



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"Optimización Técnica Operativa de un Taladro de
Reacondicionamiento (WORKOVER) en Base a su Capacidad de
Trabajo en HP"

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN

Proyecto de Graduación

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Alexandra Patricia Gaviño González

César Andrés Venegas Fernández

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

A Dios, mis Padres, hermanos por su gran amor y abnegación, mi familia, al Ing. César Venegas y familia que a diario cuidó de nuestro bienestar. Especialmente a mi asesor docente Ing. Xavier Vargas G. que compartió sus conocimientos, experiencias profesionales y su apoyo incondicional durante mi carrera profesional. Al Ing. Byron Apolo S. e Ing. Joao Soto, quienes estuvieron presentes con su profesionalismo en el desarrollo de proyecto. A las Empresas ROTRUCORP S.A. y DYGOIL S.A. A todas mis amistades, sobre todo a mi gran amigo y hermano Cesar Venegas que Dios lo bendiga.

Alexandra Patricia

DEDICATORIA

A mis Padres Ing. José Gaviño y Fanny González por brindarme amor e impartirme sus sabios consejos y educación, a mis hermanos José Adolfo y Pablo por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida, a mis familiares por estar pendientes de mi bienestar, mis grandes amigos, compañeros y profesores de la ESPOL que hicieron de mi vida universitaria una Escuela de Vida para cumplir tan anhelado sueño, ser Ingeniera en Petróleo.

Alexandra Patricia

AGRADECIMIENTO

A mi Mamá por su gran amor y apoyo incondicional a lo largo de este camino, a mi Padre por su paciencia y amplios conocimientos impartidos desde el comienzo hasta el final de este trabajo, a todos los que contribuyeron para que culminemos con éxito este objetivo; especialmente a nuestro Director de Proyecto, el Ing. Xavier Vargas Gutiérrez que impartió sus conocimientos y experiencia laboral, al Ing. Byron Apolo S. por su valioso aporte en la elaboración de este trabajo y a los Padres de Patty por el apoyo brindado en la culminación de éste Proyecto.

César Andrés

DEDICATORIA

A mi madre por su gran amor, por haber cultivado en mí los valores que hoy en día practico y me ayudaron a conseguir este objetivo, y por ser un pilar importante en mi vida. A mi Padre por sus sabios consejos que me han sido de gran ayuda y transmitirme sus conocimientos a lo largo de mi vida y formación académica. A ti Patty mi compañera, mi amiga que juntos culminamos este trabajo. Espero poder devolverles este sacrificio, siendo un excelente profesional y una mejor persona.

César Andrés

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Dra. Elizabeth Peña Carpio
DECANA DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Xavier Vargas
Gutiérrez M.Sc.
DIRECTOR PROYECTO
GRADUACIÓN

Ing. Alberto Galarza R.
VOCAL

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido desarrollado en el presente Trabajo Final de Graduación me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Alexandra Patricia
Gaviño González

César Andrés
Venegas Fernández

RESUMEN

La esencia de éste trabajo se fundamenta en hacer un análisis por menorizado de la operatividad de un taladro de "Workover" (de Reacondicionamiento de Pozos) a lo largo de su vida productiva considerando su máxima eficiencia y a partir de ésta su decrecimiento en su rendimiento, producto de las continuas paradas programadas y no programadas. Consecuentemente el deterioro del equipo y sus componentes lo que daría ingentes pérdidas técnicas y económicas.

Como consecuencia de esto la contratista se ve obligada a sacar fuera de servicio al equipo y repotenciarlo mediante la optimización de su sistema de Izaje o Elevación, Sistema de Potencia, Sistema de Circulación y Tanqueria como resultado de esto repotenciar al Equipo de 450 HP a 550 HP, lo que concluimos que es beneficioso realizar estos cambios porque ahorran a la empresa un 70% del valor de un equipo nuevo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ABREVIATURAS.....	xvii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xx
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xxvii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	6
1 DESCRIPCIÓN DE UN TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO (WORKOVER).....	6
1.1 Sistemas de Funcionamiento de un Taladro Reacondicionamiento de Pozos.....	9
1.1.1 Sistema de Soporte de Subestructura.....	9
1.1.1.1 Subestructura.....	9
1.1.1.2 Piso del Taladro.....	10
1.1.1.3 Cabria ó Mástil.....	11
1.1.1.4 Guinche.....	12
1.1.1.5 Plataforma del Encuellador.....	13
1.1.2 Sistema de Elevación o Izaje.....	14
1.1.2.1 Malacate.....	14
1.1.2.2 Bloque Corona.....	16
1.1.2.3 Bloque Viajero.....	17
1.1.2.4 Elevadores.....	18
1.1.2.5 Línea o cable.....	19
1.1.2.5.1 Criterios para Seleccionar Guayas o Cables de Acero.....	20
1.1.3 Sistema Rotario.....	25
1.1.3.1 Mesa Rotaria.....	25
1.1.3.2 Llaves de Potencia de Enrosque y Desenrosque (Lagartos).....	26
1.1.3.3 Barra de Perforación (DRILL COLLAR).....	27
1.1.3.4 Cuadrante o Kelly.....	28

1.1.4	Sistema de Circulación.....	29
1.1.4.1	Bombas de Lodo.....	31
1.1.4.1.1	Bombas Duplex.....	31
1.1.4.1.2	Bombas Triplex.....	32
1.1.4.1.3	Bomba Centrífuga.....	33
1.1.4.2	Líneas de Descarga y Retorno.....	33
1.1.4.2.1	Manguera Rotatoria.....	34
1.1.4.2.2	Tubo Vertical (STAND PIPE).....	35
1.1.4.2.3	Manguera Vibradora.....	35
1.1.4.2.4	Tubería Horizontal.....	36
1.1.4.3	Tanque de Lodo.....	37
1.1.4.3.1	Tanques de acero de succión.....	37
1.1.4.3.2	Tanques de agua.....	37
1.1.4.3.3	Equipos mezcladores.....	37
1.1.4.4	Zarandas.....	38
1.1.4.5	Tanques de Sedimentación.....	39
1.1.4.6	Separador de Gas.....	39
1.1.4.7	Choke Manifold.....	40
1.1.4	Sistema de Generación y Transmisión de Potencia.....	40
1.1.5	Sistema de Prevención de Reventones.....	42
1.1.5.1	Diverter.....	43
1.1.5.2	Conjunto de BOP.....	44
1.1.5.2.1	Cierre de las Preventoras.....	46
1.1.5.3	Válvulas de cierre y apertura del Sistema de Seguridad (Preventor de Reventones).....	47
1.1.5.3.1	Válvulas manuales de cierre en la superficie.....	47
1.1.5.3.2	Válvulas de flujo unidireccional automáticas.....	47
1.1.5.3.3	Válvula flotante.....	48
1.1.5.4	Válvulas Impide Reventones.....	48
1.1.5.5	Preventor de Reventón del Pozo Anular.....	49
1.1.5.6	Válvula tipo ariete.....	49
1.1.5.7	Válvulas RAM para Tubería o Revestimiento.....	50
1.1.5.8	Válvulas RAM ciegas o de corte (Blind Rams).....	50

1.1.5.9	Tapón de Prueba.....	51
1.1.5.9.1	Protector de Tapón.....	51
1.1.5.9.2	Acumuladores.....	53
1.1.5.9.3	Panel de Control.....	55
1.1.5.9.4	Líneas para Matar el Pozo (Kill Lines).....	56
1.1.5.10	Múltiple de Estranguladores.....	57
1.1.5.11	Cabezales de Pozo.....	58
1.1.5.11.1	Partes del Cabezal.....	59
1.1.5.11.2	Sección "A" o Cabeza de Casing - Casing head - Base o cubierta del cabezal.....	59
1.1.5.11.2.1	ESPECIFICACIONES.....	60
1.1.5.11.3	Sección "B" o Cabeza de Tubing (Tubing Head).....	62
1.1.5.11.4	Sección "C" del cabezal.....	65
1.1.5.11.5	Tapa del Cabezal o Sombrero.....	67
1.1.5.11.6	Tubing Hanger.....	68
1.1.5.12	Válvulas del Cabezal.....	70
1.1.5.12.1	Válvula Maestra y Lateral.....	70
1.1.5.12.2	Cruz o T Empernada.....	70
1.1.5.12.3	Estranguladores de Flujo.....	72
1.1.5.13	Tipos de Cabezales.....	73
1.1.5.13.1	Cabezal para Bombeo Eléctrico Sumergible Cabezal eléctrico programa 10 3-4" (9 5/8") x 7" x 3 1/2" 5000 PSI.....	73
1.1.5.13.2	Cabezales para Completación Dual Paralela.....	74
1.1.5.13.3	Cabezales para Completación Dual Concéntrica.....	75
1.1.5.13.4	Cabezal para Pozos Inyectores/ Reinyectores.....	76
1.1.5.13.5	Cabezal Dúal para Completación Bombeo Hidráulico.....	77
CAPITULO II		79
2	REACONDICIONAMIENTO EN BASE AL TIPO DE POZO.....	79
2.1	Pozos Verticales.....	79
2.2	Pozos Direccionales u Horizontales.....	84
2.3	Pozos Multilaterales.....	87
2.4	Sistemas de Levantamiento Artificial.....	89
2.4.1	Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) y sus componentes.....	89

2.4.1.1	Tubería.....	93
2.4.1.1.1	Tubería de Producción API EUE.....	94
2.4.1.2	Camisas Deslizables.....	96
2.4.1.2.1	Partes Camisa de Circulación.....	98
2.4.1.2.2	Funcionamiento del Closing Sleeve.....	100
2.4.1.3	Empacadura de Producción.....	102
2.4.1.3.1	Tipos de Empacaduras.....	106
2.4.1.3.1.1	Empacadura Hidráulica o no Recuperable.....	106
2.4.1.3.1.2	Empacadura Mecánica o Recuperables.....	106
2.4.1.4	Cross Over.....	108
2.4.1.5	Pup Joint.....	109
2.4.1.6	NO-GO.....	110
2.4.1.7	Bombas Centrifugas.....	110
2.4.1.8	Separador de Gas.....	112
2.4.1.8.1	Separador de Gas Estático.....	113
2.4.1.8.2	Separador de Gas Dinámico.....	114
2.4.1.9	Protectores (SELLOS).....	115
2.4.1.10	Motor.....	119
2.4.1.11	Sensor.....	120
2.4.1.12	Centralizador.....	121
2.4.1.13	Camisa de Enfriamiento (si es necesario).....	121
2.4.1.14	Cable Eléctrico de Potencia (FLAT CABLE).....	123
2.4.1.14.1	Tipos de Cable.....	125
2.4.1.15	Cable Capilar.....	127
2.4.1.15.1	Protectores de Cable.....	128
2.4.2	Bombeo Hidráulico.....	129
2.4.2.1	Con Cavidad Hidráulica o Mini Cavidad (SHORT CAVITY).....	131
2.4.2.1.1	Tubería de Producción.....	132
2.4.2.1.2	NO-GO.....	132
2.4.2.1.3	Cross Over.....	132
2.4.2.1.4	Bomba Hidráulica.....	132
2.4.2.1.4.1	Bombas de Pistón.....	132

2.4.2.1.4.2	Bombas Jet.....	134
2.4.2.1.4.3	Bomba Jet Reversa.....	136
2.4.2.1.4.4	Bomba Jet Directa o Convencional.....	139
2.4.2.1.5	Pup Joint.....	140
2.4.2.1.6	Safety-joint.....	140
2.4.2.1.7	Packer Hidrostático (PHD – HD – RH – R-3 – Retrievamatic).....	141
2.4.2.1.8	Camisa de Circulación.....	141
2.4.2.1.9	Asentamiento y Desasentamiento de Tapones Ciegos	142
2.4.2.2	Con Camisa de Circulación.....	142
2.4.3	Bombeo Mecánico.....	142
2.4.3.1	Niple de Copas (NIPLE DE SELLO).....	145
2.4.3.2	Ancla Empacador (TUBING IN).....	146
2.4.3.3	Ancla Mecánica.....	147
2.4.3.4	Bombas de fondo.....	149
2.4.3.4.1	Bombas de Tuberías (TH Y TP).....	154
2.4.3.4.2	Cilindro Viajero, Bomba de Varillas con Pisador de Fondo (RHT & RWT).....	156
2.4.3.4.3	Cilindro Estacionario, Bomba de Varillas con Pisador de Fondo (RWB & RHB).....	157
2.4.3.5	Varillas de Succión.....	158
2.4.4	Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P).....	159
2.4.4.1	Sarta de Varillas.....	159
2.4.4.2	Estator.....	160
2.4.4.2.1	Elastómero.....	160
2.4.4.3	Rotor.....	161
2.4.4.4	Centralizador.....	161
2.4.4.5	Niple Intermedio o Niple Espaciador.....	162
2.4.4.6	Niple de Asiento.....	163
2.4.4.7	Varilla Corta.....	165
2.4.4.8	Ancla de Torsión.....	165
2.4.4.9	NO-GO (STANDING VALVE).....	166
2.4.4.10	ON-OFF Connector.....	167

2.4.4.11	Cross-Over (ACOPLE).....	168
2.4.4.12	Packer Mecánico.....	168
2.4.4.13	Pup Joint (tubo corto).....	168
2.4.4.14	Tapón Ciego.....	169
2.4.5	Bombeo Neumático (GAS LIFT).....	171
2.4.5.1	Tubería de Producción.....	173
2.4.5.2	Pup Joint.....	173
2.4.5.3	Válvulas para Gas Lift.....	173
2.4.5.3.1	Válvulas Balanceadas.....	174
2.4.5.3.2	Válvulas Desbalanceadas.....	174
2.4.5.3.3	Válvula Operadora.....	174
2.4.5.4	Camisa Deslizable (DE CIRCULACION).....	176
2.4.5.5	2.4.5.5 NO-GO (STANDING VALVE).....	176
2.4.5.6	2.4.5.6 Cross Over.....	176
2.4.5.7	2.4.5.7 Packer Mecánico.....	176
2.4.5.8	2.4.5.8 Camisa de Producción.....	176
2.4.5.9	2.4.5.9 Tapón Ciego.....	176
Capítulo III		177
3	TIPOS DE REACONDICIONAMIENTOS EN BASE A OBJETIVOS...	177
3.1	Completación y Pruebas Iniciales.....	177
3.1.1	Cambio de Completación de Flujo Natural a Bombeo Eléctrico Sumergible.....	187
3.1.2	Cambio de Completación de Bombeo Hidráulico con Packer..	189
3.1.3	Comunicación Tubing – Casing Secuencia de operaciones de Workover (pozo es de bombeo Hidráulico).....	194
3.1.3.1	Por Hueco en Tubería.....	195
3.1.3.2	Desasentamiento de Packer.....	195
3.1.3.3	Por Bomba Atascada.....	195
CAPITULO IV		196
4	HERRAMIENTAS PARA OPERACIONES DE PESCA.....	196
4.1	Tipos de Pescado.....	198
4.2	Descripción de Herramientas para Pesca.....	198
4.2.1	Bloque Impresor.....	198

4.2.2	Zapata Fresadora.....	200
4.2.3	Junk Mill.....	200
4.2.4	Arpón.....	201
4.2.5	Taper Mill.....	202
4.2.6	Taper Tap (Rabo de rata).....	203
4.2.7	Pin Tap.....	204
4.2.8	Releasing Spear.....	205
4.2.9	Over Shot.....	206
4.2.10	Die Collar.....	207
4.2.11	Junk Basket Sub (Canasta con circulación inversa).....	208
4.2.12	Magneto..... 21209	
4.2.13	Drilling Jars (Martillos)..... 2101	
4.2.14	Casing Roller.....	211
4.2.15	Cortadores exteriores.....	212
CAPITULO V		214
5	“Optimización de sistemas de Taladro de Reacondicionamiento (Workover) para un mayor rendimiento del equipo mediante el redimensionamiento de motores y bombas para el Campo ESPOL 1 en pozos direccionales.”.....	214
5.1	Modificaciones realizadas al Taladro de Reacondicionamiento GAVEN01 para obtener un mejor rendimiento.....	215
5.2	Repotenciación de los Equipos de un Taladro de “Workover”.....	217
5.2.1	Procedimiento para Determinar Cargas que Soporta la Estructura.....	219
5.2.2	Potencia Requerida al Gancho.....	222
5.2.3	HPm Caballos de Potencia Requerido en el Malacate.....	223
5.2.4	HPM Potencia en la salida de los Motores.....	223
5.2.5	Potencia mínima requerida en los motores.....	223
5.2.6	Potencia mínima requerida en las Bombas.....	223
	Tabla IX. Tabla de datos.....	224
5.3	Análisis de resultados estimando una profundidad de 11000 pies.....	226
5.4	Análisis costo - beneficio de Repotenciar un Taladro de Workover vs. la Adquisición de uno nuevo con sus mismas características.....	228

CAPITULO VI	230
6.1 CONCLUSIONES.....	230
6.2 RECOMENDACIONES.....	234
BIBLIOGRAFÍA.....	236
ANEXOS.....	241

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BES	Bombeo Eléctrico Sumergible
BHA	Bottom Hole Assembly
Bls	Barriles
BOP	Blow Out Preventor
CCL	Cement Collar Logging
CIBP	Casing Irretrievable Bridge Plug
CM	Capacidad del Mástil
CO2	Dióxido de Carbono
Cps	Centinpoise
Cs	Carga Suspendida
E	Eficiencia al gancho
Eg	Eficiencia al gancho
Ehpm	Eficiencia entre los motores
<i>E</i>	Eficiencia de los motores
Em	Eficiencia Mecánica de la bomba
Ep	Eficiencia de las poleas
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
EUE	Tubería hace sello en la unión de rosca y pin,
Ev	Eficiencia volumétrica de la bomba

FC	Guayas con Alma de Fibra
Ft	pies
Fboy	Factor de Boyantes
GAVEN	Gaviño Venegas 01
H	Profundidad
HP	Horse Power
HS2	Ácido Sulhídrico
HPg	Potencia Requerida al Gancho
HPm	Caballos de Potencia Requerido en el Malacate
HPM	Potencia en la salida de los Motores
HPP	Potencia mínima requerida en los motores
HWDC	Heavy Weight Drill Collar
ID	Internal Diameter
IHP	Potencia mínima requerida en las bombas
IWRC	Marca de Guayas de Acero
Kg	Kilogramos
KOP	Kick Off PointPc Peso Bloque Corona
Lbs	Libras
Lpg	Litros por Galón
MTU	Mobile Test Unit
NPT	Non Productive Time
NTU	Nephelometric Turbidity Unit

N	Número de poleas en el bloque corona
n	Número de poleas en el bloque viajero
PVT	Pruebas de Presión, Volumen y Temperatura
Psi	Pression Square Inch
Pulg	Pulgadas
Ppv	Peso Bloque Viajero
Pb	Peso de los bloques
RIG	Taladro
RGP	Relación Gas Petróleo
RPM	Revoluciones por Minuto
RBP	Recovered Bridge Plug
R1	RIG 450 HP
R2	RIG 550 HP
TSH	Blue y SEC hacen sello metal metal es imperioso necesidad de torque computarizado
TCP	Tubing Conveyed Perforating
Tbg	Tubing
TOF	Top of Fish
t	Tiempo en horas
V	Velocidad de Izaje
Wg	Carga suspendida en el Gancho

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 COMPONENTES DE UN TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS (FUENTE: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA, PDVSA).....	8
FIGURA 1.2 SUBESTRUCTURA (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	9
FIGURA 1.3 PISO DEL TALADRO (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	11
FIGURA 1.4 CABRIA O MÁSTIL (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	12
FIGURA 1.5 GUINCHE (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL).....	13
FIGURA 1.6 PLATAFORMA DEL ENCUELLADOR (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL).....	13
FIGURA 1.7 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO O IZAJE (FUENTE: PETROLEUM COMMUNICATION FOUNDATION)	14
FIGURA 1.8 MALACATE (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL).....	15
FIGURA 1.9 BLOQUE CORONA (FUENTE: EMPRESA ORIENTAL PULLEY)	16
FIGURA 1.10 BLOQUE VIAJERO (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	18
FIGURA 1.11 ELEVADORES (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL).....	18
FIGURA 1.12 LÍNEA O CABLE DE PERFORACIÓN (FUENTE: EMPRESA IPH SAICF).....	20
FIGURA 1.13 DIMENSIONES Y PROPIEDADES FÍSICAS DEL CABLE DE PERFORACIÓN	20
FIGURA 1.14 MESA ROTARIA (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	26
FIGURA 1.15 LLAVES DE POTENCIA DE ENROSQUE Y DESENROSQUE (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	27
FIGURA 1.16 BARRA DE PERFORACIÓN (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	28
FIGURA 1.17 EL CUADRANTE O KELLY (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	29
FIGURA 1.18 SISTEMA DE CIRCULACIÓN (FUENTE: IMAGEN TOMADA TECNOMEDIA INTERNATIONAL, COMPONENTES DE UN RIG).....	31
FIGURA 1.19 BOMBA DÚPLEX (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	32
FIGURA 1.20 BOMBA TRIPLEX (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	33

FIGURA 1.21 BOMBA CENTRÍFUGA (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE HTTP://TODOPRODUCTIVIDAD.BLOGSPOT.COM	33
FIGURA 1.22 MANGUERA ROTATORIA (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	34
FIGURA 1.23 TUBO VERTICAL (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	35
FIGURA 1.24 MANGUERA VIBRADORA (FUENTE: IMAGEN BLOGSPOT MADRIGUERA DEL PETROLERO)	36
FIGURA 1.25 TUBERÍA HORIZONTAL FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	36
FIGURA 1.26 CONJUNTO DE TANQUES (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	38
FIGURA 1.27 ZARANDAS (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	38
FIGURA 1.28 SEPARADOR DE GAS (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	39
FIGURA 1.29 CHOKE MANIFOLD (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG EMPRESA DYGOIL)	40
FIGURA 1.30 SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA	41
FIGURA 1.31 DIVERTER (FUENTE: JVS ENGINEERS, WWW.JVSENGG.COM/PRESSURE-DIVERTER-BALL-VALVE.HTML)43	43
FIGURA 1.32 CONJUNTO BOP (FUENTE: IMAGEN TOMADA SITIO WEB, HTTP://WWW.ALIBABA.COM/PRODUCT-DETAIL/API-16A- STANDARD-FOR-WELL-CONTROL_239813089.HTML)	46
FIGURA 1.33 VÁLVULAS IMPIDE REVENTONES (FUENTE HTTP://ES.SLIDESHARE.NET/MAGNUMSG/PERFORACION-DE- POZOS-PETROLEROS-42587724)	48
FIGURA 1.34 EJEMPLO DE UNA VÁLVULA ANULAR-PREVENTOR DE REVENTÓN DEL POZO ANULAR (FUENTE: TOMADA DE TESIS DE VERIFICACIÓN DE PROCESO DE SELECCIÓN DE TALADROS)	49
FIGURA 1.35 VÁLVULA TIPO ARIETE (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE HTTP://WWW.JEREH-OILFIELD.COM/SPAIN/PRODUCTS/RAM- BOP.SHTM)	50
FIGURA 1.36 TAPÓN DE PRUEBA (FUENTE: IMAGEN TOMADA EXPOSICIÓN BOMBEO HIDRÁULICA EMPRESA SERTECPET)	51
FIGURA 1.37 PROTECTOR DE TAPÓN (FUENTE: IMAGEN TOMADA EXPOSICIÓN BOMBEO HIDRÁULICA EMPRESA SERTECPET)	52
FIGURA 1.38 UNIDAD ACUMULADORA DE SISTEMA DE SEGURIDAD DE UN TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO (HTTP://ACHJIJ.BLOGSPOT.COM/2011/03/ACUMULADOR.HTML) ...	55
FIGURA 1.39 PANEL DE CONTROL (FUENTE: IMAGEN RIG 01 EMPRESA DYGOIL)	56

FIGURA 1.40 LÍNEAS PARA MATAR EL POZO (KILL LINES) (FUENTE: HTTP://WWW.JEREH-OILFIELD.COM/SPAIN/PRODUCTS/RAM-BOP.SHTM)	57
FIGURA 1.41 MÚLTIPLE DE ESTRANGULADORES (FUENTE: IMAGEN TOMADA RIG CSSFD 01 EMPRESA DYGOIL)	58
FIGURA 1.42 CABEZAL TÍPICO DE UN POZO (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA)	59
FIGURA 1.43 SECCIÓN “A” O CABEZA DE CASING - CASING HEAD - BASE O CUBIERTA DEL CABEZAL (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	60
FIGURA 1.44 SALIDAS COMUNES EN CABEZALES (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	62
FIGURA 1.45 SECCIÓN “B” O CABEZA DE TUBING (TUBING HEAD) (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	63
FIGURA 1.46 SECCIÓN “C” DEL CABEZAL (TUBING HEAD ADAPTER) (FUENTE: PAGINA WEB JEREH DRILLTECH)	66
FIGURA 1.47 TAPA DEL CABEZAL O SOMBRERO (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	68
FIGURA 1.48 TUBING HANGER (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	69
FIGURA 1.49 CRUZ O T EMPERNADA (FUENTE: PPT FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)	71
FIGURA 1.50 ESTRANGULADORES DE FLUJO (FUENTE: PAGINA WEB EMPRESA MECALUX LOGISMARKE)	72
FIGURA 1.51 CABEZAL PARA BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (FUENTE: TOMADO PÁGINA WEB MISSION PETROLEUM)	74
FIGURA 1.52 CABEZALES PARA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (FUENTE: IMAGEN TOMADA MISSION PETROLEUM)	75
FIGURA 1.53 CABEZALES PARA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA (FUENTE: IMAGEN MISSION PETROLEUM)	76
FIGURA 1.54 CABEZAL PARA POZOS INYECTORES/REINYECTORES (FUENTE: IMAGEN MISSION PETROLEUM)	77
FIGURA 1.55 CABEZAL DUAL PARA COMPLETACIÓN BOMBEO HIDRÁULICO IMAGEN MISSION PETROLEUM	78
FIGURA 2.1 POZO VERTICAL GAVEN-A	81
FIGURA 2.2 POZO VERTICAL GAVEN B	82
FIGURA 2.3 POZO VERTICAL GAVEN C	83
FIGURA 2.4 POZOS DIRECCIONALES U HORIZONTALES GAVEN 25D .	85
FIGURA 2.5 POZO DIRECCIONAL GAVEN D	86
FIGURA 2.6 POZO MULTILATERAL GAVEN5MD	88
FIGURA 2.7 BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (BES)	90
FIGURA 2.8 COMPLETACIÓN BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE POZO VENEGAS1D	91

FIGURA 2.9 COMPLETACIÓN BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE POZO GAVIÑO1D	92
FIGURA 2.10 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (FUENTE: TOMADO PÁGINA WEB EMPRESA HEBEI XINLIAN PETROLEUM PIPE CO., LTD.)	96
FIGURA 2.11 CAMISAS DESLIZABLES (FUENTE: IMAGEN TOMADA EXPOSICIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPRESA SERTECPET)	98
FIGURA 2.12 PARTES DE LA CAMISA DE CIRCULACIÓN (FUENTE: SITIO WEB EMPRESA MACCO, HTTP://WWW.MACCO.COM.VE/SPA/CCIR_ES.HTM)	100
FIGURA 2.13 ROTURA DE LOS ELEMENTOS SELLANTES DEL CLOSING SLEEVE (A) (FUENTE: IMAGEN TOMADA EXPOSICIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPRESA SERTECPET)	101
FIGURA 2.14 ENSAMBLAJE CLOSING SLEEVE (B) (FUENTE: IMAGEN TOMADA EXPOSICIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPRESA SERTECPET)	102
FIGURA 2.15 EMPACADURA MECÁNICA O RECUPERABLES (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE PAGINA WEB EMPRESA WEATHERFORD)	107
FIGURA 2.16 CROSS OVER (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE PAGINA WEB EMPRESA WEATHERFORD)	108
FIGURA 2.17 PUP JOINT (FUENTE: XI'AN KINGWELL OILFIELD MACHINERY CO., LTD)	109
FIGURA 2.18 IMPULSORES 45 GRADOS Y 90 GRADOS (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB ESPOL FICT)	112
FIGURA 2.19 SEPARADOR DE GAS ESTÁTICO (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB ESPOL FICT)	114
FIGURA 2.20 SEPARADOR DE GAS DINÁMICO (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB ESPOL FICT)	115
FIGURA 2.21 PROTECTORES (SELLOS) (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB ESPOL FICT)	118
FIGURA 2.22 CAMISA DE ENFRIAMIENTO (SI ES NECESARIO) (FUENTE: IMAGEN TOMADA PÁGINA WEB HTTP://WWW.JPK.COM.VE/MOTORES_SUMERGIBLES.HTM	123
FIGURA 2.23 TIPOS DE CABLE (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB)	126
FIGURA 2.24 CABLE CAPILAR (FUENTE: IMAGEN TOMADA MTSS)	127
FIGURA 2.25 PROTECTORES DE CABLE (FUENTE: IMAGEN TOMADA PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES-SLB)	129

FIGURA 2.26 BOMBEO HIDRÁULICO (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE LA PÁGINA WEB SLS ENERGY)	130
FIGURA 2.27 BOMBAS DE PISTÓN (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL: BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN)	133
FIGURA 2.28 NOMENCLATURA DE BOMBA JET (FUENTE: ARTÍCULO; HYDRAULIC PUMP FOR EXTRACTING FLUIDS FROM WELLS).....	136
FIGURA 2.29 BOMBA JET REVERSA (FUENTE: SERTECPET)	138
FIGURA 2.30 BOMBA JET DIRECTA O CONVENCIONAL (SERTECPET)	140
FIGURA 2.31 NIPLE DE COPAS (NIPLE DE SELLO) (FUENTE: IMAGEN TOMADA DE LA PÁGINA WEB TACKER TOOLS).....	145
FIGURA 2.32 ANCLA EMPACADOR (TUBING IN) (FUENTE: WEATHERFORD)	147
FIGURA 2.33 ANCLA MECÁNICA. (FUENTE: WEATHERFORD)	148
FIGURA 2.34 (DESIGNACIONES DE LAS BOMBAS API) (FUENTE: MANUAL PARA INGENIEROS EN PETRÓLEO, ARTIFICIAL LIFT SCHOOL BY ROBERT STEVENS & ASSOCIATES ENGINEERING LTD.).....	152
FIGURA 2.35 (DESIGNACIONES DE LAS BOMBAS API) (FUENTE: MANUAL PARA INGENIEROS EN PETRÓLEO, ARTIFICIAL LIFT SCHOOL BY ROBERT STEVENS & ASSOCIATES ENGINEERING LTD.).....	152
FIGURA 2.36 SARTA DE VARILLAS (FUENTE: SERTECPET)	159
FIGURA 2.37 ESTATOR (FUENTE: MISSION PETROLEUM).....	160
FIGURA 2.38 ROTOR (FUENTE: PÁGINA WEB RUGAO YAOU CO., LTD.)	161
FIGURA 2.39 CENTRALIZADOR (FUENTE: WEATHERFORD).....	162
FIGURA 2.40 NIPLE ESPACIADOR (FUENTE: WEATHERFORD)	162
FIGURA 2.41 NIPLE DE ASIENTO (FUENTE: WEATHERFORD).....	163
FIGURA 2.42 ANCLA DE TORSIÓN (FUENTE: SERTECPET)	166
FIGURA 2.43 ON-OFF CONNECTOR (FUENTE: WEATHERFORD).....	167
FIGURA 2.44 PUP JOINT (TUBO CORTO) (FUENTE: PÁGINA WEB SUPPLY PETROLERO S.R.L.)	169
FIGURA 2.45 TAPÓN CIEGO (FUENTE: PÁGINA WEB TACKER TOOLS)	170
FIGURA 2.46 BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT) (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL DE PRODUCCIÓN II, PLUNGER LIFT SYSTEMS)	172
FIGURA 4.1 BLOQUE IMPRESOR (FUENTE: INFORME TÉCNICO SOBRE OPERACIONES DE PESCA DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL)	199
FIGURA 4.2 ZAPATA FRESADORA (IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	200

FIGURA 4.3 JUNK MILL (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL WEATHERFORD, TECNOLOGÍA DE PESCA Y RE-INTERVENCIÓN)	201
FIGURA 4.4 ARPÓN (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	202
FIGURA 4.5 TAPER MILL (FUENTE: INFORME TÉCNICO SOBRE OPERACIONES DE PESCA DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL)	203
FIGURA 4.6 TAPER TAP (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL WEATHERFORD, TECNOLOGÍA DE PESCA Y RE-INTERVENCIÓN)	204
FIGURA 4.7 PIN TAP (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL WEATHERFORD, TECNOLOGÍA DE PESCA Y RE-INTERVENCIÓN)	205
FIGURA 4.8 RELEASING SPEAR (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL WEATHERFORD, TECNOLOGÍA DE PESCA Y RE-INTERVENCIÓN)	206
FIGURA 4.9 OVER SHOT (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	207
FIGURA 4.10 DIE COLLAR (FUENTE: HTTP://WWW.INGENIERIADEPETROLEO.COM/2010/11/HERRAMIEN-TAS-EMPLEADAS-EN-LA-PESCA-DE.HTML)	208
FIGURA 4.11 JUNK BASKET SUB (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ACHJIJ.BLOGSPOT.COM/2013/03/OPERACIONES-DE-PESCA-EN-POZOS-PETROLEROS.HTML)	209
FIGURA 4.12 MAGNETO (FUENTE: PRESENTACIÓN MAGISTRAL WEATHERFORD, TECNOLOGÍA DE PESCA Y RE-INTERVENCIÓN)	210
FIGURA 4.13 DRILLING JARS (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	211
FIGURA 4.14 CASING ROLLER (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	212
FIGURA 4.15 CORTADORES EXTERIORES (FUENTE: IMAGEN TOMADA DEL SITIO WEB, HTTP://ES.SCRIBD.COM/DOC/62013371/HERRAMIENTAS-DE-PESCA#SCRIBD)	213

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Característica de Diseño de la Subestructura.....	241
Tabla IV. Modelos y Especificaciones de Bloque de Corona.....	244
Tabla VI. Especificaciones del Clousing Sleeve (b).....	246
Tabla VII Especificaciones Varillas de Succión.....	247
Tabla VIII. Características de Niple de Asiento.....	248
Tabla X Peso de Tuberías y Sartas de Fondo.....	250
Tabla XI Peso Máximo de acuerdo a la Sarta de Completación y/o Pesca.	251
Tabla XII Máxima Carga Over-Pull RIG 450 HP.....	252
Tabla XIII Máxima Carga Over-Pull RIG 550 HP.....	253
Tabla XV Dimensiones y Propiedades Mecánicas Tubería de Producción.	255
Tabla XVI Potencia del Taladro.....	256
Tabla XVII Potencia Mínima de la Bomba.....	257

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3.1 Cálculo del BSW Real	194
Ecuación 5.1 Fuerza del viento	219
Ecuación 5.2 Factor de boyantes.....	221
Ecuación 5.3 Peso del fluido.....	221
Ecuación 5.4 Eficiencia en el gancho	222
Ecuación 5.5 Capacidad del mástil	222
Ecuación 5.6 Potencia requerida al gancho.....	222
Ecuación 5.7 Potencia requerida en el malacate	223
Ecuación 5.8 Potencia en la salida de los motores	223
Ecuación 5.9 Potencia mínima requerida en los motores	223
Ecuación 5.10 Potencia mínima requerida en las bombas	224
Ecuación 5.11 Peso de la tubería 1	224
Ecuación 5.12 Peso de la tubería 2	224
Ecuación 5.13 Peso de la tubería 3	225
Ecuación 5.14 Peso de la tubería 4	225
Ecuación 5.15 Peso máximo 1.....	225
Ecuación 5.16 Peso máximo 2.....	225
Ecuación 5.17 Peso máximo 3.....	225
Ecuación 5.18 Peso máximo 4.....	225
Ecuación 5.19 Over Pull 1, Taladro Modelo.....	225
Ecuación 5.20 Over Pull 2, Taladro Modelo.....	225
Ecuación 5.21 Over Pull 3, Taladro Modelo.....	225
Ecuación 5.22 Over Pull 4, Taladro Modelo.....	225
Ecuación 5.23 Over Pull 1, Taladro Repotenciado	226
Ecuación 5.24 Over Pull 2, Taladro Repotenciado	226
Ecuación 5.25 Over Pull 3, Taladro Repotenciado	226
Ecuación 5.26 Over Pull 4, Taladro Repotenciado	226

INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo tiene la finalidad de presentar una guía didáctica para que el estudiante de pregrado o postgrado que no ha tenido experiencia en la industria petrolera, específicamente como Company Man, Coordinador petrolero o jefe de un taladro de Workover se involucre rápidamente en las operaciones diarias, tanto en el conocimiento de sus componentes del RIG, su funcionamiento y los parámetros que a diario manejan en las operaciones dentro del pozo. Tales como tensión, torsión, operación de herramientas de pesca y equipos, potencia de los mismos, seguridad industrial y medio ambiente, manejo de los reportes de operación. Además la obligatoriedad de cada cierto tiempo realizar el mantenimiento, reparación o cambio de cada parte o herramienta con la correspondiente certificación con una Compañía calificada para éste fin.

La complementación inherente a las operaciones de un taladro de reacondicionamiento está relacionada directamente con el buen funcionamiento de los equipos de superficie existentes, tomando en cuenta el tiempo de operación, funcionamiento y su cercanía a la vida útil, esto nos lleva a analizar la necesidad urgente para el cambio de equipo y/o reemplazo de sus componentes y de esta manera continuar realizando las operaciones al 100% de eficiencia.

Es importante mencionar que los equipos a los que estamos haciendo referencia han trabajado durante un periodo de 30 años aproximadamente, entre los que podemos mencionar:

- ✓ Sistema de generación
- ✓ Sistema de aire comprimido
- ✓ Sistema de bombeo
- ✓ Sistema de prevención
- ✓ Sistema hidráulico
- ✓ Sistema de filtración de agua
- ✓ Tanques de almacenamiento
- ✓ Equipos de accesorios para el carrier y derrick

Sin embargo debemos aclarar que nuestro estudio solo se basa en el mejoramiento de los sistemas de potencia, izaje y bombas.

Para que un equipo de Workover trabaje con alta eficiencia (mayor o igual a 85%), es necesario el mantenimiento predictivo, preventivo y en circunstancias extremas, correctivo; debido al deterioro que presentan sus accesorios y partes constitutivas por haber proporcionado servicio durante varios años.

Durante el lapso de funcionamiento de los mencionados componentes del equipo, se ha realizado mantenimiento y reparación pero no sustitución de los mismos, lo cual se puede palpar en la pérdida del rendimiento de los mismos, y el consecuente desperdicio de tiempo en las actividades y pérdida de recursos económicos, por paras no programadas (NPT=Non Productive Time).

Es de suma importancia y de responsabilidad propia el salvaguardar la integridad física de los trabajadores y del medio ambiente, mediante la implementación de condiciones adecuadas para el buen desempeño, brindándoles seguridad y garantía con equipos y herramientas en óptimo estado; además cumplir con las normativas de altos estándares de seguridad industrial, evitando de esta forma problemas legales y económicos que podrían traer consigo un accidente laboral en el sitio de trabajo.

Finalmente con nuestro análisis demostramos que es conveniente una repotenciación del taladro de reacondicionamiento GAVEN01 de 450HP a 550HP, ya que al ejecutar nuestro proyecto se ahorraría, más o menos el 70% de la inversión del costo de un nuevo taladro.

OBJETIVOS

- Realizar trabajos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en los equipos de superficie y misceláneos en RIG GAVEN01, (ANEXO A) para optimizar las operaciones de reacondicionamiento en el CAMPO ESPOL1.
- Realizar cálculos para redimensionamiento del sistema de elevación y potencia RIG GAVEN01 450HP.
- Repotenciar el sistema de elevación y potencia del taladro RIG GAVEN01 de 450 HP a 550 HP
- Analizar y comparar los resultados de la repotenciación del taladro RIG GAVEN01, de modo que podamos reemplazar ciertos componentes del sistema de izaje y potencia.
- Realizar el mantenimiento y/o sustitución de equipos de superficie, entre los que podemos mencionar: sistema de generación eléctrica, bombeo de fluidos, tanques de almacenamiento, sistema de filtración, sistema de prevención, sistema hidráulico, equipos y accesorios para la torre y camión base transportador, sistema de potencia y bombas.

- Adquirir equipos y herramientas que sean necesarios para garantizar el buen funcionamiento del equipo y la seguridad de sus trabajadores, dando preferencia a la calidad y velando por los intereses económicos de la empresa.
- Aportar a la protección ambiental mediante el mantenimiento o sustitución de los equipos, evitando incorporar todo tipo de sustancias y emisiones contaminantes que pueden afectar al ambiente.

CAPÍTULO I

1 DESCRIPCIÓN DE UN TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO (WORKOVER)

Un taladro de “Workover” o reacondicionamiento es una estructura metálica compleja cuyos elementos son exactamente iguales a un taladro de perforación, solamente que en menor dimensión. Es un cuerpo robusto, el mismo que está conformado por seis sistemas a saber:

- Soporte estructural
- De elevación o izaje
- Rotatorio
- De circulación
- De generación y transmisión de potencia

- De prevención de reventones o surgencia.

El ambiente en el que se desarrolla el trabajo de un taladro de "Workover" es en un pozo, esto es desde su cabezal hacia el subsuelo y es el encargado de intervenir a un pozo desde el arranque o inicio de producción con las pruebas iniciales y completación hasta finalizar la producción de un pozo al colocar tapones de abandono en el mismo.

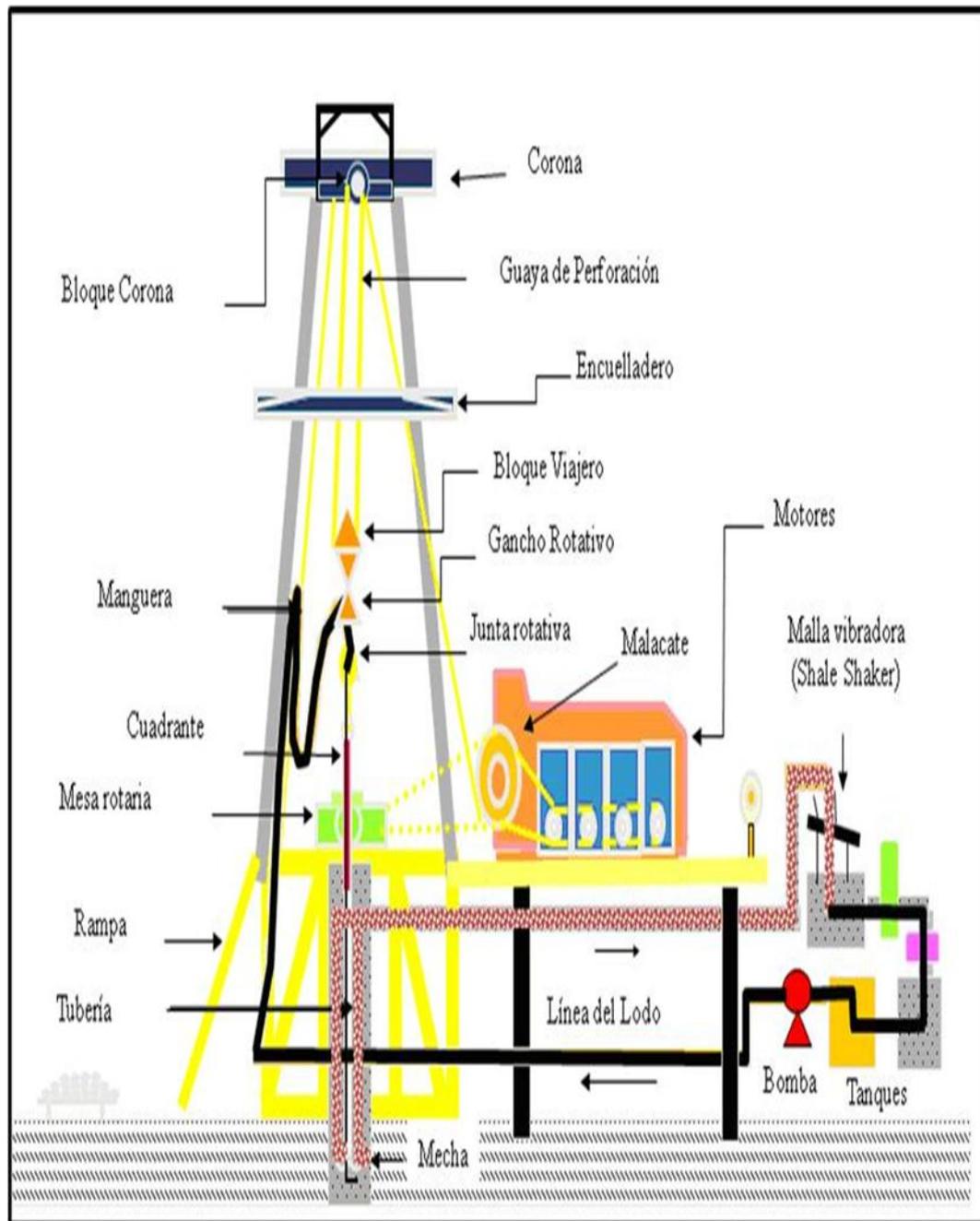


Figura 1.1 Componentes de un Taladro de Reacondicionamiento de Pozos (FUENTE: Fundamentos de Ingeniería, PDVSA)

1.1 Sistemas de Funcionamiento de un Taladro Reacondicionamiento de Pozos

Esta unidad se compone de los siguientes sistemas:

1.1.1 Sistema de Soporte de Subestructura

Es una armadura de acero, compacta pero a la vez versátil que soporta todo conjunto de equipos, herramientas y la sarta de tubería que está en el fondo del pozo.

1.1.1.1 Subestructura

Es una estructura de acero, sobrepuesta en la locación. Ésta soporta el peso del equipo con sus componentes, cuenta con el espacio físico para que el personal de trabajo (cuadrilla) y los equipos necesarios estén en el piso del taladro; así como las herramientas y tuberías de revestimiento.



Figura 1.2 Subestructura (Fuente: Imagen tomada RIG empresa DYGOIL)

Las subestructuras las clasifican en tipo:

- **Caja en Caja y de Paquetes en Conjunto:** Tienen una amplia área de trabajo facilitando la instalación del equipo Preventor de Reventones “BOP” debajo de la subestructura, así como favorece la adecuación del malacate principal y equipos de transmisión.

- **Tipo de Ascensión Helicoidal:** En su plataforma, los equipos pueden instalarse en posición baja. El mástil asciende en posición baja de la plataforma, y levanta integralmente el equipo.

- **Tipo de Ascensión Encogida:** Su mástil y su subestructura son de forma de levantamiento hidráulico, con ventajas de resumir la fuerza razonable en la estructura de menos peso, para favorecer su fácil transporte e instalación.

El diseño de subestructura, conforme a las Normas de API Spec-4F, y utiliza la Etiqueta de API. (Tabla I, Tabla II, Tabla III)

1.1.1.2 Piso del Taladro

Esta es la parte de la plataforma de trabajo para las operaciones ubicadas sobre la subestructura.



Figura 1.3 Piso del Taladro (FUENTE: Imagen tomada RIG empresa DYGOIL)

1.1.1.3 Cabría o Mástil

La Torre de taladro, es una armadura de acero portátil, asentada sobre el piso del taladro y permite que el equipo de elevación se posicione y pueda cumplir sus funciones. La cabria es una estructura cuyas dimensiones son superior al Mástil, cada uno implica que el mástil es de dimensión más angosta se traslada a la locación parcialmente ensamblada, mientras que la cabria es importante cuando se trabaja con profundidades 10000 pies o más. La altura de la torre no influye en la capacidad de carga del taladro, pero si afectan, las secciones de tubería que se pueden sacar del pozo sin tener que desconectarlas (parejas). Esto se debe a que el Bloque Corona debe estar a

la altura de la sección superior para permitir sacar la sarta del pozo y almacenarla temporalmente en el encuelladero. La altura de la torre es variable desde 69 pies hasta 189 pies siendo la más común la de 142 pies.



Figura 1.4 Cabria o Mástil (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.1.4 Guinche

Es un carrete de cable de acero que se opera neumáticamente desde el piso del taladro por el operador. Se utiliza para el desplazamiento de herramientas pesadas ya sea en el piso de la locación o desde el piso del taladro.



Figura 1.5 Guinche (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.1.5 Plataforma del Encuellador

Esta parte de la estructura le permite al obrero maniobrar la tubería durante los viajes, organizarlos y ubicarlos en paradas de lado a lado, así estas se aseguran en filas sobre el piso de taladro, de manera que ante cualquier incidente o arremetida evitar que provoquen un accidente.



Figura 1.6 Plataforma del Encuellador (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.2 Sistema de Elevación o Izaje

Sirve para elevar, bajar y suspender la sarta. Los componentes se detallan a continuación:

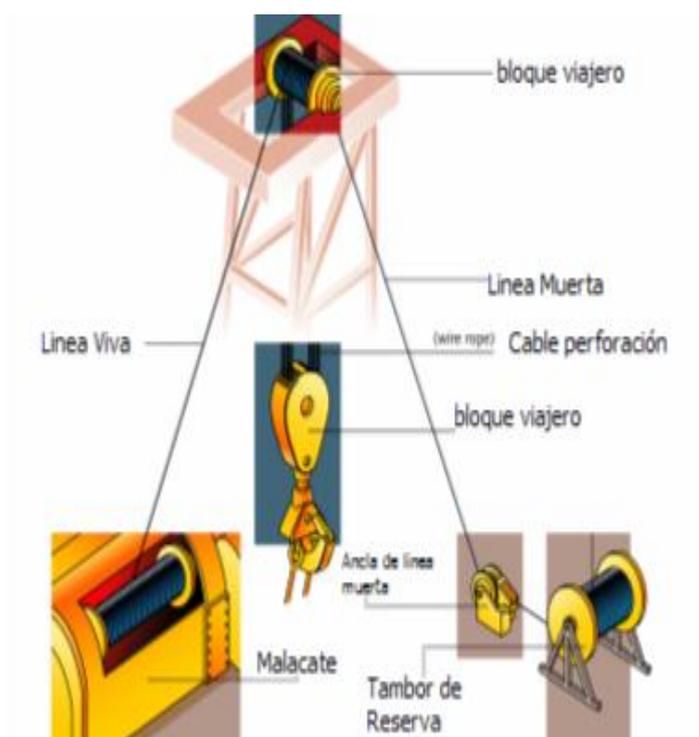


Figura 1.7 Sistema de levamiento o Izaje (FUENTE: Petroleum communication fundation)

1.1.2.1 Malacate

Es un equipo que tiene forma de un tambor de acero cuyo diámetro viene dado de acuerdo a las exigencias del taladro de Reacondicionamiento; posee frenos, una fuente de potencia y otros dispositivos como cadenas de transmisión, embragues.

El carrete de maniobras es un tambor conectado al sistema de potencia del malacate y así utilizar para tensionar los cables, cuerdas sintéticas, cadenas de transmisión. Su función es desenrollar y enrollar el cable de transmisión (cable de perforación), aplicar un alto esfuerzo de torsión a una conexión cuando se acciona un motor eléctrico o motor diésel del malacate.

Este cable de acero tiene un diámetro de $\frac{3}{4}$ " a $\frac{1}{2}$ ", se enrolla en el bloque corona y el bloque viajero, creando un sistema de poleas, permitiendo al operador aplicar una tensión en la cadena conectada a las llaves de enrosque haciendo que estos elementos puedan subir y bajar en el pozo (bloque viajero) impartiendo un esfuerzo de torsión a la conexión, cables y cuerdas.



Figura 1.8 Malacate (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.2.2 Bloque Corona

Ubicada en la cima del mástil, es un conjunto de poleas múltiples, que sostiene y da movilidad al bloque viajero, este llega hasta el piso de la torre.

El sistema de poleas permite el deslizamiento del cable a través de estas.



Figura 1.9 Bloque Corona (FUENTE: Empresa Oriental Pulley)

Se consideran las siguientes características para un diseño de Bloque corona:

- El diseño de Corona, está de acuerdo con las Normas de API-4F y API-8A, y cuenta con el derecho de utilizar el Logo de API, y conforme a SY/T5527 de Reglas Profesionales de Industria Petrolera.
- Ranuras de poleas se hacen de tratamiento templado, con carácter de resistencia al desgaste y al largo uso.

- Tiene Marco de Equipadas con Varillas de Cerramiento o Ranuras con Tapa, para cerrar las líneas evitar salto y descarrilamiento de los cables de acero.
- Se ponen la Madera Amortiguador de Anti vibrador y la Red de Protección. Elevación para el uso de mantenimiento o reparación del Montaje de Poleas.
- Equipado con Poleas de Rescate de Arenas y Grupo de Poleas Auxiliares.
- Las poleas de Bloque de Corona pueden usarse de intercambio común con las Poleas Viajeras.

1.1.2.3 Bloque Viajero

Es un dispositivo que se desplaza desde el piso del taladro hasta determinados pies bajo el bloque corona (dependiendo de la altura del mástil).

Tiene varios hilos de cable, su capacidad depende de los esfuerzos a los que será sometido en las operaciones de reacondicionamiento de pozos y a los HP (potencia del motor).

Dispone de un seguro de fácil funcionamiento por los cuñeros y permite sostener o zafar la unión Giratoria.



Figura 1.10 Bloque viajero (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.2.4 Elevadores

Son un conjunto de abrazaderas extra fuertes y resistentes que cuelgan de los eslabones del elevador que se conectan al bloque viajero y agarran las juntas de tuberías o equipos de fondo.



Figura 1.11 Elevadores (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.2.5 Línea o cable

El cable proporciona un medio para aplicar torque al tambor del malacate y así proveer la fuerza que elevará al gancho suspendido bajo la polea viajera. Su función es resistir el peso de la sarta y los diferentes equipos y herramientas que se deben bajar, levantar o suspender en todas las operaciones de reacondicionamiento. Este cable se enrolla en carretes muy grandes.

En la torre del taladro un extremo va amarrado al tambor del malacate, luego al bloque corona, este tramo del bloque corona se conoce como línea veloz, y después pasa por las poleas del bloque viajero para regresar al bloque corona (permite que el bloque viajero ascienda y descienda) y por último va a un carrete de almacenaje, éste último tramo del cable que va del bloque corona al carrete de almacenaje se conoce como línea muerta.

Pueden ser de 1 ½ pulgadas de diámetro y 5000 pies de longitud.

Este levanta la polea viajera y da una ventaja mecánica en el levantamiento de la carga.



Figura 1.12 Línea o Cable de Perforación (FUENTE: Empresa IPH SAICF)

Diámetro (PG)		Tensión (lb)	Tensión (ton)	Peso (kg/m)
1/4	Construcción Alma de Fibra de 6 torones X 7 Hilos por Torón	3.960	2	0.74
3/8		9.150	4	
7/16		12.400	5.6	
1/2		16.000	7.5	
9/16		20.000	9	
5/8		25.000	11.5	
3/4		35.000	16	
7/8	48.000	22		
1	Alma de Fibra 6 X 19	81.000	37	
1 1/8		100.250	47	
1 1/4		132.000	57	
1	Alma De Acero	88.000	40	3.47
1/8		109.000	50	
1 1/4		1035.000	61	
1 3/8		160.000	74	
1 1/2		192.000	88	
2		350.000	159	

Figura 1.13 Dimensiones y Propiedades Físicas del Cable de Perforación

1.1.2.5.1 Criterios para Seleccionar Guayas o Cables de Acero

Se consideran siete factores importantes:

- Resistencia Mecánica

La resistencia de guayas o cables de acero viene expresada en toneladas métricas (1000 kg), toneladas cortas (2000 lbs), kilogramos fuerza, libras fuerza, kilo Newtons, etc. En las normas y demás publicaciones la resistencia mecánica de una guaya o cable de acero se designa como la resistencia “nominal”. Esta resistencia se refiere a los valores aceptados dentro de la industria de fabricación de guayas o cables de acero y corresponde al valor mínimo al cual se rompería una guaya nueva, sometida a una prueba de tracción, en cualquier parte del mundo. Por esta razón también se le conoce como resistencia, fuerza o carga de rotura. Es importante señalar que este factor solamente es aplicable a guaya nueva, sin uso y que jamás una guaya debe operar al valor de resistencia nominal (o cercana a éste). Debe tenerse en cuenta que durante la vida útil de una guaya, ésta va perdiendo resistencia gradualmente a medida que se va deteriorando naturalmente por abrasión o por fatiga.

- Resistencia a la Fatiga

Como se ha indicado anteriormente, para tener buena resistencia a la fatiga mecánica la guaya o cable de acero debe ser capaz de doblarse repetidamente, por ejemplo, sobre poleas, tambores o rodillos. Por lo tanto es de gran importancia seleccionar la guaya adecuada para la polea en uso e igualmente cerciorarse que dicha polea se encuentra en buenas condiciones,

tanto en su ranura como en su buje o cojinete de rotación. Es de suma importancia indicar que los parámetros de vida útil en condiciones de fatiga mecánica evaluados por los fabricantes de guayas o cables de acero no contemplan condiciones corrosivas; si la guaya es empleada en condiciones corrosivas se produce el fenómeno de corrosión-fatiga, el cual disminuye drásticamente la vida útil de la guaya.

- Resistencia al Aplastamiento

El aplastamiento representa el efecto de la aplicación de un esfuerzo externo sobre el cuerpo de la guaya. El más común es el aplastamiento debido a la operación con cargas excesivas y también al uso de tambores lisos o con ranuras que no dan apoyo suficiente al cable. El aplastamiento ocasiona daños al distorsionar la sección transversal del cable, al adelgazar los alambres y al deformar al alma, ocasionando dichos efectos que los alambres no puedan moverse o ajustarse durante la operación normal. Por lo tanto la resistencia al aplastamiento representa la habilidad del cable para soportar fuerzas externas laterales y el término se emplea para comparar guayas. En general, las guayas con alma de acero (IWRC) son más resistentes al aplastamiento que las guayas con alma de fibra (FC); las guayas con arreglo ordinario son más resistentes a este efecto que las guayas con arreglo Lang y las guayas con 6 cordones o torones son más resistentes que las de 8 o 19 cordones o torones.

- Resistencia a Pérdida del Metal (Abrasión) y a Deformación

La pérdida del metal se refiere a la remoción de material de los cordones o torones de cable y la deformación a los cambios o variaciones de forma de dichos cordones o torones. Como se ha mencionado anteriormente, en el primer caso, la resistencia a la pérdida de material por abrasión se denomina “Resistencia a la Abrasión”. Durante el desgaste por Abrasión los alambres externos de los torones o cordones sufren pérdida del material de acero, pero los alambres generalmente conservan su redondez. Por otro lado, la forma más común de daño por deformación se conoce como “martilleo o machacado” ya que los alambres externos de los cordones o torones aparecen como si se hubiesen martillado (el espesor del alambre aparece disminuido y el mismo pierde su redondez); este tipo de daño aparece con frecuencia en tambores (“winches”), donde se ocasiona por el contacto cable-cable durante el enrollado.

- **Estabilidad** Este término se emplea usualmente para describir características de manejo o de trabajo y no representa una propiedad física definida. Por ejemplo, se puede decir que un cable es estable cuando se enrolla uniformemente sobre el tambor, o no tiende a enredarse cuando es estirado.

- **Capacidad de Doblez**

Este término describe la capacidad que puede tener un cable para doblarse fácilmente en arco. Existen cuatro factores que afectan esta capacidad: a) Diámetro de los alambres que conforman el cable; b) Tipo de construcción del cable; c) Composición del metal del cable y acabado del mismo (desnudo o galvanizado); d) Tipo de alma, de acero o de fibra. Algunos cables tienen por naturaleza mayor capacidad de doblez que otros, por ejemplo, cables de menor diámetro se doblan más fácilmente que los de diámetros mayores, cables de alma de fibra se doblan en mayor grado que otros comparables de alma de acero y en general, los cables con muchos alambres pequeños se doblan más que otros del mismo diámetro pero con alambres gruesos.

- **Resistencia de Reserva** Este factor equivale a la resistencia combinada de todos los alambres de un cable, menos los de las capas exteriores de los cordones o torones, los cuales siempre son los primeros en dañarse o desgastarse. A mayor número de alambres mayor es la resistencia de reserva, ya que al disminuir el diámetro de los alambres exteriores, mayor sección metálica estará concentrada en las capas internas del cordón o torón. La resistencia tiene mayor importancia en los casos donde la rotura de un cable puede ocasionar accidentes de importancia. En estos casos es recomendable la inspección frecuente del cable por técnicos competentes y la operación cotidiana con un coeficiente de seguridad adecuado.

1.1.3 Sistema Rotario

Se encuentra en la posición central del taladro. Todos los sistemas giran alrededor de él y por ende girar a la sarta durante las operaciones.

1.1.3.1 Mesa Rotaria

Es el equipo principal de rotación dentro del piso del taladro, su función es transmitir movimiento rotacional para girar la sarta de producción, regulando las velocidades de rotación y soportando el peso de la sarta dentro del pozo.

En la mesa de rotación (FIGURA 1.1.3.1) hay un buje de transmisión del Cuadrante que se asegura con el buje maestro para dar torque al cuadrante y el buje maestro se acopla en la espacio de la mesa rotaria y es removible, con la ayuda de las cuñas este soporta la sarta de tubería que se enrosca o desenrosca a las juntas restantes.



Figura 1.14 Mesa Rotaria (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.3.2 Llaves de Potencia de Enrosque y Desenrosque (Lagartos)

Se encuentran colgadas o suspendidas encima de los lados del piso del taladro. Son dos llaves grandes, comúnmente llamadas tenazas. Su función es de enroscar y desenroscar las conexiones en la tubería conjuntamente con las cuñas y realizar viajes.

Son utilizadas para aflojar uniones muy ajustadas y evitar daños de las roscas de la tubería.

Son necesarios dos juegos de llaves para conectar y desconectar la tubería, su nombre variará dependiendo de su uso. Para realizar una conexión mientras se ingresa tubería al pozo; las llaves ubicadas a la derecha de la cabina son denominadas de enrosque o apriete y las que se encuentran en la izquierda son denominadas de aguante, contra fuerza o contra torque. Al sacar tubería, el nombre de las llaves cambiará debido a su ubicación.



Figura 1.15 Llaves de Potencia de enrosque y desenrosque (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.3.3 Barra de Perforación (DRILL COLLAR)

Es tubería de acero o de metal no magnético, son ubicados en el fondo de la sarta y por encima de la broca, entre la broca y el BHA de limpieza o de molienda. Sirve para darle peso a la sarta que se va a bajar para disminuir el

efecto de flotación. Hay dos clases: lisos y espiralados. Se utilizan principalmente espiralados, cuya función es ayudar a la circulación del fluido.



Figura 1.16 Barra de Perforación (FUENTE: Imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.3.4 Cuadrante o Kelly

Es un tubo de acero hexagonal de aproximadamente 42 pulgadas de longitud, se enrosca en la unión giratoria. Se conecta a éste la sarta de reacondicionamiento y transmite movimiento rotacional desde la mesa rotaria hacia la sarta de reacondicionamiento.

Durante trabajos de registros de evaluación, el cuadrante debe ser removido y éste a su vez tiene un protector que va enroscado en la parte inferior del mismo para evitar el desgaste en las roscas inferiores al conectar la sarta.



Figura 1.17 El Cuadrante o Kelly (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4 Sistema de Circulación

Este sistema de circulación comprende varios equipos y son encargados del movimiento del fluido de matado o de control de pozo en un circuito cerrado.

También está constituido por materiales y áreas de trabajo necesarios para la preparación, el mantenimiento y la verificación de las características físicas de los fluidos que son la parte vital del sistema y de la operación de reacondicionamiento.

El sistema de circuito cerrado empieza por el tanque de succión de fluido de control, a través de la línea de succión de las bombas, éstas descargan el fluido a los caudales requeridos y pasa a través de las líneas de superficie, sarta y manguera.

El fluido sube por el espacio anular, retorna a la línea de flujo y luego éste es sujeto a su primera limpieza a través de las zarandas, en las cuales los sólidos son separados. En el caso de un reacondicionamiento los fluidos son separados de los sólidos existentes que son removidos del sistema para prevenir problemas en las operaciones.

Al momento de realizar operaciones de reacondicionamiento de pozos se utilizan fluidos tales como: agua, agua en salmuera, y agua combinada con aditivos químicos.

La función del agua de matado o control de pozo, es equiparar la presión de las columnas entre el tubing y el anular. Esto se obtiene dándole peso a dicho fluido y éste circuito se lo realiza a través de la camisa de circulación.

Movilizan los fluidos desde los tanques en superficie, a través del hueco del pozo o del interior de la sarta y vuelven a superficie al área de preparación del lodo para continuar con el proceso de circulación.

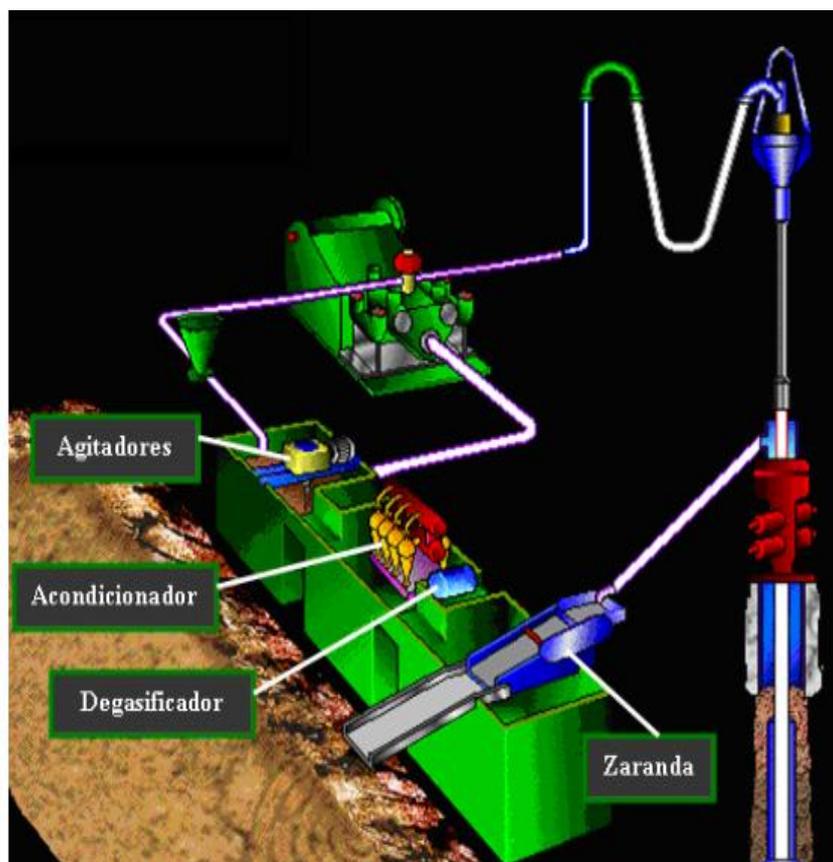


Figura 1.18 Sistema de Circulación (FUENTE: Imagen tomada Tecnomedia Internacional, componentes de un RIG)

1.1.4.1 Bombas de Lodo

Las bombas de lodo son los equipos principales en cualquier operación de un sistema de circulación de fluido.

Las bombas tienen mucha potencia, y una alta capacidad de descarga y presión para alcanzar la profundidad deseada. Comúnmente son utilizadas tres tipos de bombas: Duplex, Triplex y Centrifugas.

1.1.4.1.1 Bombas Duplex

Poseen dos pistones dentro de sus respectivos cilindros que permiten enviar fluido a altas presiones en dos sentidos; de ida y de retorno.



Figura 1.19 Bomba Dúplex (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.1.2 Bombas Triplex

Son las bombas más utilizadas, poseen tres cilindros y envían fluido a alta presión en un solo sentido.



Figura 1.20 Bomba Triplex (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.1.3 Bomba Centrífuga

Es la bomba más utilizada en la actualidad, para bombear líquidos en general consta de un impulsor (impeller) que transforma la energía mecánica en energía cinética. Estas bombas son siempre rotativas y de tipo hidráulicas.



Figura 1.21 Bomba Centrífuga (FUENTE: imagen tomada de <http://todoproductividad.blogspot.com>)

1.1.4.2 Líneas de Descarga y Retorno

Las líneas de descarga transportan el fluido de reacondicionamiento al pozo y las líneas de retorno traen el fluido de reacondicionamiento con ripios y gases de regreso a superficie hacia los tanques de reacondicionamiento.

1.1.4.2.1 Manguera Rotatoria

Es una conexión del cuello de ganso de la unión giratoria y con el tubo vertical. Está fabricada con goma especial extrafuerte, reforzada y flexible. Es construida con material flexible para permitir su movimiento vertical.



Figura 1.22 Manguera Rotatoria (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.2.2 Tubo Vertical (STAND PIPE)

Está conectado de un extremo con la tubería de superficie y del otro extremo con la manguera rotatoria permitiendo el transporte del fluido. Es un tubo sin costura con diámetro exterior de 3 ½ pulgadas.

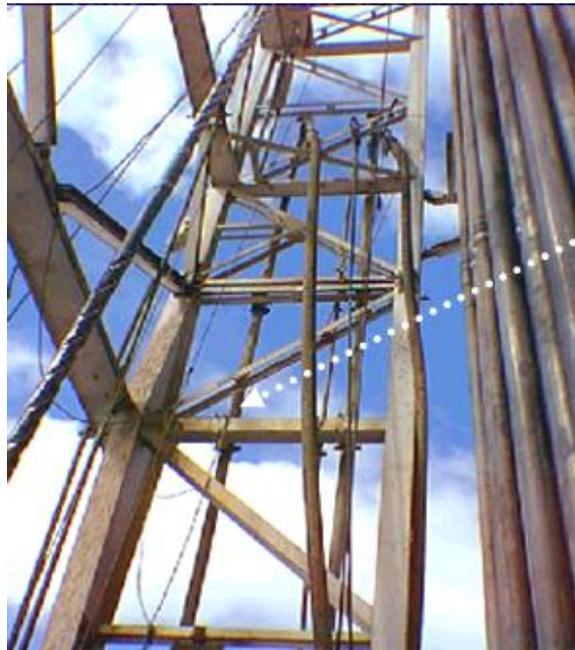


Figura 1.23 Tubo Vertical (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.2.3 Manguera Vibradora

Es similar a la manguera rotatoria, considerada como una conexión flexible entre la bomba de lodo y el tubo vertical que permite ajustar y eliminar la vibración en el sistema.



Figura 1.24 Manguera Vibradora (FUENTE: Imagen Blogspot madriguera del petrolero)

1.1.4.2.4 Tubería Horizontal

Su ubicación está orientada desde la bomba de lodo hacia el área de la tubería vertical. Al igual que la tubería vertical consiste de un tubo sin costura con diámetro exterior de 3 ½ pulgadas.



Figura 1.25 Tubería Horizontal FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.3 Tanque de Lodo

En el sistema de circulación se necesita una área para la preparación de los fluidos de reacondicionamiento y a su vez empezar su circulación, se los prepara de acuerdo a las características que presenta el pozo.

El área de preparación de fluido de matado o control de pozo consta de varios equipos:

1.1.4.3.1 Tanques de acero de succión

Serie de tanques interconectados donde se mezclan los fluidos para su respectiva circulación. Antes de realizar cualquier trabajo, se debe conocer el volumen de los tanques y de la misma manera se debe contar con suficientes tanques de reserva por algún probable acontecimiento o problema.

1.1.4.3.2 Tanques de agua

Recipiente de almacenamiento de agua utilizada para preparar los fluidos de reacondicionamiento.

1.1.4.3.3 Equipos mezcladores

Por medio de un embudo o tolva mezcladora, se adhieren los aditivos a los fluidos de reacondicionamiento.



Figura 1.26 Conjunto de Tanques (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.4 Zarandas

Se trata del primer y más importante equipo en el área de reacondicionamiento del fluido de matado y sistema de control de sólidos. Las zarandas son mallas de diferentes tamaños, las cuales se encargan de remover la mayor cantidad de ripios permitiendo así el paso del lodo y/o fluido de control casi líquido hacia los tanques de sedimentación.



Figura 1.27 Zarandas (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.5 Tanques de Sedimentación

Lugar donde se asientan o depositan los fluidos de completación o reacondicionamiento. Son recipientes de acero que se encargan del trabajo de sedimentación.

1.1.4.6 Separador de Gas

Por lo general, es el primer dispositivo que se encarga de la remoción de grandes cantidades de gas que arrastran los fluidos de reacondicionamiento. Se encuentra conectado antes del tanque de sedimentación o al final del manifold.



Figura 1.28 Separador de Gas (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4.7 Choke Manifold

Es un sistema de válvulas que permite direccionar los fluidos de control de pozo y tiene comunicación desde la el tanque de fluidos (Trip Tank) hasta el cabezal del pozo.



Figura 1.29 Choke Manifold (FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

1.1.4 Sistema de Generación y Transmisión de Potencia

Generada por los motores primarios que son motores a diesel de combustión interna. La potencia se transmite por medios mecánicos o eléctricos a los sistemas principales del taladro como son: el malacate, componentes de rotación y las bombas de lodo.

El sistema mecánico está compuesto por motores, un arreglo de cadena y piñones. Y el eléctrico está compuesto por generadores eléctricos accionados por motores a diesel.



Figura 1.30 Sistema de Generación y Transmisión de Potencia

(FUENTE: imagen tomada RIG Empresa DYGOIL)

Los motores son de grandes dimensiones y pueden ser de combustión interna (carburante diesel), gas, diesel o diesel dieléctricos; estos pueden estar ubicados: en el piso del taladro o a un lado del mismo.

Además de los motores primarios, se requiere de un sistema de transmisión de potencia para los instrumentos como los ventiladores, aire acondicionado, etc. El número de motores que se utilizan depende de los requerimientos de

potencia en el pozo, basándose en un programa de la sarta, profundidad y lo que necesite transmitir entre una potencia de 400 HP a 1000 HP.

1.1.5 Sistema de Prevención de Reventones

Este sistema es encargado de controlar el pozo ante una arremetida, surgencia (kick) o reventón (Blowout), las cuales pueden ocasionarse debido a la entrada incontrolada de los fluidos hacia el pozo y por ende a superficie que salen a alta presión. Si no se realizan estas operaciones de cierre del pozo, esto puede derivar en perjuicios a los recursos humanos, las instalaciones y el medio ambiente.

La arremetida también llamada surgencia se puede presentar por una serie de factores:

- Disminución del peso del fluido de control
- Bajada o subida rápida de una sarta de Completación
- Inapropiado llenado de pozo

Las señales de advertencia son las siguientes:

- Incremento de la tasa de penetración
- Incremento de la tasa de flujo.
- Ganancia en el nivel de los tanques de lodo.
- Flujo del pozo con bomba apagada
- Ganancia en emboladas de la bomba con una declinación de presión de bomba.

- Incremento del torque

1.1.5.1 Diverter

Utilizado normalmente antes de haber instalado un BOP. Éste va directamente debajo de la campana y la línea de flujo, es un sistema de baja presión.

Su propósito es dirigir cualquier flujo de pozos lejos del taladro y del personal, proporcionando un cierto nivel de protección antes de tener un revestimiento sobre el cual pueda montarse un BOP.

Está diseñado para manejar bajas presiones. Puede empacarse alrededor del kelly o de la tubería de perforación.



Figura 1.31 Diverter (FUENTE: JVS Engineers, www.jvsengg.com/pressure-diverter-ball-valve.html)

1.1.5.2 Conjunto de BOP

Para asegurar el control de un pozo y evitar que ocurran reventones se utiliza un conjunto de válvulas preventoras (BOP), directamente conectado a la cabeza del pozo operando conjuntamente con la válvula reductora , reguladora de presión y el acumulador de amortiguación.

Un conjunto BOP puede constar de válvulas de control exclusas en el extremo inferior y las armaduras de control anular en el extremo superior.

Todo BOP de ariete es estrictamente fabricado según API Spec 16 A, y se puede utilizar para reemplazar por BOP de ariete Shaffer, BOP de ariete de Cameron o BOP de ariete de Hydrill.

Una configuración típica que poseen las válvulas de control de exclusas en el extremo inferior y las armaduras de control anular en el extremo superior. Esta configuración del conjunto de preventores de reventón se optimiza para proveer un grado máximo de integridad de presión, seguridad y flexibilidad, en caso de producirse un incidente de control de pozo.

El diámetro de los Preventores de Reventón debe ser igual al de la sarta con de completación, si se usan varios diámetros de barras, se contará con varias preventores de reventones.

Principio de Operación del BOP:

El BOP se activa por medio del sistema de control hidráulico. Cuando está cerrado, el aceite de alta presión fluye desde la boquilla de aceite en la parte central de la cavidad hacia la cámara de cierre situada en la parte inferior del émbolo, empujando al émbolo a mover hacia arriba.

El núcleo de goma es obstruido por movimiento de superficie cónica del émbolo. Debido a la restricción de la cubierta superior, el núcleo de goma no puede movilizarse hacia arriba sino que es empujado hacia el centro del pozo hasta abrazar firmemente a la herramienta de perforación o el pozo cerrado, logrando el sellado del pozo.

Cuando sea necesario abrir el pozo, puede controlar la válvula de cambio de dirección del sistema de control hidráulico, para hacer que el aceite de alta presión fluya desde la boquilla de aceite en la cavidad hacia la cámara de apertura en la parte superior del émbolo, empujando al émbolo hacia abajo. Al descargar la presión de la cámara de cierre, la fuerza de obstrucción ejercida sobre la superficie cónica del núcleo de goma es eliminada. Estas se cierran hidráulicamente, contando también con un sistema de cierre tipo rosca de emergencia.

Las pruebas de los preventoras de reventones incluyen desde la verificación diaria de sus funciones en pozos críticos hasta verificaciones mensuales o menos frecuentes en pozos con bajas probabilidades de problemas de control.



Figura 1.32 Conjunto BOP (FUENTE: Imagen tomada sitio web, http://www.alibaba.com/product-detail/API-16A-Standard-for-well-control_239813089.html)

1.1.5.2.1 Cierre de las Preventoras

Se cierran hidráulicamente con fluido a presión. Si el BOP es accesible, las RAM pueden ser cerradas también manualmente.

Los componentes básicos de un sistema de preventoras son:

- a. Bombas que suministren fluido a presión
- b. Un sistema de energía para mover dichas bombas
- c. Un fluido hidráulico apropiado para abrir y cerrar las preventoras
- d. Un sistema de control para dirigir y controlar el fluido

- e. Un sistema de presión para cuando las fuentes de energía normales fallen
- f. Fuentes de energía de respaldo

1.1.5.3 Válvulas de cierre y apertura del Sistema de Seguridad (Preventor de Reventones)

Dentro del equipo de BOP hay elementos que pueden cerrar el conducto interior de la tubería de perforación. Son de dos tipos principales:

1.1.5.3.1 Válvulas manuales de cierre en la superficie

Válvula de seguridad en el Kelly, está instalada en la sección inferior del kelly, hay diferentes tamaños adecuados para cada tubería.

Kelly Cock, ubicada entre el swivell y el kelly.

Válvula de seguridad, se instala manualmente cuando la tubería de perforación está sostenida en cuñas. Permite un cierre rápido si comienza a haber flujo durante un viaje y el kelly está en el hueco de ratón.

1.1.5.3.2 Válvulas de flujo unidireccional automáticas

Válvula para dejar caer: puede situarse en cualquier parte de la tubería donde se haya puesto previamente un "sub" adecuado para recibirla. Cuando

se presenta el riesgo de un reventón, se bombea la válvula por la tubería hasta el sub, donde comienza a prestar su servicio continuamente.

1.1.5.3.3 Válvula flotante

Se coloca directamente encima del trepano o broca, para evitar el flujo por dentro y hacia arriba en la tubería de perforación, provee protección instantánea contra el flujo y la presión

1.1.5.4 Válvulas Impide Reventones

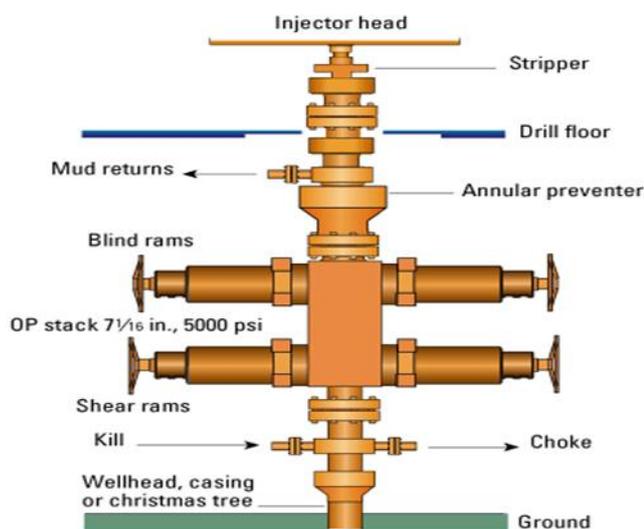


Figura 1.33 Válvulas Impide Reventones (FUENTE <http://es.slideshare.net/MagnusMG/perforacion-de-pozos-petroleros-42587724>)

1.1.5.5 Preventor de Reventón del Pozo Anular

Una válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de esta válvula (operada generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos) al aplicarse presión este sello se cierra alrededor del tubo cerrando el espacio anular, puede ser aplicada progresivamente cerrando sobre cualquier tamaño o forma de tubería del pozo. Se puede considerar 3 tipos del preventor de reventón del pozo anular: tipo de bolted-cover, wedged-cover y latched cover. El núcleo de goma vuelve lentamente a su posición original por elasticidad propia, de esta forma, se abre el pozo.



Figura 1.34 Ejemplo de una Válvula Anular-Preventor de reventón del pozo anular (FUENTE: Tomada de Tesis de Verificación de Proceso de selección de Taladros)

1.1.5.6 Válvula tipo ariete

Son activadas hidráulicamente, está diseñada para un diámetro específico de tubería. Esta válvula realiza un sello entre la tubería y el revestimiento, además de esto la válvula tipo ariete es capaz de soportar el peso de toda la sarta de completación. Tienen entradas laterales que se conectan a la línea de estrangulación y a la línea de matado del pozo. En la Figura 1.1.6.6 se muestra un modelo de válvula impide reventón tipo ariete.



Figura 1.35 Válvula Tipo Ariete (FUENTE: Imagen tomada de <http://www.jereh-oilfield.com/spain/products/Ram-BOP.shtml>)

1.1.5.7 Válvulas RAM para Tubería o Revestimiento

Las caras del empaque de caucho están moldeadas para cerrar sobre el diámetro exterior dado de una tubería, cerrando el anular. Si se usa más de un diámetro de tubería, la BOP debe incluir RAM's para cada uno de estos.

1.1.5.8 Válvulas RAM ciegas o de corte (Blind Rams):

Son para cerrar completamente el pozo. Si hay alguna tubería, la aplastarán y cortarán, al tener instaladas cuchillas de corte. Cuando se corta la tubería

cae dentro del pozo por lo tanto detiene el flujo desde el pozo. Estas válvulas se cierran cuando todas las demás válvulas de ariete y anular han fallado.

1.1.5.9 Tapón de Prueba

El tapón de prueba se usa para realizar las pruebas de los componentes del BOP, es bajado con un tubo de perforación y sentado en el tazón de las secciones “A” y “B”.

Obviamente, el tamaño a ser usado depende de la sección correspondiente.

De igual manera se lo recupera con el tubo de perforación.



Figura 1.36 Tapón de Prueba (FUENTE: Imagen tomada Exposición Bombeo Hidráulica Empresa Sertecpet)

1.1.5.9.1 Protector de Tapón

El protector de tapón es usado para proteger los tazones de las secciones “A” y “B” durante las operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos.

Es bajado acoplado al tapón de prueba y dejado en el tazón mediante un pequeño giro del tubo.

Para la instalación es necesario correr y colocar el tapón sobre la cavidad superior del cabezal utilizando la herramienta de combinación, posterior asegurar el tapón en su sitio apretando contra él los tornillos de sujeción.

Luego dar Rotación derecha para soltarse de ranuras en “j” dejar el tapón colocado dentro del cabezal y retirar el tramo de Drill Pipe con la herramienta de combinación.

De igual manera debe ser recuperado antes de correr la tubería de revestimiento usando el tapón de prueba.



Figura 1.37 Protector de Tapón (FUENTE: Imagen tomada Exposición Bombeo Hidráulica Empresa SERTECPET)

1.1.5.9.2 Acumuladores

Son un arreglo de botellas (acumulación) precargadas con nitrógeno comprimido, se conectan entre sí para almacenar y suministrar el volumen necesario de fluido hidráulico que está bajo presión para operar todos los componentes del BOP y efectuar rápidamente los cierres requeridos.

Al introducirse el fluido hidráulico por medio de bombas eléctricas, el nitrógeno se comprime aumentando la presión y así determinar el número de botellas necesarias para operar el BOP. La presión de operación de los acumuladores está en un rango de 750, 1000, 1500 y hasta 3000 psi

Para asegurar la operación de la válvula preventora se dispone de varias fuentes de fluido a presión, para el caso de que alguna falle, siempre debe haber un respaldo.

Consistente en reguladores y válvulas que controlan la dirección del fluido hidráulico a alta presión. El fluido será dirigido a la válvula o RAM correcta y los reguladores reducirán la presión del fluido hidráulico del acumulador a la presión de operación del BOP.

La operación neumática se utiliza para abrir y cerrar el preventor, los estranguladores, las líneas de matado y regular presiones.

Basándonos en una Presión en el equipo de superficie de 3000 psi, lo que se tiene que chequear en el Panel Remoto de la BOP y en la Unidad de Presión

es la siguiente:

- PRESION EN MANIFOLD +/- 1,500 psi
- PRESION EN ACUMULADOR +/- 3,000 psi
- PREVENTOR ANULAR a +/- 500 – 1,500 psi
- AIRE DEL TALADRO +/- 100 – 130 psi

Los siguientes son los 4 principales componentes del Koomey:

- Acumuladores
- Sistema de Bombeo (Bombas Eléctricos y Neumáticos)
- Sistema de Manifold
- Tanque de Reserva.

Según la API RP 53, tiene que haber 2 o 3 fuentes de energía independientes que deben estar disponibles para cada unidad de cierre.

Normalmente son de los siguientes tipos:

- Hidráulica con Presión cargada en las Botellas
- Neumáticas
- Eléctricas

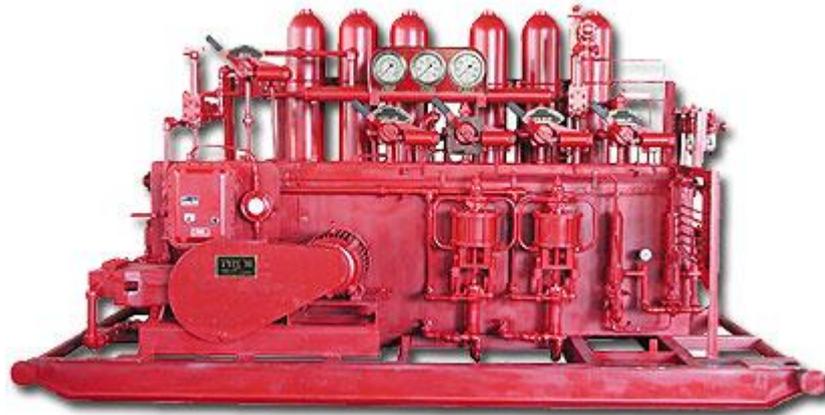


Figura 1.38 Unidad Acumuladora de Sistema de Seguridad de un Taladro de Reacondicionamiento
(<http://achjjj.blogspot.com/2011/03/acumulador.html>)

1.1.5.9.3 Panel de Control

Un múltiple de control principal, está ubicado en la “caseta del perro” la mesa del taladro y un panel auxiliar se ubica en un lugar seguro en caso que el de la mesa no funcione.

Dispone de indicadores de aguja que muestran presiones del sistema, como las del acumulador, la del preventor anular, etc. Tiene normalmente válvulas de control para abrir y cerrar las preventoras, la línea de choke, la línea muerta, y una válvula de control para ajustar la presión anular.



Figura 1.39 Panel de control (FUENTE: imagen RIG 01 EMPRESA DYGOIL)

1.1.5.9.4 Líneas para Matar el Pozo (Kill Lines)

Se ubican directamente debajo de una o más RAMs de manera tal que cuando estas estén cerradas se pueda dejar salir controladamente el fluido a presión (línea de choke). Una válvula de choke permite que la presión de reflujos aplicada al pozo pueda ser ajustada para mantener el control.

También permite una vía alterna para bombear lodo o cemento al pozo si no es posible circular a través del kelly y la sarta de perforación (kill line). El kill line estará directamente conectado a las bombas del pozo.

Aunque los preventores pueden tener salidas laterales para la conexión de las líneas de choke y línea muerta (kill line), en general se usan spools separados. Estos son secciones del BOP que crean espacio suficiente para conectar dichas líneas.

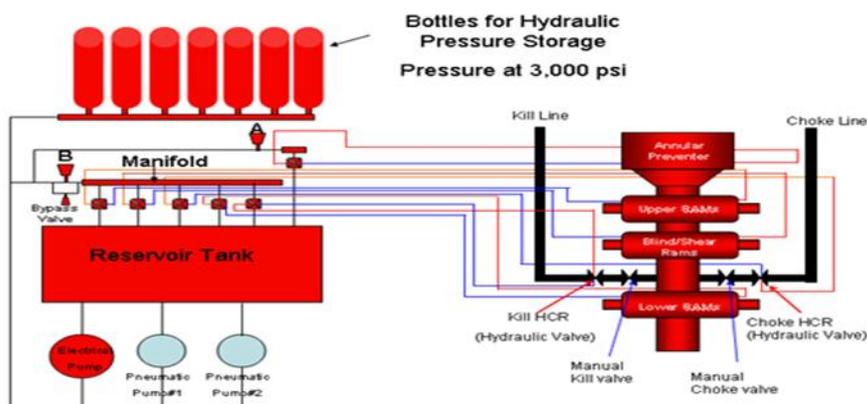


Figura 1.40 Líneas para matar el pozo (kill lines) (FUENTE: <http://www.jereh-oilfield.com/spain/products/Ram-BOP.shtm>)

1.1.5.10 Múltiple de Estranguladores

Es un sistema de distribución de flujo por un ensamblaje de tuberías de alta presión con varias salidas laterales controladas por válvulas manuales o automáticas. Se conecta a las válvulas de seguridad por una línea de alta presión conocida como línea de estrangulación (conectada a los carretos y a las válvulas de seguridad tipo ariete). La arremetida se hace circular a través del múltiple de estranguladores que al restringir el flujo, son capaces de mantener la presión del hoyo justo por encima de la presión de las formaciones. Éste se conecta al tanque, a los separadores de sólidos y a la piscina de lodos. En la figura 1.1.6.10 se aprecia un múltiple de estranguladores de un taladro de reacondicionamiento.



Figura 1.41 Múltiple de Estranguladores (FUENTE: imagen tomada RIG CSSFD 01 EMPRESA DYGOIL)

1.1.5.11 Cabezales de Pozo

El cabezal de pozo es la base sobre la cual se construye el pozo, la función es ser una base para el “árbol de navidad”, soportar cargas de tensión de tubulares suspendidos, contener la presión de tal manera que aisle el pozo del exterior así como entre revestidores y formaciones de fondo de pozo, mantener la seguridad durante operaciones de control de pozo, pruebas de pozo y periodos de prueba.

Este sistema comúnmente tiene tres secciones que se componen de accesorios y válvulas de control que permiten alinear y controlar de manera apropiada y segura los fluidos del pozo ya sea durante la perforación, completación, producción y trabajos de reacondicionamiento durante la vida productiva del pozo.

1.1.5.11.1 Partes del Cabezal

Básicamente, un cabezal consta de las secciones A, B y C que serán instaladas conforme progresa la perforación y completación del pozo.

Dentro del cabezal se encuentran algunas secciones:

- Sección A o base
- Sección B: Casing Spool Assembly
- Sección C: Tubing Spool Assembly
- Sección D: Christmas Teel Assembly

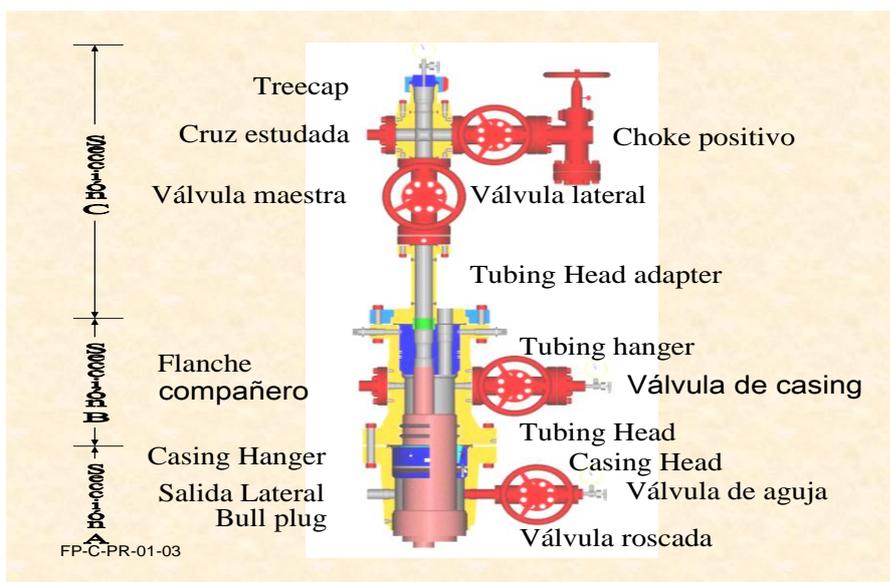


Figura 1.42 Cabezal Típico de un Pozo (FUENTE: ppt Fundamentos de Ingeniería)

1.1.5.11.2 Sección "A" o Cabeza de Casing - Casing head - Base o cubierta del cabezal

Previo a la instalación de la sección "A" es necesario perforar el hueco conductor, luego correr y cementar el casing conductor, éste permitirá conducir los retornos durante la perforación del hueco superficial. Una vez

corrido y cementado el casing superficial, es posible la instalación de la sección "A" que constituye la base del cabezal y permite la instalación del BOP para continuar la perforación de la próxima sección con la posibilidad de controlar el pozo en caso de producirse algún tipo de influjo.

Esta sección consta de un sistema de cuñas internas que permite anclar el casing superficial. Externamente dispone de dos salidas laterales para la instalación de válvulas de control. La parte superior consta de un flange para instalar el BOP o la sección "B" mediante pernos y tuercas (bridas). La figura muestra la sección "A" con sus respectivos componentes.



Figura 1.43 Sección "A" o cabeza de Casing - Casing head - base o cubierta del cabezal (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

1.1.5.11.2.1 ESPECIFICACIONES:

FP-C22-BP 13-3/8 SG X 13-5/8 5000 BX 160 TOP FLG W/2 2-1/16 3000 R-24 SSO X 1-1/2 LP

ISO 10423 API 6A O436 – 19ED UAA – PSL1 – PR-1 – 12/05

FP-C22-BP corresponde al tipo de tazón para recibir el tapón de prueba o el wear bushing. Además, viene preparación de fondo, donde se encuentran instaladas las cuñas para asegurar el casing superficial y además, los o'rings para producir el aislamiento de la sección "A".

13-3/8 SG corresponde al tamaño de casing a ser ingresado en la sección.

13-5/8 X 5000 corresponde al tamaño (borde interno) de la brida superior y presión de trabajo.

BX 160 corresponde al tipo y tamaño del ring gasket a ser usado en el flange tope para sellar la unión de las secciones "A" y "B".

W/2 2-1/16 3000 R-24 SSO corresponde al tamaño de las 2 salidas laterales, el rango de presión de trabajo; y el tipo y tamaño del ring gasket que permitirá conectar los flanges compañeros y las válvulas laterales.

1-1/2 LP corresponde a 2 salidas laterales de 1-1/2 NPT soldadas.

ISO 10423 API 6A O436 – 19ED UAA – PS L1 – PR-1 – 12/05 corresponde a las normas ISO y API consideradas en este tipo de componentes.

UAA corresponde al rango de temperatura de trabajo y AA es la clasificación del material API según la aplicación.

PSL1 es asignado de acuerdo a las condiciones operativas de trabajo y es función de las siguientes variables: presión, norma NACE MR0175, concentración de H₂S y Proximidad. En este caso PS L1 considera que sólo se va a trabajar con 5,000 psi.

Tipos de Salidas comunes en cabezales para baja presión son:

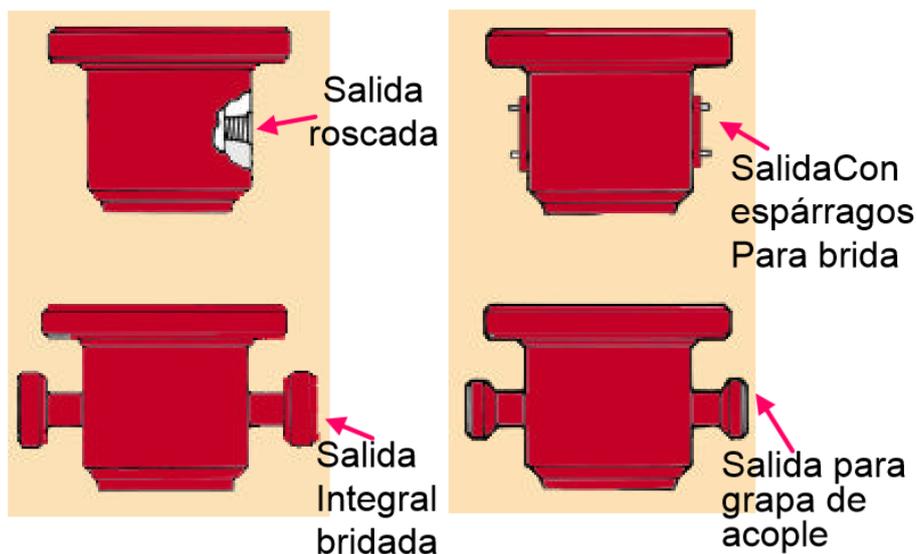


Figura 1.44 Salidas comunes en Cabezales (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

1.1.5.11.3 Sección “B” o Cabeza de Tubing (Tubing Head)

Una vez corrido y cementado el casing intermedio/producción puede ser instalada la sección “B”. Esta sección va colocada sobre la sección “A” previo la instalación del ring gasket (sellos metálicos) del tamaño apropiado.

Las dos secciones son apretadas mediante pernos y tuercas para conseguir que el ring gasket selle apropiadamente la unión de las dos secciones.

La parte externa del casing intermedio/producción debe sellar con las empaaduras internas inferiores de esta sección con esto se asegura el aislamiento interno entre las secciones “A” y “B”.

En estas condiciones puede ser instalado el BOP para continuar la perforación de la siguiente sección o la preparación para completar el pozo.

El tazón de la parte superior permite asentar el tubing hanger que soporta el peso de la completación. Esta sección dispone de dos salidas laterales para la instalación de dos válvulas laterales que controlan el espacio anular durante las operaciones de producción. La parte superior del espacio anular es sellada por los anillos del tubing hanger. La figura 1.44 muestra estructura de la sección "B".

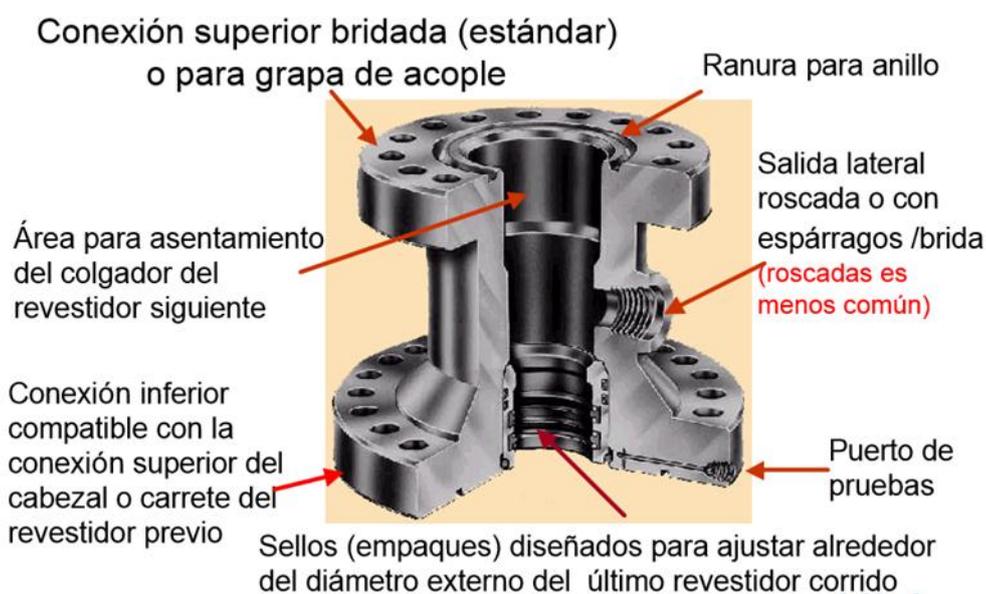


Figura 1.45 Sección "B" o cabeza de Tubing (Tubing Head) (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

Para las especificaciones es necesario describir:

- a. El modelo
- b. Conexión inferior
 - i. Brida o grapa de acople
 - ii. Tamaño de brida/grapa de acople

- iii. Presión de trabajo de brida/grapa de acople
- c. Conexión superior
 - i. Brida o grapa de acople
 - ii. Tamaño de brida/grapa de acople
 - iii. Presión de trabajo de brida/grapa de acople
- d. Salidas Laterales
 - i. Roscadas, esparragadas, bridadas o con acople de grapa
 - ii. Tamaño
 - iii. Presion de Trabajo
- e. Opciones
 - i. Con o sin tornillos de retención

Disponible para cumplir con los requisitos según el API-6A

Ejemplo de descripción:

FP-TC60 – 9-5/8 – OO 13-5/8 – 5000 BX 160 X 11 - 5000 R-54 W/2 2-1/16

5000 R-24 SSO X 1-1/2 LP & 1/2 NPT TEST PORT BORE 9.02

ISO 10423 API 6A O436 – 19ED UAA – PSL1 – PR-1 – 12/05

FP-TC60 corresponde al tipo de tazón para recibir el tapón de prueba, wear bushing o el tubing hanger. Tiene preparación de fondo con o'rings para sellar el casing intermedio/producción.

13 5/8 – 5000 BX160 corresponde al borde interno del flange inferior, presión de trabajo; y el tipo y tamaño del ring gasket de la brida inferior para sellar la unión de las secciones “A” y “B”.

11 – 5000 R-54 corresponde al borde interno del flange superior, presión de trabajo; tamaño y tipo de ring gasket de la brida superior.

W/2 2 2-1/16 5000 R-24 SSO corresponde al tamaño y tipo de 2 salidas laterales, presión de trabajo; tipo y tamaño del ring gasket de la brida compañera para instalar las válvulas laterales.

1-1/2 LP & 1/2 NPT TEST PORT corresponde a 2 salidas laterales tipo prisioneros y el puerto para probar el sello producido por el ring gasket y el pack-off.

ISO 10423 API 6A O436 – 19ED UAA – PSL1 – PR-1 – 12/05 corresponden a las mismas especificaciones de la sección “A”.

1.1.5.11.4 Sección “C” del cabezal

Va colocada sobre la sección “B” previo la instalación del ring gasket del tamaño apropiado.

Las dos secciones son apretadas mediante pernos y tuercas para conseguir que el ring gasket selle apropiadamente la unión de las dos secciones.

Especificaciones del tubing adapter:

FP -ES-CL 11 -5000 – R-54 ROT X 3-1/8 5000 – R-35 TOP W/EFT TYPE 2-1/8 PREP. & 10MM DC P

PSL1-PR1-AAU 08/03

FP-ES-CL corresponde al tipo de tubing adapter y su aplicación, en este caso puede ser usado para bombeo eléctrico y cable con capilar.

11 – 5000 – R-54 corresponde al borde interno de la brida inferior, presión de trabajo; tipo y tamaño del ring gasket.

ROT X 3-1/8 5000 – R-35 TOP corresponde a un adapter rotatorio con brida superior de borde interno 3-1/8”, presión de trabajo 5000 psi; tipo y tamaño de ring gasket.

W/EFT TYPE 2-1/8 PREP. & 10MM DC P

PSL1-PR1-AAU 08/03 corresponden a las mismas especificaciones que la sección “A” y “B”.

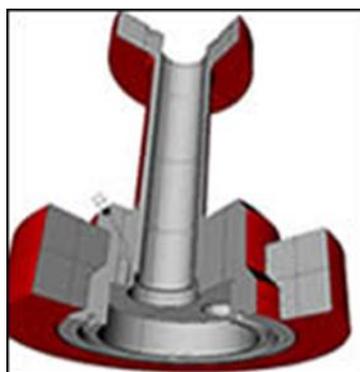


Figura 1.46 Sección “C” del cabezal (Tubing Head Adapter) (FUENTE: Pagina Web Jereh Drilltech)

1.1.5.11.5 Tapa del Cabezal o Sombrero

La tapa del cabezal en su parte inferior va bridada y su parte superior es roscada y tiene una salida para instalar un manómetro. Sacando la tapa del árbol se puede introducir una bomba hidráulica y desplazarla para su asentamiento. Además, se pueden realizar servicios al pozo con cable eléctrico o de acero.

Especificaciones:

FP-B15A 3 1/8 5M R-35 X 3-1/2 EUE 8 RD

PSL1-PR1-AAU

FP-B15A 3 1/8 5M R-35 X 3-1/2 EUE 8 RD corresponde al tipo, tamaño del borde interior, presión de trabajo; tipo y tamaño del ring gasket, tipo de rosca y tamaño interior.

PSL1-PR1-AAU corresponden a las mismas especificaciones que la sección "A" y "B".

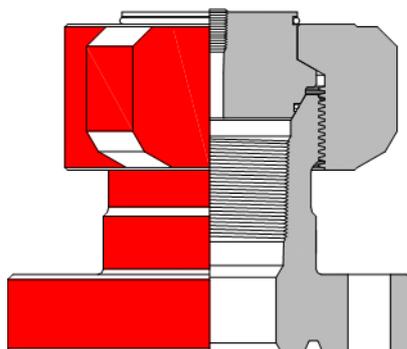


Figura 1.47 Tapa del Cabezal o Sombrero (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

1.1.5.11.6 Tubing Hanger

El colgador de tubería va sentado en el tazón de la sección “B” debajo de él va colgada la sarta de completación del pozo, sella el espacio anular del revestidor.

Las especificaciones del colgador deben corresponder tanto a la sección “B” como al tubing adapter. De no ser así, es posible que no se pueda instalar el tubing adapter. Los colgadores pueden ser para flujo natural o bombeo hidráulico y para bombeo eléctrico. Además, tienen la opción de instalar una línea capilar desde el fondo.

Especificaciones:

FP-TC-ES-CL 11 X 3-1/2 EUE T&B W/3 BPV CIW & PREP. F/EFT-FP 2 1/8

INTEGRAL

ISO 10423 API 6A 0436 19 ED UAA PSL1 PR1 08/06

FP-TC-ES-CL corresponde al tipo de colgador, en este caso la aplicación es para bombeo eléctrico con línea capilar.

11 X 3-1/2 EUE T&B W/3 BPV CIW corresponde al tamaño del borde interno de la brida , tamaño y tipo de conexión superior e inferior; tipo y tamaño de la válvula de contrapresión.

PREP. F/EFT-FP 2 1/8 INTEGRAL se refiere al tamaño del penetrador para el cable eléctrico.

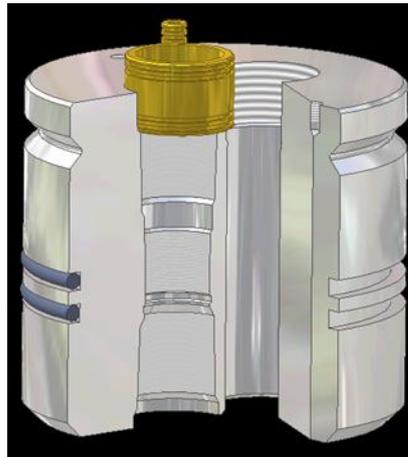


Figura 1.48 Tubing Hanger (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

1.1.5.12 Válvulas del Cabezal

1.1.5.12.1 Válvula Maestra y Lateral

Son válvulas de compuerta. La válvula máster controla el tubing y permite la entrada de los fluidos proveniente del pozo en el caso de bombeo eléctrico y permite la inyección del fluido motriz en operaciones de bombeo hidráulico. Las válvulas laterales controlan el espacio anular permitiendo el venteo de gas en el caso de bombeo eléctrico y controlan el retorno de los fluidos en operaciones de bombeo hidráulico. Una válvula 3-1/8-5M tiene un borde interno de 3-1/8 pulg y presión de trabajo de 5000 psi.

La válvula de compuerta está fabricada de conformidad con las especificaciones API 6 A y cuando corresponde con las de NAC MR-01-75.

Se requieren 6 especificaciones al ordenar una válvula de compuerta:

1. Tamaño nominal del orificio central o pasaje en la compuerta
2. Presión de trabajo
3. Clase de material
4. Clase de temperatura
5. Nivel de especificaciones de producto
6. Requisitos especiales de prueba o de materiales

1.1.5.12.2 Cruz o T Empernada

Es similar a un dado y tiene salidas inferior, superior y una lateral en el caso de la "T" y dos laterales en el caso de una Cruz.

La salida inferior va instalada sobre la válvula master y a la salida superior va instalada la tapa del cabezal.

En las salidas restantes van instaladas las válvulas laterales. Una "T" normalmente es usada para bombeo eléctrico, aquí la línea de producción es conectada a la válvula lateral. La cruz es usada para bombeo hidráulico puesto que para reversar la bomba es necesario disponer de 2 válvulas laterales.

Especificaciones:

FP-T608 3-1/8 5000 R-35 RUN & OUTLET

ISO 10423 API 6A O436 – 19ED UAA – PSL1 – PR-1 – 12/05 corresponden a las mismas especificaciones de la sección "A" y "B".

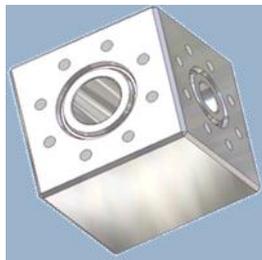


Figura 1.49 Cruz o T Empernada (FUENTE: ppt FUNDAMENTOS DE INGENIERIA)

1.1.5.12.3 Estranguladores de Flujo

Ubicados a un lado de la válvula lateral y permite ajustar el flujo de manera más rápida y precisa, produce una restricción en la línea de flujo podría ocasionar una caída de presión o una reducción en la velocidad del flujo.

Sirve para controlar la presión del flujo a través de un conductor, para operaciones de limpieza con chorro, para imponer contrapresiones durante la circulación del pozo, para eliminar daños y controlar el régimen de inyección de fluidos.

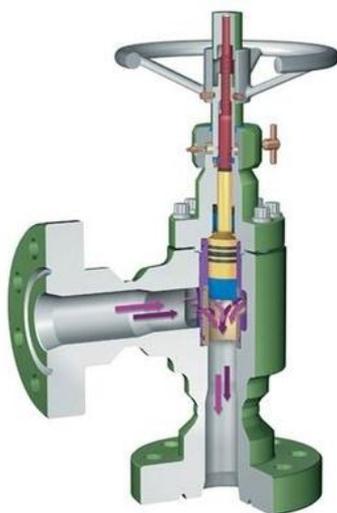


Figura 1.50 Estranguladores de Flujo (FUENTE: Pagina Web Empresa Mecalux LogisMarket)

Especificaciones :

FP 2 1/16 3000 R-24 FLANGE ENDS BORE

API 6A PSL1 PR1 AAU

FP 2 1/16 3000 R-24 FLANGE ENDS BORE es un choke FEPCO bridado de borde interno 2-1/16, presión de trabajo 3000 psi; tipo y tamaño de ring gasket.

API 6A PSL1 PR1 AAU corresponden a las mismas especificaciones que la sección "A" y "B".

Los estranguladores de flujo positivo tiene un tamaño de orificio fijo y dan cabida a partes reemplazables con dimensiones fijas pero se debe desarmar el estrangulador de flujo para cambiar el tamaño del niple reductor.

1.1.5.13 Tipos de Cabezales

1.1.5.13.1 Cabezal para Bombeo Eléctrico Sumergible Cabezal eléctrico programa 10 3-4" (9 5/8") x 7" x 3 1/2" 5000 PSI.

Los cabezales de bombeo electro sumergible conocidos también como cabezales direccionales están diseñados bajo los parámetros establecidos por la norma Internacional API 6A y exhiben una elevada versatilidad que les permiten el control de pozos tanto verticales como direccionales a la vez que son apropiados para un elevado número de configuraciones diferentes. Para el bombeo electro sumergible se emplea una bomba accionada por un motor eléctrico la cual es colocada en la sarta de producción y ubicada en las profundidades del pozo desde donde extrae el petróleo.

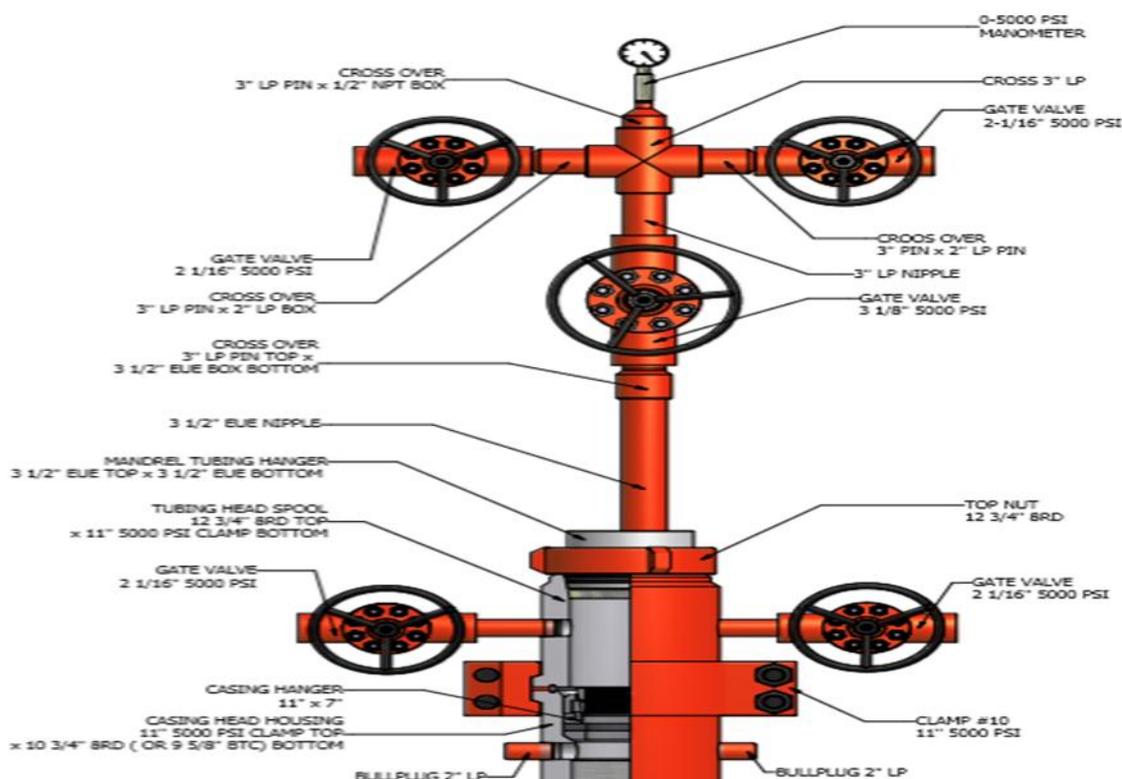


Figura 1.51 Cabezal para Bombeo Eléctrico Sumergible (FUENTE: tomado página web Mission Petroleum)

1.1.5.13.2 Cabezales para Completación Dual Paralela

La completación doble es aquella que utiliza una sarta de producción para cada zona desde donde se vaya a producir, en forma independiente y simultánea. Cada una de estas sarta llega hasta la superficie donde se cuelgan del cabezal a través de los colgadores duales de tubing.

Las completaciones duales paralelas utilizan doble tubing (de iguales dimensiones o no) y constituyen el mejor método para el aprovechamiento

de la producción desde dos yacimientos independientes debido a su simplicidad tecnológica y confiabilidad de producción.

Este tipo de completación puede ser empleada tanto en pozos verticales como direccionales.

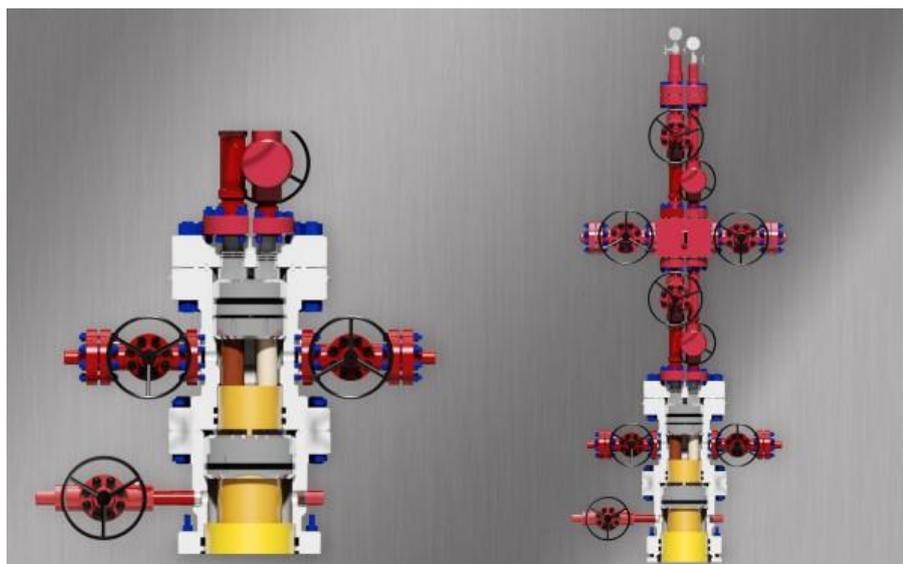


Figura 1.52 Cabezales para Completación Dual Paralela (FUENTE: imagen tomada Mission Petroleum)

1.1.5.13.3 Cabezales para Completación Dual Concéntrica

Las completaciones duales concéntricas utilizan tubos insertos uno dentro del otro, con lo cual se asegura la producción por el interior de uno de los tubos y a través del espacio anular entre ellos. El modelo de cabezal dual concéntrico depende fundamentalmente de la dimensión de las conexiones y del tipo de conector para las bombas

electrosumergibles a emplearse los cuales pueden ser del tipo Quick Connector, RMS o BIW en lo fundamental.

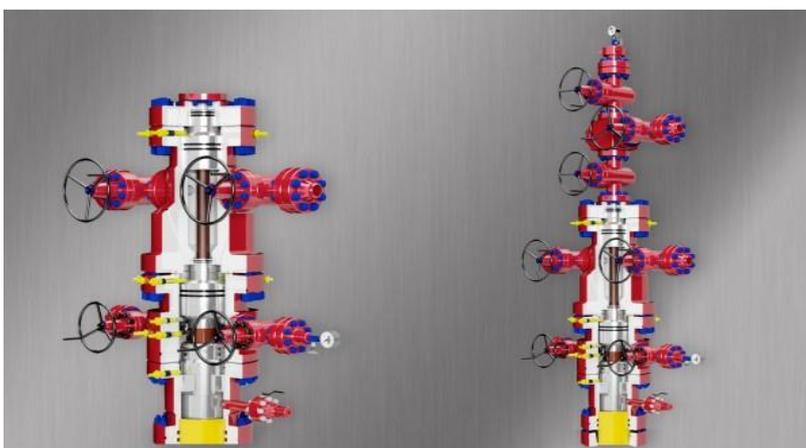


Figura 1.53 Cabezales para Completación Dual Concéntrica (FUENTE: Imagen Mission Petroleum)

1.1.5.13.4 Cabezal para Pozos Inyectores/ Reinyectores

Los denominados cabezales inyectores/ reinyectores son utilizados en los pozos del mismo nombre y que generalmente se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o en los alrededores de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo. Este tipo de cabezal permite inyectar desde las facilidades en superficie agua o productos químicos con dos objetivos fundamentales; en primer lugar, mantener la presión del yacimiento y adicionalmente desplazar el petróleo hacia los pozos de producción mediante el efecto de la fuerza hidráulica o un aumento de la presión. Los elementos internos y contenedores de presión pertenecientes a este tipo de

cabezal son fabricados en acero inoxidable. Los cabezales para reinyección son aquellos empleados para la inyección de agua de formación la cual viene acompañada de sustancias químicas. Al igual que su similar para inyección las partes internas y elementos contenedores de presión de este cabezal son fabricadas con material de acero inoxidable. La reinyección es un método muy utilizado en los pozos de los campos petroleros por su bajo impacto ambiental.

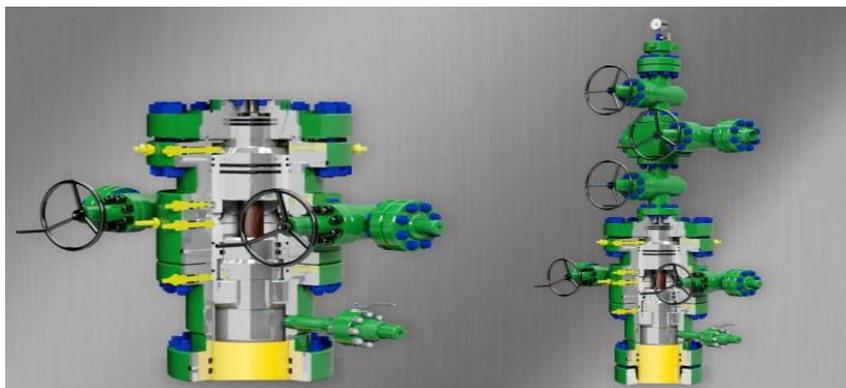


Figura 1.54 Cabezal para Pozos Inyectores/Reinyectores (FUENTE: imagen Mission Petroleum)

1.1.5.13.5 Cabezal Dúal para Completación Bombeo Hidráulico

La completación doble es aquella que utiliza una sarta de producción para cada zona desde donde se vaya a producir, en forma independiente y simultánea. Cada una de estas sargas llega hasta la superficie donde se cuelgan del cabezal a través de los colgadores duales de tubing.

Las completaciones duales paralelas utilizan doble tubing (de iguales dimensiones o no) y constituyen el mejor método para el aprovechamiento de la producción desde dos yacimientos independientes debido a su simplicidad tecnológica y confiabilidad de producción.

Este tipo de completación puede ser empleada tanto en pozos verticales como direccionales.

COMPLETACIÓN DUAL PARALELA SIPEC 2009

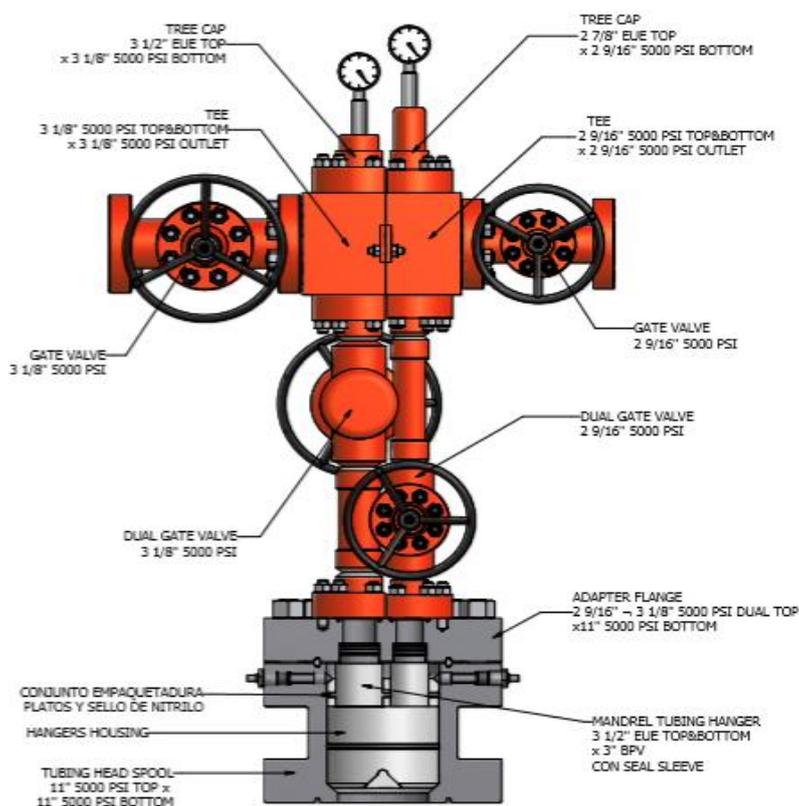


Figura 1.55 Cabezal Dual para Completación Bombeo Hidráulico imagen
Mission Petroleum

CAPITULO II

2 REACONDICIONAMIENTO EN BASE AL TIPO DE POZO

2.1 Pozos Verticales

Estos pozos son los más sencillos de ser intervenidos y están constituidos por un casing superficial y un casing de fondo, la Completación es sencilla y el equipo no necesita instrumentación compleja, tal como un top drive, la sacada y metida de la completación de fondo salvo que haya obstrucción, ya sea por incrustaciones (escala) o sólidos provenientes de las aguas de formación por colapso de casing o por cuanto un packer no se desasienta, la extracción de la completación es sencilla o trivial.

Nota: al sacar la completación sea equipo BES, BHA de poweroil, etc. El maquinista observa el peso de la sarta más un over pull sobre este peso que por lo general lo da el arrastre de la sarta.

Estos pozos pueden ser intervenidos por taladros de baja potencia (350 – 400 HP) preferentemente, aunque también podrían ser intervenidos por equipos de mayor capacidad. (pulling: sacar y meter completación)

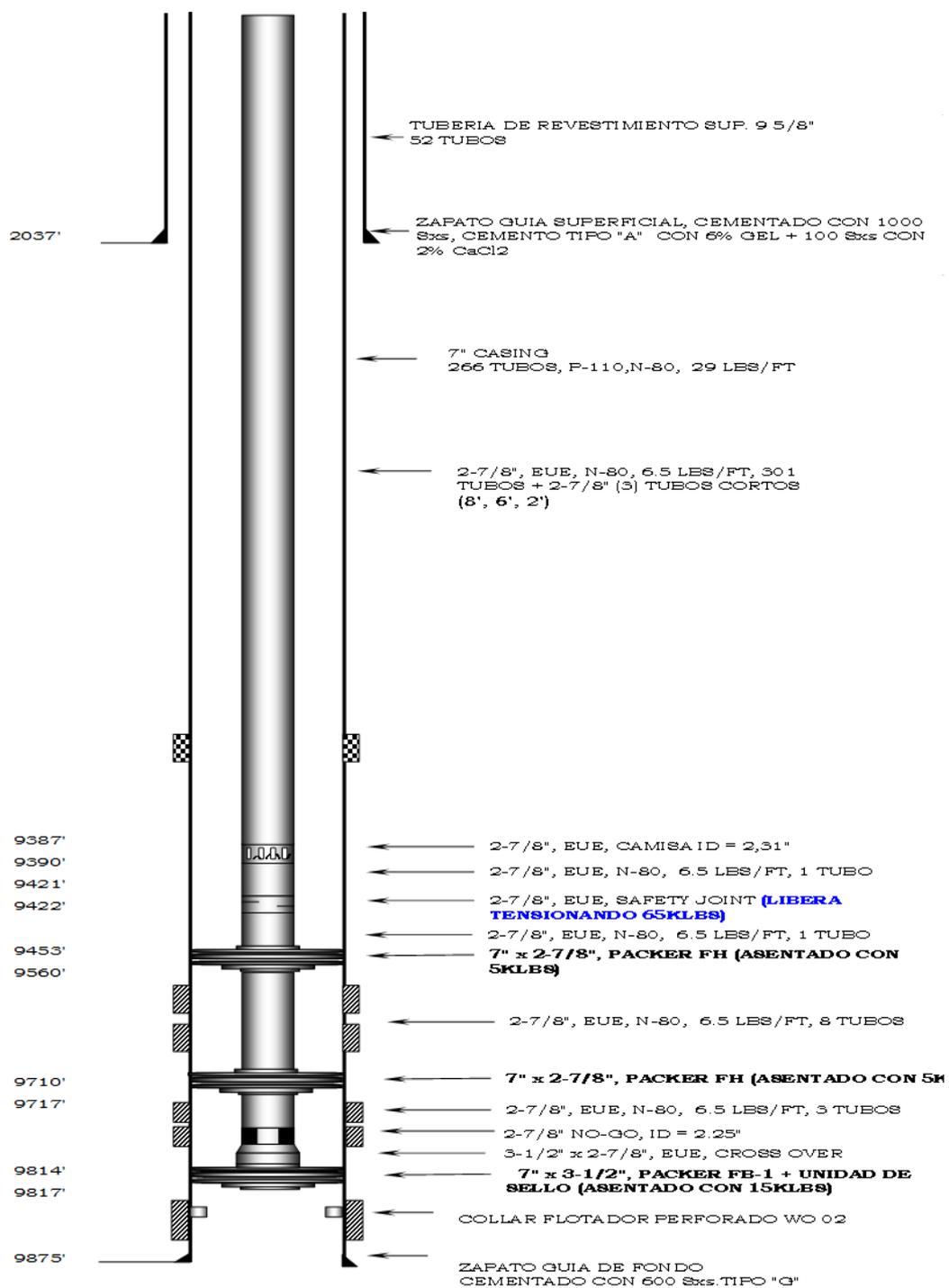


Figura 2.1 Pozo Vertical GAVEN-A

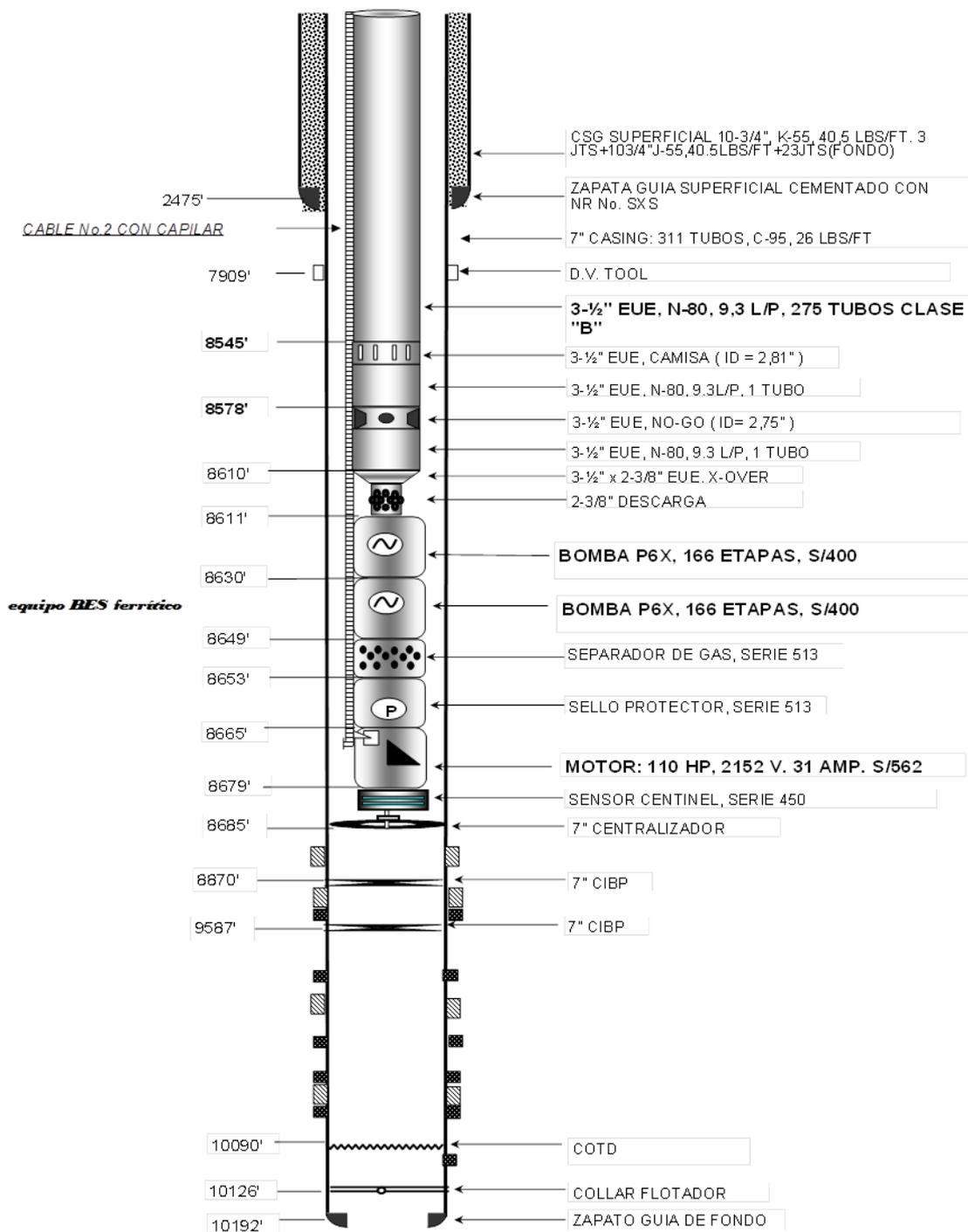


Figura 2.2 Pozo Vertical GAVEN B

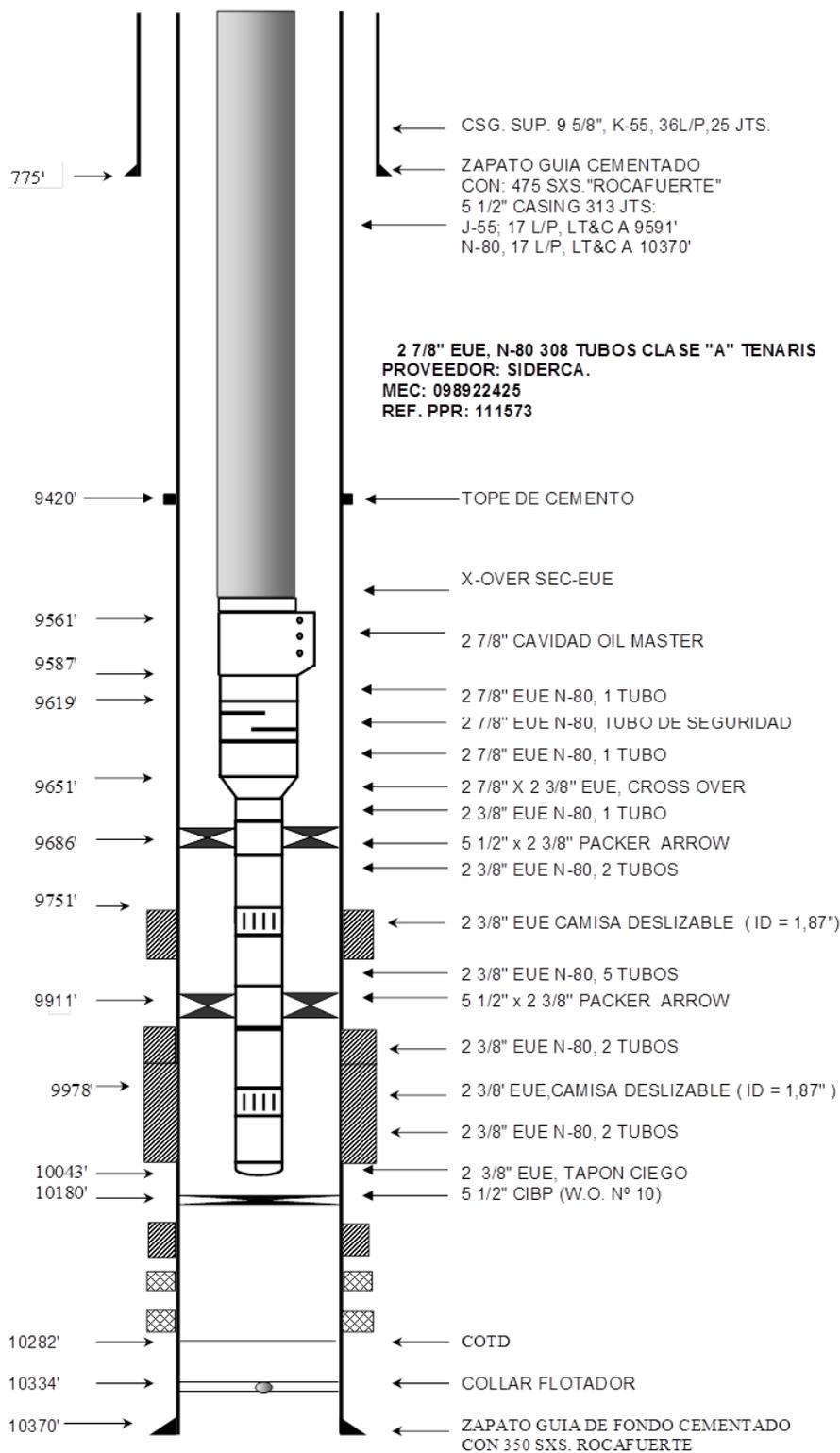


Figura 2.3 Pozo Vertical GAVEN C

2.2 Pozos Direccionales u Horizontales

Estos pozos tienen una parte vertical compuesta por el tubo guía, casing superficial, casing intermedio y liner de producción direccional.

Para estos casos se necesita taladros de mediana o alta potencia (450 – 750 HP o más). A medida que la perforación de un pozo se hace direccional u horizontal, los taladros de perforación y de reacondicionamiento deben cumplir con normas más rígidas con altos estándares de seguridad industrial y medio ambiente e implementar nuevos elementos de control por cuanto se involucran nuevas tecnologías y nuevas herramientas tales como top drive, herramientas compatibles, herramientas para medir producción y reinyección, producción dual, etc.

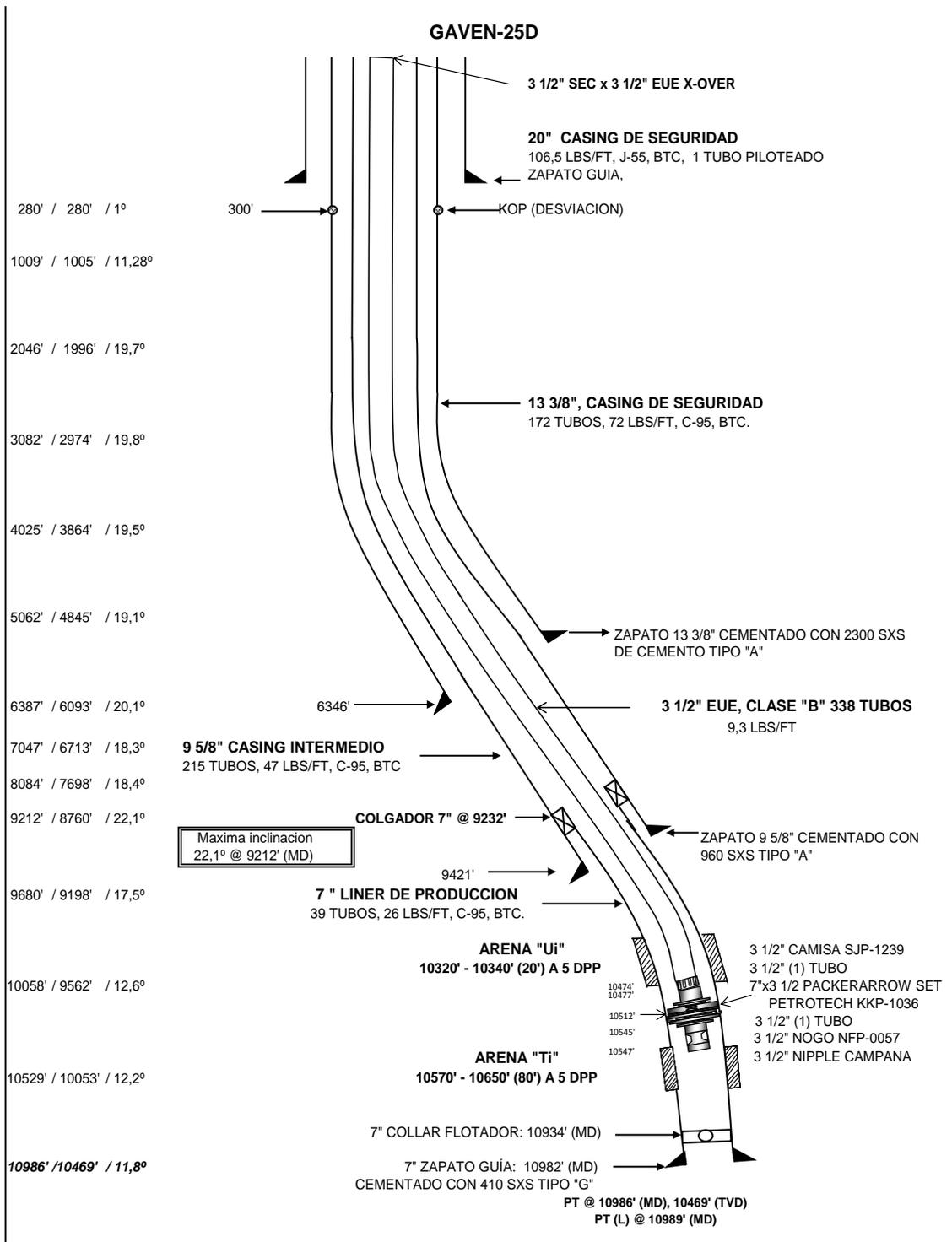


Figura 2.4 Pozos Direccionales u Horizontales GAVEN 25D

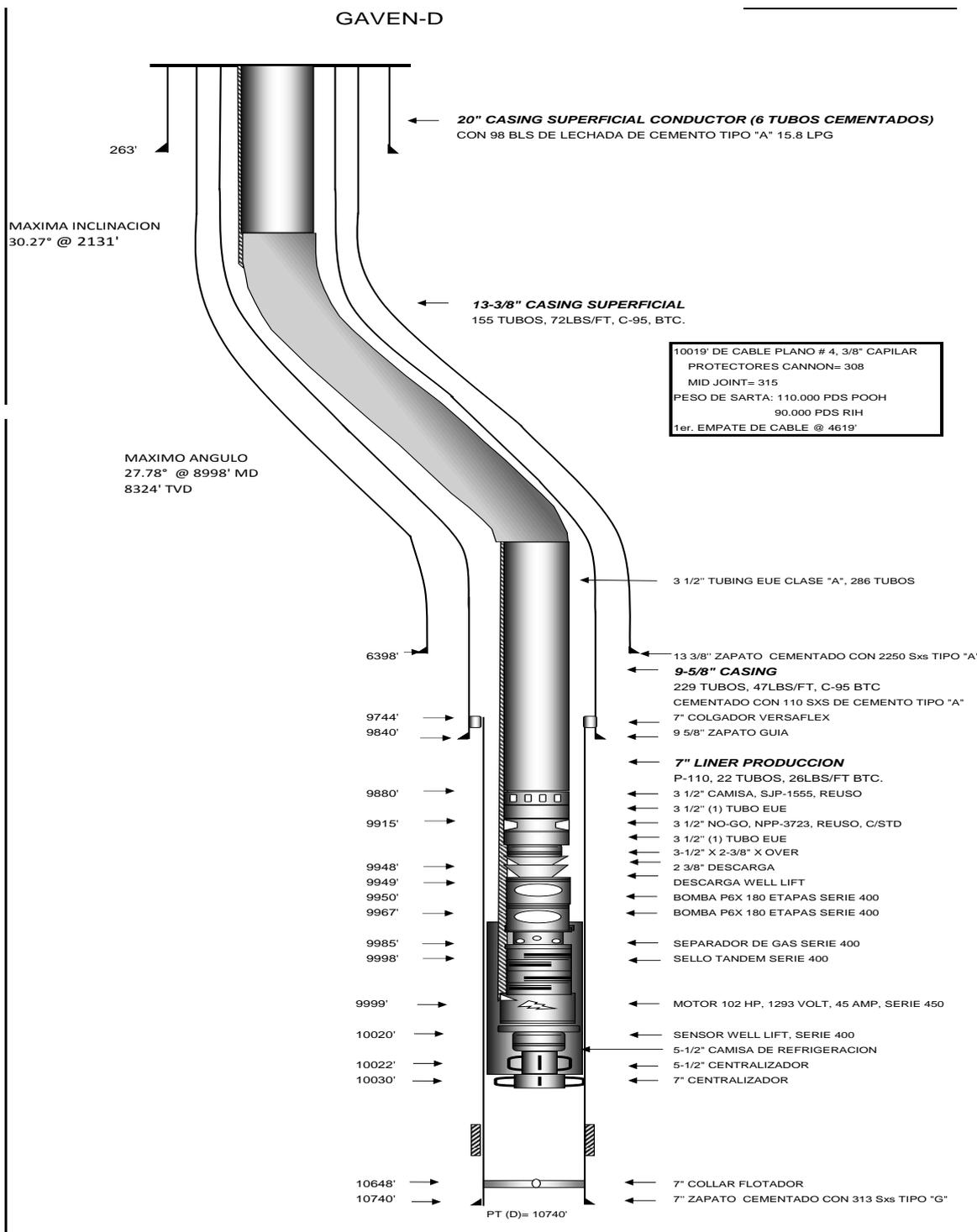


Figura 2.5 Pozo Direccional GAVEN D

2.3 Pozos Multilaterales

Son aquellos que se pueden perforar en una misma locación o “well pad” para lo cual se perfora un pozo direccional y desde este se puede abrir ventanas y atravesar horizontalmente varios horizontes productivos.

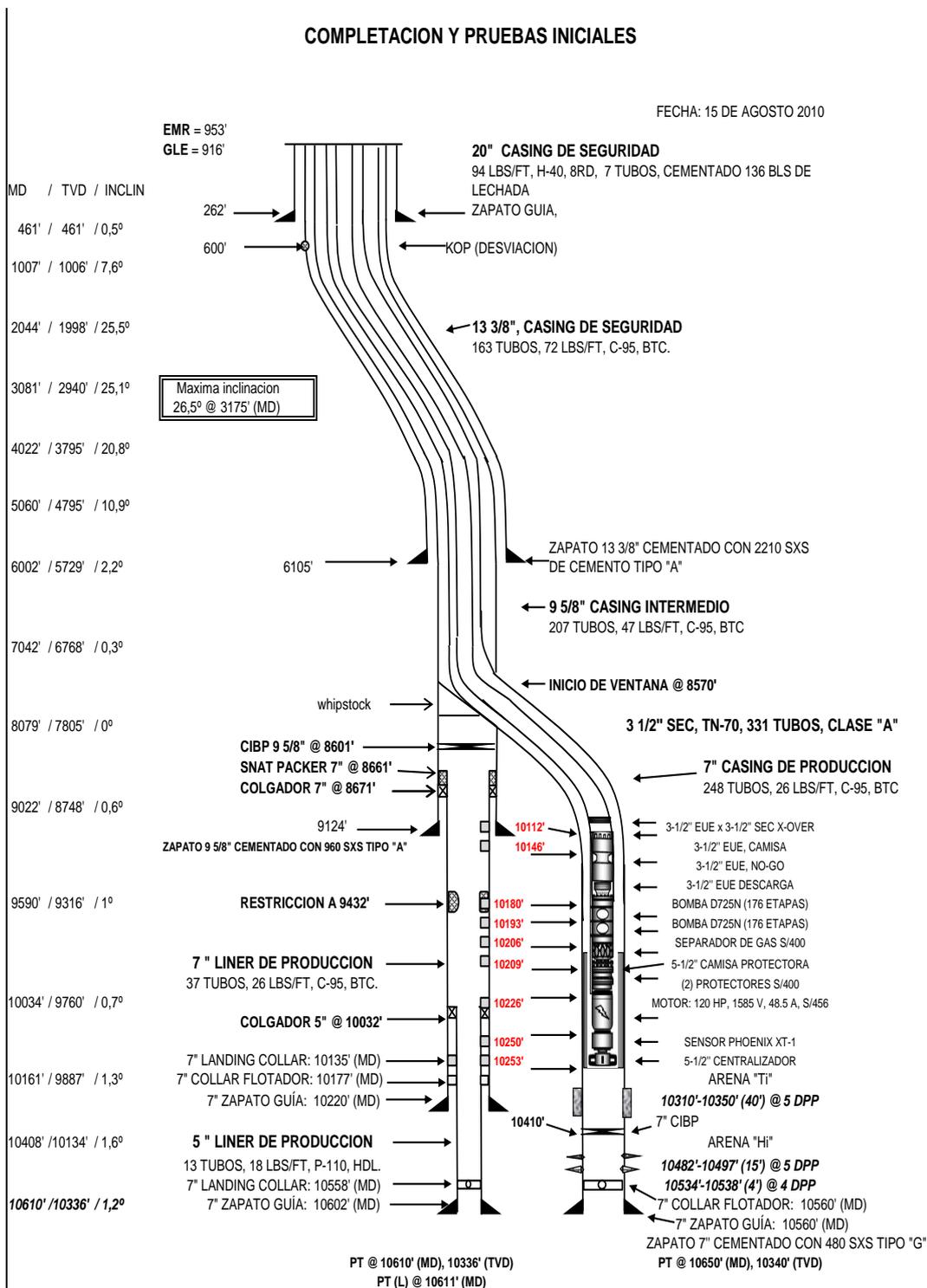


Figura 2.6 Pozo Multilateral GAVEN5MD

2.4 Sistemas de Levantamiento Artificial

2.4.1 Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) y sus componentes

Se basa en el principio de centrifugación de fluidos, según la figura consta de un motor eléctrico, cable eléctrico de potencia acoplado al motor, protector de motor, separador de gas, Bomba centrífuga, tubo corto, descarga.

Tiene una bomba cuya función es aumentar la energía (mecánica) de un fluido. Está compuesta por algunos estatores que giran a alta velocidad y expulsan el fluido hacia la periferia de los rotores colocados sucesivamente uno del otro, de esta manera el fluido gana mayor presión la cual es suministrada por un motor eléctrico, el mismo que tiene un protector. El fluido ingresa a una tubería que lo descarga.

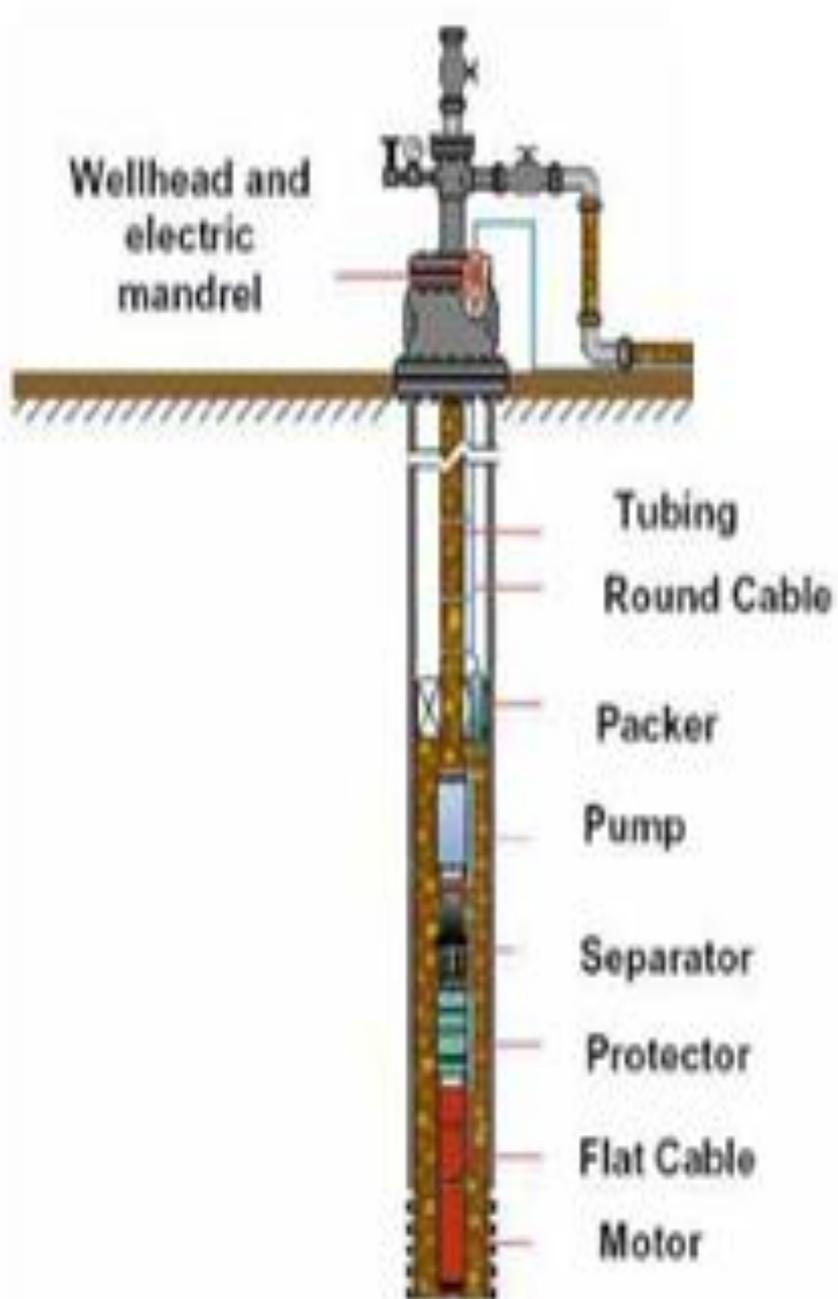


Figura 2.7 Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)

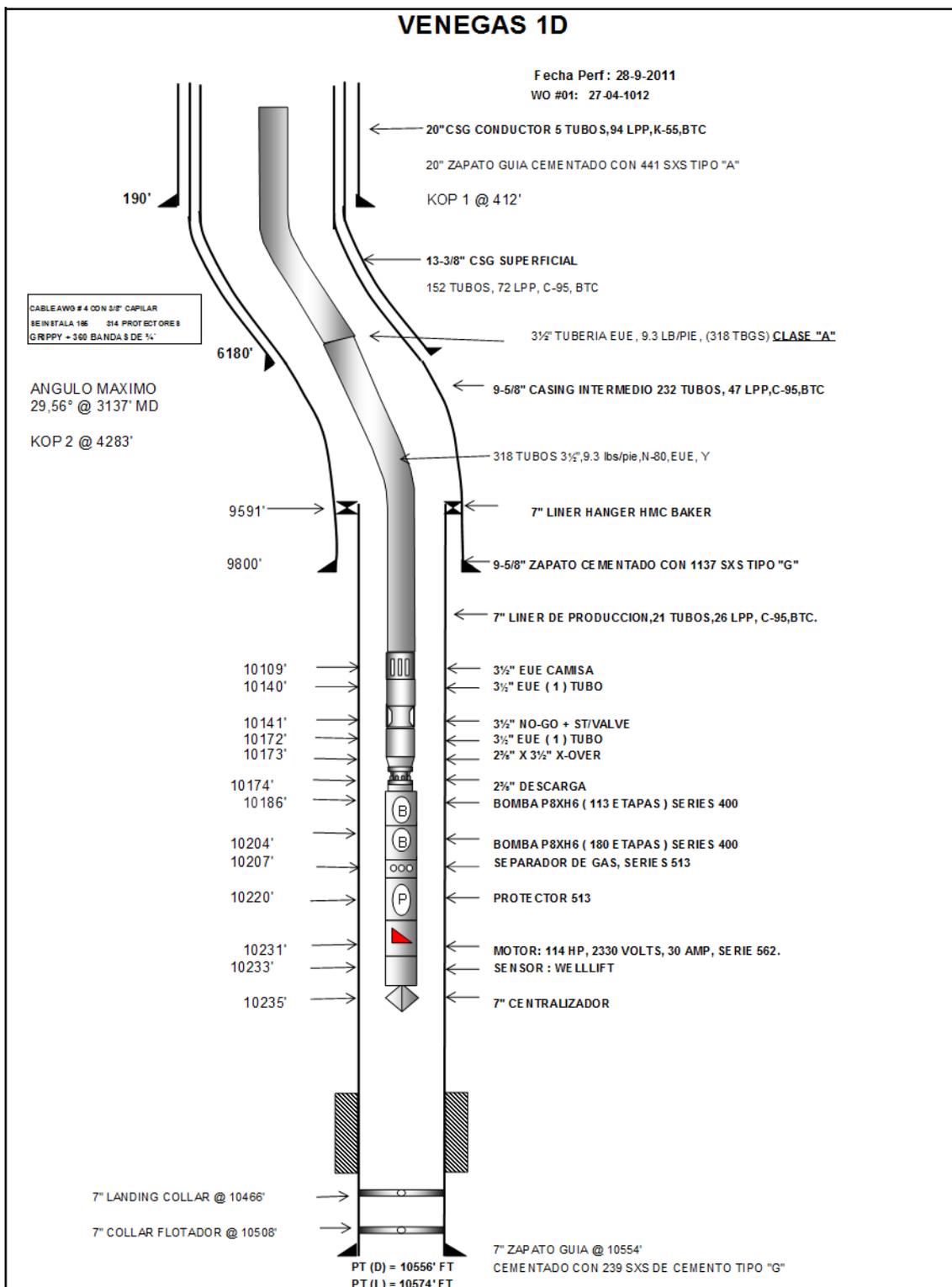


Figura 2.8 Completación Bombeo Eléctrico Sumergible Pozo VENEGAS1D

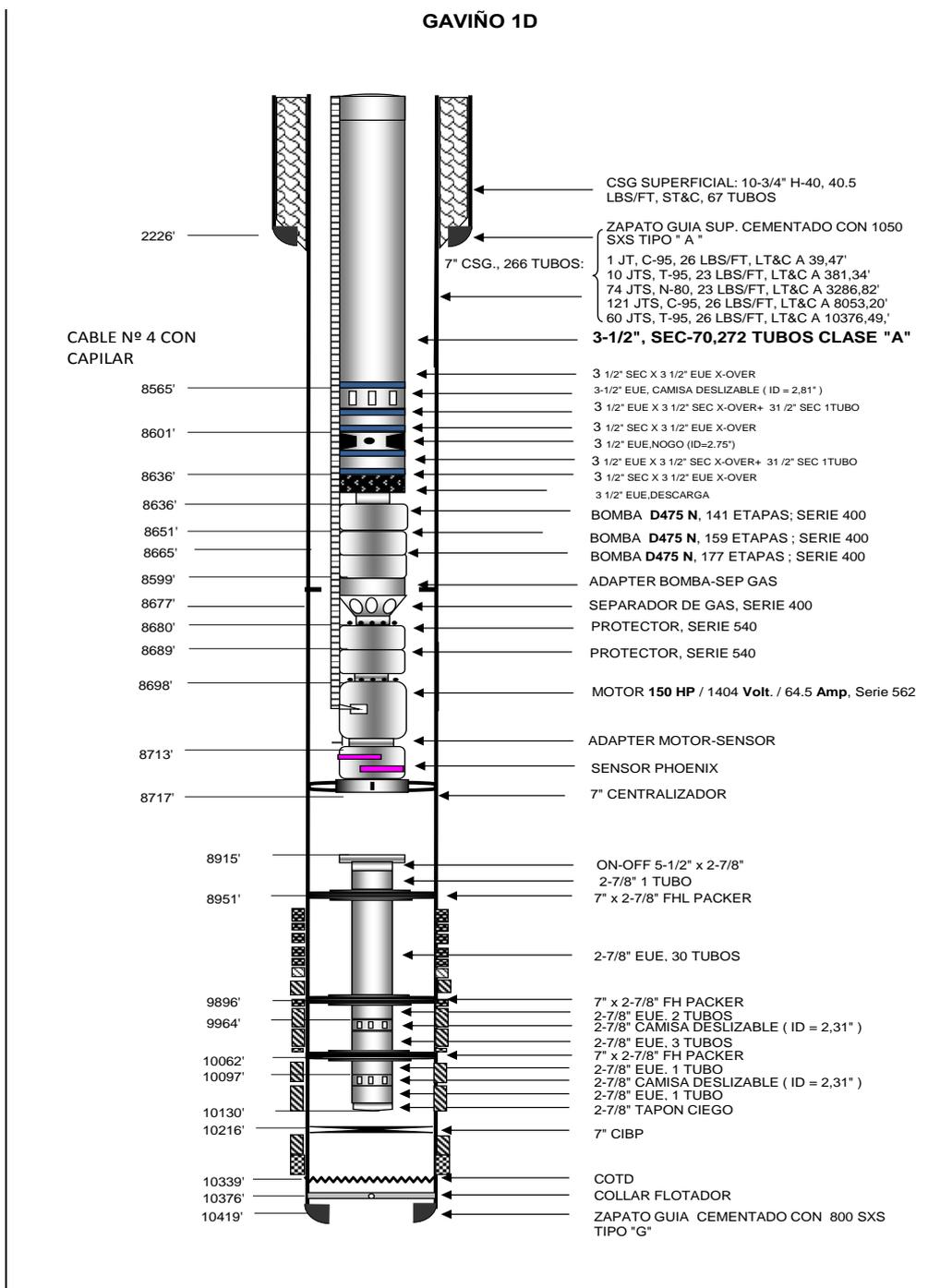


Figura 2.9 Completación Bombeo Eléctrico Sumergible Pozo GAVIÑO1D

2.4.1.1 Tubería

La tubería de producción de petróleo es un elemento constitutivo de la completación de un pozo, ampliamente utilizada en la industria para que sean extraídos los hidrocarburos a superficie.

Esta fabricada de conformidad con la especificación API, las normas 5CT, 5B y otras normas, y autorizada para usar el monograma API. Están disponibles para su elección todos los tamaños estándar de tubería EUE y de tubería de producción bimetal anti corrosión en el grado J, N, C, L, T, P (ANEXO ESPECIFICACIONES TUBERIA TABLA 2.4.2)

Para la completación de pozos comúnmente se corre una o múltiples sargas de tubería dentro mismo, dependiendo del número de zonas a ser completadas, sean los pozos verticales, horizontales o multilaterales respectivamente.

La tubería es diseñada en base a principios como: tamaño, peso, resistencia, longitud, tipo y tamaño de la conexión.

El tamaño de la tubería el diámetro es la distancia medida por el centro desde una pared de la tubería a otra, tomando en cuenta el espesor de la pared de la tubería de ½ pulgada entre el diámetro interno I.D. y el diámetro externo O.D., tomando en cuenta que se da el tamaño nominal mas no es el O.D exacto.

El peso da un control para que el taladro levante y se pueda correr “la sarga en el pozo”. El peso de la tubería determina el espesor de la pared así como

la resistencia de la misma, dicha información se obtiene en libras por pie incluyendo las uniones.

La resistencia, el acero es utilizado resultado de la manufactura con hierro y aleaciones. Se debe tomar en cuenta factores como la tensión, es la resistencia de soportar haladas sin dañarse. Estallido es una forma de tensión de tal manera que la presión interna está tratando de reventar por tracción la tubería. Compresión resistencia de soportar peso sin dañarse. Colapso es una forma de compresión de tal manera que la presión afuera trata de comprimir las paredes de la tubería. Torsión es una combinación de compresión y tensión en una dirección horizontal. Fatiga es una combinación de efecto de tensión y compresión.

Existen dos tipos de conexiones: roscado simple y conexión acoplada es un simple enroscado al extremo de los dos tubos que quedan unidos mediante un simple cuello de manguito tiene un pin que es enroscado en la caja del extremo del otro tubo. Conexión macho y hembra consiste en atornillar los extremos de las dos piezas juntas sin un acoplamiento separado.

2.4.1.1.1 Tubería de Producción API EUE

La tubería API no recalcada (EUE) es fabricada con roscas en ambos extremos. En un extremo se instala un acople y el otro extremo están montados ambos con protectores de rosca.

Sin necesidad de recalcar el extremo del tubo, la tubería API EUE tiene un menor coste y ciclo de procesamiento que el de extremo recalado. Su ciclo de producción más corto supone

La tubería API EUE posee dos características principales. Sin cambiar la forma de rosca, el tamaño de la junta aumenta mediante el proceso de recalado, lo que supone una mayor conexión cumpliendo las exigencias de operación en el fondo del pozo. Además, se logra un efecto de sellado a través del compuesto de hilo de rosca.

Existe una ranura de 0.076mm entre la punta del diente y la cresta. Al apretar los hilos de la rosca, la distancia de la cresta se llena con el compuesto de hilo.

La tubería API se utiliza en los pozos durante la producción o inyección de fluidos. En la extracción de petróleo, se introduce en el agujero para la extracción de petróleo y gas del subsuelo, basándose en la conexión roscada. Por lo general, pasa a través de la tubería de revestimiento del petróleo desempeñando el papel de protección y aislamiento.

El tamaño de los tubos de producción según las normas API oscila entre 2 3/8 "- 4 1/2" (60.32mm - 114.3mm), siendo esta medida la más utilizada en la exploración de petróleo y gas



Figura 2.10 Tubería de Producción (FUENTE: Tomado página web Empresa Hebei Xinlian Petroleum Pipe Co., Ltd.)

2.4.1.2 Camisas Deslizables

Herramienta de apertura y cierre por deslizamiento de camisa, manipulada mecánicamente. La camisa deslizante es esencialmente de apertura total con una camisa interior que puede abrirse y cerrarse por medio de una herramienta sifting tool. Sólo bastará con tirar hacia arriba o hacia abajo a la camisa deslizante y lograr que ésta encaje en cualquiera de sus tres posiciones. Como estándar la camisa deslizante está normalmente equipada con un niple en la parte superior de la camisa, con un sello pulido de agujero por encima y por debajo de los puertos, para aceptar una variedad de seguros, dispositivos de empaclado y accesorios.

Según su función pueden ser:

- Camisas para circulación: permite la circulación de fluidos entre el espacio anular y el tubing, generalmente para control de pozos.
- Camisas para producción: Permite la apertura o cierre de la arena productora.

Estas camisas deslizables permiten:

- Desplazamiento de la tubería o el fluido del anular después de que el árbol de navidad es instalado.
- Prueba selectiva, tratamiento y producción de zonas individuales en un pozo con zonas múltiples.
- Uso de tubería para inducir, por el espacio anular en una completación dual.
- Producir más de una zona a través de una sola tubería.
- Matar al pozo por circulación.
- Levantamiento por Gas.
- Aterrizaje de tapón sellante en un niple para cerrar el pozo o cuando se prueba la tubería.
- Aterrizaje de una mezcla de estranguladores en un niple.
- Circulación de inhibidores para control de corrosión.



Figura 2.11 Camisas Deslizables (FUENTE: Imagen tomada Exposición de Levantamiento Artificial Empresa SERTECPET)

2.4.1.2.1 Partes Camisa de Circulación

Las camisas de circulación disponen de 4 partes se muestran en la FIGURA

2.4.1.2.1

- Montaje del closing sleeve en el housing sleeve, con una tolerancia de 3 y 7 milésimas de pulgada, para garantizar un ajuste deslizable adecuado,
- El Upper Sub y Lower Sub son ajustados al housing con llaves de fricción con un torque de 1200 lb.

- Prueba de apertura y cierre del closing, usando un shifting tool.
- Prueba hidrostática a 4000 psi.

En su parte superior tienen el perfil de un Niple-X y un área pulida para colocar un juego de sellos, al igual que en su parte inferior como parte integral del ensamble. Esto provee un lugar adicional para añadir un Niple a la tubería lo que permitiría colocar otros equipos de control de flujo que puedan ser requeridos en la completación.

Los modelos CC-2375-00, CC-275-00, CC-3500-00 y CC-4500-00 están diseñados para abrir deslizando la camisa hacia abajo y para cerrar deslizándola hacia arriba, pero existen otros modelos que pueden abrir si se empuja hacia arriba la camisa y cerrar empujando la misma hacia abajo.

Están disponibles los modelos desde 2 3/8" hasta 4 1/2". Su construcción es realizada y supervisada bajo métodos estándar de calidad y bajo normas internacionales como la 5 CT y 5B entre otras desde el inicio de su fabricación hasta la obtención del producto final.

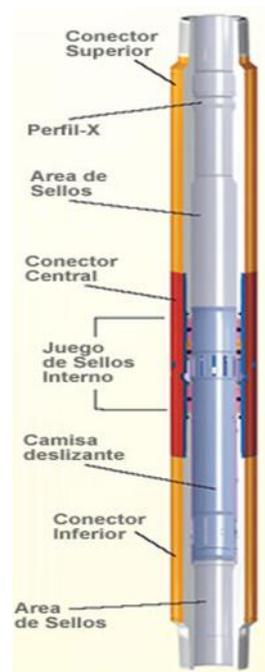


Figura 2.12 Partes de la Camisa de Circulación (FUENTE: SITIO WEB EMPRESA MACCO, http://www.macco.com.ve/spa/ccir_es.htm)

2.4.1.2.2 Funcionamiento del Closing Sleeve

El Closing Sleeve se desliza en el interior del housing sleeve, permitiendo que se abra la comunicación entre el espacio anular y el tubing.

ROTURA DE LOS ELEMENTOS SELLANTES DEL CLOSING SLEEVE

Las fallas se produce en el fondo del pozo y se determina por la prueba de presión cuando la camisa está cerrada.

Con mucha frecuencia estas fallas se presentan luego de que la camisa es manipulada con el shifting tool.

Generalmente las camisas de circulación sufren daños en sus elementos sellantes en el proceso de apertura, ya que el instante en que el closing sleeve comienza a ascender, abre el paso de los fluidos los cuales circulan a alta presión y velocidad, que afecta directamente a los elementos sellantes, generando la rotura de estos.

La mayoría de camisas con falla recuperadas de los pozos, se han encontrado semi-abiertas, esto hace que los sellos queden expuestos al paso de fluidos a gran velocidad y presión.

Las razones por las que una camisa puede quedar semi- abierta, es debido a que el shifting tool no está calibrado adecuadamente para que deslice el closing hacia arriba o hacia abajo.

Área de Sello insuficiente:

Cuando el Closing Sleeve no ha recorrido la carrera completa, los elementos sellantes quedan expuestos al paso de fluido, por lo que en este caso la longitud de la superficie sellante resulta muy corta.



Figura 2.13 Rotura de los Elementos Sellantes del Closing Sleeve (a)
(FUENTE: Imagen tomada Exposición de Levantamiento Artificial Empresa SERTECPET)



Figura 2.14 Ensamblaje Clousing Sleeve (b) (FUENTE: Imagen tomada Exposición de Levantamiento Artificial Empresa SERTECPET)

2.4.1.3 Empacadura de Producción

Es un mecanismo diseñado para proveer un área de sello entre la tubería de revestimiento y el diámetro externo de la tubería de producción. El empacador está también equipado con un sistema de cuñas que asegura este firmemente anclado a la tubería de revestimiento o Liner.

Dependiendo del pozo, los empacaduras (packers) son usados por una o más de las siguientes razones:

- Para proveer una barrera sellante de seguridad al fondo de la tubería de producción tan cerca como sea posible de la zona de producción. Esto es requerido para proteger la tubería de revestimiento de los elementos

corrosivos productos del reservorio y para proteger la tubería de revestimiento de las altas presiones experimentada durante las operaciones de control de pozo o estimulación.

- Para facilitar la reparación del pozo de tuberías de producción dañadas sin exponer la zona productora. Esto es alcanzado por medio del posicionamiento de un tapón recuperable en el ensamble de la cola del empacadura de producción.
- Para proveer un punto de anclaje en la tubería con el fin de minimizar el movimiento de la misma.
- Para asistir en las operaciones de matar el pozo generando una barrera de seguridad cerca del reservorio, lo que resultará en el requerimiento de un fluido de control de menor gravedad específica.
- Para mejorar las condiciones del flujo vertical y prevenir los flujos erráticos.
- Para separar zonas de producción o separar zonas productoras en el mismo agujero en un arreglo múltiple de sarta de producción.
- Para tapar perforaciones preferentemente a cementaciones forzadas (tapones puente)
- Para instalar una bomba en la tubería
- Para minimizar las pérdidas por calor por el uso de un anular vacío o un aislante térmico
- Asegurar la presión de integridad en la boca del liner.
- Aislar fugas en la tubería de revestimiento.

- Para facilitar las operaciones temporales de servicio de pozo (Ej. Estimulaciones, forzadas) o pruebas en pozo con DST

Hay ciertos componentes básicos que son comunes a todos los empacaduras de producción.

El sello del ensamble consiste del empacador elastomérico junto con los “back-up rings”. Estos proveen el aislamiento entre el anular y el lado inferior del empacador por su asentamiento contra las paredes de la tubería de revestimiento.

Un problema con los elementos de empaque es la extrusión de los sellos, la cual se elimina por los “back-up rings”. Una técnica alternativa es el uso de un elemento de empaque combinado, con un elemento de mayor suavidad dentro proveyendo el sello, los elementos más duros en el exterior reforzarán el sello suave y previniendo la extrusión. La presión diferencial de un empacador será dependiente del estrés inducido en el elemento.

Este tipo de empacador es asentado por medio de presión hidráulica en la tubería. La presión actúa sobre el pistón, forzando el pistón a través del anillo de cierre y presionando las cuñas inferiores sobre el cono. Los conos son básicamente calzas metálicas que fuerzan las cuñas dentadas hacia fuera dentro de la pared de la tubería de revestimiento. En este caso, las cuñas en cualquier lado del elemento de empaque están opuestas (se mantienen en direcciones opuestas). Cuando el empaque es asentado, las cuñas se

separan en segmentos que agarran las paredes de la tubería de revestimiento. Una vez que la cuña inferior contacta la pared de la tubería, la carga en los conos y los pines localizados en los conos de corte, permitiendo al comprimirse. Cuando el elemento se comprime, el pin en la parte superior del cono corta, forzando a la cuña superior hacia la tubería de revestimiento.

El movimiento de elemento de empaque bajo diferenciales de presión, con frecuencia resultará en la falla del empacador. Para evitar esto, el seguro, o trinquete, ambos aseguran el estrés en el elemento y previene que las cuñas se desencajen.

En la cima del empacador hay un elemento de rosca cuadrada junto con el sello de espacio. En la mayoría de las aplicaciones, el empacador es corrido con un anclador el cual se localiza en el empacador. Aunque el empacador es permanente, la tubería de revestimiento puede removerse por la aplicación de 5,000 a 10,000 lbs de jale y la rotación de aprox. 15 veces a la derecha. En el poco probable evento que el empacador requiera ser removido, esto solo puede ser hecho por molienda.

2.4.1.3.1 Tipos de Empacaduras

2.4.1.3.1.1 Empacadura Hidráulica o no Recuperable

Preferentemente son packers hidráulicos, sirven para bajar BHA de fondo o completación de fondo para bombeo hidráulico, se asientan con peso o presión con lo cual se anclan las cuñas a la tubería de revestimiento y las gomas se inflan de tal manera que producen un sello casing tubing. El mecanismo de asentamiento se fundamenta en la inserción de pines de bronce que tienen un rango para su corte o cizalla dependiendo las presiones que tengamos en el fondo al exceder este límite de esfuerzo se rompen los pines y se anclan las cuñas al meter presión por anular y tubing se inflan las gomas.

Son packers de una sola vida al recuperarlo por tensión rompiendo los pines de desasentamiento el packer debe ser inevitablemente reparado.

2.4.1.3.1.2 Empacadura Mecánica o Recuperables

Los empacadores recuperables se usan siempre que las condiciones del pozo no sean demasiado severas y sin demasiadas inversiones de presión en la vida del pozo donde el empacador recuperable ha probado su desempeño satisfactorio.

Son bajados para realizar varias actividades en un mismo trabajo de Workover se lo puede asentar o desasentar por rotación y peso para lo cual tienen un sistema de anclaje o de jota que funciona como un candado o

seguro si se asienta o cierra rotando a la derecha para desasentar será en sentido contrario. Se puede dar los siguientes usos:

Para determinar la profundidad a la que debe quedar la marca radiactiva para realizar un TCP se lo mueve de arriba hacia abajo correlacionando con un registro CCL-GR y mecánicamente mediante espaciamento con Pup Joint.

Para espaciar a la profundidad a la que debe ir asentado el packer mecánico asilando dos zonas cuando el espacio entre las zonas es muy pequeño.

Para realizar corrección de casing en algunos tramos en los cuales deben asentarse correctamente y otras aplicaciones.

Los empacadores permanentes a causa de su construcción simple y fuerte, son también inherentemente más fuertes y generalmente tendrán un mayor espacio a través de cualquier tamaño de tubería de revestimiento que su empacador recuperable equivalente.



Figura 2.15 Empacadura Mecánica o Recuperables (FUENTE: Imagen tomada de pagina web empresa Weatherford)

2.4.1.4 Cross Over

Es una herramienta pequeña, utilizada para acoplar dos componentes de diferentes medidas o tipos de conexiones.

La fabricación de cross over con o sin lateral forjados en acero SAE 4140 bonificado con rosca para tubing de 2 3/8", 2 7/8", 3", 3 1/2". API pin a ACME 4" ACME 6 hilos pin

CROSS OVER ESPECIAL, fundamentales para unir dos tipos de materiales de EUE; SEC y TSH BLUE y tubería especial de acero inoxidable con aleación cromo o cobalto.

Los cross over sirven para unir una completacion EUE cuyas herramientas standarizadas tienen conexiones EUE y de acuerdo a la disponibilidad tendremos otros tipos de tubería por lo que en un extremo es EUE otro indiferentemente puede ser SEC o TSH BLUE.



Figura 2.16 Cross Over (FUENTE: Imagen tomada de pagina web empresa Weatherford)

2.4.1.5 Pup Joint

Tiene las mismas especificaciones que una tubería normal.

Recomendado para líneas de cementación y estimulación de fracturas múltiples, y Flow Line en circulación y ensayos de pozo

Disponibles en 2 pies, 3 pies y 4 pies con conexión en los extremos, integrales o soldados, con certificación de materiales y prueba hidráulica..

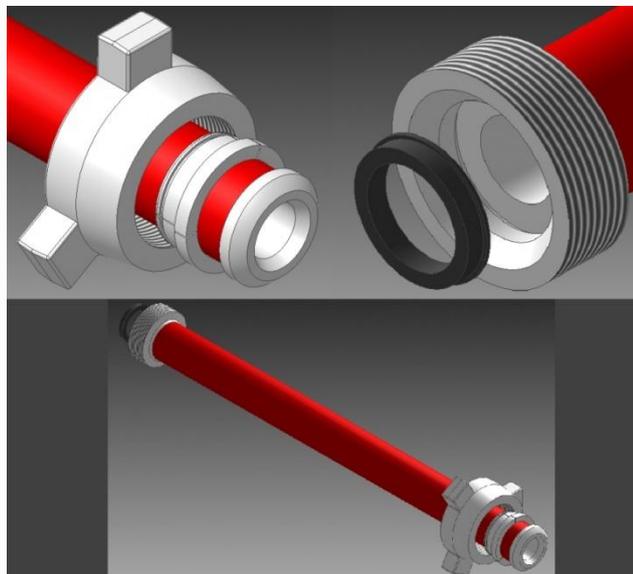


Figura 2.17 Pup Joint (FUENTE: XI'AN Kingwell OILFIELD MACHINERY CO., LTD)

2.4.1.6 NO-GO

Es una herramienta de seguridad ubicada en el fondo de la sarta de completación y es un niple de asiento que con el uso de accesorios generan un sello impidiendo o regulando el paso del flujo por la tubería de producción. Tiene un diámetro interno y una ranura de seguridad que retienen accesorios de control de flujo, como tapones, elementos de presión y standing valve. Estos elementos pueden ser soltados desde superficie o bajados con herramientas apropiadas mediante cables (Wireline) o recuperados.

2.4.1.7 Bombas Centrifugas

Estas bombas manejan grandes volúmenes de líquidos con baja relación de gas / líquido de pozos de agua, pozos de crudo con alta relación de agua y pozos de crudo con alta descarga. Cuantificado su funcionamiento por etapas múltiples. Cada "etapa" se compone de un impulsor y un difusor. El impulsor lleva el fluido e imparte energía cinética a la misma. El difusor convierte esta energía cinética en energía potencial (cabeza). Cabeza diferencial se puede aumentar girando el impulsor más rápido, usando un impulsor mayor, o aumentando el número de impulsores. El impulsor y el fluido que está siendo bombeado están aislados del exterior por el embalaje o sellos mecánicos. Cojinetes radiales y de empuje del eje restringen el movimiento del eje y reducen la fricción de rotación.

Los impulsores determinan la tasa de flujo que la bomba es capaz de manejar para un diseño específico. Puede ser un impulsor de flujo mixto tiene los ángulos de los alabes cercanos a 45 grados, los cuales son encontrados en bombas para altas tasas de producción. Los impulsores radiales tienen los ángulos cercanos a 90 grados los cuales se utilizan en bombas con bajas tasas de flujo.

Al ser alimentadas eléctricamente, un cable debe correrse hacia abajo en el espacio anular entre la tubería de producción y el pozo. La confiabilidad de este equipo puede variar significativamente debido a una multitud de razones.

Este tipo de bombas tienen varias etapas de centrifugación. Su ventaja es que no tiene instalaciones en superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente.

Las bombas centrífugas están diseñadas con respecto al Número de succiones (simple o doble), Número de impulsores (individuales, dobles, o múltiples etapas) salida, Los impulsores (tipo, número de paletas, etc)

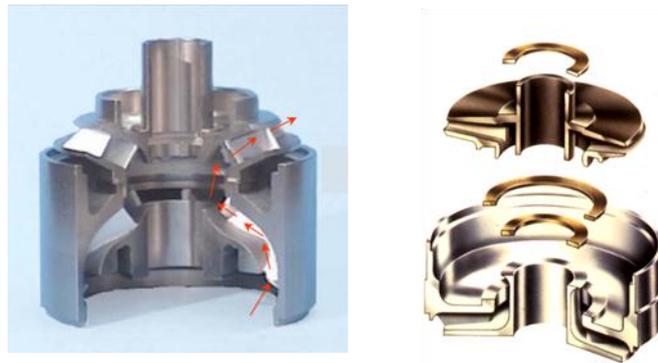


Figura 2.18 Impulsores 45 Grados y 90 Grados (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB ESPOL FICT)

2.4.1.8 Separador de Gas

Presenta un diseño simple separando el gas del líquido en una cámara rotativa. El fluido al ingresar pasa por un inductor que provee desplazamiento positivo hacia los otros componentes. Además utiliza un rotor de diseño exclusivo que está protegido contra la abrasión y que tiene la particularidad de acelerar la velocidad del fluido y a su vez lo centrifuga separando el líquido del gas. Las eficiencias de separación conseguidas son del 90%.

El separador de gas se coloca entre la sección sellante y el alojamiento de la bomba. Elimina el gas del fluido y lo retorna por el espacio anular dirigiendo el fluido libre de gas hacia la bomba.

Elimina los golpes de presión cuando se está bombeando por debajo del caudal de bombeo diseñado.

Evita las fluctuaciones de carga al motor provocadas por las cargas cíclicas causadas por interferencia de gas, previene la cavitación.

Tipos de separadores:

2.4.1.8.1 Separador de Gas Estático

El diseño original de los separadores de gas estáticos se basaba en el incremento de la separación por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada a la bomba. Por esto se les conoce como separadores de gas de flujo inverso.

Dentro de los ejemplos de separadores estáticos se encuentra el separador de gas convencional, el cual invierte el sentido de flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe con su trayectoria ascendente hacia el espacio anular, se recomienda para pozos donde las cantidades de gas libre no son muy altas a la profundidad de colocación de la bomba.



Figura 2.19 Separador de Gas Estático (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB ESPOL FICT)

2.4.1.8.2 Separador de Gas Dinámico

Este tipo de separador se puede dividir en cuatro secciones:

Succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y By-pass.

En la primera sección después de la succión, el inductor aumenta la presión de la mezcla.

En la cámara de separación las fases se separan dependiendo del tipo de separador rotativo. Puesto que la fase líquida es más pesada, ésta es expulsada hacia afuera (contra la pared interna) y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser más liviana. En la parte superior del separador los fluidos de producción son re direccionados, el gas que venía por la parte central es desviado al espacio anular y la fase líquida desde el exterior es dirigida hacia la bomba por la parte interior del By-pass.

Separadores tipo Vortex se consideran la línea de separadores dinámicos de última generación. Es un separador que utiliza el efecto remolino (Vortex) que se genera en el fluido al pasar éste por los puertos de entrada, inductor, propulsor y By-pass de descarga. El separador Vortex también utiliza el sistema de cojinetes flexibles resistentes a la abrasión. Bajo este esquema de direccionamiento de los fluidos es posible obtener mucho mejor rendimiento y durabilidad en el manejo de fluidos severamente abrasivos.

La eficiencia de separación no es un valor fácil de predecir debido a la cantidad de variables que intervienen como tamaño del casing, características del fluido, velocidades, caudal, tipo de flujo, dimensiones de los equipos, velocidad de rotación, etc.



Figura 2.20 Separador de Gas Dinámico (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB ESPOL FICT)

2.4.1.9 Protectores (SELLOS)

Se coloca entre el motor eléctrico sumergible y la bomba multietapa, puede ser instalado como una unidad simple o como una unidad tándem (conexión en serie de equipos del mismo tipo)

Conecta el cuerpo del motor con el eje de la bomba y el eje del motor con el eje de la bomba aloja el cojinete de empuje de la bomba.

Aísla el motor de los fluidos del pozo permitiendo un balance de presiones entre el interior del motor y los fluidos del pozo

Provee el volumen necesario para la expansión del aceite de la unidad debido al calor generado cuando el motor está en operación y a la temperatura del pozo durante la instalación, algo de fluido del pozo entra en la parte de arriba de la cámara superior del sello, a medida que la bomba se baja en el pozo, sin embargo dado que hay comunicación entre el fluido del pozo y la unidad llena de aceite, la presión interna del motor es aproximadamente igual a la presión de sumergencia.

Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.

Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.

Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos.

Cuando un motor se detiene, su aceite se contrae a medida que el motor se enfría y el protector provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo. Si el motor se detuviera sin contar con los beneficios de un protector, su aceite

se contraería con el enfriamiento del motor, creando un vacío que se llenaría con los fluidos del pozo.

Los protectores se dividen generalmente en tres categorías: los diseños de tipo laberinto, bolsa elastomérica y fuelle.

El diseño de tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que este diseño funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el aceite del motor y la unidad debe instalarse en el pozo en posición vertical o casi vertical. En pozos con altas relaciones gas/petróleo, el peso específico del fluido del pozo puede ser menor que el del aceite del motor.

Durante la operación

Con el motor en marcha, el aceite se expande debido al incremento de temperatura del mismo. El aceite se mueve hacia arriba dentro de la bolsa elástica y la expande parcialmente. El volumen de la bolsa es suficientemente grande para contener la expansión desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de fondo y hasta la temperatura de operación. Sin ejercer presión sobre dicha bolsa

Cuando el sello este detenido

Cuando el motor para y se enfría el aceite se contrae. La bolsa elástica absorbe ese cambio en volumen sin mayor esfuerzo debido a que el volumen

reducido de aceite permite que la bolsa se contraiga y el fluido del pozo acompañe esta contracción en el espacio anular entre la bolsa y el interior del alojamiento de la sección sellante.

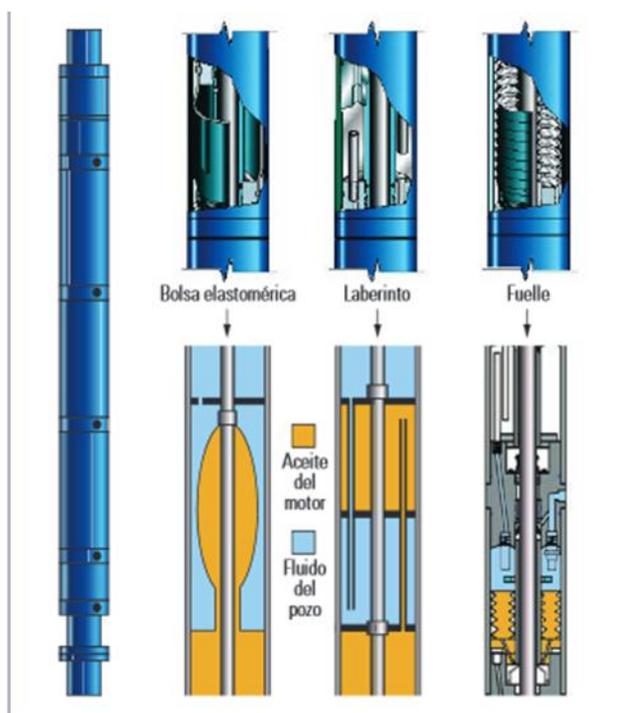


Figura 2.21 Protectores (sellos) (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB ESPOL FICT)

DIMENSIONES

Se proveen conjuntos sellantes de varias medidas para adaptarse a los diferentes dimensionamientos de la bomba y motor. Es de gran importancia al seleccionar una bomba y sello que quede suficiente lugar entre el diámetro exterior del sello y el diámetro interior del casing para permitir el pasaje del cable plano que se conecta al motor ubicado abajo del conjunto bomba y sello.

El eje del motor se conecta al eje de la bomba mediante el eje del sello con acoplamientos estriados en ambos extremos. El extremo inferior del eje del sello se acopla con el eje del motor. El extremo superior del eje del sello se encastra con el eje de la bomba de tal manera que el peso del eje de la bomba, la carga hidráulica longitudinal en el eje de la bomba y cualquier carga fija longitudinal de los impulsores sea transmitido desde la bomba al conjunto sellante. Estas cargas son transmitidas a su vez al cojinete de empuje.

2.4.1.10 Motor

El diseño del motor tiene un estator y rotor con ranuras que mejora la eficiencia

Tiene unos cojinetes que no permiten la rotación, es un elemento estándar en todas las series de motores. Consta de un alambre magnético recubierto de kapton. Materiales aislantes con alto grado térmico, tiene alojamientos en estándar o en metalurgia especial resistente a la corrosión.

Normalmente los ejes operan rotación de izquierda a derecha asegurando un mejor ajuste de las juntas de tubería. Los motores están diseñado para operar en cualquier dirección.

Las series de los motores se fabrican de acuerdo a lo siguiente:

Serie 450: Para casing de 5 ½ pulgadas OD o mayores

Serie 544: Para casing de 7 pulgadas OD o mayores

Serie 725: Para casing de 9 5/8 pulgadas OD o mayores

El Tamaño de un motor requerido para el tamaño de bomba predeterminada, multiplicando la potencia máxima por etapa por la cantidad de etapas elegida. La potencia máxima se obtiene nuevamente a una curva de performance de la bomba seleccionada y leyendo en la escala de la derecha el valor correspondiente al pico de la curva de potencia. La potencia del freno requerida para mover una bomba determinada se calcula mediante:

Total de etapas x HP/ etapas x Gravedad específica = BHP

2.4.1.11 Sensor

Es una de las partes más importantes ya que envía la información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, como son temperaturas y presiones. Estos datos se utilizan para determinar en qué condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema.

La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias. Los parámetros que registra el sensor son:

- ▶ Presión de Entrada.
- ▶ Temperatura de Entrada.

► Temperatura del Motor.

Conexión del motor (Mufa): Este dispositivo se utiliza para obtener una conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico.

2.4.1.12 Centralizador

Se utilizan para centrar el motor y la bomba a efectos de tener un buen enriamiento y en algunos casos para impedir que el cable se dañe por rozamiento contra la pared del pozo. También los centralizadores ayudan a prevenir que se dañe el recubrimiento especial para corrosión durante la instalación.

Se debe tener precaución al utilizarlos, de que estos no giren o se muevan hacia arriba o hacia abajo en el tubing. También se dispone de protectores de goma que calzan en el diámetro exterior del tubing y protegen el cable. Son útiles especialmente en pozos direccionales.

2.4.1.13 Camisa de Enfriamiento (si es necesario)

Es un casing generalmente de 7 pulgadas o de 5 ½ pulgadas de diámetro. Sirve para encamisar el equipo BES desde el centralizador hasta el intake o separador de gas

Su función es permitir el flujo de agua de matado de tal manera que el motor no esté expuesto mucho tiempo debido a la alta temperatura del agua de formación dependiendo del yacimiento por la capacidad calorífica que posee el agua está la cual en ocasiones quema el motor.

Existen pozos con condiciones especiales tales, que para obtener un buen desempeño de la bomba electro sumergible requieran de ciertas consideraciones adicionales de instalación. Donde se restringe el enfriamiento adecuado del motor, es el mayor problema en una instalación ocasionando un incremento anormal de la temperatura y posibles fallas del mismo.

Es más factible que esto ocurra donde la acumulación gradual de arena o sedimentos pueden azolar el motor; también cuando el veneno del pozo se encuentra arriba del nivel del motor, o en aguas que tienen la tendencia a acumular arcillas o carbonatos en el motor que se incrustan (es decir cerca de las instalaciones en el fondo del pozo).

Donde se pueden apreciar estas condiciones, usualmente se usa una camisa de enfriamiento, la cual se la instala sobre la bomba junto con la succión para evitar la falta de enfriamiento del motor.

Preferentemente se instala la camisa 1 metro por debajo del motor.



Figura 2.22 Camisa de Enfriamiento (si es necesario) (FUENTE: Imagen tomada página web http://www.jpk.com.ve/motores_sumergibles.htm)

2.4.1.14 Cable Eléctrico de Potencia (FLAT CABLE)

Es sin duda uno de los componentes fundamentales del equipo electrosumergible por su función y costos. Todos los cables cumplen con estrictas especificaciones en varios tamaños de conductor y materiales.

La energía eléctrica de tres fases es transmitida al motor a través de 3 cables conductores de potencia unidos entre si y sostenidos por el tubing. La configuración del cable puede ser redonda o plana. . El conductor es de cobre de uno o más hilos por fase.

El cable redondo es generalmente menos caro, y puede ser la opción preferida ya que existe suficiente espacio libre entre el tubing y el casing. Donde existe espacio restringido entre el tubing y el casing, es requerido el cable con configuración plana que es más caro.

Debido a la ausencia de corrosión severa o ataques químicos, los cables de potencia estándares tienen un tiempo de vida aproximado de 10 años.

El cable plano de extensión a motor es de configuración plana y cubre toda la longitud de la bomba y la sección sellante desde el motor, se lo requiere debido las limitaciones de espacio entre casing y tubing y el exterior de la bomba.

- **Medida del cable**

Depende de varios factores combinados, tales como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible entre las cuplas del tubing y del casing.

Se recomienda la selección de un cable de medida tal que nos de una caída de voltaje en el cable inferior a 30 voltios por cada 1000 pies, para un amperaje de motor y una temperatura de fondo determinadas.

En la tabla adjunta podemos referirnos para determinar una medida de cable con los tamaños de tubing y casing propuestos.

- **Longitud del cable**

La longitud total del cable debe ser por lo menos 100 pies mayor que la profundidad de fijación de la bomba a fin de poder hacer las conexiones de superficie lo suficientemente lejos de la boca del pozo por razones de seguridad.

2.4.1.14.1 Tipos de Cable

Esta selección se basa en las condiciones del fluido, temperatura de fondo y limitaciones de espacio entre casing y tubing. Ejemplo el cable CL-81 es sugerido para pozos de alta temperatura.

Cuando no hay suficiente espacio anular para bajar cable redondo, usar cable eléctrico de configuración plana, están diseñados para operar en un amplio rango de temperaturas. Es aislante tiene es de un compuesto especial resistente al aceite, con propiedades eléctricas comprobadas. Los materiales son seleccionados para cumplir con las condiciones el pozo en cada aplicación. Para 280°F de temperatura se emplea una chaqueta de goma de nitrilo resistente al aceite para proteger al aislante y a la barrera durante la descompresión. Los productos para temperaturas de 300°F y 400°F emplean una chaqueta de un compuesto resistente al aceite y de alto modulo que ha sido formulado para condiciones severas. La armadura de acero galvanizado proporciona una protección completa a los cables.

Los cables pueden ser:

CABLE PLANO

- 1.- CONDUCTOR con estañado sólido
- 2.- AISLANTE, polipropileno de alta rigidez dieléctrica
- 3.- CHAQUETA, goma de nitrilo de alto módulo resistente al aceite
- 4.- ARMADURA, acero galvanizado perfiles planos
- 5.- TUBO capilar de acero inoxidable 0.049 pulgadas por 0.375 pulgadas,
- 6.- ARMADURA, acero galvanizado perfil plano

CABLE REDONDO

- 1.- CONDUCTOR con estañado sólido
- 2.- AISLANTE, polipropileno de alta rigidez dieléctrica
- 3.- CHAQUETA, goma de nitrilo de alto modulo resistente al aceite
- 4.- ARMADURA, acero galvanizado perfil redondo
- 5.- TUBO capilar de acero inoxidable 0.049 pulgadas por 0.375 pulgadas,
- 6.- ARMADURA, acero galvanizado perfil redondo.



Figura 2.23 Tipos de Cable (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB)

2.4.1.15 Cable Capilar

Están diseñados para operar en un amplio rango de temperaturas. Estos cables emplean un método único que incorpora el tubo capilar de acero inoxidable de diámetro muy pequeño dentro de la armadura del cable de potencia se ha vuelto necesaria en el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible (BES) a lo largo del cable de potencia, lo que elimina el costo de instalar una segunda línea para un tratamiento químico del pozo.

Este tubo puede ser usado para inyectar químicos (inhibidores de parafina, demulsificantes, inhibidores de corrosión, etc.) También puede ser usado como un tubo de control para una válvula de seguridad (safety valve) en subsuperficie o para medidas de presión de fondo. El tubo puede llegar hasta cualquier profundidad del pozo (no necesariamente hasta el motor de la bomba).



Figura 2.24 Cable Capilar (FUENTE: Imagen tomada MTSS)

2.4.1.15.1 Protectores de Cable

Se utilizan para proteger el cable plano con una longitud por lo menos igual a la de la longitud de la bomba más 9 pies. Se deben hacer consideraciones especiales para la instalación en casing de 5 1/2" 20 lbs pie y en casing de 6 5/8" 26 lbs pie.

También denominado sección de sello, está localizada entre el motor y la bomba. Permite la expansión del petróleo en el motor mientras la temperatura del motor y presión interna cambian, y también permite igualar las presiones internas (dentro del motor) y externas (fuera del motor). Esto ayuda a prevenir fugas a través de los sellos y juntas del motor, y asegura que la cubierta del motor no es requerida para contener una presión excesiva con cambios en la presión externa y expansión térmica, y contracción del motor del petróleo. El protector también aísla el petróleo del motor interno de la contaminación producida por los fluidos del pozo, los cuales causarían un fallo prematuro de aislamiento si logran ingresar al motor



Figura 2.25 Protectores de Cable (FUENTE: Imagen tomada Presentación Magistral de Levantamiento Artificial BES-SLB)

2.4.2 Bombeo Hidráulico

Todos los sistemas de bombeo hidráulico con bombas a pistón o jet tienen como fundamento la Ley de Pascal. Básicamente la Ley de Pascal nos permite transmitir potencia por medio de un fluido a presión desde una central a cualquier número de pozos y hacia abajo hasta la bomba por medio de tubería; si bien es cierto se tiene pérdidas debido a la fricción pero estas son mucho menores a las de otros sistemas, esto hace que el sistema hidráulico presente ciertas ventajas, las cuales son:

- Mecánicamente es el más eficiente de los sistemas
- Se puede operar cualquier número de pozos desde una central sin requerir de un motor eléctrico o a explosión en cada pozo
- Desde una central puede ponerse en marcha o detenerse y ajustar su velocidad

- Se elimina costos de extracción de la bomba al reversar hidráulicamente.

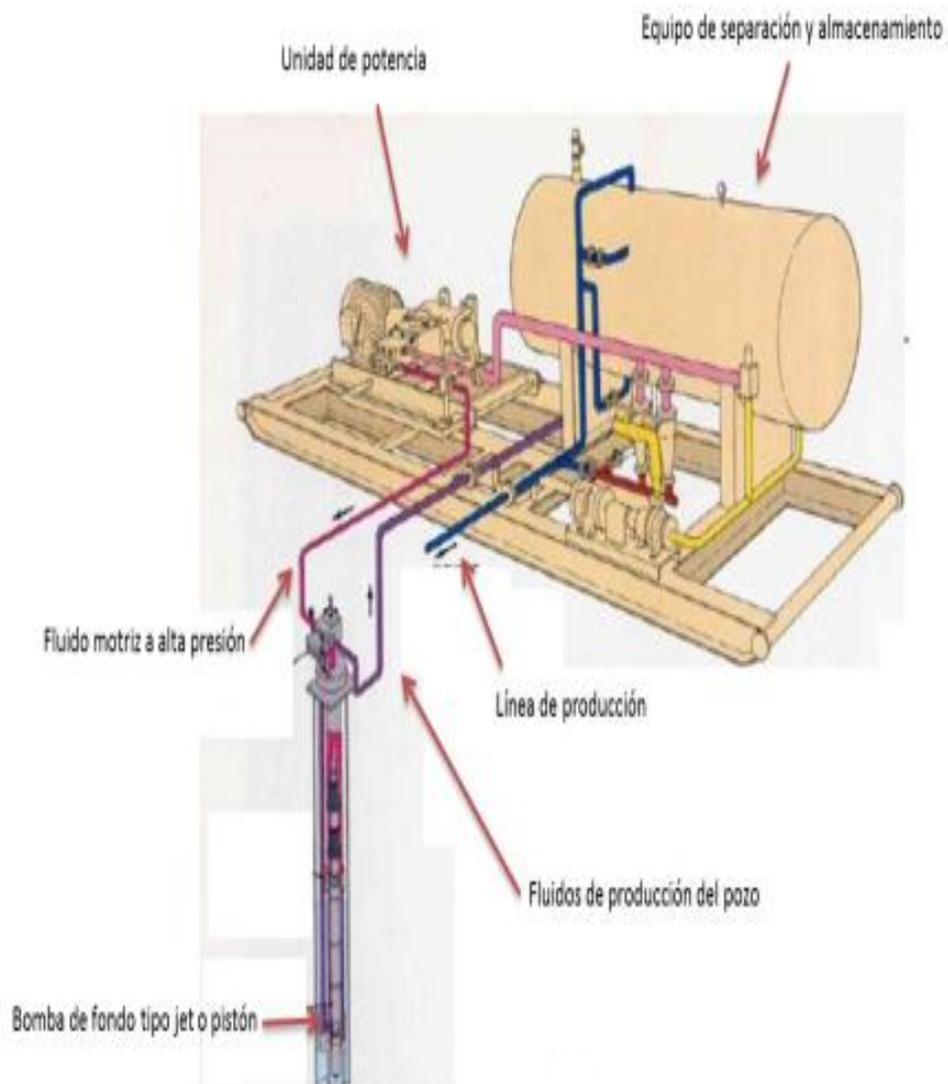


Figura 2.26 Bombeo Hidráulico (FUENTE: Imagen tomada de la página web SLS ENERGY)

2.4.2.1 Con Cavidad Hidráulica o Mini Cavidad (SHORT CAVITY)

El motor hidráulico convierte la presión hidráulica en el fluido de poder para un movimiento recíprocante. Dependiendo del tipo y tamaño de la bomba, existen diferentes tipos y tamaños de motor. Algunas son de efecto simple, donde el bombeo toma lugar solo en la carrera ascendente. Otras son de efecto doble, donde dos cámaras de bomba son usadas por separado, y el bombeo toma lugar en la carrera ascendente y en la carrera descendente. En una bomba de efecto doble, una cámara de bomba se encuentra en la carrera de succión mientras que la otra se encuentra en la carrera de descarga. Es así que un motor hidráulico conduciendo una bomba de efecto doble tiene una carga significativa sobre la barra en las carreras ascendente y descendente. A diferencia con una bomba de efecto simple, la acción de bombeo toma lugar en la carrera ascendente, y solo necesita de una pequeña cantidad de fuerza en la carrera descendente.

Para empezar la carrera descendente, la presión en el fluido de poder es aplicada inicialmente en la parte superior del pistón del motor, mientras que la parte inferior del pistón es expuesta a la presión inferior de escape.

2.4.2.1.1 Tubería de Producción

En este sistema de levantamiento permite la inyección del fluido motriz o es empleada como tubería de producción dependiendo de la Bomba Jet o Pistón que se desplazará.

2.4.2.1.2 NO-GO

Se realizó la descripción en bombeo eléctrico sumergible el cual es el mismo principio de funcionamiento para este tipo de completación.

2.4.2.1.3 Cross Over

Similar a lo descrito en completación BES

2.4.2.1.4 Bomba Hidráulica

2.4.2.1.4.1 Bombas de Pistón

Son bombas hidráulicas de doble acción que generan un mismo movimiento por medio del pistón y de acuerdo al tamaño del tubing pueden instalarse en tuberías de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4". Son empleadas para el movimiento de fluidos expuestos a altas presiones, densidades o viscosidades.

Estas bombas pueden venir provistas de sellos externos que permiten que el espacio anular entre la bomba y el tubing sirva de paso para la característica de doble acción. En la parte motriz, todas las bombas vienen con un cilindro

y pistón de determinado tamaño dependiendo de la capacidad de levantamiento que se desee implementar. Los tamaños de las bombas más utilizados varían entre 1-3/4", 1-7/8" y 2-1/8".

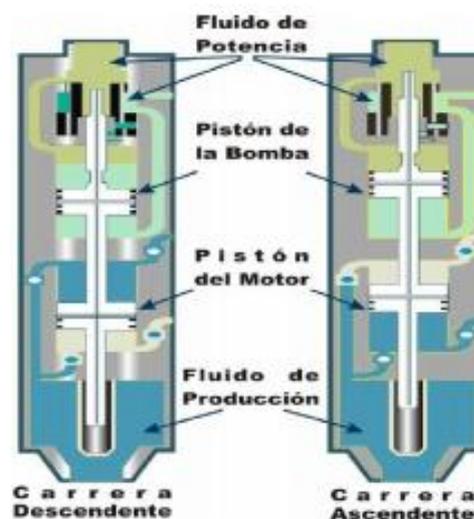


Figura 2.27 Bombas de Pistón (FUENTE: Presentación magistral: Bombeo Hidráulico tipo pistón)

Existen bombas con combinaciones (2 pistones); un cilindro y un pistón de un tamaño menor y otro cilindro y pistón de tamaño mayor. Esta combinación fue necesaria para dar mayor capacidad de levantamiento de fluido producido; sin embargo, al colocar un pistón más en el motor disminuimos la presión de inyección pero aumentamos el caudal de fluido de motriz.

Los componentes básicos de cualquier bomba hidráulica incluyen el pistón y cilindro de la parte motriz una válvula inversora para dicha parte motriz (la

que determina el movimiento del pistón dirigiendo el fluido motriz a través de la parte motriz) y el embolo y cilindro de la parte que bombea.

La posición de estos componentes en la bomba depende del diseño específico desarrollado por el fabricante.

Dos diseños son los más comunes para la parte que bombea:

- La bomba de producción de “acción simple” que desplaza el fluido únicamente durante su carrera en un sentido, sea este la carrera ascendente o descendente
- La bomba de producción con “acción doble” que desplaza el fluido en ambos sentidos carreras ascendentes y descendentes.

La parte motriz de una bomba de acción doble puede estar diseñada para desplazar volúmenes iguales de fluido motriz en cada carrera, para desplazar un mayor volumen de fluido motriz durante la una u otra carrera.

Las secciones motrices y de bombeo pueden combinarse en una bomba de acción netamente doble, de acción netamente simple, o una combinación de ambos.

2.4.2.1.4.2 Bombas Jet

Cuando los caudales de producción y fluido motriz en las bombas Jet se controlan mediante la configuración de boquilla y tubo de Venturi. Diferentes configuraciones geométricas se utilizan para controlar la luz entre los orificios de la boquilla y el tubo de mezcla según la especificación calculada por sistemas de simulación, para lograr los caudales.

La ausencia de partes móviles estrechamente ajustadas permite a la bomba jet tolerar fluidos de producción y motriz abrasivos y corrosivos que son limitantes importantes en otros tipos de levantamiento.

Los componentes claves de la bomba jet son la boquilla (nozzle) y el tubo de mezcla (garganta) .El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño de la boquilla. El área de la bomba que debe dar paso al caudal de producción es el espacio anular entre la boquilla y el tubo de mezcla. La selección de una bomba debe tener la suficiente capacidad para lograr el caudal de producción que aproveche toda la capacidad del pozo. Al mismo tiempo habrá que mantener el caballaje requerido en superficie en un nivel razonable.

Entonces el fluido sale de la bomba a través de una sección difusora que convierte el fluido en un estado de alta presión estática y velocidad baja. Esta alta presión de descarga debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado hasta la superficie.

Para esto se debe determinar la geometría capaz de lograr el caudal de producción pero capaz también de operar dentro de los requisitos deseados de caballaje, o sea un nivel optimizado de fuerza.

Nomenclatura de bomba jet

La nomenclatura utilizada para la identificación del tamaño y capacidad de cada una de las bombas está en base al siguiente criterio:

El nozzle se lo denominara con un Número (# 10) La garganta se la denominara con una letra (J).

6	0,0086	F	0,0215
7	0,0111	G	0,0278
8	0,0144	H	0,0359
9	0,0159	I	0,0464
10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	K	0,0774

BOMBA 10 J

Figura 2.28 Nomenclatura de Bomba Jet (FUENTE: Artículo; Hydraulic pump for extracting fluids from wells)

2.4.2.1.4.3 Bomba Jet Reversa

Se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto es necesario solamente desplazar los fluidos que se encuentran en el tubing, para que inmediatamente se obtenga el

fluido de formación. Esta bomba se aloja en una camisa deslizable, es desplazada y recuperada hidráulicamente a través del tubing.

En este tipo de levantamiento artificial, el fluido motriz es inyectado por el espacio anular, y la producción más la inyección retornan por el tubing.

En la evaluación de pozos es muy utilizada cuando se aplica el sistema TCP o DST.

Se puede manipular las presiones desde la superficie generando diferenciales de las mismas, las cuales son requeridas para realizar pruebas de PVT.

Su mayor aplicación se da en pozos con amplia producción de arena, donde los sólidos son evacuados a través del tubing evitando así, que se produzcan la acumulación de sólidos sobre la empaquetadura. Igualmente en los tratamientos de limpieza con ácidos, se evita que estos tengan contacto con el casing.

Las operaciones con este sistema no requieren presiones mayores a 2500 psi.

Su recuperación se puede hacer con la misma presión hidráulica o con una unidad de slick line.

Tiene la versatilidad de poder instalar en su interior los memory gauges, para realizar build- up o para ensamblar en la misma los muestreadores para el análisis PVT, minimizando el tiempo y costo de las operaciones.



Figura 2.29 Bomba Jet Reversa (FUENTE: SERTECPET)

2.4.2.1.4.4 Bomba Jet Directa o Convencional

Se utiliza comúnmente para la producción continua de los pozos y, en algunos casos, para pruebas de producción.

Se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja igual que la reversa en una camisa deslizante o en una cavidad de existirla; en este caso, el fluido motriz a alta presión es inyectado por la tubería de producción y el aporte del pozo más la inyección retornan por el espacio anular hasta la superficie. En este tipo de bomba, también se pueden alojar en el interior los memory gauges para realizar build-up, o los muestreadores para realizar los análisis de PVT, reduciendo los tiempos y minimizando el costo.

En pozos con el casing deteriorado es recomendable utilizar solamente este tipo de bomba, debido a que la presión de retorno por el espacio anular es baja.

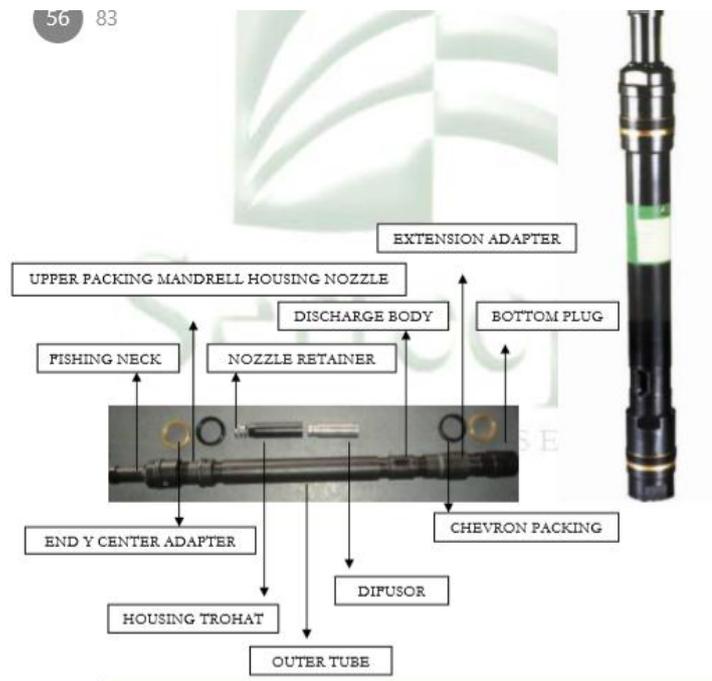


Figura 2.30 Bomba Jet Directa o Convencional (SERTECPET)

2.4.2.1.5 Pup Joint

Descrito en el Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible.

2.4.2.1.6 Safety-joint

O junta de seguridad es un tubo especial con con unión roscada a la izquierda, este elemento es fundamental en una completación de fondo.

La función principal se fundamenta en permitir sacar la tubería que esta sobre esta si se presenta atascamiento de la completación en el fondo y para que el pescado sea mínimo en el fondo.

2.4.2.1.7 Packer Hidrostático (PHD – HD – RH – R-3 – Retrievamatic)

Se debe calcular las presiones hidrostáticas tanto en el anular como dentro del tubing, igualar esas presiones y levantar 5 pies la tubería hasta abrir el by-pass del packer y que se nivelen columnas y el sistema de anclaje se coloque en su sitio, esperar 5 minutos para que esto se logre, girar 2 vueltas a la izquierda, (según la jota de anclaje colocada en el packer izquierda o derecha) subir 2 pies más y luego bajar para asegurarse que se colocó el candado del sistema de anclaje y la herramienta está libre. Sacar tubería.

Asentamiento (AR-1): Bajar siempre en conjunto con un packer hasta profundidad deseada (calcular espaciamiento entre Com. Packer y el Packer), al mismo tiempo que está asentando el packer se está asentando el Compression Packer también, su desplazamiento para asentar es solo longitudinal.

Desasentamiento (AR-1): Quitar el peso que se colocó para asentarlo y estaría libre para maniobrarlo.

2.4.2.1.8 Camisa de Circulación

Se la conoce como Sliding Sleeve tipo “L”, constituye el alojamiento de la bomba Jet, de acuerdo a la posición del clousing sleeve cerrado abierto permite realizar diferentes operaciones en el fondo del pozo en la bajada de los BHA de prueba.

2.4.2.1.9 Asentamiento y Desasentamiento de Tapones Ciegos

Es un elemento pequeño que va en la punta de la tubería, sirve para controlar que todos los sólidos provenientes de Workover se acoplen bajo las herramientas tales como packers, camisas, standing valve, NO-GO y de esta manera no haya problemas mecánicos durante las operaciones de Workover.

2.4.2.2 Con Camisa de Circulación

La bomba jet se desplaza hidráulicamente y se asienta en la camisa de circulación.

2.4.3 Bombeo Mecánico

El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento.

- Procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.
- Consta de bomba de subsuelo, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas.

- La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.
- La bomba eleva el fluido desde el nivel dinámico y no desde la profundidad donde está asentada; por lo tanto el trabajo desarrollado será mayor cuanto más bajo se encuentre dicho nivel.
- Para una eficiente extracción será indispensable bajar el nivel de fluido tanto como sea posible a fin de evitar aplicar una contrapresión a la formación sin que ello provoque un llenado parcial de la bomba que disminuya su rendimiento y cause el golpe de fluido.

Su funcionamiento: La bomba se baja dentro la tubería de producción y se asienta en el fondo con el uso de empacaduras. La bomba es accionada por medio de las varillas que le transmiten el movimiento desde el aparato de bombeo, éste consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, éstas se accionan a través de una caja reductora movida por un motor.

El balancín de producción imparte un movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o en la educción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

La válvula fija permite que el petróleo ingrese al cilindro de la bomba. Por un lado en la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción. Por el otro, en la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente mantiene el flujo hacia la superficie.

Rango de aplicación del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, Gravedad API comprendida entre 8,5 y 40,0 grados. Profundidad de 400 a 9000 pies. RGP menor de 500 PCN/BN. Caudales desde 20 bls/día hasta 2000 bls/día. Viscosidad hasta 1000 cps, a condiciones de presión y temperatura de fondo.

Las unidades pueden ser instaladas fácilmente en otros pozos a un costo mínimo. El sistema es usualmente venteado con anclas de gas y permite sondeos del nivel de fluido. Puede usar gas o electricidad como fuente de energía. Los tratamientos de la corrosión y escalas son fáciles de realizar. El sistema permite el uso de equipos detectores de fallas.

La producción alta de sólidos es dificultosa. Esta limitado por la profundidad, debido principalmente a la capacidad de las cabillas. Es pesado y voluminoso en las operaciones costa afuera.

El H₂S limita la profundidad a la cual puede ser colocada una bomba de gran capacidad.

La tubería no puede ser revestida internamente debido a problemas de corrosión.

2.4.3.1 Niple de Copas (NIPLE DE SELLO)

Se utiliza para realizar una sujeción de tipo copas, la cual sella y retiene las bombas de inserción en la parte superior o inferior con copas de fricción.

Se recomienda para pozos con bajas presiones de fondo o crudos de alta gravedad específica. Se mantienen estrechas tolerancias de los componentes para asegurar la compatibilidad con los niples de asiento de API. Disponibles para ser utilizadas en bombas API RHBM AC así como API RWBM AC.



Figura 2.31 Niple de copas (niple de sello) (FUENTE: imagen tomada de la página web Tacker Tools)

2.4.3.2 Ancla Empacador (TUBING IN).

El ancla para bomba de inserción es una herramienta de producción que ha probado su efectividad y utilidad para anclar y empacar bombas en pozos donde no se cuenta con un niple de asiento (zapata candado), esta es colocada en la bomba en lugar de la nariz de anclaje.

Características:

Acción vertical completa: asentamiento, empaque, liberación y recolocación sin necesidad de rotación (auto colocación).

El diseño de auto-aseguramiento permite asentar y liberar el empaque y las cuñas sin peligro de pre-asentamiento. El cono separado es el que asegura a la tubería de producción al expandirse mediante un anillo de acero de aleación otorgándole la fuerza característica de un cono sólido.

Elemento de empaque de compresión mejorado, está unido a un inserto roscado de acero para eliminar el daño del empaque cuando el ancla es asentada, liberada o recolocada.

Posicionamiento automático, se posiciona automáticamente para recolocación cuando es liberada, lo que permite ser asentada más arriba o abajo sin tener que sacarla del pozo.



Figura 2.32 Ancla Empacador (Tubing In) (FUENTE: WEATHERFORD)

2.4.3.3 Ancla Mecánica.

Es un mecanismo que va alojado a determinada profundidad del pozo en la sarta de tubería de producción, ligeramente por arriba de la bomba (se ancla entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento pero sin impedir la comunicación a la largo del espacio anular) e impide el movimiento de tubería de producción durante el ciclo de bombeo, aumentando así la eficiencia de la bomba y disminuyendo el desgaste de la varilla, de la tubería de producción y la de revestimiento.

Es una herramienta de diseño robusto, de operación segura y confiable debido a que tiene un mecanismo de operación sencillo, es capaz de soportar los movimientos compuestos provocados por extensiones por debajo del ancla (tubos de cola).

Es un componente importante en pozos donde el sistema de extracción, como Bombeo Mecánico, induce a la tubería de producción a un movimiento que es necesario evitar.

Este movimiento quita eficiencia al sistema de extracción por pérdida de carrera efectiva, incrementa los problemas de rozamiento entre varilla y tubería de producción, debido a la diferencia de presión existente entre la parte interior y exterior de la tubería de producción.

Características.

- Doble agarre mecánico que le permite permanecer con peso, tensión o neutro
- Fija girando a la derecha y libra a la izquierda
- Sistema de librado de emergencia por corte de pernos calibrados
- Block de arrastre que garantiza la operación de fijado y librado
- Mínimo costo de mantenimiento
- Fácil reparación
- Conexión inferior integral, resistente a los movimientos por debajo del ancla.



Figura 2.33 Ancla Mecánica. (FUENTE: WEATHERFORD)

2.4.3.4 Bombas de fondo

Existen dos tipos principales de bombas de varillas de fondo. La más común es la bomba de varillas de inserto, la cual puede ser completamente bajada y recuperada del pozo en el extremo de la sarta de varillas (la tubería no necesita ser movida para instalar o remover la bomba). El ensamblado de la bomba se asienta en un nipple de asiento que es una parte integral de la sarta de tuberías. Las múltiples variaciones de la bomba de varillas básica, cada una con sus ventajas y área de aplicación.

El segundo principal tipo de bomba de varillas, es la bomba de tuberías. En la bomba de tuberías, el diámetro externo del cilindro de la bomba es muy largo para caber dentro de la tubería, entonces debe ser una parte integral de la sarta de tuberías, y no puede ser cambiada sin extraer la tubería. Si el diámetro del embolo es más pequeño que el diámetro interno de la tubería, el embolo y la válvula viajera pueden ser extraídas del pozo sin extraer la tubería, y una "standing valve" (válvula) recuperable puede ser también instalada para permitirle a esta ser extraída con las varillas y embolo por asentamiento en la tubería antes de realizar el viaje fuera del hueco del pozo. Si el diámetro del embolo es más largo que el diámetro interno de la tubería, el ensamblado entero debe ser corrido junto a la tubería, y la bomba puede ser cambiada solo extrayendo la tubería. Una herramienta "on-off" debe ser instalada en la parte superior del embolo con el ensamblado en el fondo de la

sarta de varillas para permitir la extracción y corrida de las varillas. Un desahogo de tubería es también normalmente instalado con este tipo de bombas de tuberías de gran tamaño para permitir la extracción de la tubería.

Designaciones de las bombas API

Bajo las designaciones de las bombas API encontramos algunas para varios tipos de bombas. La primera letra será una “R” o “T”.

La “R” indica una bomba de insertos (también llamada de varillas). Este tipo de bomba es bajada al pozo ensamblada completamente en el extremo de la sarta de varillas y es extraída de la misma manera. Esta bomba es anclada a la tubería por medio de un pisador (el cual es parte de la bomba) asentándose en un nipple de asiento que es parte de la sarta de tubería. Este pisador sirve como sello del fluido.

La “T” indica una bomba de tuberías. El cilindro de este tipo de bomba también es parte de la sarta de tubería, mientras que el embolo (o parte viajera de la bomba) es bajada, accionando y removiendo la sarta de varillas.

La segunda letra en la designación de bombas es una de cuatro opciones. La “H” es para una bomba usando un cilindro de espesor grueso o un embolo de metal. La letra “W” es para una bomba con cilindro de espesor fino y un

embolo de metal (no existen bombas API TW). La letra “P” es para una bomba de tuberías usando un cilindro de espesor grueso y un embolo con cojinetes blandos (no existen bombas RP.)

La tercera letra habla del método usado para anclar la bomba. Una “A” indica un pisador en la parte superior con un cilindro estacionario. La letra “B” especifica un pisador de bomba en el fondo con un cilindro estacionario. Una “T” indica un pisador de bomba en el fondo con un cilindro móvil.

La cuarta letra indica el tipo de pisador usado. La letra “C” es para un pisador de tipo copa mientras la letra “M” especifica un pisador mecánico.

Una designación típica y completa de una bomba API incluiría el tamaño de la tubería de acuerdo al diseño de la bomba; el tamaño del calibre de la bomba; el código de letra para el tipo de bomba; la longitud del cilindro; la longitud del embolo; y finalmente la longitud total de las extensiones de la bomba.

Muestra:

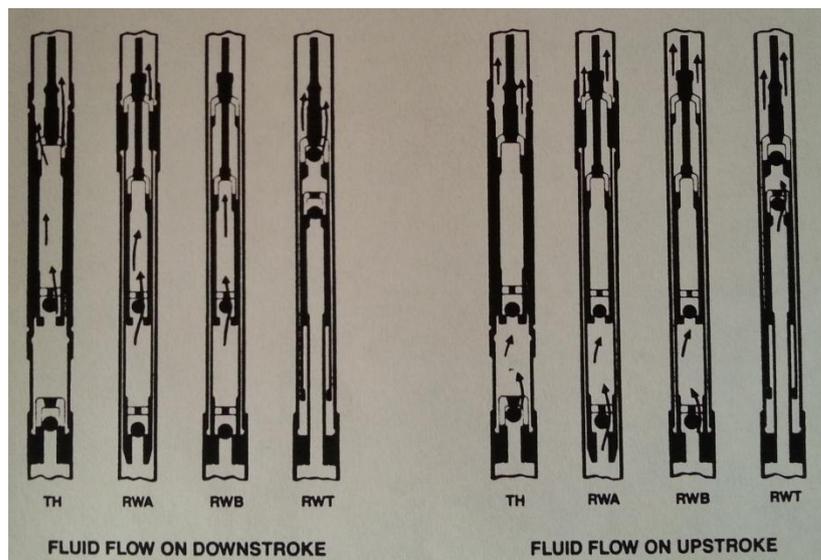


Figura 2.34 (Designaciones de las Bombas API) (FUENTE: Manual para ingenieros en petróleo, Artificial Lift School by Robert Stevens & Associates Engineering Ltd.)

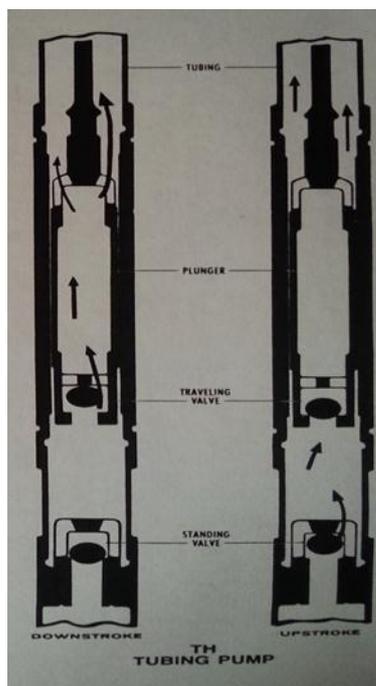


Figura 2.35 (Designaciones de las Bombas API) (FUENTE: Manual para ingenieros en petróleo, Artificial Lift School by Robert Stevens & Associates Engineering Ltd.)

30 – 225 – RHBM – 10(foot barrel) – 5(foot plunger) – 3(foot extension)

3.0" Tubing

2.225 (o 2 ¼) Agujero

RHBM Mechanical Lock Hold Down

Bottom Hold Down

Heavy Wall Barrel

Intert Type Pump

Los dos primeros digitos son:

15= 1.900" O.D.

20= 2 3/8" O.D.

25= 2 7/8" O.D.

30= 3 ½" O.D.

El segundo grupo de los tres dígitos da el diámetro del agujero de la bomba

125= 1.25" o 1 ¼"

150= 1.50 o 1 ½"

175= 1.75" o 1 ¾"

200= 2.00" o 2"

225= 2.25" o 2 ¼"

250= 2.5" o 2 1/2"

275= 2.75" o 2 ¾"

3" (2¹/₄") RHBMx10'x5'x2'

Con un entendimiento de estas letras y números, y el método por el cual estos van juntos, podemos construir y describir cualquier tipo de bomba para cualquier pozo.

Los materiales juegan un papel importante en la construcción para un pozo específico. Esto puede variar desde latón suave hasta el más fuerte y anti corrosivo de los materiales conocidos por el hombre. Las condiciones del pozo indicaran el material a usar.

2.4.3.4.1 Bombas de Tuberías (TH Y TP)

Debido a su diseño robusto, la bomba de tuberías es considerada de alta resistencia dentro de la industria.

Las bombas de tuberías tienen una alta capacidad de producción en comparación a cualquier bomba API de insertos para el mismo tamaño de tubería. Su diseño inherente, sin embargo, son más complicadas de instalar y extraer que las bombas de varillas mientras que su capacidad para fluidos de gran volumen las vuelven inservibles en pozos profundos. El peso de la columna de fluidos de gran volumen es demasiado para la resistencia de un existente bombeo por varillas.

El cilindro de la bomba de tuberías es ajustada directamente a la sarta de tuberías con un nipple de asiento debajo para asentar la “standing valve”.

Después que el ensamblado ha sido bajado, y situado en el pozo, el embolo junto a la válvula viajera son bajadas al final de la sarta de varillas.

Aunque la “standing valve” pudo haber sido asentada sobre el nipple de asiento en superficie, es usualmente bajada al pozo junto a un extremo del embolo por medio de una herramienta de extracción del “standing valve”. Con la “standing valve” ajustada en su lugar, el embolo es nuevamente levantado lo suficiente para limpiar las partes en el fondo de la carrera de la bomba, además 12” de desplazamiento superior de las varillas. Las 12” de dimensión variaran dependiendo del diseño de la sarta de varillas, tamaño y SPM.

Ventajas

- Mayor capacidad que las bombas de varillas estándar API.
- Áreas de flujo de fluidos más largos.
- Adaptabilidad para producir fluidos viscosos.

Desventajas

- La tubería debe ser extraída para reparar el cilindro.
- La razón de compresión de gas es menor en la bomba de varillas cuando se usa extensiones de 3’ o más.
- No puede ser usada normalmente en pozos profundos.

2.4.3.4.2 Cilindro Viajero, Bomba de Varillas con Pisador de Fondo (RHT & RWT)

Este tipo de bomba viene en tres variedades: RHT, RWT y RST. En este tipo de bomba, el cilindro viaja sobre el embolo el cual permanece estacionario y asentado en el nipple de asiento en la sarta de tubería. En este caso, el embolo es conectado al pisador por medio de un tubo de tracción y la “standing valve” es ubicada por encima del embolo.

La válvula viajera más larga es ubicada por encima del cilindro viajero y conectada a la sarta de varillas. El desplazamiento positivo del fluido toma lugar en la carrera hacia arriba así como en otras bombas de varillas, con el fluido del pozo pasando a través del tubo de tracción y la “standing valve” en el espacio dejado por el cilindro que se desplazó hacia arriba.

Ventajas

- Agitación alrededor del pisador aleja la arena del ensamblado.
- Cuando la bomba no está trabajando, la válvula viajera se cierra no permitiendo el paso de la arena
- Mejor construcción con menos partes.
- Usualmente cuesta menos que una bomba estacionaria.

Desventajas

- En pozos desviados, el desgaste excesivo entre la tubería y el cilindro exterior puede desarrollarse.

- No recomendado par pozos con problemas de gas.
- Poco espaciamiento de las válvulas.

2.4.3.4.3 Cilindro Estacionario, Bomba de Varillas con Pisador de Fondo (RWB & RHB)

Este tipo de bomba viene en designaciones API: RWB, RHB, y RSB. El cilindro es estacionario y está anclado por un pisador en el fondo del cilindro a un nipple de asiento en la sarta de tuberías. La “standing valve” es generalmente más larga que la válvula viajera y está localizada al fondo del cilindro. El embolo está ajustado a la sarta de varillas y es libre de moverse por la acción de las varillas. La válvula viajera es normalmente localizada en el fondo del embolo.

Durante la carrera hacia arriba, la “standing valve” se abre permitiendo que entre el fluido. La válvula viajera es cerrada y dejando el fluido en la partes superior del embolo. En la carrera hacia abajo, la standing valve es cerrada atrapando el fluido y empujándolo a través del embolo y la válvula viajera dentro de la tubería. El fluido producido puede fluir a través de esta válvula viajera, pero ningún escape inducido por este diferencial no afectará la operación de la bomba.

Su ventaja es que puede ser usada en pozos profundos.

2.4.3.5 Varillas de Succión

La varilla de succión es el elemento que constituye el enlace entre la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial. El diseño de la sarta de varilla generalmente lleva distintos diámetros (arreglo telescopiado) siendo la varilla de mayor diámetro la que se coloca por arriba, esto para reducir las cargas.

Para poder identificar este arreglo de varillas se utiliza un código API (de dos números) en el cual el diámetro de las varillas se describe en octavos de pulgada y se utiliza el numerador, siendo el de mayor diámetro el primer número y el de menor diámetro el segundo número.

Si se ocupa el siguiente arreglo, varilla de 1", 7/8" y 3/4" y esto lo pasamos a octavos de pulgada 8/8", 7/8" y 6/8" el código API lo describiría como un arreglo de varilla 86.

Varilla De Succión Grado D 3/4", 7/8" y 1" X 25 ft. Las varillas de succión API se fabrican bajo las especificaciones API 11B. Estas varillas ofrecen cuerdas de rosca completamente rodadas, frío-formadas diseñadas para proporcionar una estructura exacta, lisa, reforzada de la cuerda mediante una máquina cortadora normal de rosca. Se desplaza en vez de quitar el metal, y el trabajo en frío resultante consolida la raíz de la cuerda.

El cople liso API clase SM (con superficie endurecida) de acero grano fino AISI-8630 con recubrimiento de níquel-cromo (0.010"-0.020" de espesor) ya sea en diámetro completo (full size) o en diámetro reducido (slim hole)

(TABLA 2.4.3.5 ESPECIFICACIONES VARILLAS DE SUCCIÓN.)**2.4.4 Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P)****2.4.4.1 Sarta de Varillas**

Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas, formando la mencionada sarta, tal como se visualiza en la figura 2.6. Se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.



Figura 2.36 Sarta de Varillas (FUENTE: SERTECPET)

2.4.4.2 Estator

Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.



Figura 2.37 Estator (FUENTE: MISSION PETROLEUM)

2.4.4.2.1 Elastómero

Es una goma en forma de espiral y está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

2.4.4.3 Rotor

Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.



Figura 2.38 Rotor (FUENTE: página web RUGAO YAOU CO., LTD.)

2.4.4.4 Centralizador

Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema.

El tipo de centralizadores es el "no-soldado". Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.

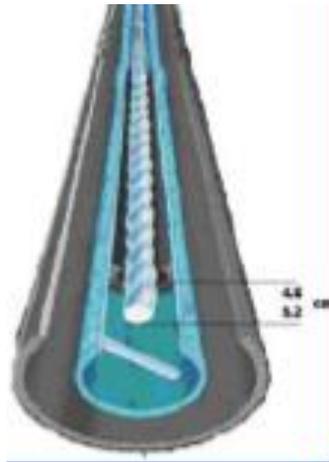


Figura 2.39 Centralizador (FUENTE: WEATHERFORD)

2.4.4.5 Niple Intermedio o Niple Espaciador

Tiene como función permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trazo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.

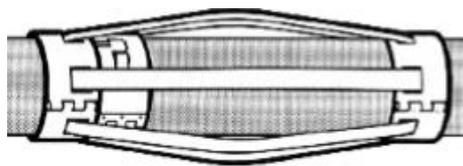


Figura 2.40 Niple Espaciador (FUENTE: WEATHERFORD)

2.4.4.6 Niple de Asiento

Es parte componente de la bomba y va enroscado al extremo inferior del estator. Su función es: Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente. Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando y como succión de la bomba.



Figura 2.41 Niple de Asiento (FUENTE: WEATHERFORD)

Los niples de asentamiento TIPECA perfil tipo “X” y “R” están diseñados para correr dentro del pozo en la completación de tuberías para suministrar una ubicación específica de asentamiento a los equipos de Control de Flujo de subsuelo, a su vez permiten ubicar en la misma diferentes dispositivos, tales como los operados con cables o con alambres.

Esto se logra mediante un receso del diámetro interno de la herramienta.

Este “receso” tiene un perfil o diseño particular dentro de la columna. El perfil del receso recibe y/o engancha las herramientas correspondientes tales como válvulas, tapones ciego, válvulas reguladores de flujo de subsuelo,

estranguladores, etc. También son utilizados como soporte para instrumentos de registro de presión o temperatura.

La completación puede tener diferentes nipples con el mismo tamaño de ID en cualquier secuencia deseada en la sarta de tubería. Esta versatilidad resulta en un ilimitado número de posiciones para el asentamiento y el cierre de los equipos de control de flujo de subsuelo.

Características

Los nipples de asiento con perfil "X" y "R" presentan las siguientes características:

Mayor longitud del pozo para un mínimo en restricción.

Son universales con perfiles internos para recibir Taponos de Asiento.

Disponibles en diferentes materiales, de acuerdo al requerimiento del cliente.

Disponibles en diferentes tamaños de conexiones, bien sea en Conexiones API o conexiones Premium.

Su operación: Los Nipples de asiento son instalados comúnmente de 200 a 300 pies de la superficie y se colocan en la tubería a diferentes puntos de la Sarta de completación, en algunos casos son bajados con las unidades de sellos.

2.4.4.7 Varilla Corta

De maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro. Es muy importante instalar un parte de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción.

2.4.4.8 Ancla de Torsión

Evita el riesgo de desprendimiento o desenrosque de la tubería, ocasionado por la combinación de los efectos, fricción y vibración, vibraciones que tienden a ser más fuertes cuanto más aumenta el caudal.

No siempre es obligatorio el uso del ancla, como en el caso de bombas de bajo caudal, instaladas a poca profundidad y/o girando a baja velocidad, que no tienen un torque importante y/o no producen fuertes vibraciones. En el caso de que no se instale un ancla, se debe ajustar la tubería con el máximo torque API recomendado.



Figura 2.42 Ancla de Torsión (FUENTE: SERTECPET)

2.4.4.9 NO-GO (STANDING VALVE)

Es una herramienta de seguridad ubicada en el fondo de la sarta de completación y es un niple de asiento que con el uso de accesorios generan un sello impidiendo o regulando el paso del flujo por la tubería de producción. Tiene un diámetro interno y una ranura de seguridad que retienen accesorios de control de flujo, como tapones, elementos de presión y standing valve. Estos elementos pueden ser soltados desde superficie o bajados con herramientas apropiadas mediante cables (Wireline) o recuperados.

Permite asentar empaaduras y puede prevenir la pérdida o caída de herramientas accionadas con cable de acero o quedan sueltas durante las operaciones de colocación o recuperación.

El standing valve es una válvula de control de flujo y es asentada en el NO-GO ocasionando el sello requerido. También es utilizado en una camisa deslizable.

Tiene la propiedad de permitir que el líquido fluya en una sola dirección únicamente ascendente, haciendo que una formación productora fluya normalmente aun colocado el standing valve en el NO-GO, el mismo que pudo utilizarse como sello para impedir la circulación hacia abajo y poder asentar la empacaduras hidráulicas aplicando presión en superficie.

2.4.4.10 ON-OFF Connector

Fue diseñado para desconectar y conectar la sarta de tubería desde una completación doble packer producción de agarre, tales como el AS1-X, que no requiere tensión o compresión para mantener un pack-off. Se compone de dos componentes, la T510 y la Stinger.

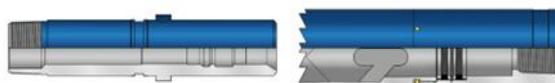


Figura 2.43 On-Off Connector (FUENTE: WEATHERFORD)

2.4.4.11 Cross-Over (ACOPLE)

Anteriormente descrito en el sistema de levantamiento

2.4.4.12 Packer Mecánico

Es un dispositivo el cual aísla la zona del espacio anular que hay entre la tubería de producción y revestimiento, lo que trae como consecuencia un incremento de la eficiencia de flujo.

Este mecanismo presenta ventajas considerables, tales como el bloqueo del flujo de fluidos de la formación al espacio anular o del espacio anular al interior de la tubería de revestimiento, aísla los intervalos productores y canaliza los fluidos corrosivos y abrasivos a través de la tubería de producción manteniendo la tubería de revestimiento en buenas condiciones.

2.4.4.13 Pup Joint (tubo corto)

Tiene las mismas características técnicas que un tubo convencional, su principal función consiste en permitir al operador de una herramienta ubicar en la profundidad necesitada, además limita o proporciona la longitud exacta que debe correrse dicha herramienta (un packer) para asentarse mediante la aplicación de peso.

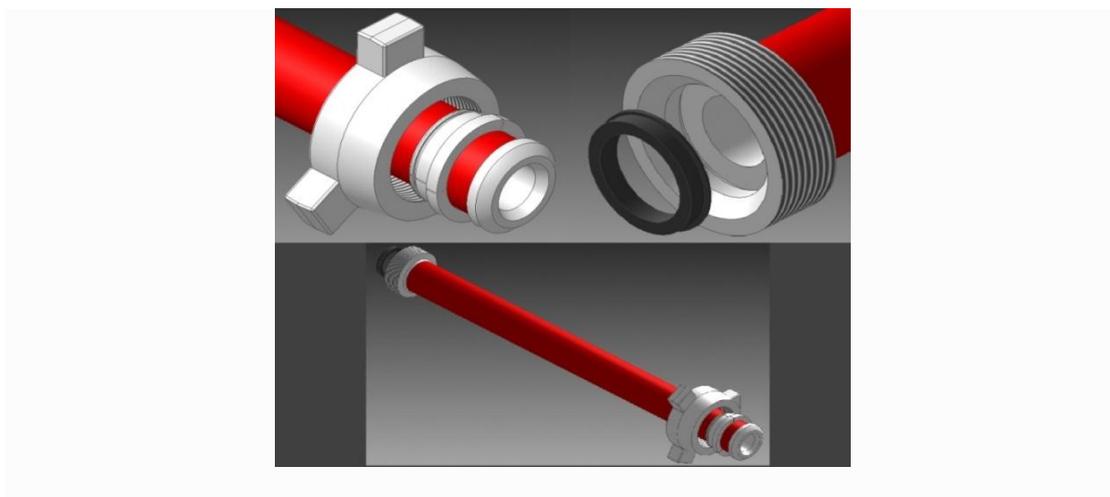


Figura 2.44 Pup Joint (Tubo Corto) (FUENTE: página web Supply Petrolero S.R.L.)

2.4.4.14 Tapón Ciego

ASENTAMIENTO Y DESASENTAMIENTO DE TAPONES CIEGOS

Acoplar el pescante con él y maniobrar en superficie para enganchar y desenganchar el pescante y el tapan, bajar hasta profundidad deseada, observar y apuntar peso de la sarta colgada, bajar 5 pies de la profundidad deseada, subir 10 pies, girar la tubería a la izquierda (en contra del sentido a las agujas del reloj) e ir bajando la tubería al mismo tiempo que la gira, hasta que agarre peso coloque de 7000 a 10000 lbs de peso para Packer con diámetro de 7" y de 5000 a 7000 lbs de peso para Packer con diámetro de 5" o 5 ½". Coloque una marca de pintura líquida para saber dónde queda asentado el RBP, luego desenganchar el pescante (over-shot) girando a la

izquierda y al mismo tiempo subir la tubería (no debe agarrar tensión) ponga presión en el casing W/800 psi para que haya hermeticidad.

Desasentamiento Baje con el pescante (over-shot) hasta la marca, coloque el peso que puso al asentarlo, suba 3 pies con esto está abriendo la válvula superior del RBP para ecualizar presiones esperar 5 minutos, luego baje los 3 pies con esto abre la válvula de abajo del RBP y esperar 5 minutos, luego subir 20 pies en este momento el RBP estaría libre, bajar de nuevo y pasar de la marca de pintura líquida para asegurarse que el RBP está enganchado, sacar tubería.



Figura 2.45 Tapón Ciego (FUENTE: página web TACKER TOOLS)

2.4.5 Bombeo Neumático (GAS LIFT)

Cuando un pozo deja de fluir por sí solo, para este tipo de levantamiento por gas emplea la energía almacenada en gas comprimido directamente para levantar el fluido a la superficie.

En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 psi como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie (alivianar y arrastrar).

Existen dos métodos de bombeo neumático: Flujo continuo el gas es inyectado dentro de la tubería de producción del fluido con el objeto de reducir la densidad de la columna lo necesario para permitir a la presión de formación el levantamiento de dicha columna a la superficie. Y el Flujo intermitente el fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de columna o pistones inyectando gas. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie, por lo que requiere operación cíclica.

Nota: este gas es obtenido a partir de los separadores de producción que generalmente sale a +/- 20 psi de carga, entra a la succión del primer compresor y eleva a 160 psi, primera etapa, segunda etapa eleva la presión 450 psi y tercera etapa 2500 psi, siempre teniendo en cuenta la deshidratación del gas es decir la eliminación del agua contenida en el gas y las impurezas (HS_2 , CO_2).

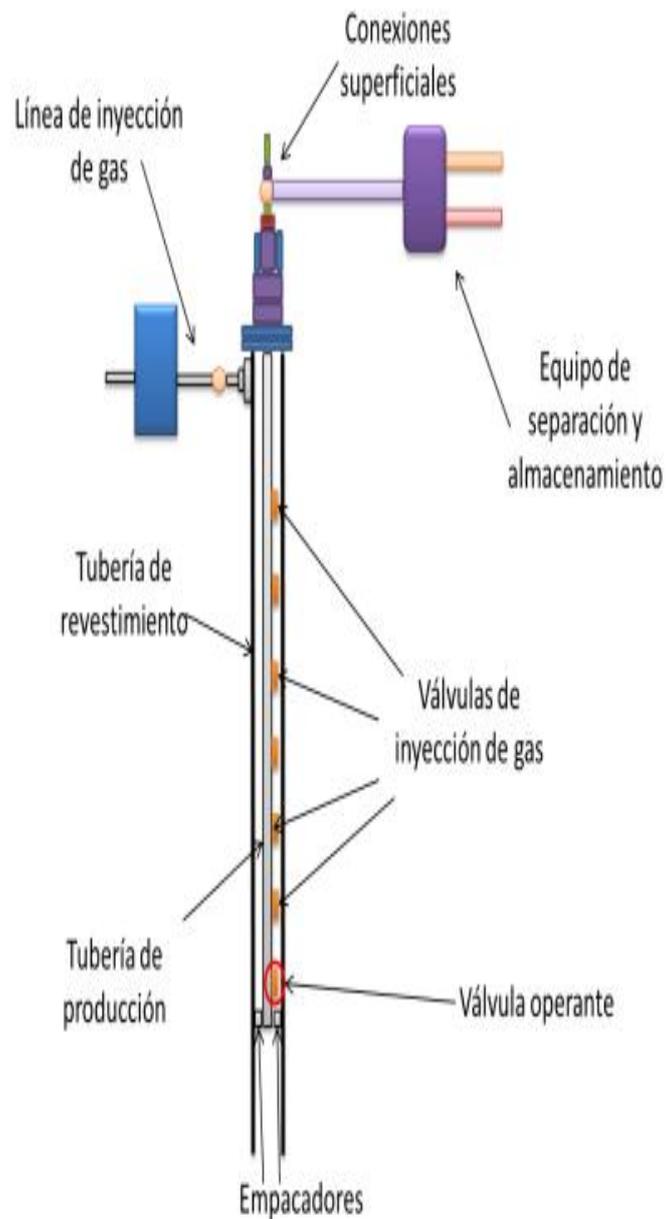


Figura 2.46 Bombeo Neumático (Gas Lift) (FUENTE: Presentación Magistral de Producción II, Plunger Lift Systems)

2.4.5.1 Tubería de Producción

Es la tubería que nos permite obtener hidrocarburos en la superficie, ya que ésta tubería está en contacto directo con los fluidos producidos. Esta tubería se encuentra alojada en el interior de la tubería de revestimiento. La tubería de producción está sostenida en la superficie por el árbol de válvulas y en el fondo se sostiene gracias al uso de empacadores.

2.4.5.2 Pup Joint

Similar a los conceptos vertidos en los otros sistemas de levantamiento artificial/completaciones.

2.4.5.3 Válvulas para Gas Lift

Son mecanismos que permiten la inyección de un volumen controlado de gas. Las válvulas de inyección de gas son instaladas a diferentes profundidades, son espaciadas de acuerdo al tipo de bombeo neumático que desee aplicar. Cada válvula de inyección se encuentra insertada en un receptáculo conocido como mandril y éste a su vez está insertado en la tubería de producción.

Estas válvulas pueden ser de resorte o de carga de nitrógeno en el fuelle. Para recuperar la válvula es necesario extraer la tubería de producción del pozo.

Hay dos tipos de válvulas para el sistema de bombeo neumático, las cuales son:

2.4.5.3.1 Válvulas Balanceadas

Una válvula balanceada tiene la característica principal de no estar influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto es porque la presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.

2.4.5.3.2 Válvulas Desbalanceadas

Una válvula desbalanceada tiene la característica de abrir a una presión superior de apertura y luego cerrar con una presión más baja, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

2.4.5.3.3 Válvula Operadora

Es la válvula por medio de la cual se inyecta gas al interior de la tubería de producción. Esta válvula se usa en caso de que exista un solo punto de inyección. Entonces todo el gas necesario para subir el bache de petróleo se inyecta a través de ésta válvula. Se han dado caso de que el bombeo

neumático cuenta con punto múltiple de inyección, la expansión del gas actúa sobre el bache de petróleo, empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache. La válvula que se encuentra debajo actúa como la válvula de operación.

Es un dispositivo el cual aísla la zona del espacio anular que hay entre la tubería de producción y revestimiento, lo que trae como consecuencia un incremento de la eficiencia de flujo.

Este mecanismo presenta ventajas considerables, tales como el bloqueo del flujo de fluidos de la formación al espacio anular o del espacio anular al interior de la tubería de revestimiento, aísla los intervalos productores y canaliza los fluidos corrosivos y abrasivos a través de la tubería de producción manteniendo la tubería de revestimiento en buenas condiciones.

Los elementos que nombramos a continuación ya han sido descritos anteriormente en los otros sistemas de levantamiento artificial:

2.4.5.4 Camisa Deslizable (DE CIRCULACION)

2.4.5.5 2.4.5.5 NO-GO (STANDING VALVE)

2.4.5.6 2.4.5.6 Cross Over

2.4.5.7 2.4.5.7 Packer Mecánico

2.4.5.8 2.4.5.8 Camisa de Producción

2.4.5.9 2.4.5.9 Tapón Ciego

Capítulo III

3 TIPOS DE REACONDICIONAMIENTOS EN BASE A OBJETIVOS.

3.1 Completación y Pruebas Iniciales

Luego de haber sido perforado un pozo y haber colocado el casing superficial y los demás revestidores se instala la sección A del cabezal, la misma que va unida al casing o liner de fondo mediante suelda o en su defecto mediante cunas por medio de slick lock.

Pasos para perforación

1. Instalar un tubo conductor de 20 pulgadas en el pozo a perforar

2. Movilizar y armar el taladro desde base o pozo anterior hasta plataforma de pozo a perforar
3. Armar equipo 100% y dar por iniciadas las operaciones de perforación
4. Armar BHA convencional con broca triconica 16 pulgadas (Broca 16 pulgadas + Bit sub + 1 x 9 pulgadas DC + X-over + 3 x 8 pulgadas DC + HWDP 5 pulgadas)
5. Perforar con BHA convencional con broca triconica 16 pulgadas desde superficie hasta KOP
6. Sacar BHA convencional y broca triconica de 16 pulgadas hasta superficie
7. Armar BHA direccional con broca PDC 16 pulgadas
8. Bajar BHA Direccional con broca PDC 16 pulgadas hasta KOP
9. Perforar rotando y deslizando azimut y dirección del programa hasta completar 30 – 35 horas de perforación para realizar viaje de control hasta superficie
10. Sacar BHA Direccional con broca PDC 16 pulgadas hasta superficie rimando donde se requiera
11. Armar mismo BHA con broca PDC 16 pulgadas
12. Bajar BHA direccional con broca PDC 16 pulgadas en DP 5 pulgadas hasta fondo rimando donde se requiera
13. Perforar rotando y deslizando siguiendo azimut y dirección del programa hasta llegar al punto de Casing.

14. Sacar BHA direccional con broca PDC 16 pulgadas hasta superficie rimando donde se requiera
15. Armar mismo BHA con broca PDC 16 pulgadas para realizar viaje de calibración del hoyo
16. Bajar BHA direccional con broca PDC 16 pulgadas hasta superficie rimando donde se requiera
17. Sacar BHA Direccional con broca PDC 16 pulgadas hasta superficie (debe salir libre, caso contrario se repetirá el viaje de calibración)
18. Instalar equipo de flotación 13-3/8 pulgadas (Zapato + 1 tubo +collar flotador +1 tubo) y probar el mismo
19. Bajar casing 13-3/8 pulgadas hasta fondo llenando tubo por tubo, rompiendo geles cada 500 pies y rompiendo circulación cada 2000 pies (Instalar centralizadores de acuerdo a programa de cementación)
20. Circular hasta retorno limpio en zarandas (Arrancar con bajo caudal e irlo incrementando paulatinamente hasta máximo 10 bl/min. Observar permanentemente retorno en zarandas)
21. Armar cabeza de cementación
22. Probar líneas en superficie del equipo de cementación
23. Realizar cementación Casing 13-3/8 pulgadas de acuerdo a programa
24. Desarmar líneas y cabeza de cementación
25. Esperar frague de cemento y cortar tubo conductor (Observar si fluye agua en anular entre el tubo conductor y casing 13 – 3/8pulgadas)

26. Asentar casing de 13 – 3/8 pulgadas
27. Realizar Top Job en caso de que haya fluido agua
28. Retirar neplo campana y tubo de maniobra
29. Enrosca sección “A” del cabezal a Casing 13 – 3/8 pulgadas
30. Instalar Adapter, Armar BOP
31. Instalar Adapter, Armar BOP, niple campana, flow line, HCR. Probar funcionamiento y con presión
32. Armar BHA Direccional con broca PDC 12-1/4 pulgadas (Cambiar martillo de perforación)
33. Bajar BHA direccional con broca PDC 12 – 1/4” en DP 5 pulgadas hasta fondo (tope de cemento)
34. Perforar cemento, collar flotador 13 -3/8 pulgadas y 20 pulgadas de cemento
35. Realizar prueba de integridad del Casing con 1000 psi por 10 minutos.
36. Perforar cemento, zapato 13-3/8 pulgadas, bolsillo y 10 pies de formación.
37. Cambiar lodo de perforación (lodo nativo por lodo base carbonato).
38. Realizar prueba de integridad de la formación (FIT) por 10 minutos a una presión que no exceda un ECD de 13.5 lpg.
39. Perforar con BHA Direccional y broca PDC 12-1/4 pulgadas hasta tope de conglomerado másico de formación Tiyuyacu.

40. Sacar BHA Direccional con broca PDC 12 -1/4 pulgadas hasta superficie rimando donde se requiera.
41. Armar BHA Direccional con broca tricónica de 12-1/4 pulgadas.
42. Bajar BHA Direccional con broca tricónica de 12-1/4 pulgadas en DP 5 pulgadas hasta fondo rimando donde se requiera.
43. Perforar rotando y deslizando siguiendo azimut y dirección del programa hasta pasar conglomerado masivo.
44. Sacar BHA Direccional con broca tricónica 12 – ¼ pulgadas hasta superficie rimando donde se requiera.
45. Armar BHA Direccional con Broca PDC 12- ¼ pulgadas.
46. Bajar BHA Direccional con broca PDC 12- ¼ pulgadas en DP 5 pulgadas hasta fondo rimando donde se requiera.
47. Perforar rotando y deslizando siguiendo azimut y dirección del programa hasta punto de Casing 9 – 5/8 pulgadas.
48. Bombear píldora dispersa seguida de píldora viscosa y circular hasta retorno limpio en zarandas.
49. Sacar BHA Direccional con broca PDC 12-1/4 pulgadas hasta superficie (debe salir libre en hueco abierto hasta Zapato 13-3/8 pulgadas, caso contrario se repetirá viaje de calibración)
50. Quebrar Broca y BHA Direccional.
51. Instalar equipo de flotación 9 -5/8 pulgadas (Zapato + 1 Tubo + Collar Flotador + 1 tubo) y probar el mismo.

52. Bajar Casing 9 -5/8 hasta fondo llenando cada 2 tubos, rompiendo geles cada 500 pies rompiendo circulación cada 2000 pies (Instalar centralizadores de acuerdo a programa de cementación).
53. Circular hasta retorno limpio en zarandas (Arrancar con bajo caudal e irlo incrementando paulatinamente hasta máximo 10 bl/min. Observar permanentemente retorno en zapatas).
54. Armar cabeza de cementación
55. Realizar cementación Casing 9 -5/8 pulgadas de acuerdo a programa.
56. Desarmar líneas y cabeza de cementación.
57. Levantar BOP, retirar Adapter Spool, asentar Casing 9-5/8 pulgadas en cuñas, cortar y biselar el mismo
58. Instalar sección "B" del Cabezal.
59. Armar BOP, niple campana, flow line.
60. Armar BHA Direccional con broca PDC 8-1/2 pulgadas.
61. Probar motor de fondo y MWD.
62. Bajar BHA Direccional con broca PDC 8 -1/2 pulgadas en DP 5 pulgadas hasta fondo (tope de Cemento).
63. Perforar cemento, collar flotador 9-5/8 pulgadas y 20 pies de cemento.
64. Realizar prueba de integridad del casing con 1000 psi por 10 minutos.
65. Perforar cemento, zapato 9 -5/8 pulgadas, bolsillo y 10 pies de formación.

66. Cambiar lodo de perforación (lodo base de carbonato a lodo de menor peso)
67. Realizar prueba de integridad de la formación (FIT) por 10 minutos a una presión que no exceda un ECD de 13 lpg.
68. Perforar con BHA Direccional y broca PDC 8-1/2 pulgadas hasta PT.
69. Bombear píldora viscosa y circular hasta retorno limpio en zarandas previo viaje de calibración.
70. Sacar BHA Direccional con broca PDC 8-1/2 pulgadas hasta superficie (debe salir libre en hueco abierto hasta Zapato 9-5/8 pulgadas, caso contrario se repetirá viaje de calibración).
71. Quebrar Broca y BHA Direccional
72. Correr registros eléctricos de acuerdo a programa.
73. Armar BHA Convencional con broca Triconica de 8-1/2 pulgadas para realizar viaje de calibración del hoyo.
74. Bajar BHA Convencional con broca triconica 8-1/2 pulgadas en DP 5 pulgadas hasta fondo rimando donde se requiera.
75. Sacar BHA Convencional con broca triconica 8-1/2 pulgadas hasta superficie (debe salir libre, caso contrario se repetirá el viaje de calibración hasta Zapato 9-5/8 pulgadas)
76. Instalar equipo de flotación 7 pulgadas (Zapato + 1 Tubo + Collar Flotador + 2 Tubos) y probar el mismo.

77. Bajar liner 7 pulgadas hasta fondo llenando cada 5 tubos, rompiendo geles cada 500 pies (Instalar centralizadores de acuerdo a programa de cementación).
78. Instalar Liner Hanger 7 pulgadas y circular.
79. Bajar liner 7 pulgadas con DP 5 pulgadas hasta zapato 9 -5/8 pulgadas rompiendo geles cada 500 pies y rompiendo circulación cada 2000 pies.
80. Circular un fondo arriba.
81. Bajar Liner 7 pulgadas con DP 5 pulgadas en hueco abierto hasta fondo (bajar con bomba 2 ultimas paradas).
82. Circular hasta retorno limpio en zarandas (arrancar con bajo caudal e incrementar paulatinamente hasta máximo 10 bls/min. Observar permanentemente retorno en zarandas).
83. Instalar cabezal de cementación.
84. Probar líneas en superficie del equipo de cementación.
85. Realizar cementación Liner de 7 pulgadas de acuerdo a programa.
86. Desarmar líneas y cabezal de cementación.
87. Desconectar stinger y sacar una parada.
88. Desplazar lodo de perforación por agua fresca.
89. Sacar DP 5 pulgadas con stinger hasta superficie quebrando.
90. Quebrar DP, HWDP, DC de la torre.
91. Desarmar y retirar BOP.
92. Armar sección "C" del Cabezal.

93. Dar por finalizadas las operaciones de perforación.

**Procedimiento de Workover para completación y pruebas iniciales
(trabajo mecánico)**

1. Mover RIG a la locación.
2. Controlar el pozo con fluido de control.
3. Desarmar cabezal para instalar BOP probar mecanismo con 1500-2000 psi OK
4. Armar BHA de limpieza simple o combinado de acuerdo a la geometría del pozo (tipo de casing, diámetro del casing) con broca de 6 1/8", scrapper (raspa tubos), Drill collar, Canasta y Bit Sub + bajar en tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta el fondo del pozo, (no topar zapato). Circulas para limpieza de pozo sacar en paradas y desarmar.
5. Con unidad de Wireline (Logging) armar herramientas y correr registros a hueco entubado CCL Gamma Ray Porosidad y Densidad, interpretar y determinar intervalos a cañonear. Sacar herramienta e interpretar los registros.
6. Armar cañones de alta penetración, bajar, espaciar intervalos a cañonear, cañonear. Observar soplo leve, moderado o fuerte en tanques del RIG. Sacar herramientas y desarmar

7. Armar BHA de Evaluación como sigue: 2 7/8" pata de mula, 2 7/8" Nogo, 2 7/8" por 3 1/5" X-over 7 x 3 1/2" pulgadas packer mecánico 3 1/2" pup joint, 3 1/2" camisa, 3 1/2" de tubería hasta superficie.
8. Bajar BHA de evaluación en 3 1/2" de EUE Tbg clase A midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas más asentar packer, probar asentamiento de paquer Ok. Con slickline armar herramienta (shifting tool) y abrir camisa de circulación. Sacar y desarmar.
9. Cambiar de herramienta y bajar standing valve acoplado a elementos de presión y asentar en el NO-GO.
10. Armar unidad MTU, probar línea en superficie con 4000 psi, mas desplazar bomba jet 10J con MTU de CIA de Servicios, asentar bomba jet en camisa más empaquetar líneas y estabilizar parámetros de flujo en MTU, mas evaluar arena de interés.
11. Luego de tener una producción estabilizada, cerrar pozo por 18 a 24 horas y realizar prueba de restauración de presión, abrir pozo descargar data del pozo, interpretar y diseñar el sistema a ser bajado, desplazar nuevamente bomba jet y evaluar hasta que Ingeniería en Petróleo determine el tipo de bomba y sistema a utilizarse hasta que equipo llegue al pozo.
12. Reversar bomba jet más desasentar packer y sacar completación de evaluación y desarmar.
13. Bajar equipo diseñado de acuerdo a los resultados y dejar en producción el pozo.

3.1.1 Cambio de Completación de Flujo Natural a Bombeo Eléctrico Sumergible

1. Mover taladro a la locación
2. Armar equipo en locación
3. Con unidad slickline abrir camisa de circulación.
4. Controlar el pozo con fluido de control con agua de 8.3 Lpg filtrada y tratada con químicos.
5. Desarmar cabezal y armar BOP. Probar mecanismos con 1500 psi OK.
6. Desasentar packer, tensionar sarta hasta desasentar packer + sacar BHA de fondo en paradas +desarmar + llenar el pozo en su capacidad normal.
7. Armar BHA de limpieza como sigue: 6 1/8" broca, 4 3/4" Bit sub, 5 1/2" canasta, 7" scrapper, 4 3/4" - 4 drill collar, 4 3/4" x 3 1/2" X-over + bajar en 3 1/2" EUE Tbg clase B midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta el fondo + circular para limpieza del pozo, sacar en paradas y desarmar BHA de limpieza.
8. Armar BHA de Evaluación de la siguiente manera: 2 7/8" pata de mula, 2 7/8" NOGO, 2 7/8" por 3 1/2" X-over, 7" x 3 1/2", packer mecánico 3 1/2" pup joint, 3 1/2" camisa, 3 1/2" de tubería hasta superficie.
9. Cambiar de herramienta y bajar standing valve acoplado a elementos de presión y asentar en el NO-GO.
10. Armar unidad MTU, probar línea en superficie con 4000 psi, + desplazar bomba jet 9A con MTU de CIA de Servicios, Más Asentar en camisa de

circulación + empaquetar líneas y estabilizar parámetros de flujo en MTU + evaluar arena de interés.

11. Luego de tener una evaluación con parámetros estables cerrar pozo para restaurar la presión.

12. Reversar bomba jet 9^a

13. Con slickline bajar con pulling tool recuperar standing valve acoplados con elementos de presión descargar data para interpretar resultados.

14. Desplazar Bomba Jet 9 A hasta camisa y continuar evaluando hasta determinar sistema de levantamiento artificial a bajarse

15. Resultados determinaron que el equipo de levantamiento artificial es el Eléctrico sumergible

16. Arma equipo BES como sigue:

5 1/2" CAMISA DE REFRIGERACION

4 3/4" CENTRALIZADOR

SENSOR WELL LIFT S/450 S/N: 205-05391

MOTOR S/450 168HP/2590V/41A S/N: 13284042

SELLO S/400 S/N:13269128

SEPARADOR DE GAS S/400 S/N: 42G-51267

BOMBA INFERIOR P8 246 STG, S/400 S/N: 01F-14537

BOMBA SUPERIOR P8 113 STG, S/400 S/N: 13357580

DESCARGA WELL LIFT S/400

2 3/8" DESCARGA DE PRESION S/400

2 3/8" EUE PIN X 3 1/2" EUE BOX X-OVER

3.1.2 Cambio de Completación de Bombeo Hidráulico con Packer

1. Controlan pozo con fluido especial de control de 8.4 lpg y 8 NTU, desarman cabezal e instalan BOP de 5000 psi, sacan completación de bombeo hidráulico en 3-1/2" EUE tubería clase "B "quebrando" tubo por tubo hacia los caballetes.

2. Arman y bajan BHA moledor con 6-1/8 "junk mill en 3-1/2" drill pipe hasta 9285', muelen C.I.B.P a 9290', bajan libre hasta 10290'. Circulan y sacan.

3. Arman BHA de limpieza con 6-1/8" broca, bajan en 3-1/2" drill pipe hasta 10290', circulan limpian y sacan quebrando tubo por tubo a los caballetes

4. Arman y bajan BHA de fracturamiento hidráulico con 7" x 2 7/8" packer en 3 1/2" tbg hqst1 hasta 10162'; suben tubo por tubo desde los caballetes a la mesa rotaria, aplican torque computarizado en cada junta (2560 lbs/ft torque.

OPTIMO

5. Personal de slick line arma equipo y baja a recupera standing/valve de 3-1/2" NO-GO @ 10057' desarman. Técnico asienta packer 7 x 2 7/8" a 10094' prueban anular con 800 psi.

6 .Realiza datafrac: (bombea 80 bls de one step, 92 bls de gel lineal a 20 B.P.M y 4977 psi. Que permanece en remojo en la formación, fluido de fractura: en la formación. Se espera declinación de la presión.

Realizan fracturamiento hidráulico: bombean fluido de fractura (248 bls) + gel lineal (89 bls) a 20 B.P.M y 4378 psi/pie; gradiente de fractura 0.7 psi/ pie gradiente de fricción 175 psi/pie, lavan líneas desconectan cabezal, desasientan packer, circulan pozo en reversa.

7. Slick line baja bloque impresor de 1.64" topa arena a 10180'. desasienta packer a 10094', circulan pozo, sacan BHA de fracturamiento.

8. Bajan BHA para limpiar el pozo en 3 1/2" TBG hasta tope de arena 10212'.

9. Limpian pozo desde 10212' hasta 10290', aplican 800 psi y 3.8 BPM, se recupera 20 Lbs. de gel sin presencia de arena, circulan, sacan BHA de limpieza y desarman.

10. Arman BHA de evaluación, bajan en 3-1/2 "TBG HQST1 hasta 10109' , slick line asienta standing valve 2.25' y en 2-7/8" NO-GO a 10105', asienta 7 x 2-7/8" packers hidráulico a 9175' y 10093' respectivamente con 3000 psi, slick line recupera 2-7/8" Standing valve 10105' , baja 2.75' standing valve y asienta a 3-1/2" NO-GO a 9073', abren 3-1/2" camisa de circulación a 9039' , desarman slick line.

11. Evalúan arena con bomba JET9H y unidad de MTU al tanque bota del RIG, no hay aporte se reversa bomba, chequean en superficie, se repara bomba + cambia kit de repuesto. NOTA: SE REALIZA LA MISMA OPERACIÓN POR DOS OCASIONES SIN ÉXITO, REVERSA JET 9H CON BOMBA DEL RIG

12. Slick line arma equipo + baja y cierra camisa de 3-1/2" a 9039', baja y recupera standing valve desde 3-1/2" NO-GO @ 9074', baja standing valve de 2.25" @ 9217' y recupera standing valve de 2.25" a 9217', baja nuevo standing valve de 2.75" a 9074'. Prueban BHA de evaluación con 3000 psi presurizan anular con 1000 psi presión cae 500 psi por 10 minutos manteniendo las 3000 psi en tubing, slick line baja y abre 3-1/2" camisa @ 9039'.
13. Circulan pozo con fluido de control de 8.4 lpg, técnico desasienta packers hidráulicos de 7 x 2-7/8" con 50000 lbs.
15. Sube y arma equipo computarizado en mesa de trabajo.
16. Sacando BHA de evaluación en 3-1/2" tubería HQST1, utilizan llave, llenando el pozo normal. Desarmar BHA de evaluación.
17. Slick line arma y baja bloque impresor de 2,75" y topa a 10296" (CIBP).
18. Arman y bajan BHA de evaluación en 3-1/2" tubería HQST1, calibrando, midiendo y probando con 3000 psi cada 2000 ft, utiliza llave computarizada hasta 10153 ft. (2560 lbs/ft torque optimo).
19. Slick line baja y recupera 2.25" standing valve desde 2-7/8" NO-GO a 10105', baja 2.25 standing valve y asienta en 2-7/8" NO-GO a 10105', técnico asienta packers hidráulico de 7 x 2-7/8" a 9175' y 10093' respectivamente prueban con 500psi ok.
20. Slick line baja y abre 3-1/2" camisa a 9104', prueba circulación ok.

21. Evalúan arena " Con bomba JET 9H y unidad MTU al tanque bota del RIG (s/e).
22. Reversa bomba JET9H con unidad MTU. bomba sale con garganta cavitada.
23. Slick line arma equipo, baja y recupera standing valve de 1.81 en 2-3/8" NO-GO a 10145', baja standing valve de 2.75" con elementos de presión y asienta en 3-1/2" NO-GO a 9138', saca herramienta.
24. Se desplaza bomba JET 10J, estabiliza parámetros en superficie. Evalúan arena con bomba JET10J con elementos de presión y unidad MTU al tanque bota del RIG.
25. Pozo cerrado para Build-up (30:h00) reversan bomba JET10J, slick line arma equipo y recupera 2.75" standing valve más elementos de presión de NO-GO a 9138', desarma equipo.
26. Desplaza bomba jet 10J + evaluando arena sin elementos y unidad MTU al tanque bota del RIG.
27. Reversa bomba jet 10J con bomba del RIG, circulan pozo en reversa @ 9104' a través de 3-1/2" camisa con fluido de control de 8.4 lpg, 300 psi y 3.0 BPM.
28. Desasienta packers hidráulicos con 60000 lbs de over pull, sacan BHA de evaluación en 3-1/2".Tubería HQST1, utilizan llave hidráulica del RIG, llenando el pozo normal.

29. Baja completación hidráulica: 2-3/8" pup joint, 2-3/8" NO-GO, 2-3/8" x 2-7/8" Cross-Over, 2-7/8" 01 tubo, 7" x 2-7/8" packer hidráulico ; 2-7/8" 01 tubo 2-7/8" x 3-1/2" CROSS OVER , 3-1/2" 01 tubo; 3-1/2 " NO-GO ; 3-1/2" 01 tubo ; 3-1/2" camisa ; 3-1/2" CROSS OVER ; 3-1/2" 300 juntas.
30. Instalan TUBING HANGER, desarmen, retiran BOP, instalan 11" x 5000 cabezal (p.oil), prueban con 3000 psi ok.
31. Slick line arma equipo, saca 2.75 " standing valve desde 3 -1 / 2 " NO-GO @ 9142' baja y asienta 2-3 / 8 " standing valve en NO-GO @ 10140', técnico asienta packers de 7 " por 2 -7 / 8 " @ 9186' y 10104' respectivamente con 3000 lbs. de peso prueban anular con 600 psi ok. Baja a recuperar 2 -3 / 8 " standing valve desde NO-GO @ 9142', abre 3 -1 / 2 " camisa @ 9107'.
32. Técnicos desplazan bomba JET 10J hasta 3-1 / 2 " camisa @ 9107', estabilizan parámetros de flujo a la MTU.
33. Realizan prueba de producción al tanque bota del RIG.
34. Finalizan operaciones.

3.1.3 Comunicación Tubing – Casing Secuencia de operaciones de Workover (pozo es de bombeo Hidráulico)

1. Mover RIG a la Locación más armar equipo.
2. Armar línea de superficie, controlar el pozo, desarmar cabezal instalar BOP. Probar mecanismos con 1500 psi OK.
3. Probar asentamiento de packer aplicando presión en el anular hasta 600 psi, presión se mantiene, comprobar asentamiento de packer. Tensionar y desasentar packer, sacar BHA de Bombeo Hidráulico en paradas más desarmar. Nota se comprueba que hay hueco en el tubing bajo el packer.
4. Armar BHA de limpieza de acuerdo (ver programas) limpiar fondo, sacar y desarmar.
5. Armar nuevo BHA de Bombeo hidráulico. Asentar 2 packer, probar asentamiento aplicando 500 psi por anular durante 10 minutos presión se mantiene OK más probar presión por tubing con 1500 psi. Presión se mantiene OK.

Cálculo BSW Real

$$BSW(\text{real}) = \frac{(\text{Prod. Día} + \text{Iny. Día}) * BSW \text{ ret.} - (\text{Iny. Día}) * BSW_{\text{iny.}}}{\text{Producción día}}$$

(Ecuación 3.1)

En todos estos casos se puede aplicar para tipo de bombeo hidráulico que disminuía la producción por las siguientes causas.

3.1.3.1 Por Hueco en Tubería

La producción disminuye porque existe recirculación de la mezcla de inyección y producción, por lo tanto se utiliza la misma secuencia al realizar un cambio de Completación y solo se incluye el cambio de tubería dañada.

3.1.3.2 Desasentamiento de Packer

Al igual que el caso de cambio de Completación por hueco en tubería solamente se cambian los packers, se asienta a las profundidades se prueba hermeticidad y asentamiento.

3.1.3.3 Por Bomba Atascada

Se trata de controlar el pozo si existe circulación a través de la cavidad sino existe circulación es decir comunicación tubing casing se realiza un tubing punch con slickline hueco de en tubería para inducir una comunicación tubing casing poder controlar el pozo y sacar la completación, serían los pasos que se harían en un cambio de completación hidráulica.

CAPITULO IV

4 HERRAMIENTAS PARA OPERACIONES DE PESCA

Desde el inicio de la perforación de un pozo siempre se corre el riesgo de que se presente atrapamiento o pesca, ya sea por la geometría del pozo, por la desviación o pata de perro (Dog Leg), por las cavernas que pueden presentarse en el hoyo, por el tipo de lodo que se está manejando y consecuentemente la calidad del filtrado, por errores o negligencia del perforador y los cuales perturban la continuidad de las operaciones. Por tanto, en previsión para actuar en consecuencia, siempre hay en el taladro un mínimo de herramientas de pesca de uso muy común, que por experiencia son aconsejables tener, como: cesta, ganchos, enchufes, percusor, roscadores y bloques de plomo para hacer impresiones que facilitan averiguar la condición del extremo de un tubo. La lista de herramientas de pesca es bastante extensa y sería imposible y costoso tenerla toda en cada taladro. Sin embargo, en los centros de mucha actividad de perforación, en

los almacenes de materiales de las empresas operadoras y de servicios de perforación se tienen herramientas para cubrir el mayor número de casos específicos.

Los ejemplos más comunes de pescado durante las operaciones de perforación son: atrapamiento de tubería, pega diferencial o derrumbe en el pozo; y el pescado puede ser de la sarta de perforación o de las herramientas de registros.

Generalmente la tarea de pesca es sencilla pero otras veces se puede tornar tan difícil de solucionar que termina en la opción de desviar el hoyo. En tareas de pesca cuenta mucho diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas y la paciencia y experiencia de todo el personal de perforación. En ocasiones, la tarea puede representar un difícil reto al ingenio mecánico del personal, pero hay verdaderos expertos en la materia, tanto en ideas como en la selección y aplicación de las herramientas requeridas.

Diferente a este escenario, es el que se presenta luego de correr la tubería de revestimiento (casing) superficial y de fondo o liner, y realizarle la respectiva cementación; ya que en este caso tendremos teóricamente un hueco cilíndrico perfecto. Las operaciones de pesca, por lo general son más sencillas y fáciles de recuperar a hueco entubado que a hueco abierto.

4.1 Tipos de Pescado

Nuestro proyecto analiza un taladro de reacondicionamiento, por ende mencionamos los tipos de pescado en el mismo:

- BHA de fondo de Power Oil con 2 o más packers (packers acuñados)
- Equipo BES atascado por escala
- Bomba hidráulica atascada por escala
- Equipo BES caído en su totalidad hacia el fondo por corrosión
- Conjunto TCP atascado por sólidos o escombros provenientes del pozo
- Completación del pozo de bombeo mecánico atrapada por hueco en el casing y caída de limallas provenientes de este
- Parte del equipo BES en el fondo y sobre este, gran cantidad de cable eléctrico de potencia
- Entre otros casos

4.2 Descripción de Herramientas para Pesca

Las principales herramientas que se utilizan para estos casos son:

4.2.1 Bloque Impresor

Es un bloque compacto que en su base tiene una superficie de plomo de más o menos $\frac{1}{2}$ pulgada que sirve para establecer o determinar la forma o geometría en que se encuentra la boca del pescado, es decir sirve para

tomarle una fotografía a la tubería o herramienta que se encuentra en el fondo. Por lo general, esta herramienta es bajada con slick line y se le adiciona barras para darle peso a esta herramienta.

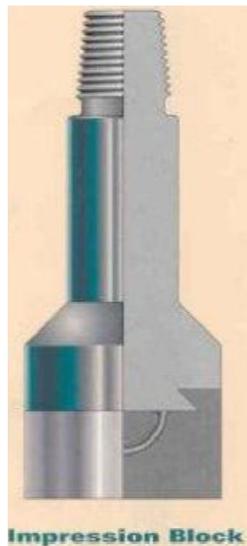


Figura 4.1 Bloque Impresor (FUENTE: Informe técnico sobre operaciones de pesca de la Escuela Politécnica Nacional)

4.2.2 Zapata Fresadora

Herramienta de fricción cónica que sirve para moler, fresar y dar la geometría concéntrica que se necesita para atrapar el pescado con alguna herramienta de peca interna o externa. Si es un cuerpo compacto (packer) sirve para moler los hombro o cuñas para que esta herramienta se desplace hacia abajo o el fondo del pozo.



Figura 4.2 Zapata Fresadora (Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

4.2.3 Junk Mill

Es una herramienta de pesca que sirve para limar, triturar o moler tubería u objetos que han quedado atrapados en el pozo. Debido al tipo de operaciones que esta herramienta realiza, es fabricada de una aleación especial de acero. El uso de esta herramienta tiene como finalidad presentar o dejar el tope del pescado (TOF) de forma homogénea eliminando la rebaba y las irregularidades que podría presentar la boca o tope del pescado.



Figura 4.3 Junk Mill (FUENTE: Presentación Magistral WEATHERFORD, Tecnología de pesca y Re-Intervención)

4.2.4 Arpón

Es una herramienta utilizada para recuperar cables y alambres dentro del pozo. El arpón con un brazo se encuentra fabricado de un cuerpo macizo de acero que su parte inferior es de forma cónica y en su parte superior de conexión tipo caja (box).

Su procedimiento de pesca consiste en:

- Determinar la profundidad o punto exacto a la que se encuentra el tope del pescado. Esta se obtiene bajando un bloque impresor de un diámetro, lo más cercano al diámetro interno del casing, para casing de 7" es recomendable bajar un bloque impresor de 6 1/2" o 6 1/8 "
- Luego de observar la marca en el bloque impresor, si esta es irregular, es recomendable bajar un junk mil para moler las áreas rugosas e irregulares de tal manera que el tope quede de forma concéntrica y perfecta; y si es un

cuerpo macizo, moler hasta que el objeto se desplace hacia el fondo del pozo

- Cuando la geometría del tope del pescado no permite bajar un junk mil, es necesario bajar una zapata fresadora para conseguir mediante corrección y molienda que quede un espacio para bajar un Over shot o un pescante interno y así recuperar el pescado.



Figura 4.4 Arpón (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

4.2.5 Taper Mill

Herramienta de pesca interna, usada para moler tubería que ha quedado atrapada en el pozo como pescado. Su diseño le permite entrar en espacios

reducidos dentro del pozo para remover cualquier obstrucción dentro de este. Se encuentra fabricada por una aleación especial de acero y su forma punteada, le permite al operador realizar el trabajo de pesca de una forma versátil y abrir ventanas en la tubería de revestimiento (casing).



Taper Mill

Figura 4.5 Taper Mill (FUENTE: Informe técnico sobre operaciones de pesca de la Escuela Politécnica Nacional)

4.2.6 Taper Tap (Rabo de rata)

Es la herramienta de pesca más utilizada y simple para agarrar y recuperar internamente un pescado. Son herramientas de fácil construcción y efectivas al momento de realizar una operación de pesca de tubería. Esta herramienta permite la circulación del pozo mientras es operada. Su diseño de dientes maquinados en V, y su rustica forma permiten el agarre y alta penetración al pescado. Su recubrimiento externo, en su área puntiaguda con aleaciones de extremada dureza (tungsteno y acero al carbón) permite trabajar

con gran eficiencia soportando altos esfuerzos a la cizalla, compresión y tensión por lo cual al ingresar a la boca del pescado existen altas posibilidades de que el pescado se libere.



Figura 4.6 Taper Tap (FUENTE: Presentación Magistral WEATHERFORD, Tecnología de pesca y Re-Intervención)

4.2.7 Pin Tap

Herramienta construida en base al Taper Tap con la diferencia que su diseño es mucho más pequeño y es utilizada para recuperar la tubería dentro del pozo.



Figura 4.7 Pin Tap (FUENTE: Presentación Magistral WEATHERFORD, Tecnología de pesca y Re-Intervención)

4.2.8 Releasing Spear

Es una herramienta de pesca interna construida de tal forma que sirva para agarrar y recuperar tubería de diferentes tipos de diámetro (tubing y drill pipe) de manera segura, confiable y económica. Esta herramienta consta de grapas, mandril, anillo liberador y tuerca. En lugar de la tuerca, la parte inferior de la herramienta puede ser ensamblada de acuerdo al tipo de operación que se requiera en el pozo; se clasifica de la siguiente manera:

- Tuerca de moler: Para uniformizar el tope del pescado
- Tuerca tipo Washpipe: Facilita la entrada en el tope del pescado
- Tuerca tipo Crossover: Es instalado para conectar otra herramientas en la parte inferior del releasing spear.

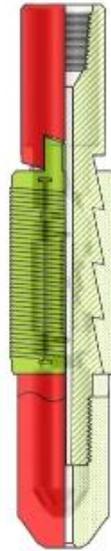


Figura 4.8 Releasing Spear (FUENTE: Presentación Magistral WEATHERFORD, Tecnología de pesca y Re-Intervención)

4.2.9 Over Shot

Es la herramienta más utilizada y eficaz en operaciones de pesca externa. Puede llegar a resistir tensiones de gran magnitud y torsión sin sufrir algún tipo de daño y a su vez sin provocar deformaciones en el pescado.

Existen Over Shot, con grapas tipo canasta y tipo espiral y su selección depende exclusivamente de las características del pescado. El Over Shot con grapas tipo canasta sirve para recuperar pescados con un cuello de pesca corto (fishing neck), al contrario del Over Shot con grapas tipo espiral

que nos permite un agarre de mayor diámetro y longitud del pescado a ser recuperado.

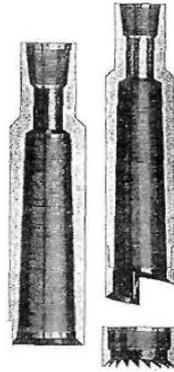


Figura 4.9 Over Shot (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

4.2.10 Die Collar

Herramienta de pesca externa, no usada frecuentemente debido a la forma operacional de esta. La herramienta opera en forma de rosca, enrosca a la derecha y se suelta rotando a la izquierda. No es de fácil uso y no es práctica.



Figura 4.10 Die Collar (FUENTE: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/11/herramientas-empleadas-en-la-pesca-de.html>)

4.2.11 Junk Basket Sub (Canasta con circulación inversa)

Utilizamos esta herramienta para recoger toda la chatarra que se queda en el fondo del pozo, los cuales pueden ser partes de una broca como dientes o conos, pedazos de empaques (packers) u otro tipo de chatarras. Su mecanismo de uso, se basa en ir moliendo chatarra y bombeando con fluido viscoso, preferentemente que permita remover varios sólidos en suspensión.

Herramienta de pesca, utilizada para recuperar de forma segura la mayor cantidad de sólidos grandes, eliminando el riesgo de atrapamiento de la sarta de pesca. Se basa en el principio de circulación inversa, por lo cual es utilizada para recuperar todo tipo de materiales acumulados en el fondo del pozo.

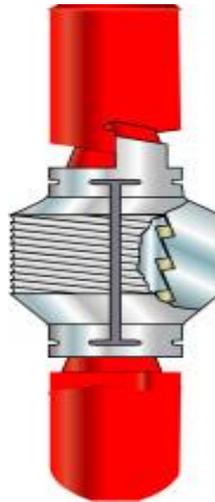


Figura 4.11 Junk Basket Sub (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://achjj.blogspot.com/2013/03/operaciones-de-pesca-en-pozos-petroleros.html>)

4.2.12 Magneto

Es una herramienta magnetizada que se baja con tubería y una conexión (Cross Over), sirve para recuperar limallas o restos de sólidos de pequeño diámetro y pesos.



Figura 4.12 Magneto (FUENTE: Presentación Magistral WEATHERFORD, Tecnología de pesca y Re-Intervención)

4.2.13 Drilling Jars (Martillos)

Pueden ser de funcionamiento hidráulico, mecánico, o de doble acción que les permite trabajar en conjunto. Esta herramienta de pesca, nos permite crear o acelerar el impacto en la sarta para recuperar la tubería pegada dentro del pozo.



Figura 4.13 Drilling Jars (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

4.2.14 Casing Roller

Herramienta usada para restaurar el ID de la tubería de revestimiento cuando haya ocurrido algún tipo de colapso. Consiste de una serie de rollers y una nariz cónica, su funcionamiento consta de rotar los rollers y así golpear con la tubería de revestimiento para poder ubicarla en su ubicación inicial. Los rollers son intercambiables.



Figura 4.14 Casing Roller (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

4.2.15 Cortadores exteriores

Es el cortador de tubería más usado y confiable de tipo mecánico. Este cortador tiene la característica que después de agarrar el pescado, poder recuperarlo mientras en el pozo se realizan operaciones de circulación y rotación. Es diseñada para cortar cualquier tamaño de tubería de perforación o producción y así recuperar la sección cortada.

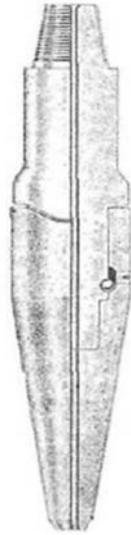


Figura 4.15 Cortadores Exteriores (FUENTE: Imagen tomada del sitio web, <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd>)

CAPITULO V

5 “Optimización de sistemas de Taladro de Reacondicionamiento (Workover) para un mayor rendimiento del equipo mediante el redimensionamiento de motores y bombas para el Campo ESPOL 1 en pozos direccionales.”

Para optimizar las operaciones de un taladro de reacondicionamiento, es necesario el buen funcionamiento de sus componentes, para lo cual se debe tener en cuenta el tiempo de operación y su vida útil, para una máxima eficiencia de trabajo.

Para nuestro proyecto, consideramos el taladro de reacondicionamiento GAVEN01 de 450HP, con un tiempo de vida útil de 30 años aproximadamente, al mismo que es necesario realizarle un mantenimiento preventivo y correctivo, y en último caso un Overhaul, que permita tenerlo operativo en el periodo de vida útil y suplir el deterioro y mal funcionamiento que presenten sus partes constitutivas, evitando el bajo rendimiento del equipo y consecuentemente pérdidas económicas por continuos paros en la operaciones.

5.1 Modificaciones realizadas al Taladro de Reacondicionamiento

GAVEN01 para obtener un mejor rendimiento

Generalmente un trabajo de repotenciación o redimensionamiento de un equipo de reacondicionamiento, implica modificaciones de:

- 1.- Reforzamiento de llaves de potencia
- 2.- Aumento en la potencia del motor
- 3.- Cambiar mesa de trabajo: de mesa flotante a mesa fija
- 4.- Aumentar la capacidad del malacate
- 5.- Repotenciar capacidad de guinche hidráulico
- 6.- Aumentar capacidad del bloque corona
- 7.- Aumentar capacidad del bloque viajero y gancho
- 8.- Cambiar unión giratoria de Power Swivel a mesa rotaria
- 9.- Aumentar la potencia de sistema de suministro de energía

10.- Cambiar tanques en el sistema de circulación.

11.- Aumentar el número de campers.

En el Oriente Ecuatoriano, la empresa estatal PETROAMAZONAS, trabaja con aproximadamente 30 taladros de reacondicionamiento, algunos de ellos están operativos alrededor de 30 años, a los mismos que se le ha venido efectuando mantenimiento de los equipos y en los sistemas, de acuerdo a las necesidades del cliente. A cada sistema se le efectúan trabajos, tales como:

- Metalización y reforzamiento del Sistema de Izaje o Levantamiento
- Repotenciación del Sistema de Potencia
- Reforzamiento y automatización del Sistema de circulación
- Cambios y reforzamiento del Sistema de Generación
- Reforzamiento del Sistema de Seguridad (B.O.P)
- Cambios en el Sistema Rotario.

Nuestro proyecto considera incrementar la capacidad de trabajo o potencia del taladro de reacondicionamiento, centrándonos en el mejoramiento de los sistemas de izaje y potencia del motor así como el rendimiento de la bomba.

Generalmente se utilizan motores de diésel eléctricos y motores de diésel de combustión interna. El tipo de motores que se utilizarán depende de la potencia que se requiere para cumplir con el trabajo de reacondicionamiento,

las condiciones del pozo y los términos de referencia para los contratos de operación de PAM.

Los motores eléctricos son compactos y portátiles, permiten una distribución de espacio y peso en la torre. Además pueden operar variando las relaciones torque velocidad lo que adecuan mejor al sistema de levantamiento y circulación.

Los motores diésel de combustión interna, su potencia se transmite desde el motor a los diferentes equipos utilizando cajas de transmisión, cadenas, correas, embragues. En la mayoría de las torres, la potencia se transmite mecánicamente, diseñada para que tanto la carga como el torque aumenten el rango de operación de los motores.

5.2 Repotenciación de los Equipos de un Taladro de “Workover”

El procedimiento adecuado para la selección de un taladro que realiza los trabajos de reacondicionamiento, es medir y diseñar varias cargas que serán ubicadas en el equipo. En nuestro proyecto analizaremos las características de las partes constitutivas del sistema de izaje y potencia, además con estas especificaciones se comparará con las necesidades de trabajo en el fondo del pozo, según las condiciones del yacimiento y mecánicas del pozo, casing, completación y tipo de cabezal.

Para repotenciar el sistema de izaje de manera que se optimicen las operaciones de reacondicionamiento, se realizará el cálculo teórico de la potencia mínima del malacate. Al efectuar los cálculos, se estima el número de líneas del bloque viajero y bloque corona, el peso del bloque corona y la velocidad de izaje.

El máximo peso que soportará el mástil, se tendrá cuando esté subiendo la tubería (drill pipe) con el equipo de fondo (Completación de fondo con equipo de bombeo eléctrico sumergible, BHA de Power Oil y/o BHA de Pesca entre otras completaciones), considerando arrastre de la sarta, pozos desviados y la situación más crítica que es para realizar operaciones de pesca, o cualquier tipo de inconveniente dentro del pozo lo que adiciona carga al mástil.

Además considerar la fuerza del viento, la misma que actúa sobre la torre de reacondicionamiento y por ende hacia la sarta de tubería. Según investigaciones la fuerza del viento genera un ángulo de desviación que va desde 3° hasta 5° lo cual afecta al peso total. Para nuestro proyecto analizamos el punto crítico que es con un ángulo de desviación de 5° , pero cuando la sarta se encuentra en superficie serían 2 tubos a los que les afectaría la fuerza del viento y esto es insignificante para el peso total debido

a que la torre posee templadores que hacen que no afecte la acción del viento sobre la sarta de tubería, aproximadamente de 170 a 180 paradas.

La fuerza del viento que ejerce en superficie (una parada=2 tubos) la cual en términos analíticos no se la considera:

$$\frac{W_P}{W_V} = \text{Cos } 5^\circ \text{ (Ecuación 5.1)}$$

Despejando W_V de la ecuación 5.1, tenemos:

$$W_V = \frac{558}{\text{Cos } 5^\circ}$$

$$W_V = 560,13 \text{ lbs}$$

5.2.1 Procedimiento para Determinar Cargas que Soporta la Estructura

Para obtener la carga suspendida (CS) en el malacate según el requisito de la operación, se considera el peso de las diferentes completaciones que se pueden bajar en el pozo, un BHA pesca + Drill pipe, tubería con TCP, desasentar 3 packers Power Oil y un incremento de peso debido al arrastre.

Peso de la sarta de tubería con arrastre, más:

1. Peso de la sarta de tubería con TCP y arrastre
2. Recuperando Completación Bombeo eléctrico sumergible normalmente miden 150 pies de longitud, se considera un peso 2500 libras.

3. Completación Power Oil- 3 packers y 3 arenas productivas para producir por separado.

Luego de armado el equipo y controlado el pozo el maquinista procede a levantar la sarta para recuperar el BHA de Power Oil en el registrador de peso (Martin Decker), obtengo una lectura de 74500 libras para la tubería de 2 7/8".

Como tenemos 3 packers hidráulicos, cada packer tiene 8 pines de bronce, cada pin tiene una resistencia al corte por cizalla de 1800 libras por lo tanto la tensión para romper los pines es 14400 libras, como sugerencia el rango máximo estaría entre 12000 a 15000 libras, el resultado será:

Peso de la tubería más tensión para romper los pines es 112000 libras.

Si se liberan los packers sin ningún problema se saca la sarta con ese peso y si el pozo es desviado se considera un arrastre de 5000 a 8000 libras, en total se tensiona máximo 120000 libras. Se ha presentado casos que tienen un arrastre de hasta 35000 libras de Over Pull sobre el peso de la sarta debido a diferentes causas. Tales como acuñamiento del packer, presencia de sólidos, en general se encuentran entre la completación y el casing.

4. Operación de pesca, Drill pipe +BHA pesca + Arrastre, es una de las sartas más pesadas.

En ocasiones, el arrastre puede alcanzar de 30000 a 35000 libras por muchas causas: obstrucciones, codos, pata de perro al salir de la tubería de revestimiento de menor diámetro a uno de mayor diámetro, si existe mucho desliz y rugosidad en la tubería de revestimiento, ángulos de 25° o mayores.

Además, dentro del pozo, se considera el factor de flotación debido a que actúa el fluido de reacondicionamiento. Para nuestro análisis se emplea tubería EUE N80, la más común en el Oriente Ecuatoriano.

En la ecuación 5.2 se puede determinar el factor de boyantes considerando un fluido de control de 8.6 lpg.

$$\mathbf{F_{boy} = \frac{\text{Peso acero} - \text{Peso fluido}}{\text{Peso acero}} \text{ (Ecuación 5.2)}}$$

$$\mathbf{F_{boy} = \frac{65,449 - 8,6}{65,449} = 0,867}$$

Luego se determina la carga suspendida dentro del pozo para cada uno de los 5 pasos anteriores considerando el factor de boyantes.

$$\mathbf{W_{fluido} = C_s \times F_{boy} \text{ (Ecuación 5.3)}}$$

Con los resultados de la carga suspendida en el fluido, se obtiene la eficiencia en el gancho por medio de la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\text{Carga real}}{\text{Carga equivalente}} \text{ (Ecuación 5.4)}$$

$$E_{\text{gancho}} = 0.867$$

Este valor se ajusta a valores prácticos estimados en operaciones del Distrito Amazónico.

Para determinar la capacidad del mástil se adiciona el peso del bloque corona, peso bloque viajero, el número de líneas de polea viajera y número de líneas del bloque corona, como se muestra en la ecuación 5.5

$$CM = \frac{C_s \times N}{E \times n} + P_c + P_{pv} \text{ (Ecuación 5.5)}$$

5.2.2 Potencia Requerida al Gancho

Para determinar la potencia requerida al gancho se considera la carga suspendida en el gancho y la velocidad de izaje de 35 pies/min con la ecuación 5.6

$$HP_g = \frac{W_g \times V}{33000} \text{ (Ecuación 5.6)}$$

5.2.3 HPm Caballos de Potencia Requerido en el Malacate

Esta dada por la potencia requerida al gancho y la eficiencia del gancho de acuerdo a la Ecuación 5.7

$$\mathbf{HPm} = \frac{\mathbf{HPg}}{\mathbf{Eg}} \text{ (Ecuación 5.7)}$$

5.2.4 HPM Potencia en la salida de los Motores

Esta dada por la potencia requerida en el malacate y la eficiencia entre los motores de acuerdo a la Ecuación 5.8

$$\mathbf{HPM} = \frac{\mathbf{HPm}}{\mathbf{E}} \text{ (Ecuación 5.8)}$$

5.2.5 Potencia mínima requerida en los motores

Requerimiento mínimo de potencia en los motores es la relación entre la potencia en la salida de los motores y se asume que la eficiencia en los convertidores de torsión es 70%, de acuerdo a la ecuación 5.9

$$\mathbf{HPP} = \frac{\mathbf{HPM}}{\mathbf{Ec}} \text{ (Ecuación 5.9)}$$

5.2.6 Potencia mínima requerida en las Bombas

Para determinar la potencia mínima requerida en las bombas se utiliza la potencia de salida en los motores con las eficiencias volumétrica y mecánica de las bombas, de acuerdo a la ecuación 5.10

$$\text{IHP} = \frac{\text{HPP}}{\text{Ev} \cdot \text{Em}} \quad (\text{Ecuación 5.10})$$

Tabla IX. Tabla de datos

DATOS			RIG 450 HP	RIG 550HP
PROFUNDIDAD (pies)	H	11000	R1	R2
TIEMPO RECUPERAR SARTA (HORAS)	T	7		
CARGA SUSPENDIDA EN EL GANCHO (Lbs)	Wg			
CARGA EFICIENTE SUSPENDIDA			190000	220000
Eficiencia polea	Ep		0.59049	0.531441
Eficiencia al gancho	Eg		0.85	0.85
Eficiencia entre los motores	Ehpm		0.8	0.8
Número Poleas Bloque Viajero	N		3	4
Número Poleas Bloque Corona	N		5	6
Peso de los Bloques (lbs)	Pb		8000	10000
Velocidad de izaje (pies/min)	V		35.00	

En la Tabla X (ANEXO) para determinar el peso de la tubería, se considera la profundidad que alcanza está a la altura de la arena a ser intervenida por la densidad lineal de la tubería de diferentes diámetros de 2 7/8", 3 1/2", Drill Pipe de 2 7/8" y de 3 1/2".

Las siguientes ecuaciones permitieron determinar cada uno de los resultados de la Tabla A.

$$W_{t1} = H \times d_1 [A_{24} = A_{21} \times A_{23}] \quad (\text{Ecuación 5.11})$$

$$W_{t2} = H \times d_2 [A_{34} = A_{21} \times A_{34}] \quad (\text{Ecuación 5.12})$$

$$W_{t3} = Hx d_3 [A_{44}= A_{21} X A_{44}] \text{ (Ecuación 5.13)}$$

$$W_{t4} = Hx d_4 [A_{54}= A_{21} X A_{54}] \text{ (Ecuación 5.14)}$$

Luego en la TABLA XI (ANEXO) se calcula el peso máximo de acuerdo a la sarta de completación y/o pesca para cada uno de los diámetros de la tubería y drill pipe, para cada caso será el peso total de la tubería más la correspondiente sarta calculados en la TABLA X.

$$W_{\max2} = W_{t1} + W_{TCP} [B22= A24 + A25] \text{ (Ecuación 5.15)}$$

$$W_{\max3} = W_{t1} + W_{BES} [B23= A24 + A26] \text{ (Ecuación 5.16)}$$

$$W_{\max4} = W_{t1} + W_{PO} [B24= A24 + A27] \text{ (Ecuación 5.17)}$$

$$W_{\max5} = W_{t1} + W_{PSC} [B25= A24 + A28] \text{ (Ecuación 5.18)}$$

En la Tabla XII (ANEXO) se determina la máxima carga Over Pull para el taladro de 450HP, con una capacidad nominal de 220000 libras y capacidad efectiva de 190000 libras. Consideramos para cada caso como se indicó anteriormente, cada diámetro de tubería y drill pipe con los diferentes tipos de sarta.

$$OPC_{24} = W_{ef2} - W_{\max1} [C24= C_{22} - B_{22}] \text{ (Ecuación 5.19)}$$

$$OPC_{25} = W_{ef2} - W_{\max2} [C_{25}= C_{22} - B_{23}] \text{ (Ecuación 5.20)}$$

$$OPC_{26} = W_{ef2} - W_{\max3} [C_{26}= C_{22} - B_{24}] \text{ (Ecuación 5.21)}$$

$$OPC_{27} = W_{ef2} - W_{\max4} [C_{27}= C_{22} - B_{25}] \text{ (Ecuación 5.22)}$$

La tabla XIII (ANEXO) se obtuvo con la misma metodología de la Tabla XII, haciendo los cambios respectivos para un Taladro de 550 HP, cuya capacidad nominal es de 250000 lbs y capacidad efectiva de 220000 lbs, esta última es la que se considera para los cálculos.

$$OPD_{24} = W_{ef2} - W_{max1} [D_{24} = D_{22} - B_{22}] \text{ (Ecuación 5.23)}$$

$$OPD_{25} = W_{ef2} - W_{max2} [D_{25} = D_{22} - B_{23}] \text{ (Ecuación 5.24)}$$

$$OPD_{26} = W_{ef2} - W_{max3} [D_{26} = D_{22} - B_{24}] \text{ (Ecuación 5.25)}$$

$$OPD_{27} = W_{ef2} - W_{max4} [D_{27} = D_{22} - B_{25}] \text{ (Ecuación 5.26)}$$

Capacidad efectiva, es la utilizada en las operaciones de Workover en el Distrito Amazónico.

5.3 Análisis de resultados estimando una profundidad de 11000 pies

Observando los parámetros y resultados de la tabla XI (ANEXO) nos damos cuenta que para todos los casos de tubería excepto para drill pipe de 3 ½" estamos en los rangos permisibles de trabajo del RIG 450HP, es decir con una máxima carga de 121400 libras. Con lo cual tendríamos aproximadamente 70000 libras para aplicar un Over Pull y recuperar un pescado o una completación que venga con mucho arrastre.

En la Tabla XII (ANEXO) tenemos que el taladro se encuentra en un rango de Over Pull de 80700 - 116500 libras para tubería (3 1/2" y 2 7/8"), y entre 12500 - 73600 para drill pipe (de 3 1/2" y 2 7/8") respectivamente.

Para el caso de la TABLA XIII (ANEXO), los resultados arrojados son: Máximo Over Pull mediante operación de pesca es de 141500, 110700, 98600 ,42500 libras para 2 7/8 "tubería, 3 1 /2" tubería y Drill pipe de 2 7/8" y 3 1/2" respectivamente.

Refiriéndonos a la tabla XIV (ANEXO), la máxima carga suspendida en el pozo en condiciones estáticas es la de drill pipe de 3 1/2" con BHA de pesca con 153892 libras, es decir nos queda 40000 libras de Over Pull para un RIG 450HP y 60000 libras como máximo Over Pull para un RIG 550 HP.

Comparando la tabla de los esfuerzos máximos que puede resistir la tubería de perforación Vs la tubería de producción (TABLA XVI) siempre comparando con tubería clase A de producción y drill pipe certificado e inspeccionado, la diferencia entre la máxima carga o máximo esfuerzo a la tensión que puede soportar una tubería clase A de 2 3/8" vs drill pipe del mismo diámetro es de aproximadamente 80000 libras, en el mismo análisis un drill pipe de 2 7/8" tiene una diferencia del orden de los 125000 libras y de drill pipe de 3 1/2" supera las 200000 libras de tensión que soporta vs una tubería de producción del mismo diámetro.

En la (TABLA XVI), observamos los valores de potencia de cada ITEM y comparando un RIG 450 HP y un RIG de 550 HP, concluimos que la potencia del primero es más o menos el 86 % del segundo tanto al gancho, malacate y los motores por lo cual ese 14% de diferencia puede ser sustancial en el momento que tengamos máximo esfuerzos o se presentan condiciones extremas por ejemplo en un pozo horizontal o atrapamiento de BHA por lo que siempre va a ser más eficiente un RIG 550HP.

Con respecto a la potencia de la bomba (TABLA XVII), el Rig de 550 HP tiene un 20% mayor de potencia para trabajar en condiciones extremas, es decir por ser bombas de caudal y no de presión se podría trabajar bajo un rango mayor que al de 450HP o sea de 6 a 8 BPM en lugar de 4 a 6 BPM.

5.4 Análisis costo - beneficio de Repotenciar un Taladro de Workover vs. la Adquisición de uno nuevo con sus mismas características.

Tomando como fuente los reportes de mantenimiento del equipo COOPER 350 de la antigua PETROPRODUCCION los técnicos con experiencia de 25 años de trabajo en dicho equipo diagnosticaron los trabajos necesarios que debían realizarse para que el mismo tenga un óptimo funcionamiento. Si consideramos que el costo de un equipo de Work Over de 550HP (de acuerdo a la marca) está en el orden de 5.5 millones de dólares costos que

están involucrados precio de equipo, flete de viaje e internación temporal del mismo.

De acuerdo a la valoración hecha por técnicos de mantenimiento e ingeniería de proyectos de Petro-Producción se estima que el costo aproximado de reemplazo de la mayor parte de sus componentes por uno nuevo 1 millón 700000 dólares.

Como fundamento se presenta estado actual del equipo. Con estos antecedentes podemos concluir que es conveniente repotenciar nuestro equipo mediante el Over Haul o mantenimiento correctivo lo cual nos garantizará una alta eficiencia en su operación y tiempo de vida útil de 10 años más, por lo que el ahorro es significativo de un 65% con respecto a la compra de un equipo nuevo.

CAPITULO VI

6.1 CONCLUSIONES

1. De acuerdo al análisis de resultados determinamos que para el caso de taladro de 450 HP la carga máxima nominal del mástil es 220000 libras, sin embargo luego de analizar aproximadamente 100 reportes en las actividades operacionales de reacondicionamiento de PETROPRODUCCION Y PETROAMAZONAS se observa que la tensión máxima a la que llega el perforador (maquinista) es de 180000 a 190000 libras durante una operación de pesca que representa más del 80% de la carga máxima nominal.

Esto nos limitaría a utilizar Drill pipe de 3 ½ pulgadas con BHA de pesca, por cuanto el peso teórico es de 181500 libras en estas circunstancias no alcanzaría accionar los martillo mecánico e hidráulico y no sería posible recuperar el pescado por cuanto nos daría un valor de 216000 libras y

estaríamos en el límite de la capacidad máxima de carga del mástil que es 220000 libras para un taladro de 450 HP.

Bajo esta premisa es conveniente bajar el BHA de Pesca con drill pipe de 2 7/8" con sus correspondientes acoples (X-over), nos daría un peso de 121400 libras, si consideramos un overpull de hasta 35000 a 40000 libras estaríamos en el orden de 160000 libras con lo cual ya trabajarían los martillos mecánico e hidráulico y nos queda de 20000 a 30000 libras adicionales que el perforador iría incrementando de 5000 en 5000 libras.

2. Analizando la tabla XV observamos que la máxima tensión que soporta el drill pipe de 2 7/8" es 271503 libras y el drill pipe de 3 1/2" es 408840 libras, y los valores registrados de tensión máxima para tubería de producción de 2 7/8" es 145000 y para 3 1/2" es 207000 libras.

Con estos parámetros a priori podríamos concluir que en condiciones ideales podríamos trabajar en pesca o perforación de cemento y/o molienda de obstrucción metálica en el pozo con tubería de 2 7/8" o 3 1/2" generalmente (EUE N80 clase "A"), sin embargo de acuerdo a reportes, investigaciones hechas con personal del oriente ecuatoriano la tubería que sale de un pozo es clase B y que ha estado dentro de 1 año en adelante generalmente esta ha estado expuesta a fatiga por esfuerzos en los trabajos de Workover anteriores, corrosión e incrustación. Por lo que no es recomendable trabajar con dicha tubería ya que su resistencia se disminuye en un 60% y se tiene

casos comprobados de desprendimiento en pines o cajas. Consecuentemente la mayoría de los casos de pesca y de molienda se los realiza con drill pipe de 2 7/8" los cuales ya vienen certificados y calificados por la compañía especializada en este trabajo. No podemos decir del drill pipe de 3 1/2" que solo utilizaríamos para molienda mas no para pesca por cuanto excede el límite de la carga máxima que soportaría el RIG 550 HP.

3. De acuerdo a la Tabla XII La única alternativa para bajar a pescar un BHA de fondo, es bajar con drill pipe de 2 7/8" nuevo o certificado.

Para drill pipe de 3 1/2" es imposible por cuanto el Over Pull están en un rango de 12500 a 17500 con estos valores llegamos a 190000 el límite de la capacidad efectiva del mástil, con lo que no podríamos maniobrar la sarta para que accione mecánica o hidráulicamente todos los elementos del BHA de pesca.

Para el RIG 550 HP, de igual manera para moler una herramienta o un objeto en el fondo sería conveniente bajar con drill pipe de 2 7/8" teniendo un rango de 98600 a 103600 libras para maniobrar y liberar el pescado hasta llegar a la capacidad máxima de carga que es 220000 libras.

Si bajamos con drill pipe de 3 1/2 tendríamos un rango de 42500 a 47500 libras para tensionar y liberar la sarta de fondo (pescado) lo cual es riesgoso por cuanto llegaríamos al límite máximo de 220000 libras y los martillos mecánicos e hidráulicos se accionan máximo con 30000 libras con lo cual el

perforador o maquinista no tendría mucha capacidad de maniobra más que de 10000 libras. Al igual que el caso anterior no sería recomendable en tubería clase B bajar a pescar con tubería de 3 ½" muchos más riesgoso sería con 2 7/8" ni pescar ni moler.

4. Analizando los esfuerzos a la tensión Tabla XV observamos que para drill pipe de 2 7/8" tenemos de 226000 a 338000 libras cada 30 pies por lo que excede en más de 100000 libras al límite de Over Pull o tensión máxima que se puede aplicar por lo que esta tubería es lo suficientemente resistente para realizar cualquier operación de pesca.

Dentro de una forma muy generalizada podemos determinar qué: Luego de haber indicado las condiciones actuales de los equipos de superficie del RIG GAVEN01 es necesario una repotenciación del sistema de izaje ya que no se puede desarrollar de una manera más eficiente y segura las operaciones que se realizan a diario en el taladro como operaciones de pesca más riesgosas en pozos horizontales y realizar pruebas de side track.

6.2 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que para la repotenciación de un equipo se tome en cuenta la capacidad máxima de carga del mástil en nuestro caso de 450HP a 550 HP y no a 750 HP por cuanto la estructura no soportaría la carga de un equipo de potencia de mayor dimensión.
2. Es necesario realizar la metalización de la estructura del mástil.
3. El taladro de hasta 550 HP no se recomienda trabajar en operaciones de pesca con drill pipe de 3 ½” ya que excede su límite máximo de carga que es de 220000 libras.
4. Para el cambio de sistema de tanques es necesario realizar una medición de espesores y pruebas con partículas penetrantes por posible existencia de corrosión severa o pitting.
5. Cuantificar visualmente y mediante pruebas con instrumentación apropiada el estado que se encuentran todas las herramientas de pesca, tuberías, botellas (drill collar), sistema BOP de tal manera si fuera el caso es necesario cambiarlas, modificarlas o repararlas.
6. Analizar el sistema de malacate si se ajusta a las nuevas condiciones del equipo repotenciado y tener un control estricto de la calidad del cable mediante el corte de toneladas/milla, en cuales se ve las condiciones del mismo.

7. Siempre es conveniente utilizar los templadores que deben ser anclados a cuerpos sólidos metálicos de peso considerable para mantener el equilibrio de la estructura.

8. No es recomendable utilizar tubería clase B de 2 7/8" o 3 1/2" para operaciones de molienda de cemento, cuerpos metálicos y peor aún pescar con esta tubería ya que se corre el riesgo que ésta se desprenda por corrosión de pines o caja.

BIBLIOGRAFÍA

1. César Vargas Delgado, “Componentes de Bombeo Mecánico su uso y aplicación en Chicontepec” (Tesis Facultad de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México)
2. Programa de Entrenamiento Acelerado para supervisores “Cabezales de pozo”, Capacitación Diseño de motores y Aplicaciones. Empresa Schlumberger
3. Rodolfo Guillermo Xoy Córdova, “Mantenimiento Preventivo y correctivo para Torres de Perforación de pozos petroleros” (Tesis Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de San Carlos de Guatemala”
4. Eduardo Javier Juárez Rúales, “Importancia del Uso del BOP en Operaciones de Perforación y Reacondicionamiento de pozos” (Tesis Facultad de Ingeniería Escuela de Tecnología en Petróleos, Universidad Tecnológica Equinoccial)
5. Euclides Andrés Fernández Müller, “Verificación del proceso de Selección de un Taladro de Perforación” (Universidad Simón Bolívar, Sartenejas)
6. Manual de Instalación, Operación y Mantenimiento Malacate a Tornillo sin Fin, empresa TULSA WINCH
7. Manual de Operación y Mantenimiento Motor Perkins
8. Blowout Preventers Catalog M-9402 D, Empresa HYDRIL.
9. BOP Replacement Parts Catalog, Empresa CAMERON.

10. Manual Principios fundamentales de Control de Pozos, Empresa RANDY SMITH TRAINING SOLUTIONS
11. Manual Well Control International
12. Manual de Uso de Casing y Tubing, Empresa Tenaris
13. Catálogo de Packer, Empresa Weatherford
14. Informe técnico sobre operaciones de pesca de la Escuela Politécnica Nacional
15. Quality Valves & Wellhead Equipment, Campania Moto Mecánica Argentina S.A.
16. Manual Diseño Taladro de Perforación, Empresa PDVSA
17. Manual de tubulares empresa tenaris
18. Artículo sobre bombeo hidráulico, Hydraulic pump for extracting fluids from wells
19. Manual para ingenieros en petróleo, Artificial Lift School by Robert Stevens & Associates Engineering Ltd. Presented to: PETROPRODUCCIÓN May 27 – 31, 1996
20. www.jereh-oilfield.com (sitio web visitado: 11/10/2014, 08:17)
21. <http://es.jereh-pe.com/products/equiposderecondicionamiento.htm> (sitio web visitado: 11/10/2014, 09:02)
22. <http://gasenbolivia.wordpress.com/2008/07/31/evo-morales-recibe-el-primer-taladro-para-yxfb-zj-70db/> (sitio web visitado: 13/10/2014, 10:23)

23. <http://www.zpec.com/sp/business-show.asp?id=243> (sitio web visitado: 25/10/2014, 21:12)
24. <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2010/04/malacate.html> (sitio web visitado: 25/10/2014, 22:37)
25. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drawworks.aspx> (sitio web visitado: 11/10/2014, 08:15)
26. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/crown_block.aspx (sitio web visitado: 11/10/2014, 08:21)
27. <http://www.zpec.com/sp/business-show.asp?id=6> (sitio web visitado: 11/10/2014, 10:03)
28. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/blowout_preventer.aspx# (sitio web visitado: 11/10/2014, 11:54)
29. http://www.materialeslosandes.com/tproductos.php?pagina=unicon_tubos_extremos_lisos (sitio web visitado: 15/10/2014, 23:05)
30. <http://oilcasingpipe.com/es/api-tubing.html> (sitio web visitado: 15/10/2014, 23:27)
31. <http://glosariopetrolero.wikispaces.com/home> (sitio web visitado: 15/10/2014, 00:07)
32. http://supplypetrolero.com.ar/index.php?option=com_k2&view=item&id=264:pup-joint (sitio web visitado: 17/10/2014, 08:15)

33. <http://www.fmctechnologies.com/en/FluidControl/Technologies/WellServicePumps.aspx> (sitio web visitado: 21/10/2014, 20:07)
34. <http://www.weatherford.com/> (sitio web visitado: 21/10/2014, 21:27)
35. <http://www.tackertools.com/web/index.php/es> (sitio web visitado: 21/10/2014, 21:35)
36. <http://www.mission-petroleum.com/index.php?idSeccion=8> (sitio web visitado: 26/10/2014, 22:06)
37. <http://www.yaoumachinery.es/6-workover-tool.html> (sitio web visitado: 26/10/2014, 23:31)
38. <http://www.shinesgroup.com/xby/pro-show.asp?bookid=46> (sitio web visitado: 2/11/2014, 20:00)
39. <http://achjjj.blogspot.com/2011/03/acumulador.html> (sitio web visitado: 3/11/2014, 08:11)
40. [http://www05.abb.com/global/scot/scot201.nsf/veritydisplay/3c8c6aeae757c113c1256d28004110e1/\\$file/technical_guide_no_7.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot201.nsf/veritydisplay/3c8c6aeae757c113c1256d28004110e1/$file/technical_guide_no_7.pdf) (sitio web visitado: 3/11/2014, 08:47)
41. http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020121333/1020121333_06.pdf (sitio web visitado: 3/11/2014, 10:05)
42. <http://www.comimsa.com.mx/cit/boletinpemex/2006/revista%20nov%20dic%20reducido.pdf> (sitio web visitado: 11/11/2014, 22:12)
43. <http://es.scribd.com/doc/51328626/Datos-y-Formulas-Para-Calculo-de-Motors#scribd> (sitio web visitado: 11/11/2014, 22:27)

44. <http://www.yaoumachinery.es/> (sitio web visitado: 3/12/2014, 23:41)
45. http://www.slsenergy.com/jm/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=17&Itemid=30&lang=es (sitio web visitado: 11/12/2014, 00:15)
46. <http://achjjj.blogspot.com/2013/03/operaciones-de-pesca-en-pozos-petroleros.html> (sitio web visitado: 7/01/2015, 20:07)
47. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6251/6/INFORME%20TECNICO%20CONTENIDO.pdf> (sitio web visitado: 10/01/2015, 20:31)
48. <http://es.slideshare.net/MagnusMG/tecnologia-de-pesca-y-re-intervencion> (sitio web visitado: 2/02/2015, 10:23)
49. <http://es.scribd.com/doc/62013371/Herramientas-de-Pesca#scribd> (sitio web visitado: 11/02/2015, 21:56)
50. <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/11/herramientas-empleadas-en-la-pesca-de.html> (sitio web visitado: 17/02/2015, 23:37)

ANEXO I
Tabla I. Característica de Diseño de la Subestructura

MODELOS	DZ450/10.5-S	DZ450/9-G	D450/9-KS	DZ450/9-K	DZ450/7.5-K	DZ450/7.5-K
Altura de Plataforma (m)	10.5	9	9	9	7.5	7.5
Altura de Espacio debajo de Plataforma (m)	9.23	7.42	7.73	7.6	6.24	6.26
Capacidad de Carga de Viga de Mesa (KN)	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Capacidad de Carga de Viga de Setback de Triples (KN)	2520	2200	2520	2520	2200	2340
Capacidad de Carga Estática (KN)	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Extensión Inferior de Mástil (m)	8.5	9	9..11	9.11	9.11	9
Notas: 1X(XD)-Tipo Caja en Caja, 2K-Tipo Paquetes en Conjunto, 3 G-Tipo de Honda, 4 S-Tipo Ascensión Helicoidal, 5 SS-tipo Ascensión Encogida						

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla II. Característica de Diseño de la Subestructura

MODELOS	DZ170/5.5 -XD	DZ135/4.5 -X	DZ90/1.7 -X	DZ60/1.1 -X	HXDZ135/6.7 -6/21	HXDZ135/6.7 -6/21	DZ450/10.5 -S
Altura de Plataforma (m)	5.5	4.5	1.7	1.1	6.7	6.7	10.5
Altura de Espacio debajo de Plataforma(m)	4.58	3.7	0.81	0.53	5.5	5.5	9.2
Capacidad de Carga de Viga de Mesa (KN)	1700	1350	900	600	1350	1350	4500
Capacidad de Carga de Viga de Setback de Triples (KN)	1080	800	500	300	800	800	2520
Capacidad de Carga Estática (KN)	1700	1350	900	600	1350	1350	4500
Extensión Inferior de Mástil (m)	7.5	5.3	5.5	5.3	4	4	10
Notas: 1X(XD)-Tipo Caja en Caja, 2 K-Tipo Paquetes en Conjunto, 3 G-Tipo de Honda, 4 S-Tipo Ascensión Helicoidal, 5 SS-tipo Ascensión Encogida							

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla III. Característica de Diseño de la Subestructura

MODELOS	DZ170/5.5- XD	DZ135/4.5- X	DZ90/1.7- X	DZ60/1.1- X	HXDZ135/6.7- 6/21	HXDZ135/6.7- 6/21	DZ450/10.5- S
Altura de Plataforma (m)	5.5	4.5	1.7	1.1	6.7	6.7	10.5
Altura de Espacio debajo de Plataforma(m)	4.58	3.7	0.81	0.53	5.5	5.5	9.2
Capacidad de Carga de Viga de Mesa (KN)	1700	1350	900	600	1350	1350	4500
Capacidad de Carga de Viga de Setback de Triples (KN)	1080	800	500	300	800	800	2520
Capacidad de Carga Estática (KN)	1700	1350	900	600	1350	1350	4500
Extensión Inferior de Mástil (m)	7.5	5.3	5.5	5.3	4	4	10
Notas: 1X(XD)-Tipo Caja en Caja, 2 K-Tipo Paquetes en Conjunto, 3 G-Tipo de Honda, 4 S-Tipo Ascensión Helicoidal, 5 SS-tipo Ascensión Encogida							

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla IV. Modelos y Especificaciones de Bloque de Corona

PRESIONES DE TRABAJO (PSI)	DIÁMETROS							
	7- 1/16" (180 mm)	9" (230mm)	11" (280 mm)	13-5/8" (346mm)	16-3/4" (426mm)	18-3/4" (476mm)	20-3/4" (527mm)	21-1/4" (540mm)
15000	X	X	X	X				
10000	X		X	X				
5000	X	X	X	X	X	X		X
3000	X	X	X	X			X	
2000	X							X

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla V. Preventor de Reventón del Pozo Anular

ANULAR BOP SIZES AND MODELS					
WORKING PRESSURE (psi)	DIÁMETRO (pulg)				
	7-1/16	11	13-5/8	20-3/4	21-1/4
10000	X	X	X		
5000	X	X	X		
3000	X	X	X	X	
2000					X

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla VI. Especificaciones del Clousing Sleeve (b)

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS				
No. Parte	Diámetro Nominal (pulg)	Diámetro Exterior (pulg)	Diámetro Interior (pulg)	Presión de Prueba Hidrostática
CC-2375-00	2 3/8	3.085	1.875	5000
CC-2875-00	2 7/8	3.75	2.312	5000
CC-3500-00	3 ½	4.275	2.750/2.812	5000
CC-4500-00	4 ½	5.572	3.812	5000

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla VII Especificaciones Varillas de Succión.

Varilla de Bombeo OD in (mm)	5/8 (15.88)	¾ (19.05)	7/8 (22.23)	1 (25.40)	1 1/8 (28.58)
Rosca OD in (mm)	15/16 (23.81)	1 1/16 (26.99)	1 3/16 (30.16)	2 3/16 (55.56)	2 3/8 (60.33)
Acoplamiento OD in (mm)	1 ½ (38.10)	15 (41.28)	1 13/16(46.04)	2 3/16 (55.56)	2 3/8 (60.33)
Longitud estándar ft (mm)	30 (9140)	26 (8000)	25 (7620)		

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla VIII. Características de Niple de Asiento

TAMAÑO (pulg)	DIAM PERFIL	PRESIÓN (psi)	PESO (lb/ft)	PERFIL	CONEXIÓN
2-3/8	1.875	5000	4.70	"X"	2-3/8 UPTB PIN-BOX
2-3/8	1.875	10000	4.70	"X"	PREMIUN 533 HYDRILL PXB
2-7/8	2.313	5000	6.50	"X"	2-7/8 UPTG PIN-BOX
3-1/2	2.750	5000	9.30	"X"	3-1/2 UPTG PIN-BOX
3-1/2	2.813	5000	9.30	"X"	3-1/2 UPTG PIN-BOX
3-1/2	2.562	10000	12.95	"X"	PREMIUN 533 HYDRILL PXB
4-1/2	3.813	5000	12.75	"X"	4-1/2 UPTG PIN-BPX
4-1/2	3.813	10000	12.75	"X"	PREMIUM 533 HYDRILL PXB
4-1/2	3.813	10000	12.75	"X"	PREMIUM VAN ACE PIN-BOX

Elaborado por Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

ANEXO II

TABLA IX TABLA DE DATOS

DATOS			RIG 450 HP	RIG 550HP
PROFUNDIDAD (pies)	H	11000	R1	R2
TIEMPO RECUPERAR SARTA (HORAS)	t	7		
CARGA SUSPENDIDA EN EL GANCHO (Lbs)	Wg			
CARGA EFICIENTE SUSPENDIDA			190000	220000
Eficiencia polea	Ep		0,59049	0,531441
Eficiencia al gancho	Eg		0,85	0,85
Eficiencia entre los motores	Ehpm		0,8	0,8
Número Poleas Bloque Viajero	n		3	4
Número Poleas Bloque Corona	N		5	6
Peso de los Bloques (lbs)	Pb		8000	10000
Velocidad de izaje (pies/min)	V		35,00	

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

TABLA DE RESULTADOS

Tabla X Peso de Tuberías y Sartas de Fondo

PESO DE TUBERIA Y DIFERENTES SARTAS DE FONDO					
	A1	A2	A3	A4	A5
1	PROFUNDIDAD (pies)	11000			
2	DIAMETRO TUBERIA (Pulgadas)	Tub 2 7/8"	Tub 3 1/2"	DRILLPIPE 2 7/8"	DRILL PIPE 3 1/2"
3	DENSIDAD LINEAL ACERO (lb/pie)	6,5	9,3	10,4	15,5
PESO MAXIMO DE ACUERDO A LA SARTA- Wt (lbs)					
4	PESO TUBERIA	71500	102300	114400	170500
5	TCP	2000	2000	2000	2000
6	BES	2500	2500	2500	2500
7	BH	3000	3000	3000	3000
8	BHA PESCA	7000	7000	7000	7000

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XI Peso Máximo de acuerdo a la Sarta de Completación y/o Pesca

PESO MAXIMO DE ACUERDO LA SARTA (lbs)					
	B1	B2	B3	B4	B5
1	SARTAS/DIAMETRO TUBERIA (pulgadas)	Tub 2 7/8"	Tub 3 1/2"	DRILLPIPE 2 7/8"	DRILL PIPE 3 1/2"
2	TCP	73500	104300	116400	172500
3	BES	74000	104800	116900	173000
4	BHA POWER OIL	74500	105300	117400	173500
5	BHA PESCA	78500	109300	121400	177500

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XII Máxima Carga Over-Pull RIG 450 HP

RIG 450 HP					
Max Carga Over-pull (lbs)					
	C1	C2	C3	C4	C5
1	CAP NOMINAL (lbs)	220000			
2	CAP EFECTIVA (lbs)	190000			
3	DIAMETRO TUBERIA (pulgadas)	Tub 2 7/8"	Tub 3 1/2"	DRILLPIPE 2 7/8"	DRILL PIPE 3 1/2"
4	TCP	116500	85700	73600	17500
5	BES	116000	85200	73100	17000
6	BH	115500	84700	72600	16500
7	BHA PESCA	111500	80700	68600	12500

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XIII Máxima Carga Over-Pull RIG 550 HP

RIG 550 HP					
Máxima Carga Over-pull (lbs)					
	D1	D2	D3	D4	D5
1	CAP NOMINAL (lbs)	250000			
2	CAP EFECTIVA (lbs)	220000			
3	DIAMETRO TUBERIA (pulgadas)	Tub 2 7/8"	Tub 3 1/2"	DRILLPIPE 2 7/8"	DRILL PIPE 3 1/2"
4	TCP (lbs)	146500	115700	103600	47500
5	BES(lbs)	146000	115200	103100	47000
6	BH	145500	114700	102600	46500
7	BHA PESCA	141500	110700	98600	42500

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XIV Carga Máxima suspendida dentro del Pozo

CARGA MAXIMA SUSPENDIDA DENTRO DEL POZO (lbs)					
FACTOR DE BOYANTES	SARTAS/DIAMETRO TUBERIA (pulgadas)	Tub 2 7/8"	Tub 3 1/2"	DRILLPIPE 2 7/8"	DRILL PIPE 3 1/2"
0,867	TCP	63724,5	90428,1	100918,8	149557,5
	BES	64158	90861,6	101352,3	149991
	BHA POWER OIL	64591,5	91295,1	101785,8	150424,5
	BHA PESCA	68059,5	94763,1	105253,8	153892,5

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XV Dimensiones y Propiedades Mecánicas Tubería de Producción

	TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILLPIPE)			TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING)		
DIÁMETRO NOMINAL (pulgadas)	ID (Pulgadas)	DENSIDAD LINEAL (lb/pie)	TENSIÓN (lbs)	DENSIDAD LINEAL (lb/pie)	ID (pulgadas)	TENSIÓN (Libras)
2 3/8"	1,815	6,65	175072	2,041	4	93000
2 7/8"	2,151	10,4	271503	2,441	6,4	145000
3 1/2"	2,602	15,5	408848	2,992	9,2	207000

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XVI Potencia del Taladro

TALADROS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	RIG 450HP GAVEN 01	RIG 550HP MOD
CABALLOS REQUERIDOS EN EL GANCHO	201,5151515	233,3333333
CABALLOS REQUERIDOS EN EL MALACATE	237,0766488	274,5098039
POTENCIA EN LOS MOTORES	296,3458111	343,1372549
REQUERIMIENTO MINIMO DE POTENCIA EN LOS MOTORES	423,3511586	490,1960784

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

Tabla XVII Potencia Mínima de la Bomba

	RIG 450	RIG 550
IHPBOMBA (HP)	443,2133	543,1535

Elaborada por: Alexandra Patricia Gaviño González y César Andrés Venegas Fernández

ANEXOS III

Especificaciones de los Taladro de Reacondicionamiento de pozos

RIG GAVEN01		
ESPECIFICACIONES DE TORRE DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS		
GAVEN RIG 01 - 450 HP		
No.	Especificaciones generales de la torre	Especificaciones
	Unidad número	GAVEN # 01
	Especificación de la unidad	B.W. 450 RIG / VIN # 2R9KNAABX3E680020
	País de registro	#####
	Fecha de fabricación.	jun-89
	Capacidad de la unidad	450 HP
1	Generalidades	
1,1	Torre/Mástil	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Tipo	Telescopica, Doble Seccion, Freestanding
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Modelo	102 pies, 220.000 lb
	Altura Mastil	102'
	Capacidad de carga estatica al gancho	220,000 lbs (5 lineas)
	Capacidad maxima de viento en freestanding	100 Km/hr Sin tuberia
		80 Km/hr Con tuberia
	Longitud sobre el carrier	63'
	Angulo de inclinacion	3 grados o 5 grados
	Almacenamiento de tuberia	Dobles
	Capacidad del almacenamiento	2 3/8" EUE - 25,000'
		2 7/8" EUE - 16,600'
		3 1/2" EUE - 14,000'
		2 7/8" IF - 12,000'
	Altura al trabajador encuellador	55 3/4'
	Almacenamiento de varilla	Triples
	Capacidad de almacenamiento de varilla	3/4" - 15,600'
	Altura al trabajador de varillas	79,5'
	Sistema de levantamiento	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
	Accionamiento llaves de potencia	Apretar FW-CH2534 CATHEAD ASSY
		Aflojar FW-CH2555 CATHEAD ASSY
1,2	Carrier	
	Fabricado	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Marca y Modelo	HYDUKE 600 - TANDEN TRIDOM
	Numero de ejes (axles)	5 (100,102 lbs)
	Delanteros	2 (48,430 lbs)
	Traseros	3 (51,672 lbs)

	Longitud	44'
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Motor	Detroit Diesel Serie 60 (450HP) S/N 06R0736582
	Transmisión	Allison CLT 5860-S
	Cab	Metálica
	Tamaño	Para un pasajero
1,3	Mesa de trabajo	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Tipo	Flotante
	Fecha de construcción	Julio - 2003
	Altura	15 Ft (flotante)
	Capacidad del Set Back (2-7/8" Drill Pipe)	196 paradas (2 drill pipe)
2	Malacate y equipo asociado	
2,1	Malacate principal	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Marca y Modelo	HYDUKE 600 / DOBLE TAMBOR
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Capacidad (HP)	450 HP
	Tambor	Diametro del tambor acanalado 17" x 37" entre caras
	Diametro del cable	1"
	Diametro tercera vuelta	21 7/16"
2,2	Malcate línea de arena	
	Diámetro del tambor	Diametro del tambor acanalado 13-7/8" x 38-3/8" entre caras
	Diametro del cable	9/16"
	Capacidad de almacenamiento	13.000 ft - cable 9 / 16"
2,3	Winche Hidraulico	
	Marca / Modelo	Branden Gear Matic / BG8
	Capacidad	8,000 Lbs
	Diámetro del tambor	Diametro del tambor acanalado 10" x 12" entre caras
	Diametro del cable	9/16"
	Capacidad de almacenamiento	300 ft - cable 9 / 16"
2,4	Freno malacate principal	
	Marca y Modelo	Hyduke
	Tipo	Zapatas
	Numero de zapatas	9 (10"x12"x1")
	Diametro del tambor	42"
	Ancho del tambor	10"
	Area efectiva de frenado	2,639 pulg ²
	Sistema de enfriamiento	Splash
2,5	Freno auxiliar	
	Marca	EATON
	Modelo	WC 11050 - Doble disco
	Tipo	AIRFLEX 24 WCB WATER COOLED TENSIONERS
	Enfriamiento	Por circulacion de agua
	Potencia máxima del freno	450 HP THERMAL RATE
2.6	Embrague tambor principal	

	Marca	EATON
	Modelo	CB 4000
	Tipo	AIRFLEX 32 CB 525
	Velocidad maxima de operacion	900 rpm
2.7	Embrague tambor linea de arena	
	Marca	EATON
	Modelo	CB 4000
	Tipo	AIRFLEX 22 CB 500
	Velocidad maxima de operacion	1250 rpm
2.8	Caja Angular	
	Marca	Right Angle Gearbox - NAMCO
	Modelo	RA - 450
	Ensamblaje de entrada	Brida 1810
	Ensamblaje de salida	Pinon 160x1
3	Equipo de izaje	
3,1	Bloque corona	
	Fabricado/tipo	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY - HYDUKE 600
	Capacidad	220.000 Lb
	Número de poleas	5 (cinco)
	Diámetro de poleas	1 Polea muerta de 30" de OD 3 poleas viajeras de 24" de OD 1 polea línea de arena de 24" OD
	Ranura de la polea para la línea	4 poleas para línea 1" 1 polea para línea de 9/16"
3,2	Bloque viajero y gancho	
	Fabricado/tipo	83 A - MCKISSICK
	Capacidad	100 Ton (220.000#)
	Número de poleas	3 @ 1" X 24"
	Diámetro de poleas	24 " de diámetro
	Ranura de la polea para la línea	1"
3,3	Unión giratoria	POWER SWIVEL
	Fabricado/tipo	VENTURE TECH XK-90
	Capacidad	90 TONELADAS, 5000 lbs./pie
3,4	Cable de perforación	
	Diametro (pulg)	1"
	Longitud	3000 pies
4	Sistema de rotación	
4,1	Power Swivel	POWER SWIVEL
	Fabricado/tipo	VENTURE TECH XK-90
	Abertura mínima	2" ID
	Carga estática	90 TONELADAS
	Máximo torque continuo	5.000 lb.pie
	Rango RPM	0 - 145 rpm
	Conexion tubería	2 7/8" IF
	Conexion circulacion	2" FIG 1502
	Sistema de levante	3 1/2" plano (elevador)
5	Sistema de suministro de energía	CAN T
5,1	Energía para la torre	
5.1.1	Motor Diesel Principal	

	Fabricado		PERKINS
	Tipo		Combustión Interna
	Modelo		2516 / 1500
	Potencia total continua máxima		100 HP
	Velocidad de rotación RPM:		1800 rpm
	Equipado con chispero de bujías		Si
5,1, 2	Motor Diesel Back Up		
	Fabricado		PERKINS
	Tipo		Combustión Interna
	Modelo		2490 / 1500
	Potencia total continua máxima		40 HP
	Velocidad de rotación RPM:		1800 rpm
	Equipado con chispero de bujías		Si
5.1. 3	AC-Generador		
5.1. 3.1	Generadores primarios		
	Fabricado		STANFORD EPS-82
	Potencia continua		74 KW / 220 V
5.1. 3.2	Generadores back up		
	Fabricado		OLYMPIAN
	Potencia continua		34 KVA / 220 V
5.2	Tanque de combustible en el taladro	2	
	Fabricado/Modelo		Construcciones & Montajes/ Rectangular
	Cantidad		1
	Capacidad		1000 galones
6	Equipo de control del pozo		
	Arreglo del BOP		
6,1	7 1/16" x 5000/3000 PSI	1	TOWNSEND
6,2	11" x 5000/3000 PSI	1	CHINA XINDE
6,3	Preventor anular		
	Marca		TOWNSEND
	Tipo		SHAFFER
	Tamaño		7 1/16" Y 11"
	Presión de trabajo		5000 psi
6,4	Double Ram Preventer		
	Marca y modelo	2	7 1/16" x 5M TOWNSEND modelo 81
			11" x 5M CHINA XINDE modelo 81
	Tipo		CAMERON
	Tamaño		7 1/16" x 5000 psi
			11" x 5000 psi
	Presión de trabajo		5000 PSI

	Modelo		H.W.S.S.
	Pressure gauges		0 - 3000 psi Gauge
	Annulus Pressure gauge (Range)		0 - 3000 psi Gauge
	Standpipe Pressure Gauge (Range)		0 - 3000 psi Gauge
	To be located Near adjustable choke		Si localizado en el panel remoto
8.	Sistema de Lodo/Almacenamiento		
8.1	Sistema de Alta Presión de Lodo		
8.1.1	Sistema de 1 bombas de lodo triplex		
	Marca y modelo		SPM modelo TWS 600 S
	Capacidad (minimo 314 GPM del sistema)		336 GPM (8 bblpm)
	Longitud y diámetro (máximo) de los pistones (Pulg)		6" de carrera y 4" de diámetro
	Max. Input power (HP)		400 HP
	Motor (Marca y modelo) para cada bomba		Detroit Diesel Serie 60
	Potencia máxima (HP)		400 HP
8.1.2	Bomba mezcladora		
	Marca y modelo		Goulds Pump modelo SSH-C
	Medidas (Descarga x succión) (Pulg)		4" x 4" (10 bls / min max)
	Max. Input power (HP)		35 HP
	Motor (Marca y modelo) para cada bomba		Vickers Hydraulic Motor (M35)
	Potencia máxima (HP)		35 HP
8.2.	SISTEMA DE TANQUES		
8.2.1	Tanque de lodos	1	
	Tipo		Rectangular Horizontal Tipo Frack Tank
	Total Capacity (bbls)		250 BBLS / 4 compartimientos
			Primer compartimento 125 Bls (pildora)
			Segundo compartimento 125 Bls
8.2.2	Tanque de retorno con Separador de Gas (Poor Boy)	1	
	Tanque		Rectangular Horizontal Tipo Frack Tank
			220 BBLS / 3 compartimientos
			Primer compartimento 50 Bls
			Segundo compartimento 85 Bls
			Tercer compartimento 85 Bls
	Separador de gas		Cilindrico Vertical
			Diámetro de la bota 30'
			Altura de la bota 14'
	Chock Manifold		1 Valvula de choque regulable
			1 Valvula de choque fija
			5 Valvulas de compuerta 2 1/16"
8.2.3	Tanque de retorno - trampa de arena	1	
	Tanque		Rectangular Horizontal Tipo skid
			100 BBLS / 2 compartimientos
			Primer compartimento 80 Bls
			Segundo compartimento 20 Bls
	LxWxH		6m x 2.4m x 1.2m
9	Campamento		
9,1	CAMPER - COMPANY MAN		
	Contruccion		ARR

	Tipo	Tipo remolque con un eje y king pin
	LxWxH	12m x 2.4m x 3.5m
	Tamano oficina	14 m ²
	Tamano bano	5,0 m ²
	Tamano habitacion	9 m ²
	Caracteristicas	Aire Acondicionado, nevera, cama doble, TV, Direct TV, sistema informatico, computadora, impresora, Internet Satelital. Instalaciones sanitarias, electrica y agua potable
	Tanque de agua potable	1,5 m ³

RIG GAVEN01

ESPECIFICACIONES DE TORRE DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

GAVEN RIG 01 - 550 HP

No.	Especificaciones generales de la torre	Especificaciones
	Unidad número	GAVEN # 01
	Especificación de la unidad	B.W. 550 RIG / VIN # 2R9KNAABX3E680020
	País de registro	#####
	Fecha de fabricación.	jun-89
	Capacidad de la unidad	550 HP
1	Generalidades	
1,1	Torre/Mástil	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Tipo	Telescopica, Doble Seccion, Freestanding
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Modelo	102 pies, 220.000 lb
	Altura Mastil	102'
	Capacidad de carga estatica al gancho	250,000 lbs (5 lineas)
	Capacidad maxima de viento en freestanding	100 Km/hr Sin tuberia
		80 Km/hr Con tuberia
	Longitud sobre el carrier	63'
	Angulo de inclinacion	3 grados o 5 grados
	Almacenamiento de tuberia	Dobles
	Capacidad del almacenamiento	2 3/8" EUE - 25,000'
		2 7/8" EUE - 16,600'
		3 1/2" EUE - 14,000'
		2 7/8" IF - 12,000'
	Altura al trabajador encuellador	55 3/4'
	Almacenamiento de varilla	Triples
	Capacidad de almacenamiento de varilla	3/4" - 15,600'
	Altura al trabajador de varillas	79,5'
	Sistema de levantamiento	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
	Accionamiento llaves de potencia	Apretar FW-CH2534 CATHEAD ASSY
		Aflojar FW-CH2555 CATHEAD ASSY
1,2	Carrier	
	Fabricado	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Marca y Modelo	HYDUKE 600 - TANDEN TRIDOM
	Numero de ejes (axles)	5 (100,102 lbs)
	Delanteros	2 (48,430 lbs)
	Traseros	3 (51,672 lbs)

	Longitud	44'
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Motor	Detroit Diesel Serie 60 (450HP) S/N 06R0736582
	Transmisión	Allison CLT 5860-S
	Cab	Metálica
	Tamaño	Para un pasajero
1,3	Mesa de trabajo	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Tipo	Flotante
	Fecha de construcción	Julio - 2003
	Altura	15 Ft (flotante)
	Capacidad del Set Back (2-7/8" Drill Pipe)	196 paradas (2 drill pipe)
2	Malacate y equipo asociado	
2,1	Malacate principal	
	Fabricado por	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY
	Marca y Modelo	HYDUKE 600 / DOBLE TAMBOR
	Fecha de fabricación	Julio - 2003
	Capacidad (HP)	450 HP
	Tambor	Diámetro del tambor acanalado 17" x 37" entre caras
	Diámetro del cable	1"
	Diámetro tercera vuelta	21 7/16"
2,2	Malcate línea de arena	
	Diámetro del tambor	Diámetro del tambor acanalado 13-7/8" x 38-3/8" entre caras
	Diámetro del cable	9/16"
	Capacidad de almacenamiento	13.000 ft - cable 9 / 16"
2,3	Winche Hidraulico	
	Marca / Modelo	Branden Gear Matic / BG8
	Capacidad	8,000 Lbs
	Diámetro del tambor	Diámetro del tambor acanalado 10" x 12" entre caras
	Diámetro del cable	9/16"
	Capacidad de almacenamiento	300 ft - cable 9 / 16"
2,4	Freno malacate principal	
	Marca y Modelo	Hyduke
	Tipo	Zapatas
	Numero de zapatas	9 (10"x12"x1")
	Diámetro del tambor	42"
	Ancho del tambor	10"
	Area efectiva de frenado	2,639 pulg ²
	Sistema de enfriamiento	Splash
2,5	Freno auxiliar	
	Marca	EATON
	Modelo	WC 11050 - Doble disco
	Tipo	AIRFLEX 24 WCB WATER COOLED TENSIONERS
	Enfriamiento	Por circulación de agua
	Potencia máxima del freno	550 HP THERMAL RATE
2,6	Embrague tambor principal	
	Marca	EATON
	Modelo	CB 4000

	Tipo	AIRFLEX 32 CB 525
	Velocidad maxima de operacion	900 rpm
2.7	Embrague tambor linea de arena	
	Marca	EATON
	Modelo	CB 4000
	Tipo	AIRFLEX 22 CB 500
	Velocidad maxima de operacion	1250 rpm
2.8	Caja Angular	
	Marca	Right Angle Gearbox - NAMCO
	Modelo	RA - 550
	Ensamblaje de entrada	Brida 1810
	Ensamblaje de salida	Pinon 160x1
3	Equipo de izaje	
3,1	Bloque corona	
	Fabricado/tipo	B.W. RIG REPAIR & SUPPLY - HYDUKE 600
	Capacidad	220.000 Lb
	Número de poleas	6 (seis)
	Diámetro de poleas	2 Polea muerta de 30" de OD
		3 poleas viajeras de 24" de OD
		1 polea línea de arena de 24" OD
	Ranura de la polea para la línea	4 poleas para línea 1"
		2 polea para línea de 9/16"
3,2	Bloque viajero y gancho	
	Fabricado/tipo	83 A - MCKISSICK
	Capacidad	100 Ton (220.000#)
	Número de poleas	3 @ 1" X 24"
	Diámetro de poleas	24 " de diámetro
	Ranura de la polea para la línea	1"
3,3	Unión giratoria	POWER SWIVEL
	Fabricado/tipo	VENTURE TECH XK-90
	Capacidad	90 TONELADAS, 5000 lbs./pie
3,4	Cable de perforación	
	Diametro (pulg)	1"
	Longitud	3000 pies
4	Sistema de rotación	
4,1	Power Swivel	POWER SWIVEL
	Fabricado/tipo	VENTURE TECH XK-90
	Abertura mínima	2" ID
	Carga estática	90 TONELADAS
	Máximo torque continuo	5.000 lb.pie
	Rango RPM	0 - 145 rpm
	Conexion tuberia	2 7/8" IF
	Conexion circulacion	2" FIG 1502
	Sistema de levante	3 1/2" plano (elevador)

5	Sistema de suministro de energía	CAN T	
5,1	Energía para la torre		
5.1.1	Motor Diesel Principal		
	Fabricado		PERKINS
	Tipo		Combustión Interna
	Modelo		2516 / 1500
	Potencia total continua máxima		100 HP
	Velocidad de rotación RPM:		1800 rpm
	Equipado con chispero de bujías		Si
5,1,2	Motor Diesel Back Up		
	Fabricado		PERKINS
	Tipo		Combustión Interna
	Modelo		2490 / 1500
	Potencia total continua máxima		40 HP
	Velocidad de rotación RPM:		1800 rpm
	Equipado con chispero de bujías		Si
5.1.3	AC-Generador		
5.1.3.1	Generadores primarios		
	Fabricado		STANFORD EPS-82
	Potencia continua		74 KW / 220 V
5.1.3.2	Generadores back up		
	Fabricado		OLYMPIAN
	Potencia continua		34 KVA / 220 V
5.2	Tanque de combustible en el taladro	2	
	Fabricado/Modelo		Construcciones & Montajes/ Rectangular
	Cantidad		1
	Capacidad		1000 galones
6	Equipo de control del pozo		
	Arreglo del BOP		
6,1	7 1/16" x 5000/3000 PSI	1	TOWNSEND
6,2	11" x 5000/3000 PSI	1	CHINA XINDE
6,3	Preventor anular		
	Marca		TOWNSEND
	Tipo		SHAFFER
	Tamaño		7 1/16" Y 11"
	Presión de trabajo		5000 psi
6,4	Double Ram Preventer		
	Marca y modelo	2	7 1/16" x 5M TOWNSEND modelo 81
			11" x 5M CHINA XINDE modelo 81
	Tipo		CAMERON
	Tamaño		7 1/16" x 5000 psi
			11" x 5000 psi
	Presión de trabajo		5000 PSI

6,5	Disponibilidad de Pipe rams	
	Blind Rams	7" x 5M 1 juego
		11" x 5M 2 juegos
	2-3/8" Rams	7" x 5M 1 juego
	2-7/8" Rams	7" x 5M 1 juego
	3-1/2" Rams	7" x 5M 2 juegos
		11" x 5M 2 juegos
	4-1/2" Rams	7" x 5M 1 juego
		11" x 5M 1 juego
6,6	Adapter Spools	
	Para conexiones	7" 3000 psi x 7" 5000 psi
		11" 3000 psi x 11" 5000 psi
	Gasket	TODAS LAS MEDIDAS, 7"3M, 7"5M, 11"3M, 11"5M
	W/Bell Nipple	7" x 5000 psi w/bell nipple, 11" x 5000 psi w/bell nipple
	W/BOP Stack handling equipment	SI, manuales tipo volante
6,7	BOP Kill / Choke lines systems (choke manifold)	
	Marca y modelo	SPM / 2" Choke manifold
	Tipo	Integral
	ID (pulg) y Presión de trabajo (psi)	2", 15000 psi
6,8	BOP Control System	
	One 20.7 Mpa (3000 psi) working pressure automatic pump accumulator unit with control manifold. Two AiR-DRIVEN PUMPS (50.1 RATIO) ONE 15 Kw electrically driven pump, and fluid reservoir	
	The unit to be capable of closing and opening all preventers and closing again the bag type and one ram type preventer without reloading and holding them closed against rated working pressure of the preventers	
	The unit will be fitted with a regulator, similar to the koomey type TR-5 that will allow remote operation of annular closing pressure (stripping)	
6,9	MANIFOLD DE CIRCULACION	
	BRAND	S.P.M.
	Type	Integral Flow Thru
	MAX PRESSURE	15.000 psi
	VALVES	8
	VALVE TYPES	PLUG VA 1" x 2" SP150WU
7	Control panel	
7,1	Driller's Control Panel	
	Marca y modelo	H.W.S.S. CLASE III
	Pressure regulator for bag	KR-75 Manual Regulator Valve
	Pressure gauges	0 - 3000 psi Gauge
7,2	Remote control panel	
	The remote panel is to operate the main closing unit valves direct and not through the derrick floor unit should latter be destroyed by a blow - out and fire, the remote unit can still be used. The main closing unit should be located in a safe area far away	
	Location	44 ft de la consola del maquinista
	Fabricado	HYDUKE ENERGY SERVICES

	Modelo		H.W.S.S.
	Pressure gauges		0 - 3000 psi Gauge
	Annulus Pressure gauge (Range)		0 - 3000 psi Gauge
	Standpipe Pressure Gauge (Range)		0 - 3000 psi Gauge
	To be located Near adjustable choke		Si localizado en el panel remoto
8.	Sistema de Lodo/Almacenamiento		
8.1	Sistema de Alta Presión de Lodo		
8.1.1	Sistema de 1 bombas de lodo triplex		
	Marca y modelo		SPM modelo TWS 600 S
	Capacidad (minimo 314 GPM del sistema)		336 GPM (8 bblpm)
	Longitud y diámetro (máximo) de los pistones (Pulg)		6" de carrera y 4" de diámetro
	Max. Input power (HP)		550 HP
	Motor (Marca y modelo) para cada bomba		Detroit Diesel Serie 60
	Potencia máxima (HP)		550 HP
8.1.2	Bomba mezcladora		
	Marca y modelo		Goulds Pump modelo SSH-C
	Medidas (Descarga x succión) (Pulg)		4" x 4" (10 bls / min max)
	Max. Input power (HP)		35 HP
	Motor (Marca y modelo) para cada bomba		Vickers Hydraulic Motor (M35)
	Potencia máxima (HP)		35 HP
8.2.	SISTEMA DE TANQUES		
8.2.1	Tanque de lodos	1	
	Tipo		Rectangular Horizontal Tipo Frack Tank
	Total Capacity (bbls)		220 BBLs / 4 compartimientos
			Primer compartimento 110 Bls (pildora)
			Segundo compartimento 110 Bls
8.2.2	Tanque de retorno con Separador de Gas (Poor Boy)	1	
	Tanque		Rectangular Horizontal Tipo Frack Tank
			220 BBLs / 3 compartimientos
			Primer compartimento 50 Bls
			Segundo compartimento 85 Bls
			Tercer compartimento 85 Bls
	Separador de gas		Cilindrico Vertical
			Diámetro de la bota 30'
			Altura de la bota 14'
	Chock Manifold		1 Valvula de choque regulable
			1 Valvula de choque fija
			5 Valvulas de compuerta 2 1/16"
8.2.3	Tanque de retorno - trampa de arena	1	
	Tanque		Rectangular Horizontal Tipo skid
			100 BBLs / 2 compartimientos
			Primer compartimento 80 Bls
			Segundo compartimento 20 Bls
	LxWxH		6m x 2.4m x 1.2m
9	Campamento		
9,1	CAMPER - COMPANY MAN		
	Contruccion		ARR

	Tipo	Tipo remolque con un eje y king pin
	LxWxH	12m x 2.4m x 3.5m
	Tamano oficina	14 m ²
	Tamano bano	5,0 m ²
	Tamano habitacion	9 m ²
	Caracteristicas	Aire Acondicionado, nevera, cama doble, TV, Direct TV, sistema informático, computadora, impresora, Internet Satelital. Instalaciones sanitarias, eléctrica y agua potable
	Tanque de agua potable	1,5 m ³

ANEXO IV

CERTIFICADOS DE COMPONENTES TALADRO WORKOVER

Certificado de Calibración

EQUIPO:INDICADOR DE PESO
MARCA: CLIPPER
SERIE: 11905
RANGO:380000 LB

Este documento certifica que el ítem, fue calibrado usando estándares de referencia del Laboratorio de Calibración de GAVEN, durante un periodo de 1 día.

La calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango establecido entre 18°C a 28°C y humedad relativa de 45% a 90%, y en sitio únicamente se registrarán las condiciones ambientales para determinar su contribución en el laboratorio si proceda. Para determinar la incertidumbre se considera un nivel de confianza del 95% y un factor de cobertura $K=2$, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo tiempo.

Las mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de Referencia que mantienen Trazabilidad a Patrones Nacionales los certificados de calibración se encuentran en los archivos de GAVEN pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproducidos y/o desarrollados por este laboratorio, de acuerdo a requerimientos de la norma NTE INEN ISO/IEC 17021:2006.

La estabilidad y funcionamiento del ítem depende de varios factores, los cuales están fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se le da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que se establezca como válida la calibración.

Este certificado solo se aplicará para el ítem identificado, únicamente se podrá reproducir en forma completa y con la aprobación escrita específica de GAVEN. No será usado para

reclamo de endoso de productos por el INEN o cualquier entidad Estatal.

Estándar (es) utilizado (5):

Equipo	Marca	Modelo	Serie	Fecha de Cal.	Fecha próx. Cal.
Manómetro	CRYSTAL	XP2i	264380	04/11/2013	
				04/11/2014	
Bomba Hidráulica	FLUKE	700HTP-2	2672221		

Certificado de Calibración

EQUIPO: MANÓMETRO
MARCA: CAD
SERIE: S-6635-1
UBICACIÓN: RIG GAVEN01/ ACUMULADOR
RANGO: 6000 psi

Este documento certifica que el ítem, fue calibrado usando estándares de referencia d. Laboratorio Calibración de GAVEN durante un periodo del día.

La calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango establecido entre. 11% 28.0 y humedad relativa de 45% a 9091, y en sitio únicamente se registraran las condiciones ambientales p determinar su contribución en el laboratorio si procede. Para determinar la incertidumbre se considera un nro. de confianza del 195% y un factor de cobertura k-2, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo tiempo.

Las mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de Referencia que mantienen Trazabilidad a Patrones Racionales los certificados de calibración se encuentran en los archivos de GAVEN y pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproductivos y/o desarrollados por este laboratorio, de acuerdo a requerimientos de la norma NTE INEN ISM 170252006.

La estabilidad y funcionamiento del. Ítem dependen de varios factores, los cuales estera fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se le da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que establezca como válida la calibración.

Este certificado solo se aplicare para el ítem identificado, únicamente se podrá reproducir en forma completa con la aprobación escrita especifica de GAVEN será usado para reclamo de endoso de producción. Por el INEN o cualquier entidad Estatal.

Certificado de Calibración

EQUIPO: MANÓMETRO DE LODO
MARCA: CVDRILL
SERIE: S50250
UBICACIÓN BASE COCA. NANGO:
9000 psi

Este documento certifica que el ítem, fue calibrado usando estándares de referencia del Laboratorio de Calibración de GAVEN, durante un periodo de 1 día.

La calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango establecido entre 18 a 28 C y humedad relativa de 45% a 90%, y en sino únicamente se registrarán las condiciones ambientales para determinar su contribución en el laboratorio si procede. Para determinarla incertidumbre se considera un nivel de confianza del 95% y un factor de cobertura KEZ, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo.

Las mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de Referencia que mantienen Trazabilidad a Patrones Nacionales los certificados de Calibración Se encuentran en los archivos de GAVEN y pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproducidos desarrollados por este Laboratorio de acuerdo a requerimientos de norma NTE INEN ISO/IEC 17025 2006.

La estabilidad y funcionamiento del ítem depende de vahos factores, los cuales están fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que se establezca como válida la calibración

Certificado de Calibración

EQUIPO: MANÓMETRO DE LODO
MARCA ININTERS
SERIE: im-13300
UBICACIÓN: RIG GAVEN 01
RANGO: 2000 Psi

Este documento certifica que el Ítem, fue calibrado usando estándares de referencia del Laboratorio de Calibración de GAVEN durante un periodo de 1 día.

La Calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango estable entre 16°C a 23°C y humedad relativa de 45% a 90%, y en sitio únicamente se registrarán las condiciones ambientales para determinar su contribución en el laboratorio si procede. Para determinar la incertidumbre se considera un nivel de confianza del 95% y un factor de cobertura k 2, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo tiempo.

Las Mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de Referencia que mantienen Trazabilidad a Patrones Nacionales los certificados de Calibración se encuentran en los archivos de GAVEN y pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproducidos y/o desarrollados por este laboratorio, de acuerdo al requerimiento de la norma NTE INEN ISO/IEC 17025:2006.

La estabilidad y funcionamiento del ítem depende de varios factores, los cuales están fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se le da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que se establezca como válida la Calibración.

Certificado de Calibración

SERIE: 47923
UBICACIÓN: RIG GAVEN01
RANGO: 6000 Psi

Este documento certifica que el Ítem, fue calibrado usando estándares de referencia del Laboratorio de Calibración de GAVEN durante un periodo de 1 día.

La Calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango estable entre 16°C a 23°C y humedad relativa de 45% a 90%, y en sitio únicamente se registrarán las condiciones ambientales para determinar su contribución en el laboratorio si procede. Para determinar la incertidumbre se considera un nivel de confianza del 95% y un factor de cobertura k-2, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo tiempo.

Las Mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de Referencia que mantienen Trazabilidad a Patrones Nacionales los certificados de Calibración se encuentran en los archivos de GAVEN y pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproducidos y/o desarrollados por este laboratorio, de acuerdo al requerimiento de la norma NTE INEN ISO/IEC 17025:2006.

La estabilidad y funcionamiento del ítem depende de varios factores, los cuales están fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se le da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que se establezca como válida la Calibración.

Este Certificado solo se aplicará para el Ítem Identificado, únicamente se podrá reproducir en forma completa y con la aprobación escrita específica de GAVEN. No será usado para reclamo de endoso de productos por el NEN o cualquier entidad Estatal.

Certificado de Calibración

EQUIPO: ROTARY TORQUE
MARCA: MARTIN DECKER
SERIE: 2AH0000
UBICACIÓN: RIG GAVEN01
RANGO: 500 psi

Este documento garantiza que el ítem, fue calibrado usando estándares de referencia del Laboratorio de Calibración de GAVEN, durante un periodo de 1 día.

La calibración se realizó a una temperatura ambiente en el laboratorio con un rango establecido entre 18°C a 28°C y humedad relativa de 45% a 90%, y en asilo únicamente se registrarán las condiciones ambientales para determinar su contribución en el laboratorio si proceda. Para determinar la incertidumbre se considera un nivel de confianza del 05% y un factor de cobertura $K=2$, de acuerdo a la GUM, se relaciona únicamente a los valores medidos y no incluye estabilidad del equipo bajo prueba para largo tiempo.

Las mediciones realizadas por nuestro laboratorio se basan en patrones de REFERENCIA que mantienen Trazabilidad a Patrones Nacionales los certificados de calibración se encuentran en los archivos de GAVEN y pueden ser revisados por cualquier personal autorizado, se utilizan procedimientos reproducidos y/o desarrollados por este laboratorio, de acuerdo a requerimientos de la norma NTE INEN ISO/IEC 17021:2006.

La estabilidad y funcionamiento del Ítem depende de varios factores, los cuales están fuera del control de nuestro laboratorio de calibración. No obstante, si al equipo se le da un mantenimiento y uso adecuado, los valores descritos en el reporte de calibración puede mantenerse dentro de los rangos en el periodo que se establezca como válida la calibración.

Este certificado solo se aplicará para el Ítem identificado, únicamente se podrá reproducir en forma completa y con la aprobación escrita específica de GAVEN. No será usado para reclamo de endoso de productos por el INEN o cualquier entidad Estatal.

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE PERFORACIÓN

DESCRIPCIÓN

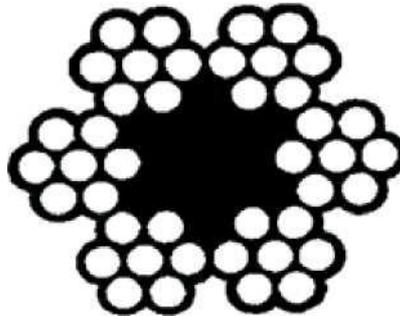
El cable de acero es un producto fabricado con alambres de acero que se colocan ordenadamente para desarrollar un trabajo específico.

La construcción del cable de acero se debe a un diseño de las partes que lo componen: ALAMBRONES, TORONES Y ALMA.

Debido a que los cables son sometidos a diferentes trabajos que generan condiciones severas de operación se fabrican de diferentes características y especificaciones, de tal manera que cada tipo de construcción cumpla con los requerimientos del trabajo que desarrollará en particular.

Las principales construcciones se clasifican en tres grupos que son:

GRUPO 6 X 7 En este grupo el cable se construye con seis torones que a su vez están formados cada uno con seis alambres de diámetro de grueso; los torones se envuelven en forma de espiral en el núcleo central de acero (alma). Debido a su construcción estos cables son poco flexibles, por lo tanto no se recomienda usarlos en accesorios donde se requiera flexibilidad. Es muy resistente a la abrasión y puede ser instalado en poleas o tambores de malacate que tenga 40 veces su diámetro.



6x7

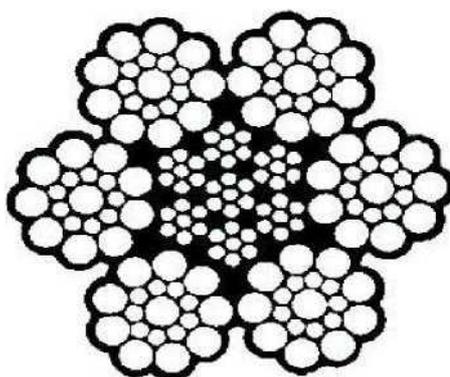
GRUPO 6 X 19 Este cable se construye con seis torones enlazados en forma de espiral alrededor de un alma de acero. Cada toron puede ser construido con una cantidad variable de alambres (de 16 a 26) de diámetro diferente. Esta distribución de los alambres y torones da como resultado más flexibilidad y resistencia a la abrasión.

Las construcciones de este grupo más utilizadas son 6x19 filler (6 x 25) y 6 x 19 seale. El más usual es el primero por ser resistente a la abrasión y al aplastamiento. La flexibilidad que proporciona el cable permite usarlo en poleas que tengan 25 veces su diámetro.

Esta construcción se forma por 6 torones y cada uno de ellos por 25 alambres que están colocados en dos capas alrededor de un alambre central.

En la capa exterior tiene el doble de alambres (12) que los que tiene en la capa interior (6); y entre estas dos capas se colocan seis alambres muy delgados como relleno (filler) para darle posición adecuada a los alambres de la capa exterior.

La construcción del grupo de 6 x 19 seale se forma con 6 torones de 19 alambres cada uno; dispuestos en dos capas de igual cantidad (9) y colocados alrededor del alambre central en este caso, los alambres de la capa exterior son más gruesos que los de la interior para dar mayor resistencia a la abrasión. Su flexibilidad es menor que la que tiene los de construcción 6 x 25 aunque no llega a ser tan rígido como los de 6 x 7. Pueden trabajar en poleas o tambores que tengan 30 veces su diámetro.



6 x 19

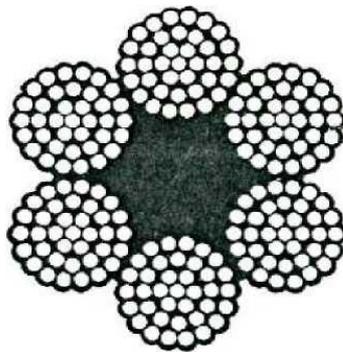
También se incluyen 5 x 19 filler 6 x 19 seale

GRUPO 6 X 37 En este grupo se encuentran los cables más flexibles debido a que tienen un número mayor de alambres por torón. Es

recomendable en trabajos donde se requiera flexibilidad. Dado que el diámetro de los alambres que forma cada torón es muy pequeño, no se recomienda para ser utilizado en trabajos que manejen una abrasión excesiva.

Nominalmente la construcción es de 6 x 37, sin embargo muy pocos cables se construyen con torones de 37 alambres. Los más comunes son de 29 a 46 alambres por torón y el diámetro de poleas o tambores donde se recomienda usarlo será de 18 veces el diámetro del cable.

Los tres grupos antes descritos son los más importantes aunque existe también el grupo de 8 x 19 que se fabrica con 8 torones alrededor de un alma (generalmente de fibra) utilizar 8 torones en vez de 6 implica que el cable sea más flexible pero menos resistente al aplastamiento debido a que el cable tiene un alma más grande.



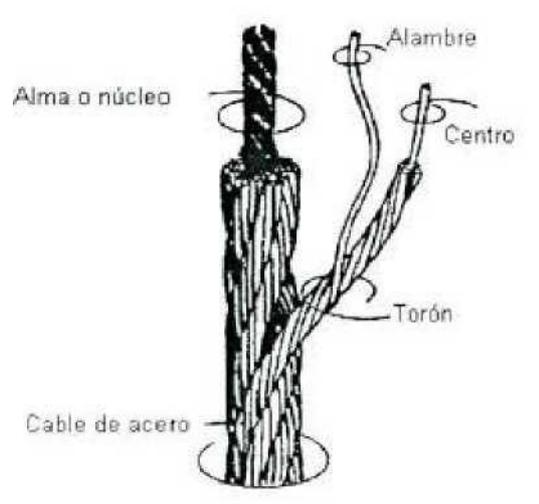
6 x 37

Se incluyen 6 x 31 6 x 36 6 x 43

ALMA DEL CABLE

Sirve como soporte a los torones enrollado a su alrededor.

De acuerdo al trabajo a que se someterá el cable, será el tipo de material de fabricación del alma; las más utilizadas son: ALMAS DE TORON formadas por un torón igual a los demás que componen el



Cable (7 x 7) y ALMAS DE FIBRA que pueden ser vegetales o sintéticas.

El alma de acero se utiliza en cables expuestos al aplastamiento o en lugares donde la temperatura es muy elevada y puede ocasionar que el alma de fibra se dañe con el calor

A la vez, este tipo de alma proporciona una resistencia de 10% aproximadamente adicional a la ruptura. Estos cables son de menor flexibilidad.

Los cables con alma de fibra se utilizan en trabajos donde no se exponen a las condiciones mencionadas. Son de mayor flexibilidad, fácil manejo y mayor elasticidad.

El preformado del cable es la forma que tendrán los torones y alambres según el cable. De esta manera al cortar los alambres permanecen en su lugar y proporcionan al mismo mayor estabilidad al no producir esfuerzos internos.



NOTA: Cuando por algún motivo se rompe un alambre en cables preformados, el alambre roto permanece en su posición; sin embargo, el no preformado al romperse tiende a desprenderse del cable.

TORCIDO DE LOS CABLES

Generalmente los cables se fabrican con un torcido regular o torcido LANG

El torcido regular se diseña de manera que los alambres del torón estén torcidos en dirección opuesta a la de los torones del cable; en el torcido lang los alambres y los torones se encuentran en la misma dirección.

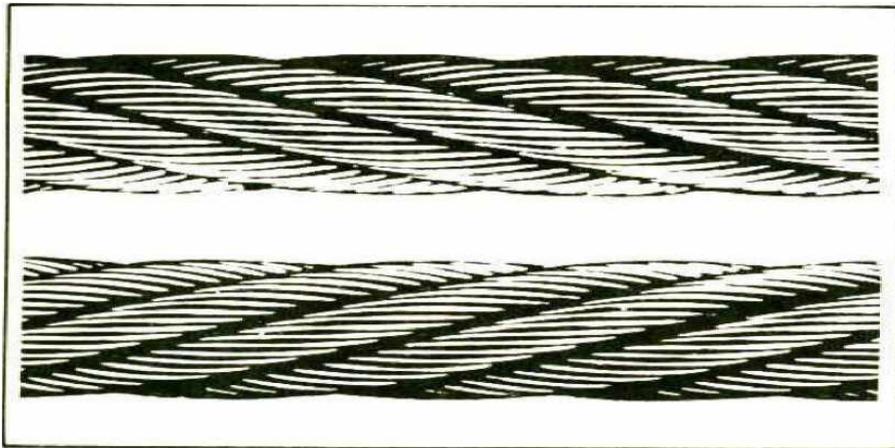
Los cables con torcidos lang son más flexibles y resistentes a la abrasión pero con el inconveniente que tienden a destorcerse, por lo cual se deben utilizar solamente en trabajos donde ambos extremos estén fijos y no le permitan girar sobre sí mismo.

Los cables con torcidos regular son de más fácil manejo, con menos riesgo de formación de "COCAS", más resistentes al aplastamiento y tienen menos tendencia a destorcerse aunque no tengan fijos ambos extremos.

En ambos tipos de torcido (regular y lang) pueden fabricarse en dirección derecha o izquierda. En la mayoría de los casos no afecta el que se utilice un cable torcido derecho o izquierdo.

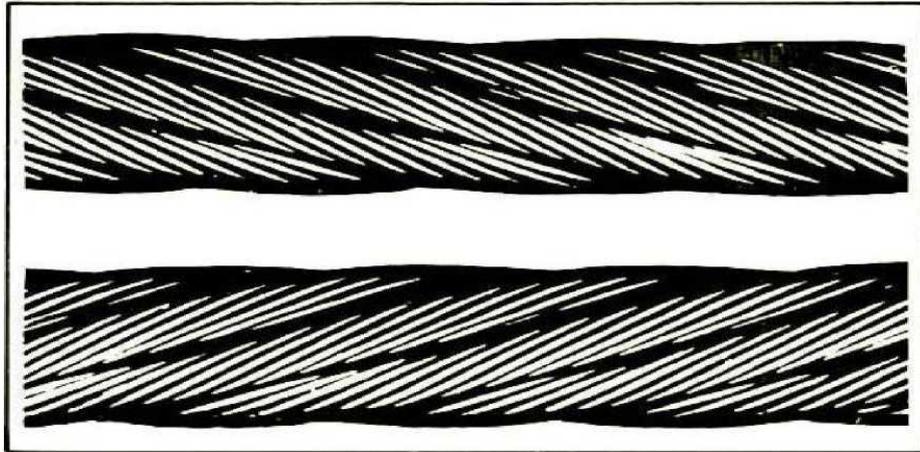
Los cables torcidos derechos son los de mayor empleo en malacates, grúas retenidas, etc.

Los cables con torcido izquierdo se utilizan en equipos de perforación tipo percusión debido a que por su efecto mantienen apretadas la roscas de los aparejos de perforación por percusión.



Existe otro tipo de torcido llamado **ALTERNADO** que se construye alternando torones derechos e izquierdos. Este tipo de torcido tiene muy poca aplicación.

El torcido de un cable también es conocido como **TRAMA**. Se refiere a la distancia lineal que recorre un torón para dar una rotación completa alrededor del cable (derecho e izquierdo). Esta distancia se mide en línea recta paralela al alma del cable. Si se conoce la trama original de un cable, se puede medir su estiramiento debido al uso, por lo tanto, un cable estirado tiene una trama más larga que la original con su diámetro exterior reducido.



CABLE DE ACERO

La calidad o grado del acero que se utiliza en la fabricación de cables de acero para malacates, es generalmente acero de arado mejorado. Los fabricantes del cable usan distintas iniciales para determinar el grado de acero de cables.

Se consideran dos factores que son:

SELECCION DEL CABLE DIÁMETRO Y LONGITUD

El cable debe tener el diámetro apropiado para el trabajo que se requiera de acuerdo con la fuerza necesaria y ranuras de las poleas en el equipo; la longitud necesaria para efectuar el guarnido y una cantidad suficiente en el tambor de reserva para los deslizamientos y cortes del cable.

DIÁMETRO DEL CABLE

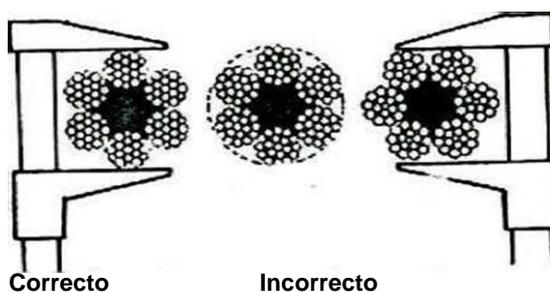
Los cables que se utilizan en los equipos de perforación y reparación de pozos están fabricados sobre tamaño, es decir, con diámetro exterior mayor al que se especifica.

Un cable con diámetro ligeramente mayor que su tamaño nominal puede trabajar bien; pero un cable con diámetro menor a su tamaño nominal no trabaja correctamente. Sin embargo, el margen de sobre tamaño que se permite dentro de cada clasificación es bastante ligero.

La medición del diámetro del cable de acero se efectúa con el empleo de un calibrador lineal con incrementos hasta de 1/64 de pulgada.

El calibrador se coloca de manera que se mida el máximo espesor del cable, es decir, la distancia desde el punto más saliente de un torón hasta el punto más saliente del torón opuesto.

La medición correcta del cable permite que este se aloje perfectamente en la ranura de la polea. Si el cable queda ajustado en la polea, la ranura apretará excesivamente la parte exterior del cable y dañará el alma. Si el cable queda flojo, este se aplastará y desgastará las superficies de rodamiento de la ranura. Ambas situaciones ocasionan que se reduzca la vida útil del cable.



FACTORES DE SEGURIDAD

Se le denomina a la relación que existe entre la resistencia real de cable y la carga de trabajo. Lo anterior se considera por el uso constante del cable evitando un posible accidente y para mayor rendimiento del cable.

En este trabajo se recomienda utilizar un factor de seguridad.

En el tambor principal y el de sondeo de 3 a 1 perforando.

Y en operaciones de pesca de 2 a 1.