA DEL POZO - COLAPSO EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



FUENTE: Weatherford

4.5.2. PROBLEMA DE COMUNICACIÓN ENTRE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

En la mayoría de los pozos que presentan la problemática de hoyo en tubería de producción, se realiza varias pruebas de presión o hermeticidad que dan la certeza de la comunicación que existe entre tubing-casing, para proceder con la remediación.

Para la intervención en el pozo candidato, primero se analiza la caída de producción de barriles netos del pozo conjuntamente con la evaluación de la integridad de la tubería para verificar que efectivamente se trata de hueco en tubería.

4.5.2.1. Intervención en el pozo XXX3

4.5.2.1.1. Trabajos realizados en el pozo

- WO # 9 realizado, su objetivo principal fue el cambio de completación por packer desasentado.
- Cañonear y producir arena "Ts". Desasienta packer de 7" x 2-7/8 " @ 9059'.
- Baján BHA de evaluación en 3-1/2" EUE tbg clase "B", circulan en reversa recuperan arena de fractura.
- Evalúan arena "T sup" con bomba Jet 9A. Sacan BHA
- Realizan prueba de admisión arena "Ts" con 1000 PSI cae 600 psi/min.
- Baján completación para PPH. Desplazan bomba Jet hasta 3-1/2" camisa a 8848'. Realizan prueba de producción arena "T superior" con bomba jet 9A.

4.5.2.1.2. Análisis de posibles daños en la tubería de producción

Estado actual del pozo:

- Reversa e inspeccionan la bomba: Nozle picado, garganta cavitada. s/l pesca std. valve.
- Cierran camisa de 3-1/2", cierra camisa de Tsup, presuriza anular a 450 psi, tubing a 650 psi, igualándose psi inmediatamente, **COMUNICACIÓN TUBING-CASING. POZO CERRADO.**

TABLA 4.16: ESTADO ACTUAL DEL POZO XXX3

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA
23-feb.-14	385	4	99	Ts

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

TABLA 4.17: TENDENCIA DE DATOS ESPECÍFICOS EN EL POZO

BPPD	BSW	PIP	PDP	TM	PC
↘	↗	↘	↗	↘	↘

FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

- La caída de producción en el pozo por la presencia de hueco en tubería es de 100 barriles por día, para proceder a intervenir el pozo primeramente se evalúa mediante un registro de corrosión con la herramienta MIT, para verificar a que profundidad se encuentra el daño de la tubería de producción.

4.5.2.1.3. Propuesta de intervención al pozo XXX3

1. Desactivar el tipo de levantamiento artificial para poder intervenir el pozo.
2. Limpieza de la tubería de producción: Clearmax, Píldoras viscosas, fluido de control.

Para liberar las incrustaciones presentes en la tubería de producción se corre la herramienta de calibración Dummi que tiene acoplada una canasta con las mismas características de diámetros externos de la herramienta de análisis de integridad que será corrida.

Este procedimiento se realiza con el objetivo de asegurar que las herramientas que van a ingresar en la tubería de producción no choquen o presenten alguna dificultad a la hora de correr, dando así un servicio eficiente que garantizará el buen desarrollo de los procedimientos para la instalación del parche.

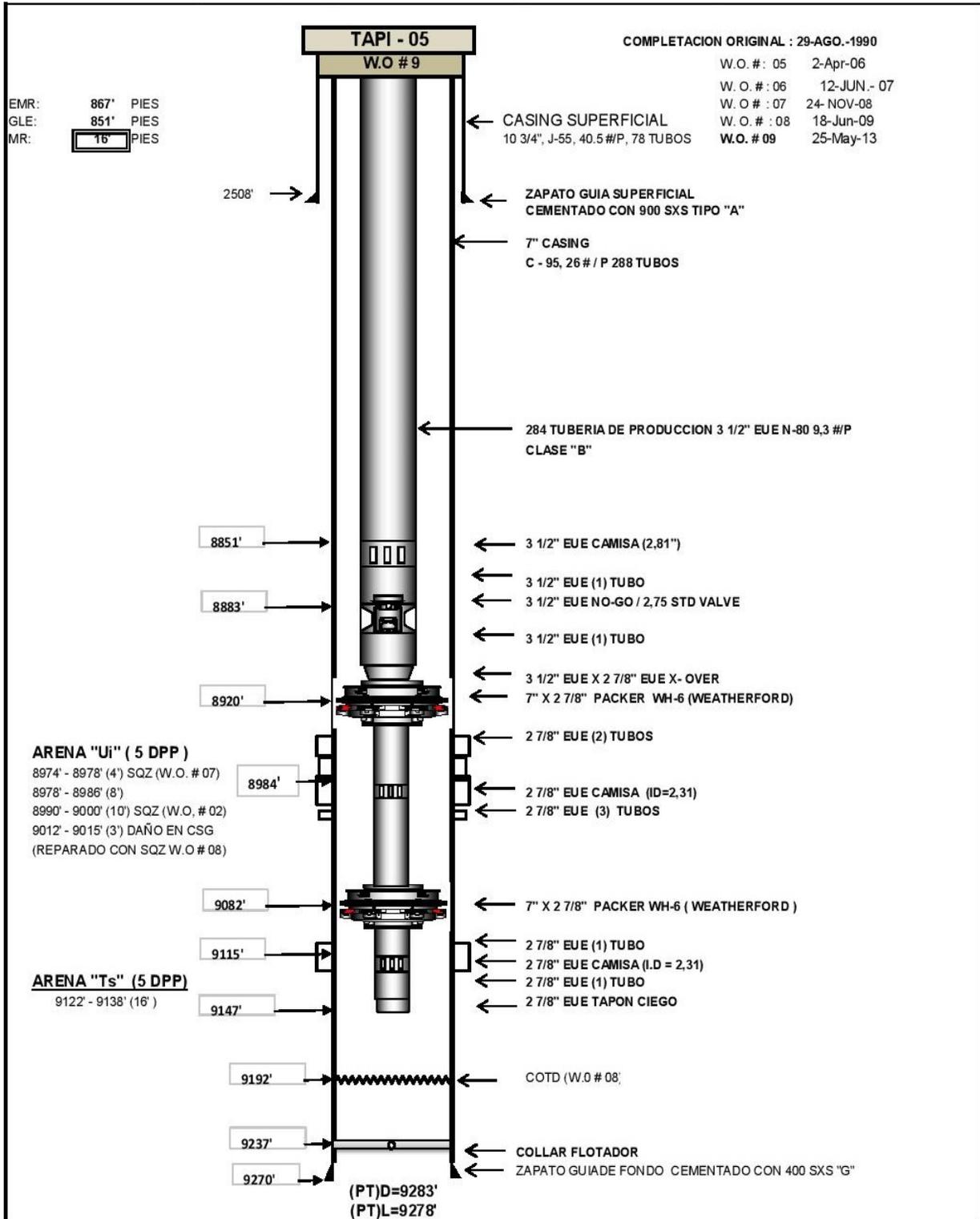
FIGURA 4.19: INCRUSTACIONES EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Schlumberger

3. Servicios de Wireline: Registro del pozo; MIT, Corrosión. Tener ID real, profundidad, longitud del daño para asegurar la instalación del parche.
4. Evaluar el plan de operaciones propuesto en base a los resultados de la corrida del registro MIT.
5. Recubrimiento de la zona con daño a través de la instalación del parche para tubería de producción de ID 2,375" y OD 2,812": Instalar accesorios, setting tool, running tool, posicionar, activar, expandir, test de integridad.

FIGURA 4.20: DIAGRAMA DE POZO – DAÑO EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Petroamazonas

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SÓLIDOS EXPANDIBLES VERSUS LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN

5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

El análisis técnico económico para la instalación del parche en tubería de producción se centra en la reducción del tiempo no productivo durante su ejecución, sin descuidar el comportamiento que es desarrollado hasta alcanzar el valor real de la operación, el valor de los pozos está en reacondicionar los mismos con seguridad, rapidez y lo más barato posible para lograr con esto aumentar al máximo las opciones de poner en rápido funcionamiento al pozo y alcanzar un nivel de flujo estable, en la mayoría de los casos el sistema puede instalarse en un día, esto dependerá de la longitud del tubing que será reparado, para el pozo candidato se considera la instalación de 20 ft de parche para la tubería de producción.

Además se realiza una comparación de costos totales de remediación entre un trabajo convencional de cambio de tubería de producción vs la instalación del parche en tubería de producción debido al daño presente de hueco en tubería (comunicación casing-tubing).

Realizar trabajos de cambio de tubería de producción en el pozo debido a daños presentes como hueco en tubería o grietas es muy importante y decisivo para el desarrollo de las operaciones seguras y rentables desde el punto de vista económico. En caso de requerirse de un trabajo de cambio de tubería de producción, el impacto de este factor está directamente relacionado con el costo del equipo de reacondicionamiento y los días de pérdida de producción.

El trabajo de instalación del parche permite al operador efectuar las modificaciones necesarias para aumentar la vida operativa del pozo. Se realiza un trabajo de reacondicionamiento que proporciona un valor duradero y confiable. El análisis económico se realiza comparando el costo de instalación del parche para tubería de producción en el pozo XX46 en comparación con el costo de un trabajo de cambio de tubería de producción.

El reacondicionamiento convencional del pozo mediante cambio de tubería de producción requiere de una gran inversión en la que se considera gastos por operaciones previas, durante y posteriores a su ejecución. En la siguiente tabla se describen los principales costos de un cambio de tubería vs los costos que demandan el uso de un parche para tubería de producción.

TABLA 5.1: COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL PARCHÉ PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y REMEDIACIÓN CONVENCIONAL

REMEDIACIÓN	TUBING PATCH (20 ft)	CONVENCIONAL=CAMBIO DE TUBERÍA
EQUIPO	INTERVENCIÓN MEDIANTE RIGLESS (GRUA)	INTERVENCIÓN MEDIANTE TORRE DE W.O (CHIVO)
COSTO DIARIO DE EQUIPO	\$ 5000	\$ 8000
COSTO DEL SERVICIO	\$ 65000	\$ 500000
GASTOS DIARIOS ASOCIADOS DE OTRAS LINEAS DE SERVICIOS	0	\$ 22000
TIEMPO DE INTERVENCIÓN	10 HORAS	5 DIAS
COSTO TOTAL	\$ 70000	\$ 650000

FUENTE: Weatherford

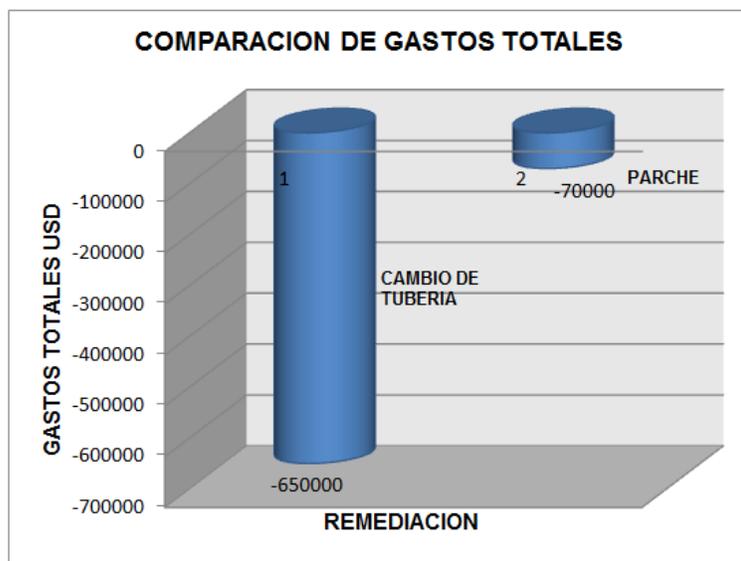
ELABORACIÓN: Victor Taipei D. y Sandy Zamora V.

Como se indica en la tabla anterior los factores a comparar entre un trabajo de cambio de tubería de producción y la instalación del parche son el costo de servicio en términos de los días de intervención y el costo asociado a cada operación de los equipos de workover por día.

El costo total de un trabajo de cambio de tubería en 5 días de operación es de \$ 650000 y el costo total de instalación del parche expandible en 1 día operativo es de \$70000. Así mismo podemos observar que cuando utilizamos el revestimiento expandible como una alternativa de reacondicionamiento el cliente puede ahorrar el uso de 4 días de los equipos de workover lo que equivale a un ahorro de \$ 120000.

La siguiente grafica presentada en la figura, indica la comparación de costos que existe entre los dos sistemas de servicio tomando en cuenta valores adicionales relacionados con cada operación. La grafica fue construida tomando como base el costo de instalación de 20 ft de parche

FIGURA 5.1: COMPARACIÓN DE GASTOS



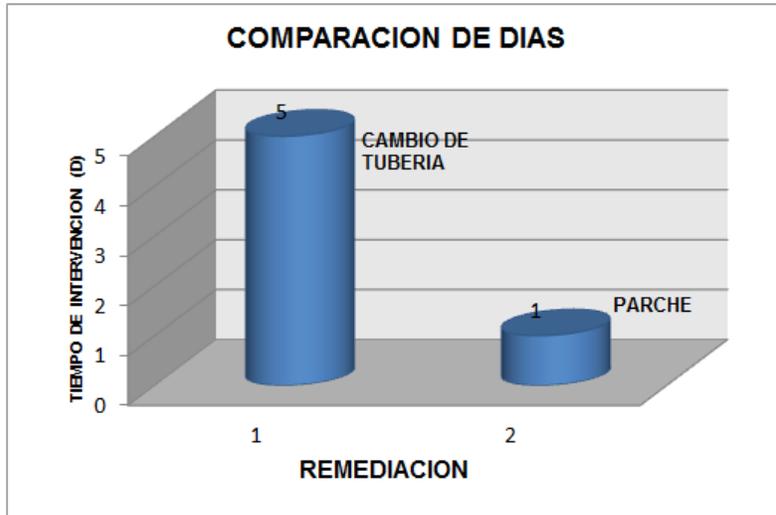
FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

Los costos de operación dentro de la industria petrolera están relacionados directamente con el tiempo utilizado para la intervención. Para el presente caso se consideran los costos de todo el servicio durante su tiempo de intervención en el pozo. El tiempo utilizado en cada operación se encuentra representado en la

siguiente figura. Se debe tener muy en cuenta que la comparación que se está realizando utiliza únicamente los días que demandan el servicio de instalación.

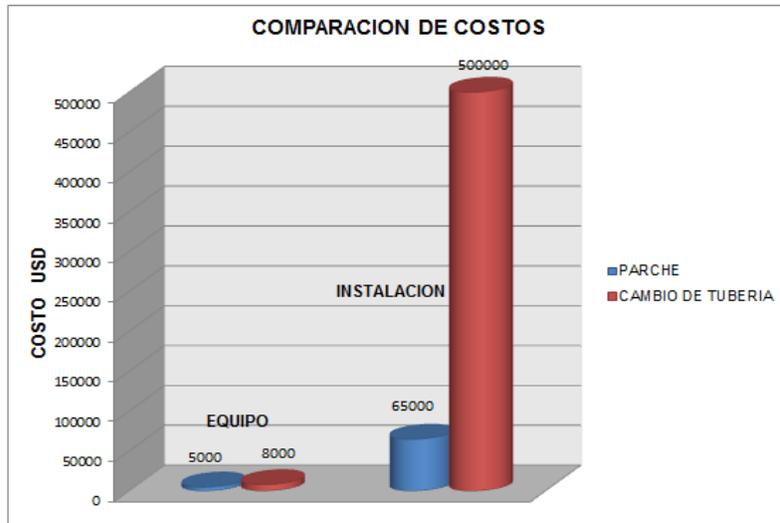
FIGURA 5.2: COMPARACIÓN DE DÍAS DE WORKOVER



FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

FIGURA 5.3: COMPARACIÓN ENTRE COSTOS DEL EQUIPO Y SERVICIO



FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taípe D. y Sandy Zamora V.

En conclusión, en este escenario, es mucho más económico correr un parche expandible que realizar una operación de cambio de tubería convencional.

Si la longitud del tubing dañado es mayor, el costo del parche expandible se incrementará, estableciendo una relación directamente proporcional entre estos dos factores, sin embargo, la instalación del parche es una solución a largo plazo en comparación a una solución que ha de repetirse en el tiempo como lo es el cambio de tubería de producción.

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DEL PARCHÉ EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El análisis técnico económico para la instalación del parche en tubería de revestimiento se centra en la reducción del tiempo no productivo durante su ejecución, sin descuidar el comportamiento que es desarrollado hasta alcanzar el valor real de la operación, el valor de los pozos está en reacondicionar los mismos con seguridad, rapidez y lo más barato posible para lograr con esto aumentar al máximo las opciones de poner en rápido funcionamiento al pozo y alcanzar un nivel de flujo estable, en la mayoría de los casos el sistema puede instalarse en un día, esto dependerá de la longitud del revestimiento que será reparado, para el pozo candidato se considera la instalación de 20 ft de parche para la tubería de revestimiento.

Además se realiza una comparación de costos totales entre un trabajo convencional de cementación forzada vs la instalación del parche en tubería de revestimiento. Evitar trabajos de cementación forzada en el pozo, posterior al trabajo de cementación de un revestimiento o durante la vida operativa del mismo es muy importante y decisivo para el desarrollo de las operaciones seguras y rentables desde el punto de vista económico.

En caso de requerirse de un trabajo de cementación forzada el impacto de este factor está directamente relacionado con el costo del equipo de reacondicionamiento, los intentos de una cementación forzada y los días de pérdida de producción.

El trabajo de instalación del parche permite al operador efectuar las modificaciones necesarias para aumentar la vida operativa del pozo. Se realiza un trabajo de reacondicionamiento que proporciona un valor duradero y confiable en comparación a otras técnicas convencionales de corto plazo como la cementación forzada.

El análisis económico se realiza comparando el costo de instalación del parche para tubería de revestimiento en el pozo XX7 en comparación con el costo de un trabajo de cementación forzada tomando en cuenta todos sus costos asociados.

TABLA 5.2: COSTOS DEL REVESTIMIENTO EXPANDIBLE Y CEMENTACIÓN FORZADA

PRIMERA OPERACIÓN		
REMEDIACIÓN	CASING PATCH (20 ft)	CONVENCIONAL=CEMENTACIÓN FORZADA
EQUIPO	INTERVENCIÓN MEDIANTE RIGLESS (GRUA)	INTERVENCIÓN MEDIANTE TORRE DE W.O (CHIVO)
COSTO DIARIO DE EQUIPO	\$ 5000	\$ 8000
COSTO DEL SERVICIO	\$ 77350	\$ 17000
GASTOS DIARIOS ASOCIADOS DE OTRAS LINEAS DE SERVICIOS	\$ 0	\$ 22000
TIEMPO DE INTERVENCIÓN	10 HORAS	3 DIAS
COSTO	\$ 82350	\$ 107000
SEGUNDA OPERACIÓN		
COSTO DIARIO DE EQUIPO	0	\$ 8000
COSTO DEL SERVICIO	0	\$ 13000
GASTOS DIARIOS ASOCIADOS DE OTRAS LINEAS DE SERVICIOS	0	\$ 22000
TIEMPO DE INTERVENCIÓN	0	2 DIAS
COSTO TOTAL	\$ 82350	\$ 180000

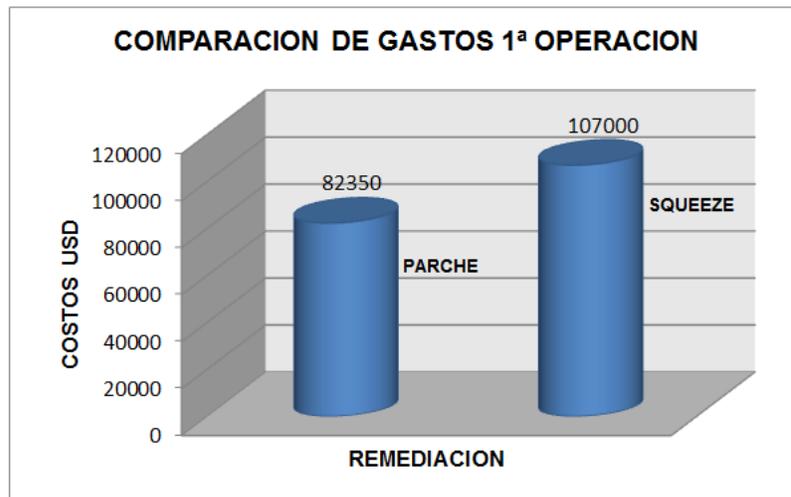
FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

Como se indica en la tabla anterior los factores a comparar entre una cementación forzada y la instalación del parche son el costo de servicio en términos de los días de operación y el costo asociado a cada operación de los equipos de workover por día.

El costo total de un trabajo de cementación forzada en 3 días de operación es de \$ 107000 y el costo total de instalación del revestimiento expandible en 1 día operativo es de \$ 82350. Así mismo podemos observar que cuando utilizamos el revestimiento expandible como una alternativa de reacondicionamiento el cliente puede ahorrar el uso de 2 días de los equipos de workover lo que equivale a un ahorro de \$ 60000.

FIGURA 5.4: COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL PARCHÉ Y EL SQUEEZE PRIMERA OPERACIÓN



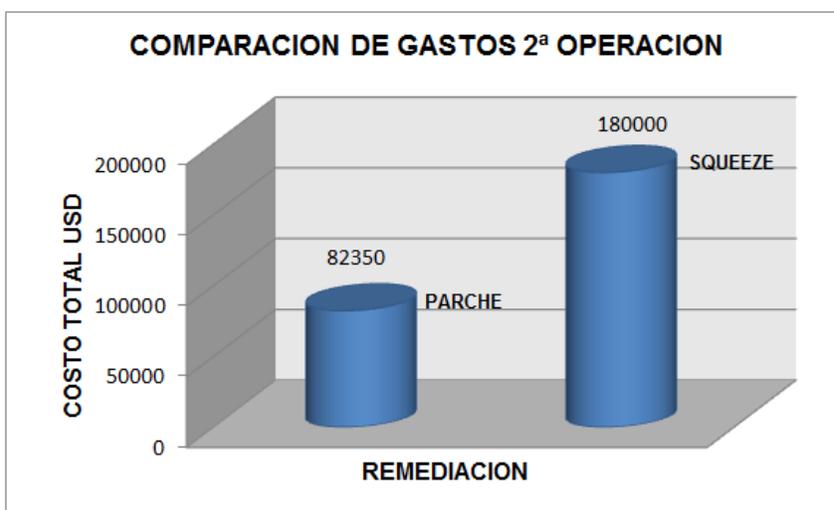
FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

Se debe tomar en cuenta que a menudo un trabajo de cementación forzada no es generalmente exitoso en la primera operación por lo que se requiere realizar una segunda operación de cementación forzada en la misma zona, la cual incrementará el costo total de la operación al cliente siendo este de \$ 180000, sin embargo usando el revestimiento expandible el costo se mantiene en \$ 82350. Con una segunda cementación forzada el cliente ha gastado \$ 60000 en el uso de 2 días más de los

equipos de workover. Está claro que con la segunda operación de cementación forzada el costo se ha incrementado y superado el costo de 20 ft del revestimiento expandible. Sin embargo las cementaciones forzadas son soluciones temporales que tienden a fallar con el tiempo, por lo general de uno a tres años, necesitando volver a realizar múltiples cementaciones las cuales aumentarán el costo acumulado de la remediación.

FIGURA 5.5: COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL PARCHE Y EL SQUEEZE SEGUNDA OPERACIÓN



FUENTE: Weatherford

ELABORACIÓN: Victor Taipe D. y Sandy Zamora V.

En conclusión, en este escenario, es mucho más económico correr un revestimiento expandible que realizar una operación de cementación forzada convencional.

Si la longitud del revestimiento dañado es mayor, el costo del revestimiento expandible se incrementará, estableciendo una relación directamente proporcional entre estos dos factores, sin embargo, la instalación del parche es una solución a largo plazo en comparación a una solución que ha de repetirse en el tiempo como lo es la cementación forzada.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El reacondicionamiento de la tubería de revestimiento y tubería de producción por medio de la instalación del parche brinda un sellado duradero, permanente y confiable frente a problemas mecánicos tales como fugas, perforaciones, fracturas en comparación con técnicas convencionales de corto plazo y repetitivas como lo es la cementación forzada, cementación en bloque, corridas de revestimiento de diámetros inferiores y cambio de tubería de producción.
- El nuevo ID de la longitud reparada por el parche en tubería de revestimiento será 0,6” menos que su ID original, permitiendo el paso de herramientas para trabajos de reacondicionamiento futuros.
- Una vez instalado el parche en la tubería de revestimiento, este brinda la oportunidad de trabajar a través del mismo, así como también realizar perforaciones y operaciones de estimulación.
- La utilización de la tecnología rigless para correr e instalar el parche en los pozos candidatos es altamente rentable, disminuye costos y tiempo de operación en comparación con el uso de una torre de perforación o de reacondicionamiento.
- En el caso de los pozos activos, el éxito o fracaso del control del pozo dependerá directamente del tipo de levantamiento instalado, el mismo que

ayuda a contrarrestar los riesgos que esto involucra, previo a la instalación de la tecnología de sólidos expandibles.

- Cualquier error producido durante la instalación del parche en tubería de revestimiento o producción, es resultado del manejo inadecuado de procedimientos y herramientas utilizadas en la operación por parte de los técnicos.
- El parche en tubería de producción es una solución de remediación alternativa y permanente, que brinda un sellado metal-metal, que tiene un tiempo de vida estimado muy similar a la tubería de producción con cédula L-80 y N-80.
- En el caso de los pozos candidatos, el programa operativo para correr la tecnología de sólidos expandibles en tubería de revestimiento o producción, minimiza el tiempo no productivo beneficiando a la recuperación de la producción del pozo o la reactivación de pozos parados.
- La corrida de registros eléctricos en el pozo ayudan a determinar la integridad, calidad, presencia de corrosión en la tubería de revestimiento y tubería de producción para realizar una mejor evaluación y ubicación del daño que será remediado.
- Económicamente la aplicación de sólidos expandibles en los pozos candidatos, resulta altamente rentable y beneficioso comparado con las aplicaciones de remediaciones convencionales, ahorrando en un alto porcentaje la inversión a ser utilizada, desafiando limitaciones de tiempo que permitirán la recuperación de producción tanto en pozos activos como en pozos inactivos.

6.2. RECOMENDACIONES

- Conocer y analizar el estado mecánico del pozo, las propiedades del yacimiento y los diferentes eventos reportados por las actividades realizadas con anterioridad al pozo, ofrecen una ventaja para predecir los posibles inconvenientes en las operaciones de reacondicionamiento y en la preparación de los pozos previos a los servicios a realizarse en los mismos.
- La utilización de un buen programa de control de pozos es importante en cualquier tipo de operación de reacondicionamiento y servicio al pozo, puesto que de su correcto desarrollo dependerá la disminución de muertes en el personal y la realización de las operaciones en un rango seguro.
- Previo a la instalación del parche se necesita correr un raspador de revestimiento para calibrar, liberar el intervalo de materias extrañas, colapsos y riming (sacar rotando) en el caso de tubería de revestimiento. Así como también se recomienda la corrida de un gauge ring o drift, caliper para proporcionar un registro exacto de las condiciones del ID.
- Manipular con cuidado la sarta de trabajo del parche, tanto para tubería de producción como de revestimiento durante toda la operación en los pozos a ser intervenidos.
- Utilizar la velocidad de rotación adecuada, de acuerdo a las recomendadas, previo y durante a la instalación del parche, asegurándose de que la tensión aplicada sobre el tubo o la conexión del parche esté dentro de los límites de resistencia de los mismos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACOSTA William, SALAZAR Edwin, “Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación (drill pipe), tubería de producción (tubing) y tubería de revestimiento (casing) de pozos petroleros utilizando ensayos no destructivos”. Escuela Politécnica Nacional, Quito 2007.
- BOHÓRQUEZ Oscar, CADENA Martha, “Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de Workover y Servicios a pozos”. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2011.
- Core Laboratories/Owen, “X-SPAN Tubing Casing Patch MAN-PAT-005 (R04)”, EE.UU 2012.
- Core Laboratories/Owen, “Tubing-Casing Patch - Running Procedures MAN-PAT-010 (R05)”, Texas USA 2010.
- Core Laboratories/Owen, “X-SPAN Systems Tubing Casing Patch Technologies”, EE.UU 2013.
- Core Laboratories/Owen, “X-SPAN Tubing Casing Patch Liner”, EE.UU 2009.
- Core Laboratories/Owen, “X-SPAN Tubing Casing Patch PAT-3500-002-BOM”, EE.UU 2009.
- General Electric Company Wireline, “Multifinger Imaging Tool”, EE.UU 2011.
- Halliburton, “Rigless Services”, EE.UU 2005.
- ROMERO María Elena, “Análisis técnico sobre la aplicación de los colgadores de liner expandibles X-pack utilizados en pozos direccionales perforados en el campo X del distrito Amazónico”. Escuela Politécnica Nacional, Quito 2013.
- ROMMAN Randy, FARLEY Doug, “Basics of Solid Expandable Systems”. Weatherford, Quito 2011.
- ROMMAN Randy, “Sistema de Liner para Pozos Revestidos MetalSkin”. Weatherford, EE.UU 2011
- SÁNCHEZ Carlos, “Estudio técnico económico para el uso de colgadores de liner con sistema expandible en perforación de pozos petroleros”. Escuela Politécnica Nacional, Quito 2011.

- Schlumberger, “La lucha contra las Incrustaciones, Remoción y Prevención”, Texas 1999.
- TERÁN Leonardo, “Estudio y diagnóstico del uso adecuado de accesorios, bridas, válvulas, tuberías en los diferentes sistemas de producción y tratamiento de gas, agua y petróleo”. Escuela Politécnica Nacional, Quito 2010.
- Tenaris Tamsa, “Corrosión en Tuberías por H₂S y CO₂, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías”, México 2009.
- UNAPANTA Hugo, “Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en los campos Guanta y Dureno”. Escuela Politécnica Nacional, Quito 2006.
- Weatherford, “Casing Imaging Tool”, EE.UU 2011.
- Weatherford, “Ultrasonic Radial Scanner”, EE.UU 2011.
- Weatherford, “Technical Manual 4-1/4” x 5-1/2” & 5-1/2” x 7” MetalSkin Cased-Hole Liner (MCL)”, EE.UU 2008.
- INTERNET:
 - <http://ingenierosindustriales.jimdo.com/herramientas-para-el-ingeniero-industrial/procesos-industriales/procesos-de-conformado/>
 - <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tuberias-de-revestimiento.html>
 - <http://www.corelab.com/owen/tubcasingpatch-landing>
 - <http://www.corelab.com/owen/tubcasingpatch-xspan>
 - <http://www.corelab.com/owen/settingtools-multistage>
 - http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/production_tubing.aspx
 - http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16487/1/53320_1.pdf
 - http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14836/1/52342_1.pdf
 - <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/898/2/141190.pdf>
 - <http://www.iapg.org.ar/seccionalsur/presentaciones/9.pdf>
 - <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6732/1/CD-5113.pdf>

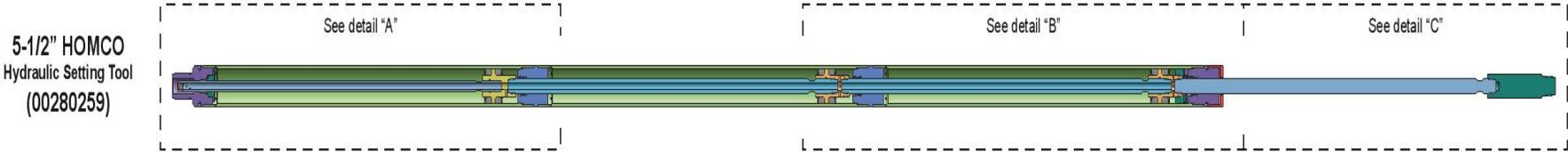
- <http://www.slideshare.net/gabosocorro/reacondicionamiento-de-pozos>http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5866/1/32057_1.pdf
- <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/422/1/CD-0363.pdf>
- <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tuberias-de-revestimiento.html>
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/production_tubing.aspx
- <http://www.slideshare.net/raphaelrodriguez7/expo-revestimientos>

ANEXOS

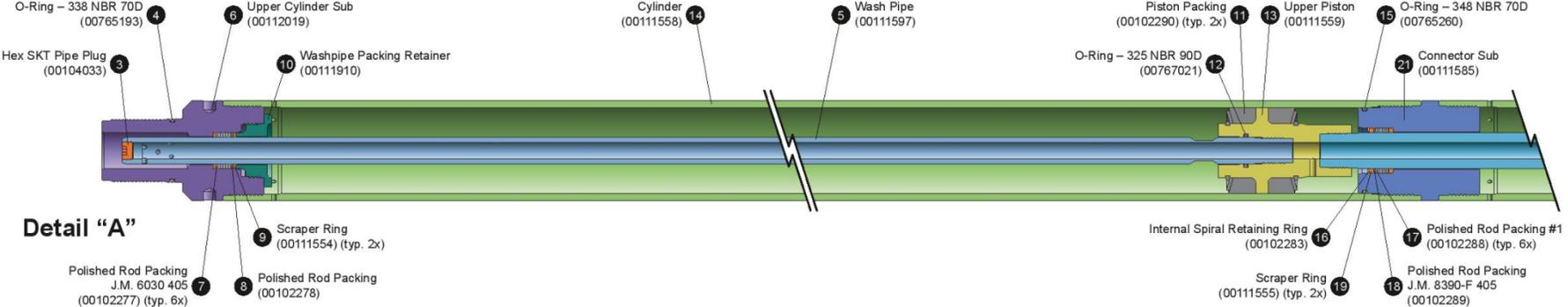
ANEXO No 1

**HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DEL PARCHE PARA
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

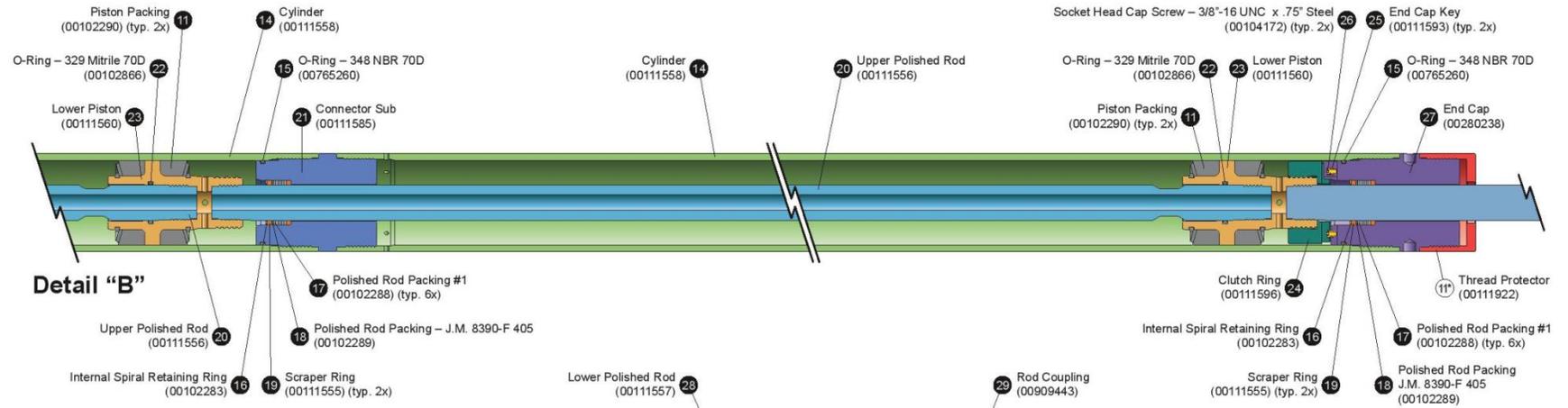
ANEXO No 1.1: SETTING TOOL



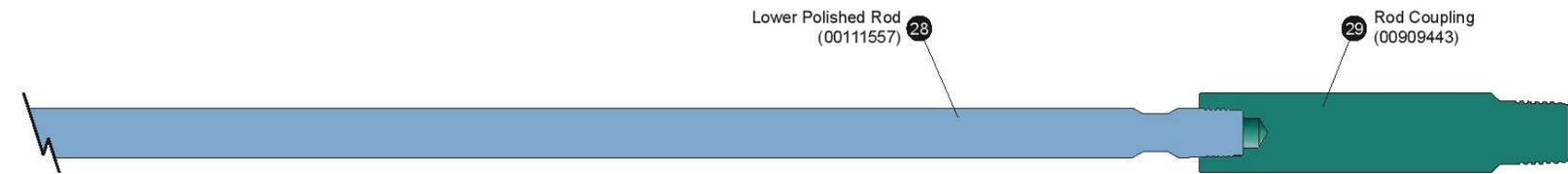
ANEXO No 1.2: SECCIÓN A - SETTING TOOL



ANEXO No 1.3: SECCIÓN B - SETTING TOOL

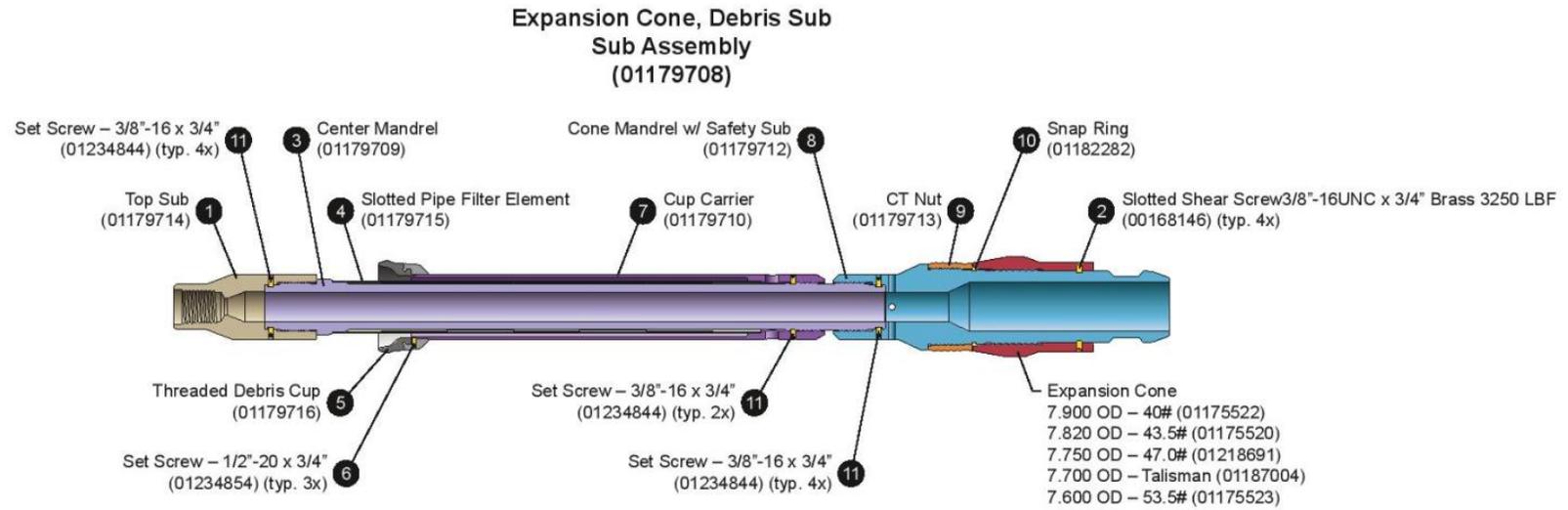


ANEXO No 1.4: SECCIÓN C - SETTING TOOL



Detail "C"

ANEXO No 1.5: CONO DE EXPANSIÓN – CASING PATCH

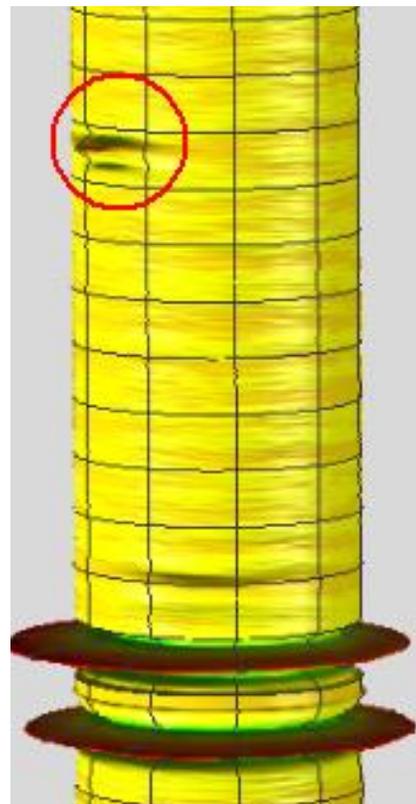
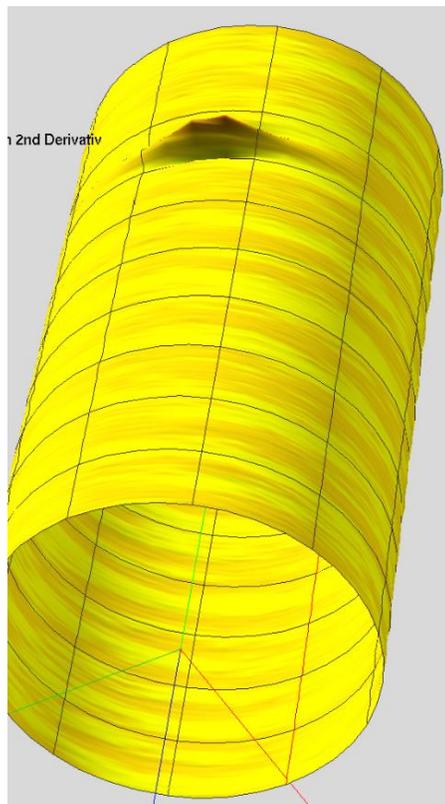


ANEXO No 2

**RESULTADOS DE HERRAMIENTAS DE EVALUACION DE
INTEGRIDAD DE CASING Y TUBING**

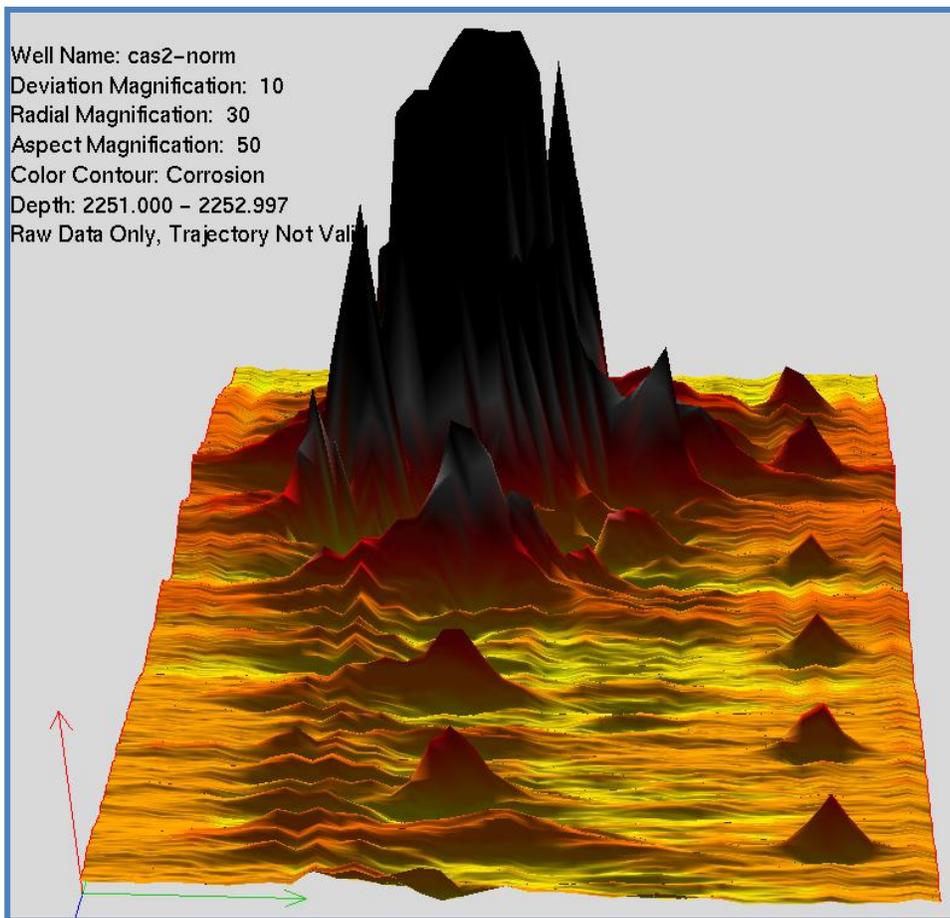
ANEXO No 2.1: EVALUACIÓN DEL CASING MEDIANTE EL CIT**EVALUACIÓN EN CASING
INTERPRETACIÓN DE DATOS CIT**

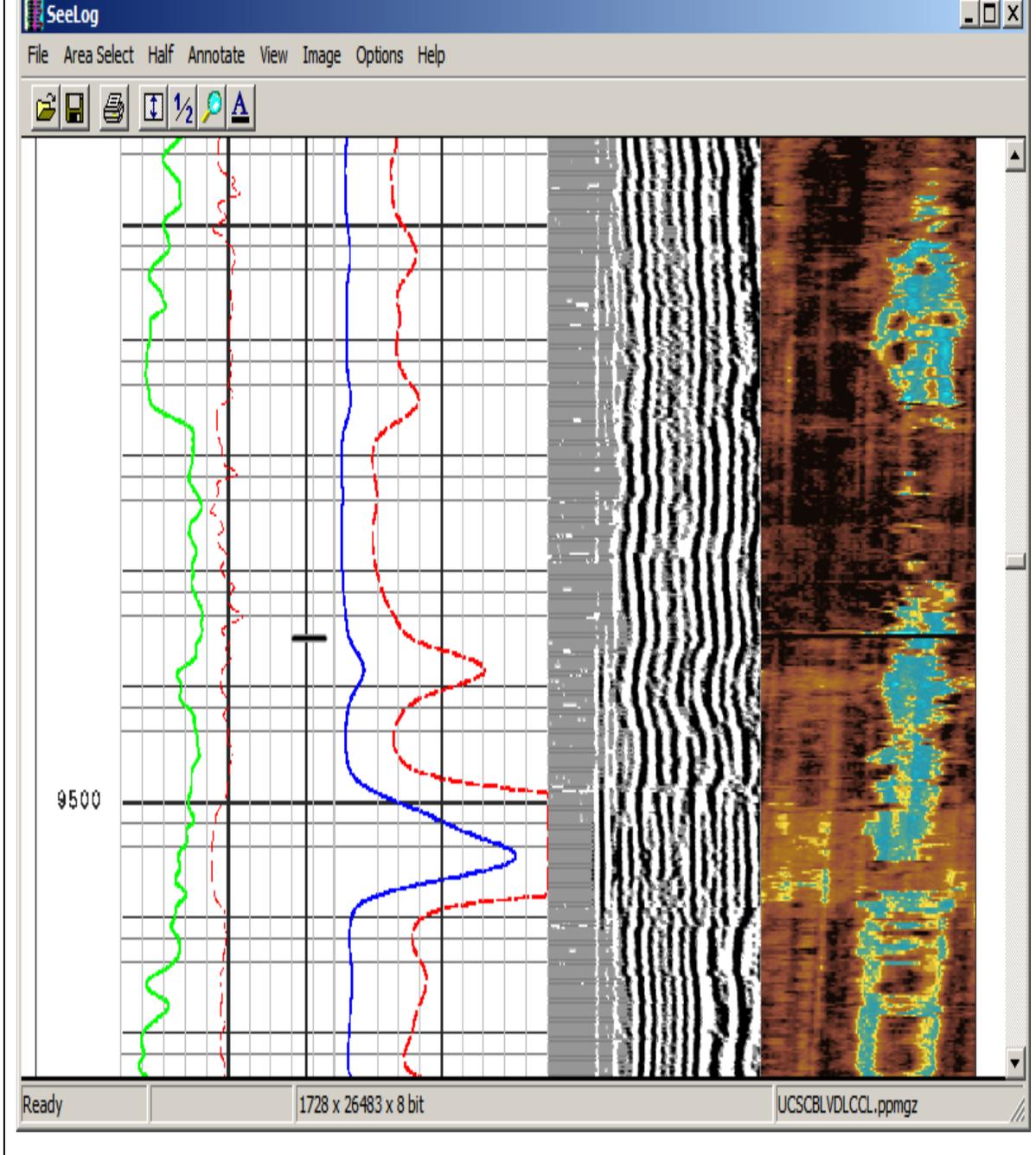
Perforación Aislada: El software detecta el defecto, lo procesa y determina el porcentaje de penetración y geometría del mismo.



ANEXO No 2.2: INTERPRETACION DE DATOS ADQUIRIDOS MEDIANTE EL CIT**EVALUACIÓN EN CASING
INTERPRETACIÓN DE DATOS CIT**

- Perforaciones squeeze con corrosión general
- Multi-Sensor Caliper no "Vio" debido al cemento entre las perforaciones - CIT no es afectado por el cemento.
- El CIT no detecta los materiales no ferrosos y encontrará así los agujeros que pueden ser "tapados" por cemento, fango, arenas, etc.

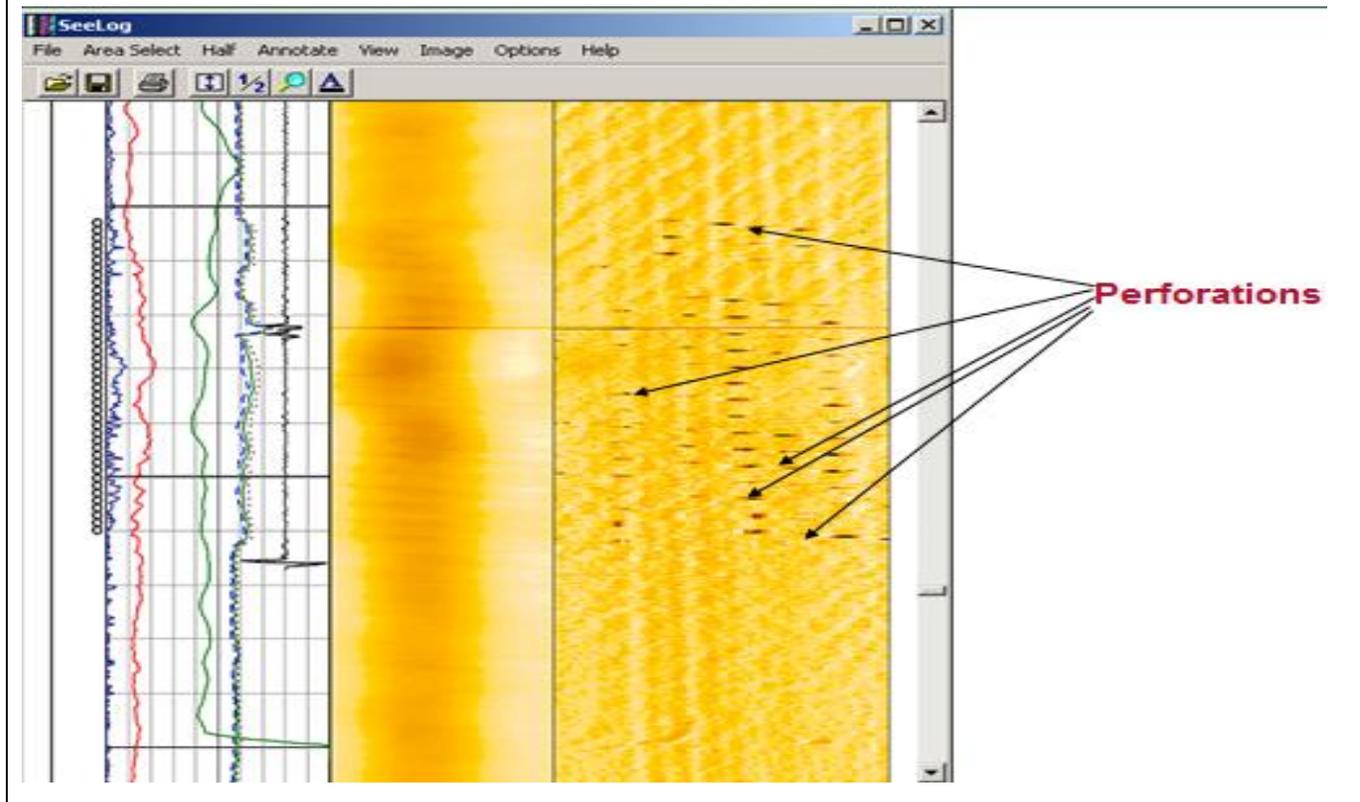


ANEXO No 2.3: REGISTRO CORRIDO EN EL POZO REVESTIDO**EVALUACIÓN EN CASING**
URS – CBL CASED HOLE LOG EXAMPLE.- indicating channels

ANEXO No 2.4: EVALUACIÓN DEL CASING MEDIANTE EL URS

EVALUACIÓN DE CASING - URS

Internal Corrosion log example acquired during a imaging log (72 shots) using a cased-hole head

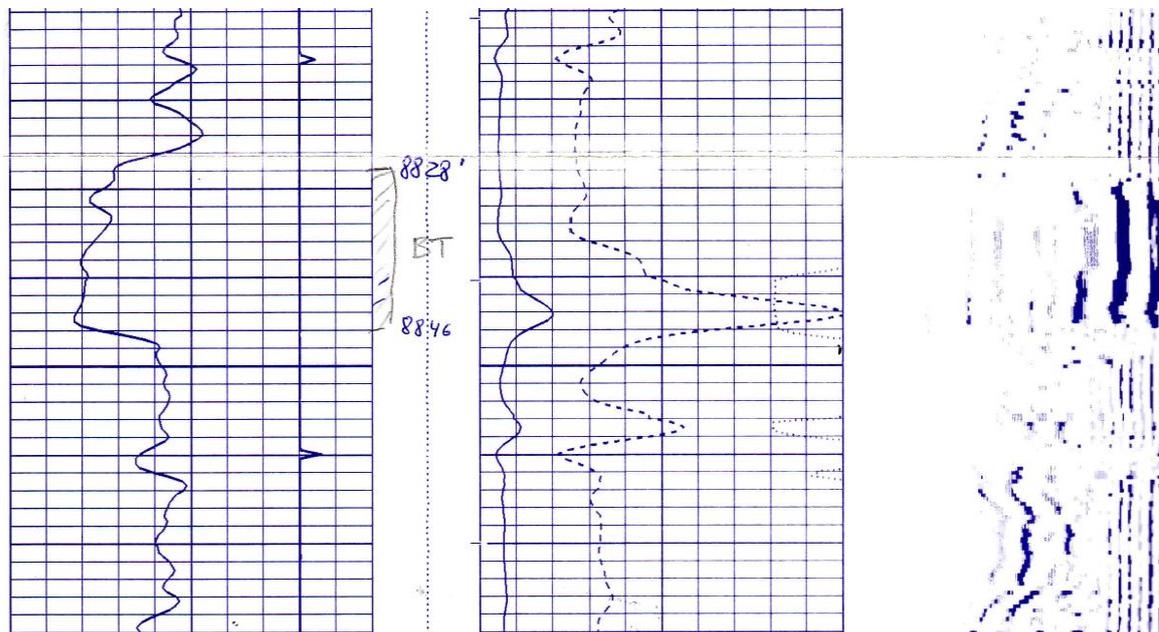
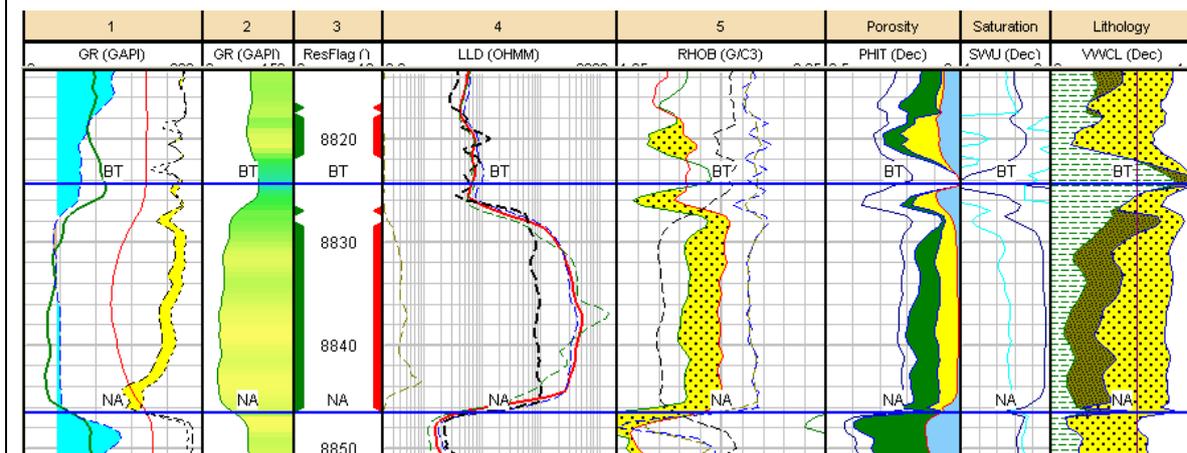


ANEXO No 3

REGISTROS DE POZOS CANDIDATOS

ANEXO No 3.1: REGISTRO ELÉCTRICO-POZOXXX1

**REGISTRO ELÉCTRICO – POZO XXX1
PUNZONAMIENTO DE LA ARENA BASAL TENA**



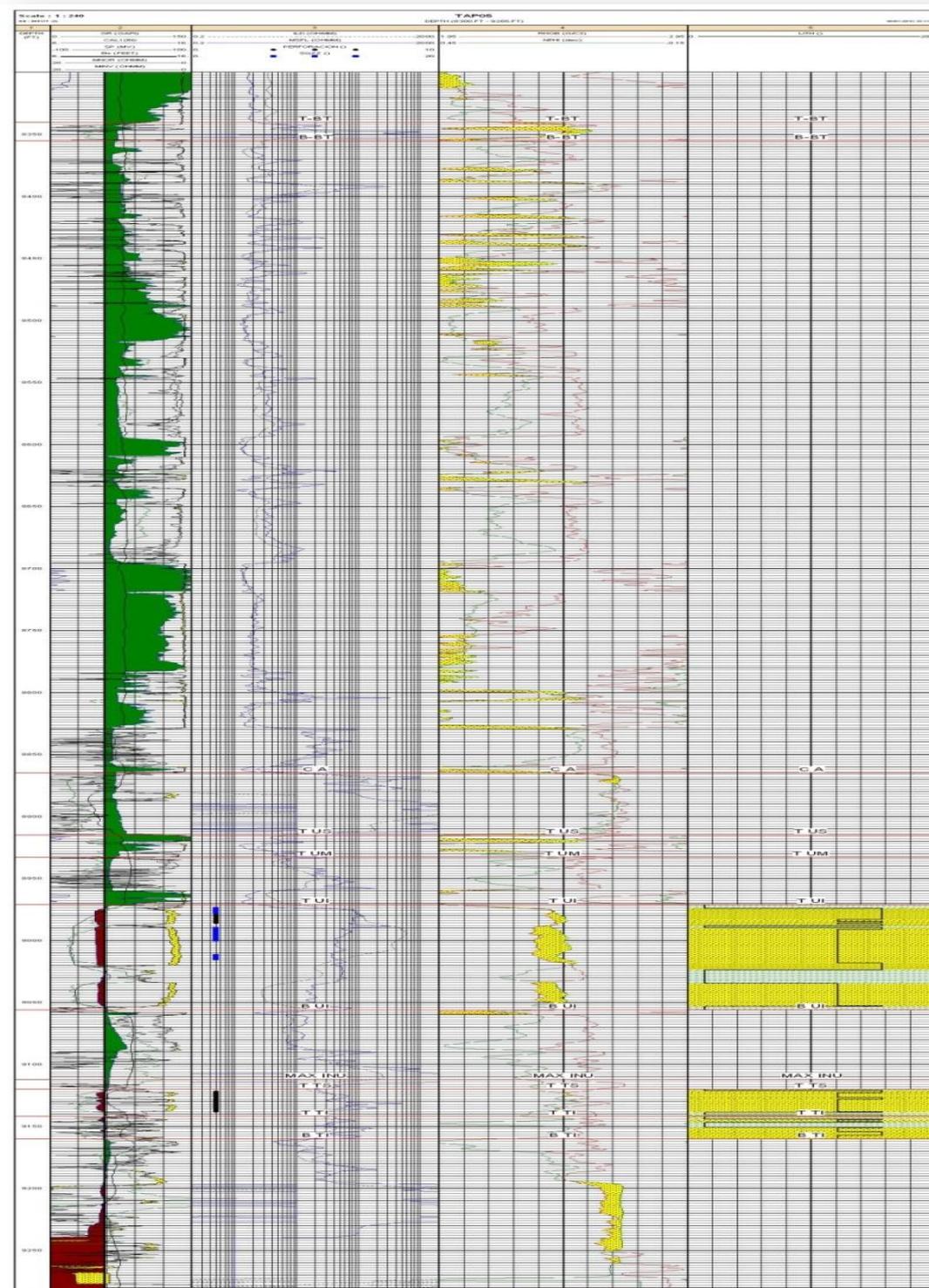
ANEXO No 3.2: TUBERÍA CON PANDEO

**TUBERÍA CON PANDEO – POZO XXX1
INCIDENTE OCURRIDO DURANTE LA OPERACIÓN**



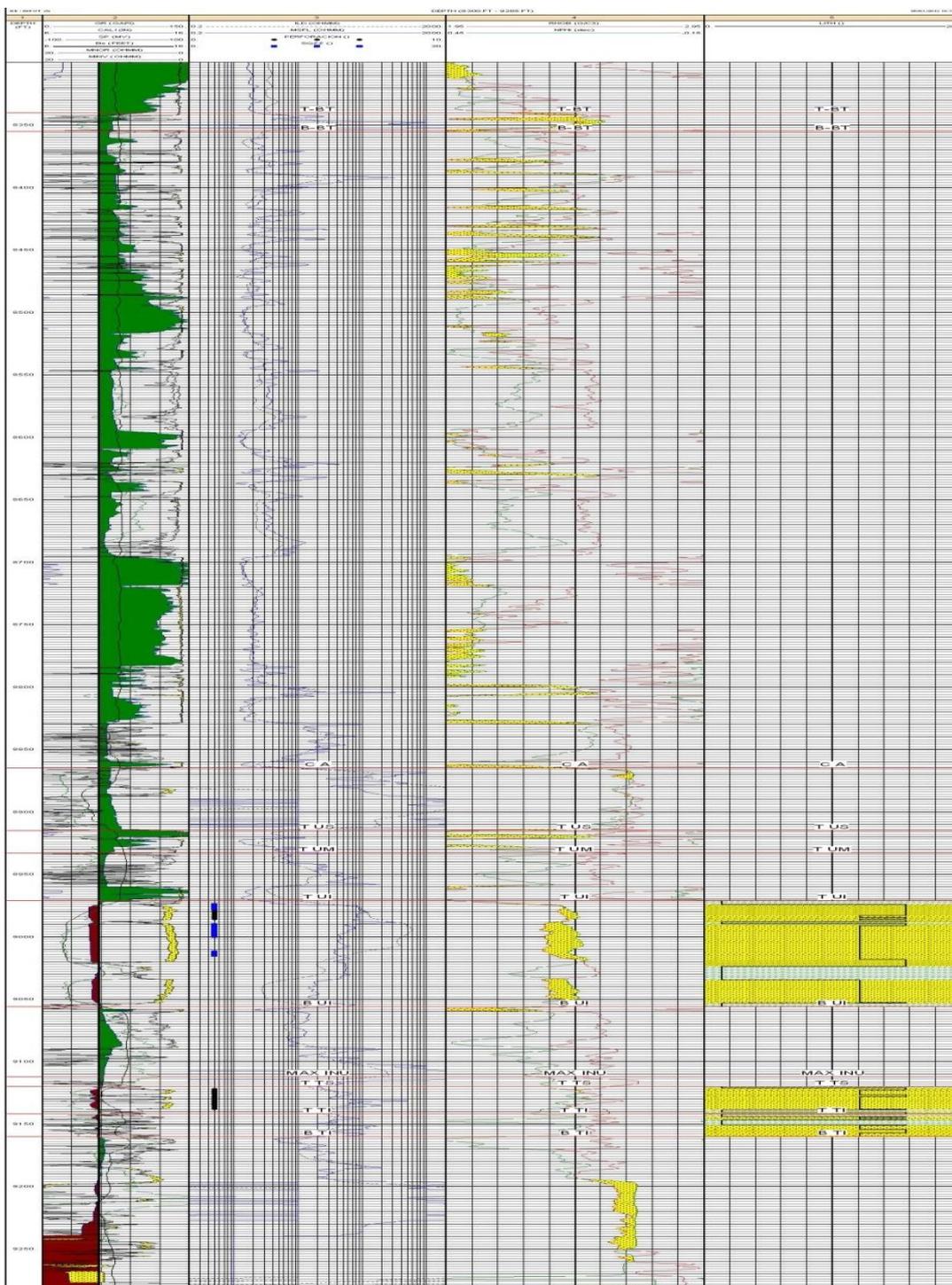
ANEXO No 3.3: REGISTRO ELÉCTRICO-POZOXXX2

REGISTRO ELÉCTRICO - POZO XXX2



ANEXO No 3.4: REGISTRO ELÉCTRICO- POZOXXX3

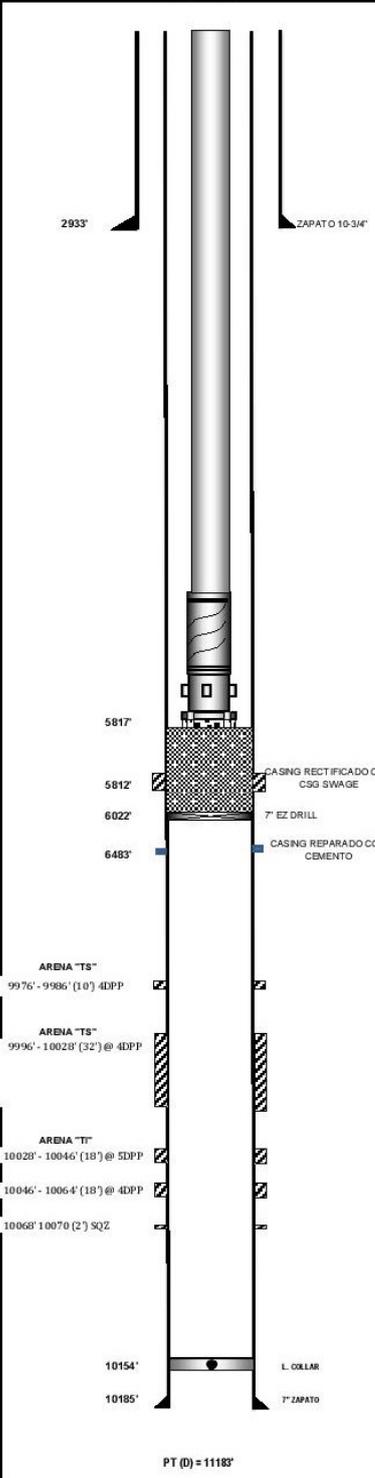
REGISTRO ELÉCTRICO - POZO XXX3
EVALUACIÓN DE ARENA



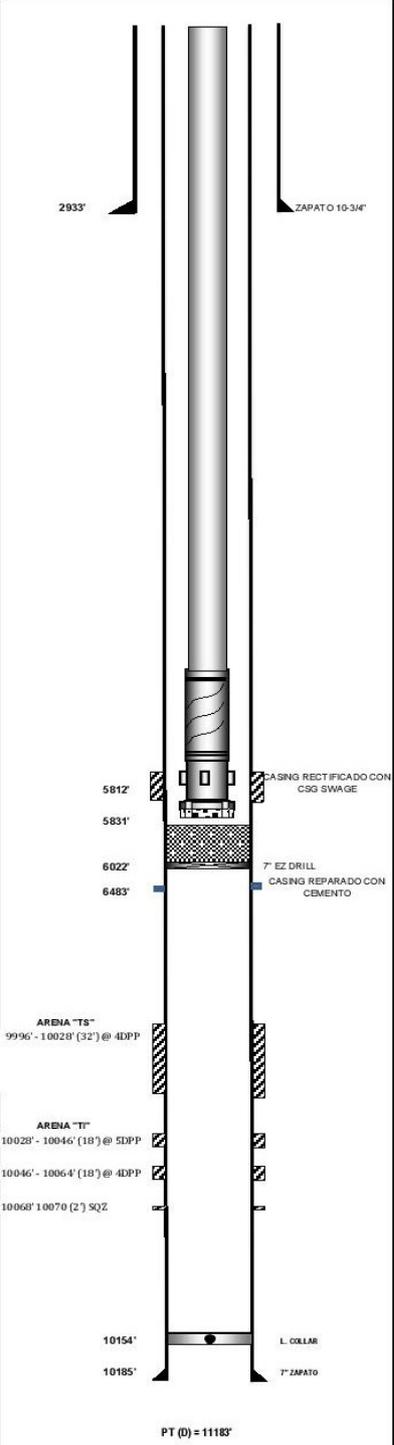
ANEXO No 4

**REPORTES DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO
CANDIDATO XXX2**

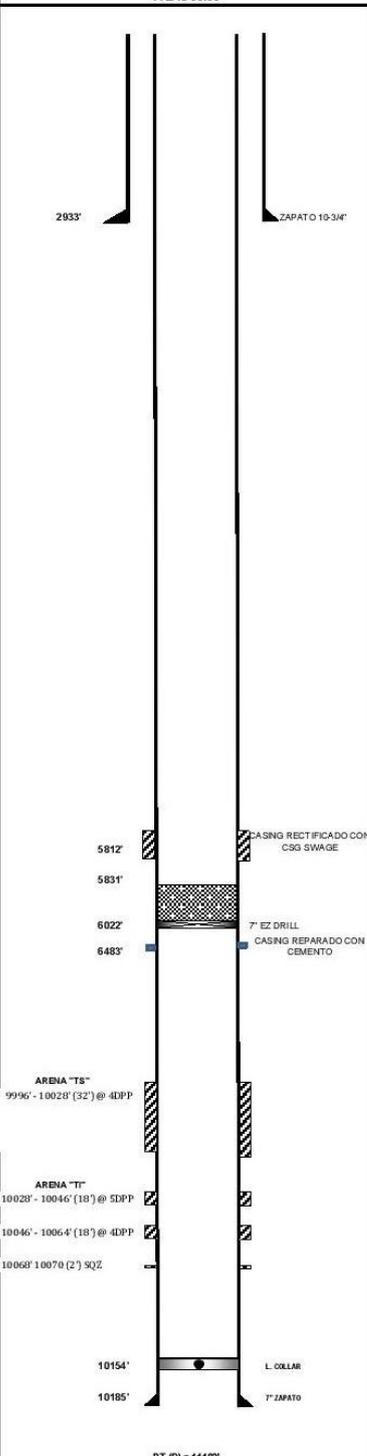
ANEXO No 4.1: BAJANDO BHA MOLEDOR

	REPORTE DIARIO DE RECONDICIONAMIENTO		Código: FOPB02 Revisión: 02 Fecha: 8-Sep-15 Elaborado por: SUPERVISORES DE POZO Revisado por: ASISTENTE DE PERFORACION Aprobado por: JEFE DE PERFORACION	
	Distribución: Intranet			
DIAGRAMA DEL POZO A LAS 06:00	POZO : AUCA 22 REACOND. N° 12 EST. N° PEND EQUIPO N° TRIBOILGAS-104 FECHA: 10-mar-14 DÍAS 7 + HRS 15			
	OBJETIVO : PULLING EQUIPO BES			
	Inicia Operación : 02-mar-14 a las: 15:00 Hrs. Combustible Disponible: 1.040 qhs. Finaliza Operación : a las: Hrs. Usado: 120 qhs.			
	Fluido: ESPECIAL DE CONTROL Peso: 8.3 LPS Problemas en el equipo: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Filtro Trabajando: S11 NOX1 Problemas Clas de Servicios: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>			
	Cambio Filtros: 00-ene-14 Turbidez: 10.0 NTU Tiem. Perd. Hoy: Hrs. Acum. Hrs. Agua Filtrada: BBS Acum. 500 Bbs. Costo Hoy: 24,932.11 Total Acumulado: 251,040.80			
	Pozo Toma Hoy: Bbs. Acum. Bbs. Costo Hoy: 24,932.11 Total Acumulado: 251,040.80			
	Completación en Pozo a las 06:00 : VER DIAGRAMA			
	Velc: T80 2422 - (TBG 104) Herram: Bombeo: Jd: Elem:			
	DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES			
	DE	A	HRS	DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES
	06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES
06:30	08:00	1.5	POZO PRESURIZADO + ESPERANDO POR FRAGUE DE CEMENTO (TAPÓN BALANCEADO), PRESION A LAS 08:00 HRS 200 PSI.	
08:00	14:00	6.0	SACANDO 3 1/2" EUE TUBERIA PUNTA LIBRE CON 3 1/2" NO-GO + LLENANDO EL POZO CADA 20 PARADAS CON 4 BLS.	
14:00	15:00	1.0	ARMANDO BHA MOLEDOR CON: 6" JUNK MILL DE CIA SCHLUMBERGER, 4 3/4" BIT SUB, 4 3/4" (5) DRILL COLLAR, 3 1/2" IF PIN x 3 1/2" EUE BOX X-OVER.	
15:00	00:00	9.0	BAJANDO BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL DE CIA SLB EN 3 1/2" EUE N-80 TBG. MIDIENDO HASTA 5700' + CONTINUA ESPERANDO FRAGUE DE CEMENTO POR RECOMENDACION TEC. DE HALLIBURTON + CONTINUA BAJANDO BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL DE CIA SLB EN 3 1/2" EUE N-80 TBG, MIDIENDO HASTA 5742' (TOPE DE CEMENTO)	
00:00	01:00	1.0	INSTALANDO KELLY SWIVEL EN LA SARTA.	
01:00	06:00	5.0	MOLIENDO CEMENTO DURO CON 6" JUNK MILL DE CIA SLB DESDE 5742' HASTA 5817' (75) CON 2000 LBS DE PESO SOBRE EL JUNK MILL A 3 BPM, 500 PSI EN LA BOMBA, 80 RPM Y 100 LBS-FT DE TORQUE	
			NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES.	
COSTOS \$				
RIG = \$ 8,200.00				
CO-MAN = \$ 500.00				
T&C = \$ 550.00				
DIESEL = \$ 138.00				
HALLIBURTON = \$ 15,544.11 TAPON BALANCEADO PRESURIZADO				
Total Horas 24 TOTAL USD : 24,932.11				
PRÓXIMA OPERACIÓN : CONTINUAR MOLIENDO CEMENTO CON 6" JUNK MILL DE CIA SLB + MOLER 7" TAPÓN EZ DRILL				
OBSERVACIONES DE MEDIO AMBIENTE	TEMA DE REUNION DE SEGURIDAD:	IDENTIFICACION Y CONTROL DE PUNTOS DE ATRAPAMIENTO DE LLAVES DE FUERZA E HIDRAULICA		
ING. LUIS SURIAGA	0702592189	DAVID ORELLANA		
SUPERVISOR	FIRMA	CODIGO	TOOL PUSHER	

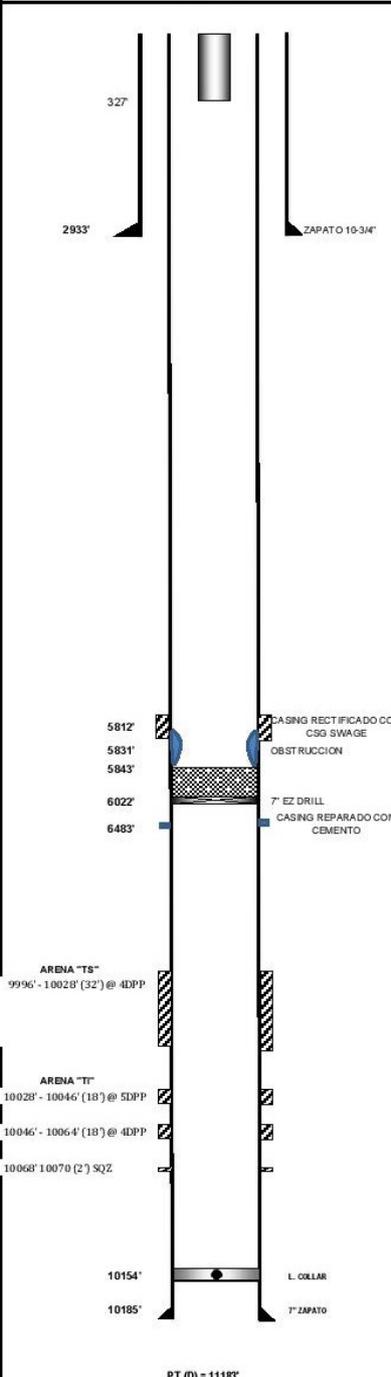
ANEXO No 4.2: MOLIENDO CEMENTO DURO

	REPORTE DIARIO DE REACONDICIONAMIENTO		Código: F04BR-02 Revisión: 30 Fecha: 8-Sep-05 Elaborado por: SUPERVISORES DE POZOS Revisado por: ASISTENTE DE PERFORACION Autorizado por: JEFE DE PERFORACION				
	Distribución: Intranet						
DIAGRAMA DEL POZO A LAS 06:00			POZO : AUCA 22 FECHA: 11-mar-14 REACOND. N° 12 EST. N° PEND EQUIPO N° TRIBOILGAS-104 DIAS 8 + 15 HRS				
			OBJETIVO : PULLING EQUIPO BES				
			Inicia Operación : 02-mar-14 a las: 15:00 Hrs Finaliza Operación : a las: Hrs Combustible Disponible : 900 qlns. Usado: 140 qlns.				
			Fluido: ESPECIAL D E CONTROL Peso: 8.3 LPG Problemas en el equipo: SI NO X Filtro Trabajando: SI NO X Problemas Clas de Servicios: SI NO X Turbidez: 10.0 NTU Tem. Perd. Hoy: Hrs. Acum. Hrs.				
			Agua Filtrada: Bbls Acum. 500 Costo Hoy: Total Acumulado: Pozo Toma Hoy: Bbls Acum.: Bbls: 24,955.11 Bbls: 276,078.91				
			Completación en Pozo a las 06:00 : VER DIAGRAMA				
			Vel: T80 2422 - (T80 104) Herram: Bombeo: Jet: Elem:				
			DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES				
			DE	A	HRS		
			06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES	
			06:30	14:00	7.5	MOLIENDO CEMENTO DURO CON 6" JUNK MILL DE CIA SLB DESDE 5817' HASTA 5843' (26') CON 2000 LBS DE PESO A 3 BPM, 500 PSI, 80 RPM Y 100 LBS-FT DE TORQUE. SACA HASTA 5820' Y RETIRA KELLY SWIVEL + CONECTA EN LA SARTA UN TUBO DE 3-1/2" Y BAJA + ENCUENTRA OBSTRUCCION @ 5831' NO PASA. SE INSTALA KELLY SWIVEL EN LA SARTA + BAJA ROTANDO CON CIRCULACION HASTA 5843' APLICANDO 4000 LBS DE PESO SOBRE JUNK MILL + SACA HASTA 5820'. SE INTENTA BAJAR SIN ROTACION HASTA 5843 SIN EXITO. ENCUENTRA RESTRICCION A 5831'. SE APLICA 5000 LBS DE PESO Y NO PASA + SACA HASTA 5820'. NOTA: SE OBSERVA PRESENCIA DE ARENA Y LIMALLA EN ZARANDA .	
14:00	18:00	4.0	CIRCULANDO EL POZO EN DIRECTA A 5820' HASTA RETORNOS LIMPIOS				
18:00	19:00	1.0	BAJA BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL INTENTANDO PASAR CON ROTACION @ 5831'; SIN EXITO + SACA HASTA 5820'				
19:00	01:00	6.0	CONT. CIRCULANDO EL POZO EN DIRECTA A 5820' HASTA RETORNOS LIMPIOS. NOTA: OBSERVA PRESENCIA DE ARENA EN ZARANDA				
01:00	03:00	2.0	EVACUANDO + LAVANDO TANQUE DE LODOS.				
3:00	6:00	3.0	FILTRANDO 300 BLS DE AGUA FRESCA DE 8.3 @ 7 NTU CON UNIDAD DE FILTRACION DE CIA SWACO + DENSIFICANDO FLUIDO DE 8.3 LPG @ 9.8 LPG CON FORMATO DE SODIO DE CIA MI SWACO.				
NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES.							
COSTOS \$							
RIG = \$ 8,200.00							
CO-MAN = \$ 500.00							
T&C = \$ 550.00							
DIESEL = \$ 161.00							
HALLIBURTON = \$ 15,544.11 TAPON BALANCEADO PRESURIZADO							
Total Horas 24			TOTAL USD : 24,955.11				
PRÓXIMA OPERACIÓN :		CONTINUAR FILTRANDO Y MEZCLANDO FORMATO DE SODIO PARA CAMBIAR FLUIDO + SACAR BHA MOLEDOR.					
OBSERVACIONES DE MEDIO AMBIENTE		TEMA DE REUNION DE SEGURIDAD:	INSPECCIONES DIARIAS DE PASAMANOS Y SEGUROS EN PARTES DEL EQUIPO				
ING. LUIS SURIAGA		0702592189	DAVID ORELLANA				
SUPERVISOR		FIRMA	CODIGO	TOOL PUSHER			

ANEXO No 4.3: DESARMANDO BHA MOLEDOR Y ARMANDO BLOQUE IMPRESOR

	REPORTE DIARIO DE REACONDICIONAMIENTO	Código: F09BES01 Revisión: 25 Fecha: 8-mar-15 Elaborado por: SUPERVISORES DE POZO Revisado por: ASISTENTE DE PERFORACION Aprobado por: JEFE DE PERFORACION																																
	Distribución: Intranet																																	
DIAGRAMA DEL POZO A LAS 06:00	POZO : AUCA 22 FECHA: 12-mar.-14 REACOND. N° 12 EST. N° PEND EQUIPO N° TRIBOILGAS-104 DÍAS 9 + 15 HRS																																	
	OBJETIVO : PULLING EQUIPO BES Inicia Operación : 02-mar.-14 a las: 15:00 Hrs. Finaliza Operación : a las: Hrs. Fluido: ESPECIAL DE CONTROL Peso: 8.3 LPG Problemas en el equipo: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Filtro Trabajando: STI NOXI Problemas Clas. de Servicios: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Cambio Filtros: 09-mar.-14 Turbidez: 70.0 NTU Tiem. Perd. Hoy: Hrs. Acum. Hrs. Agua Filtrada: Bbls Acum.: 500 Bbls Costo Hoy Total Acumulado Pozo Toma Hoy: Bbls Acum.: Bbls 46,088.37 308,520.17 Completación en Pozo a las 06:00 : VER DIAGRAMA																																	
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th>DE</th> <th>A</th> <th>HRS</th> <th>DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>06:00</td> <td>06:30</td> <td>0.5</td> <td>REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES</td> </tr> <tr> <td>06:30</td> <td>12:00</td> <td>5.5</td> <td>CONT. DENSIFICANDO FLUIDO DE 8.3 LPG A 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO DE CIA MI SWACO. QUIMICA UTILIZADA: SE PREPARO UN TOTAL DE 250 BLS DE FLUIDO DE 9.8 LPG CON 640 SXS DE FORMIATO DE SODIO.</td> </tr> <tr> <td>12:00</td> <td>15:00</td> <td>3.0</td> <td>EVACUANDO FLUIDO CONTAMINADO DEL TANQUE BOTA DEL RIG CON VACUUM. TOTAL EVACUADO 450 BLS</td> </tr> <tr> <td>15:00</td> <td>18:00</td> <td>3.0</td> <td>DESPLAZANDO FLUIDO ACTUAL DEL POZO DE 8.3 LPG POR FLUIDO DE 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO. TOTAL DESPLAZADO 201 BLS</td> </tr> <tr> <td>18:00</td> <td>23:00</td> <td>5.0</td> <td>SACANDO BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL EN 3 1/2" EUE TBG LLENANDO EL POZO SU CAPACIDAD NORMAL</td> </tr> <tr> <td>23:00</td> <td>00:00</td> <td>1.0</td> <td>DESARMANDO BHA MOLEDOR CON: 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2" IF PIN X-OVER, 4 3/4" (5) DRILL COLLAR, 4 3/4" BIT SUB, 6" JUNK MILL DE CIA SLB. NOTA: JUNK MILL SE OBSERVA TRABAJADO, SIN TUGSTENO, CON RAYADURAS EN LAS ALETAS, TENIENDO UN DESGASTE DEL 100 %. SE OBSERVA EL ULTIMO DRILL COLLAR CON RAYADURAS, APROXIMADAMENTE 15"</td> </tr> <tr> <td>00:00</td> <td>06:00</td> <td>6.0</td> <td>CIA DYGOIL S/L ARMA EQUIPO Y BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2" HASTA 5831' + TOMA IMPRESION Y SACA. OBSERVANDO UNA DEFORMACION ENTRE LA PARTE PLANA Y LATERAL DEL BLOQUE IMPRESOR, POSIBLEMENTE DE ALGUNA PUNTA QUE SOBRESALE EN CSG DE 7". REALIZANDO SEGUNDA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 4 1/2" BAJANDO HASTA 5831', NO PASA + SACA. OBSERVANDO EN TODO EL CONITORNO DEL BLOQUE IMPRESOR UNA REDUCCION EN EL DIAMETRO INTERNO DEL CSG DE 7". POSIBLEMENTE SE FORMO UN COLAPSO. REALIZANDO TERCERA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 2 3/4" BAJANDO HASTA 5832', NO PASA + SACA. OBSERVANDO MARCA EN CONITORNO DE BLOQUE IMPRESOR Y REDUCCION DEL CSG DE 7". POSIBLEMETE SE FORMO UN COLAPSO</td> </tr> </tbody> </table>		DE	A	HRS	DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES	06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES	06:30	12:00	5.5	CONT. DENSIFICANDO FLUIDO DE 8.3 LPG A 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO DE CIA MI SWACO. QUIMICA UTILIZADA: SE PREPARO UN TOTAL DE 250 BLS DE FLUIDO DE 9.8 LPG CON 640 SXS DE FORMIATO DE SODIO.	12:00	15:00	3.0	EVACUANDO FLUIDO CONTAMINADO DEL TANQUE BOTA DEL RIG CON VACUUM. TOTAL EVACUADO 450 BLS	15:00	18:00	3.0	DESPLAZANDO FLUIDO ACTUAL DEL POZO DE 8.3 LPG POR FLUIDO DE 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO. TOTAL DESPLAZADO 201 BLS	18:00	23:00	5.0	SACANDO BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL EN 3 1/2" EUE TBG LLENANDO EL POZO SU CAPACIDAD NORMAL	23:00	00:00	1.0	DESARMANDO BHA MOLEDOR CON: 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2" IF PIN X-OVER, 4 3/4" (5) DRILL COLLAR, 4 3/4" BIT SUB, 6" JUNK MILL DE CIA SLB. NOTA: JUNK MILL SE OBSERVA TRABAJADO, SIN TUGSTENO, CON RAYADURAS EN LAS ALETAS, TENIENDO UN DESGASTE DEL 100 %. SE OBSERVA EL ULTIMO DRILL COLLAR CON RAYADURAS, APROXIMADAMENTE 15"	00:00	06:00	6.0	CIA DYGOIL S/L ARMA EQUIPO Y BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2" HASTA 5831' + TOMA IMPRESION Y SACA. OBSERVANDO UNA DEFORMACION ENTRE LA PARTE PLANA Y LATERAL DEL BLOQUE IMPRESOR, POSIBLEMENTE DE ALGUNA PUNTA QUE SOBRESALE EN CSG DE 7". REALIZANDO SEGUNDA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 4 1/2" BAJANDO HASTA 5831', NO PASA + SACA. OBSERVANDO EN TODO EL CONITORNO DEL BLOQUE IMPRESOR UNA REDUCCION EN EL DIAMETRO INTERNO DEL CSG DE 7". POSIBLEMENTE SE FORMO UN COLAPSO. REALIZANDO TERCERA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 2 3/4" BAJANDO HASTA 5832', NO PASA + SACA. OBSERVANDO MARCA EN CONITORNO DE BLOQUE IMPRESOR Y REDUCCION DEL CSG DE 7". POSIBLEMETE SE FORMO UN COLAPSO
	DE	A	HRS	DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES																														
	06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES																														
	06:30	12:00	5.5	CONT. DENSIFICANDO FLUIDO DE 8.3 LPG A 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO DE CIA MI SWACO. QUIMICA UTILIZADA: SE PREPARO UN TOTAL DE 250 BLS DE FLUIDO DE 9.8 LPG CON 640 SXS DE FORMIATO DE SODIO.																														
	12:00	15:00	3.0	EVACUANDO FLUIDO CONTAMINADO DEL TANQUE BOTA DEL RIG CON VACUUM. TOTAL EVACUADO 450 BLS																														
	15:00	18:00	3.0	DESPLAZANDO FLUIDO ACTUAL DEL POZO DE 8.3 LPG POR FLUIDO DE 9.8 LPG CON FORMIATO DE SODIO. TOTAL DESPLAZADO 201 BLS																														
	18:00	23:00	5.0	SACANDO BHA MOLEDOR CON 6" JUNK MILL EN 3 1/2" EUE TBG LLENANDO EL POZO SU CAPACIDAD NORMAL																														
	23:00	00:00	1.0	DESARMANDO BHA MOLEDOR CON: 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2" IF PIN X-OVER, 4 3/4" (5) DRILL COLLAR, 4 3/4" BIT SUB, 6" JUNK MILL DE CIA SLB. NOTA: JUNK MILL SE OBSERVA TRABAJADO, SIN TUGSTENO, CON RAYADURAS EN LAS ALETAS, TENIENDO UN DESGASTE DEL 100 %. SE OBSERVA EL ULTIMO DRILL COLLAR CON RAYADURAS, APROXIMADAMENTE 15"																														
	00:00	06:00	6.0	CIA DYGOIL S/L ARMA EQUIPO Y BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2" HASTA 5831' + TOMA IMPRESION Y SACA. OBSERVANDO UNA DEFORMACION ENTRE LA PARTE PLANA Y LATERAL DEL BLOQUE IMPRESOR, POSIBLEMENTE DE ALGUNA PUNTA QUE SOBRESALE EN CSG DE 7". REALIZANDO SEGUNDA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 4 1/2" BAJANDO HASTA 5831', NO PASA + SACA. OBSERVANDO EN TODO EL CONITORNO DEL BLOQUE IMPRESOR UNA REDUCCION EN EL DIAMETRO INTERNO DEL CSG DE 7". POSIBLEMENTE SE FORMO UN COLAPSO. REALIZANDO TERCERA CORRIDA CON BLOQUE IMPRESOR DE 2 3/4" BAJANDO HASTA 5832', NO PASA + SACA. OBSERVANDO MARCA EN CONITORNO DE BLOQUE IMPRESOR Y REDUCCION DEL CSG DE 7". POSIBLEMETE SE FORMO UN COLAPSO																														
 																																		
 																																		
NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES.																																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th colspan="2">COSTOS \$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RIG =</td> <td>\$ 8,200.00</td> </tr> <tr> <td>CO-MAN =</td> <td>\$ 500.00</td> </tr> <tr> <td>TGC =</td> <td>\$ 550.00</td> </tr> <tr> <td>DESEL =</td> <td>\$ 92.00</td> </tr> <tr> <td>MI SWACO =</td> <td>\$ 9,846.37 UNIDAD DE FILTRACION</td> </tr> <tr> <td>MI SWACO =</td> <td>\$ 26,880.00 FORMIATO DE SODIO</td> </tr> <tr> <td>Total Horas : 24</td> <td>TOTAL USD : 46,088.37</td> </tr> </tbody> </table>		COSTOS \$		RIG =	\$ 8,200.00	CO-MAN =	\$ 500.00	TGC =	\$ 550.00	DESEL =	\$ 92.00	MI SWACO =	\$ 9,846.37 UNIDAD DE FILTRACION	MI SWACO =	\$ 26,880.00 FORMIATO DE SODIO	Total Horas : 24	TOTAL USD : 46,088.37																	
COSTOS \$																																		
RIG =	\$ 8,200.00																																	
CO-MAN =	\$ 500.00																																	
TGC =	\$ 550.00																																	
DESEL =	\$ 92.00																																	
MI SWACO =	\$ 9,846.37 UNIDAD DE FILTRACION																																	
MI SWACO =	\$ 26,880.00 FORMIATO DE SODIO																																	
Total Horas : 24	TOTAL USD : 46,088.37																																	
PRÓXIMA OPERACIÓN : COORDINAR CON INGENIERIA AUCA PRÓXIMA OPERACIÓN A REALIZARSE																																		
OBSERVACIONES DE MEDIO AMBIENTE	TEMA DE REUNION DE SEGURIDAD: UBICACIÓN Y USO DE EQUIPOS CONTRA INCENDIOS																																	
ING. LUIS SURIAGA	0702592189																																	
SUPERVISOR	DAVID ORELLANA																																	
FIRMA	CODIGO																																	
TOOL PUSHER	CODIGO																																	

ANEXO No 4.4: OBSTRUCCIÓN PRESENTE A 5831'

	REPORTE DIARIO DE REACONDICIONAMIENTO		Código: FOPBR-02 Revisión: 20 Fecha: 05-05 Elaborado por: SUPERVISORES DE POZO Revisado por: ASISTENTE DE REFORACION Aprobado por: EFE DE PERFORACION																																																
	Ubicación: Intranal																																																		
DIAGRAMA DEL POZO A LAS 06:00	POZO : AUCA 22 REACOND. N° 12 EST. N° PEND EQUIPO N° TRIBOILGAS-104 FECHA: 13-mar-14		DÍAS 10 + 15 HRS																																																
	OBJETIVO : PULLING EQUIPO BES																																																		
	Inicia Operación : 02-mar-14 a las: 15:00 Hrs. Combustible Disponible: 720 q.lns. Finaliza Operación : a las: Hrs. Usado: 100 q.lns.																																																		
	Fluido: ESPECIAL DE CONTROL Peso: 8.3 LPG Problemas en el equipo: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Filtro Trabajando: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Problemas Clas de Servicios: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> Cambio Filtros: 09-ene-14 Turbidez: 70.0 NTU Tem. Perd. Hoy: Hrs. Acum. Hrs.																																																		
	Agua Filtrada: Bbls Acum. 500 Bbls Costo Hoy: Total Acumulado: Pozo Toma Hoy: Bbls Acum. 13,919.48 320,439.85																																																		
	Completación en Pozo a las 06:00 : VER DIAGRAMA																																																		
	Veh: T80 242- (TBG 104) Herram: Bombeo: Jet: Elem:																																																		
	<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>DE</th> <th>A</th> <th>HRS</th> <th>DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>06:00</td> <td>06:30</td> <td>0.5</td> <td>REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES</td> </tr> <tr> <td>06:30</td> <td>08:00</td> <td>1.5</td> <td>CIA DYGOIL SLICK LINE BAJA SAND BAILER DE 1-5/8" HASTA 5832. HERRAMIENTA NO PASA + SACA Y DESARMA EQUIPO.</td> </tr> <tr> <td>08:00</td> <td>10:00</td> <td>2.0</td> <td>DESARMANDO (5) DRILL COLLAR DE 4 3/4" Y BAJA A LOS CABALLETES.</td> </tr> <tr> <td>10:00</td> <td>12:00</td> <td>2.0</td> <td>RETIRANDO KELLY SWVEL DE LA TORRE.</td> </tr> <tr> <td>12:00</td> <td>16:00</td> <td>4.0</td> <td>BAJANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE HASTA 5500'</td> </tr> <tr> <td>16:00</td> <td>00:00</td> <td>8.0</td> <td>SACANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO POR TUBO + LLENANDO EL POZO CON 4 BLS CADA 40 TUBOS. NOTA: POZO QUEDA CON 10 TUBOS DE 3 1/2" CLASE "B"</td> </tr> <tr> <td>00:00</td> <td>01:00</td> <td>1.0</td> <td>INSTALA EN LA SARTA TUBING HANGER DE 7" x 3 1/2" EUE + ASIENTA. OK.</td> </tr> <tr> <td>01:00</td> <td>04:00</td> <td>3.0</td> <td>DESARMANDO + RETIRANDO BOP DE 11" X 5M + ADAPTER DE 11" X 5M X 7 1/16" X 3M PSI</td> </tr> <tr> <td>04:00</td> <td>06:00</td> <td>2.0</td> <td>ARMANDO CABEZAL 7 1/16" x 5M PSI DE CIA MISSION PETROLEUM</td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;"> POR DISPOSICION DE OPERACIONES AUCA SE SUSPENDE TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO EN POZO AUCA - 22 EL 13 DE MARZO DEL 2014 A LAS 6:00 HRS </td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;"> NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES. </td> </tr> </tbody> </table>			DE	A	HRS	DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES	06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES	06:30	08:00	1.5	CIA DYGOIL SLICK LINE BAJA SAND BAILER DE 1-5/8" HASTA 5832. HERRAMIENTA NO PASA + SACA Y DESARMA EQUIPO.	08:00	10:00	2.0	DESARMANDO (5) DRILL COLLAR DE 4 3/4" Y BAJA A LOS CABALLETES.	10:00	12:00	2.0	RETIRANDO KELLY SWVEL DE LA TORRE.	12:00	16:00	4.0	BAJANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE HASTA 5500'	16:00	00:00	8.0	SACANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO POR TUBO + LLENANDO EL POZO CON 4 BLS CADA 40 TUBOS. NOTA: POZO QUEDA CON 10 TUBOS DE 3 1/2" CLASE "B"	00:00	01:00	1.0	INSTALA EN LA SARTA TUBING HANGER DE 7" x 3 1/2" EUE + ASIENTA. OK.	01:00	04:00	3.0	DESARMANDO + RETIRANDO BOP DE 11" X 5M + ADAPTER DE 11" X 5M X 7 1/16" X 3M PSI	04:00	06:00	2.0	ARMANDO CABEZAL 7 1/16" x 5M PSI DE CIA MISSION PETROLEUM	POR DISPOSICION DE OPERACIONES AUCA SE SUSPENDE TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO EN POZO AUCA - 22 EL 13 DE MARZO DEL 2014 A LAS 6:00 HRS				NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES.			
	DE	A	HRS	DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES																																															
	06:00	06:30	0.5	REUNION DE SEGURIDAD + RIG SERVICES																																															
	06:30	08:00	1.5	CIA DYGOIL SLICK LINE BAJA SAND BAILER DE 1-5/8" HASTA 5832. HERRAMIENTA NO PASA + SACA Y DESARMA EQUIPO.																																															
08:00	10:00	2.0	DESARMANDO (5) DRILL COLLAR DE 4 3/4" Y BAJA A LOS CABALLETES.																																																
10:00	12:00	2.0	RETIRANDO KELLY SWVEL DE LA TORRE.																																																
12:00	16:00	4.0	BAJANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE HASTA 5500'																																																
16:00	00:00	8.0	SACANDO 3 1/2" EUE TBG PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO POR TUBO + LLENANDO EL POZO CON 4 BLS CADA 40 TUBOS. NOTA: POZO QUEDA CON 10 TUBOS DE 3 1/2" CLASE "B"																																																
00:00	01:00	1.0	INSTALA EN LA SARTA TUBING HANGER DE 7" x 3 1/2" EUE + ASIENTA. OK.																																																
01:00	04:00	3.0	DESARMANDO + RETIRANDO BOP DE 11" X 5M + ADAPTER DE 11" X 5M X 7 1/16" X 3M PSI																																																
04:00	06:00	2.0	ARMANDO CABEZAL 7 1/16" x 5M PSI DE CIA MISSION PETROLEUM																																																
POR DISPOSICION DE OPERACIONES AUCA SE SUSPENDE TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO EN POZO AUCA - 22 EL 13 DE MARZO DEL 2014 A LAS 6:00 HRS																																																			
NOTA: TANQUE BOTA DE "TRIBOILGAS" QUEDA EN EL POZO AUCA 03 A CARGO DE OPERACIONES.																																																			
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">COSTOS \$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RIG =</td> <td>\$ 8,200.00</td> </tr> <tr> <td>CO-MAN =</td> <td>\$ 500.00</td> </tr> <tr> <td>T&C =</td> <td>\$ 550.00</td> </tr> <tr> <td>DESEL =</td> <td>\$ 115.00</td> </tr> <tr> <td>DYGOIL =</td> <td>\$ 741.94 BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2", 4 1/2" Y 2 7/8"</td> </tr> <tr> <td>BAKER =</td> <td>\$ 2,613.60 SAND BALKER</td> </tr> <tr> <td>WEATHERFORD =</td> <td>\$ 1,198.94 FAST DRILL</td> </tr> <tr> <td>Total Horas</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD :</td> <td>13,919.48</td> </tr> </tbody> </table>			COSTOS \$		RIG =	\$ 8,200.00	CO-MAN =	\$ 500.00	T&C =	\$ 550.00	DESEL =	\$ 115.00	DYGOIL =	\$ 741.94 BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2", 4 1/2" Y 2 7/8"	BAKER =	\$ 2,613.60 SAND BALKER	WEATHERFORD =	\$ 1,198.94 FAST DRILL	Total Horas	24	TOTAL USD :	13,919.48																													
COSTOS \$																																																			
RIG =	\$ 8,200.00																																																		
CO-MAN =	\$ 500.00																																																		
T&C =	\$ 550.00																																																		
DESEL =	\$ 115.00																																																		
DYGOIL =	\$ 741.94 BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 5 1/2", 4 1/2" Y 2 7/8"																																																		
BAKER =	\$ 2,613.60 SAND BALKER																																																		
WEATHERFORD =	\$ 1,198.94 FAST DRILL																																																		
Total Horas	24																																																		
TOTAL USD :	13,919.48																																																		
PRÓXIMA OPERACIÓN : DESARMAR SUB ESTRUCTURA + BAJAR TORRE + EVACUAR FLUIDO DE LOS TANQUES + DESARMAR LINEAS.																																																			
OBSERVACIONES DE MEDIO AMBIENTE	TEMA DE REUNION DE SEGURIDAD:	DIFUSION DE ATS DE DESARMADA DE SUB ESTRUCTURA + BAJAR LA TORRE																																																	
ING. LUIS SURIAGA	0702592189	DAVID ORELLANA																																																	
SUPERVISOR	FIRMA	CODIGO																																																	
		TOOL PUSHER																																																	

ANEXO No 5

COSTOS DE INSTALACIÓN DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

**ANEXO No 5.1: COSTO DE INSTALACIÓN DE 110 FT DEL PARCHE PARA
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

			COSTO UNITARIO	TOTAL
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Minimum Installation 20 ft	EA	5	\$50000	\$250000
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER additional footage (profundidad en ft adicional)	FT	10	\$350	\$3500
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Rental Day Charges (yard/site) (Cargos por día de alquiler (patio / sitio))	d	3	\$2000	\$6000
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Primary Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	2	\$12500	\$25000
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Backup Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	1	\$12500	\$12500
			TOTAL	\$297000

**ANEXO No 5.2: COSTO DE INSTALACIÓN DE 20 FT DEL PARCHE PARA
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

			COSTO
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Minimum Installation 20 ft	EA	1	\$50000
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER additional footage (profundidad en ft adicional)	FT	10	\$350
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Rental Day Charges (yard/site) (Cargos por día de alquiler (patio / sitio))	d	1	\$2000
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Primary Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	1	\$12500
5 ½" x 7" METALSKIN CASEHOLE LINER Backup Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	1	\$12500
TOTAL			\$77350

ANEXO No 5.3: COSTO DE INSTALACIÓN DE 20 FT DEL PARCHE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

						Costo Unitario	Total
NWFTD.25.1.1.1-1	WSE.1.1.1	L	3-1/2" x 4-1/2" METALSKIN CASEHOLE LINER Minimum Installation 20 ft	EA	1	\$50,000.00	\$50,000.00
NWFTD.25.1.1.2-1	WSE.1.1.2	L	3-1/2" x 4-1/2" METALSKIN CASEHOLE LINER additional footage	FT	0	\$350.00	\$0.00
NWFTD.25.1.1.3-1	WSE.1.1.3	L	3-1/2" x 4-1/2" METALSKIN CASEHOLE LINER Rental Day charges (yard/site)	d	1	\$2,000.00	\$2,000.00
NWFTD.25.1.1.4-1	WSE.1.1.4	L	3-1/2" x 4-1/2" METALSKIN CASEHOLE LINER Primary Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	1	\$12,500.00	\$12,500.00
NWFTD.25.1.1.5-1	WSE.1.1.5	L	3-1/2" x 4-1/2" METALSKIN CASEHOLE LINER Backup Expansion Tool Rental Package of 5 days	EA	0	\$12,500.00	\$0.00
						TOTAL	\$64,500.00

ANEXO No 6

**RESULTADOS REALES DE LA APLICACIÓN DEL
PARCHE**



Weatherford®

REAL RESULTS

MetalSkin® Solid Expandable Cased-Hole Liner System Isolates Damaged Casing, Preserves Hole Size, Puts Well Back on Production

Objectives

- Remove completion from, and clean up, an oil well so that production could resume.
- Isolate the damaged zone of casing, and prevent further corrosion from the high-carbon-dioxide downhole environment.

Results

- Installation of the *MetalSkin* system successfully isolated the damaged zone.
- The compliant expansion capability of the system eliminated the base casing/expandable casing annulus, which prevented the trapping of any fluids that could cause corrosion.
- The well was returned to production.

Value to Client

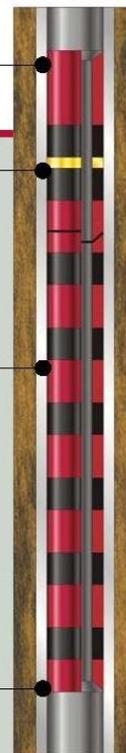
- Use of the *MetalSkin* system isolated the problem zone, preserved the maximum diameter post-expansion throughbore possible, provided protection against further corrosion, and enabled the operator put the well back on production.

5 1/2- x 7-in. *MetalSkin* expandable liner hanger, expanded top at 3,876 ft (1,181 m)

C-ring hanger, with 70D NBR elastomers above and below, at 3,880 ft (1,183 m)

Casing damaged between 3,900 and 4,200 ft (1,189 and 1,280 m)

5 1/2- x 7-in. *MetalSkin* expandable liner hanger, expanded bottom at 4,232 ft (1,290 m)



Location
Venezuela

Well Type
Oil producing

Casing
7 in., 23 lb/ft

Expansion Pressures and Forces

- C-ring: 1,700 PSI (11,721 kPa)
- Expandable liner hanger: 2,000 PSI (13,790 kPa)
- *MetalSkin* integral joint: 1,900 PSI (13,100 kPa)
- Average upward expansion force: 13,000 to 15,000 lbf (57,827 to 66,723 N)
- Expansion torque at surface: 4,000 ft-lb (5,423 N•m)

Products/Services
MetalSkin cased-hole liner system

Weatherford International Ltd.
515 Post Oak Blvd., Suite 600
Houston, Texas 77027 USA
Tel: 713-693-4000
www.weatherford.com

Weatherford
Pat York, Global Product Line Manager
Solid Expandables
pat.york@weatherford.com

Weatherford products and services are subject to the Company's standard terms and conditions, available on request or at www.weatherford.com. For more information contact an authorized Weatherford representative. Unless noted otherwise, trademarks and service marks herein are the property of Weatherford. Specifications are subject to change without notice.

© 2006 Weatherford. All rights reserved.
Real Result RR1881.00